



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS – UNICAMP
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA – FEM
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS - IG
CIÊNCIA E ENGENHARIA DO PETRÓLEO – CEP
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO - DEP

Técnicas Geoestatísticas Aplicadas na Modelagem da Saturação de Óleo

Autor: Rodrigo Zanão

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal

Campinas

Fevereiro 2008



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS – UNICAMP
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA – FEM
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS - IG
CIÊNCIA E ENGENHARIA DO PETRÓLEO – CEP
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO - DEP

Técnicas Geoestatísticas Aplicadas na Modelagem da Saturação de Óleo

**Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia
Mecânica/Instituto de Geociências como requisito
para a obtenção do título de Mestre em
Ciências e Engenharia do Petróleo**

Autor: Rodrigo Zanão

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal

Campinas

Fevereiro 2008

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Z16t Zanão, Rodrigo
 Técnica geoestatísticas aplicadas na modelagem da
 saturação de óleo. / Rodrigo Zanão. --Campinas, SP:
 [s.n.], 2008.

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

 1. I. Vidal, Alexandre Campanhe. II. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Titulo em Inglês: Geostatistical techniques applied on oil saturation modeling

Palavras-chave em Inglês: Oil saturation, Kriging with external drift, Ordinary kriging

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Denis José Schiozer, Sidnei Pires Rostirolla

Data da defesa: 15/02/2008

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS – UNICAMP
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA – FEM
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS - IG
CIÊNCIA E ENGENHARIA DO PETRÓLEO – CEP
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO - DEP

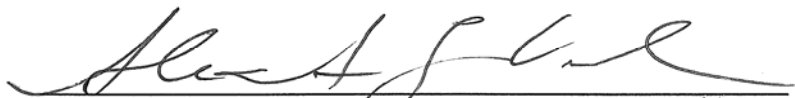
Dissertação de Mestrado

Técnicas Geoestatísticas Aplicadas na Modelagem da Saturação de Óleo

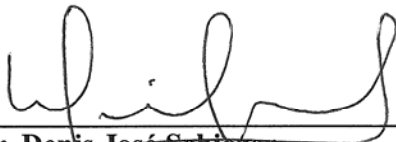
Autor: Rodrigo Zanão

Orientador: Alexandre Campanhe Vidal

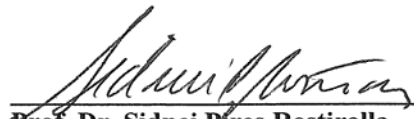
Banca Examinadora:



Prof. Dr. Alexandre Campanhe Vidal, Presidente
Instituto de Geociências (IG) - Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM)
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP



Prof. Dr. Denis José Schiozer
Departamento de Engenharia do Petróleo (DEP), Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM)
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP



Prof. Dr. Sidnei Pires Rostirolla
Departamento de Geologia
Universidade Federal do Paraná - UFPR

Campinas
15 de fevereiro 2008

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, irmãos e noiva, que jamais deixaram de me apoiar e auxiliar ao longo desta jornada.

Agradecimentos

Quero aqui expressar meus agradecimentos às diversas pessoas que participaram de forma direta ou indireta deste trabalho. Desde já peço desculpas caso esqueça de alguém.

Agradeço aos meus pais, Luiz e Conceição, pelo auxílio prestado ao longo deste trabalho e apoio até o presente momento de minha vida. Sem vocês jamais teria chegado até aqui. Agradeço aos meus irmãos e amigos, Luiz e Marina, pelas conversas sobre nada e ao mesmo tempo sobre tudo, que duravam horas ou minutos, da qual tenho certeza que sentirei muita falta.

Agradeço à minha noiva Silvia por ser especial como é em minha vida, nunca se omitindo em amor, carinho e incentivo em todos os momentos, sempre paciente quando, por diversos motivos, não estive presente. Obrigado por me acompanhar até aqui.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal pela amizade e todos os momentos de diálogo sobre os mais diversos assuntos durante os últimos dois anos, tentando pacientemente mostrar o melhor caminho para que este trabalho fosse concluído.

Agradeço aos colegas da República dos Caixas D'Água Carlos Alexandre (Presi), José Nayro (Zena), Rafael Galeno, Rui, Sergio Sacani (Serjão) e demais agregados que por lá passaram pelos momentos de descontração, nos jogos de futebol e nas conversas sobre os mais diversos assuntos, sempre motivo para boas risadas. Agradeço também aos demais colegas, Constantino Grecco (Consta), Guilherme Avansi, Guilherme Teixeira (Xis), Ari, Ricardo, Paulo Gulelmo, Paulo Quinteiro (Paulinho), Odair e Thiago Nolasco (Mixerica), que de alguma maneira contribuíram nesta caminhada.

Agradeço ao analista de sistema Moacir Cornetti, sempre disposto a ajudar na solução dos mais diversos problema e que, tenho certeza, sem a ajuda este trabalho seria muito mais penoso. Agradeço também, pelos diversos momentos de ajuda, aos funcionários do Departamento de Engenharia do Petróleo, Beth, Délcio, Fátima, Alice e Giseli. Obrigado a todos os professores que, nestes últimos dois anos, contribuíram com o enriquecimento do meu conhecimento.

*“...nem sempre ganhando,
nem sempre perdendo,
mas aprendendo a jogar...”*

Guilherme Arantes

Resumo

Zanão, Rodrigo. *Técnicas Geoestatísticas Aplicadas na Modelagem da Saturação de Óleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008, 88 p. Dissertação (Mestrado).

A perfilagem de poços revestidos com ferramentas que quantificam a saturação de água foi realizada no aqui denominado Campo de Estudo, localizado na Bacia do Recôncavo, considerado maduro e com acumulações de hidrocarbonetos remanescentes presentes na Formação Sergi. De posse das informações advindas desta ferramenta e, juntamente com as demais informações como porosidade e litofácies, foram utilizadas as técnicas geoestatísticas krigagem ordinária (KO) e krigagem com deriva externa (KDE) para a criação de modelos de porosidade e saturação de água para o campo estudado. Os resultados da modelagem da variável saturação de água ao longo do tempo permitiram caracterizar a evolução da saturação de água no campo e a identificação de porções de óleo remanescente. De posse das informações petrofísicas e do modelo de saturação foi efetuado o cálculo do volume para os três intervalos temporais analisados, obtendo-se assim valores que permitiram constatar a dinâmica da variável S_w ao longo dos anos e verificar a existência de óleo remanescente no reservatório.

Palavras Chave

- Saturação de Óleo, Krigagem Deriva Externa, Krigagem Ordinária

Abstract

Zanão, Rodrigo. *Geostatistical Techniques Applied on Oil Saturation Modeling*. Campinas: Mechanic Engineering Faculty, State University of Campinas, 2008, 88 p. Thesis (Master Degree).

Cased well logging with tools which quantify the water saturation had been done in the Study Field, located on Recôncavo Basin, considered mature and with reminescent hydrocarbonates storage in the Sergi Formation. The geostatistical techniques of ordinary kriging and kriging with external drift had been used to the studied field for porosity and water saturation of development model. The results of the modeling of water saturation variable in steps of time allowed to characterized the evolution of the water saturation in the field and the identification of the remaining oil portions. With information models of petrophysics and the fluids saturation, the oil volume calculus for the three temporal intervals analyzed had been done. Values had been obtained which allowed proving the dynamic of S_w variable along the years and verifying the reminescent oil in the reservoir.

Key Words

- Oil Saturation, Kriging with External Drift, Ordinary Kriging

Índice

Dedicatória	i
Agradecimentos	ii
Resumo	iv
Abstract	v
Índice	1
Lista de Figuras	3
Lista de Tabelas	5
Nomenclatura	6
1. Introdução	8
1.1 Objetivo.....	10
1.2 Metodologia	10
1.3 Estrutura da Dissertação	13
2. Revisão Bibliográfica	14
2.1 Contexto Geológico Regional e Local do Campo de Estudo	14
2.2 Ferramentas Utilizadas na Quantificação da Saturação de Água.....	18
2.2.1 Princípios.....	18
2.2.2 Histórico de Utilização da Ferramenta e Trabalhos Relacionados	22
2.3 Técnicas Geoestatísticas	29
3. Análise Estatística dos Dados	34
3.1 Análise Estatística dos Dados do Campo	34
3.1.1 Porosidade (PHIE).....	36
3.1.2 Volume de argila (VSH).....	37
3.1.3 Litofácies	38
3.1.4 Saturação de água (S_w).....	40
3.2 Escolha da Zona Alvo de Estudo	43
3.3 Análise Estatística 1D P-240.....	45
3.3.1 Litofácies	46
3.3.2 Análise da porosidade (PHIE)	47
3.3.3 Análise da saturação de água (S_w)	49
3.3.4 Correlação entre variáveis S_w e porosidade	54
3.3.5 Dinâmica da variável S_w	56
4. Modelagem da porosidade e saturação	60
4.1 Modelo de Fácies	60
4.2 Modelagem da Porosidade	60
4.3 Modelagem da saturação de água (S_w).....	64
4.3.1 Período 1993 – 1995.....	66

4.3.2 Período 1996 – 1998.....	69
4.3.3 Período 1999 – 2001.....	72
5. Cálculo do Volume de Óleo Remanescente	76
6. Discussão dos Resultados	79
7. Conclusões	84
Referências Bibliográficas	86

Lista de Figuras

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1: FLUXOGRAMA DAS ETAPAS REALIZADAS.....	12
---	----

CAPÍTULO 2

FIGURA 2.1: COLUNA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DO RECÔNCAVO (CAIXETA <i>ET AL.</i> 1994).....	15
FIGURA 2.2: FUNCIONAMENTO DA FERRAMENTA: A) A FERRAMENTA EMITE PULSOS DE NÊUTRONS DE ALTA ENERGIA NA FORMAÇÃO (14 MEV); B) O NÊUTRON SE CHOCA COM O NÚCLEO DO ÁTOMO E GERA EXCITAÇÃO, DENOMINADA DE RAIOS GAMA INELÁSTICOS; C) O APARELHO EFETUA A CAPTURA DESSES RAIOS GAMA INELÁSTICOS E ENQUADRA O ÁTOMO DE ACORDO COM A CONTAGEM EFETUADA. FONTE: ELSHAHAWI <i>ET AL.</i> (2001).	22

CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1: LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS UTILIZADOS NO ESTUDO.....	35
FIGURA 3.2: LOCALIZAÇÃO DO CONTATO GÁS/ÓLEO NOS POÇOS EM ESTUDO.....	44
FIGURA 3.3: LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS PRESENTES NO CAMPO DE ESTUDO. P-240 EM DESTAQUE.	45
FIGURA 3.4: HISTOGRAMA DAS LITOFÁCIES PRESENTES NA ZONA 5 DO POÇO AG-240.....	46
FIGURA 3.5: HISTOGRAMA DA POROSIDADE COM DIVISÃO POR LITOFÁCIES PARA O INTERVALO ESTUDADO.	48
FIGURA 3.6: HISTOGRAMA DA SATURAÇÃO DE ÁGUA (SW) NO ANO DE 1993 PARA O INTERVALO.	50
FIGURA 3.7: HISTOGRAMA DA SATURAÇÃO DE ÁGUA (SW) NO ANO DE 2000 PARA O INTERVALO.	52
FIGURA 3.8: GRÁFICO DE CORRELAÇÃO ENTRE A VARIÁVEL SW E PHIE NO INTERVALO PARA O ANO DE 1993.	54
FIGURA 3.9: GRÁFICO DE CORRELAÇÃO ENTRE A VARIÁVEL SW E PHIE NO INTERVALO PARA O ANO DE 2000.	55
FIGURA 3.10: GRÁFICO DE CORRELAÇÃO ENTRE A VARIÁVEL SW E PHIE NA ZONA 5.	56
FIGURA 3.11: PERFILAGENS NOS ANOS 1993 E 2000 PARA O INTERVALO ESTUDADO. INTERVALO A ESQUERDA NOS PERFIS REPRESENTA A LITOFÁCIES 1 (AMARELO), LITOFÁCIES 2 (LARANJA) E LITOFÁCIES 3(VERDE).	57
FIGURA 3.12: HISTOGRAMA DO INTERVALO ESTUDADO NO POÇO P-240 PARTICIONADO EM BASE (2 - ROXO), REGIÃO INTERMEDIÁRIA (1 - VERDE) E TOPO (0 - VERMELHO).....	59

CAPÍTULO 4

FIGURA 4.1: MODELO DE FÁCIES ADOTADO PARA O CAMPO.....	61
FIGURA 4.2: BASE DE DADOS UTILIZADA PARA A MODELAGEM DA VARIÁVEL POROSIDADE.....	62
FIGURA 4.3: MODELAGEM DA POROSIDADE POR MEIO DA KRIGAGEM ORDINÁRIA.....	63
FIGURA 4.4: MODELO FINAL DE POROSIDADE ASSOCIADA A ROCHA RESERVATÓRIO OBTIDA POR KRIGAGEM ORDINÁRIA.	63
FIGURA 4.5: DISTRIBUIÇÃO DOS POÇOS PARA A MODELAGEM DA SATURAÇÃO DE ÁGUA ENTRE 1993–1995.	64
FIGURA 4.6: DISTRIBUIÇÃO DOS POÇOS PARA A MODELAGEM DA SATURAÇÃO DE ÁGUA ENTRE 1996–1998.	65
FIGURA 4.7: DISTRIBUIÇÃO DOS POÇOS PARA A MODELAGEM DA SATURAÇÃO DE ÁGUA ENTRE 1999–2001.	65
FIGURA 4.8: RESULTADO DA KRIGAGEM ORDINÁRIA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO DE 1993-1995.	66

FIGURA 4.9: MODELO DE SATURAÇÃO DE ÁGUA ASSOCIADA A DISTRIBUIÇÃO DA FÁCIES RESERVATÓRIO PARA O PERÍODO DE 1993-1995.....	66
FIGURA 4.10: PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO SUPERIOR A 40% NO PERÍODO DE 1993-1995.....	67
FIGURA 4.11: KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO ENTRE 1993-1995.....	68
FIGURA 4.12: KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA ASSOCIADO COM O MODELO DE FÁCIES RESERVATÓRIO PARA O PERÍODO ENTRE 1993-1995.	68
FIGURA 4.13: MODELO DE PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO SUPERIOR A 40% NO PERÍODO DE 1993-1995, OBTIDA DA KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA.....	69
FIGURA 4.14: RESULTADO DA KRIGAGEM ORDINÁRIA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO DE 1996-1998.....	69
FIGURA 4.15: MODELO DE SATURAÇÃO DE ÁGUA ASSOCIADA A DISTRIBUIÇÃO DA FÁCIES RESERVATÓRIO PARA O PERÍODO DE 1996-1998.....	70
FIGURA 4.16: PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO SUPERIOR A 40% NO PERÍODO DE 1996-1998.....	70
FIGURA 4.17: KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO ENTRE 1996-1998.....	71
FIGURA 4.18: KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA ASSOCIADO COM O MODELO DE FÁCIES RESERVATÓRIO PARA O PERÍODO ENTRE 1996-1998.	71
FIGURA 4.19: MODELO DE PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO SUPERIOR A 40% NO PERÍODO DE 1996-1998, OBTIDA DA KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA.....	72
FIGURA 4.20: RESULTADO DA KRIGAGEM ORDINÁRIA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO DE 1999-2001.....	73
FIGURA 4.21: MODELO DE SATURAÇÃO DE ÁGUA ASSOCIADA A DISTRIBUIÇÃO DA FÁCIES RESERVATÓRIO PARA O PERÍODO DE 1999-2001.....	73
FIGURA 4.22: PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO SUPERIOR A 40% NO PERÍODO DE 1999-2001.....	74
FIGURA 4.23: KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO ENTRE 1999-2001.....	74
FIGURA 4.24: KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA DA VARIÁVEL SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO ENTRE 1996-1998.....	75
FIGURA 4.25: MODELO DE PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO SUPERIOR A 40% NO PERÍODO DE 1996-1998, OBTIDA DA KRIGAGEM COM DERIVA EXTERNA.....	75

CAPÍTULO 5

FIGURA 5.1: CONTATO ÓLEO (VERDE)/ÁGUA (AMARELO OCRE) PARA A ZONA 5.....	77
---	----

CAPÍTULO 6

FIGURA 6.1: MODELAGEM TEMPORAL DA SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA OS TRÊS INTERVALOS A (1993-1995), B (1996-1998) E C (1999-2001).....	81
FIGURA 6.2: MODELO DE PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO SUPERIOR A 40% PARA OS TRÊS PERÍODOS ANALISADOS, A (1993-1995), B (1996-1998) E C (1999-2001).	82

Lista de Tabelas

CAPÍTULO 3

TABELA 3.1: POÇOS UTILIZADOS NO ESTUDO COM O ANO DE PERFILAGEM.	36
TABELA 3.2: ESTATÍSTICA DA VARIÁVEL POROSIDADE (PHIE) PARA O CAMPO EM ESTUDO.	37
TABELA 3.4: ESTATÍSTICA DA VARIÁVEL LITOFÁCIES PARA O CAMPO EM ESTUDO.	40
TABELA 3.5: AGRUPAMENTO DE ANOS E OS POÇOS INTEGRANTES.	41
TABELA 3.7: VALORES DE POROSIDADE OBTIDOS PARA A ZONA 5, P-240.	48
TABELA 3.8: VALORES DE SW OBTIDOS PARA A ZONA 5, P-240, ANOS DE 1993 E 2000.	53

CAPÍTULO 5

TABELA 5.1: VOLUME DE ÓLEO REMANESCENTE PARA O INTERVALO ESTUDADO.	78
---	----

CAPÍTULO 6

TABELA 6.1: DADOS ESTATÍSTICOS DOS MODELOS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO DE 1993-1995.	79
TABELA 6.2: DADOS ESTATÍSTICOS DOS MODELOS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO DE 1996-1998.	79
TABELA 6.3: DADOS ESTATÍSTICOS DOS MODELOS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA PARA O PERÍODO DE 1999-2001.	80

Nomenclatura

Σ_{hyd} = Sigma hidrocarboneto (unidades de captura)

Σ_{log} = Sigma log (unidades de captura)

Σ_{ma} = Sigma matriz (unidades de captura)

Σ_{sh} = Sigma argila (unidades de captura)

Σ_{wa} = Sigma água aparente (unidades de captura)

\emptyset_e = Porosidade efetiva (PHIE) (unidade de porosidade)

μ = Multiplicador de Lagrange

σ = Variância

C = Covariância

λ = Ponderador

λ_i^{KO} = Ponderador Krigagem Ordinária

λ_i^{KM} = Ponderador Krigagem da Média

λ_i^{KS} = Ponderador Krigagem Simples

λ_m = Ponderador da Média Global

Z = Variável Aleatória

S = Variável Secundária

BSW = *Basic Sediments and Water* (%)

GSO = Detector do tipo Oxi-ortosilicato de gadolínio ativado com cério

KO = Krigagem Ordinária

KDE = Krigagem com Deriva Externa

KS = Krigagem Simples

KM = Krigagem da Média

MeV = Megaeletron Volt ($1,60217646 \times 10^{-13}$ joules)

PHIE = Porosidade Efetiva (%)

PHIT = Porosidade Neutrônica (%)

PNC = *Pulsed Neutron Capture*

PNS = *Pulsed Neutron Spectroscopy*

RHOB = Densidade

V : Volume (m^3)

VOIP = Volume de Óleo *in Place*

VSH = Volume de Argila (%)

S_o : Saturação de óleo ($1-S_w$) %

S_w = Saturação de Água (%)

.LAS = Formato arquivo de dados

.WELL = Formato arquivo de dados

1. Introdução

O espaço poroso das rochas reservatório é preenchido por hidrocarbonetos e água. A distribuição espacial relativa destes fluidos depende de um grande número de fatores que estão relacionados às propriedades petrofísicas da rocha e dos fluidos, bem como das interações rocha-fluido.

A determinação e quantificação das condições de saturação da formação é uma das questões mais importantes no estudo e gerenciamento do reservatório. No entanto, não são apenas essas condições que afetam o cálculo do hidrocarboneto *in situ*, mas também os mecanismos de produção e o desempenho da produção esperada de um campo. Infelizmente, a saturação de fluido é mais difícil de determinar do que variáveis como a porosidade e, na maioria dos casos, sua avaliação é objeto de diferentes fontes de incerteza (Cosentino, 2001).

Uma das propriedades comumente utilizadas na quantificação da saturação de óleo é a saturação de água ($\text{Saturação Total} = \text{Saturação de Óleo} + \text{Saturação de Água} = 1$) adquirida, por exemplo, pelas ferramentas baseadas na emissão de nêutrons (perfis de decaimento termal) ou por ferramentas que utilizam a quantificação relativa de núcleos de carbono e oxigênio da formação, obtida por meio de informações do espalhamento inelástico dos nêutrons, para fornecer os dados de saturação.

Sendo uma variável dinâmica, a saturação de óleo não pode ser agrupada em um conjunto de banco de dados único, como ocorre com variáveis estáticas (como porosidade e permeabilidade, por exemplo), pois seus valores sofrem alterações com o tempo, tornando necessário o agrupamento temporal dos dados.

A revitalização dos reservatórios pode ocorrer por meio da utilização de diversas técnicas, cabendo aos responsáveis pelo gerenciamento do campo a decisão mais adequada para o momento. Tal decisão pode ser tomada com base nas informações disponíveis como, por exemplo, o histórico de produção e injeção do campo, testemunhos e perfis

convencionais, remodelando a estrutura do reservatório e reinterpretando o comportamento da produção na busca por óleos remanescentes. Outra maneira utilizada na busca por óleos remanescentes é a realização de perfilagens que indiquem a profundidade em que se encontra o hidrocarboneto, porém a utilização desta técnica trás consigo o desafio de apresentar a distribuição de hidrocarbonetos entre poços distantes.

A modelagem do fluxo do óleo é fundamental na elaboração do plano de exploração para o reservatório, pois busca maximizar o retorno técnico-financeiro relacionado à locação de poços através de técnicas de recuperação e maximização da produção. Com o conhecimento do comportamento da saturação no campo ao longo dos anos e a elaboração de modelos que representem este fenômeno, é possível localizar com maior precisão as acumulações de hidrocarbonetos remanescentes, permitindo a perfuração de novos poços exploratórios e melhorar a produção dos poços já existentes.

Nos estudos de reservatórios, a concepção do modelo geológico é necessária devido a sua integração com os demais modelos como, por exemplo, porosidade, permeabilidade e saturação, para gerar uma base mais sólida para adoção de decisões gerenciais. No cenário atual da exploração de petróleo, a Geoestatística é uma ciência consolidada e em expansão, com enorme aplicabilidade na modelagem de reservatórios por fornecer métodos que possibilitam a integração de diferentes tipos de informação.

A junção do modelo geológico com perfis que permitem quantificar valores de saturação de hidrocarbonetos, aliadas às técnicas geoestatísticas, possibilita a busca pela melhor caracterização e entendimento do reservatório e de seu sistema de fluxo. Esses fatores tornam-se fundamentais para o sucesso na busca por óleos remanescentes, permitindo ao final do fluxo de trabalho a obtenção de um modelo geológico com valores de saturação, porosidade e, principalmente, o volume de óleo.

1.1 Objetivo

O presente trabalho tem como principal objetivo a caracterização da distribuição da saturação de óleo para a principal zona operacional de um campo em estudo. Para alcançar tal objetivo, foi realizada a identificação de áreas não drenadas com elevada saturação de óleo. Posteriormente à modelagem da saturação de óleo remanescente, foi efetuado o cálculo de volume de hidrocarboneto remanescente em cada um dos períodos analisados para o reservatório.

1.2 Metodologia

A primeira etapa foi relacionada à obtenção dos dados do campo, como saturação de água, porosidade, permeabilidade, litofácies, volume de argila e marcadores das zonas operacionais do campo. De posse dos dados, foi realizada uma simples seleção das variáveis, separando, para as etapas posteriores, somente as relevantes ao trabalho: porosidade, saturação de água, litofácies e volume de argila.

A segunda etapa foi referente à análise estatística dos dados selecionados, utilizando parâmetros estatísticos como média, desvio padrão e quartil. A análise destas informações visou à delimitação de uma zona alvo de estudo dentro do intervalo estratigráfico disponível, a obtenção de uma variável que possuísse correlação com a saturação de água e principalmente o estabelecimento de divisão temporal coerente dos dados de saturação.

A etapa seguinte foi a construção de modelo de fácies para a zona alvo determinada, onde um modelo simplificado foi constituído para posterior preenchimento com os dados de porosidade e saturação. Para tal foi utilizada a Simulação Seqüencial da Indicatriz nos dados de litofácies.

A terceira etapa do método de trabalho consistiu da modelagem das variáveis porosidade e saturação de água, utilizando a Krigagem Ordinária para o modelo de porosidade e da saturação e a Krigagem com Deriva Externa, utilizando a porosidade como variável secundária, para o modelo de saturação de água.

A quarta etapa foi destinada ao preenchimento do modelo de litofácies anteriormente estabelecido com os dados de porosidade e saturação, evitando assim a ocorrência de células incoerentes. Vale ressaltar que em todos os modelos foi utilizada a mesma malha.

A última etapa do trabalho foi o cálculo do volume de óleo remanescente, realizado por meio de rotina em *Visual Basic*. Os dados de entrada consistiram de porosidade e saturação de água e o volume das células ativas.

Um fluxograma das etapas adotadas no presente trabalho pode ser observado na Figura 1.1.

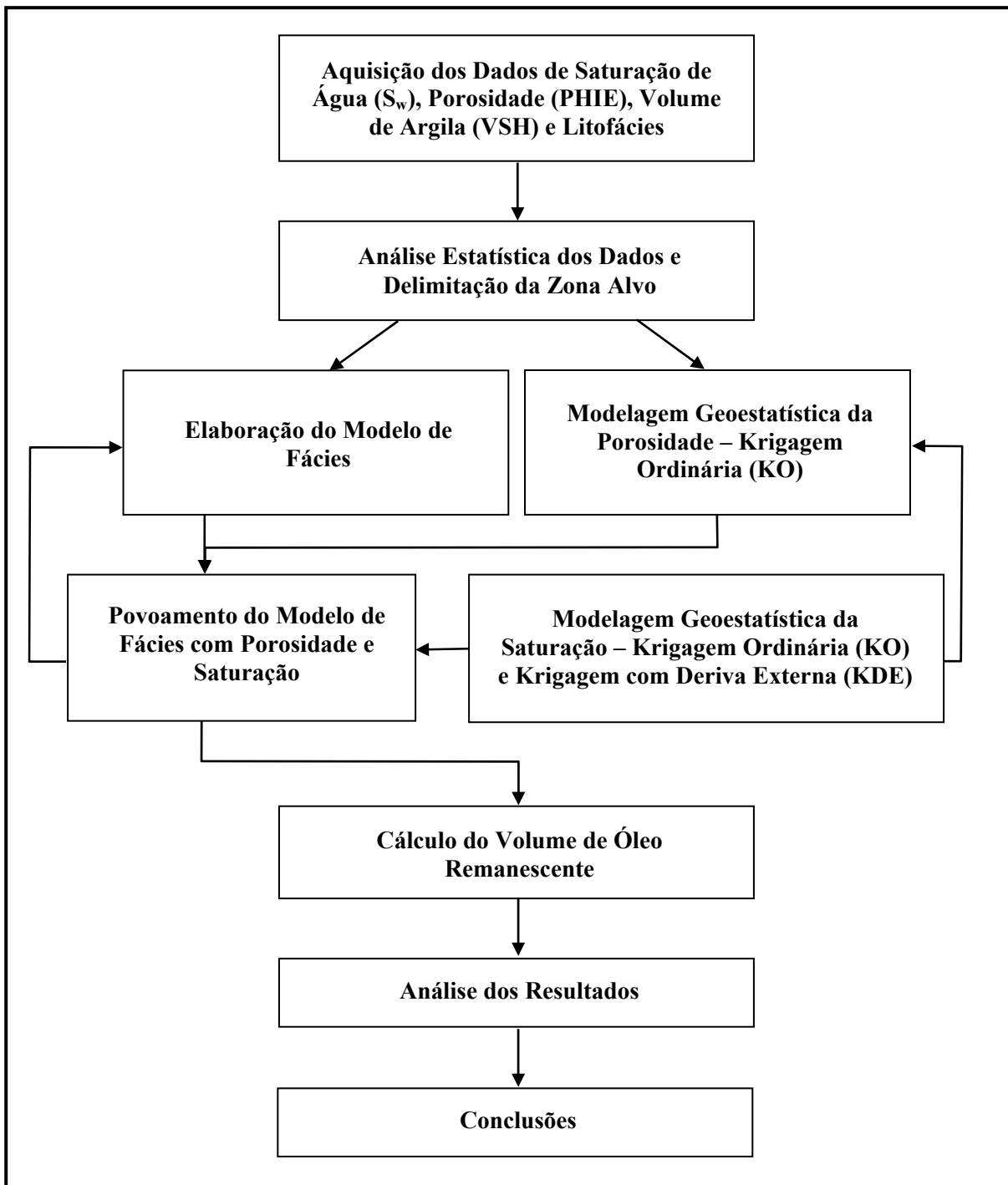


Figura 1.1: Fluxograma das etapas realizadas.

