

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM QUÍMICA



Programa de Pós-Graduação
em Química



Estudo da água produzida em diferentes zonas de produção de petróleo,
utilizando a hidroquímica e a análise estatística de parâmetros químicos

Kytéria Sabina Lopes de Figueredo

Dissertação de Mestrado
Natal/RN, fevereiro de 2010

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

KYTÉRIA SABINA LOPES DE FIGUEREDO

ESTUDO DA ÁGUA PRODUZIDA EM DIFERENTES ZONAS DE
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO, UTILIZANDO A HIDROQUÍMICA E A
ANÁLISE ESTATÍSTICA DE PARÂMETROS QUÍMICOS

Dissertação apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em
Química da Universidade Federal
do Rio Grande do Norte, em
cumprimento às exigências para
obtenção do título de Mestre em
Química.

Natal / RN

Fevereiro de 2010

Divisão de Serviços Técnicos

Catálogo da Publicação na Fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede

Figueredo ,Kyteria Sabina Lopes de.

Estudo da água produzida em diferentes zonas de produção de petróleo, utilizando a hidroquímica e a análise estatística de parâmetros químicos / Kytéria Sabina Lopes de Figueredo. – Natal, RN, 2010.

123 f.

Orientador:Djalma Ribeiro da Silva.

Co-Orientadora: Raquel Franco de S. Lima.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Departamento de Química. Programa de Pós-Graduação em Química.

1. Água produzida – Dissertação. 2. Campos maduros– Dissertação. 3. Hidroquímica – Dissertação. 4. Análise discriminante– Dissertação. I. Silva, Djalma Ribeiro da. II. Lima, Raquel Franco de S. III. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. IV. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 665.615(043.3)

KYTÉRIA SABINA LOPES DE FIGUEREDO

**ESTUDO DA ÁGUA PRODUZIDA EM DIFERENTES ZONAS DE PRODUÇÃO DE
PETRÓLEO, UTILIZANDO A HIDROQUÍMICA E A ANÁLISE ESTATÍSTICA DE
PARÂMETROS QUÍMICOS**

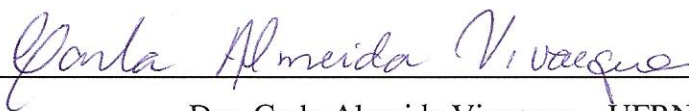
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, em cumprimento às exigências para obtenção do título de Mestre em Química.

Aprovada em: 22 de fevereiro de 2010.

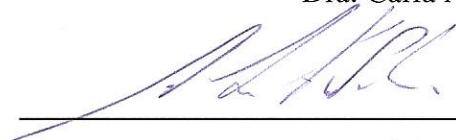
Comissão Examinadora:



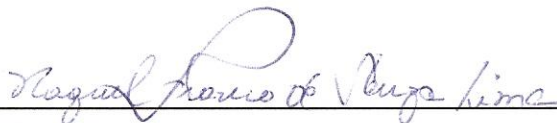
Dra. Vanessa Cristina Santanna – UFPB



Dra. Carla Almeida Vivacqua – UFRN



Dr. André Luis Santos de Pinho – UFRN



Dra. Raquel Franco de Souza Lima – UFRN (co-orientadora)



Dr. Djalma Ribeiro da Silva – UFRN (orientador)

DEDICATÓRIA

*Aos meus queridos Pais **Figueredo** e **Silveria**, por todo amor e dedicação que me proporcionam. Dedico essa conquista.*

AGRADECIMENTOS

A **Deus** que me deu força, coragem e determinação, e por todas as bênçãos que tem me concedido durante toda minha vida principalmente no decorrer deste trabalho.

Ao meu orientador **Prof. Djalma Ribeiro da Silva** pelo apoio e ensinamentos que servirão para toda minha vida profissional e pela confiança que sempre depositou em mim.

A minha co-orientadora **Prof.^a Raquel Franco de Souza Lima** pela orientação e ensinamentos que me proporcionou desde o primeiro contato com toda a sua segurança.

A professora **Carla. A. Vivacqua** e ao professor **André Luis S. de Pinho** por colaborarem com esse trabalho, pelo suporte acadêmico, incentivo, confiança, paciência e boa vontade, mostrando-se sempre acessíveis e dispostos a ouvir e resolver os assuntos nele discutidos.

A **CAPES** pela bolsa de estudo concedida.

A **PETROBRAS** pelo financiamento do trabalho e pelo fornecimento das amostras.

A minha **irmã, e aos meus pais** que sempre renunciaram muitas coisas a meu favor venho agradecer com todo meu amor por serem meu porto seguro em todos os momentos, pois sem vocês não teria conseguido esta vitória.

Aos meus **amigos e amigas** que sempre me incentivaram nas minhas decisões e sempre me fortaleceram com o seu apoio.

A **Toda equipe do laboratório Central Analítica - NEPGN** pela disponibilidade em realizar procedimentos experimentais, paciência e ensinamentos para esta dissertação.

Aos alunos de **iniciação científica** por auxiliarem nas atividades executadas para a realização deste trabalho.

Ao **Severino** por toda disponibilidade que teve em ajudar sempre que precisei.

RESUMO

Ao longo da exploração de petróleo de jazidas em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*), existe geração concomitante de um efluente aquoso, denominado água produzida, que representa a maior corrente de resíduo na produção do óleo cru. A relação entre a composição química dos óleos e das águas de produção, bem como as condições em que este processo ocorre ou é favorecido ainda são pouco estudadas. A área escolhida para o estudo possui uma importante reserva petrolífera e um importante aquífero saturado em água doce meteórica. O objetivo desse trabalho é estudar alguns parâmetros químicos na água produzida para cada zona-reservatório de produção em campos maduros de petróleo da Formação Açu, utilizando a hidroquímica e a análise estatística para servir de referência e serem utilizados como ferramentas indicadoras frente a intervalos produtores de água nos poços produtores de petróleo. Foram coletadas amostras de poços distintos em 6 diferentes zonas de produção e foram medidos 50 parâmetros, que podem ser classificados em três grupos: ânions, cátions e propriedades físico-químicas (considerando-se apenas os parâmetros que geraram valores acima dos limites de detecção em todas as amostras). Através da caracterização hidroquímica observou-se um domínio de águas cloretadas sódicas e cloretadas cálcicas ou magnesianas (mista) nas águas de poços das diversas zonas na Formação Açu e, com a aplicação de um tratamento estatístico, obteve-se uma função discriminante que distingue quimicamente as zonas de produção. Assim, foi possível calcular a taxa de acerto de classificação da função que foi de 76,3%. Para a validação desse modelo a taxa de acerto foi de 86%.

Palavras-chaves: Água produzida, Campos maduros, Zonas, Hidroquímica, Análise discriminante.

ABSTRACT

Over exploitation of oil deposits on land onshore or offshore, there is simultaneous generation of waste water, known as produced water, which represents the largest waste stream in the production of crude oil. The relationship between the chemical composition of oil and water production and the conditions in which this process occurs or is favored are still poorly studied. The area chosen for the study has an important oil reserve and an important aquifer saturated with freshwater meteoric. The aim of this work is to study some chemical parameters in water produced for each reservoir zone of production in mature oil fields of Açu Formation, using the hydrochemical and statistical analysis to serve as a reference and be used as tools against the indicator ranges water producers in oil producing wells. Samples were collected from different wells in 6 different areas of production and were measured 50 parameters, which can be classified into three groups: anions, cations and physicochemical properties (considering only the parameters that generated values above detection limits in all samples). Through the characterization hydrochemistry observed an area of water and chlorinated sodium, chlorinated calcium or magnesium (mixed) in well water in different areas of Açu, by applying a statistical treatment, we obtained a discriminant function that distinguishes chemically production areas. Thus, it was possible to calculate the rate of correct classification of the function was 76.3%. To validate this model the accuracy rate was 86%

Key-words: Produced Water, Mature Fields, Zones, Hydrochemistry, Discriminant Analysis.

AGRADECIMENTOS

A **Deus** que me deu força, coragem e determinação, e por todas as bênçãos que tem me concedido durante toda minha vida principalmente no decorrer deste trabalho.

Ao meu orientador **Prof. Djalma Ribeiro da Silva** pelo apoio e ensinamentos que servirão para toda minha vida profissional e pela confiança que sempre depositou em mim.

A minha co-orientadora **Prof.^a Raquel Franco de Souza Lima** pela orientação e ensinamentos que me proporcionou desde o primeiro contato com toda a sua segurança.

A professora **Carla. A. Vivacqua** e ao professor **André Luis S. de Pinho** por colaborarem com esse trabalho, pelo suporte acadêmico, incentivo, confiança, paciência e boa vontade, mostrando-se sempre acessíveis e dispostos a ouvir e resolver os assuntos nele discutidos.

A **CAPES** pela bolsa de estudo concedida.

A **PETROBRAS** pelo financiamento do trabalho e pelo fornecimento das amostras.

A minha **irmã, e aos meus pais** que sempre renunciaram muitas coisas a meu favor venho agradecer com todo meu amor por serem meu porto seguro em todos os momentos, pois sem vocês não teria conseguido esta vitória.

Aos meus **amigos e amigas** que sempre me incentivaram nas minhas decisões e sempre me fortaleceram com o seu apoio.

A **Toda equipe do laboratório Central Analítica - NEPGN** pela disponibilidade em realizar procedimentos experimentais, paciência e ensinamentos para esta dissertação.

Aos alunos de **iniciação científica** por auxiliarem nas atividades executadas para a realização deste trabalho.

Ao **Severino** por toda disponibilidade que teve em ajudar sempre que precisei.

LISTA DE FIGURAS

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Figura. 1	Óleo Parafínico.....	25
Figura. 2	Óleo Naftênico	25
Figura. 3	Óleo Benzênico.....	25
Figura. 4	Reservatório de Petróleo com Mecanismo Combinado	26
Figura. 5	Gráfico Hidroquímico de Barra	44
Figura. 6	Diagrama de Stiff	44
Figura. 7	Diagrama Circular	45
Figura. 8	Diagrama Semi-Logarítmico de Schoeller	45
Figura. 9	Diagrama de Piper	46
Figura.10	Diagrama de Composição	47
Figura.11	Mapa da Localização da Bacia Potiguar	49

3 – MATERIAIS E MÉTODOS

Figura.12	Zonas de Produção em Poços de Petróleo	56
Figura.13	Coleta de Água Produzida na Cabeça do Poço	60
Figura.14	Sistema de Separação de Água	60
Figura.15	Multiparâmetro	61
Figura.16	Cromatógrafo de Ions	66
Figura.17	Digestor.....	67
Figura.18	ICP-OES.....	67
Figura.19	Sistema de Introdução de Amostra ICP-OES	68

4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

Figura.20	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro brometo	80
Figura.21	Diagrama de Piper da Água Produzida em Diferentes Zonas de Produção (100,140, 240, 260 e 400) no Campo A e Zona 300 no Campo B, da Água Bruta e Tratada e da Água de Injeção	82
Figura.22	Amostras no Espaço Discriminante por Zona de Produção	86

ANEXO

Figura.A	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro pH	109
Figura.B	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro alc.carbonato.....	109
Figura.D	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro condutividade	110
Figura.E	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro salinidade	110
Figura.F	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro resistividade	111
Figura.G	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro sólidos suspensos.	111
Figura.H	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro sólidos totais	112
Figura.I	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro cloreto	112
Figura.J	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro formiato.....	113
Figura.K	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro fluoreto	113
Figura.L	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro sulfato.....	114
Figura.M	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro alumínio	114
Figura.N	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro boro.....	115
Figura.O	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro cálcio	115
Figura.P	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro magnésio	116
Figura.Q	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro potássio	116
Figura.R	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro sódio	117
Figura.S	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro manganês	117
Figura.T	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro bário	118
Figura.U	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro ferro total	118
Figura.V	Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro zinco	119

LISTA DE TABELAS

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Tabela.1	Análise elementar do óleo cru típico	24
Tabela.2	Concentração média de ânions em água produzida e água do mar	32
Tabela.3	Classificação dos compostos orgânicos presentes na água produzida	32
Tabela.4	Solubilidade de Compostos Dissolvidos na Água.....	38
Tabela.5	Principais razões iônicas e seus significados.....	48

3 – MATERIAIS E MÉTODOS

Tabela.6	Relações de volumes para cálculos da alcalinidade.....	62
----------	--	----

4- RESULTADOS E DISCUSSÃO

Tabela.7	Parâmetros analisados cujos valores determinados encontram-se abaixo do limite de detecção do equipamento	73
Tabela.8	Análise descritiva para ânions por zona de produção	75
Tabela.9	Análise descritiva para cátions por zona de produção	76
Tabela.10	Análise descritiva para pH e alcalinidade por zona de produção....	79
Tabela.11	Análise descritiva para condutividade e resistividade por zona de produção	80
Tabela.12	Análise descritiva para salinidade por zona de produção	81
Tabela.13	Análise descritiva para sólidos por zona de produção	81
Tabela.14	Tipos genéticos definidos por SULIN	84
Tabela.15	Razões iônicas por zona de produção	84
Tabela.16	Número de acertos de classificação por zona em cada etapa do procedimento .	86

LISTA DE QUADROS

3 – MATERIAIS E MÉTODOS

Quadro. 1	Planejamento de amostragem e datas de coleta nos campos A e B	58
Quadro. 2	Coleta de amostras de água Bruta e tratada do Rio Assú e água de injeção	
	Números entre parêntesis indicam a quantidade de amostras.....	59

4 - RESULTADOS E DISCUSSÃO

Quadro. 3	Percentual de erro do balanço iônico	74
-----------	--	----

ANEXO

Quadro. A	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 100 no campo A	99
Quadro. B	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 140 no campo A	100
Quadro. C	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 240 no campo A	101
Quadro. D	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 260 no campo A(Parte1/2)	102
Quadro. E	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 260 no campo A(Parte 2/2)	103
Quadro. F	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 300 no campo B	104
Quadro. G	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 400 no campo A(Parte 1/3)	105
Quadro. H	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 400 no campo A(Parte 2/3)	106
Quadro. I	Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 400 no campo A(Parte 3/3)	107
Quadro. J	Resultados das análises químicas da água bruta e tratada do rio Assú e água de injeção	108
Quadro. K	Médias dos resultados analíticos utilizados na confecção do diagrama de Piper	121

LISTA DE SIGLAS

ANP - Agencia Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis

AP - Água Produzida

APHA - American Public Health Association

BSW- Basic Sediment and Water

BTEX - Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno e Xileno

Cn - Variável Canônica

CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente

CV- Coeficiente de Variação

DP - Desvio Padrão

HPA's - Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos

ICP-OES - Espectroscopia de Emissão com Fonte de Plasma Indutivamente Acoplado

mg.L⁻¹ - Miligrama por Litro

NEPGN - Núcleo de Estudos em Petróleo e Gás Natural

pH - Potencial Hidrogeniônico

ppm - Partes por Milhão

STD - Sólidos Dissolvidos Totais

TIF - Testes de Identificação de Fluidos

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
1.2. OBJETIVOS	20
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1 – Sistema Petrolífero	22
2.1.1 – Formação do Petróleo.....	22
2.1.2 – Constituintes do Petróleo.	23
2.1.2.2 – Hidrocarbonetos.	24
2.1.3 – A Indústria do Petróleo.	26
2.2 – Água Produzida	28
2.2.1 – Origem da Água Produzida.	29
2.2.2 – Características da Água Produzida.....	30
2.2.2.1 – Compostos Inorgânicos Dissolvidos.....	31
2.2.2.2 – Compostos Orgânicos.	32
2.2.2.3 – Produtos Químicos na Água de Produção.	32
2.2.2.3.1 – Coagulantes e Floculantes.....	33
2.2.2.3.2 – Inibidores de Incrustação	33
2.2.2.3.3 – Inibidores de Corrosão	33
2.2.2.3.4 – Biocidas.....	34
2.2.2.3.5 – Quebradores de Emulsão e de Espuma.....	34
2.2.2.3.6 – Surfactantes.....	34
2.3 – Hidroquímica	34
2.3.1 – Constituintes Iônicos	37
2.3.1.1 – Cálcio.	37
2.3.1.2 – Magnésio.....	38
2.3.1.3 – Sódio	39
2.3.1.4 – Potássio.	39
2.3.1.5 – Ferro.....	40
2.3.1.6 – Cloreto.....	40
2.3.1.7 – Sulfato.	41