1.3 Estrutura da Dissertação

A dissertação foi estruturada em sete capítulos.

O Capítulo 2 consiste de uma revisão bibliográfica a respeito dos aspectos geológicos do campo de estudo, bem como a apresentação das ferramentas baseadas nos princípios PNC (*Pulsed Neutron Capture*) e PNS (*Pulsed Neutron Spectroscopy*), citando o seu funcionamento e trabalhos anteriores relevantes, e também breve explanação a respeito das técnicas geoestatísticas que utilizadas.

No Capítulo 3, foi apresentada a análise estatística das variáveis relevantes na caracterização do reservatório, como saturação de água (S_w), porosidade (PHIE) e volume de argila (VSH), justificando a escolha da zona operacional 5 para o desenvolvimento dessa dissertação. Após definida a zona reservatório a ser estudada foi efetuada análise estatística 1D do poço P-240.

No Capítulo 4, foram apresentadas a modelagem da porosidade e modelagem temporal da saturação de água do Campo de Estudo. As técnicas geoestatísticas utilizadas foram a krigagem ordinária (KO) (modelagem da porosidade e saturação de água) e, com o objetivo de melhorar o modelo e reduzir a incerteza, a krigagem com deriva externa (KDE) aplicada na variável saturação de água.

No Capítulo 5, foi efetuado o cálculo dos volumes de óleo remanescente para o reservatório por meio de distintas técnicas geoestatísticas empregadas nos três intervalos temporais na qual foi dividida a variável saturação.

No Capítulo 6, foram discutidos os resultados obtidos e no Capítulo 7 foram apresentadas as conclusões obtidas no presente trabalho.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Contexto Geológico Regional e Local do Campo de Estudo

O conhecimento dos aspectos geológicos da área onde foi aplicada a metodologia é de grande importância visto que informações advindas da estratigrafia, geologia estrutural, engenharia do reservatório, entre outras, acabam por embasar o conhecimento sobre o meio estudado.

Devido a impossibilidade da divulgação do campo onde foi desenvolvido o trabalho, o mesmo será, neste trabalho, denominado Campo de Estudo. O Campo de Estudo está localizado na Bacia do Recôncavo e encontra-se em estágio de desenvolvimento por mais de 50 anos. Situada na região nordeste do Brasil, a Bacia do Recôncavo está inserida num grande sistema de bacias tafrogênicas denominado Rifte Recôncavo-Tucano-Jatoba, originado da ruptura do Gondwana no Eocretáceo. Desde sua descoberta, com o poço de Lobato no ano de 1939, a Bacia constitui uma das mais importantes fontes provedoras de hidrocarbonetos do país, com mais de 5.000 poços perfurados resultando na descoberta de aproximadamente 80 campos de óleo e gás (Magnavita *et al.* 2005).

Com área aproximada de 40 km², está situado no compartimento central da Bacia do Recôncavo, com *trend* NE-SW. Os folhelhos da Formação Candeias representam as rochas geradoras, enquanto que as rochas reservatório estão localizadas, da base para o topo da sequência estratigráfica (Figura 2.1), no Membro Boipeba da Formação Aliança, Formação Sergi e na Formação Água Grande e Membro Mata Catu da Formação Marfim, destacando-se a Formação Sergi como o mais importante reservatório com espessura média de 250 m (Rodvalho *et al.* 1989).

A Formação Sergi corresponde a um importante reservatório de hidrocarbonetos dentro do cenário nacional. O Relatório de Reservas da PETROBRAS de junho de 1986 indica, para a referida formação, um volume original de óleo de 328 milhões m³ distribuídos em 28 acumulações de caráter estrutural, todas situadas na Bacia do

Recôncavo, representando 52% da reserva de óleo na respectiva bacia (Rodvalho *et al.* 1989) e com fator de recuperação (FR) de aproximadamente 49% (Menezes *et al.* 1996).

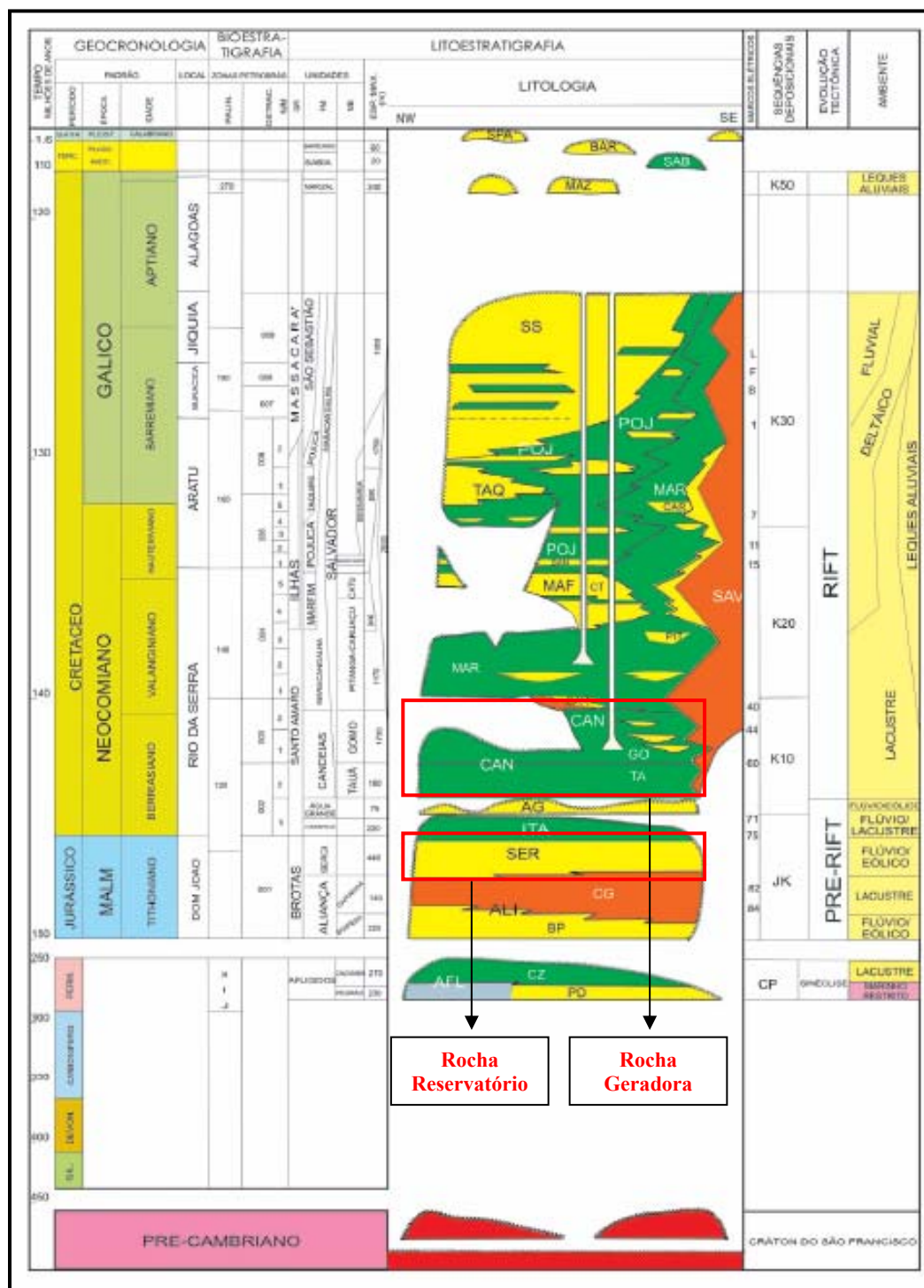


Figura 2.1: Coluna Estratigráfica da Bacia do Recôncavo (Caixeta *et al.* 1994).

Principal portadora das acumulações de hidrocarbonetos no campo em estudo, a Formação Sergi possui extensa e contínua distribuição areal, constituída basicamente por corpos tubulares arenosos levemente acunhalados para leste que integram uma grande seqüência granodecrescente, sendo depositada por um sistema de leques aluviais sob clima árido, francamente prográdantes e advindos de W e SW, que gradam à jusante para planícies aluviais (Bruhn & Ros, 1986).

De acordo com Caixeta *et al.* (1994), a Formação Sergi é composta litologicamente por arenito fino a conglomerático, cinza esverdeado a vermelho, com estratificações cruzadas acanaladas. Podem ocorrer também intercalações de folhelhos vermelho e cinza-esverdeado e conglomerado.

A Formação Sergi, no Campo de Estudo, é dividida em dois blocos: principal e secundário. De acordo com o mapa estrutural do topo da formação proposto por Chaves *et al.* (1996), a estrutura corresponde, no Bloco Principal, a uma feição homoclinal alongada na direção NE/SW, com mergulho para noroeste, limitada a sudoeste por um sistema de falhas normais de grande rejeito de direção NW-SE. Neste bloco os contatos originais de gás/óleo e óleo/água situam-se a -1080 e -1200 metros, respectivamente.

De acordo com Baumgarten (1969), a Formação Sergi pode ser dividida em zonas operacionais, onde os critérios utilizados pelo referido autor na separação foram as características litológicas, sobretudo a granulometria, teor de argilas, nódulos de *chert* e carbonato, grãos de feldspatos e intercalações de arenitos calcíferos. Uma breve descrição das características de cada zona, bem como considerações do autor sobre as mesmas são abaixo apresentadas:

- **Z1:** Corresponde ao topo do intervalo analisado. Litofácies arenito médio maciço (Amm) e arenito grosso argiloso (Aga) compõem 41,7% da zona, apresentando os mais baixos valores de argilosidade de todo o pacote analisado. As litofácies arenito grosso (Ag) e arenito bimodal (Abi), potenciais reservatórios, correspondem a 34,5%. Apesar de espessura relativamente

pequena (6,9 m), esta zona constitui-se num intervalo interessante do ponto de vista exploratório. Cuidados devem ser tomados devido a presença de cloritas e caolinitas que, sob o efeito de fluxos rápidos podem migrar e causar o tamponamento dos poros.

- **Z2:** Domínio das litofácies argilosas, arenito grosso argiloso (Aga), arenito médio maciço (Amm) e arenito médio fluidizado (Amf), que representam 82,5% do intervalo. A presença de esmectitas caracteriza esta zona como uma das que mais sofreu o mecanismo de infiltração de argilas (Aga) e deformações pós-deposicionais (Amm e Amf). Em comparação com as demais zonas esta pode ser considerada a menos interessante do ponto de vista de reservatório.
- **Z3:** Constitui uma das zonas de maior potencial reservatório. Ocorre o predomínio da litofácies não argilosa arenito grosso (Ag), com 58,5 %, contra 32,5% das litofácies argilosas arenito grosso argiloso (Aga) e arenito médio maciço (Amm).
- **Z4:** O mais alto teor de argilosidade é observado nesta zona, entretanto os valores de porosidade e permeabilidade também são elevados, com a litofácies arenito grosso (Ag) sendo a dominante. A alta argilosidade é compensada pelo baixo teor de cimento remanescente, tornando possível os valores elevados de permeabilidade.
- **Z5:** É a mais espessa dentre as zonas, apresentando grande variedade de litofácies: arenito grosso (Ag), arenito médio maciço (Amm), arenito grosso argiloso (Aga), arenito médio fluidizado (Amf), arenito médio laminado (Aml), arenito médio calcítico (Amc) e pelitos. Nesta zona a litofácies arenito grosso (Ag), predominante no intervalo, aparece com as melhores características permo-porosas e, em função disso, a zona se destaca das demais por apresentar elevados valores médios de porosidade e permeabilidade.
- **Z6:** Corresponde a base do intervalo analisado. Em comparação com as demais zonas esta apresenta o menor interesse do ponto de vista exploratório. É dominada pela litofácies argilosa arenito médio maciço (Amm), compondo cerca de 100% da espessura total. A permeabilidade inferior da esperada com porosidade média de 12,9% apresentada no intervalo pode ser justificada pela

presença de argilas que, quando observadas em laboratório, apresentam microporosidades não detectadas no processo de contagem de ponto em lâminas, superestimando a porosidade. A permeabilidade baixa pode ser justificada também pelo alto teor de argila e pela desorganização do espaço poroso.

2.2 Ferramentas Utilizadas na Quantificação da Saturação de Água

2.2.1 Princípios

Pulsed Neutron Capture - PNC

As ferramentas baseadas no princípio de “Pulsed Neutron Capture” (PNC) surgiram no final da década de 60 com a capacidade de fornecer informações importantes como a saturação, porosidade e litologia. Apropriadas para perfilar poços revestidos, em produção ou amortecidos, possuem aspecto delgado (1 11/16 polegadas de diâmetro), constituídas basicamente por um acelerador de partículas (Minitron) responsável pela emissão de pulsos de nêutrons com 14 MeV de energia. Esses nêutrons interagem com os átomos dos elementos presentes no poço e na formação e, devido as colisões com outros núcleos, perdem energia e ficam suscetíveis a serem capturados pelos elementos da formação quando atingem um nível estável de baixa energia termal (0,025 eV). Uma vez capturados, emitem raios gama que são registrados em dois detectores, um localizado próximo à fonte e outro mais distante. A taxa de captura de nêutrons termiais (SIGMA) é proporcional ao tamanho da seção de captura dos elementos presentes na formação (Morris *et al.* 2005).

Segundo Morris *et al.* (2005), dentre os elementos comuns existentes nas rochas sedimentares o cloro é o que apresenta a maior seção de captura, fazendo com que os nêutrons termiais sejam absorvidos mais rapidamente por ele do que por qualquer outro elemento. Dentro deste contexto, as formações saturadas de água salgada com elevada salinidade (superior a 60.000 ppm) são facilmente diferenciadas de formações portadoras de hidrocarbonetos devido à presença do elemento cloro contido nas águas salobras. No

entanto, todos os componentes do fluido e da rocha contribuem para a absorção do nêutron, tendo como consequência uma seção de captura global Σ_{\log} representada por

$$\Sigma_{\log} = \Sigma_{ma} (1 - \phi_e - V_{sh}) + V_{sh} \Sigma_{sh} + \phi_e S_w \Sigma_{wa} + \phi_e (1 - S_w) \Sigma_{hyd} . \quad (1)$$

O valor obtido de Σ_{\log} é então utilizado na determinação do valor de saturação de água (S_w) para a formação:

$$S_w = \frac{(\Sigma_{\log} - \Sigma_{ma}) - \phi_e (\Sigma_{hyd} - \Sigma_{ma}) - V_{sh} (\Sigma_{sh} - \Sigma_{ma})}{\phi_e (\Sigma_{wa} - \Sigma_{hyd})} . \quad (2)$$

onde:

V_{sh} = Volume de argila (%);

S_w = Saturação de água (%);

Σ_{hyd} = Sigma hidrocarboneto (unidades de captura);

Σ_{\log} = Sigma log (unidades de captura);

Σ_{ma} = Sigma matriz (unidades de captura);

Σ_{sh} = Sigma argila (unidades de captura);

Σ_{wa} = Sigma água aparente (unidades de captura);

ϕ_e = Porosidade efetiva (PHIE) (unidade de porosidade).

A ferramenta fornece boas leituras da saturação quando a salinidade da água de formação é elevada, constante e conhecida. Entretanto, um número significativo de reservatórios tem a sua produção mantida por injeção de água, fazendo com que ocorra a redução ou alteração da salinidade da formação, podendo acarretar obtenção de valores incorretos. Outras vantagens a serem consideradas são a sua utilização em poços revestidos; capacidade de distinção entre óleo e gás, diferente dos perfis de resistividade; a leitura não é influenciada pela geometria dos poros; sua maior resolução vertical quando comparadas com as ferramentas de indução permite identificar um maior número de variações na curva de saturação de água (Hamada, 2006).

Dentre as desvantagens, pode-se citar que em águas com baixa salinidade (inferior a 35.000 ppm), não consegue diferenciar entre óleo e água por que a taxa de captura de nêutrons é semelhante. Também não pode lidar com formações que apresentam valores de salinidade distintos pois, a água injetada pode conter valores de salinidade distintas das da formação, gerando assim um erro na leitura (Hamada, 2006).

Também é possível obter outros dados na perfilagem utilizando tais ferramentas, como a porosidade neutrônica PHIT, que é calculada por meio dos detectores *near/far*. Como as moléculas de gás presente nos poros são rarefeitas, o número de interações entre os nêutrons emitidos e os átomos da formação diminui frente às zonas do reservatório que estão saturadas com gás. Devido à redução nos valores da curva de choques inelásticos registrada nos perfis, ocorre uma diminuição da porosidade neutrônica, com valores que podem chegar próximos de zero. Ocorre também uma separação nas curvas de contagem dos detectores *near* e *far*, quanto menor for a argilosidade das rochas reservatórios. Tal comportamento possibilita a identificação de zonas portadoras de gás no reservatório (Kronbauer *et al.* 1998).

Mato *et al.* (2000) ressaltam que os valores de saturação calculados na capa de gás, obtidos por meio do princípio PNC, não são confiáveis, devido ao fato das leituras de PHIT, que servem para o cálculo da porosidade, serem muito influenciadas pela presença de gás, tendendo a zero.

Pulsed Neutron Spectrometry - PNS

Devido aos problemas acima citados com o princípio PNC, a indústria tentou desenvolver, no início da década de 90, uma ferramenta que não possuísse tantas debilidades e viesse a apresentar valores mais confiáveis. É apropriada para perfilar poços revestidos, em produção ou amortecidos, fornecendo também demais informações como a saturação, porosidade e litologia.

Trata-se de uma ferramenta pulsadora de nêutrons com 14 MeV de energia, possui dois detectores do tipo Oxi-ortosilicato de gadolínio ativado com cério (GSO), sendo

operada em três modos distintos: 1) modo inelástico-captura, 2) modo captura-sigma e 3) modo sigma. Possui dois tamanhos: o A, com 1-11/16" e o B, com 2-1/2" de diâmetro. O modo sigma, utilizado no presente estudo, é empregado quando a salinidade da água da formação é elevada a ponto de permitir a perfilagem utilizando-se o PNC. Ela proporciona dados da seção de choque de captura com corridas rápidas do instrumento, o que significa velocidade de perfilagem de até 1550 m/h (1800 ft/hr) (Elshahawi *et al.* 2001).

Os perfis PNS medem a quantidade relativa de núcleos de carbono e oxigênio da formação. A quantificação da razão C/O é obtida por meio de informações do espalhamento inelástico dos nêutrons ao invés da captura, como ocorre nas ferramentas de PNC. Os nêutrons emitidos pela fonte em alta velocidade sofrem colisões com os núcleos da formação gerando a emissão de raios gama de energia única ou também denominados raios gama inelásticos, característicos de cada elemento químico, possibilitando determinar e quantificar quais os tipos de átomos estão presentes na formação (Figura 2.2) (Elshahawi *et al.* 2001).

Elevada razão C/O indica óleo, enquanto baixas razões indicam água. O espectro inelástico é utilizado também na identificação de Cálcio (Ca), Ferro (Fe), Enxofre (S) e Silício (Si), que auxiliam na determinação da litologia. Dentre as vantagens, pode-se citar que a mesma não é afetada pelo cloro e pode ser utilizada em formações onde a salinidade da água é desconhecida. Às principais desvantagens são relacionadas ao seu diâmetro relativamente grande, que pode impossibilitar ou dificultar a perfilagem em alguns poços, e a baixa velocidade de perfilagem (Wilson, 2002).

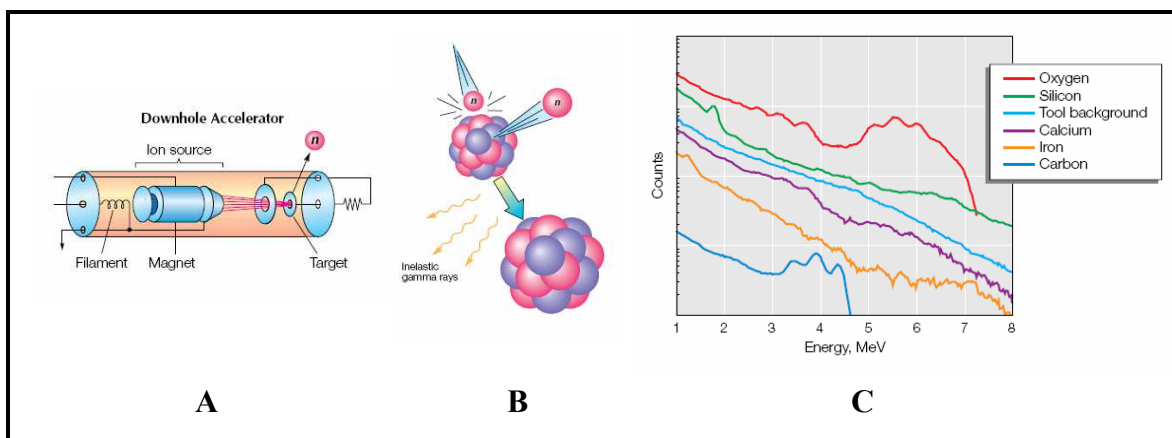


Figura 2.2: Funcionamento da ferramenta: A) A ferramenta emite pulsos de nêutrons de alta energia na formação (14 MeV); B) O nêutron se choca com o núcleo do átomo e gera excitação, denominada de raios gama inelásticos; C) O aparelho efetua a captura desses raios gama inelásticos e enquadra o átomo de acordo com a contagem efetuada. Fonte: Elshahawi *et al.* (2001).

2.2.2 Histórico de Utilização da Ferramenta e Trabalhos Relacionados

O uso de perfis que quantificam a saturação de água e, por consequência, auxiliam na localização de óleos remanescentes iniciou-se na década de 70 e tem se mostrado vantajoso do ponto de vista econômico, com significativos acréscimos nas reservas. Os dados obtidos das perfilagens realizadas com ferramentas que medem a saturação de água são principalmente utilizados de duas maneiras. A primeira, onde é realizada a análise qualitativa dos perfis gerados na tentativa de apenas identificar possíveis regiões de óleo que ainda não foram drenadas ou variações nas posições dos contatos óleo/água e gás/óleo dos reservatórios. A segunda consiste da adoção da técnica de *time lapse*, onde poços perfilados em diversos anos são utilizados para estudar o comportamento da saturação de água no reservatório.

No primeiro caso, onde são utilizadas na localização de pontos onde ocorrem acumulações remanescentes, pode-se citar os trabalhos de Wolff *et al.* (1993) no Campo de Bahrain, Barein e Hupp *et al.* (1999) no campo maduro de North Slope, Alaska.

De acordo com Wolff *et al.* (1993), mostrou-se eficiente no mapeamento e distinção do óleo remanescente do gás presente no reservatório, apresentando também bons

resultados quando utilizadas na calibração de demais poços. Entretanto, algumas considerações foram feitas no que diz respeito às condições necessárias para a utilização em reservatórios. Segundo o autor, a formação precisa estar bem definida, com informações seguras de porosidade e mineralogia, sendo um dos fatores a serem verificados a quantificação de argila (elevada concentração pode prejudicar os resultados obtidos). Segundo Hupp *et al.* (1999), tem permitido identificação precisa de reservas remanescentes em ambientes diversos, onde a interpretação das informações advindas da ferramenta resultaram num acréscimo de produção e aumento da vida dos poços.

O segundo caso, onde ocorre o monitoramento contínuo da saturação do reservatório utilizando perfilagens corridas em épocas distintas em vários poços, tem sido freqüentemente utilizado no gerenciamento do reservatório e implantação de técnicas de recuperação, principalmente em campos gigantes e maduros. Dentre os trabalhos onde foi adotada esta técnica, destaca-se como um dos pioneiros o de Golder (1978) no Campo de Ekofisk, Noruega.

Por se tratar de técnica difundida e aprovada pela indústria, diversos trabalhos podem ser encontrados, dentre os quais o de Harness *et al.* (1998) na determinação e monitoramento de óleo pesado no campo maduro de Kern River, Estados Unidos; Elshahawi *et al.* (2001) no monitoramento da saturação de óleo no Golfo de Suez e Moinard *et al.* (2001), que estuda o monitoramento da saturação do reservatório do Campo de Attaka, Bacia Kutei, Indonésia.

Harness *et al.* (1998) defende o uso na determinação da saturação e monitoramento da depleção do reservatório, sendo também de grande valia no monitoramento dos poços, propiciando maior precisão e atualização dos dados de saturação do campo, gerando assim a possibilidade de um gerenciamento mais eficaz e planos futuros de adensamento da malha exploratória. De acordo com Elshahawi *et al.* (2001), o uso no monitoramento da saturação de água é de grande valia pois não sofre influência da salinidade da água, ao contrário das ferramentas desenvolvidas para a quantificação de saturação de gerações anteriores. No estudo realizado no Golfo de Suez, mostrou-se eficiente na detecção de bolsões de

hidrocarbonetos remanescentes bem como no rastreamento dos contatos gás/óleo/água, propiciando melhor conhecimento do fluxo de fluidos no reservatório.

Segundo Moinard *et al.* (2001), tem sido parte integral de todo trabalho envolvendo obtenção de dados por meio de perfis geoeletricos no Campo Attaka, campo este com produção acumulada de 600 MMB (milhões de barris) de óleo desde 1972. Segundo o autor, a ferramenta é de grande valia na contribuição do gerenciamento do campo, pois seu uso proporcionou a localização de reservas da ordem de 100 MMB (milhões de barris), além da diminuição nos custos de exploração devido a maior precisão quanto a localização de óleo remanescente, poupando tempo e esforço.

No Brasil, estudos foram realizados a fim de entender o comportamento da saturação e efetuar a sua modelagem por meio da utilização das ferramentas acima citadas em conjunto com técnicas geoestatísticas diversas. Dentre os desenvolvidos recentemente, merecem destaque os trabalhos de Friedrich (2003) e Kronbauer (2003), realizados em campos diferentes do aqui utilizado, que serão abaixo descritos por possuírem particularidades com o trabalho que será desenvolvido.

Friedrich (2003) utiliza na construção de modelos 3D de saturação de fluidos técnicas geoestatísticas com métodos estocásticos e determinísticos. Os dados utilizados na construção do modelo de saturação foram de 26 poços com perfilagens PNC entre os anos de 1999 e 2001. O processo para a obtenção de modelo de saturação atual de fluidos do campo iniciou-se com a construção do modelo geológico 3D com base em dados de eletrofácies e, posteriormente, foram estimadas via krigagem as variáveis porosidade e saturação. Essas variáveis embasaram a construção de cenários probabilísticos da ocorrência de óleo remanescente após o preenchimento do modelo com os dados de saturação, objetivando a definição de áreas alvo de novas pesquisas ou intensificação da malha exploratória.

A metodologia comumente utilizada na localização de áreas de concentração de hidrocarbonetos remanescentes consiste na modelagem da estrutura dos reservatórios com o

uso de dados disponíveis de perfis convencionais e testemunhos, associando dados de histórico de produção e injeção a esse modelo. Uma segunda possibilidade consiste de mensurar, diretamente, as profundidades e extensão de hidrocarbonetos em poços produtores (Friedrich, 2003).

Friedrich (2003), mesmo reconhecendo o caráter dinâmico da variável saturação, adotou a mesma como sendo uma variável estática, justificando a inviabilidade do tratamento como variável dinâmica pela ausência de um histórico de produção de óleo e água e de injeção de água e gás no campo por zonas de produção. Segundo a autora, este tipo de histórico é praticamente impossível de ser obtido em campos como o estudado, que encontra-se em produção há várias décadas, principalmente pela má qualidade dos registros.

O trabalho de modelagem de saturação iniciou-se pela definição das zonas estratigráficas do reservatório e a distribuição das eletrofácies em cada zona de modo separado. A modelagem da saturação ocorreu pela análise separada da variável em cada zona estratigráfica e, dentro de cada zona, com relação à variável eletrofácies. Para tal foi utilizada a krigagem ordinária dos valores da saturação dos poços com dados da ferramenta (Friedrich, 2003).

Visando a identificação de áreas com possível concentração de óleo remanescente, foram gerados 20 modelos equiprováveis de eletrofácies, de porosidade e de saturação pelo método da simulação estocástica. Na busca pela diminuição dos modelos foi realizado o pós-processamento dos dados em diferentes etapas. A primeira etapa consistiu da definição do valor de corte. Para a variável saturação de água, o valor de corte foi definido como o valor abaixo do qual o óleo presente nos espaços porosos pode ser recuperado de forma comercial, variando de campo para campo. Foi adotado valor de corte de saturação de água de 65% e BSW menor que 97%. Para a variável porosidade o valor de corte foi de 20%, pois valores menores que o estabelecido, segundo a autora, possuem o problema da variável saturação não possuir um grau de confiabilidade aceitável (Friedrich, 2003).

Posterior a primeira etapa, foram constituídos modelos de probabilidade de ocorrência de acordo com os parâmetros de corte estabelecidos anteriormente. Foi possível constatar, por meio da análise do mapa de probabilidade, uma grande semelhança nos contornos principais dos mapas de probabilidade para a eletrofácies 1 e de probabilidade para a porosidade superior a 20%, explicado pelo alto grau de correlação entre elas. O mapa de probabilidade de saturação tem seus valores prejudicados para as regiões fora da área de influência dos valores, determinada como sendo de 500 metros radiais a partir do poço com os dados de origem (Friedrich, 2003).

A partir dos modelos de probabilidade foram geradas variáveis indicatrizes de alta probabilidade de ocorrência da variável acima do valor de corte, onde foi estabelecida probabilidade maior do que 80% para o reservatório possuir, segundo a autora, excelentes características permoporosas aliadas a predominância da eletrofácies 1, garantindo a continuidade dos corpos sedimentares. Os resultados obtidos são similares aos mapas de probabilidade, com o acréscimo de um filtro objetivando mostrar somente regiões de grande probabilidade dos valores das variáveis obedecerem aos respectivos valores de corte de cada uma delas (Friedrich, 2003).

Posterior a esta etapa, foi realizado o cruzamento das variáveis indicatrizes, com a multiplicação da indicatriz litologia pela indicatriz da porosidade, gerando a variável indicatriz do reservatório. Esta última variável da indicatriz foi cruzada com a variável indicatriz da saturação, gerando uma variável indicatriz denominada reservatório com óleo com grande probabilidade de que todas as restrições sejam obedecidas (Friedrich, 2003).

Utilizando a variável indicatriz do reservatório com óleo, Friedrich (2003) submeteu os dados ao estudo de conectividade das células com o objetivo de determinar regiões contínuas do reservatório e que permitissem o escoamento dos fluidos em seu interior, sendo consideradas células em contato aquelas que apresentam uma face comum a duas células. Foram obtidos resultados onde valores superiores a 75% do total de células da malha, que satisfazem as condições impostas, estão conectadas.

Com as informações obtidas partiu-se para a determinação da área alvo, onde foram selecionadas inicialmente 2 áreas devido ao tamanho e proximidade dos poços com dados condicionantes. Para ambas foi calculado o volume de óleo remanescente por meio da multiplicação do número de células conectadas, da porosidade média da área, da saturação média da área e do volume de cada uma das células presentes em cada área, possibilitando gerar um conjunto de imagens com áreas promissoras à concentração de hidrocarbonetos assim como regiões que não foram drenadas e possuísem um bom potencial para aproveitamento futuro (Friedrich, 2003).

Dentre as conclusões do trabalho, a autora sugere a utilização de mapas de saturação ao longo do tempo obtidos de modelos de fluxo para serem utilizados como deriva externa na modelagem geoestatística.

Kronbauer (2003), a partir de perfilagens realizadas com as ferramentas baseadas no princípio PNC em poços ao longo do período compreendido entre 1997 e 1999, construiu um banco de dados de valores de saturação de água para o campo estudado. De posse dessas informações e em conjunto com o modelo físico do reservatório, fácies e petrofísica o autor, por meio da utilização de técnicas geoestatísticas, constituiu diversos cenários equiprováveis de saturação, obtendo também cenários de menor risco para novas locações de poços e adensamento da malha de produção do campo.

A primeira etapa desenvolvida por Kronbauer (2003) diz respeito ao estabelecimento das eletrofácies para o campo em estudo por meio do estudo dos dados de GR, VSH, PHIE, NPHI e RHOB. Para a definição das mesmas o autor utilizou 3 métodos de análise estatística multivariada: Análise de Componentes Principais, Análise de Agrupamento e Análise Discriminante. Visando avaliar os resultados e examinar a eficiência dos mesmos foi realizado pelo autor a validação cruzada ou validação direta dos resultados.

Posterior ao estabelecimento das eletrofácies, Kronbauer (2003) realizou a modelagem geológica do reservatório por meio da aplicação do método plurigaussiano truncado para a modelagem das fácies. Os resultados obtidos pelo autor assemelham-se

com o modelo geológico para o campo, sendo possível identificar feições geológicas como lobos deltáicos e canais no modelo geoestatístico gerado.

Obtido o modelo geológico sucedeu-se a modelagem das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) advindas de análises petrofísicas convencionais feitas em laboratório com *plugs* dos testemunhos do reservatório e de conjunto de perfis RHOB, PHIN e da saturação, dados estes provenientes das perfilagens PNC. Para a modelagem da porosidade foi realizada a krigagem simples utilizando os valores de porosidade efetiva e, na modelagem da permeabilidade seguiram-se mesmos critérios dos valores de porosidade no espaço tridimensional do reservatório, isto é, foram estimados por Krigagem Simples, com variograma linear, a partir dos dados de poços e dentro do domínio de cada litotipo (Kronbauer, 2003).

Utilizando os valores de saturação corrigidos Kronbauer (2003) simulou a saturação de água utilizando os algoritmos disponíveis no programa HERESIM 3D. Neste programa, a atribuição dos valores de saturação é realizada independente de cada litotipo, onde a saturação na célula (associada a um litotipo) será um valor sorteado aleatoriamente a partir da distribuição informada deste atributo para o determinado litotipo, segundo o método de Monte Carlo. Outra maneira utilizada pelo autor para obter a estimativa dos valores, utilizando o mesmo programa, foi o uso da krigagem simples dos valores e o uso de variograma linear dentro de uma vizinhança única. Os resultados obtidos mostraram-se incoerentes em ambos os casos, destacando-se como incoerência principal a ocorrência de valores baixos de saturação de água abaixo do contato óleo/água. Esta incoerência, segundo o autor, está associada provavelmente a não utilização das superfícies de contato gás/óleo e óleo/água.

A solução encontrada para a modelagem da saturação consistiu na utilização do software ISATIS 4.0.5., onde o autor utiliza o algoritmo de simulação gaussiana sequencial. Definido o modelo de simulação da variável saturação de água, foram então gerados 30 cenários equiprováveis da distribuição de saturação, analisados de forma probabilística com o objetivo de acessar incertezas quanto ao volume de óleo atual do reservatório. Os

resultados obtidos estão muito próximos do Volume de Óleo *in Place* (VOIP) e da saturação de óleo remanescente no reservatório fornecido pela Petrobrás, com uma diferença de aproximadamente 2% (Kronbauer, 2003).

Como alternativa ao método de simulação estocástica, foi testado o método de krigagem ordinária tridimensional deste atributo, visando a análise da possibilidade de obter-se distribuição mais contínua da saturação por meio da interpolação dos seus valores condicionantes, acreditando que o comportamento espacial desta variável deva ser mais suave, ficando a ocorrência de valores altos e baixos próximos condicionados à existência de barreiras de permeabilidade que controlam o fluxo de fluidos (Kronbauer, 2003).

As diferenças apresentadas entre os métodos de simulação gaussiana sequencial e krigagem ordinária para o preenchimento da malha do reservatório com os dados de saturação de fluido foram que, visualmente, os valores de krigagem produziram melhores resultados com variações suaves em direção ao topo da estrutura, enquanto a simulação gaussiana sequencial apresenta uma distribuição aleatória de valores altos e baixos no espaço entre poços, conferindo as imagens um aspecto de mosaico pouco provável na análise geológica convencional (Kronbauer, 2003).

Dentre as conclusões apresentadas por Kronbauer (2003) a respeito de seu trabalho, no que diz respeito a saturação de água e sua modelagem, o mesmo aponta a simulação sequencial gaussiana como a que apresentou resultados mais condizentes com os dados de produção quando comparados com o mapa de ISOBSW do campo.

2.3 Técnicas Geoestatísticas

Desenvolvida por Georges Matheron na década de 60, a geoestatística surgiu com a finalidade de solucionar problemas de estimativa de reservas minerais. É um método top-probabilístico, ou seja, utiliza um modelo probabilístico e a posição espacial (coordenadas x , y e z) das observações para estudar a variabilidade dos valores observados.

O objetivo da geoestatística é otimizar as predições, por meio da elaboração de um modelo mais realista das heterogeneidades de um reservatório como, por exemplo, suas propriedades. Desta forma o estudo geoestatístico é importante para assegurar e preservar a realidade geológica durante a construção do modelo. Ela fornece uma série de ferramentas que permite o melhor proveito das informações disponíveis, minimizando os riscos nas decisões a serem tomadas acerca de um grande investimento.

No presente trabalho os métodos geoestatísticos adotados foram a krigagem ordinária para a modelagem da porosidade e saturação e a krigagem com deriva externa, utilizada na modelagem da saturação.

A krigagem, técnica geoestatística de grande utilização na indústria do petróleo, foi introduzida inicialmente por Daniel G. Krige no estudo de depósitos minerais na África do Sul. Segundo Matheron, a krigagem pode ser definida como uma estimativa de um atributo em um volume de suporte por meio da ponderação de todas as amostras disponíveis, onde os pesos de cada amostra são obtidos com a condição restritiva de que a somatória dos pesos seja igual a 1 e a variância de estimativa seja mínima (Oliveira, 1997).

Ao longo dos anos, surgiram variações da krigagem, como por exemplo a krigagem da média, krigagem universal, krigagem ordinária, krigagem com deriva externa, krigagem fatorial, entre outras, cada qual com a finalidade específica de uso em determinada área ou situações onde o emprego da geoestatística é fundamental para análise das incertezas das estimativas.

A seguir segue breve explicação, com base em Oliveira (1997), a respeito da Krigagem Ordinária (KO) e Krigagem com Deriva Externa (KDE), métodos utilizados no presente trabalho.

Krigagem Ordinária

Por meio da krigagem ordinária é possível determinar um valor em uma determinada posição \mathbf{x}_0 usando os \mathbf{n} dados vizinhos $Z(\mathbf{x}_i)$ através de uma combinação linear com ponderadores λ_i , de acordo com a equação

$$Z^*(x_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(x_0) Z(x_i). \quad (3)$$

Um dos objetivos desta krigagem é minimizar a variância do erro acrescentando a condição não viés, ou seja, a somatória dos pesos iguais a 1. O sistema é resolvido introduzindo o multiplicador Lagrange μ . O procedimento fornece um sistema com $(n+1)$ equações e $(n+1)$ incógnitas que correspondem aos \mathbf{n} valores dos ponderadores mais o parâmetro de Lagrange. O sistema de krigagem pode ser escrito em função da covariância (2) ou do semivariograma, pois foi incluída a condição de não viés, onde

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^n \lambda_j(x_0) C(x_i - x_j) - \mu(x_0) = C(x_i - x_0) \forall i = 1, 2, \dots, n. \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j(x_0) = 1. \end{cases} \quad (4)$$

O sistema de equações terá uma única solução se, e somente se, a função covariância modelada a partir dos dados for positivamente definida. A variância de krigagem é escrita como

$$\sigma_{ko}^2(x_0) = C(0) + \mu(x_0) - \sum_{i=1}^n \lambda_i(x_0) C(x_i - x_0). \quad (5)$$

A variância da KO não fornece medida absoluta de confiabilidade, tratando-se de uma medida relativa da qualidade da interpolação para as diferentes regiões, ou a qualidade da configuração geométrica dos pontos. Implicitamente dentro da KO encontra-se o cálculo da média dos dados através da krigagem da média. Remacre (1995) demonstrou a relação

entre os ponderadores obtidos através da KM, KS e KO e o relativo à média na estimativa da KS como sendo

$$\lambda_i^{KO} = \lambda_m \lambda_i^{KM} + \lambda_i^{KS}. \quad (6)$$

Usando vizinhança móvel para cada posição x_0 , a KO estima a média $m(x_0)$ a partir dos dados de vizinhança. Assim sendo, a KO com vizinhança móvel já é um algoritmo não estacionário que pode manusear a não homogeneidade dos dados, sendo este o fator de sucesso e durabilidade KO quando aplicada com vizinhança móvel.

Krigagem com Deriva Externa

O conceito de deriva externa é definido em Deutsch e Journel (1992) e Wackernagel (1995). Oliveira (1997) estudou a aplicabilidade e limitações dessa modalidade na análise de reservatórios petrolíferos no Brasil.

A krigagem com deriva externa é uma extensão da krigagem, na qual a informação de uma ou mais funções de variáveis externas são integradas ao processo de krigagem da variável primária. O domínio espacial de ambas as variáveis deve ser o mesmo. É aplicada em reservatórios que apresentam uma tendência espacial significativa de suas principais propriedades.

Segundo Oliveria (1997), “... admitindo a existência de apenas uma variável secundária e assumindo o modelo de deriva do tipo E $(Z(x)) = a_0 + a_1s(x)$, o sistema da KDE pode ser escrito como

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^n \lambda_j(x_0) C_y(x_i - x_j) + \mu l(x_0) S(x_i) = C_y(x_i - x_0) \forall i = 1, 2, \dots, n. \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j(x_0) = 1. \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j(x_0) S(x_j) = S(x_0), \end{cases} \quad (7)$$

onde λ = peso para cada ponto j estimado em relação a i e μ = multiplicador de Lagrange.

Quanto as equações do conjunto acima, a primeira corresponde à função aleatória de segunda ordem da variável primária; a segunda função atesta a somatória dos pesos iguais a unidade; a terceira corresponde a função da variável secundária que descreve a forma/superfície média para a variável primária. A variância de estimativa para a situação do sistema de equações acima exposto sobre a KDE é escrita como

$$\sigma_{KDE}^2(x_0) = C_y(0) - \sum_{i=1}^n \lambda_i(x_0) C_y(x_i - x_0) - \mu_0(x_0) - \mu_1(x_0) S(x_0). \quad (8)$$

No caso deste trabalho, a variável porosidade foi utilizada como deriva externa para a modelagem da saturação de água, visto que essas duas variáveis possuem uma relação física importante, o que é suficiente para a aplicação da krigagem com deriva externa. Dentre a desvantagem da KDE, pode-se citar o fato da mesma não capturar toda a correlação cruzada entre as variáveis como a cokrigagem, bem como requerer o uso da covariância dos resíduos.

3. Análise Estatística dos Dados

3.1 Análise Estatística dos Dados do Campo

Foram utilizados dados de 37 poços do Campo de Estudo (Figura 3.1), divididos em dois formatos de arquivos. Um primeiro em formato .LAS contendo informações sobre profundidade, porosidade (PHIE), volume de argila (VSH) e saturação de água (S_w). Um segundo grupo de dados com extensão .WELL contendo informações sobre profundidade, litofácies, porosidade (PHIE), permeabilidade (K) e os marcadores delimitando cada zona de produção do campo.

De posse dessas informações foi realizado um cruzamento com base na profundidade entre as duas extensões de arquivos, gerando um terceiro contendo os seguintes dados: profundidade, porosidade (PHIE), volume de argila (VSH), saturação de água (S_w), advindos dos arquivos .LAS e litofácies e marcadores advindo dos arquivos .WELL.

O uso da variável porosidade ocorreu pois a mesma é utilizada no cálculo do volume, além de possuir relação com a saturação de água (S_w), como será posteriormente demonstrado. As litofácies utilizadas no presente estudo derivam das eletrofácies definidas por Mato et al. (2000) com base na análise sequencial de aproximadamente 115 metros de testemunho. Segundo o autor, as litofácies 1, 2 e 3 representam rochas reservatório onde, de acordo com análise do testemunho e demais informações, foi estabelecido que a litofácies 1 corresponde a melhor litofácies reservatório, a litofácies 2 representa uma litofácies reservatório intermediária e a litofácies 3 é considerada a pior dentre as reservatório. As litofácies 4 e 8 (não definida) representam não reservatório.

Quanto aos dados de saturação de água (S_w), foram utilizados dados provenientes de dois tipos distintos de ferramentas, sendo a primeira baseada no princípio PNC (*Pulsed Neutron Capture*), que representam os perfis de decaimento radioativo, enquanto que a segunda é baseada no princípio PNS (*Pulsed Neutron Spectroscopy*), que quantifica a razão

C/O na formação, obtidos no intervalo de tempo entre 1993 e 2001. Dos 37 poços, 5 apresentavam perfilagens da ferramenta obtidas em anos distintos (P-165, P-240, P-251, P-269 e P-270).

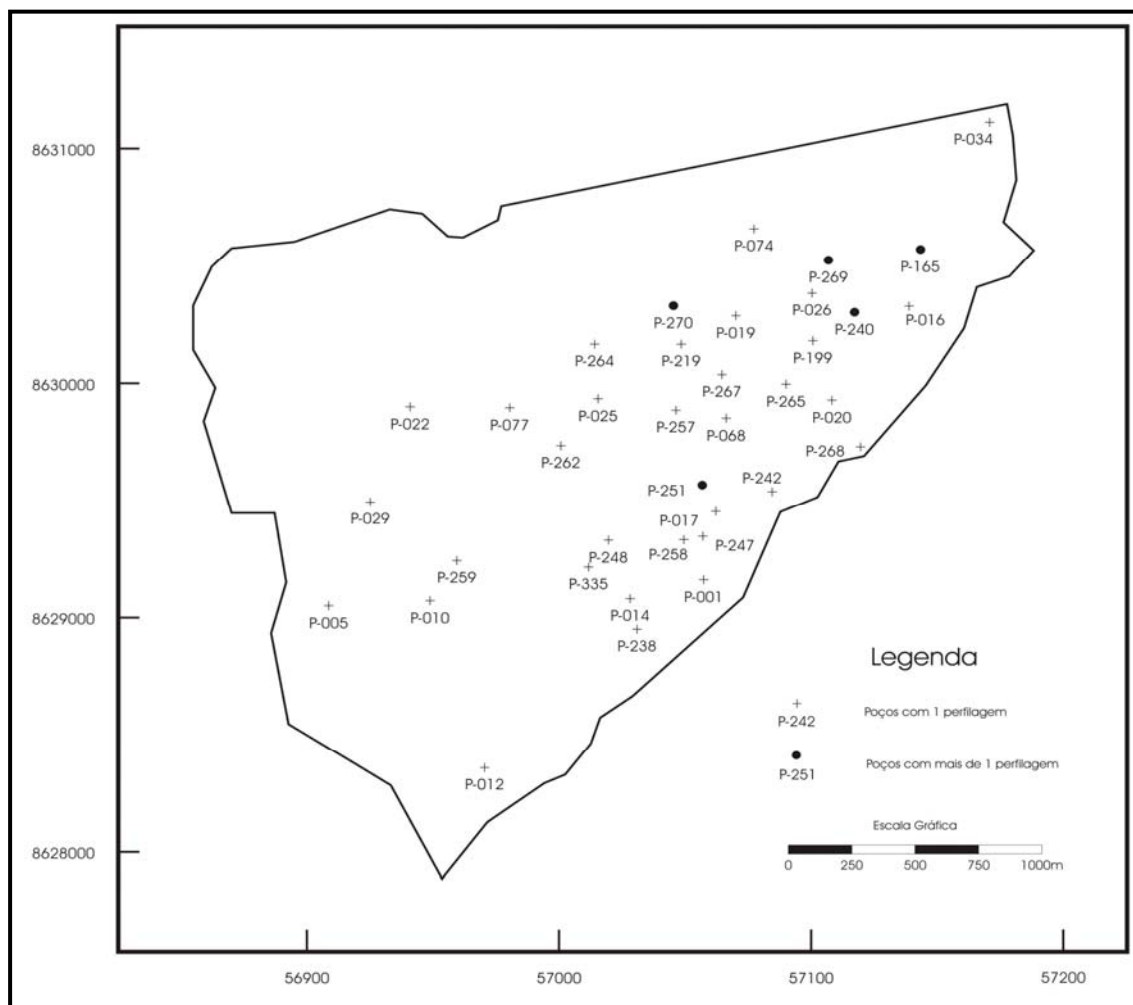


Figura 3.1: Localização dos poços utilizados no estudo.

Tabela 3.1: Poços utilizados no estudo com o ano de perfilagem.

Poço	Perfil		Poço	Perfil
P-265	04/10/93		P-005	10/04/96
P-240 run 02	10/10/93		P-258 run 02	24/12/96
P-270 run 01	19/10/93		P-022	07/12/97
P-074	28/03/94		P-017	02/09/98
P-242	10/05/94		P-012	04/09/98
P-335	07/06/94		P-025	13/09/98
P-248	19/06/94		P-238	15/02/99
P-269 run 01	06/10/94		P-029	04/03/99
P-264	06/01/95		P-219	04/08/99
P-199	14/01/95		P-267 run 02	04/08/99
P-257	03/04/95		P-268	10/03/00
P-251 run 01	08/04/95		P-259	10/06/00
P-010	07/06/95		P-270 run 02	14/06/00
P-068	19/06/95		P-165 run 02	19/06/00
P-020	23/06/95		P-026	22/07/00
P-034	24/08/95		P-240 run 03	30/07/00
P-019	13/09/95		P-251 run 02	04/08/00
P-262	23/10/95		P-247 run 02	09/08/00
P-165 run 01	08/12/95		P-269 run 02	15/08/00
P-077	01/01/96		P-001 run 02	06/02/01
P-016	26/02/96		P-014	10/05/01

No que diz respeito a análise estatística dos dados, o conhecimento, entendimento e assimilação dos dados disponíveis é importante na busca por particularidades que venham a justificar ou auxiliar no estudo do comportamento do reservatório. No presente estudo serão analisadas as variáveis porosidade (PHIE), volume de argila (VSH), litofácies e saturação de água (S_w) para o reservatório e individualmente para cada zona.

3.1.1 Porosidade (PHIE)

A porosidade média encontrada para o reservatório foi de 13%, valores mínimo e máximo de 0% e 33%, respectivamente. O desvio padrão, da ordem de 5,9%, foi considerado médio, possibilitando a ocorrência de porções com elevada porosidade dentro do reservatório. O valor encontrado para a mediana (14%) mostra que a mesma encontra-se próxima da média e que a maioria dos valores ocorrem entre Q_{25} e M_d .

Na análise da variável por zonas de produção, as que apresentaram valores de porosidade mais elevados foram as zonas 1, 3 e 5. Na zona 1 a porosidade média é de

15,63%, valor justificado pelo fato das litofácies Amm (arenitos médios maciços), Aga (arenito grosso argiloso), Ag (arenito grosso) e Abi (arenito bimodal), que possuem baixa argilosidade e, especificamente os dois últimos considerados reservatórios, representarem 76,2% da zona. A zona 3, com porosidade média de 14%, é constituída em 58,5% de sua totalidade pela litofácies Ag (arenito grosso). A zona 5, última zona dentre as com melhores porosidades, é a mais espessa do reservatório e possui porosidade média de 14,76%, predominando, assim como a zona 3, a litofácies Ag (arenito grosso), composta por arenitos grossos a conglomeráticos.

A análise dos quartis para as zonas operacionais, usando a média para comparação, evidencia a concentração de amostras entre Q_{25} e M_d , com os valores da mediana próxima a média. Quanto ao desvio padrão, as zonas que apresentam maiores valores são justamente as consideradas reservatório, talvez pela heterogeneidade apresentada dentro das litofácies em decorrência de pacotes argilosos visto que apresentam pouca variação entre litofácies dentro das zonas. Os valores obtidos pela zona 1 podem ser questionados pela presença de gás na formação, podendo falsear os resultados obtidos pela ferramenta. Uma síntese da estatística da variável porosidade para o campo pode ser observada na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Estatística da variável porosidade (PHIE) para o campo em estudo.

PHIE	Amostras	M_{in} (%)	Q_{25} (%)	M_d (%)	Q_{75} (%)	$M_{\acute{a}x}$ (%)	Média (%)	σ (%)
Reservatório	3422	0	9,99	14,41	17,75	33,4	13,51	5,9
Zona 1	244	0,1	12,78	17,16	20,13	33,4	15,63	6,96
Zona 2	258	0	8,55	11,72	15,05	22,04	11,42	4,78
Zona 3	680	0	10,99	15,37	18,14	27,5	14,07	6,04
Zona 4	849	0	9,12	13,42	16,75	25,98	12,81	5,65
Zona 5	1161	0	12,13	15,69	18,58	27,92	14,76	5,57
Zona 6	230	0	6,96	10,48	13,89	20,46	10,1	4,81

3.1.2 Volume de argila (VSH)

A média da variável volume de argila no reservatório foi de 22%, mostrando um comportamento bastante irregular, comprovado pelo desvio padrão de 20%. Este alto valor obtido para o desvio padrão é resultado da ocorrência de litofácies distintas no reservatório, como por exemplo as detentoras de grande argilosidade como as litofácies Pm (pelitos

maciços) e A/S (intercalação de arenito e siltito) e outras constituídas basicamente por arenito, como as litofácies Abi (arenito bimodal) e Ag (arenito grosso). A análise dos quartis e mediana, usando novamente a média para comparação, permite constatar que a maioria das amostras encontra-se entre M_d e Q_{75} , com tendência para o Q_{75} , evidenciando um reservatório onde o volume de argila comumente é superior a 20%.

A análise por zonas demonstra novamente o comportamento irregular da variável, justificado pelo desvio padrão não inferior a 17%. As médias encontradas para as zonas, exceto zonas 1 e 4, são similares, com valores médios de volume de argila entre 20 e 21%. Analisando-se os quartis é possível constatar que, salvo a zona 1, as demais zonas possuem suas amostras localizadas, na grande maioria, entre M_d e Q_{75} . Foi encontrado valor médio significativamente baixo para a zona 1, com 11% de argilosidade e, pela análise dos quartis com relação a média, verifica-se que a grande maioria das amostras encontra-se próximo ou superior ao Q_{75} . A zona 4 difere das demais por possuir elevado volume de argila, com média de 25%, sendo uma das justificativas para seu enquadramento como zona não reservatório. Uma síntese da estatística da variável volume de argila para o campo pode ser observada na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Estatística da variável volume de argila (VSH) para o campo em estudo.

VSH	Amostras	M_{in} (%)	Q_{25} (%)	M_d (%)	Q_{75} (%)	M_{ax} (%)	Média (%)	σ (%)
Reservatório	3365	0	9,08	16,43	27,43	100	22,06	20,47
Zona 1	243	0	0,71	4,12	11,11	99,7	10,98	19,72
Zona 2	254	0	9,49	16,96	31,3	93,41	21,83	17,85
Zona 3	683	0	8,1	15,24	24,15	100	20,39	20,34
Zona 4	833	0,09	12,77	20,18	32,41	100	25,65	19,38
Zona 5	1129	0	9,33	16,39	26,59	100	21,88	20,5
Zona 6	223	0,1	9,94	15,33	28,83	99,9	21,72	19,23

3.1.3 Litofácies

Dentre as 4 litofácies presentes no reservatório a que possuiu maior representatividade é a litofácies 1, com 29,48%, seguida da litofácies 2 com 25,37% e litofácies 3 com 22,25%. Na litofácies 4, não reservatório, foi também anexada a litofácies

8 que representa litofácies não definida, portanto a união da litofácies 4 com a 8 no reservatório compreende 22,89%.

Quando é realizada a crítica a respeito das litofácies em cada zona é possível observar o predomínio, representando mais de 1/3 do geral, da litofácies 1 em comparação com as demais nas zonas 1, 3 e 5. Quanto à litofácies 2, esta encontra-se representada de maneira praticamente uniforme em todas as zonas, com participação mínima de 19,23% (zona 1) e máxima de 28,37% (zona 3). A litofácies 3, considerada dentro do reservatório como a de pior qualidade, predomina justamente nas zonas 2, 4 e 6, consideradas menos interessantes do ponto de vista exploratório. Representando a porção não reservatório, a litofácies 4, em conjunto com a litofácies não determinada 8, possui participação regular nas zonas 1 a 5, com mínimo de 18,75% (zona 3) e máximo de 23,47% (zona 1). A zona 6 pode ser considerada anômala quanto a litofácies 4, pois possui 33% da mesma, ou seja, 1/3 da zona é constituída por rochas não reservatórios.