2.3.1.8 – Fluoreto.....	41
2.3.1.9 – Carbonato e Bicarbonato.....	42
2.3.1.10 – Nitrato	42
2.3.2 – Perfis Hidroquímicos	43
2.3.3 – Gráficos Hidroquímicos.....	43
2.3.3.1 – Gráficos de Barra.	44
2.3.3.2 – Diagrama de Stiff.....	44
2.3.3.3 – Diagrama Circular.....	45
2.3.3.4 – Diagrama Semi-Logarítmico de Schoeller.....	45
2.3.3.5 – Diagrama de Piper.....	46
2.3.3.6 – Diagrama de Composição	47
2.3.4 – Mapas Hidroquímicos	47
2.3.5 – Razões Iônicas	47
2.4 – Bacia Potiguar: Localização e Histórico do Petróleo	49
2.5 – Formação Açú: Evolução Geológica e Área de Estudo	52
3. Materiais e Métodos	55
3.1– Amostragem do Material de Referência	56
3.1.1 – Procedimento de Coleta	59
3.2 – Análises Químicas	61
3.2.1 – Descrição dos Métodos Analíticos	61
3.2.1.1 – Potencial Hidrogeniônico	61
3.2.1.2 – Alcalinidade Carbonato e Bicarbonato	62
3.2.1.3 – Condutividade Elétrica	63
3.2.1.4 – Resistividade	63
3.2.1.5 – Densidade	63
3.2.1.6 – Salinidade	64
3.2.1.7 – Sólidos Suspensos e Sólidos Totais Dissolvidos	64
3.2.1.8 – Cromatografia de Íons.....	65
3.2.1.9 – Espectroscopia de Emissão Óptica Acoplado indutivamente	66
3.2.1.9.1 – Metodologia Para Abertura de Amostras	66
3.2.1.9.2 – Procedimento Para Leitura de Amostras	67
3.3 – Avaliação da Qualidade das Análises	68

3.3.1 – Balanço Iônico.	68
3.3.2 – Análise Descritiva.	69
3.4 – Caracterização Hidroquímica da Água	69
3.5 – Água Tratamento Estatístico	69
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	71
4.1 – Análises Químicas	72
4.2 – Avaliação da Qualidade dos Resultados Analíticos	73
4.3 – Parâmetros Físico-Químicos	79
4.3.1 – pH e Alcalinidade	79
4.3.2 – Condutividade Elétrica e Resistividade	80
4.3.3 – Salinidade.....	81
4.3.4 – Sólidos.....	81
4.4 – Hidroquímica da Água	82
4.5 – Análises Estatísticas	84
5. CONCLUSÕES.....	87
RECOMENDAÇÕES.....	90
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
ANEXO.....	98

***Nossos maiores problemas não estão nos obstáculos
do caminho, mas na escolha da direção errada.
(Agust Cury)***

1 INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

Nas atividades de exploração e produção do Petróleo são gerados resíduos e efluentes, dentre os quais se destaca a água. Essa água quase sempre está associada ao óleo produzido e ao gás. Assim a água de produção pode ser constituída por água de formação (água naturalmente presente na formação geológica do reservatório de petróleo), água de injeção (aquela injetada no reservatório para aumento da produção) e a água meteórica que faz parte do ciclo hidrológico. Na indústria do petróleo a geração de água produzida é inevitável, ocorrendo em todas as etapas do processo de produção: extração, transporte e refino (SILVA NETO *et al.*, 2005).

Diversos fatores devem ser levados em conta para se estabelecer e manter um gerenciamento cuidadoso deste efluente, dentre estes, o volume de água produzido, que é sempre crescente em virtude da maturação das jazidas e da utilização de processos de recuperação secundários; o conteúdo salino; a presença de óleo residual e de produtos químicos.

Geralmente os campos de petróleo no início da produção geram pequena quantidade de água que aumenta com o decorrer do tempo, num processo de maturação, atingindo valores de 90% de BSW (sedimentos de base e água), quando o campo se encontra no seu estágio final de produção econômica (RAY; ENGELHARDT, 1992).

A composição química da água produzida é complexa e variada. Seus componentes são oriundos do reservatório, a água injetada e substâncias químicas usadas na produção, para evitar uma variedade de problemas nas operações do campo, provocados pela água produzida, tais como coagulantes, floculantes, inibidores de incrustação e corrosão, biocidas, surfactantes, quebradores de emulsão e de espuma, agentes controladores de parafinas, ácidos, sequestradores de oxigênio e redutores de fricção (THOMAS *et al.*, 2001 e GARCIA, 2006).

As principais classes de compostos orgânicos tóxicos presentes em água de produção são os hidrocarbonetos voláteis (BTEX), hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA), fenóis, e ácidos carboxílicos. Dentre os compostos inorgânicos, vários metais podem ser encontrados na água produzida, como cádmio, cobre, níquel, chumbo e zinco (relatório CENPES, 2005), dentre outros compostos nocivos como sulfetos, N-amoniacal, óleos e graxas.

A maior contribuição na composição da água de produção está relacionada aos mecanismos artificiais de produção de petróleo por injeção de água e injeção de vapor. Quando a água é injetada nos poços e entra em contato com o petróleo retorna a superfície contaminada por constituintes orgânicos e inorgânicos da formação geológica. Conhecer a sua composição tem sido um desafio em função da complexidade e da quantidade do resíduo gerado (SANTOS *et al.*, 2005), o impacto ambiental da água produzida surge da sua composição química (GARCIA, 2006).

Atualmente, é necessário intervir no poço para realizar testes de identificação de fluidos – TIF, através da utilização de sonda e equipamentos especiais onerando bastante esta identificação de fluido.

Esse trabalho estuda uma forma de minimizar este tipo de intervenção, substituindo-a por uma metodologia baseada em processo estatístico-comparativo de análises hidroquímicas, com as diferentes assinaturas-padrões previamente identificadas para cada zona de produção.

1.2 OBJETIVOS

Estudar alguns parâmetros químicos na água produzida para cada zona-reservatório de produção em campo de petróleo da Formação Açu, utilizando a hidroquímica e a análise estatística para servir de referência e serem utilizados como ferramentas indicadoras frente a intervalos produtores de água nos poços produtores de petróleo.

1.2.1 Objetivos específicos

- Quantificar os constituintes químicos da água produzida em diferentes zonas de produção dos Campos de petróleo estudados na Formação Açu;
- Verificar se existem diferenças significativas na concentração de espécies químicas nas águas produzidas entre as seis principais zonas de produção da Formação Açu;
- Identificar com auxílio da estatística multivariada, uma regra ou função que diferencie as zonas de produção através de características existentes na água produzida em cada zona.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistema Petrolífero

2.1.1 Formação do Petróleo

Há inúmeras teorias sobre o surgimento do petróleo, porém, a mais aceita é que ele surgiu através de restos orgânicos de animais e vegetais depositados no fundo de lagos e mares, sendo soterrados e submetidos à ação de microorganismos, do calor e de pressões elevadas, ao longo do tempo. Sofrendo transformações químicas ao longo de milhares de anos. Substância inflamável que possui estado físico oleoso e com densidade menor do que a água, sua composição química é a combinação de moléculas de carbono e hidrogênio.

Segundo Merritts *et al.* (1998), a origem do petróleo está associada ao acúmulo de substâncias orgânicas de natureza animal ou vegetal de habitat planctônico. Quanto ao ambiente de formação, este deve ser propício a uma vida intensa e possuir proteção posterior contra a oxidação e destruição bacteriana. Para os autores (*idem* 1998), a palavra petróleo vem do latim, *petrus*, “pedra” e *oleum*, óleo, extraído das rochas denominadas de Rocha Reservatório. O petróleo apresenta-se em várias cores, variando entre o castanho escuro, amarelo, preto e verde tendo caráter oleoso, inflamável, menos denso que a água, com cheiro característico e composto basicamente por milhares de compostos orgânicos, com predominância exclusiva dos hidrocarbonetos. Quando a mistura contém uma maior porcentagem de moléculas pequenas, seu estado físico é gasoso e, quando a mistura contém moléculas maiores, seu estado físico é líquido, nas condições normais de temperatura e pressão.

O petróleo quando extraído no campo de produção é chamado óleo cru e, dependendo da Rocha Reservatório de onde este foi extraído, pode apresentar diversos aspectos visuais e características diferentes. Na formação, devido à grande mobilidade, ocorre à migração do óleo e gás a partir da rocha-mãe. As fases fluidas difundem-se por rochas permeáveis, acumulando-se em rochas porosas. Se houver, sobre a formação armazenadora, uma rocha impermeável, esta funciona como uma armadilha aprisionadora, impedindo a evasão de líquidos e gases. Este movimento de migração está relacionado à diferença de densidade entre petróleo e água, e à compactação que é submetido todo o

pacote sedimentar, em que o meio, mais fluido escapa para zonas de menor pressão (FERNANDES, JR, 2006).

As condições para a formação da jazida são as seguintes:

- 1) Existência da rocha geradora.
- 2) Incidência de fatores como; tempo, pressão e temperatura elevadas.
- 3) Condições que permitam processos migratórios, tais como: presença de água, espaços grandes, não-capilares e intercomunicáveis (interstícios ou fissuras abertas).
- 4) Existência de rocha reservatório com boa porosidade e boa permeabilidade.
- 5) Presença de estruturas acumuladoras: dobras, falhas ou ambas.

O petróleo no seu estado natural é sempre uma mistura complexa de diversos tipos de hidrocarbonetos contendo também proporções menores de contaminantes (enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais). Os contaminantes são considerados como impurezas e podem aparecer em toda a faixa de ebulição (destilação) do petróleo, mas tendem a se concentrar nas frações mais pesadas.

2.1.2 Constituintes do Petróleo

Do ponto de vista químico, o petróleo apresenta milhares de compostos diferentes, entre os principais componentes estão os hidrocarbonetos que chegam a atingir 98% da composição total segundo Clark e Brown (1977).

O petróleo é constituído na sua maior parte de hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos e aromáticos e, em menores quantidades, de compostos heteroatômicos e asfaltenos (TISSOT e WELTW, 1984). A alta porcentagem de carbono e hidrogênio existente no petróleo mostra que seus principais constituintes são os hidrocarbonetos.

Os outros constituintes aparecem sob a forma de compostos orgânicos que contêm outros elementos, sendo os mais comuns o nitrogênio, o enxofre e o oxigênio. Metais também podem ocorrer, como sais de ácidos orgânicos. Esses constituintes, considerados como impurezas, podem aparecer em toda a faixa de ebulição do petróleo, mas tendem a se concentrar nas frações mais pesadas.

O petróleo é um produto cuja composição varia devido a sua origem natural e as condições de transporte e armazenamento. Os óleos obtidos de diferentes reservatórios de petróleo possuem características diferentes. Alguns são pretos, densos, viscosos, liberando pouco ou nenhum gás, enquanto que outros são castanhos ou bastante claros, com baixa

viscosidade e densidade, liberando quantidade apreciável de gás. Outros reservatórios, ainda, podem produzir somente gás. Entretanto, todos eles produzem análises elementares semelhantes às apresentadas na Tabela 1:

Tabela 1 - Análise elementar do óleo cru típico (% em peso).

Hidrogênio	11-14%
Carbono	83-87%
Enxofre	0,06-8%
Nitrogênio	0,11-1,7%
Oxigênio	0,1-2%
Metais	Até 0,3%

Fonte: Thomas, 2001.

2.1.2.1 Hidrocarbonetos

São substâncias compostas somente por átomos de carbono (C) e de hidrogênio (H), formando diversos tipos de moléculas.

São compostos orgânicos que de acordo com sua estrutura, são classificados em saturados, insaturados e aromáticos. Os hidrocarbonetos saturados, também denominados de alcanos ou parafinas (do *latim parafine*, "pequena atividade", por serem comparativamente inertes), são aqueles cujos átomos de carbono são unidos somente por ligações simples e ao maior número possível de átomos de hidrogênio, constituindo cadeias lineares, ramificadas ou cíclicas, interligadas ou não.

Os hidrocarbonetos insaturados, também denominados de olefinas, apresentam pelo menos uma dupla ou tripla ligação carbono-carbono, enquanto que os hidrocarbonetos aromáticos, também chamados de arenos, apresentam pelo menos um anel de benzeno na sua estrutura.

A classificação do petróleo depende basicamente das características da rocha reservatório e do processo de formação. O petróleo ou óleo cru classifica-se em:

- a) Parafínicos (ou Alcanos): formado por hidrocarbonetos de cadeias carbônicas

retilíneas, ramificadas ou não, apresentando ligações simples entre os átomos de carbono. O petróleo parafínico apresenta até 90% de alcanos. (Figura 1)

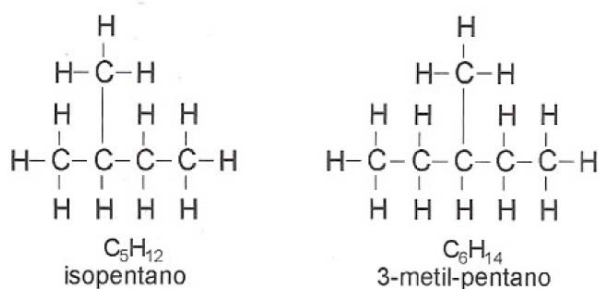


Figura 1 - Óleo Parafínico

b) Naftênicos (ou Ciclo-alcanos): formado por hidrocarbonetos de cadeias carbônicas fechadas (Figura 2), com ligações simples entre os átomos de carbono.

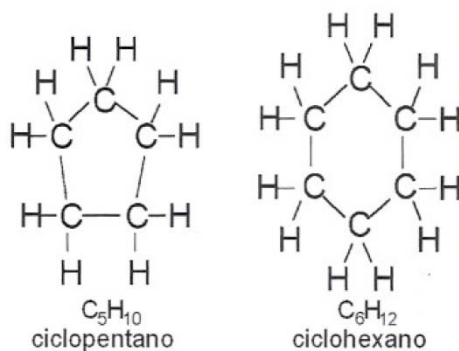


Figura 2 - Óleo Naftênico

c) Aromáticos: formado por hidrocarbonetos que contêm o chamado Núcleo Benzênico (Figura 3).

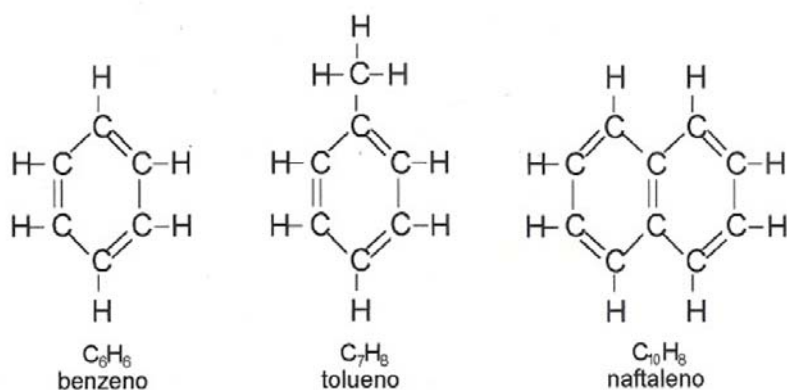


Figura 3 - Óleo Benzênico

O Núcleo Benzênico ou Anel Benzênico é composto por uma cadeia fechada de 6 átomos de carbono, com ligações simples e duplas, alternadas. No óleo cru pode aparecer

também a combinação dos três tipos de hidrocarbonetos acima mencionados, dessa maneira a classificação do óleo será determinada pela predominância do tipo de hidrocarboneto. Além dessa mistura de hidrocarbonetos, o óleo cru também contém, em proporções bem menores, outras substâncias conhecidas como Contaminantes. Os heteroátomos (contaminantes) mais comuns são os átomos de enxofre (S), nitrogênio (N), oxigênio (O), e de metais como níquel (Ni), ferro (Fe), cobre (Cu), sódio (Na) e vanádio (V), podendo inclusive estar combinados de muitas formas. O enxofre (S) é o contaminante de maior predominância e presente em vários tipos de petróleo. Os contaminantes sulfurados (contém enxofre) causam problemas no manuseio, transporte e uso dos derivados que estão presentes.

- Manuseio - redução de eficiência dos catalisadores nas refinarias.
- Transporte - corrosão em oleodutos e gasodutos.
- Derivados - causam poluição ambiental se presentes em combustíveis derivados do petróleo.

2.1.3 A Indústria do Petróleo

No reservatório (Figura 4) o óleo pode ser encontrado juntamente com água, gás e outros compostos orgânicos. Essas substâncias, incluindo o óleo, estão no reservatório de acordo com suas densidades.

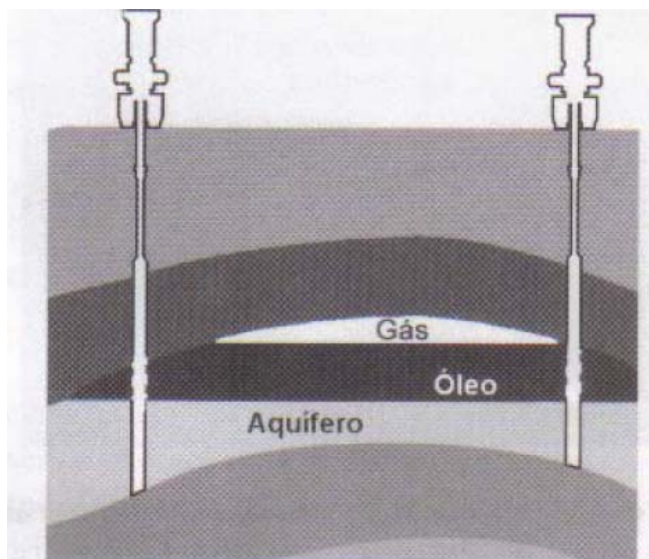


Figura 4 - Reservatório de petróleo com mecanismo combinado

Fonte: Thomas, 2001.