No presente estudo serão enquadradas como rochas reservatório as litofácies 1, 2 e 3 e, como rocha não reservatório, as litofácies 4 e 8. A adoção desta classificação faz com que, em nível de reservatório, a participação das consideradas litofácies reservatório seja de 77,1%

Com relação às zonas, as litofácies reservatório ocorrem de maneira mais representativa nas zonas 1 (76,53%), 3 (80,25%), 4 (78,1%) e 5 (79,95%), corroborando a característica reservatório associadas as zonas 1, 3 e 5. Com relação a presença das litofácies reservatório na zona 4, acredita-se que o auto valor obtido justifica-se pela ocorrência significativa da litofácies 3, considerada a de pior característica entre as reservatórios. Quanto as demais zonas, a 2 possui 70,81% de litofácies reservatório e a zona 6 com 66,96%. Como a soma da representatividade das litofácies é igual a 100%, conclui-se que as zonas com menor representatividade de litofácies não-reservatório são as zonas 1, 3 4 e 5, enquanto que as zonas 2 e 6 possuem maior ocorrência de litofácies não-reservatório. Um resumo da estatística da variável litofácies para o campo pode ser observado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Estatística da variável litofácies para o campo em estudo.

Litofácies	Amostras	Lito 1 (%)	Lito 2 (%)	Lito 3 (%)	Lito 4 (%)	Lito 8 (%)	Representação Lito 1+2+3 (%)	Representação Lito 4+8 (%)
Reservatório	3522	29,48	25,37	22,25	12,03	10,86	77,1	22,9
Zona 1	260	45,38	19,23	11,92	5,38	18,08	76,53	23,47
Zona 2	274	10,95	21,90	37,96	16,06	13,14	70,81	22,19
Zona 3	719	33,80	28,37	18,08	8,90	10,85	80,25	19,75
Zona 4	849	24,97	26,86	26,27	15,55	6,36	78,1	21,9
Zona 5	1187	37,49	25,7	16,76	8,51	11,53	79,95	20,05
Zona 6	233	6,87	22,75	37,34	21,89	11,16	66,96	33,04

3.1.4 Saturação de água (S_w)

Por se tratar de uma variável dinâmica, a saturação de água não pode ser agrupada em um conjunto de banco de dados único e estudada como as demais variáveis do presente trabalho, que são estáticas, sendo necessário o agrupamento dos dados ao longo do tempo. A divisão para cada ano tornou-se inviável pelo fato de alguns anos possuírem 2 ou 3 perfilagens, não sendo possível chegar a conclusão estatística alguma pela análise desses dados. Outro fator contra a união ano/ano está no fato de que a variável estudada não sofreria alterações significativas que justificassem essa união, como foi comprovado pela análise de poços que continham mais de uma corrida em anos próximos.

Utilizando estes dois critérios, número de poços e alteração dos valores de saturação de água, chegou-se a conclusão de que a união dos poços de 3 em 3 anos seria satisfatória, pois foi observada pequena variação dos valores de saturação para este intervalo de tempo e com quantidade satisfatória de poços para um procedimento estatístico. Na Tabela 3.4 é possível observar a divisão por grupos e os poços correspondentes para cada grupo.

Tabela 3.4: Agrupamento de anos e os poços integrantes.

Grupo	Número de poços	Poços
1993-1994-1995	19	P-265, P-240_run_02, P-270_run_01, P-074, P-242, P-335, P-248, P-269_run_01, P-264, P-199, P-257, P-251_run_01, P-010, P-068, P-020, P-034, P-019, P-262, P-165_run_01,
1996-1997-1998	9	P-077, P-016, P-005, P-258_run_02, P-022, P-017, P-012, P-025, P-014
1999-2000-2001	13	P-238, P-029, P-219, P-267_run_02, P-268, P-259, P-270_run_02, P-165_run_02, P-026, P-240_run_03, P-251_run_02, P-247_run_02, P-269_run_02, P-001

Para a apresentação da análise desta variável será escolhido o triênio 1993-1994-1995 por serem dados temporais onde, graças ao número elevado de poços, tem-se uma base estatística que possibilita interpretações conclusivas. Em estudo realizado com os demais grupos de dados desta variável constatou-se que a tendência que será abaixo apresentada pelo primeiro triênio foi seguida nos demais.

O exame dos dados de saturação do reservatório para o triênio permite constatar a elevada saturação de água presente no reservatório, com média de 70%, Q_{75} de 92% e mínimo de 20%. A grande quantidade de água presente no reservatório pode ser decorrente da utilização de recuperação primária por meio de injeção de água, atuante no campo desde a década de 60. Essa constatação pode ser corroborada pelo fato da zona 6, a mais inferior dentre as zonas estudadas, ser a que possui maior média de saturação de água, superior a 90%. Pela informação passada pelos quartis, principalmente o Q_{25} , conclui-se que mais de 75% das amostras possuem saturação superior a 50%. O resultado do desvio padrão, 23%, possibilita verificar a grande variação de valores que assume esta variável no reservatório.

Quando realizada análise das zonas, as portadoras de menores valores médios de S_w são as zonas 1, 3 e 5. Vale ressaltar que o valor médio encontrado para a zona 1, onde a saturação de água é inferior a 50%, é fruto da existência de gás na zona, levando a uma interpretação errônea de que a mesma possui grande quantidade de óleo remanescente. As zonas 3 e 5 assumem, respectivamente, valores médios de saturação de 64% e 68%, valor este muito próximo da mediana para ambos e também com influência da participação de gás. A análise dos quartis para essas duas zonas incide na idéia de que a maioria das amostras encontram-se entre Q_{50} e Q_{75} . As demais zonas, 2, 4 e 6, possuem valores de S_w

acima da média do reservatório, confirmando o caráter não exploratório das mesmas. Os valores obtidos do desvio padrão indicam, com exceção da zona 6, grande mudança da variável, com mínimo de 19% (zona 2) e máximo de 24% (zona 4). Uma síntese da estatística da variável S_w para o campo pode ser observada na Tabela 3..

Tabela 3.6: Estatística da variável saturação de água (S_w) para o campo em estudo.

S_w 93 94 95	Amostras	M_{in} (%)	Q_{25} (%)	M_d (%)	Q_{75} (%)	M_{ax} (%)	Média (%)	σ (%)
Reservatório	1472	19,55	51,89	71,74	92,63	100	70,49	23,38
Zona 1	100	25	31,05	43,56	64,82	100	49,89	22,17
Zona 2	118	30,05	59,33	71,6	94,94	100	73,87	19,68
Zona 3	300	25,14	43,71	63,8	84,71	100	64,46	23,31
Zona 4	371	19,55	59,41	79,13	94,93	100	74,93	24,43
Zona 5	491	25,91	52,12	67,15	86,39	100	68,33	20,49
Zona 6	92	52,64	85,14	98,32	100	100	91,87	12,16

3.2 Escolha da Zona Alvo de Estudo

Segundo as informações acima expostas, as zonas com melhores características reservatório são as zonas operacionais 1, 3 e 5 sendo, por essa apreciação, necessário efetuar a modelagem da saturação em busca de óleo remanescente para as 3 zonas. Entretanto, numa primeira análise é possível determinar que dentre elas a que pode ser considerada como a mais interessante levando-se em consideração a representatividade dentro do reservatório como um todo é a zona 5, por representar 32,94% do pacote sedimentar estudado.

Adotando outro ponto de vista, como por exemplo a produtividade do campo a curto prazo, novamente a zona 5 é considerada mais interessante quando comparada as demais, visto que a zona 6 encontra-se quase que praticamente preenchida por água devido ao método de recuperação adotado no campo.

Contudo, o contato gás/óleo pode ser considerado fator determinante para o descarte das zonas 1 e 3 como zonas alvo para a modelagem da variável saturação. Dos 37 poços utilizados no estudo, o contato gás/óleo encontra-se na zona 4 ou acima em 24 poços; ou seja, 69% dos poços. Com relação aos demais poços utilizados, em 5 deles o contato gás/óleo encontra-se na zona 6 ou abaixo, representando 14 % dos dados, e em 6 poços o contato gás/óleo encontra-se na zona 5, ou seja, em apenas 14% da totalidade dos dados a zona 5 necessita de correções para a análise geoestatística, topo da zona ajustado ao topo do óleo. Os poços P-001 e P-265 não possuem informação a respeito dos contatos gás/óleo e óleo/água. A Figura 3.2 representa a distribuição dos poços e seus respectivos contatos gás/óleo.

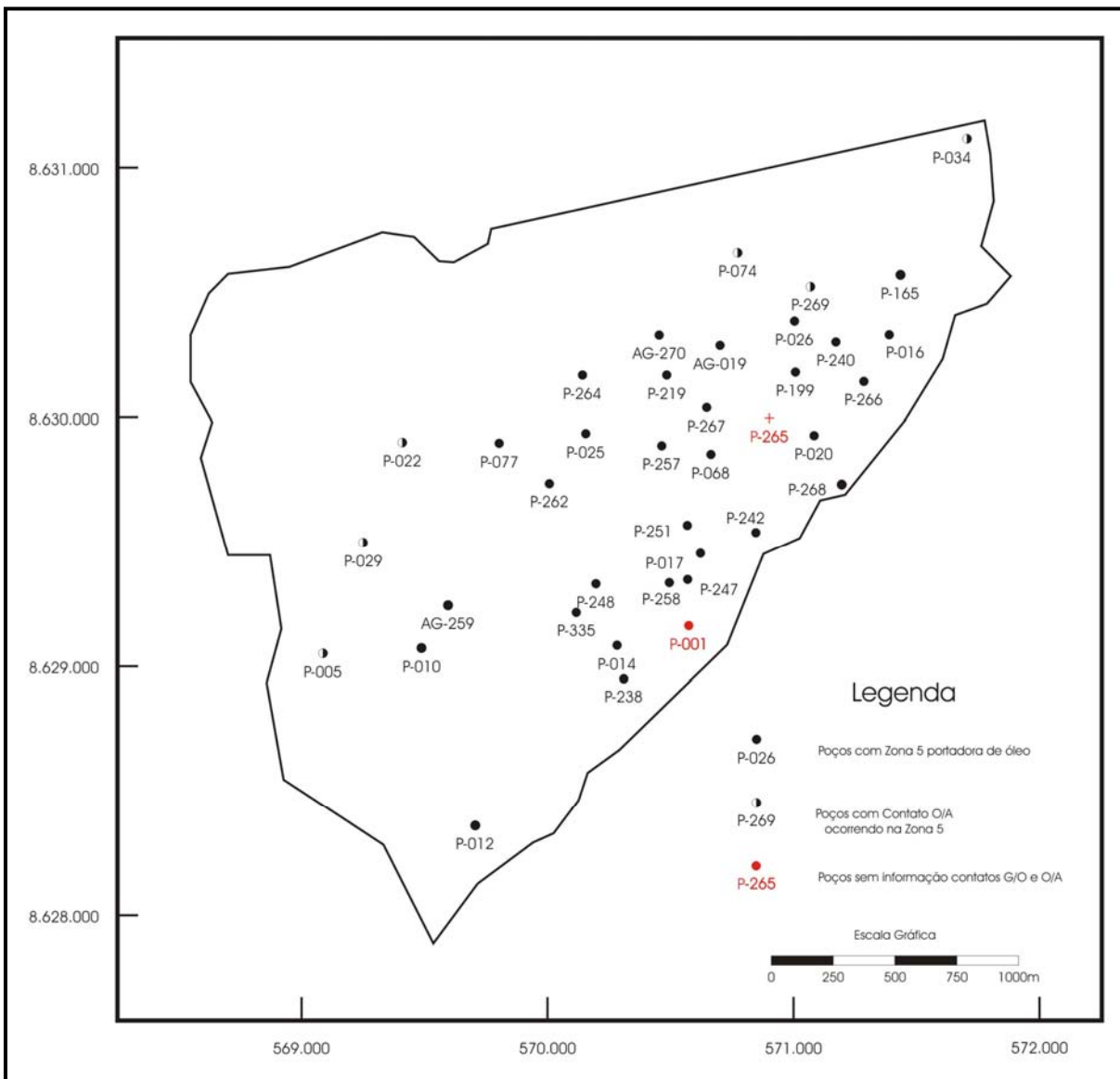


Figura 3.2: Localização do contato gás/óleo nos poços em estudo.

3.3 Análise Estatística 1D P-240

Esta etapa do trabalho consiste da análise, interpretação e correlação 1D das informações disponíveis (litologia, porosidade e saturação de água) para a Zona 5 do poço P-240. Esta fase é fundamental no estudo do reservatório pois fornece informações sobre o comportamento da variável S_w ao longo do tempo quando analisado um poço (com perfisagens obtidas em anos distintos) e, uma vez analisados vários poços, fornece um esboço do comportamento da mesma ao longo do reservatório.

A escolha do poço P-240 para a análise do comportamento da variável Sw foi definida por dois motivos principais. O primeiro devido a sua localização, visto que encontra-se no alto estrutural do campo, (Figura 3.3) e o segundo, e mais importante, por possuir dados de perfilagens com a ferramenta baseada no princípio PNC obtidas em anos distintos (1993 e 2000), permitindo a comparação do comportamento da variável ao longo do tempo.

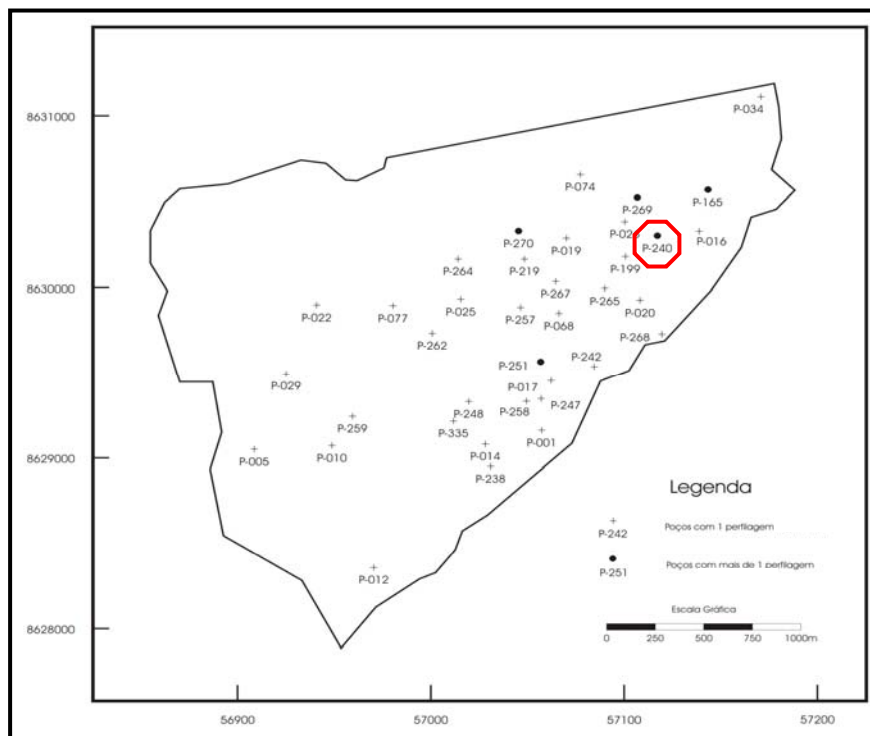


Figura 3.3: Localização dos poços presentes no campo de estudo. P-240 em destaque.

3.3.1 Litofácies

Quanto às litologias, são três as encontradas no intervalo estudado do poço, todas rochas reservatório. A primeira, aqui denominada litofácies 1, é considerada a melhor rocha reservatório do intervalo devido a predominância de arenito grosso, possui representação de aproximadamente 47% no intervalo. A segunda, denominada litofácies 2, representando 33%, é considerada uma rocha reservatório intermediária, com presença de arenitos argilosos, enquanto que a litofácies 3, é considerada a pior dentre as rochas reservatórios por possuir grande quantidade de argila, representa 20% do intervalo. A distribuição das litofácies pode ser verificada na Figura 3.4.

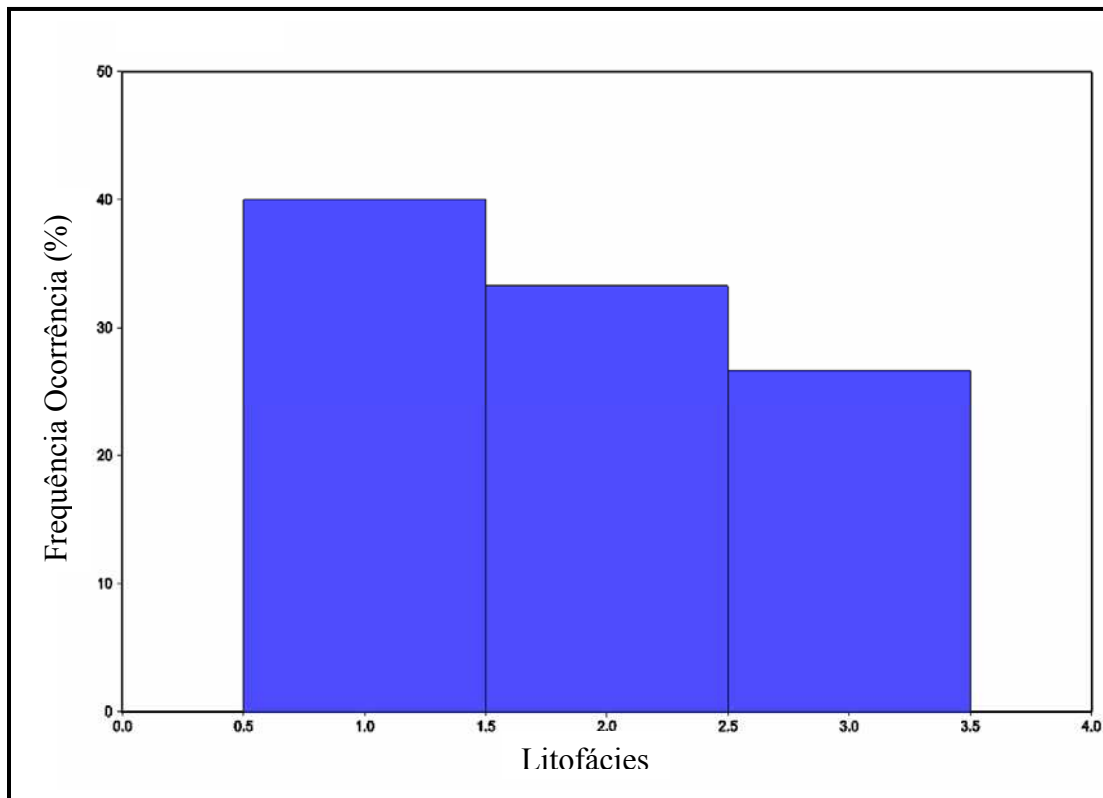


Figura 3.4: Histograma das litofácies presentes na zona 5 do poço AG-240.

3.3.2 Análise da porosidade (PHIE)

A porosidade na porção estudada do poço P-240 possui valores mínimo e máximo de 5% e 22%, respectivamente, com média de 15%. Com relação a medida de dispersão, o desvio padrão (σ) da ordem de 4,5% pode ser considerado elevado devido ao fato do intervalo de análise possuir espessura próxima de 30 metros. Este acontecimento pode ser justificado devido à presença de três litologias distintas no intervalo, coexistindo rochas reservatório com porosidade elevada e outras com porosidade inferior.

A análise do histograma da porosidade para a Zona 5 no poço P-240 (Figura 3.5) permite constatar que os valores de porosidade encontram-se associados às litofácies, onde verifica-se que as maiores porosidades ocorrem nas litofácies consideradas melhores reservatórios.

O exame da porosidade para a litofácies 1 apresentou valores mínimo e máximo de 16% e 22%, respectivamente, com média de 19%. O desvio padrão assumiu valor de 1,5%, conferindo a esta litofácies uma porosidade elevada com baixo desvio padrão, confirmando a mesma como a melhor litofácies reservatório dentre as três quando levado em consideração a variável porosidade.

A respeito da porosidade associada a litofácies 2, foi encontrado valor mínimo de 7% e máximo de 16%, com média de 13,5%. O desvio padrão foi da ordem de 2,5%, maior do que o encontrado para a litofácies 1, fato este possivelmente atribuído a ascendente quantidade de argila nesta litofácies, o que acaba conferindo uma maior heterogeneidade a rocha e, conseqüentemente, maior variabilidade dos valores obtidos para a variável.

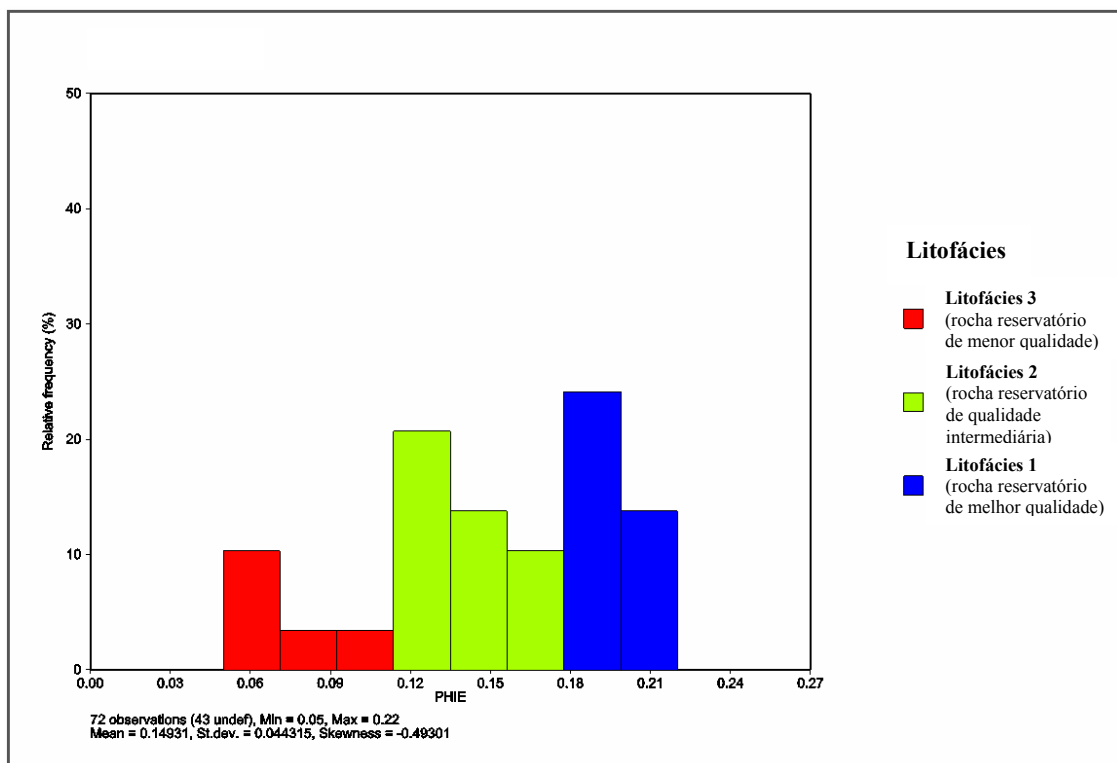


Figura 3.5: Histograma da porosidade com divisão por litofácies para o intervalo estudado.

Quanto a litofácies 3, com relação a porosidade, a mesma possui valores mínimo e máximo de 5% e 13%, respectivamente, com média de aproximadamente 10%. O desvio padrão de 2,8%, maior dentre todas as litofácies, pode novamente ser atribuído a heterogeneidade causada pela maior presença de argila, gerando assim uma maior variação das leituras da ferramenta e, conseqüentemente, maior desvio padrão.

A Tabela 3.5 sintetiza os valores obtidos para a variável porosidade no intervalo como um todo, bem como nas litofácies presentes dentro do mesmo.

Tabela 3.5: Valores de porosidade obtidos para a Zona 5, P-240.

PHIE	M_{in} (%)	M_{ax} (%)	Média (%)	σ (%)
Intervalo	5	22	15	4,5
Lito 1	16	22	19	1,5
Lito 2	7	16	13,5	2,5
Lito 3	5	13	10	2,8

3.3.3 Análise da saturação de água (S_w)

Os dados de saturação de água são de perfilagens realizadas com as ferramentas baseadas no princípio PNC nos anos de 1993 e 2000, intervalo temporal suficiente para que houvesse alteração significativa nos valores de saturação de água no poço, atribuído, entre outros, a produção de óleo.

A análise pode ser efetuada em dois períodos, tentando expor as mudanças ocorridas na variável entre os dois anos em que as leituras foram efetuadas.

1993

Para o poço P-240, zona 5, foram obtidos valores mínimo e máximo de 39% e 100% de saturação de água, respectivamente, com média de 71,5% e desvio padrão de aproximadamente 20%. A verificação destas informações por meio de histograma (Figura 3.6) é possível constatar que no ano de 1993 a zona 5 possui uma quantidade significativa de óleo remanescente, com a presença de duas modas principais, a primeira compreendendo valores entre $\approx 40\%$ e $\approx 75\%$ e a segunda valores entre $\approx 78\%$ e 100%, o que justifica o elevado desvio padrão.

Das duas classes de dados existentes, a primeira é a mais significativa do ponto de visto exploratório por possuir valores de S_w inferiores a 75%, com maior frequência de ocorrência ($\approx 18\%$) próximos a valores de S_w iguais a 50%. Entretanto, o intervalo já apresenta trechos onde a saturação de água é máxima, como pode ser observado na segunda classe de dados, onde 40% do intervalo apresenta valores de S_w entre 85% e 95% e cerca de 10% mostram-se saturados 100% em água.

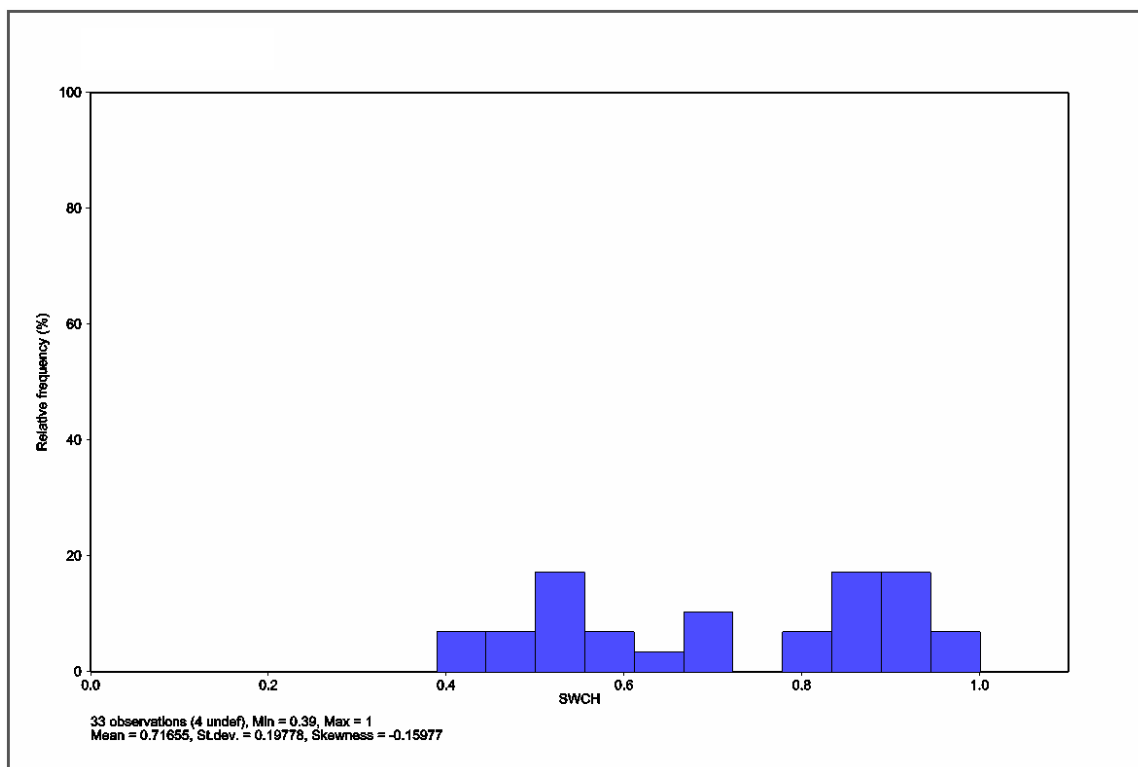


Figura 3.6: Histograma da saturação de água (Sw) no ano de 1993 para o intervalo.

Visando uma análise mais minuciosa do comportamento da variável dentro do intervalo foi realizado o estudo de Sw em cada uma das litofácies presentes.

Para a litofácies 1, os valores mínimo e máximo de Sw encontrados foram de 39% e 100%, com média de 72% e desvio padrão de 22%. Os valores encontrados aproximam-se muito dos obtidos para o intervalo, consequência da representatividade desta litofácies (47%) no intervalo.

Quanto a litofácies 2, a saturação de água apresenta valores mínimo e máximo de 45% e 94%, respectivamente, com média de 68% e desvio padrão de 19%. Numa primeira análise esta litofácies parece mais interessante do ponto de vista exploratório por possuir valor médio de Sw inferior a litofácies 1 e apresentar frequência de ocorrência ($\approx 50\%$) de valores de Sw próximos a 50%. Entretanto, esta impressão é causada pelo fato de que, no intervalo estudado, esta litofácies encontra-se em sua grande maioria na metade superior,

justificando assim a menor saturação de água quando comparada a litofácies 1, com presença mais acentuada na parte central/basal do intervalo, já preenchida por água.

Com relação a litofácies 3, a variável Sw apresenta valor mínimo de 40% e máximo de 94%, com média de 76% e desvio padrão de 19%. No que diz respeito a distribuição de frequência, cerca de 75% dos valores de Sw encontram-se superiores a 75%, justificando a média de 76% e tornando esta litofácies praticamente inapropriada para a obtenção de algum óleo remanescente. O valor mínimo, representando 40% de saturação de água e com frequência de ocorrência próxima de 15%, poderia ser interessante para fins exploratórios, entretanto a ocorrência dispersa desta litofácies no espaço estudado acaba por impossibilitar a obtenção de um intervalo que venha a ser significativo.

2000

Para o ano 2000 foram obtidos os seguintes valores para a variável Sw: mínimo (31%), máximo (100%), média (90%) e desvio padrão (16%). Pela interpretação destes valores é possível obter algumas conclusões. A primeira é de que o intervalo encontra-se praticamente saturado em água, como pode ser comprovado pela média de 90% de Sw e o baixo desvio padrão. A segunda é de que este valor mínimo (31%) está atribuído a uma pequena frequência de ocorrência de valores (5%), possivelmente decorrente de algum bolsão de óleo formado pela migração do óleo ao longo dos anos. Por fim, a análise do histograma (Figura 3.7) evidencia que aproximadamente 75% do intervalo possui valores de Sw superiores a 90% e aproximadamente 20% possui importâncias de Sw entre 65% e 75%.

Ao efetuar comparação com o mesmo intervalo analisado em 1993, fica mais clara a dinâmica da saturação de fluidos e a variação ao longo do tempo, representando um aumento de 12% da média para o intervalo em sete anos, além de uma concentração maciça dos valores de Sw superiores a 90%.

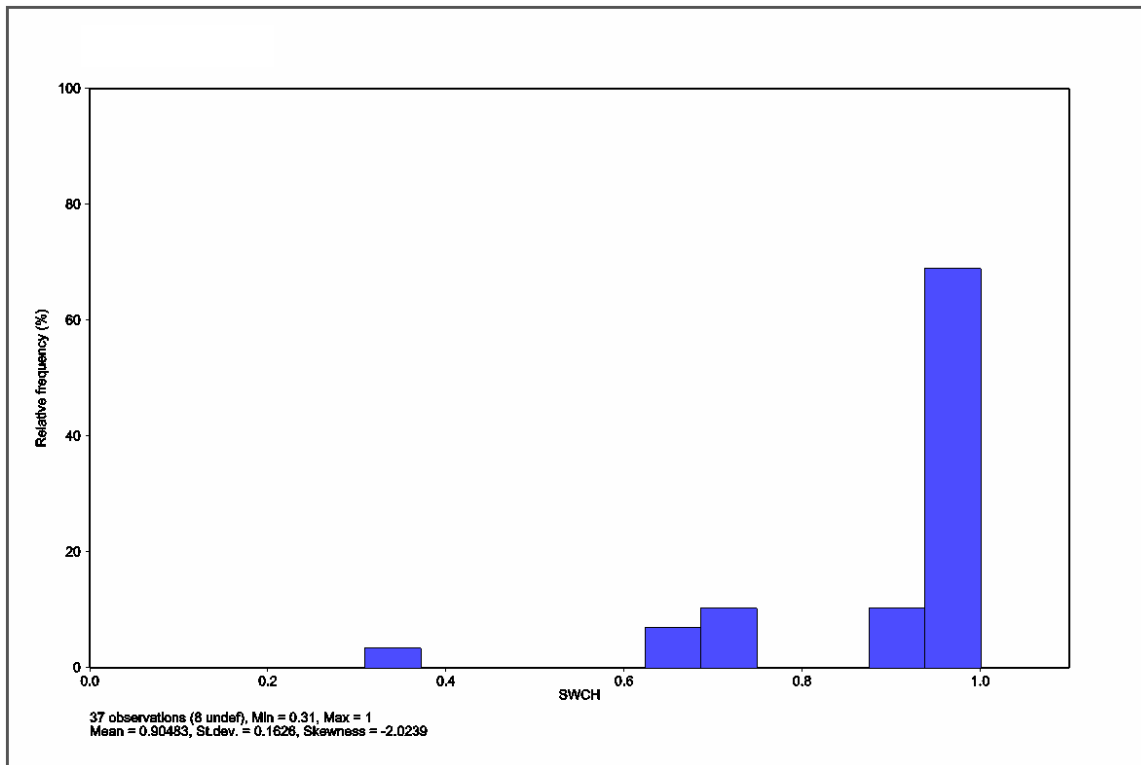


Figura 3.7: Histograma da saturação de água (Sw) no ano de 2000 para o intervalo.

Novamente, visando uma análise mais minuciosa do comportamento da variável dentro do intervalo, foi realizado o estudo de Sw dentro de cada uma das litofácies presentes.

A litofácies 1 apresentou valores mínimo e máximo de 89% e 100% para a variável em questão, com média de 97% e desvio padrão de 4%. A litofácies encontra-se praticamente saturada em água, com quase 60% dos seus valores correspondendo a 100% de Sw e 100% das frequências ocorrendo em importâncias de saturação de água superiores a 90%.

Quanto a litofácies 2, os valores mínimo e máximo de Sw foram, respectivamente, 31% e 100%, com média igual a 80% e desvio padrão de 23%. É perceptível que esta litofácies também pode ser adotada como totalmente saturada em água devido a média de 80%. No que diz respeito ao desvio padrão, o alto valor encontrado pode ser justificado pela presença de cerca de 10% da frequência de ocorrência dos valores estarem próximos

de 40%, o que acaba gerando a falsa impressão de existência de porções com possibilidade de ocorrência de óleo remanescente.

Esta porção, representada por cerca de 10%, é a mesma apresentada no ano de 1993, localizada no topo do intervalo e, justamente por isso, ainda não saturada de água. Dentre as três litofácies, esta é a que apresentou a menor variação da média, de apenas 12%, contra 25% da litofácies 1 e 18% da litofácies 2. Novamente a justificativa para este evento esta no fato de que a presente litofácies encontra-se quase que totalmente na parte superior do reservatório, não sendo totalmente saturada em água.

Com relação a litofácies 3 a variável S_w apresenta valor mínimo de 69% e máximo de 100%, com média de 94% e desvio padrão de 11%. No que diz respeito a distribuição desses valores, cerca de 82% dos mesmos encontram-se superiores a 90%, justificando a elevada média e classificação desta litofácies como não-reservatório de óleo. Com relação aos 28% restantes, encontram-se agrupados em uma classe única com valores de saturação de água próximos de 76%, não sendo considerada portanto interessante do ponto de vista exploratório.

A Tabela 3.6 sintetiza os valores obtidos para a variável S_w no intervalo como um todo, bem como nas litofácies presentes dentro do mesmo, nos anos de 1993 e 2000.

Tabela 3.6: Valores de S_w obtidos para a Zona 5, P-240, anos de 1993 e 2000.

S_w 1993	$M_{in} (%)$	$M_{ax} (%)$	Média (%)	$\sigma (%)$
Intervalo	39	100	71,5	20
Lito 1	39	100	72	22
Lito 2	45	94	68	19
Lito 3	40	94	76	19
S_w 2000	$M_{in} (%)$	$M_{ax} (%)$	Média (%)	$\sigma (%)$
Intervalo	31	100	90	16
Lito 1	89	100	97	4
Lito 2	31	100	80	23
Lito 3	69	100	94	11

A análise da tabela permite constatar a dinâmica da variável, onde em 7 anos a saturação de água no poço elevou-se 18,5%, decorrente da produção de óleo e injeção de água como método de recuperação.

Quanto as litofácies, a 1 foi a mais afetada por encontrar-se, em sua grande maioria, na base do intervalo, portanto mais perceptível a chegada da água, com média de quase 100% de água e queda significativa do desvio padrão. Com relação a litofácies 2, foi a única que teve o seu desvio padrão aumentado, fato este atribuído a total saturação por água de alguns trechos localizados na parte central, em contraste com a parte superior do intervalo, ainda não afetada pela água. No que diz respeito a litofácies 3, a mesma teve seus valores de S_w concentrados ainda mais, com elevada média e baixo desvio padrão.

3.3.4 Correlação entre variáveis S_w e porosidade

Este tópico pretende tratar da correlação existente entre a porosidade (PHIE) e a saturação de água (S_w). Foram elaborados os gráficos de correlação para os anos de 1993 e 2000, representados pelas Figura 3.8 e Figura 3.9.

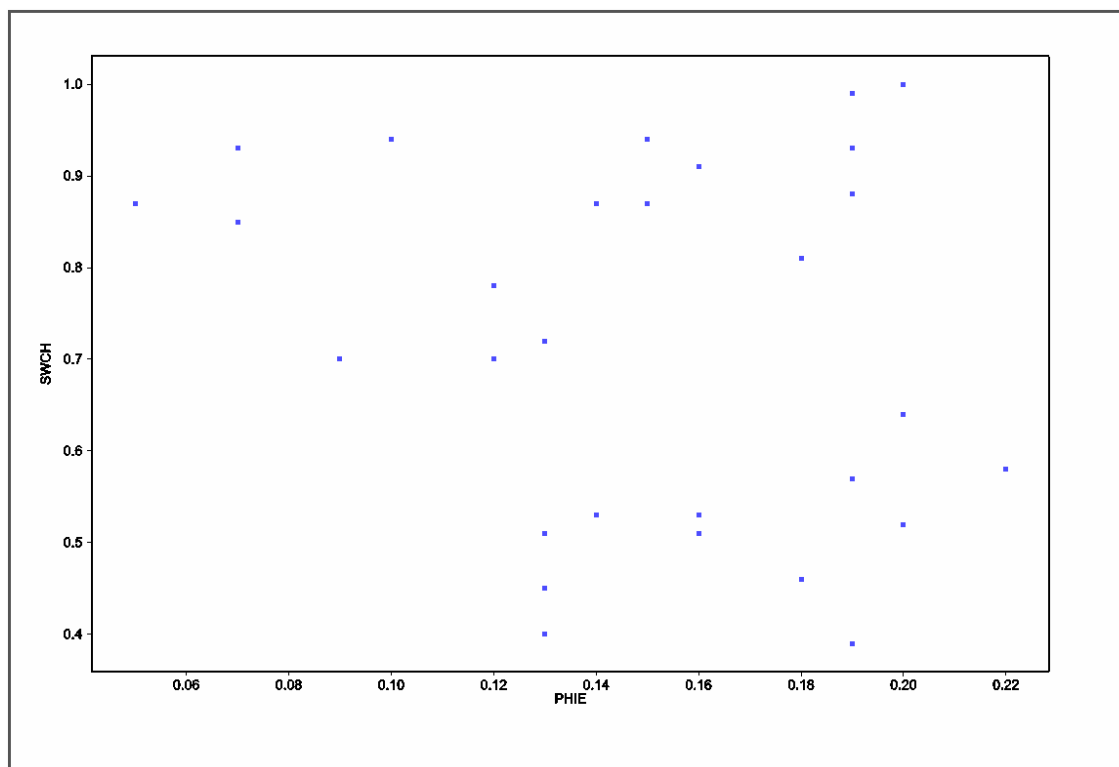


Figura 3.8: Gráfico de correlação entre a variável S_w e PHIE no intervalo para o ano de 1993.

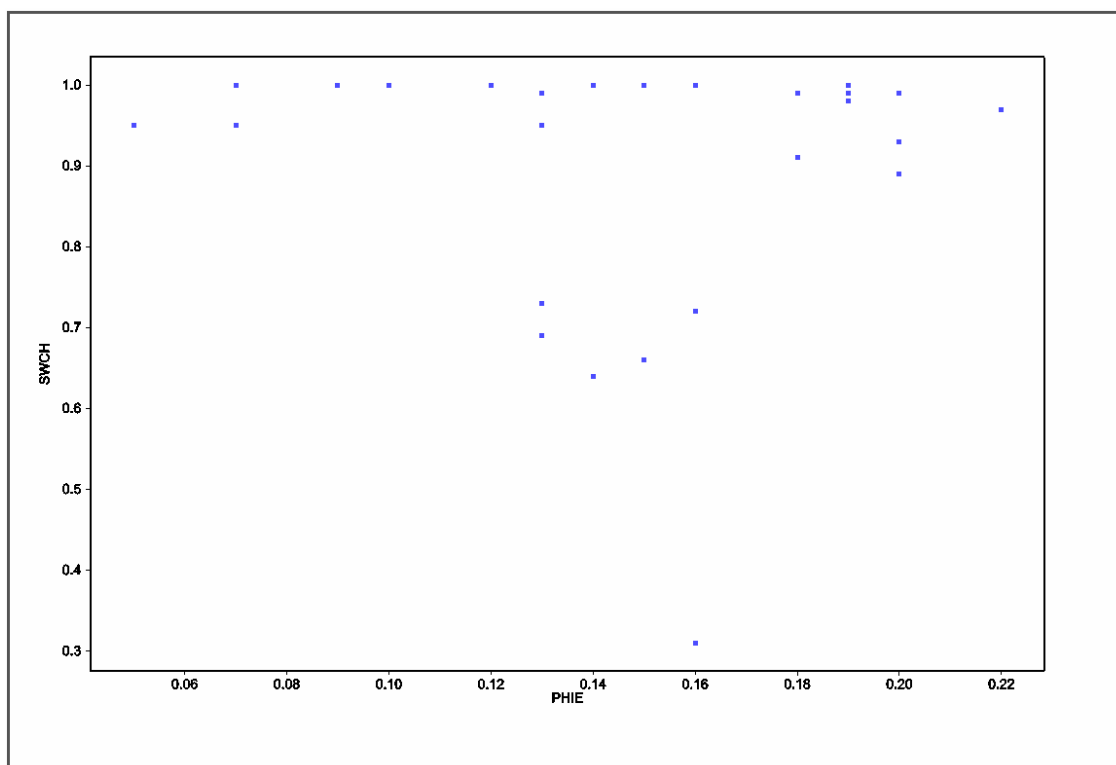


Figura 3.9: Gráfico de correlação entre a variável Sw e PHIE no intervalo para o ano de 2000.

Como pode ser observado nas figuras 3.8 e 3.9, não há correlação entre as variáveis para o intervalo estudado. Isto é atribuído ao fato do intervalo encontrar-se saturado em água, quer seja no ano de 1993, onde a saturação de água é menos significativa e o gráfico de correlação apresenta-se disperso (devido a presença de valores de Sw elevados coexistindo com valores baixos), quer seja no ano de 2000, onde a correlação é ainda mais afetada devido a presença quase que única de valores de Sw acima de 90%.

Numa primeira análise, pode-se concluir que as variáveis não possuem qualquer correlação. Entretanto, quando realizada mesma análise com todos os poços presentes no reservatório, observa-se que há sim uma correlação entre estas variáveis, com correlação da ordem de -0,68, como pode ser observado na Figura 3.10.

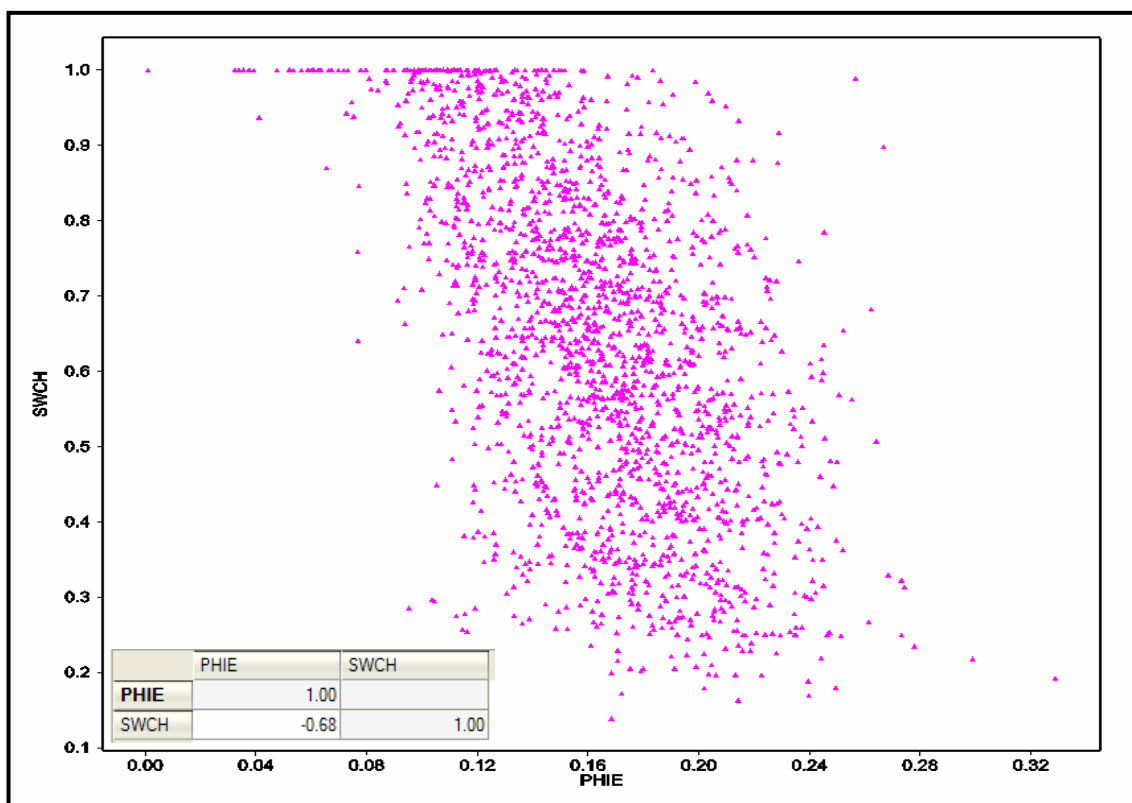
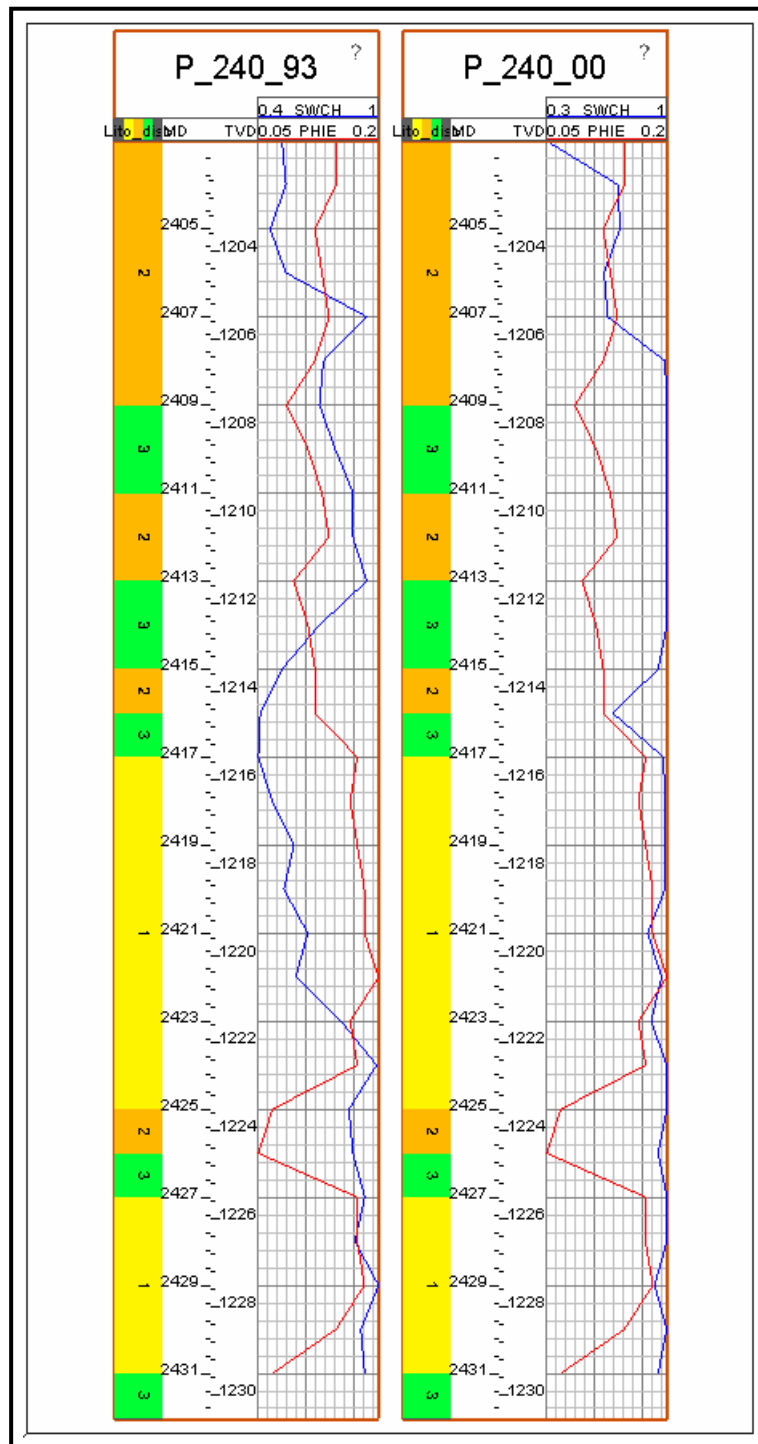


Figura 3.10: Gráfico de correlação entre a variável Sw e PHIE na Zona 5.

O gráfico evidencia que com a adição de todos os dados com perfis de saturação é possível observar a tendência. Para rochas reservatórios a diminuição da saturação de água com o aumento da porosidade significa que os poros estão preenchidos por gás ou óleo. Essa informação justifica a utilização de PHIE como deriva externa para determinar a saturação de água.

3.3.5 Dinâmica da variável Sw

A comparação entre as perfilagens Sw realizadas em anos distintos permite analisar a ocorrência de variação da saturação no perfil ao longo do tempo, com o aumento dos valores de Sw e conseqüente diminuição da saturação de óleo no poço, fato este atribuído a produção ao longo dos anos e/ou injeção de água. A Figura 3.11 evidencia esta variação, onde é possível observar em alguns intervalos a inexistência, no ano de 2000, de alguns bolsões de óleo observados em 1993.



Pela análise da Figura 3.11 é possível constatar que no ano de 1993 a parte basal do intervalo já encontrava-se saturada pela água e que, ao longo do período de 7 anos, o

intervalo mais significativo para a exploração de óleo, compreendido entre -1214m e -1222m e presente na litofácies 1, foi totalmente exaurido. Outro intervalo totalmente exaurido está compreendido entre -1206m e -1213m, presente nas litofácies 2 e 3.

O único intervalo em que ainda há algum óleo remanescente é o representado entre -1201m e -1205m. Este intervalo, presente na litofácies 2, sofreu um aumento do valor de Sw, porém apresenta valores médios na casa de 60% de Sw.

Outra constatação a respeito da dinâmica da variável dentro do intervalo estudado pode ser efetuada por meio da análise dos histogramas da Figura 3.12, que apresentam a variável Sw nos anos de 1993 e 2000. No poço, o intervalo correspondente a Zona 5 possui 30 metros, os quais foram divididos em 3 porções menores, correspondendo ao topo, base e parte intermediária: 1) -1201m a -1211m (topo); 2) -1211m a -1223m (porção intermediária); 3) -1223m a -1231m (base).

A parte basal, representada pela cor rosa, apresenta no ano de 1993 valores acima de 85% de saturação de água, confirmando que esse intervalo encontrava-se já praticamente preenchido por água. Para o ano de 2000 pode ser observado a intensificação deste evento, onde quase que a totalidade da representação desta porção no histograma encontra-se com saturação de água acima de 95%.

A porção intermediária do intervalo estudado, representada pela cor verde, foi a que sofreu maiores alterações nos valores de Sw. Como pode ser notado no histograma representando o ano de 1993, os valores da variável encontravam-se praticamente entre 40% e 65% devido a existência de óleo no intervalo. Já para o ano 2000 é observado a concentração quase que total dos valores acima de 90%, fato este que também pode ser observado no perfil acima exposto.

O topo do intervalo, representado pela cor vermelha, foi a menos afetada dentre as 3 no que diz respeito a dinâmica da variável. Como pode ser notado pela análise dos histogramas que houve uma redistribuição dos valores onde, no ano de 1993, os que

estavam compreendidos entre 50% e 70% passaram a se concentrar na faixa de valores entre 65% e 75% no ano de 2000. A frequência de ocorrência de valores próximos de 45% de Sw mantiveram-se quase que inalterados, com diminuição do valor da variável para o ano de 2000 (de 45% para aproximadamente 30%), provavelmente decorrente de alguma concentração de óleo durante a movimentação de fluidos no poço. Quanto aos valores presentes entre 80% e 95% no ano de 1993, os mesmos concentraram-se na faixa acima de 90% de saturação de Sw.

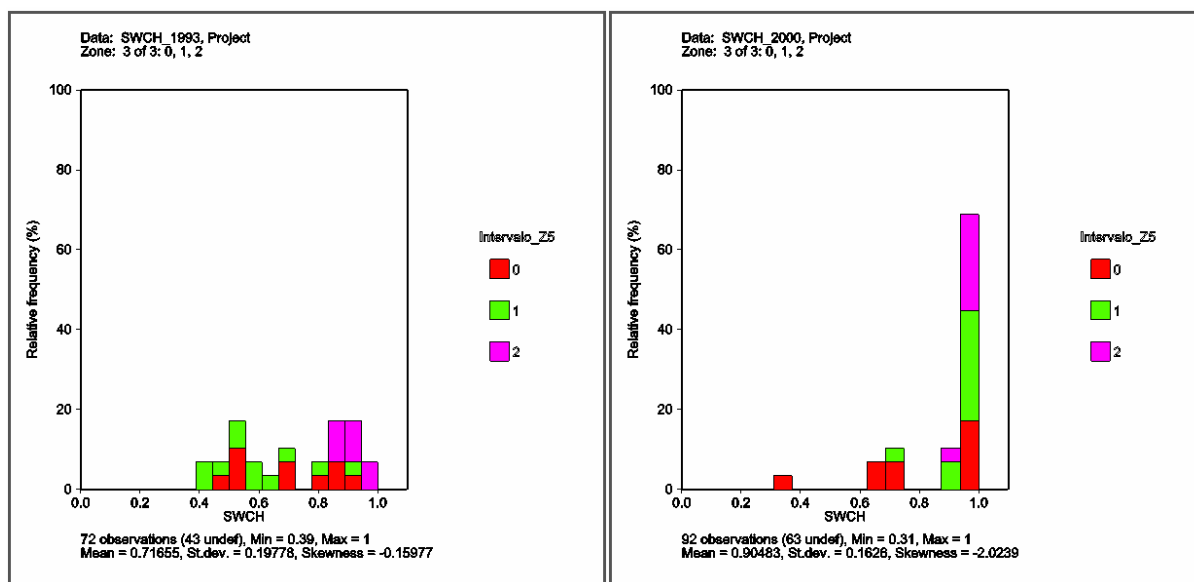


Figura 3.12: Histograma do intervalo estudado no poço P-240 particionado em base (2 - roxo), região intermediária (1 - verde) e topo (0 - vermelho).

4. Modelagem da porosidade e saturação

A malha utilizada em todo o trabalho apresenta número de blocos de 100x100x35, com dimensões de 25, 25 e 5 metros, respectivamente nas direções x, y e z. Para a realização desta etapa do trabalho foi utilizado o software ISATIS 6.0.1, da Geovariances.