Na zona superior do reservatório, geralmente há uma “capa” de gás rico em metano (CH_4), conhecido como Gás Associado. Esse gás é composto também por outros

hidrocarbonetos (no estado gasoso) e por gases corrosivos, como o gás sulfídrico (H_2S) e o dióxido de carbono (CO_2).

Na zona intermediária, está o óleo propriamente dito, contendo água emulsionada e também os mesmos componentes presentes no gás associado. Na zona inferior, encontramos água livre (não misturada com óleo), com Sais Inorgânicos dissolvidos e Sedimentos.

A indústria de petróleo é a indústria mais cara do mundo (PERRY, 1984), com investimentos da ordem de bilhões de dólares. Na forma como hoje está estruturada, abrange várias áreas, dentre elas podemos citar (SOUZA, 2001):

- a) Exploração: é o ponto de partida na busca do petróleo, em que se realiza uma série de estudos preliminares na localização de jazidas. Nesta fase é necessário se analisar muito bem o solo e o subsolo, mediante conhecimento de geologia e geofísica.
- b) Perfuração: é a segunda fase da busca do petróleo. Ele ocorre em locais previamente determinados pelas pesquisas geológicas e geofísicas. Para tanto, faz inicialmente a perfuração de um poço pioneiro. Comprovada a existência de petróleo e a viabilidade econômica de se produzir naquela região, faz-se a perfuração de outros poços de petróleo, dando origem ao campo de petróleo.
- c) Produção: Revelando-se comercialmente viável, começa a fase de produção naquele campo. Nesta fase o óleo pode vir à superfície impulsionado pela pressão interna dos gases do reservatório (usa-se a árvore de natal para controlar a pressão) ou através do bombeamento por processos mecânicos (cavalo de pau). A produção pode ser realizada tanto em terra (onshore) quanto no mar (offshore).
- d) Refino: No seu estado bruto, o petróleo tem pouquíssimas aplicações, servindo quase que somente como óleo combustível. Para que o potencial energético do petróleo seja aproveitado ao máximo, ele deve ser submetido a uma série de processos, a fim de se desdobrar nos seus diversos derivados de acordo com a faixa de ebulição dos compostos.

- e) Transporte: O transporte na indústria Petrolífera é realizado por oleodutos, gasodutos, navios petroleiros e terminais marítimos. Oleodutos e gasodutos são sistemas que transportam respectivamente, o óleo e o gás, por meio de dutos subterrâneos. Navios petroleiros transportam gases, petróleo, seus derivados e produtos químicos. Terminais marítimos são instalados em zonas portuárias para a transferência de cargas de navios e vice-versa.

2.2 Água Produzida

A água subterrânea teve origem na formação geológica há milhões de anos, como consequência, a composição natural da água inclui uma variedade de compostos orgânicos e inorgânicos e é extremamente dependente da região em que a mesma se encontra. As águas subterrâneas são divididas em três grandes classes baseadas na sua história.

- Águas meteóricas: águas que fazem parte do ciclo hidrogeológico, que contempla águas superficiais e subterrâneas que se movem da superfície para o fundo, através do estado permeável. Tem alta concentração de sódio, bicarbonato e sulfato e geralmente menos que 10.000 ppm de total de sólidos dissolvidos (STD).
- Águas conatas: são águas de área de acumulação fóssil em sistemas hidráulicos fechados que não tiveram contato com a atmosfera desde a sua acumulação. Sua composição química difere da água do mar, pois ocorreram consideráveis modificações químicas e migração após o soterramento. As águas conatas também são conhecidas como águas de formação, e podem ter origem continental ou marítima, mas sua composição é alterada de forma significativa, em virtude do soterramento e caminhos de migração. Normalmente, tais águas têm baixas concentrações de bicarbonato e sulfato. A concentração de íons aumenta com a profundidade e a idade. Possui alta concentração de cloretos e cálcio e frequentemente contém mais de 100.000 ppm de STD.
- Águas juvenis são aquelas que ainda vêm do manto (interior da terra), mas são difíceis de identificar com segurança, uma vez que elas podem ser águas meteóricas recicladas (HUNT, 1995).

A água associada ao petróleo é denominada de água produzida, essa água é uma eventual mistura de todas as formas de água que participam do processo de extração e produção do petróleo. Portanto, essa mistura pode ser formada por água, existente no reservatório de óleo desde a sua formação, a qual chamamos “Água Conata” ou “Água Formação”, que pode conter alta salinidade e presença de metais pesados em percentuais variados, podendo, inclusive, estar sendo utilizada em processos de recuperação secundária, denominada de “Água de Injeção”. Essa água pode ter variada composição. Pode-se, por fim, utilizar a água doce captada em rios ou em poços executados para esta finalidade, a água do mar ou a própria “Água Produzida” e as “Águas de recarga meteórica” que se infiltram no reservatório com o passar do tempo.

2.2.1 Origem da Água Produzida

A origem básica da Água Produzida juntamente com o petróleo está relacionada às condições ambientais existentes durante a gênese deste óleo. Um ambiente geológico marinho ou lacustre, em que tenha havido intensa deposição de matéria orgânica, associada com posterior soterramento, e condições físico-químicas apropriadas tende a reunir os condicionantes necessários para o aparecimento do petróleo nas rochas matrizes. O petróleo gerado migra então para rochas permeáveis adjacentes que, trapeadas estruturalmente por rochas impermeáveis, resultam em acumulações nas rochas reservatório. Durante milhares de anos o petróleo se concentra, segregando-se da água, mas, mantendo muitas vezes, contato com os aquíferos.

Ao longo da exploração de petróleo de jazidas em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*), existe a geração concomitante do efluente aquoso, água produzida tem sido a maior corrente de resíduos da indústria do petróleo (GARCIA, 2006). Isto ocorre devido à geração de grandes volumes de água associados à produção de petróleo. A quantidade deste efluente está relacionada aos mecanismos natural ou artificial de produção e do estágio de vida do campo de produção.

No mecanismo natural, a água é encontrada naturalmente na própria formação geológica produtora, devido à existência de aquíferos subjacentes ao petróleo, devido à água conata, residente nos poros das rochas-reservatório.

No mecanismo artificial, quando o poço está depletando, a água é injetada artificialmente, para manter as condições de pressão na rocha reservatório, forçando o petróleo a migrar. Este método conhecido por recuperação secundária de petróleo (ou

recuperação convencional) é um método utilizado para o aumento do fator de recuperação de um campo, sendo, em grande parte dos casos, responsável pela viabilidade econômica do seu projeto de desenvolvimento. Segundo Oliveira (2008), esta viabilidade pode ser medida pela quantidade de água produzida associada ao óleo, alcançando valores da ordem de 5% em volume, no início da produção, ou até mesmo atingindo valores bastante próximos de 100% ao fim da vida econômica do poço.

2.2.2 Características da Água Produzida

A água produzida (AP) é comumente salina, e contém partículas de óleo em suspensão, compostos orgânicos incluindo hidrocarbonetos dissolvidos, ácidos, fenóis, sólidos suspensos (areia, lodo, argila, outros silicatos, gipsita), produtos químicos adicionados nos diversos processos de produção como desemulsificantes, anti-espumantes. Pode ainda receber fluidos descartados de outros processos, metais pesados e por vezes alguma radioatividade. A água produzida está presente em duas formas:

- 1) Livre - constitui uma fase diferente da fase óleo, não estando intimamente associada a este. Ocorre quando o diâmetro da gota favorece a coalescência. É uma mistura instável que pode ser separada por decantação.
- 2) Emulsionada - mistura íntima relativamente estável entre óleo e água decorrente do cisalhamento do óleo em bombas, válvulas, equipamentos etc.

Esta água possui uma grande quantidade de sais solúveis; carbonatos, sulfatos e cloretos de sódio, potássio, cálcio e magnésio. Esta composição favorece a corrosão, que é principalmente associada aos cloretos, e a incrustação que está associada aos sulfatos e carbonatos. Os sólidos presentes são liberados pela erosão das rochas ou são devidos a interações da água injetada com a formação. As solubilidades dos hidrocarbonetos na água aumentam com a temperatura e diminui com o aumento da salinidade (LIMA, 1996).

A composição química da água produzida da formação depende fortemente do campo gerador do óleo, pois a água esteve em contato com as formações geológicas por milhões de anos (CENPES, 2005).

Em campos marítimos, a água produzida contém os mesmos sais e metais que a água do mar, embora em razões e concentrações diferentes. Essas razões refletem a idade da

formação geológica (CENPES, 2005). A maioria dos metais encontrados na água produzida está em concentrações maiores que os encontrados em água do mar, de ambiente não contaminado. Por exemplo, os metais cádmio, cobre, níquel, chumbo e zinco podem estar presentes em concentrações mais de 1000 vezes acima das encontradas na água do mar natural (SWAN *et al.*, 1994).

2.2.2.1 Compostos Inorgânicos Dissolvidos

Na água de produção, a origem dos metais pesados pode ocorrer por três caminhos (GARCIA, 2006), ocorrem naturalmente de muitas formações geológica e são incorporados à água, embora em concentrações relativamente pequenas, devido à corrosão dos equipamentos, do óleo cru, que naturalmente contém concentrações altamente variadas dos diversos metais pesados. Os metais encontrados no óleo são alumínio, boro, cálcio, cromo, cobalto, ferro, chumbo, magnésio, manganês, vanádio, níquel, fósforo, etc. Desses elementos, o vanádio e o níquel ocorrem em maiores concentrações.

A matriz química complexa, concentrada em sais, de grande parte das águas produzidas dificulta a quantificação acurada dos metais quando presentes em níveis de traços (relatório CENPES, 2005).

Os compostos inorgânicos mais abundantes presentes na água produzida são os íons cloreto, sódio, cálcio e magnésio, amônia e sulfeto. Essas espécies podem ser derivadas em parte de atividade microbiana nas linhas de produção. O mecanismo predominante de origem do sulfeto nas águas de formação parece ser a atividade de bactérias redutoras de sulfato. Embora a presença de amônia possa ser também de origem bacteriana, a origem desta espécie nas águas produzidas pode também ser dependente das condições geológicas da formação produtora (relatório CENPES, 2005). Os constituintes inorgânicos são rapidamente assimilados pela água do mar no ponto de descarga. As concentrações dos constituintes aniônicos da água produzida e da água do mar são mostradas na Tabela 2.

Tabela 2- Concentração média de ânions em água produzida e água do mar.

Íon	Água Produzida		Água do mar
	Mundo	Mar do norte	Mundo
Bicarbonato (mg/L)	771	615	28
Cloreto (mg/L)	60,9	44,6	>35
Sulfato (mg/L)	325	814	900
Sulfeto (mg/L)	140	-	<0,002
Nitrato (mg/L)	1	1	0,67.
Fosfato (mg/L)	0	0	0,09

Fonte: Relatório CENPES, 2005. divulgado pelo GT/CONAMA.

2.2.2.2 Compostos Orgânicos

Na água produzida os constituintes orgânicos podem ser distribuídos em 3 categorias (Tabela 3): hidrocarbonetos dissolvidos em água, hidrocarbonetos dispersos (que podem estar somados aos produtos hidrofóbicos ou surfactantes utilizados no tratamento do efluente ou na separação água-óleo), e compostos orgânicos dissolvidos (não hidrocarbonetos, como é o caso dos fenóis e ácidos carboxílicos) (relatório do CENPES, 2005).

Tabela 3- Classificação dos compostos orgânicos presentes na água produzida.

Categorias	Análises
Hidrocarbonetos dispersos	TOG, HPA e alifáticos
Hidrocarbonetos dissolvidos	BTEX
Orgânicos dissolvidos	Fenóis

Fonte: Relatório CENPES, 2005 divulgado pelo GT/CONAMA.

2.2.2.3 Produtos Químicos na Água de Produção

Produtos químicos são adicionados durante o processo de exploração e produção do petróleo, para evitar uma variedade de problemas nas operações do campo provocados pela água produzida.

Os problemas mais comuns estão relacionados às emulsões, partículas em suspensão, incrustação, corrosão, crescimento microbiano, espumas e sujeiras de equipamentos. Uma variedade de produtos químicos é utilizada para evitar esses problemas (GARCIA, 2006),

tais como coagulantes, floculantes, inibidores de incrustação e corrosão, biocidas, surfactantes, quebradores de emulsão e de espuma.

2.2.2.3.1 Coagulantes e Floculantes

Coagulantes e floculantes podem ser adicionados à água produzida para aglomerar partículas finas e permitir a sua sedimentação. Os coagulantes comumente usados são as poliaminas e sais de amônio quaternários de poliaminas (GARCIA, 2006).

2.2.2.3.2 Inibidores de Incrustação

Alterações no equilíbrio químico termodinâmico dos sólidos dissolvidos na água com as condições do reservatório. Conforme a água é produzida, entretanto, sua temperatura e pressão são baixadas, alterando o equilíbrio químico. Um resultado comum da alteração é a precipitação de sais inorgânicos nos equipamentos, ou seja, incrustação. A incrustação é comumente composta de sulfatos de cálcio, estrôncio e bário, assim como carbonato de cálcio (GARCIA, 2006).

Incrustações podem ser inibidas por ésteres de fosfatos orgânicos de aminoálcoois, fosfanatos ou polímeros derivados do ácido acrílico. Esses produtos químicos absorvem sobre o núcleo do cristal e evitam o seu crescimento (RAMALHO, 2008).

2.2.2.3.3 Inibidores de corrosão

Para inibir a corrosão que é provocada por constituintes da água produzida como sais dissolvidos, oxigênio, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio, são adicionados sais inorgânicos, chamados de inibidores de corrosão que se adsorvem sobre a superfície do metal e limitam a difusão do produto corrosivo, reduzindo a taxa de corrosão a valores aceitáveis (GARCIA, 2006).

Dentre os sais inorgânicos utilizados, estão: cromato de sódio (Na_2CrO_4), fosfato de sódio (Na_3PO_4) são também efetivos na redução da corrosão por oxigênio, particularmente em ambientes com altos pHs. O hexametáfosfato de sódio ($\text{Na}_6\text{P}_6\text{O}_{18}$) é usado em tratamento de água de aquecimento e resfriamento. Já os sais de zinco de ácidos fosfônicos e molibdato de sódio (Na_2MoO_4) têm sido usados no controle da corrosão. E o Carbonato de zinco ($\text{ZnCO}_3\text{-Zn}[\text{OH}]_2$) tem sido utilizado para remover o sulfeto de hidrogênio na forma de sulfeto de zinco (ZnS).

Em sistemas de injeção de água, o oxigênio causa os maiores problemas de corrosão. Os sequestrantes de oxigênio incluem sulfito de sódio (NaSO_3), bissulfito de sódio (NaHSO_3), bissulfito de amônio (NH_4HSO_3), dióxido de enxofre (SO_2), hidrossulfito de sódio ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$) e hidrazina (N_2H_2).

2.2.2.3.4 Biocidas

Na água produzida o crescimento microbiano pode gerar sulfeto de hidrogênio pela redução de sulfatos. O ácido sulfídrico (H_2S) dissolvido torna o gás produzido altamente corrosivo. Além disso, há presença de bactérias, gerando impactos ambientais. Para minimizar esses problemas, biocidas são frequentemente adicionados à água produzida para inibir o crescimento microbiano. Raramente as bactérias são completamente eliminadas, por isso são utilizados tratamentos prolongados. Os biocidas utilizados incluem aldeídos, sais de amônio quartenário e sais de acetato e amina (GARCIA, 2006).

2.2.2.3.5 Quebradores de Emulsão e de Espuma

A água produzida consiste de uma emulsão de óleo em água. Para quebrar a emulsão adiciona-se produtos químicos para baixar as forças eletrostáticas sobre as gotas de óleo e permitir sua coaliscência em gotas maiores. Esses produtos são os surfactantes, álcoois e ácidos graxos (GARCIA, 2006).

Alguns óleos geram espumas durante a produção. Esta espuma prejudica a separação do óleo das demais frações (água e sólidos). Os quebradores de espuma incluem silicones, ésteres de poliglicóis e estearato.

2.2.2.3.6 Surfactantes

Surfactantes (tensoativos) são regularmente utilizados na lavagem de equipamentos. Esses surfactantes comumente incluem sulfonatos de alquil aril e aquilfenóis etoxilados (GARCIA, 2006).