4.1 Modelo de Fácies

A concepção de modelo de fácies é etapa fundamental na modelagem do reservatório pois permite, entre outras finalidades, a inclusão de propriedades petrofísicas. A modelagem de fácies com variáveis como a porosidade, permeabilidade e volume de argila, por exemplo, minimiza a ocorrência de erros como o preenchimento de altas porosidades e saturação de óleo em rochas não-reservatório.

No presente estudo foi gerado um modelo de fácies simplificado onde as fácies 1, 2 e 3 foram consideradas rochas reservatório, enquanto as fácies 4 e 8 foram enquadradas como não reservatório. Esta decisão, de simplificar o modelo de fácies, ocorreu devido ao fato de que, no software utilizado, a técnica da simulação seqüencial da indicatriz (SIS) permite apenas a elaboração de modelo com duas fácies distintas. O resultado obtido pode ser visualizado na Figura 4.1.

4.2 Modelagem da Porosidade

A porosidade, variável estática, será posteriormente utilizada como deriva externa na modelagem da saturação. A escolha desta variável deve-se à sua relação com a saturação, como demonstrada anteriormente, bem como a maior quantidade de poços contendo dados dessa variável em relação a poços com informações de saturação. Levando-se em consideração que, da totalidade dos poços com dados de saturação, foram divididos em 3 subgrupos, a importância dos dados de porosidade fica ainda mais latente.

Os dados utilizados são provenientes de 41 poços localizados, em sua grande maioria, na região oeste, área correspondente ao alto estrutural do campo (Figura 4.2). Com base nesses dados foi realizada a krigagem ordinária para a modelagem da porosidade.

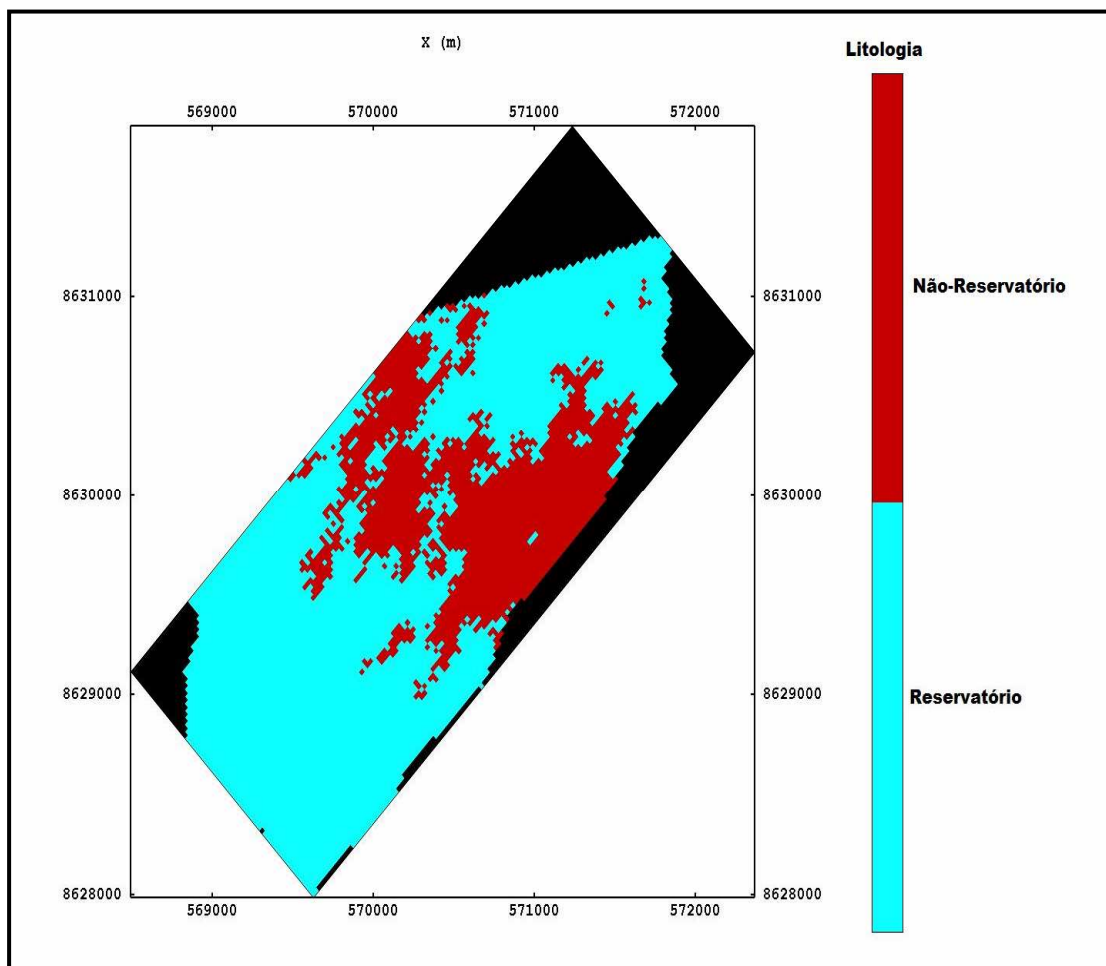


Figura 4.1: Modelo de fácies adotado para o campo.

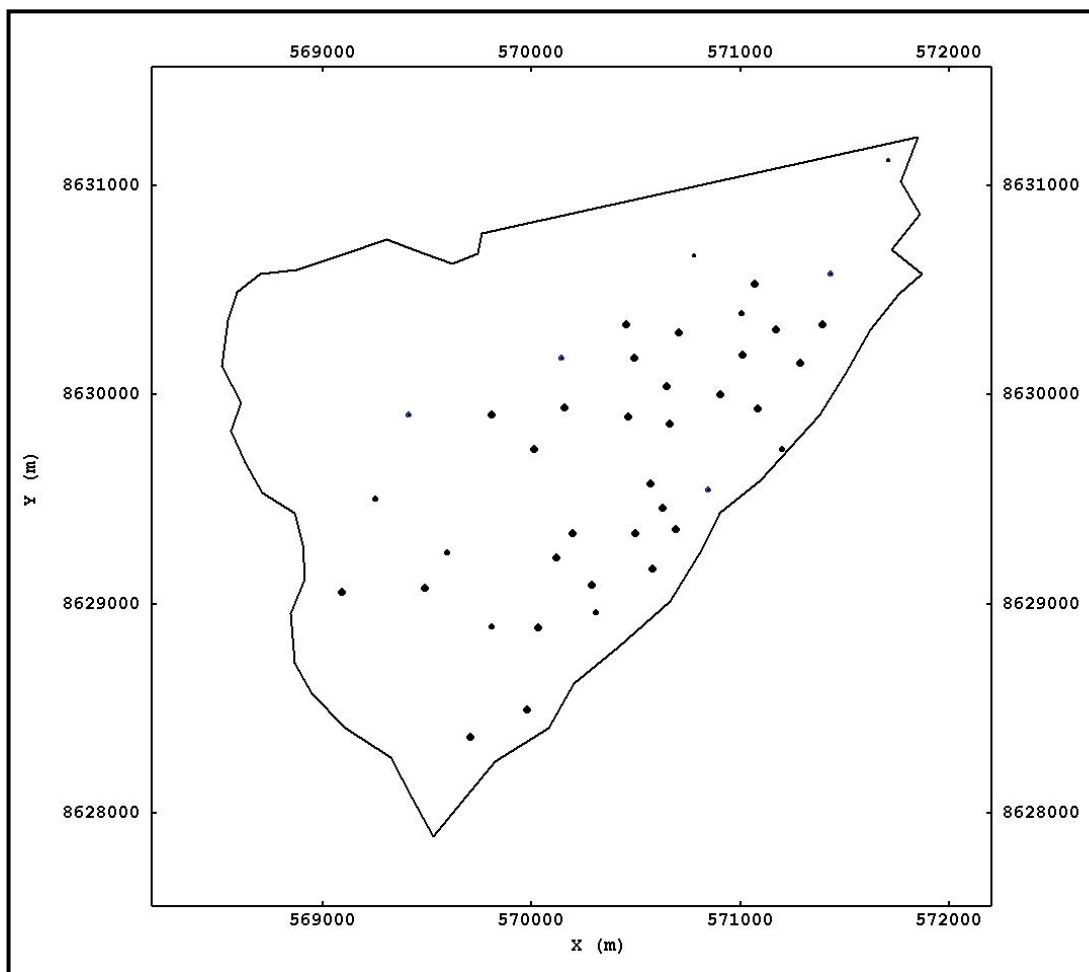


Figura 4.2: Base de dados utilizada para a modelagem da variável porosidade.

A modelagem da porosidade por meio da krigagem ordinária foi efetuada adotando o melhor ajuste no variograma e vizinhança. No mapa (Figura 4.3) pode-se observar que a região a leste, dentro do domínio de interesse do campo, não foi estimada devido à ausência de poços.

De posse do modelo de fácies do reservatório e da estimativa da porosidade realizou-se a junção destes modelos, gerando o modelo final de porosidade. Vale salientar que a porosidade só foi mantida para as células da malha correspondente à rocha reservatório, sendo adotado para as células contendo rochas não reservatório valores de porosidade nulos (Figura 4.4).

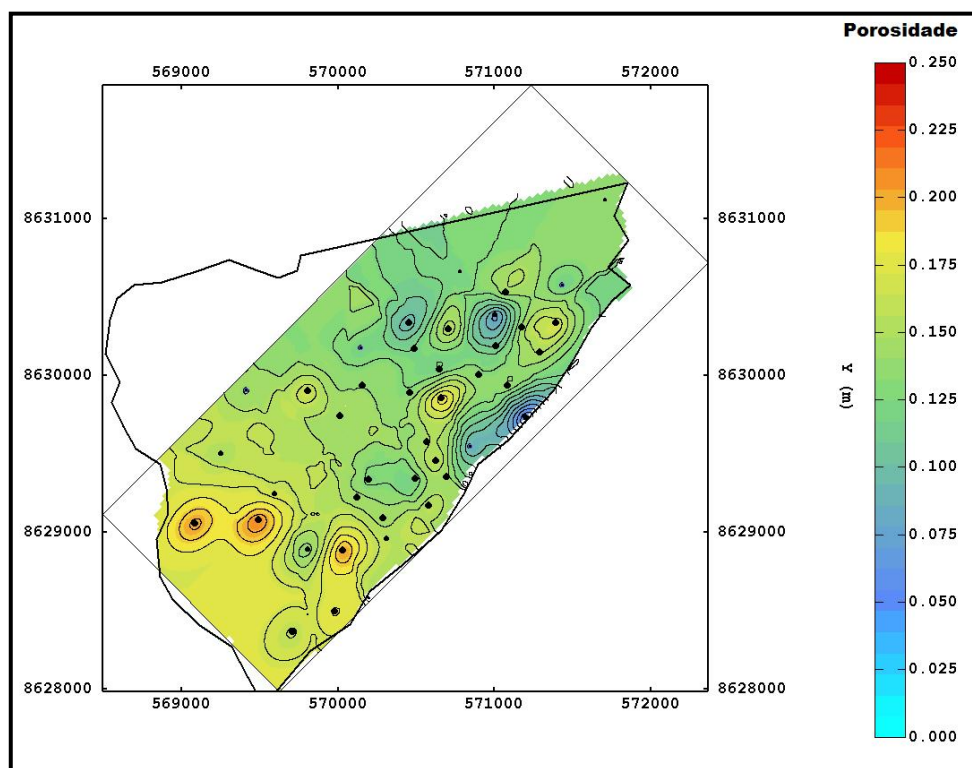


Figura 4.3: Modelagem da porosidade por meio da krigagem ordinária.

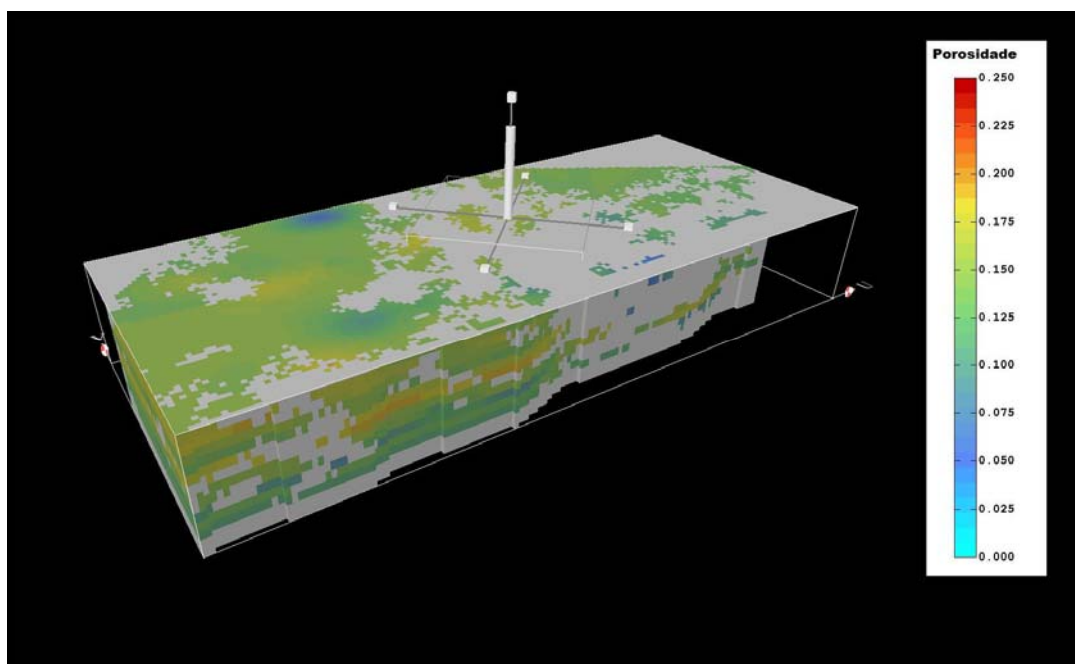


Figura 4.4: Modelo Final de porosidade associada a rocha reservatório obtida por krigagem ordinária.

4.3 Modelagem da saturação de água (S_w)

A primeira etapa na modelagem da saturação de água consiste em definir uma base de dados de modo que possua dados suficientes para uma modelagem geoestatística em sequência temporal. Assim, foram respeitados os três bancos de dados definidos anteriormente na análise estatística da variável.

A análise preliminar sobre a variável saturação demonstrou que, para os agrupamentos em intervalos de 3 anos, a saturação altera-se de forma significativa. Nas figuras 4.5, 4.6 e 4.7 estão apresentadas as distribuições espaciais dos 3 bancos de dados utilizados para a realização da modelagem da saturação.

No primeiro passo foi realizada a krigagem ordinária para cada intervalo da base de dados, obtendo como resultado a modelagem espaço-temporal da variável saturação. Para cada banco de dados foi modelado um variograma e uma única vizinhança foi definida para a krigagem da saturação.

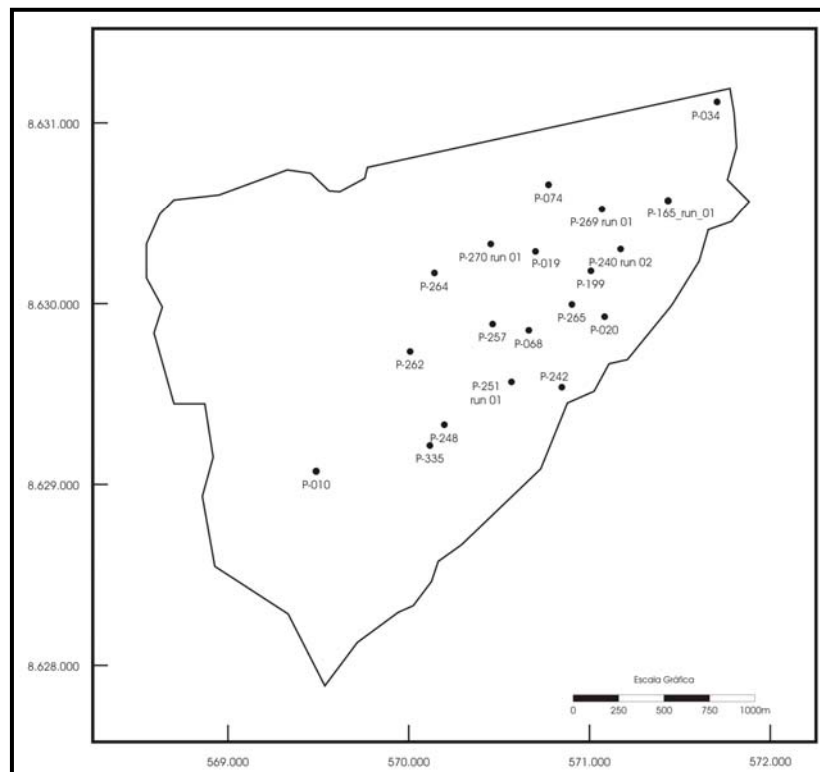


Figura 4.5: Distribuição dos poços para a modelagem da saturação de água entre 1993–1995.

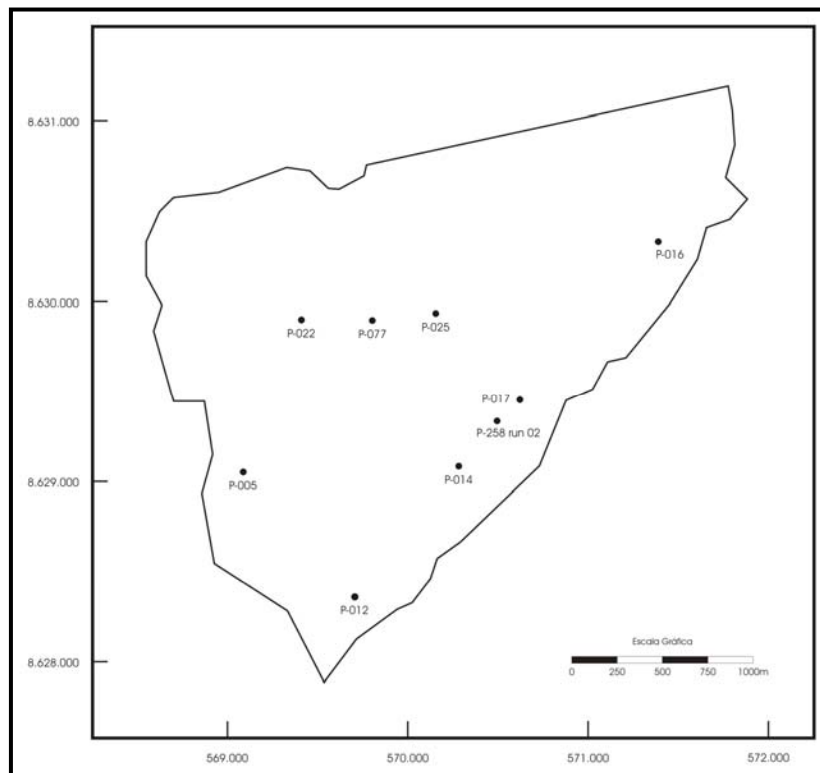


Figura 4.6: Distribuição dos poços para a modelagem da saturação de água entre 1996–1998.

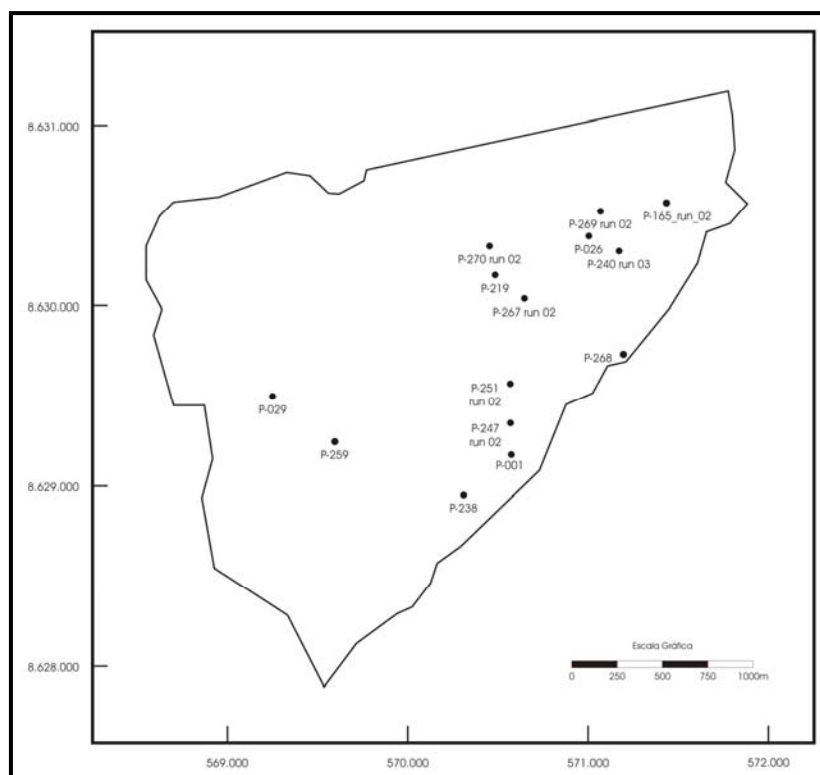


Figura 4.7: Distribuição dos poços para a modelagem da saturação de água entre 1999–2001.

4.3.1 Período 1993 – 1995

Na Figura 4.8 está apresentado o resultado da krigagem ordinária da saturação para o período de 1993-1995.

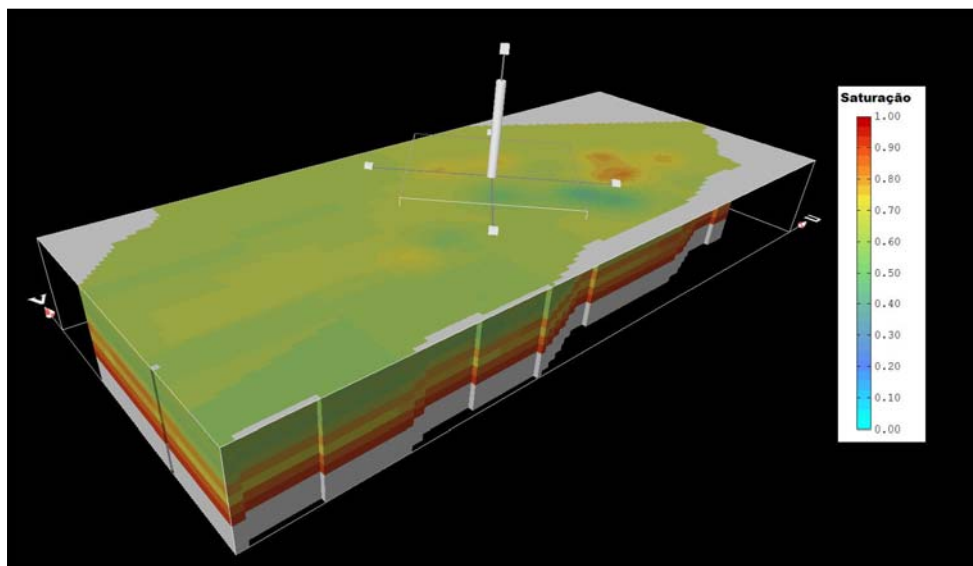


Figura 4.8: Resultado da krigagem ordinária da variável saturação de água para o período de 1993-1995.

Com o objetivo de mostrar a modelagem mais realista os valores de saturação foram inseridos no modelo de fácies, especificamente na litofácies reservatório. O resultado é apresentado na Figura 4.9.

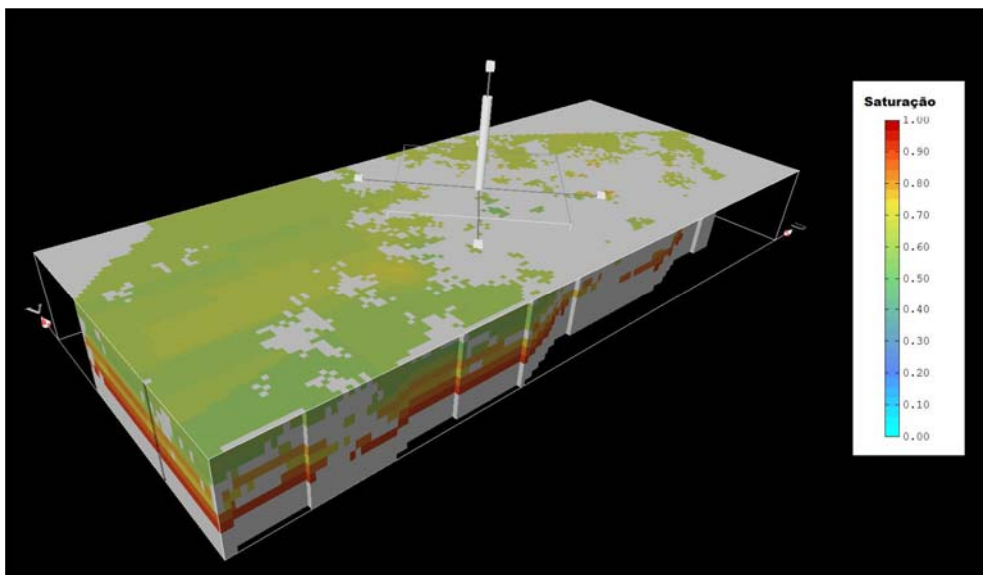


Figura 4.9: Modelo de saturação de água associada a distribuição da fácies reservatório para o período de 1993-1995.

Para auxiliar na identificação das regiões portadoras de óleo, pode se estabelecer um valor de corte de saturação. Para isso foi escolhido o valor de corte igual a 0,6, ou seja, com o modelo gerado a partir desse corte é possível identificar regiões que tenham maior probabilidade de possuir mais que 40% de saturação de óleo remanescente Figura 4.10

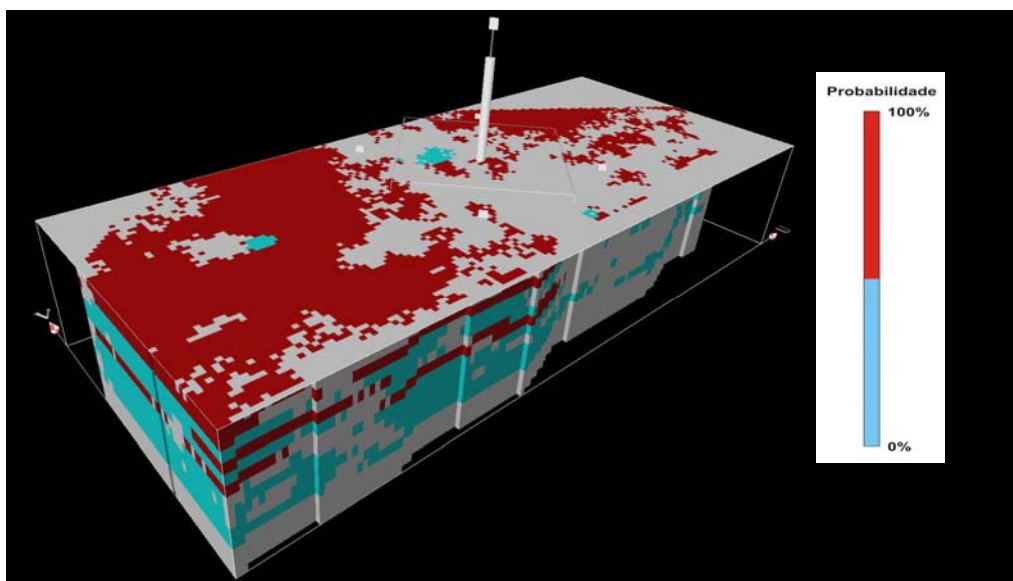


Figura 4.10: Probabilidade de ocorrência de saturação de óleo superior a 40% no período de 1993-1995.

Com o objetivo de melhorar a modelagem reduzindo a incerteza, foi realizada a krigagem com deriva externa, utilizando para isso o modelo de porosidade gerado anteriormente.

Para que se possa executar a krigagem com deriva externa é necessário que as duas variáveis em questão possuam correlação. A relação existente entre a porosidade e a saturação já foi mostrada anteriormente (Figura 3.10), possibilitando o uso desta variável como deriva externa na KDE da saturação. Desse modo, a Figura 4.11 mostra o resultado da krigagem com deriva externa para a saturação no período de 1993-1995.