2.3 Hidroquímica

Hidrogeologia é o ramo da *geologia* e da *hidrologia* que estuda as águas subterrâneas quanto ao seu movimento, volume, distribuição e qualidade. Conforme o tipo de rocha a água nela armazenada comporta-se de maneira diferente. Em rochas porosas a velocidade de deslocamento e capacidade de armazenamento são maiores que em rochas cristalinas. Através da hidrogeologia é possível verificar a vazão de poço, a recarga do aquífero e

outras informações necessárias ao bom aproveitamento e proteção destes depósitos subterrâneos de água. O ramo de hidrogeologia que se dedica à componente química das águas subterrâneas é a hidroquímica. Com base na mineralogia e no grau de alterabilidade dos minerais das rochas é possível prever a qualidade química natural de uma água subterrânea, a qual é definida pela importância relativa dos principais elementos químicos dissolvidos, a água apresenta-se sódica, cálcica ou magnésiana, para os cátions, cloretada, bicarbonatada ou sulfatada, para os ânions.

A caracterização hidroquímica tem por finalidade quantificar as principais propriedades e constituintes das águas subterrâneas, procurando estabelecer uma relação com o meio físico e identificar as assinaturas das águas em diferentes condições de confinamento, bem como as prováveis causas da evolução química dessas águas (HINDI, 2007). O estudo do equilíbrio termodinâmico entre os minerais e a água, bem como a classificação da água quanto ao seu conteúdo iônico, dependem de análises físico-químicas que representem fielmente a composição da água no seu estado natural, dissolvidas na água na forma de íons simples ou complexos (HINDI, 1999).

Na água subterrânea a maioria das substâncias dissolvidas encontra-se em estado iônico. A sílica ocorre sob a forma de partículas coloidais (SiO_4^{4-}). Os íons mais frequentes observados no grupo dos cátions são o sódio (Na^+), o potássio (K^+), o cálcio (Ca^{2+}) e o magnésio (Mg^{2+}). No grupo dos ânions, os cloretos (Cl^-), os sulfatos (SO_4^{2-}) os carbonatos (CO_3^{2-}) e os bicarbonatos (HCO_3^-).

A interação geoquímica entre água percolante e as rochas que compõem o aquífero, ao longo da zona de recarga e a zona de descarga são fatores determinantes para definição de suas características químicas. Assim, quanto mais tempo a água permanecer em contato com materiais solúveis que constituem o aquífero, maior será o seu conteúdo de sólidos totais dissolvidos. A tipologia da água também pode ser afetada por misturas de águas de diferentes aquíferos.

A água da chuva influi na composição química da água subterrânea, principalmente em sistemas livres. A composição da chuva varia rapidamente das áreas costeiras para os continentes. Em que os elementos de origem marinha (Na^+ , Cl^- , Mg^{2+}) são substituídos sucessivamente por elementos de origem continental (K^+ , SO_4^{2-} , Ca^{2+} , NH_4^+).

No sertão semi-árido, do nordeste brasileiro, as águas em geral apresentam elevados teores de salinização, sobretudo de cloretos (STEIN, 2003). A qualidade das águas subterrâneas está diretamente ligada à composição das rochas que compõem o sistema

aquífero. Enquanto a água percola se enriquece em sais minerais retirados dos solos e rochas pelo processo de lixiviação.

Em águas subterrâneas essas reações são favorecidas pelas baixas velocidades de circulação das águas, maiores pressões e facilidade de dissolver CO_2 ao percolar no solo não saturado. Sem considerar os aspectos climáticos, as rochas ígneas, apesar de sua composição variada, liberam para a água íons como Ca^{2+} , Na^+ , Mg^{2+} e K^+ .

Apresentando-se relativamente diluídas, as rochas de granulação fina, entretanto, resultam em águas mais concentradas. Águas relacionadas a gnaisses tendem a apresentar um teor de elementos químicos semelhantes aos das rochas ígneas. As águas de calcários apresentam teores consideráveis de Ca^{2+} , Mg^{2+} e HCO_3^- resultantes da dissolução dos carbonatos de cálcio e magnésio. Águas drenando calcários, portanto, tendem a ser mais concentradas que as águas contidas em rochas ígneas, devido a sua maior facilidade ao intemperismo e dissolução. No caso de arenitos, a água em contato com essas rochas assume composição similar à do material que compõe sua cimentação, visto que seus sedimentos granulares apresentam-se insolúveis. Dessa forma, quando ocorrem carbonatos cimentando os grãos de quartzo ou em áreas de clima seco, os teores de SO_4^{2-} , Cl^- , Na^+ , Mg^{2+} e STD podem ser até superiores aos calcários. No caso de águas drenando arenitos essencialmente quartzosos, estas tendem a apresentar valores baixos de pH e baixos teores de STD.

A água pura a 25 °C apresenta pH de valores aproximados à 7,0. Valores acima de 8,5 para o pH da água sugerem que possa haver incrustação de carbonatos, enquanto que valores inferiores a 6,5 são propícios a processos de corrosão de materiais como concreto. O pH indica o estado de equilíbrio das reações aquosas, sendo que grande parte da sua estabilização em águas naturais é controlada pela reação de dissolução do CO_2 (HEM, 1985 apud MANASSÉS, 2009).

Os sólidos totais dissolvidos são a soma dos teores de todos os constituintes minerais presentes na água e representam a concentração de todo material dissolvido na água, volátil ou não. Esses teores possuem relação direta com a composição mineralógica da rocha-reservatório e com o tempo de percolação/residência das águas subterrâneas no interior do sistema. Em concentrações elevadas confere sabor desagradável à água quando ingerida.

A condutividade elétrica é a capacidade de uma substância de conduzir corrente elétrica. A água quimicamente pura tem uma condutividade muito baixa da ordem de 0,045 $\mu\text{S}/\text{cm}$ a 18°C (DAVIS e DE WIEST, 1966 apud MANASSÉS, 2009). No estado natural, a

água apresenta condutividade elétrica diretamente proporcional à quantidade de íons dissolvidos (STD). Basta, porém, uma pequeníssima quantidade de material dissolvido para torná-la condutora, com componentes dissociados sob a forma de cátions e ânions. Quanto mais íons presentes, maior será a condutividade elétrica da água. Este parâmetro está diretamente ligado à concentração iônica, carga elétrica, estado de dissociação e da mobilidade dos íons. A maioria das águas em contato com os basaltos tem uma tendência a precipitar sílica seja como quartzo, calcedônia ou outro silicato, porém a reação é mais lenta do que a intemperização da rocha primária. Estes aspectos levam a teores de sílica superiores aquele do equilíbrio com a forma mais cristalizada menos solúvel da sílica que é o quartzo (BITTENCOURT *et al.*, 2003). A solubilidade da sílica é diretamente proporcional à temperatura, todavia em temperaturas em torno de 20°C, por fatores cinéticos propiciam teores de sílica superiores ao equilíbrio com o quartzo.

2.3.1 Constituintes Iônicos

2.3.1.1 Cálcio (Ca^{2+})

O cálcio é um constituinte básico do calcário, cal, gesso e cimento. Ele é largamente dissolvido na água subterrânea, a partir do calcário ou de silicatos cálcicos existentes na superfície da terra, sendo o cátion predominante em muitas águas subterrâneas, podendo ser precipitado facilmente e afetado por processos de troca iônica (ou base), pois normalmente se encontra em estado de saturação. Pode atingir facilmente concentrações acima de 200 mg/ L, além de ser o principal constituinte da dureza. A Tabela 4 mostra os valores de solubilidade dos sais mais frequentes encontrados dissolvidos na água indicando a facilidade de precipitação do carbonato de cálcio.

Tabela 4- Solubilidade de Compostos Dissolvidos na Água em g/L.

COMPOSTO	SOLUBILIDADE
NaCl	361
CaCl ₂	746
MgCl ₂	546
KCl	262
Na ₂ SO ₄	193
CaSO ₄	2,016
MgSO ₄	355
NaHCO ₃	255
CaCO ₃	0,0153

Fonte: Lima, 1996

O cálcio está presente em muitos minerais formadores de rochas ígneas, metamórficas e sedimentares, podendo ocorrer também como cimento carbonático em rochas sedimentares. A água em contato com essas rochas faz com que haja liberação de cálcio que é solubilizado e lixiviado. O cálcio pode ser derivado das águas da chuva ou da dissolução de plagioclásios e minerais secundários do basalto como a calcita, ou aragonita. A presença de calcita é fundamental no controle dos teores de cálcio sendo que as zeólitas, também, minerais secundários dos basaltos, podem concorrer com a calcita no controle dos teores de cálcio. Este íon está frequentemente em estado de saturação sendo que sua estabilidade em solução depende do equilíbrio $\text{CO}_2 - \text{HCO}_3^- - \text{CO}_3^{2-}$ e pode precipitar-se com facilidade sendo muito afetado pela troca iônica (CUSTÓDIO; LLAMAS, 1983).

2.3.1.2 Magnésio (Mg^{2+})

O magnésio é encontrado em dolomito e calcário dolomito e é, em natureza, semelhante ao cálcio, porém com uma solubilidade maior (Tabela 4). As águas naturais obtêm os seus conteúdos de magnésio principalmente a partir do dolomito ou do calcário dolomítico. O magnésio é um constituinte comum na incrustação e o seu conteúdo não deve exceder a 150 mg/L, na água potável. As concentrações mais elevadas podem ser indício de mistura com a água do mar ou poluição industrial além de produzir incrustações, um gosto salobro e efeitos fisiológicos adversos para o sistema humano. É essencial ao crescimento das plantas, por que é um importante constituinte da clorofila. Sua presença, em um suprimento de água para irrigação, tende a reduzir os perigos de um alto teor de sódio.

2.3.1.3 Sódio (Na^+)

O sódio ocorre em quantidades variáveis, comumente na forma de cloreto ou de bicarbonato de sódio, em todas as águas naturais e é altamente concentrado nos oceanos. Sua procedência, assim como a ocorrência, é muito variável, é muito solúvel (Tabela 4) e raramente chega a saturar. Em concentrações acima de 100 mg/L, pode contribuir para que ocorra corrosão.

O sódio é o íon metálico mais abundante na água do mar, com uma concentração média de 10.000 ppm. Apresenta ampla distribuição de fonte mineral, a baixa estabilidade química dos minerais que o contém, solubilidade elevada e difícil precipitação da maioria dos seus compostos químicos em solução. Quase todos os compostos contendo estes íons são solúveis; em consequência, o sódio lixiviado das rochas ou do solo permanece em solução. Portanto, os compostos de sódio não precipitam para formar materiais incrustantes que podem obstruir poços. A água subterrânea com elevado teor de sódio é normalmente alcalina, podendo ter pH igual a 9 ou acima disto. Ocorre juntamente com cloretos nas águas subterrâneas e seus minerais em rochas ígneas são essencialmente feldspatos plagioclásios, anfibólios e piroxênios. Segundo SILVA (1983), os feldspatos constituem a principal fonte de sódio.

2.3.1.4 Potássio (K^+)

O potássio ocorre em pequenas quantidades ou está ausente nas águas subterrâneas, devido a sua participação intensa em processos de troca iônica, além da facilidade de ser adsorvido pelos minerais de argila e bastante utilizado pelos vegetais. Os valores de potássio na água subterrânea são inferiores a 10 mg.L^{-1} , e comumente entre 1 a 5 mg.L^{-1} . A concentração de potássio é raramente maior do que poucos décimos de meq/L, nas águas naturais, pois durante o seu processo de formação, geralmente é fixado definitivamente pelas argilas, e raramente tem efeito na fisiologia humana. Ele é altamente essencial ao crescimento das plantas e é comumente adicionado à terra como fertilizante. Assemelha-se ao cálcio ou ao magnésio em seus efeitos sobre as propriedades do solo. Por sua similaridade química, o sódio e o potássio são quase sempre, apresentados e considerados juntos.

2.3.1.5 Ferro (Fe^{2+} ; Fe^{3+})

O ferro é um dos elementos mais abundantes da crosta terrestre, Uma pequena parte, de origem meteorítica ocorre no estado livre, mas a maior parte aparece combinada com oxigênio, silício ou enxofre. Quase todas as rochas e solos contêm ao menos traços de ferro (GUIMARÃES, 2007).

O ferro, assim como o manganês, tem um importante papel na água subterrânea em que, sua presença ou ausência, depende do seu estado de oxidação e do pH. Geralmente é oriundo de ataques de sulfeto, óxidos de ferro e principalmente dos silicatos ricos em ferro. Usualmente ocorre como bicarbonato de ferro [$\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$] e cloreto de ferro [FeCl_2] ou, em porções moderadas, sob a forma de sulfato de ferro [FeSO_4] (MENEZES, 1992), quando então, é responsável pela formação de água ácida de natureza muito corrosiva. Na forma iônica, ocorre principalmente como íon ferroso (Fe^{2+}) e secundariamente como íon férrico (Fe^{3+}); para a medida de concentração de ferro na água, este último é reduzido ao íon ferroso determinando-se, assim todo o ferro dissolvido, denominado de ferro total. De um modo geral pode-se afirmar que, águas que contêm menos do que 0,2 mg/L de ferro não produzirão efeitos danosos na maioria dos fins a que se destinam; águas que contêm de 0,2 a 0,5 mg/L de ferro, são de natureza duvidosa; e águas que contêm mais do que 0,5 mg/L de ferro, certamente causarão problemas.

2.3.1.6 Cloreto (Cl^-)

O íon Cloreto ocorre em todas as águas naturais, em quantidades variáveis, sendo o principal ânion existente no oceano e em algumas fontes de minerais.

Os cloretos são abundantes na água do mar com concentrações de até 19.000 ppm. A água da chuva contém menos de 1,0 ppm de cloreto. Na água subterrânea das regiões úmidas o teor é baixo, comumente inferior a 5 ppm, a menos que o aquífero tenha sofrido intrusão de água do mar. Em águas doces os valores variam entre 10 a 250 mg.L^{-1} . Em geral, este íon, está associado ao sódio que é muito solúvel e muito estável em solução. O cloreto não sofre oxidação e nem redução em águas naturais. O íon cloreto é bastante solúvel, não chegando a saturar normalmente, provindo de terrenos de origem marinha, rochas evaporíticas e mistura com água marinha. Este íon, também, tem sido considerado um bom indicador de poluição para aterros sanitários e lixões que costumam ter altas quantidades de cloretos.

Um registro contínuo do teor de cloretos das amostras de água dos poços fornece informação da ocorrência ou não deste tipo de contaminação no aquífero (FEITOSA e MANOEL FILHO, 2000). O cloreto pode ter origem por meio da precipitação meteórica ou dissolução de micas como sericita ou biotita presentes em pequenas quantidades. O cloreto praticamente não é afetado pelos processos de troca iônica ou outro tipo de ação modificadora. É mais comumente encontrado, nas águas naturais, associado ao sódio. Outros tipos encontrados são os cloretos de cálcio, magnésio e ferro, que aumentam a dureza de não carbonato ou permanente e podem aumentar a ação corrosiva da água.

2.3.1.7 Sulfato (SO_4^{2-})

O sulfato é comumente encontrado em águas com características de solúveis a muitos solúveis, exceto o sulfato de estrôncio (SrSO_4). Este íon pode ser derivado da gipsita, ou da pirita. Procedente, principalmente, da dissolução de gesso, anidrita e oxidação de sulfetos nas rochas, sendo afetado pela redução devido a atividades bacterianas, e podendo se precipitar sob a forma de sulfato de cálcio (CaSO_4) e mais raramente sulfato de bário (BaSO_4).

Os teores podem aumentar a concentração a partir da água das chuvas e por dissolução de sulfetos que podem ocorrer em pequenas quantidades nos basaltos. As águas subterrâneas apresentam teores de sulfato na ordem de até 100 mg.L^{-1} , principalmente sob a forma de SO_4^{2-} e HSO_4^- . Em águas muito ácidas, com pH menor que 2 ocorre predomínio de HSO_4^- devido a dissociação de ácido sulfúrico.