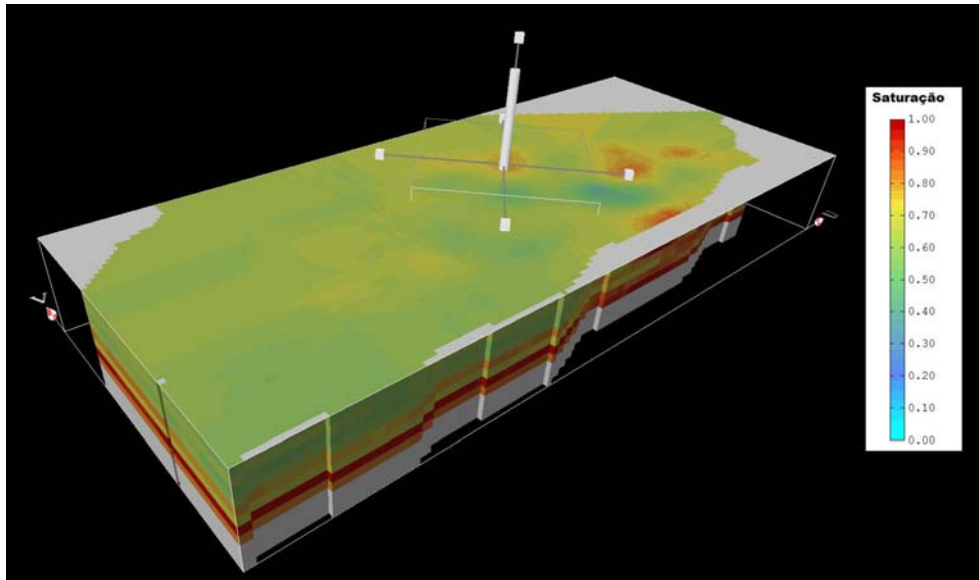


Figura 4.11: Krigagem com deriva externa da variável saturação de água para o período entre 1993-1995.

Novamente o modelo de saturação é inserido no modelo de fácies, obtendo-se assim o modelo completo para a saturação (Figura 4.12).

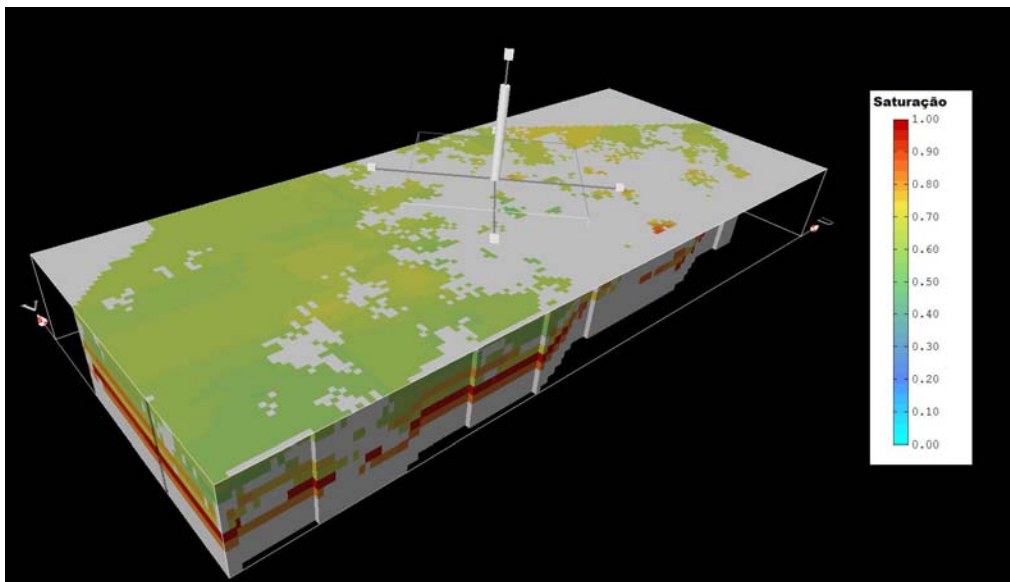


Figura 4.12: Krigagem com deriva externa da variável saturação de água associado com o modelo de fácies reservatório para o período entre 1993-1995.

Aplicando o mesmo valor de corte de 0,6 é obtido o modelo que representa a probabilidade de se encontrar saturação de óleo remanescente superior a 40% (Figura 4.13).

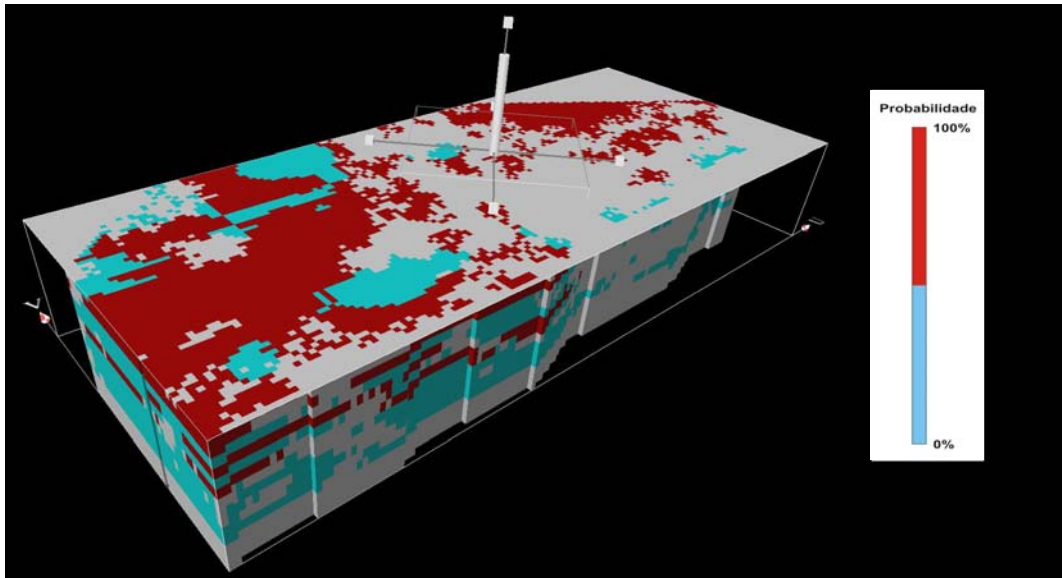


Figura 4.13: Modelo de probabilidade de ocorrência de saturação de óleo superior a 40% no período de 1993-1995, obtida da krigagem com deriva externa.

4.3.2 Período 1996 – 1998

O período seguinte de saturação modelado corresponde aos anos de 1996 até 1998. Seguindo a mesma seqüência do período anterior, primeiro é apresentado o resultado da krigagem ordinária (Figura 4.14).

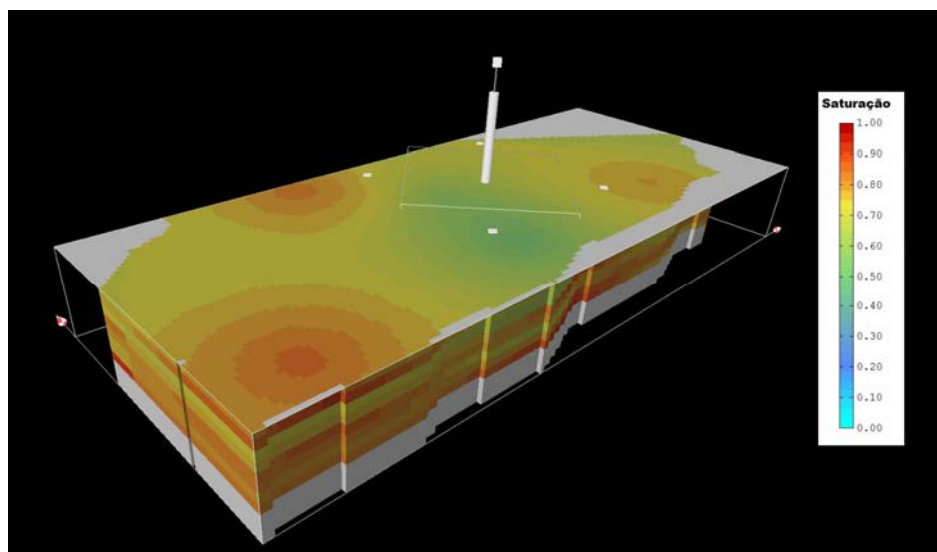


Figura 4.14: Resultado da krigagem ordinária da variável saturação de água para o período de 1996-1998.

Com os valores de saturação obtidos, os mesmos são inseridos no modelo de fácies, obtendo-se o modelo final para o período de 1996-1998 (Figura 4.15).

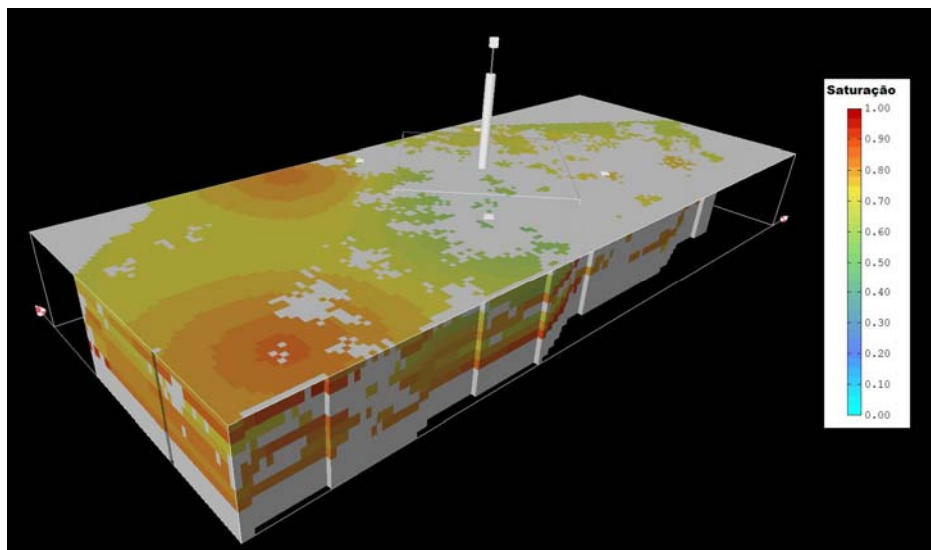


Figura 4.15: Modelo de saturação de água associada a distribuição da fácies reservatório para o período de 1996-1998.

Novamente, aplicando o valor de corte de 0,6, é possível identificar as regiões que possuem 100% de probabilidade de possuir uma saturação de óleo remanescente superior a 40% (Figura 4.16).

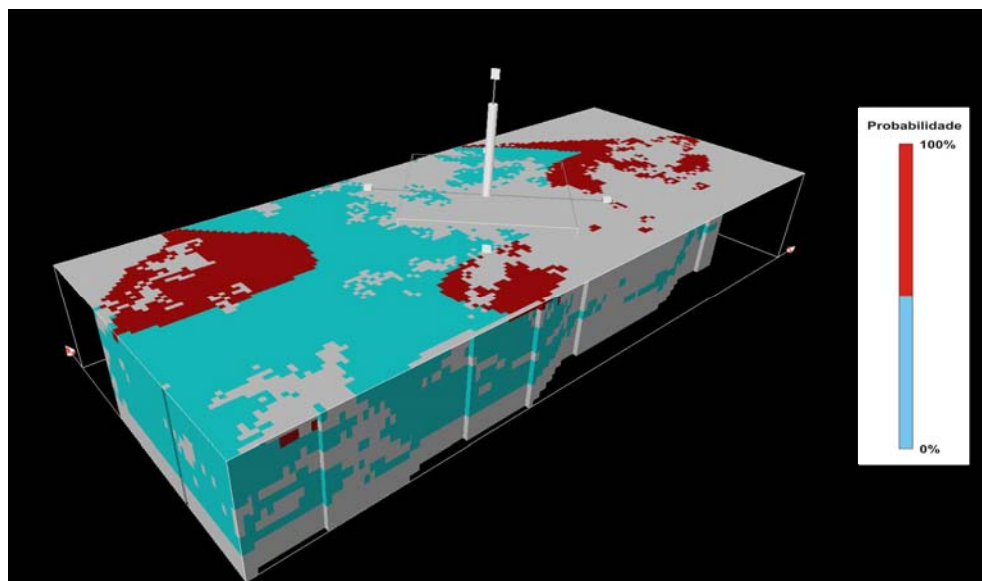


Figura 4.16: Probabilidade de ocorrência de saturação de óleo superior a 40% no período de 1996-1998.

Com o objetivo de reduzir a incerteza na modelagem da saturação foi utilizada a krigagem com deriva externa. Neste período, em particular como será visto posteriormente, a krigagem com deriva externa a apresentou grande diferença com a krigagem ordinária, devido ao fato da escassez de dados neste período é a sua má distribuição espacial, gerando um modelo inicial (via krigagem ordinária) muito suavizado como é observado na Figura 4.17. Com isso, o resultado ao inserir os valores de saturação no modelo de fácies está presente na Figura 4.18.

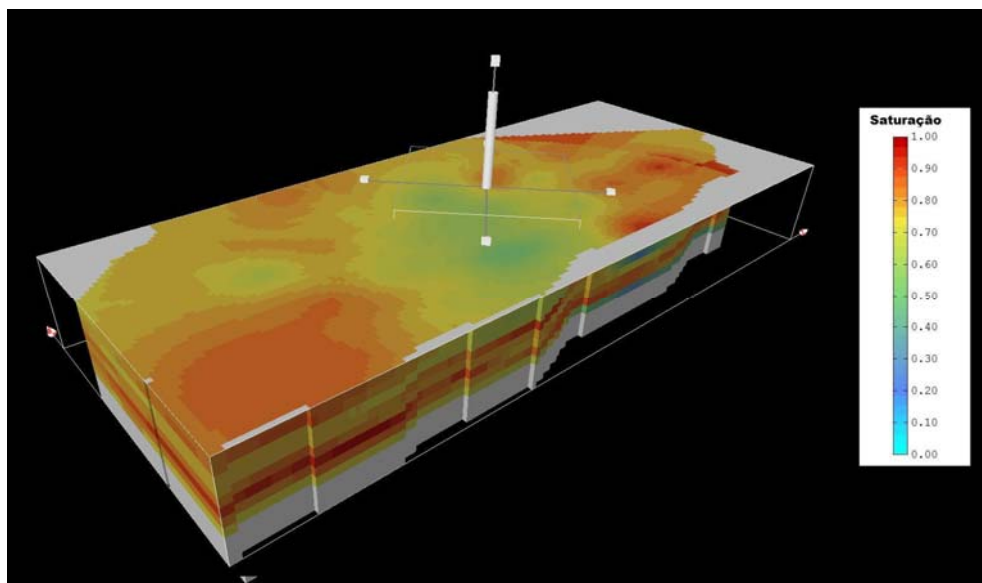


Figura 4.17: Krigagem com deriva externa da variável saturação de água para o período entre 1996-1998.

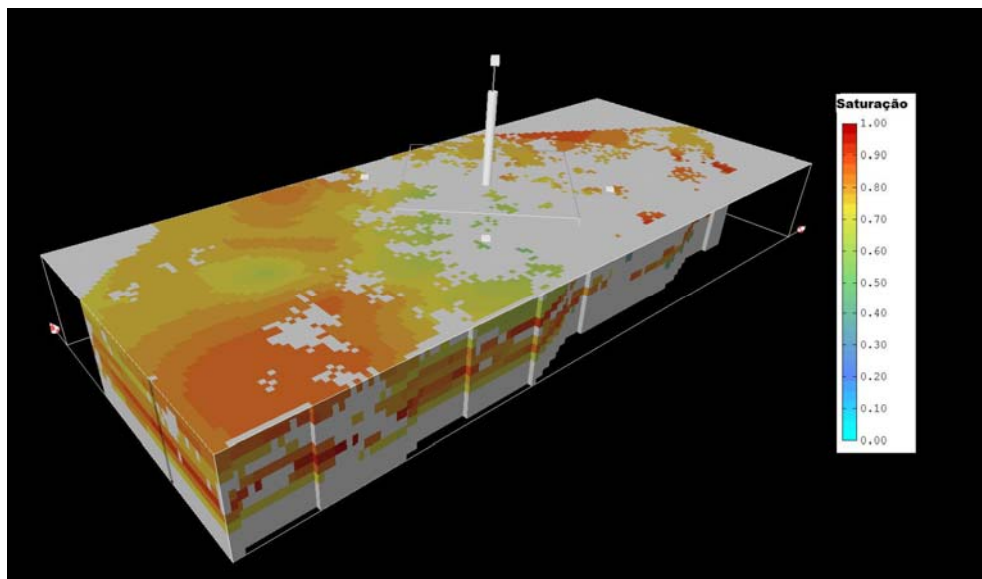


Figura 4.18: Krigagem com deriva externa da variável saturação de água associado com o modelo de fácies reservatório para o período entre 1996-1998.

Por fim, utilizando o resultado da krigagem com deriva externa, aplica-se o corte de 0,6 obtendo-se as regiões com 100% de probabilidade de ter 40% ou mais de saturação de óleo remanescente (Figura 4.19).

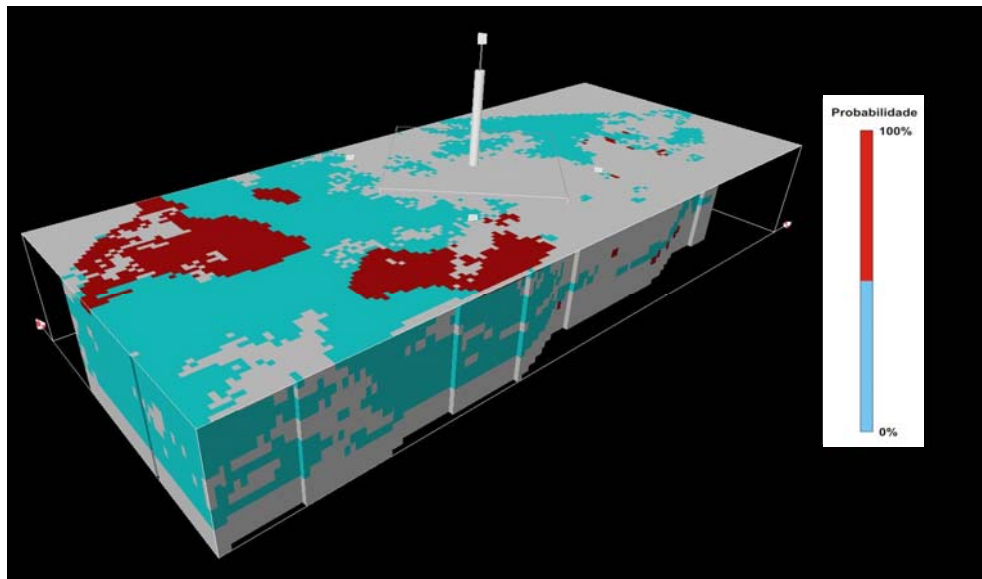


Figura 4.19: Modelo de probabilidade de ocorrência de saturação de óleo superior a 40% no período de 1996-1998, obtida da krigagem com deriva externa.

4.3.3 Período 1999 – 2001

O último período analisado compreende os anos entre 1999 e 2001. Segue-se a mesma ordem de apresentação dos resultados, sendo primeiramente apresentado a krigagem ordinária da saturação (Figura 4.20) e, posteriormente, o modelo litológico com os valores de saturação gerando o modelo final de saturação (Figura 4.21).

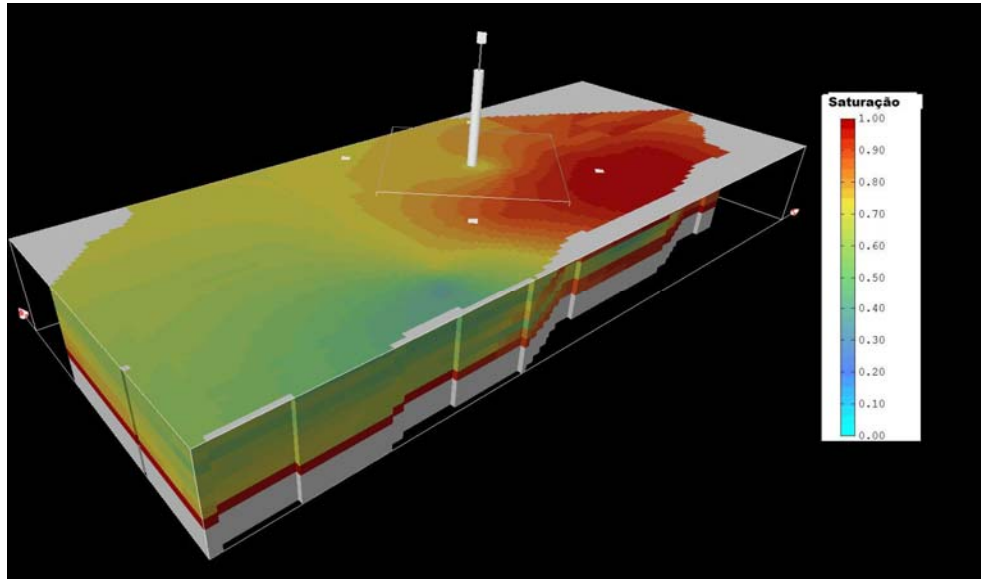


Figura 4.20: Resultado da krigagem ordinária da variável saturação de água para o período de 1999-2001.

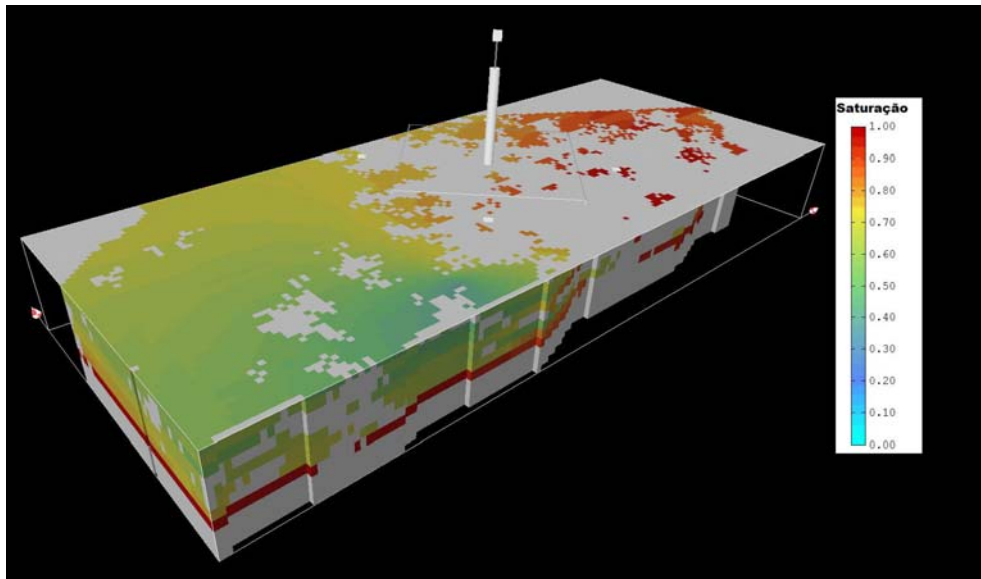


Figura 4.21: Modelo de saturação de água associada a distribuição da fácies reservatório para o período de 1999-2001.

Ao aplicar o corte de 0,6 se tem então a identificação das regiões com 100% de probabilidade de ter 40% ou mais de saturação de óleo remanescente (Figura 4.22).

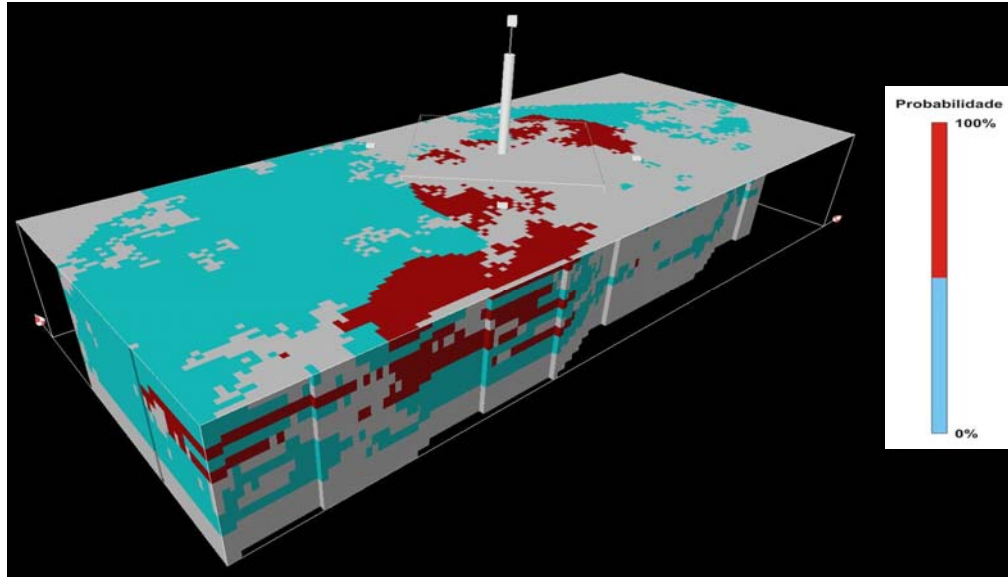


Figura 4.22: Probabilidade de ocorrência de saturação de óleo superior a 40% no período de 1999-2001.

Visando melhorar a representação das heterogeneidades, foi utilizada, como nos anos anteriores, a krigagem com deriva externa. A Figura 4.23 apresenta o resultado da krigagem com deriva externa para o período de 1999 a 2001. Para gerar o modelo completo de saturação os valores estimados foram inseridos no modelo de fácies (Figura 4.24).

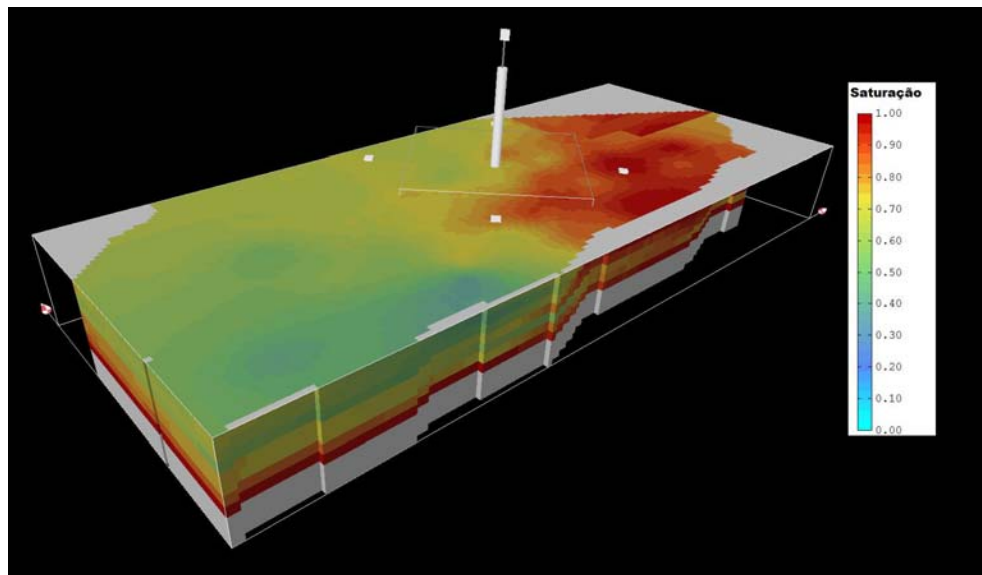


Figura 4.23: Krigagem com deriva externa da variável saturação de água para o período entre 1999-2001.

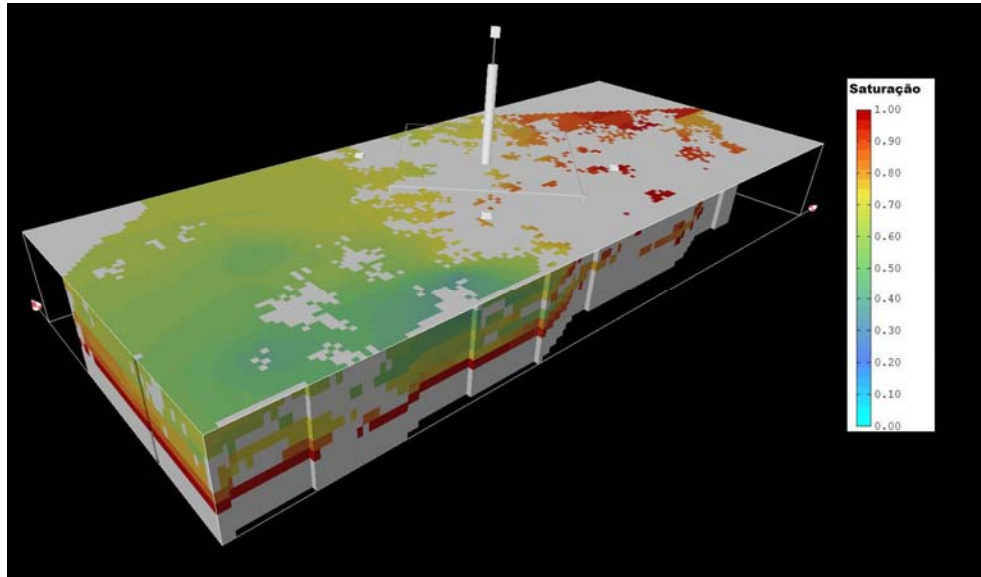


Figura 4.24: Krigagem com deriva externa da variável saturação de água para o período entre 1996-1998.