2.3.1.8 Fluoreto (F^-)

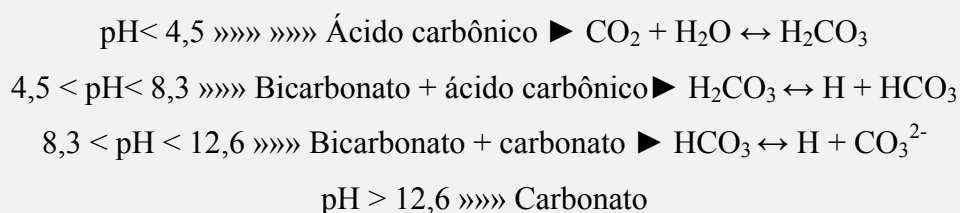
Os fluoretos são frequentemente encontrados em pequenas concentrações nas águas subterrâneas. A principal fonte de fluoretos em rochas ígneas é a fluorita. Ocorre com concentrações entre $0,1$ e $1,5 \text{ mg.L}^{-1}$ nas águas naturais, podendo atingir às vezes 10 mg.L^{-1} e raramente 50 mg.L^{-1} em águas muito sódicas, com pouco cálcio. Em regiões áridas, os fluoretos podem aparecer em quantidades elevadas, mas a presença do cálcio limita a concentração do flúor. Doses excessivas de fluoreto são prejudiciais ao homem e muito tóxico aos vegetais. TIRUMALESH *et al.* (2007), afirmam que a solubilidade do flúor na presença excessiva de sódio e bicarbonatos do flúor é alta. De acordo com SALVE *et al*

(2008), a relação entre o pH e flúor, indica que a alta natureza alcalina da água promove a lixiviação de flúor e, portanto, afeta a concentração de flúor nas águas subterrâneas.

2.3.1.9 Carbonato (CO_3^{2-}) e Bicarbonato (HCO_3^-)

As quantidades relativas dos íons de carbonato em uma água dependem do pH e do conteúdo de gás carbônico, sendo muito solúveis e de difícil precipitação. Suas origens estão na dissolução do CO_2 atmosférico ou do solo, de calcário e dolomitos ou hidrólise de silicatos.

Os íons carbonato e bicarbonato ocorrem naturalmente dissolvidos nas águas. A forma de ocorrência destes íons está diretamente relacionada ao pH do meio. Segundo CUSTODIO e LIAMAS (1983), a relação ocorre da seguinte forma:



O íon bicarbonato não se reduz, nem se oxida em águas naturais, porém pode precipitar com muita facilidade como bicarbonato de cálcio. Sua concentração varia entre 50 e 350 mg.L^{-1} em águas doces, podendo chegar a 800 mg.L^{-1} ; já a água do mar possui teores na ordem de 100 mg.L^{-1} .

A dissociação de ácido carbônico no processo de carbonatação impõe um caráter ácido à água favorecendo a dissolução de minerais formadores de rocha. Assim, é produzida uma carga residual que resulta na formação de minerais de argila e uma carga solúvel que contribui no enriquecimento das águas em cálcio, magnésio, ferro, sílica, bicarbonato.

2.3.1.10 Nitrato (NO_3^-)

Os íons de nitrato, apesar de serem constituintes comuns, raramente ocorrem em grandes quantidades, em águas naturais não poluídas, representando o estágio final da oxidação de materiais orgânicos e, se estiver presente em quantidades excessivas, indicará contaminação.

O nitrato (NO_3^-) normalmente ocorre em baixas concentrações em águas naturais. Este íon é um macronutriente para os vegetais por ser uma espécie iônica elemento contendo nitrogênio, essencial para todas as formas de vida. Altas concentrações de nitratos na água de poço podem resultar da penetração direta da água da superfície ou da infiltração de água poluída no aquífero através do solo. Sua variação nas águas é grande. Em muitas águas subterrâneas é improvável haver relação com as formações geológicas. Águas naturais podem conter quantidades de nitrato sem causar problemas graves à saúde, todavia teores superiores a 5 mg.L^{-1} representam um indicativo de possíveis contaminações por fertilizantes ou dejetos animais.

2.3.2 Perfis Hidroquímicos

Os perfis hidroquímicos podem representar as características químicas ao longo da variação da profundidade (condutividade elétrica e resistividade, por exemplo), através de informações coletadas de um ou mais poços, ou fixam uma profundidade e observam-se as variações horizontais, em diversos poços, ao longo da extensão de um aquífero. Os perfis dos poços são interessantes porque permitem ressaltar as estratificações nas águas subterrâneas (compartimentações hidrogeológicas).

2.3.3 Gráficos Hidroquímicos

Existem gráficos que podem expressar análises individuais (gráficos de barras, circulares, coordenadas radiais ou ortogonais como de Stiff, entre outros). Todavia, em hidroquímica é comum a realização de um número muito grande de análises, dificultando o uso de diagramas individuais que ocupam muito espaço e também a própria interpretação das comparações. Portanto, alguns diagramas (Piper, Schoeller-Berkaloff, entre outros) são muito úteis se uma rápida comparação qualitativa de muitas análises é desejada, ou seja, permite uma visualização de diferentes fácies hidroquímica. Os individuais tornam-se bastante interessante quando plotados em mapas, se o objetivo é observar a variação espacial da qualidade da água. Assim, quando o número de resultados das análises for grande, é aconselhável o tratamento por sistema computadorizado. Existem vários programas para o processamento dos dados hidroquímicos, permitindo uma avaliação temporal e espacial de um conjunto de dados, enquanto que outros estimam a fonte química, a partir de uma abordagem mais complexa que envolve o balanço de massa dos

minerais ou fases individuais e o estado de redox da água, que são determinações baseadas em estudos termodinâmicos de equilíbrio químico.

2.3.3.1 Gráfico de Barra

A altura das colunas (Figura 5) representa a concentração ou porcentagem (%) dos íons em meq/L (epm).

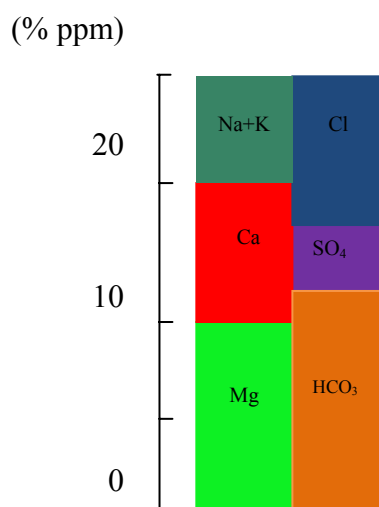


Figura 5 - Gráfico Hidroquímico de Barra

2.3.3.2 Diagrama de Stiff

Todas as concentrações iônicas em meq/L(epm) são representadas sobre linhas paralelas horizontais (Figura 6). Ligando todos os pontos respectivos, obtém-se uma figura geométrica característica para a água analisada.

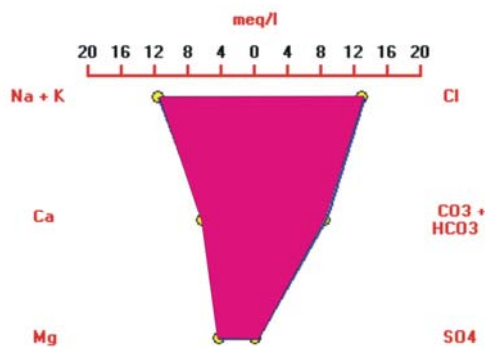


Figura 6 - Diagrama de Stiff

2.3.3.3 Diagrama Circular

Os arcos dos círculos são proporcionais à percentagem de cada parâmetro em meq/L (Figura 7) e o raio é proporcional ao total de meq/L.

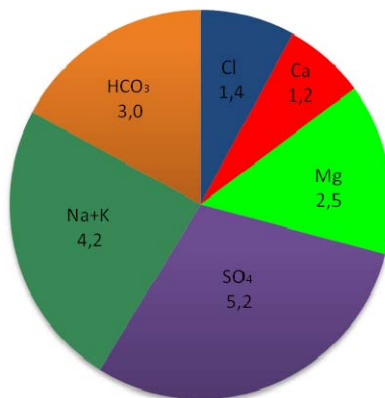


Figura 7 - Diagrama Circular

2.3.3.4 Diagrama Semi-Logarítmico de Schoeller

As concentrações em meq/L de uma amostra de água são plotadas num papel semi-logarítmico (Figura 8). Esta forma de apresentar os dados hidroquímicos é bastante flexível e permite aumentar ou reduzir o número de elementos representados, de acordo com a necessidade e os objetivos da interpretação. O diagrama pode ser combinado com uma classificação para uso humano (Schoeller-Berkaloff, por exemplo) ou fins agrícolas. E atualmente o diagrama mais usado, junto com as diversas adaptações e modificações desenvolvidas nos últimos anos.

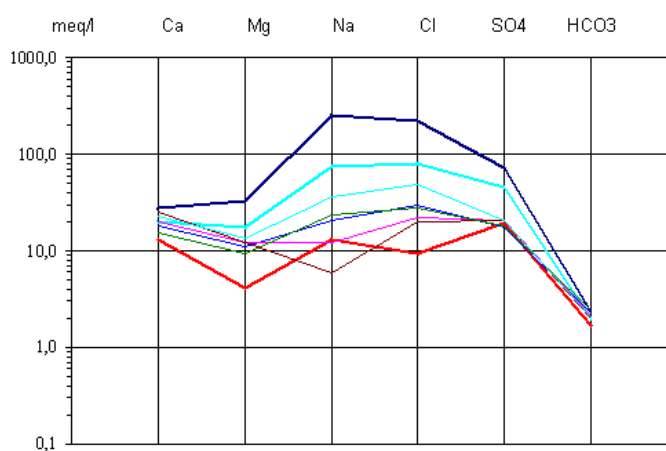


Figura 8 - Diagrama Semi-Logarítmico de Schoeller

3.3.3.5 Diagrama de Piper

O diagrama de Piper é utilizado quando o número de análises químicas da água é elevado. Serve para classificar e comparar distintos tipos de águas quanto aos íons dominantes: Cl^- (cloretada), Na^+ (sódica), HCO_3^- (bicarbonatada), Mg^{2+} (magnésiana) etc.

Para plotar o diagrama, transforma-se os valores de cada íon expressos em meq/L, em percentagem do total de ânions e do total de cátions separadamente.

Neste tipo (Figura 9) de diagrama os valores dos ânions e cátions são representados em dois triângulos separados, existindo ainda um campo central romboidal, onde se representam outros pontos, obtidos a partir da projecção dos pontos obtidos nos dois triângulos para o campo central romboidal.

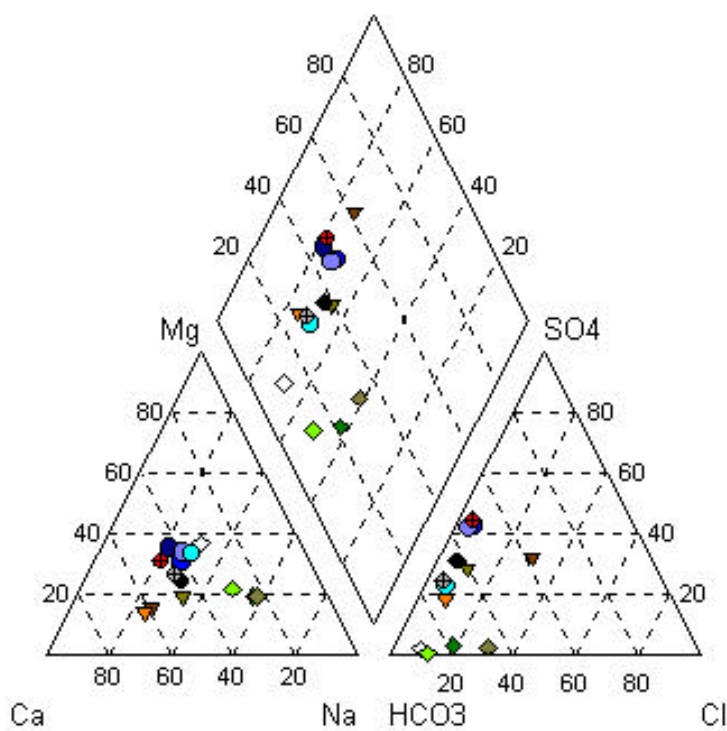


Figura 9 - Diagrama de Piper

3.3.3.6 Diagramas de Composição

Pares de parâmetros medidos podem ser plotados em diagramas X-Y (Figura 10), buscando algum tipo de correlação (positiva, negativa ou nenhuma). Entre diversas possibilidades, pode-se relacionar os elementos maiores com STD, Temperatura com STD, Cl com Mg, Na ou Temperatura. Cada tipo de correlação pode ter a sua vantagem e diversos padrões são possíveis: um cacho (um tipo de água), dois cachos (dois tipos de

água), linhas (misturas em várias proporções de dois tipos de águas), distribuição triangular (mistura de três tipos de águas em variadas proporções), distribuição aleatória, etc.

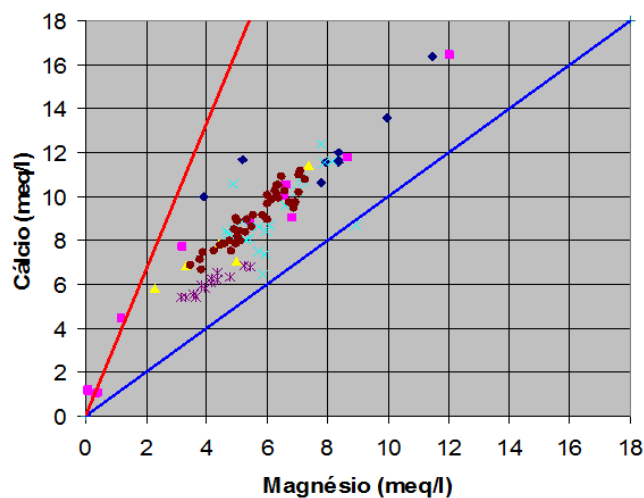


Figura 10 - Diagrama de Composição

2.3.4 Mapas Hidroquímicos

O mapeamento de resultados analíticos é geralmente usado para apresentar dados hidroquímicos em sua distribuição geográfica, ou seja, variações espaciais das características químicas de aquíferos contínuos. As apresentações mais comuns são:

- Isolinhas (isoteores) de certas concentrações iônicas importantes, resíduo seco, pH, dureza, condutividade elétrica, sólidos totais dissolvidos, etc.
- Isolinhas (isoteores) de certas relações iônicas características:

$$[\text{Na}^+] / [\text{Cl}^-];$$

$$[\text{Ca}^{2+}] / [\text{Mg}^{2+}];$$

$$[\text{HCO}_3^-] / [\text{SO}_4^{2-}] - [\text{Cl}^-];$$
- Outros mapas hidroquímicos consistem em representar sobre um mapa geológico ou topográfico, gráficos (Stiff, barra, circular, por exemplo), símbolos ou figuras que representem a composição química da água.

3.3.5 Razões Iônicas

O estudo de razões iônicas é muito importante para a classificação e interpretação hidrogeoquímica das águas subterrâneas. As relações entre os íons dissolvidos em uma água podem guardar certa relação com o terreno a qual procede à água, indicar a ação de fenômenos modificadores, ou uma característica específica da água considerada. Podem-se

estabelecer muitos tipos de relações cuja utilidade é função do problema a estudar. É frequente designar estas relações com o nome de índices, em que todos os valores são expressos em meq/l, tal como indica o símbolo **r**, ver (Tabela 5).

Tabela 5 - Principais razões iônicas e seus significados.

Razão Iônica	Variações Teóricas	Significado
rMg^{+2}/rCa^{+2}	0,25-0,33	- água de circulação em rocha de composição granítica
	0,33-1,5	- águas continentais
	>0,9	- contato com água do mar ou fluxo através de rocha básica; possível influência de terrenos dolomíticos
	>1	- relações com litotipos ricos em silicatos Magnesianos
	±5	- água do mar
rCa^{+2}/rMg^{+2}	>1	- Indicação de Intrusão Marinha
$Ca/(HCO_3 + SO_4)$		
rK^{+}/rNa^{+}	0,02-0,025	- água do mar
	0,09-0,6	- água de circulação em rocha com composição Granítica
	0,004-0,28	- “água doce”
rNa^{+}/rCl^{-}	< 0,0876	- água do mar
	< 0,7	- substituição de Na^{+} por Ca^{+2} e Mg^{+2}
	>0,7	- precipitação de sais de Na^{+} - fluxo através de rochas cristalinas ou vulcânicas
$rCl/rHCO_3$	0,5	- fluxo normal para rochas cristalinas
	0,1-0,5	- águas continentais
	20-50	- água do mar

Fonte: Hem, 1985

2.4- Bacia Potiguar: Localização e Histórico do Petróleo

Situada no extremo nordeste do Brasil a bacia Potiguar, limita-se, a leste, pelo Alto de Touros (mar) e plataforma de Touros (terra) com a Bacia de Pernambuco-Paraíba; a noroeste, pelo Alto de Fortaleza (mar) e plataforma Aracati (terra) com a Bacia do Ceará; a sul, com embasamento cristalino; e, a norte, com o oceano atlântico, ocorrendo até a cota batimétrica de 200m.

Esta abrange uma área estimada em aproximadamente 94.043Km²(MATOS, 1999) englobando o norte do Estado do Rio Grande do Norte e uma porção do Estado do Ceará. Deste total, cerca de 40% emersos e 60% na plataforma e talude continentais. É a mais oriental das bacias da margem equatorial (Figura 11). “Esta bacia, assim como as demais bacias sedimentares da margem leste brasileira, foi desenvolvida a partir da ruptura das placas Africana e Sul-Americana” (OJEDA; FUGITA, 1976 apud MANSO, 2006, p.255). Com a abertura do Atlântico Sul, o mar transgressivo cobriu os depósitos da fase evaporítica protomarinha, desenvolvendo-se um mar moderadamente quente, hipersalino e epicontinental-marginal, representado por uma extensa plataforma carbonática, em que houve deposição sucessiva de carbonatos (KOUTSOUKOS *et al.*, 1993).