Por fim, aplicando-se o corte de 0,6 pode-se obter os modelos que apresentam as regiões com 100% de probabilidade de possuir saturação de óleo remanescente superior a 40% (Figura 4.25).

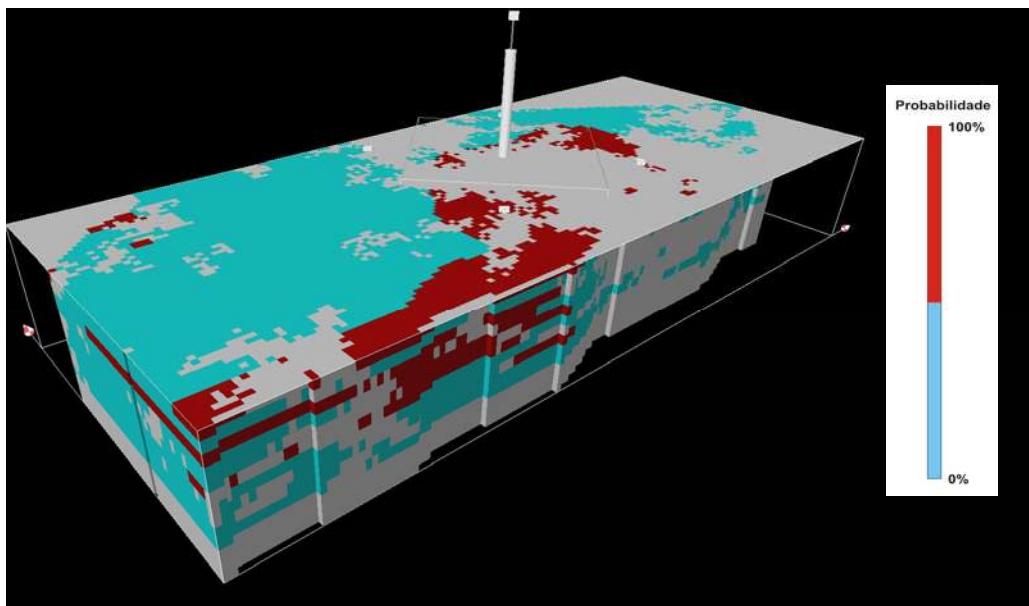


Figura 4.25: Modelo de probabilidade de ocorrência de saturação de óleo superior a 40% no período de 1996-1998, obtida da krigagem com deriva externa.

5. Cálculo do Volume de Óleo Remanescente

A determinação do hidrocarboneto presente no reservatório pode ser considerada a fase final dentro de um estudo geológico. Esta etapa do trabalho consiste da união de todos os dados até aqui analisados, quer seja a arquitetura interna e externa do reservatório, quer seja as caracterizações das variáveis petrofísicas.

A quantidade de óleo presente no reservatório é considerada um dos parâmetros mais importantes para a viabilização da exploração de uma acumulação de hidrocarbonetos. Este parâmetro também é de significativa relevância quando o campo encontra-se em produção e, antes da implementação de poços ou outras técnicas de recuperação, é necessário quantificar o óleo remanescente presente, prevendo se haverá um retorno financeiro que justifique o investimento.

Como uma das finalidades do presente trabalho é o entendimento da dinâmica da variável S_w foi realizado o cálculo do volume para os três triênios estudados, utilizando o modelo de S_w advindo da Krigagem Ordinária (KO) bem como o modelo advindo da Krigagem com Deriva Externa (KDE). A fórmula utilizada para o cálculo do volume para a Zona 5 foi

$$Volume = \sum V * \phi * S_o . \quad (9)$$

onde:

V : Volume da célula (m^3)

ϕ : Porosidade na célula

S_o : Saturação de óleo ($1-S_w$)

O volume de hidrocarboneto pode ser obtido por meio da somatória do valor de cada célula presente na malha. Para facilitar o cálculo foi utilizada rotina elaborada em *Visual*

Basic. Para o cálculo do volume foi respeitado o contato óleo/água da Zona 5 (-1200m), como pode ser observado na Figura 5.1.

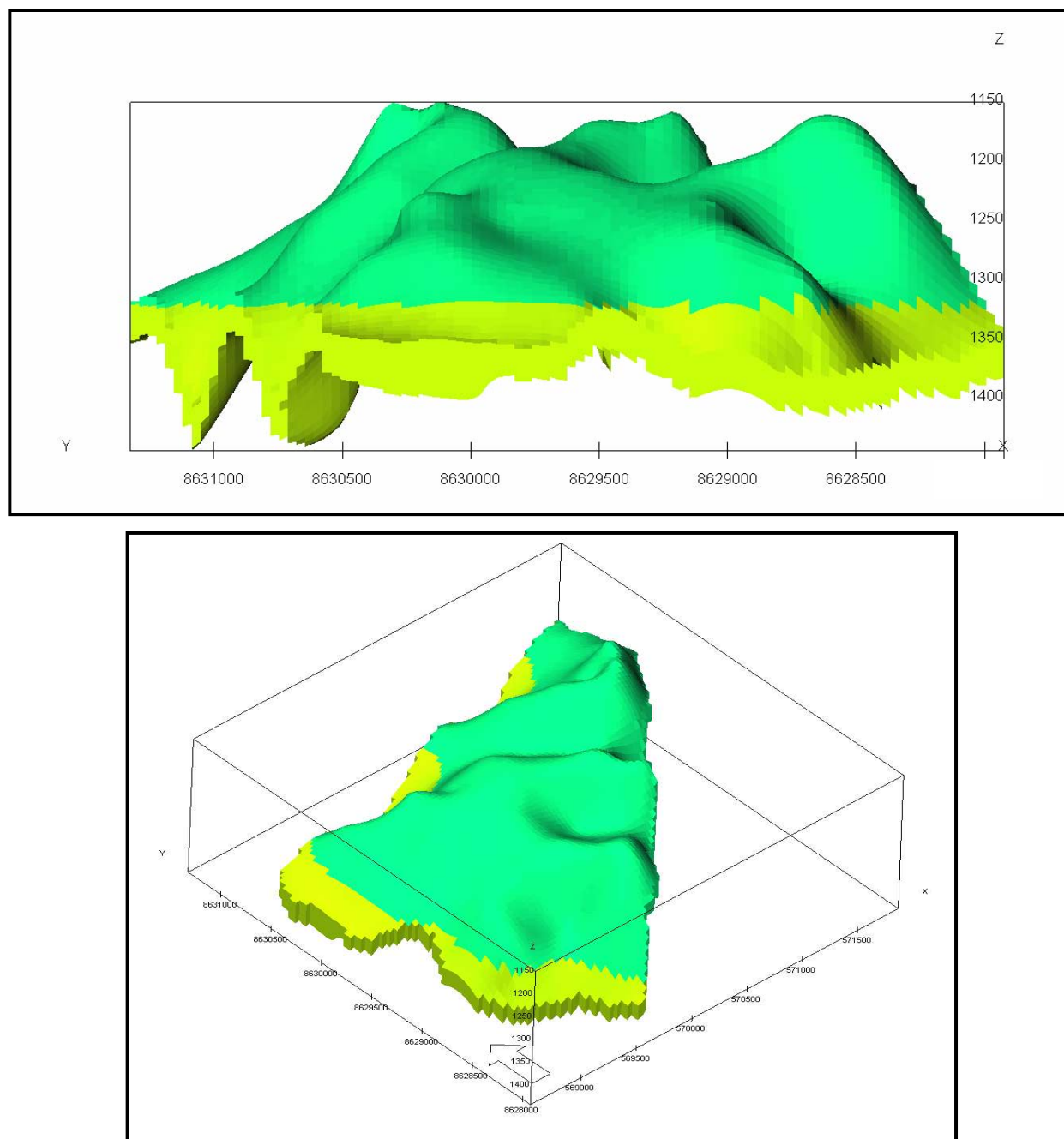


Figura 5.1: Contato óleo (verde)/água (amarelo ocre) para a Zona 5.

O resultado do cálculo do volume para os três triênios pode ser observado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Volume de óleo remanescente para o intervalo estudado.

Modelo de saturação utilizado no cálculo	Volume (m³)	Diferença (m³)
KO_93_95	4,192,754.44	76,887.34
KDE_93_95	4,269,641.78	
KO_96_98	3,596,730.62	12,785.37
KDE_96_98	3,583,945.25	
KO_99_01	3,282,885.99	23,368.73
KDE_99_01	3,259,517.26	

6. Discussão dos Resultados

Em uma primeira análise pode-se descrever sobre os resultados dos modelos gerados por krigagem ordinária e por krigagem com deriva externa. No período de 1993-1995, a base de dados utilizada é constituída por 19 poços. Embora possa ser considerado uma quantidade pequena quando comparado com a totalidade dos poços presentes, os poços utilizados neste triênio possuem boa distribuição ao longo do campo, podendo assim representar o fenômeno corretamente. A diferença entre a modelagem realizada com a krigagem e com a krigagem com deriva externa não é muito marcante, podendo ser comprovada por meio das estatísticas apresentadas na Tabela 6.1, a seguir:

Tabela 6.1: Dados estatísticos dos modelos de saturação de água para o período de 1993-1995.

	Mínimo	Máximo	Média	Variância
Krigagem Ordinária	0.33599702	0.98559207	0.69938903	0.01578113
Krigagem com Deriva Externa	0.29532856	1	0.70003988	0.01798825

Pode-se observar, ao comparar a krigagem ordinária com a krigagem com deriva externa, que as principais estatísticas, ou seja, os valores mínimo e máximo, a média e a variância não são muito diferentes, o que faz com que para o período de 1993 até 1995, os dois modelos gerados de saturação são viáveis para interpretações conclusivas.

Os mesmos resultados não se repetem nos anos posteriores, fato este atribuído principalmente a escassez de dados e a má distribuição na área de estudos. Por exemplo, para o período de 1996 até 1998 pode-se realizar tal análise observando as estatísticas a seguir (Tabela 6.2):

Tabela 6.2: Dados estatísticos dos modelos de saturação de água para o período de 1996-1998.

	Mínimo	Máximo	Média	Variância
Krigagem Ordinária	0.38700771	0.97242957	0.7294736	0.0086398
Krigagem com Deriva Externa	0.09754624	1	0.72807539	0.01056016

O que se constata no período 1996-1998 é que nos dados estatísticos a principal diferença está no valor mínimo, que para a krigagem com deriva externa é muito menor que o mínimo para a krigagem ordinária. Isso se deve a ocorrência de grandes regiões com poucas informações de saturação e nesse caso os resultados são governados exclusivamente pelos valores de porosidade. Devido ao reduzido valor mínimo, a variância da krigagem com deriva externa é maior que a da krigagem ordinária.

Para o último período analisado, embora o número de amostras também seja reduzido, essas estão mais bem distribuídas na área de estudo sendo possível, desse modo, observar mais uma vez que estatisticamente os dois modelos gerados apresentam semelhanças, o que pode ser observado pelas estatísticas expostas na Tabela 6.3 a seguir.

Tabela 6.3: Dados estatísticos dos modelos de saturação de água para o período de 1999-2001.

	Mínimo	Máximo	Média	Variância
Krigagem Ordinária	0.38696912	1	0.77519364	0.01930583
Krigagem com Deriva Externa	0.28249866	1	0.77993389	0.01999662

Pode-se constatar que as principais estatísticas apresentam-se semelhantes, como o valor mínimo e máximo, bem para a média e a variância. Com isso, nesse caso se optaria por analisar os resultados da krigagem com deriva externa que, embora possua a mesma estatística, representa melhor as heterogeneidades do reservatório.

Outra análise é relacionada ao comportamento da saturação. O que se espera é a maior participação da saturação de água com o tempo de desenvolvimento do campo, ou seja, como o campo encontra-se em produção e o método implantado para a recuperação de óleo é a injeção de água espera-se que haja a invasão de água no reservatório. Como o trabalho foi desenvolvido em três intervalos de tempo, é possível também realizar uma modelagem temporal da saturação (Figura 6.1).

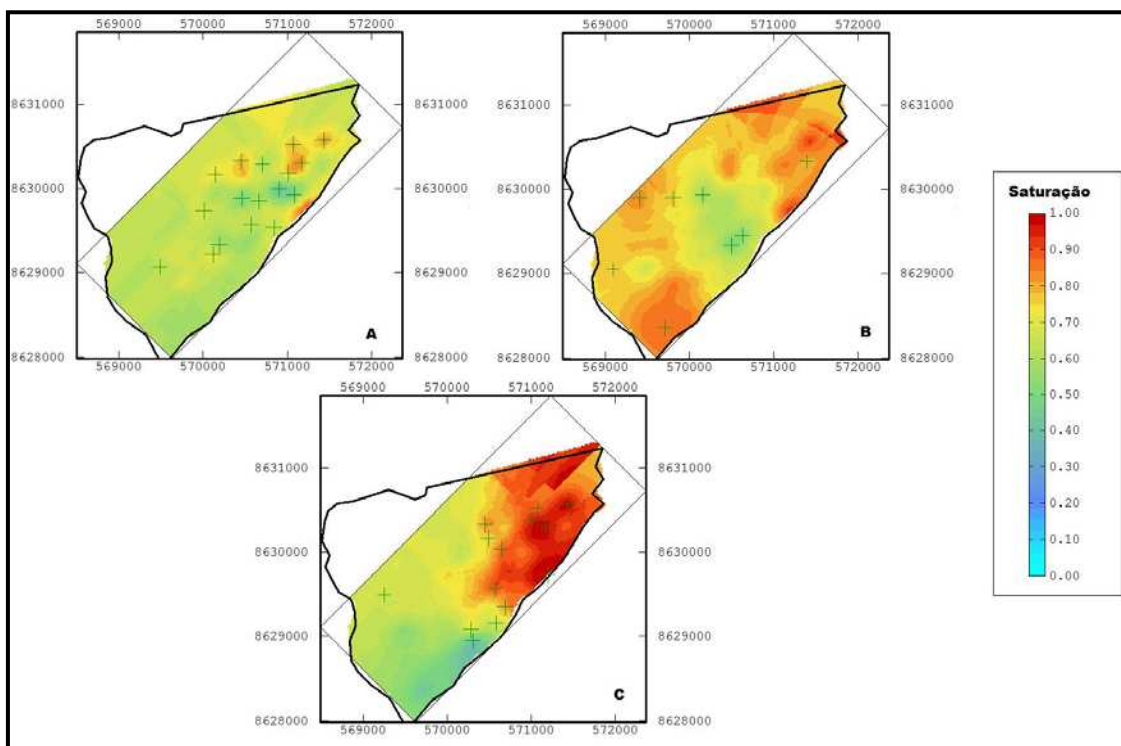


Figura 6.1: Modelagem temporal da saturação de água para os três intervalos A (1993-1995), B (1996-1998) e C (1999-2001).

Pode-se observar que na Figura 6.1A, referente ao período de 1993 a 1995, a saturação de água no reservatório possui valores menores, com alguns pontos localizados de alta saturação, já no período de 1996 a 1998, representado pela Figura 6.1B, pode-se observar que a água começa a apresentar avanço no reservatório, porém ainda com valores não tão elevados. No período de 1999 a 2001, Figura 6.1C, observa-se uma região completamente invadida pela água com saturação de 100%, evidenciando a dinâmica da água dentro do reservatório. Com isso é possível observar regiões que ainda não foram drenadas, portadoras de óleo remanescente.

Por fim, uma última análise pode ser feita no que diz respeito às regiões de saturação de óleo remanescente e como essas regiões se comportam com o decorrer do tempo (Figura 6.2).

Pode-se observar na Figura 6.2 que a ocorrência de regiões com 100% de probabilidade de ter 40% de saturação de óleo ou mais foi reduzindo com o

desenvolvimento do campo. Isso pode ser comprovado se analisarmos a Região 1. Essa região, no período de 1993-1995 (Figura 6.2A), mostra uma grande parte com saturação superior a 40% de óleo remanescente, enquanto que no período de 1996-1998 (Figura 6.2B) essa região é reduzida. Finalmente, no período de 1999-2001 (Figura 6.2C), a região apresenta elevada saturação de água. É possível visualmente identificar outras regiões onde se alterou o regime de saturação dentro do reservatório.

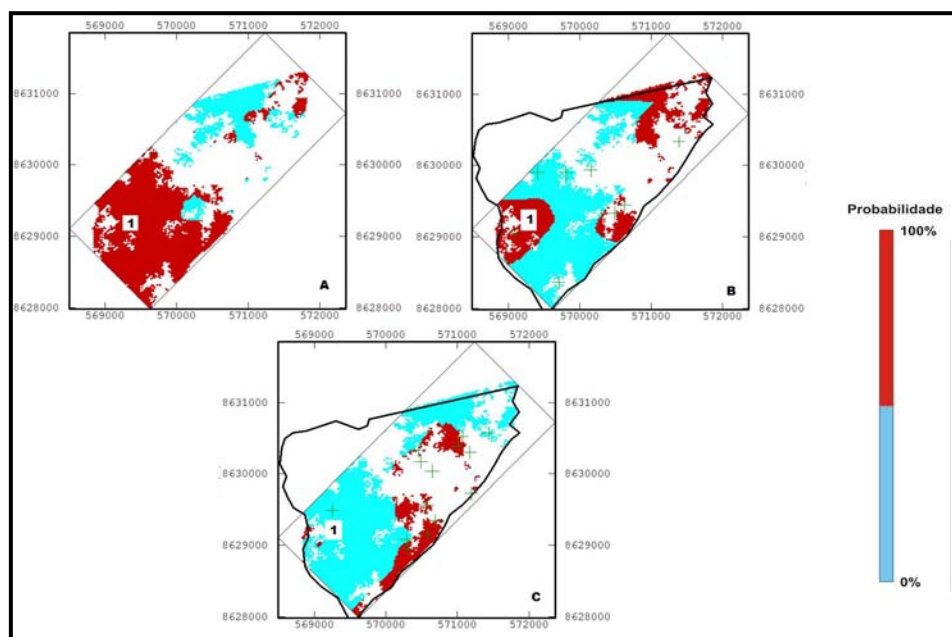


Figura 6.2: Modelo de probabilidade de ocorrência de saturação de óleo superior a 40% para os três períodos analisados, A (1993-1995), B (1996-1998) e C (1999-2001).

Quanto aos valores obtidos no cálculo de volume de óleo remanescente (Tabela 5.1), observou-se que para o primeiro triênio foi obtida a maior diferença entre o volume utilizando o modelo advindo da Krigagem Ordinária e o da Krigagem com Deriva Externa. Esta diferença ($76,887.34 \text{ m}^3$) deve-se, possivelmente, ao fato do cálculo utilizando a KDE possuir valores mais precisos e confiáveis da variável saturação devido ao uso do modelo de porosidade como deriva externa, gerando assim uma maior diferença no volume quando comparado ao cálculo do volume advindo da utilização da KO.

No que diz respeito ao segundo triênio, observa-se que para o intervalo compreendido entre 1996-1998 houve diferença de $12,785.37 \text{ m}^3$ entre os volumes KO e KDE, fato este

que pode ser atribuído a não significativa diferença dos valores estatísticos dos distintos modelos utilizados para cálculo, como pode ser observado pela análise estatística. A significativa diferença entre a variância dos valores dos modelos acabou não se refletindo nos valores obtidos no cálculo do volume.

Para o último triênio analisado, compreendendo os anos de 1999-2001, nota-se também uma pequena diferença (23,368.73 m³) entre os valores obtidos pela KO e pela KDE. Novamente aqui vale a ressalva feita no parágrafo anterior, onde a diferença pouco significativa entre os modelos acabou gerando valores de óleo remanescente semelhantes.

7. Conclusões

A utilização da ferramenta baseada na emissão de nêutrons foi de grande importância na localização do óleo remanescente pontualmente, corroborando ao sucesso obtido em trabalhos anteriores. Por meio dos dados fornecidos pela ferramenta e da análise estatística foi possível observar e entender o comportamento da variável ao longo dos anos nos poços estudados.

Trabalhos anteriores apresentaram problemas com a modelagem da saturação pois utilizavam a base de dados sem discriminar a período de aquisição da informação. No presente trabalho, para a modelagem da saturação de água foi realizada a divisão temporal dos dados em três triênios, evitando assim equívocos e permitindo a continuidade do trabalho com maior segurança nos dados.

O presente trabalho dividiu os dados de saturação em três intervalos, feito este não realizado nos trabalhos anteriores. Segundo Friedrich (2003), a inviabilidade do tratamento como variável dinâmica dá-se pela ausência de um histórico de produção de óleo e água e de injeção de água e gás no campo por zonas de produção. Com relação ao trabalho de Kronbauer (2003), provavelmente o pequeno intervalo de tempo dos dados de saturação com que trabalhou (três anos) tenha inviabilizado a sua divisão.

Este trabalho se destaca em relação aos anteriores por utilizar uma variável como deriva externa, no caso a porosidade. Trabalhos anteriores realizaram a krigagem ordinária e krigagem simples para a construção do modelo de saturação, focando seus trabalhos na utilização da simulação estocástica para a criação de vários cenários distintos.

Uma sugestão para trabalhos posteriores é a utilização de outras variáveis como deriva externa para a criação do modelo de saturação, tal como a permeabilidade. A utilização dos métodos da deriva externa e da simulação estocástica pode vir a constituir um cenário mais representativo e fiel do reservatório.

A utilização da porosidade como deriva externa na construção do modelo de saturação de água via KDE mostrou-se satisfatória. Entretanto, a diferença obtida entre a Krigagem Ordinária e a Krigagem com Deriva Externa, no presente caso, com exceção do modelo da saturação do triênio 1996-1998, não foi relevante. Isto ocorre devido ao fato da existência, no primeiro e último triênios, de quantidade significativa e boa distribuição dos poços, tornando a utilização do modelo de porosidade como deriva praticamente desnecessário.

Porém, quando analisado o triênio 1996-1998, observa-se que a KDE exerceu papel fundamental na melhora do modelo, provando assim sua aplicabilidade em casos onde há pouca quantidade ou irregularidade na distribuição dos poços.

A apreciação dos três modelos de saturação permitiu entender o comportamento da saturação de óleo no reservatório, deixando assim a possibilidade de, com o auxílio da simulação de fluxo, obter modelos de saturação e previsão do comportamento da variável, viabilizando uma melhor administração e gerenciamento do campo.

Para o cálculo do óleo remanescente presente no intervalo reservatório, os diferentes modelos de saturação gerados e utilizados acabaram por fornecer diferenças não muito significativas com relação aos volumes, sempre inferiores a 1%.

Referências Bibliográficas

BAUMGARTEN, C.S. 1969. 44p. Relatório Interno Petrobras.

BRUHN, C.H.L. & ROS, L.F. 1986. Formação Sergi: I – Evolução de Conceitos. *In: Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório. Anais. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEPEX*, p.332-48.

CAIXETA, J.M.; BUENO, V.G.; MAGNAVITA, L.P.; FEIJÓ, F.J. 1994. Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 8, n. 1, 163-172, jan/mar.

CHAVES, P.A.; SARNELLI, C.S.; PAZ, M.A.M. 1996. A Sísmica 3D e a reinterpretação de um velho campo. *In: I Seminário de Reservas e Reservatórios. Anais...Rio de Janeiro, PETROBRAS\E&P*, p.261-266 (publicação interna).

COSENTINO, L. 2001. *Integrated Reservoir Studies*. Editions Technip, Paris, 310 pp.

DEUTSCH, C. V. and JOURNAL, A. G. 1992. GSLIB Geostatistical Software Library and User's Guide Oxford University Press, New York, 340 pp.

ELSHAHAWI, H.; GAD, K.; WILLIAM, A.; MOSTAFA, A. 2001. Enhanced C/O Logging as an Effective Cased Hole Saturation Monitoring Solution Case Histories from the Gulf of Suez. SPE 71743. *In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sep 30-Oct 3*, 12 p.

FRIEDRICH, A. 2003. Modelagem Geoestatística da Saturação Atual de Fluidos em Campo Maduro. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia do Petróleo, Universidade Estadual de Campinas. 111p.

- GOLDER, D.G. 1978. Thermal Decay Time Logging at Ekofisk, case study of a Multiple use tool. SPE 8116. *In*: SPE European Petroleum Conference, London, United Kingdom, 24-27 October. 8 p.
- HAMADA, G.M. 2006. Cased-Hole Formation Resistivity (CHFR) Techniques Improves Hydrocarbon Saturation Monitoring in Developed Reservoirs. SPE 104472. *In*: SPE Eastern Regional Meeting, Canton, Ohio, USA, 11-13 October. 16 p.
- HARNESS, P.; SHOTTS, N.; HEMINGWAY, J.; ROSE, D.; SLUIS, R.V.D. 1998. Accurate Oil Saturation Determination and Monitoring in a Heavy Oil Reservoir. SPE 46245. *In*: SPE Western Regional Meeting, Bakersfield-CA, USA, 10-13 May, 11 p.
- HUPP, D.; KASECKY, M.; OHMS, D.; WARNER, D. 1999. Inelastic Capture Neutron Logging to Identify Bypassed Hydrocarbon in Complex Secondary-Recovery Environments. SPE 54610. *In*: SPE Western Regional Meeting, Alaska, 26-28 May, 11 p.
- KRONBAUER, A.; SOUSA, M.A.M.; NHAM, S. 1998. Case History: Utilização de Perfis TDT-TMD no Gerenciamento e Caracterização do Reservatório Santiago no Campo de Taquipe, Bahia. *In*: Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 5-8 Outubro, 8 p.
- KRONBAUER, A. 2003. Modelagem Geoestatística de Fácies, Propriedades Petrofísicas e da Saturação de Óleo Remanescente em Um Reservatório Maduro. Dissertação de Mestrado em Engenharia do Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia do Petróleo, Universidade Estadual de Campinas. 131 p.
- MAGNAVITA, L.P.; SILVA, R.R.; SANCHES, C.P. 2005. Guia de Campo da Bacia do Recôncavo, Nordeste do Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 13, n. 2, 301-334, maio/nov.
- MATO, L. F.; MATOS, B. G.; MONTEIRO, M. C.; GOZZINI, L. C. 2000. Relatório Interno Petrobras.

- MENEZES, S.X.; LIMA, V.Q.; MAIA, F.J.; POCAI, N.; HORSCHULTZ, P.M.C. 1996. Geologia e Fator de Recuperação dos Reservatórios Brasileiros. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, v. 10, n. 1/4, 147-156, jan/dez.
- MOINARD, L.; BOEHM, M.; TURNER, S. 2001. Reservoir Saturation Monitoring in the Attaka Field. SPE 68686. *In*: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, 17-19 April, 8 p.
- MORRIS, C.; ASWAD, T.; MORRIS, F.; QUINLAN, T. 2005. Reservoir Monitoring with Pulsed Neutron Capture Logs. SPE 94199. *In*: SPE Europec/EAGE Annual Conference, Madrid, Spain, 13-16 June. 16 p.
- OLIVEIRA, M.L. 1997. Análise de Incertezas Envolvidas na Modelagem de Reservatório no Contexto Geoestatístico. Dissertação de Mestrado em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas. 115 p.
- REMACRE, A.Z. 1995. Coestimativas. Campinas, UNICAMP. P1-13 (Notas de Aula).
- RODOVALHO, N.; OLIVEIRA, F.M.; CHAVES, C.P.A.; BEZERRA, P.D.; BARROS, M.E.C.; COELHO, S.L.P.F. 1989. 76 p. Relatório Interno Petrobras.
- WACKERNAGEL, H. 1995. Multivariate geostatistics: an introduction with applications. Springer, 256 pp.
- WILSON, M. 2002. Reservoir Monitoring with Carbon-Oxygen Logging Through non Characterized Dual Concentric Casings: A Case Study. SPE 77888. *In*: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia, 8-10 October. 12 p.
- WOLFF, M.; AL-JALAHMA, A.M.; HOOK, P.F. 1993. Log Determination of Residual Oil Saturation in the Mauddud Zone, Bahrain Field. SPE 25648. *In*: SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Bahrain, 3-6 April, 14 p.