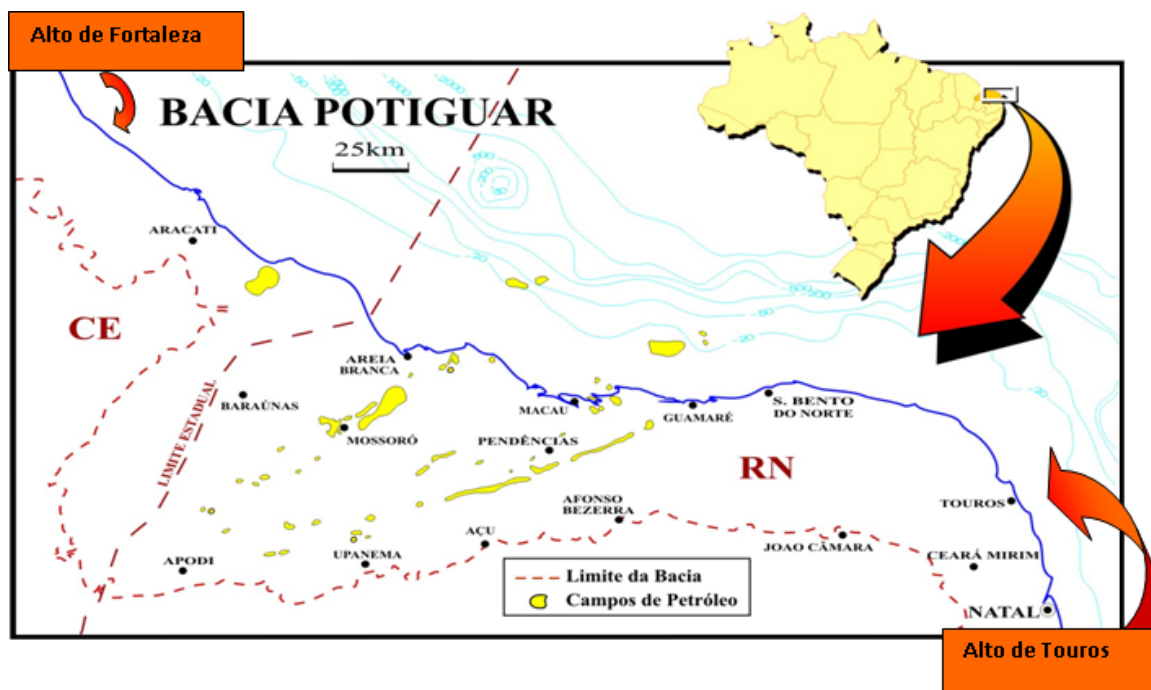


Figura 11 - Mapa da Localização da Bacia Potiguar. Fonte: Adaptado de Teixeira, 1991

A história do petróleo no Brasil começou no Rio Grande do Norte, foi no Estado que foram feitos os primeiros registros de ocorrências de indícios do chamado “ouro negro” em

território brasileiro. A descoberta foi feita ainda no final do século XIX pelo padre Florêncio Gomes, no município de Apodi.

Em Extrato de Ata da Câmara de Vereadores do Apodi, datada de agosto de 1852 encontra-se indicação frisando que: “[...] em um dos recantos da lagoa desta vila, que está mais em contato com as substâncias minerais da serra tem-se coalhado, em alguns anos, uma substância betuminosa, inflamável e de boa luz semelhante à cera em quantidade tal que se pode carregar carros dessa substância betuminosa inflamável”. A referida ata de 1852 poderia perfeitamente tratar-se de exsudações de óleo, fato não de todo desconhecido na Chapada do Apodi, Já que os bancos fossilíferos com o odor de “querosene” era há muito conhecido na região.

Em outra correspondência remetida da Vila do Apodi, datada de agosto de 1853, destinada ao Sr. Antônio Francisco Pereira de Carvalho, Presidente da província do Rio Grande, enfatizando aspectos do quadro natural da região.

Aos vinte e dois dias do mês de fevereiro do ano de 1854, Padre Florêncio Gomes de Oliveira emite da Vila do Apodi correspondência a Brunet, naturalista francês, na qual informava-lhe sobre prováveis ocorrências dos minerais na região oeste potiguar. Era a tentativa, em vão, do mossoroense de Monte Alegre de trazer Brunet para estudar as potencialidades minerais potiguares.

Edições antigas do jornal O Mossoroense, exemplar datado de nove de fevereiro de 1908 redigi que o farmacêutico Jerônimo Rosado havia constatado a existência de elaterita no açude de Caraúbas (RN), sugerindo a utilização desse combustível fóssil para iluminar a cidade. A elaterita é um betume elástico, enquanto fresco, endurecendo quando exposto aos fatores exógenos.

O geólogo norte-americano John Casper Branner escreve – em fevereiro de 1922 – o estudo “Oil Possibilities in Brazil” (Possibilidades de Petróleo no Brasil), no qual aponta a possibilidade de existência de petróleo em Mossoró. “Parece inteiramente possível que esta zona contém petróleo onde ela se alarga para o interior, como na Bahia, até 300 milhas, e Mossoró, no estado do Rio Grande do Norte, e Maranhão [...]” (ROSADO, 2000). Em 1929, o brasileiro, Luciano Jacques de Moraes reafirmou a suspeita ao escrever um artigo intitulado “Possível ocorrência de petróleo no Rio Grande do Norte”, no qual apontou a necessidade da realização de estudos mais minuciosos no território potiguar. “O terreno cretáceo do RN é particularmente interessante para a possibilidade da ocorrência de

petróleo, por ser marinho, fossilífero e apresentar-se cortado por eruptivas” (ROSADO, 2000).

Quem deu prosseguimento às pesquisas de Florêncio, após a sua morte, foi o historiador Raimundo Soares de Brito que em 1932 aponta indícios de petróleo no fundo do açude de Caraúbas.

Apenas no ano de 1943 as pesquisas sobre petróleo em território potiguar são iniciadas. O visionário, pesquisador Jerônimo Vingt-Un Rosado Maia, por sua vez, encampou uma luta incessante para provar que o solo potiguar era rico em petróleo. Em 1945 houve a convicção de que no RN havia petróleo, mas foi o médico Paulo Fernandes quem primeiro solicitou pesquisas do petróleo para o Estado, mas precisamente para Apodi. Em 1947, no trabalho “Abastecimento de água e pesquisa de petróleo na região Nordeste” (ROSADO, 2000), ele descreveu “o aparecimento de gases em cacimbas abertas em pontos diferentes do chapadão do Apodi, havendo até uma delas, no Riacho da Mata, em que se observavam manchas características de óleo sobre a água”.

Desde o primeiro escrito até a confirmação da existência de petróleo em terras potiguares se passaram várias décadas. Foi necessário que vários pesquisadores e pessoas influentes insistissem que a Bacia potiguar era fértil para a produção do óleo.

Em 1956, a Petrobras resolveu fazer a primeira sondagem no Rio Grande do Norte, na região de Gangorra, município de Grossos e em Macau, que não surtiu bons resultados. Na sondagem foi verificada a existência de óleo, mas segundo escreveu o presidente da Petrobras, Janary Gentil Nunes, em carta ao então presidente da República Juscelino Kubitschek “na sondagem pioneira de Gangorra, à profundidade compreendida entre 435 e 510 metros, foi constatada, uma formação arenítica com fraca impregnação de óleo.

O Rio Grande do Norte só voltou a despertar interesse da Petrobras em 1965, quando foi enviada uma equipe de geólogos para estudar a Bacia Potiguar. No mesmo ano, Vingt-Un Rosado, que teve forte participação na história da produção do petróleo no Estado, profetizou no trabalho que tem como título *Um Dia as Torres Voltarão ao Sagrado Chão de Mossoró*. “Um dia as torres (as sondas) voltarão ao sagrado chão de Mossoró e dirão muito alto que John Casper Branner, o sábio de Standford, e Luciano Jacques de Moraes, o grande geólogo Patrício, estavam certos, absolutamente certos, quando há 43 e 39 anos, respectivamente, falaram do petróleo mossoroense” (ROSADO, 2004b).

No ano seguinte, a Petrobras divulgou esclarecimento afirmando que apesar do fraco resultado obtido, a Bacia Potiguar, tinha condições de gerar petróleo e que independente

dos resultados obtidos na análise de óleo do poço, continuaria estudando a região. Apesar do grande potencial terrestre do estado, as atividades petrolíferas do Rio Grande do Norte tiveram início no campo marítimo de Ubarana, em Guamaré, em 1976, três anos após ser descoberto. O campo de Ubarana já produzia um volume de doze mil e seiscentos barris por dia, quando foi feita a primeira descoberta de fato de petróleo em solo potiguar, aliás, totalmente por acaso.

O início da exploração de petróleo na Bacia Potiguar em terra ocorreu no ano de 1979, um dia antes da inauguração do hotel Thermas, em Mossoró, foram abertas as torneiras para encher as dez piscinas no hotel. No outro dia, as piscinas estavam cheias de óleo. No dia 27 de dezembro do mesmo ano, à noite, o poço MO-14 começou a produzir petróleo, marcando assim o início da exploração terrestre de óleo na Bacia Potiguar.

No início da década de 80 entra em operação o campo de Alto do Rodrigues e o Pólo de Guamaré também inicia suas atividades. Em 30 de junho de 1980, a noroeste da Bacia Potiguar, no Estado do Ceará, o campo (*onshore*) de Fazenda Belém começou a produzir. Atualmente, além desse campo existe também, produzindo o campo de Icapui.

Em 1985 a produção da Bacia chega aos 59 mil barris diários, extraídos de 34 campos. No primeiro dia do ano 1986, o “gigante” campo de Canto do Amaro começa a produzir. Atualmente, a Bacia Potiguar tem cinquenta campos produtores no Rio Grande do Norte, seis no Ceará e trinta e quatro plataformas marítimas, sendo considerada a segunda maior produtora de óleo do Brasil, na qual a maior parte da sua produção encontra-se em terra (Fonte ANP)¹.

2.5 Formação Açu: Evolução Geológica e Área de Estudo

A Formação Açu é uma unidade litoestratigráfica da Bacia Potiguar, que está situada no extremo nordeste do Brasil. A Formação Açu, foi definida por Kreidler e Andery em 1949, e formalizada por Sampaio e Schaller em 1968, para designar os arenitos finos a grossos, intercalados com folhelhos, argilitos e siltitos, os quais sobrepõem-se discordantemente a Formação Alagamar e interdigitam-se lateralmente com as rochas das Formações Ponta do Mel e Quebradas, estando sotopostos concordantemente com as rochas carbonáticas da Formação Jandaíra.(PÉREZ,2003).

¹ AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS.

A Formação Açu é representada por uma sucessão de rochas siliciclásticas variando desde conglomerados a argilitos, constituindo a porção continental da Sequência Transgressiva Albo-Cenomaniana (BERTANI *et al.*, 1991).

A sedimentação da Formação Açu ocorreu no Cretáceo do Albiano ao Cenomaniano. Os sistemas deposicionais interpretados para as rochas que compreendem a Formação Açu, correspondem a depósitos de leques aluviais na base, seguindo-se sistemas fluviais entrelaçados e meandantes, constituindo a maior parte da formação, e de complexos estuarinos e litorâneos no seu topo (CASTRO; BARROCAS, 1981).

A partir da análise de perfis elétricos, descrição de afloramentos e testemunhos, que compartimentaram a Formação Açu em quatro unidades estratigráficas operacionais (denominadas de unidades Açu-1 a Açu-4), identificáveis em perfis de poços e rastreáveis por correlação ao longo de toda a porção emersa da bacia. A unidade Açu-1 representa depósitos de leques aluviais. (VASCONCELOS *et al.* 1990)

As unidades Açu-2 e Açu-3 correspondem aos grandes ciclos fluviais da Formação Açu, apresentando padrão de afinamento textural para o topo. A base da unidade Açu-3 é caracterizada por uma reativação do sistema fluvial. A unidade Açu 4 é constituída por depósitos de origem estuarina.

A Formação Açu tem área de ocorrência em toda a bacia, possuindo capacidade de acumulação e produção de óleo. Campos de óleo estão distribuídos em boa parte de sua área de ocorrência, associados às águas de baixa salinidade e sob o efeito de fluxo hidrodinâmico, o que lhes confere contatos óleo/água inclinados (TEXEIRA, 1991).

Estudos hidrogeológicos desenvolvidos na região atestam a ocorrência de fluxo hidrodinâmico subterrâneo nesta unidade que, especialmente na porção média inferior, é constituída por espessos pacotes arenosos de excelente permeabilidade, que a caracterizam como o melhor sistema aquífero da Bacia. Este fluxo é responsável pelo contato óleo/água, característico das diversas acumulações de hidrocarbonetos descobertas em seus reservatórios, algumas com adiantado estágio de biodegradação. O aporte de água se dá a partir da área de recarga, associada à superfície de afloramento localizada na borda da Bacia, ou via drenança vertical descendente de águas de unidades estratigráficas sotopostas, especialmente a Formação Jandaíra.

Os campos produtores de petróleo A e B área de estudo desse trabalho estão localizados na porção NE da Bacia Potiguar emersa. Produzem através de 08 zonas de produção na Formação Açu, nas unidades operacionais Açu-3 e Açu-2 com profundidades

médias de -200,0m a -350,0m, com diferentes esquemas de completação (simples e dupla) em função dos mecanismos de produção. São seis zonas principais produtoras de petróleo AÇU100; ACU140; AÇU240; AÇU260; AÇU300; AÇU400.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Amostragem do Material de Referência

As coletas de amostras de água produzida foram realizadas nas zonas de produção (Figura12) denominadas de 100, 140, 240, 260 e 400 (para o Campo de petróleo A e para a zona de produção 300 no campo de petróleo B, uma vez que esta zona não produz isoladamente no campo de produção A, na formação Açú, Bacia potiguar emersa.

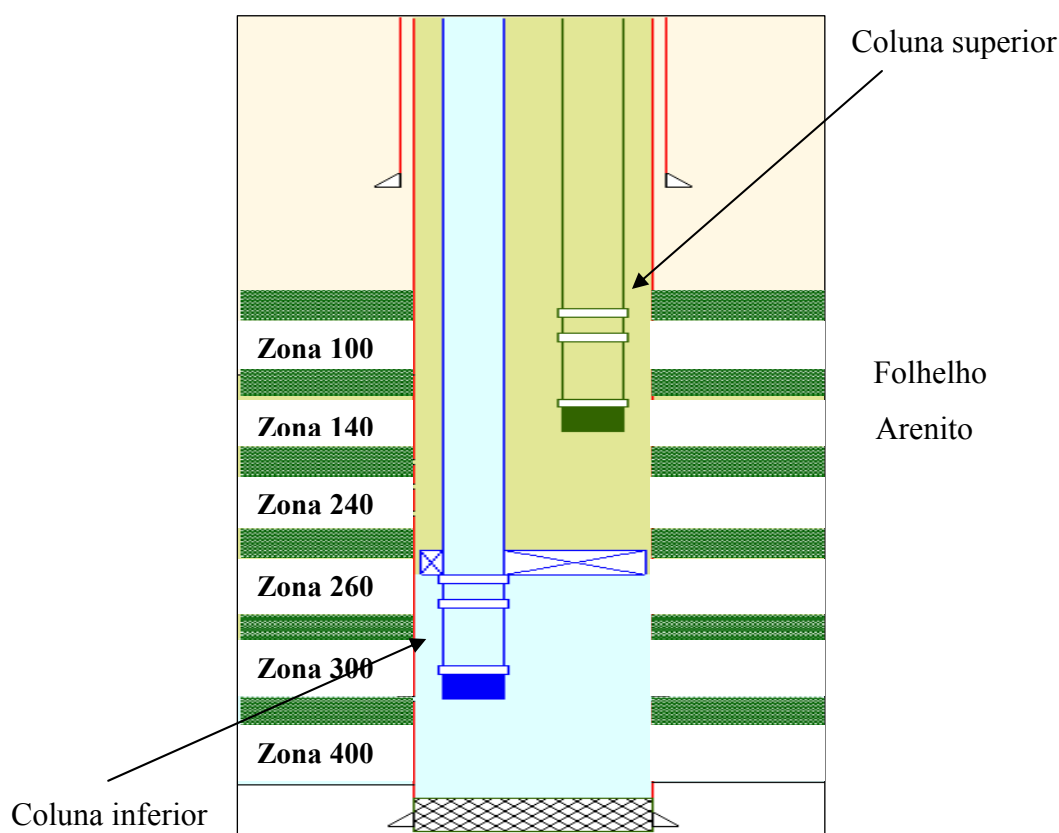


Figura12 - Zonas de Produção em Poço de Petróleo.

Para garantir e preservar as características das amostras, desde a coleta até o momento de sua análise, foram utilizados procedimentos de conservação. Esses procedimentos levam em consideração o agente conservante, o tipo de vasilhame e o volume adequado para a determinação de cada parâmetro.

O plano de amostragem e a coleta foram executados pela PETROBRAS (UN-RNCE/ATP-MO/DP). Após a coleta, o material conservado em gelo foi encaminhado aos laboratórios do NEPGN/RN (Núcleo de Estudos em Petróleo e Gás Natural da

Universidade Federal do Rio Grande do Norte) para o tratamento e a realização das análises químicas.

As campanhas de coleta em campo ocorreram em três etapas. Foram coletadas amostras em 6 diferentes zonas de produção 100, 140, 240, 260, 300 e 400 na primeira etapa 29 poços. Adicionalmente, foram coletadas uma amostra de água tratada do rio Assú (com adição de bactericida e de sequestrante de oxigênio) e três amostras de água de injeção (água tratada transformada em vapor para injeção no poço de petróleo).

A segunda campanha de coleta constou de amostras de 26 poços, em duplicata, uma amostra de água tratada do rio Assú e uma amostra de água bruta do rio Assú.

A terceira etapa de coleta consistiu na amostragem de 10 poços com duplicatas, sendo incluída nessa etapa uma amostra de cada de água tratada do rio Assú, água bruta do rio Assú, água de injeção (Quadros 1 e 2).

Poço	Coluna	Zona	Data		
			1ª Coleta	2ª Coleta	3ª Coleta
KA-6	U	100	4/9/2008	12/1/2009	-
KA-22	U	100	26/8/2008	Desativado	-
KA-46	U	100	4/9/2008	19/1/2009	5/3/2009
KA-47	S	100	Desativado	Desativado	-
KA-38	U	100	Desativado	Desativado	-
KA-39	S	140	18/8/2008	12/2/2009	5/3/2009
KA-51	S	140	21/8/2008	19/1/2009	-
KA-12	S	140	2/9/2008	13/1/2009	9/3/2009
KA-13	S	140	Desativado	Desativado	-
KA-14	U	140	Desativado	Desativado	-
KA-59	S	240	27/8/2008	19/1/2009	5/3/2009
KA-18	S	260	18/8/2008	8/1/2009	-
KA-19	S	260	21/8/2008	8/1/2009	5/3/2009
KA-20	S	260	27/8/2008	12/1/2009	5/3/2009
KA-21	S	260	28/8/2008	-	19/3/2009
KA-23	S	260	18/8/2008	13/1/2009	-
KA-35	I	260	2/9/2008	13/1/2009	-
KB-124	I	300	17/11/2008	12/2/2009	-
KB-158	U	300	Desativado	Desativado	-
KB-172	U	300	Desativado	Desativado	-
KB-60	I	300	17/11/2008	19/1/2009	-
KB-109	U	300	1/12/2008	12/2/2009	-
KB-256	I	300	17/11/2008	19/1/2009	-
KA-16	S	400	2/9/2008	12/1/2009	-
KA-16	I	400	2/9/2008	12/1/2009	-
KA-18	I	400	18/8/2008	8/1/2009	-
KA-19	I	400	21/8/2008	8/1/2009	5/3/2009
KA-21	I	400	28/8/2008	-	19/3/2009
KA-23	I	400	18/8/2008	13/1/2009	5/3/2009
KA-30	I	400	21/8/2008	19/1/2009	-
KA-36	I	400	28/8/2008	13/1/2009	-
KA-40	U	400	4/9/2008	19/1/2009	-
KA-44	S	400	27/8/2008	12/2/2009	-
KA-44	I	400	27/8/2008	12/2/2009	-
KA-51	I	400	21/8/2008	19/1/2009	-
KA-42	U	400	Desativado	Desativado	-

Quadro 1 – Planejamento de amostragem e datas de coleta nos campos A e B.

Amostras	Data		
	1ª Coleta	2ª Coleta	3ª Coleta
Água tratada do rio Assú	28/8/2008 (1)	12/3/2009 (1)	2/4/2009 (1)
Água de injeção	28/8/2008 (3)	-	2/4/2009 (1)
Água bruta do rio Assú	-	12/3/2009 (1)	2/4/2009 (1)

Quadro 2 – Coleta de amostras de água Bruta e tratada do rio Assú e água de injeção. Números entre parêntesis indicam a quantidade de amostras.

3.1.1 Procedimento de Coleta

A coleta das amostras de água produzida foi efetuada diretamente na boca do poço em produção, a partir de conexões instaladas nas unidades de bombeio (UB), (Figura13). A emulsão de água e óleo foi armazenada em galões de 20 litros. Para evitar a contaminação das amostras, utilizou-se para cada poço conexões e galões distintos e novos, os quais foram vedados e levados para o laboratório, armazenados a uma temperatura de aproximadamente 4°C para realizar a separação da emulsão, de preferência à luz solar para facilitar a diferenciação por densidade.

No laboratório realizou-se a separação da água produzida do óleo, após algumas horas de descanso e com o galão posicionado com a tampa virada para baixo, semelhante ao sistema da Figura 14. Coletou-se inicialmente uma alíquota de aproximadamente 1 litro de água que foi armazenada em dois frascos âmbar de plástico de aproximadamente 500 mL cada, sendo então um frasco acidificado com 2mL de ácido nítrico para preservação, deixando a amostra com o pH > 2, que é a forma de conservação necessária para alguns dos parâmetros que serão analisados quimicamente e o outro frasco foi armazenado in natura, para os demais parâmetros. As amostras de água bruta e tratada do rio Assú e de água de injeção foram preservadas em campo logo após a coleta, já que não contém óleo, e mantidas refrigeradas até o momento das análises químicas. As frações de água foram preservadas com reagentes adequados e mantidas refrigeradas de acordo com a norma técnica NBR 13895/1997.



Figura 13 - Coleta de Água Produzida na Cabeça do Poço.
Fonte: Parente, 2006.

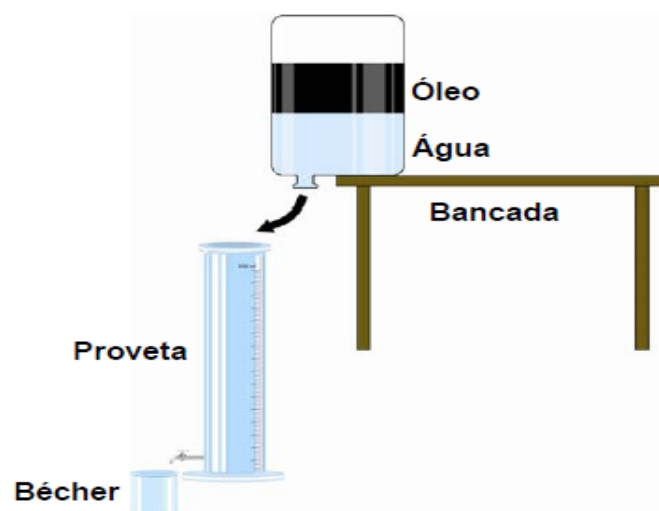


Figura 14 - Sistema de Separação da Água do óleo.
Fonte: Parente, 2006.

3.2 Análises Químicas

Foram realizadas as seguintes análises para caracterização da água produzida: pH, Alcalinidade de Carbonato, Alcalinidade de Bicarbonato, Condutividade, Resistividade, Densidade, Salinidade, Sólidos Suspensos, Sólidos Totais; ânions (Acetato, Brometo, Cloreto, Formiato, Fosfato, Fluoreto, Iodeto, Nitrato, Nitrito, Sulfato) e os elementos (Alumínio, Antimônio, Arsênio, Bário, Berílio, Bismuto, Boro, Cádmio, Cálcio, Chumbo, Cobalto, Cobre, Cromo Total, Estanho, Estrôncio, Ferro Total, Fósforo, Lítio, Manganês, Magnésio, Mercúrio, Molibdênio, Níquel, Potássio, Prata, Selênio, Sódio, Titânio, Tálcio, Vanádio e Zinco). A norma de referência utilizada para o procedimento dessas análises foi a Standard Methods (APHA, 2005).

3.2.1 Descrição dos Métodos Analíticos

3.2.1.1 Potencial hidrogeniônico-pH

O potencial hidrogeniônico é uma grandeza que indica a acidez, neutralidade ou alcalinidade de uma solução líquida. As análises foram realizadas utilizando um medidor Multiparâmetro (Marca WTW, Modelo Muti340i), (Figura 15), com um eletrodo modelo SenTix 41. Este eletrodo foi calibrado segundo o procedimento do manual, utilizando-se para isso, soluções tampões de pHs 4,01 e 7,00. Para executar essa medida colocou-se em um Becker, 100 mL da amostra e em seguida deixou-se o eletrodo imerso até estabilizar, o valor da medida é dado pelo o software do equipamento.



Figura 15 - Multiparâmetro (Marca WTW, Modelo Muti340i)

3.2.1.2 Alcalinidade de Carbonato e de Bicarbonato

A alcalinidade é definida como a capacidade de uma água neutralizar ácidos, sendo uma consequência direta da presença ou ausência de carbonatos (CO_3^{2-}) e carbonatos hidrogenados (HCO_3^-) (LIMA, 2001). A alcalinidade da água é representada pela presença dos íons hidroxila, carbonato e bicarbonato. As análises de alcalinidade foram realizadas pelo método de titulação volumétrica. Para realizar a análise pipetou-se 100 mL da amostra de água a ser analisada para um erlenmeyer de 250 mL e em seguida adicionou-se 3 gotas de uma solução de fenolftaleína. No caso das amostras que assumiram a coloração rosa, titulou-se com ácido clorídrico 0,02 N, com agitação da amostra (por agitador magnético) até o ponto de viragem do indicador em torno de pH 8,1 e registrou-se o volume de ácido consumido (P) neste pH. Adicionou-se de 3 a 5 gotas do indicador com ponto de viragem em torno de pH 4,5, titulou-se e registrou-se o volume total de ácido acumulado (T) até o ponto de viragem do indicador. Submeteram-se os valores de P e T à Tabela 6, para obter os volumes consumidos na neutralização e calculou-se a alcalinidade conforme apresentado nas equações 1, 2 e 3.

Tabela 6. Relações de volumes para cálculos da alcalinidade.

P e T	Volumes de Solução – Padrão de Ácido		
	Correspondentes aos Ânions		
	Hidroxila (OH^-)	Carbonato (CO_3^{2-})	Bicarbonato (HCO_3^-)
P = zero	zero	zero	T
$P < \frac{1}{2} T$	zero	2P	T-2P
$P = \frac{1}{2} T$	zero	2P	zero
$P = \frac{1}{2} T$	2P-T	2 (T-P)	zero
P = T	T	zero	zero

$$\text{mg/L de OH}^- = \frac{V.N.17.1000}{V1} \quad (1)$$

$$\text{mg/L de CO}_3 = \frac{V.N.30.1000}{V1} \quad (2)$$

$$\text{mg/L de HCO}_3 = \frac{V.N.61.1000}{V1} \quad (3)$$

Onde:

V = volume de ácido obtido da Tabela 6, em mL

N = normalidade da solução – padrão de ácido

V1 = volume da amostra, em mL

P = volume de HCl consumido até o 1º ponto de inflexão (pH 8,1)

T = volume total de HCl acumulado até o 2º ponto de inflexão (pH 4,5)

3.2.1.3. Condutividade Elétrica

Pode-se definir a condutividade elétrica como a capacidade de uma substância em conduzir corrente elétrica. A dissolução de eletrólitos em água aumenta a sua condutividade, quanto maior for a quantidade de íons dissolvidos maior será a condutividade elétrica da água (FEITOSA; FILHO, 2000). Dependendo da concentração de eletrólitos totais dissolvidos, esta pode conferir ao meio características eletroquímicas que o tornam altamente corrosivo. A condutividade da água produzida foi analisada através no multiparâmetro (Marca WTW, Modelo Muti340i). Para executar essa medida colocou-se em um Becker, 100 mL da amostra e em seguida deixou-se o eletrodo imerso até estabilizar e o software do equipamento dá o valor da medida.

3.2.1.4 Resistividade

A resistividade é o inverso da condutividade. Os sais inorgânicos em solução consistem em cátions, de carga positiva, e ânions, de carga negativa, e transmitem uma corrente elétrica quando é aplicada uma tensão entre dois eletrodos na água. Quanto maior o número de íons presentes, maior será a corrente e a condutividade, e menor será a resistividade. Os valores de resistividade foram obtidos através das medidas de condutividade conforme a Equação 4.

$$\sigma = 1/\rho \quad (4)$$

- σ - Condutividade elétrica
- ρ - Resistividade

3.2.1.5 Densidade

Densidade absoluta ou massa específica é uma característica própria de cada material, por isso é classificada como sendo uma propriedade específica. A densidade absoluta é definida como sendo a razão entre a massa de uma amostra e o volume ocupado por esta massa. Visto ser característica de cada substância, a densidade pode ser utilizada

para a determinação da pureza de amostras, pois é significativamente alterada pela presença de contaminantes.

A densidade de líquidos pode ser determinada por medidas da massa do líquido que ocupa um volume conhecido. A densidade foi determinada em laboratório 10 mL da amostra é injetada no densímetro (Marca Mettler Toledo, Modelo DE51), o valor da análise foi obtido através do software do equipamento.

3.2.1.6 Salinidade

Salinidade é a medida da quantidade de sais dissolvidos em uma massa de água. Geralmente é expressa em termos equivalentes de Cloreto de Sódio (NaCl) em miligrama por litro (mg.L^{-1}) ou parte por milhão (ppm).

Na Legislação Ambiental, Resolução CONAMA nº 357, considera-se água doce quando a salinidade for inferior a 500 mg.L^{-1} ; salobra de 500 mg.L^{-1} a 30000 mg.L^{-1} e salgada igual.

A salinidade foi medida, através de um salímetro contido no medidor da WTW, modelo Multi 340i, integrado a uma célula de medição TetraCon 325. Este deve ser calibrado utilizando-se uma solução padrão $0,01 \text{ mg.L}^{-1}$ de KCl. A norma de referência utilizada para esta análise foi a Standard Methods (APHA, 2005) 2520 B – Electrical Conductivity Method, onde a célula de medida da salinidade mede, na verdade, a condutividade e o software do equipamento calcula automaticamente a salinidade.

3.2.1.7 Sólidos Suspensos e Sólidos Totais Dissolvidos

Entende-se por sólidos a matéria suspensa ou dissolvida em uma determinada amostra aquosa. O termo “Sólidos Totais”, ST, aplica-se ao resíduo seco obtido após secagem a 105°C . Os Sólidos Suspensos correspondem à parte dos sólidos totais que pode ser retida por filtração, pois se encontram em suspensão no líquido. As análises de sólidos suspensos foram medidos por gravimetria, através da filtração da amostra em duas membrana de acetato de celulose sobrepostas, com porosidade de $0,45 \mu\text{m}$, onde estas foram pesadas antes e depois da secagem em estufa com circulação de ar. O aumento de peso no superior, após secagem em condições prescritas, corresponde aos sólidos em suspensão. A variação de peso do filtro inferior, em igualdade de condições, traduz,

essencialmente, fenômenos de adsorção ou dessorção que ambos sofreram e permite corrigir a massa do sedimento retido.

Os sólidos dissolvidos foram medidos através da determinação da condutividade, que foi realizada no momento da coleta, através de cálculos que relacionam os dois parâmetros. Primeiramente determinam-se os sólidos dissolvidos através do método convencional, por gravimetria, através da evaporação da umidade e pesagem da massa restante, e mede-se a condutividade a fim de se estabelecer uma correlação entre os dois parâmetros. Determina-se este fator, dividindo-se a condutividade pela massa encontrada e este valor será utilizado para multiplicar os resultados das condutividades das amostras, e assim se obter os sólidos dissolvidos.

Este método pode ser verificado através do Standard Methods (APHA, 2005) 2540 D – Total Suspended Solids Dried at 103-105 °C.

3.2.1.8 Cromatografia de Íons

Os ânions Acetato, Brometo, Cloreto, Formiato, Fosfato, Fluoreto, Iodeto, Nitrato, Nitrito, Sulfato foram determinados através da técnica de cromatografia de íons com detecção por condutividade e supressão do eluente, essa técnica é um método eficaz de separação e determinação de íons, baseado no uso de resina de troca iônica. Na cromatografia de íons, a separação é obtida quando os componentes da amostra são carregados pela fase móvel, migram e interagem com a fase estacionária. A velocidade de migração de um dado componente é função do equilíbrio de distribuição da amostra entre as fases móvel e estacionária (SMALL, 1989; WEISS, 1995 apud PARENTE, 2006), as análises foram realizadas conforme o procedimento contido no Standard Methods (20th Ed) 4110 C – Single-Column Ion Chromatography with Electronic Suppression of Eluent Conductivity and Conductimetric Detection. Utilizou-se para isso um Cromatógrafo de Íons marca Dionex, modelo ICS-3000 mostrado na Figura 16, com coluna AS19 e coluna de guarda AG19 e volume de injeção de 25 µL. As curvas de calibração foram preparadas a partir de um padrão multielementar, da DIONEX, rastreáveis ao NIST.



Figura 16 - Cromatógrafo de Ions (Marca Dionex, Modelo ICS-3000).

3.2.1.9 Espectrometria de Emissão Óptica com Plasma Acoplado Indutivamente

Os elementos Alumínio, Antimônio, Arsênio, Bário, Berílio, Bismuto, Boro, Cádmio, Cálcio, Chumbo, Cobalto, Cobre, Cromo Total, Estanho, Estrôncio, Ferro Total, Fósforo, Lítio, Manganês, Magnésio, Mercúrio, Molibdênio, Níquel, Potássio, Prata, Selênio, Sódio, Titânio, Tálcio, Vanádio e Zinco foram determinados pelo procedimento de espectrometria de emissão ótica por plasma indutivamente acoplado, com fonte de argônio.

3.2.1.9.1 Metodologias para Abertura das Amostras

Na abertura das amostras para análise utilizou-se uma alíquota das amostras que foram preservadas com 1mL de ácido nítrico (HNO_3) concentrado, de alta pureza (P.A.) verificou se o pH encontrava-se menor que dois e em seguida uma alíquota de 40mL da amostra foi filtrada em papel filtro qualitativo. A amostra é colocada em um vaso digestor de teflon, adicionado 20 mL em cada vaso e colocado em um digestor da marca Provecto Analítica modelo DGT 100 Plus, mostrado na Figura 17, para a digestão por microondas, que consiste em decompor a matéria orgânica e biológica presente na amostra.

A digestão foi feita em 2 etapas, sendo a primeira com duração de 6 minutos em potência de 300W, a segunda de 6 minutos em potência de 0W. Após esfriar, o líquido segue para a leitura, através da técnica de Espectroscopia de Emissão com Fonte de Plasma Indutivamente Acoplado (ICP-OES).



Figura 17 - Digestor (Marca Proveco Analítica, Modelo DGT 100).

3.2.1.9.2 Procedimento para Leitura das Amostras

Para a execução da leitura das amostras e quantificação dos elementos nela presente foi empregada a técnica de espectrometria de emissão ótica com plasma acoplado indutivamente, utilizando-se um ICP-OES, modelo iCAP 6300, da marca Thermo Analítica, mostrado na Figura 18. Neste tipo de equipamento, a amostra é transportada para a tocha de plasma, por uma corrente de argônio, através do tubo central. Geralmente, a grande fonte de ruído deste tipo de técnica é a introdução de amostra.

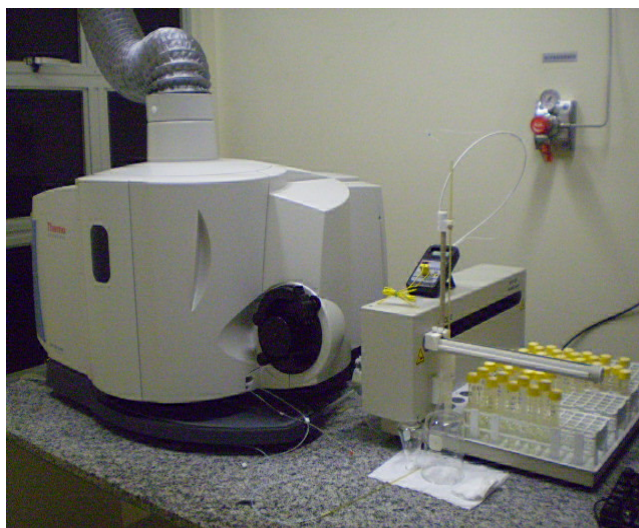


Figura18 - ICP-OES (Marca Thermo, Modelo iCAP6300).

Os dispositivos mais utilizados para injeção de amostra são os nebulizadores (Figura 19). Os mais utilizados são os que operam com o princípio pneumático ou ultra-sônico. Que realiza medições sequencialmente e possui configuração ótica duo, com vista de

observação axial, para determinar elementos menores, e radial para os elementos maiores durante uma mesma análise. O equipamento foi calibrado utilizando-se para isso padrões multielementares, da marca Specsol, rastreáveis ao NIST.

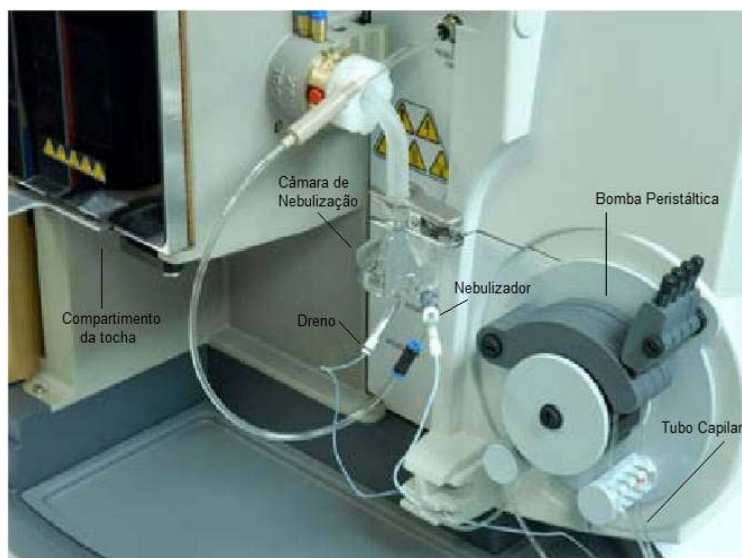


Figura19 - Sistema de Introdução da Amostra do ICP-OES.

3.3 Avaliação da Qualidade das Análises

Para avaliar a qualidade das análises hidroquímicas aplicaram-se:

3.3.1 Balanço Iônico

As somas dos ânions e cátions, quando expressas em miliequivalentes por litro (meq/L), devem se igualar, porque todas as águas potáveis são eletricamente neutras. O teste é baseado na diferença de percentagem definida pela Equação 5.

$$E \% = \frac{\sum \text{Cátions} - \sum \text{Ânions}}{\sum \text{Cátions} + \sum \text{Ânions}} \quad (5)$$

em que, E (%) = erro percentual da análise.

O procedimento descrito têm como base as recomendações estabelecidas pela APHA *et al.* (2005).

3.3.2 Análise Descritiva

Para verificar o comportamento dos parâmetros em estudo em cada zona de produção realizou-se uma análise descritiva dos dados que tem como objetivo resumir e fornecer um panorama geral da situação. Esta análise foi feita através de medidas estatísticas, como média e desvio padrão (DP) entre outras, e gráficos comparativos. Foi utilizado o software Estatístico R (versão 2.9.1) livre de domínio público.

3.4. Caracterização hidroquímica da água

O estudo dos componentes químicos das amostras de águas foi feito utilizando o tratamento e a classificação dos dados de análises químicas.

O entendimento das características hidroquímicas é facilitado através da utilização de gráficos e diagramas, principalmente quando se deseja fazer comparações entre várias amostras de água, de um mesmo ponto ou de diferentes pontos. Estas representações gráficas podem evidenciar possíveis relações entre íons de uma mesma amostra, ou ressaltar variações temporais ou espaciais existentes.

Em geral, as águas podem ser classificadas segundo suas razões iônicas magnésio/cálcio, cloretos/bicarbonatos e alcalinos-terrosos/alcalinos, quanto aos Diagramas de Stiff e Trilinear de Piper, em relação ao Índice de Câmbio de Base (ICB), e ainda, segundo as Classificações de Palmer, Sulin, entre outros. Neste estudo confeccionou-se o diagrama de Piper utilizando o software Qualigrafk (versão 5.1 Beta) e classificou-se a água de acordo com os tipos genéticos definidos por Sulin.

3.5 Tratamento Estatístico

O tratamento estatístico dos dados obtidos através das análises químicas foi feito, utilizando o software Estatístico R (versão 2.9.1) em duas etapas:

Primeira etapa: verificou-se o comportamento dos parâmetros em estudo em cada zona de produção através da análise descritiva que tem como objetivo resumir e fornecer um panorama geral da situação. Esta análise foi feita através de medidas estatísticas, como média e desvio padrão (DP) entre outras, e gráficos comparativos.

Segunda etapa: classificaram-se as zonas de produção de cada amostra, utilizando a técnica estatística multivariada análise discriminante. Esta técnica permite a elaboração de

uma função matemática chamada de regra de classificação ou discriminação fundamentada na teoria estatística, que é utilizada para classificar novos elementos amostrais nos grupos já existentes. A regra de classificação foi elaborada utilizando-se procedimentos que, em geral vão além do uso de distâncias matemáticas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Análises Químicas

Mediram-se 50 parâmetros, que podem ser classificados em três grupos: ânions, cátions e propriedades físico-químicas. Neste estudo consideraram-se os valores de amostras de 26 poços, pois 3 amostras só puderam ser coletadas na primeira etapa, na sequência esses poços foram desativados. Somente os parâmetros que geraram valores acima dos limites de detecção em todas as amostras foram utilizados na análise dos resultados. A Tabela 7 apresenta os parâmetros com valores abaixo do limite de detecção do equipamento utilizado para o procedimento de análise.

Os valores obtidos nas análises químicas para água produzida em diferentes zonas de produção e suas respectivas unidades de medida encontram-se em quadros nos apêndices, distribuídos da seguinte maneira: Quadro A (Anexo A) - zona 100 no campo A; Quadro B (Anexo B) - zona 140 no campo de A; Quadro C (Anexo C) - zona 240 no campo A; Quadros D e E (Anexo D) - zona 260 no campo A; Quadro F (Anexo E) - zona 300 no campo B; Quadros G, H e I (Anexo F) - zona 400 no campo A. O Quadro J (Anexo G) apresenta os resultados das análises químicas da água bruta e tratada do rio Assú e água de injeção; neste quadro o parâmetro formiato não está representado, pois os resultados obtidos encontravam-se abaixo do limite de detecção, em decorrência do tipo das amostras analisadas.

Tabela 7 - Parâmetros analisados cujos valores determinados encontram-se abaixo do limite de detecção do equipamento.

Tipo de parâmetro	Parâmetros
ÂNIONS	Acetato
	Fosfato
	Iodeto
	Nitrato
	Nitrito
	Antimônio
	Arsênio
	Berílio
	Bismuto
	Cádmio
	Chumbo
	Cobalto
	Cobre
	Cromo Total
	Estanho
	Estrôncio
CÁTIONS	Fósforo
	Lítio
	Mercúrio
	Molibdênio
	Níquel
	Prata
	Selênio
	Titânio
	Tálio
	Vanádio

4.2 Avaliação da Qualidade dos Resultados Analíticos

Em uma análise hidroquímica completa, a concentração total de íons positivos (cátions) deve ser aproximadamente igual à concentração de íons negativos (ânions). O desvio percentual desta igualdade é determinado pelo coeficiente de erro da análise. O balanço iônico foi realizado em todas as amostras analisadas. Deve-se aceitar erro de até 5% para o balanço ânion-cátion cujos resultados encontrem-se na faixa de 10.0 - 800 meq/L. No entanto, as amostras analisadas para caracterização nesse estudo são em sua maioria água produzida, não sendo consideradas potáveis, devido às suas peculiaridades, que conduzem ao seu comportamento fora do padrão. Por esta razão, optou-se por aceitar até 10 % de erro percentual para o balanço ânion-cátion. Os resultados do erro frente ao

balanço iônico são mostrados no Quadro 3. Em cada coleta a duplicata da amostra esta simbolizada por “d”.

Poço	Zona	1ª coleta E (%)	1ª coleta d E (%)	2ª coleta E (%)	2ª coleta d E (%)	3ª coleta d E (%)	3ª coleta d E (%)
KA-6	100	0,38	-	7,73	7,94	-	-
KA-22	100	3,86	-	-	-	-	-
KA-46	100	4,05	-	2,22	6,87	0,9	5,54
KA-39	140	7,90	-	9,90	6,02	1,25	1,06
KA-51	140	1,17	-	7,83	9,76	-	-
KA-12	140	3,45	-	1,91	6,04	1,76	1,57
KA-59	240	0,39	-	4,34	0,05	0,57	8,83
KA-18	260	7,04	-	1,86	4,32	-	-
K-19	260	1,54	-	1,03	3,15	0,92	1,29
KA-20	260	6,92	-	0,47	0,14	0,44	7,10
KA-21	260	1,43	-	-	-	3,09	1,67
KA-23	260	8,12	-	1,68	4,18	-	-
KA-35	260	1,90	-	2,66	3,32	-	-
KB-124	300	0,98	1,07	8,55	5,79	-	-
KB-60	300	2,39	0,96	5,54	6,51	-	-
KB-109	300	8,25	7,04	-	-	-	-
KB-256	300	7,13	1,75	8,21	9,89	-	-
KA-16	400	4,96	-	1,31	0,09	-	-
KA-16	400	9,79	-	5,22	0,76	-	-
KA-18	400	6,17	-	5,27	6,42	-	-
KA-19	400	0,80	-	3,01	2,38	2,94	9,66
KA-21	400	9,5	-	-	-	1,83	0,04
KA-23	400	6,3	-	2,92	2,62	1,65	2,22
KA-30	400	6,17	-	9,79	9,76	-	-
KA-36	400	5,73	-	2,42	6,67	-	-
KA-40	400	3,57	-	8,00	6,66	-	-
KA-44	400	3,27	-	4,48	1,5	-	-
KA-44	400	9,06	-	4,22	1,35	-	-
KA-51	400	0,32	-	5,80	9,34	-	-

Quadro 3 – Percentual de erro do balanço iônico

As análises descritivas permitem a obtenção de panorama geral do comportamento dos resultados, apresentando os valores de mínimo, máximo, média, mediana, desvio padrão e coeficiente de variação, além de gráficos comparativos. Esta análise foi realizada

com as amostras de água produzida nas diferentes zonas de produção, por se tratar do foco do presente estudo. As amostras de água bruta e tratada do rio Assú e de injeção não foram objeto de análise descritiva.

As Tabelas 8 e 9 apresentam as estatísticas descritivas para cada parâmetro por zona de produção. A Tabela 8 mostra que a maioria dos ânions apresenta dissimilaridade entre a maior parte das zonas de produção. Porém, quando se trata dos cátions (Tabela 9) e propriedades físico-químicas apresentadas nas Tabelas 10,11,12 e 13, observa-se que a maior parte destes parâmetros apresenta similaridade entre a maioria das zonas de produção. O coeficiente de variação (CV) é uma medida adimensional e é interpretado como a variabilidade dos dados em relação à média, ou seja, quanto menor o CV, mais homogênea é a zona segundo o parâmetro envolvido.

Os parâmetros que possuem maior variabilidade nas diferentes zonas de produção estudadas são: alcalinidade carbonato, sólidos suspensos, zinco, magnésio, sulfato, cálcio, alumínio, bário, ferro total, formiato, fluoreto, salinidade e alcalinidade de bicarbonato.

Tabela 8 Análise descritiva para ânions por zona de produção.

Parâmetros	Zona	Mínimo	Máximo	Média	Mediana	DP	CV
Brometo	100	2,11	3,10	2,67	2,72	0,35	0,13
Brometo	140	0,63	2,70	1,52	1,20	0,80	0,53
Brometo	240	1,12	1,38	1,23	1,21	0,09	0,07
Brometo	260	1,28	2,93	1,71	1,70	0,34	0,20
Brometo	300	0,82	1,31	1,16	1,20	0,14	0,12
Brometo	400	1,03	1,74	1,43	1,42	0,13	0,09
Cloreto	100	899,23	1351,4	1064,47	1068,13	160,17	0,15
Cloreto	140	252,96	1364,5	672,09	799,99	353,19	0,53
Cloreto	240	433,61	1012,36	589,79	490,42	238,41	0,40
Cloreto	260	533,69	1059,92	711,75	718,03	139,03	0,20
Cloreto	300	397,27	504,57	463,28	478,07	39,03	0,08
Cloreto	400	512,62	885,47	623,45	575,67	113,93	0,18
Fluoreto	100	0,67	1,40	1,01	1,05	0,27	0,27
Fluoreto	140	0,43	1,84	0,99	0,62	0,59	0,60
Fluoreto	240	0,33	1,20	0,92	1,01	0,34	0,37
Fluoreto	260	1,01	2,07	1,73	1,79	0,28	0,16
Fluoreto	300	2,95	4,20	3,67	3,88	0,43	0,12
Fluoreto	400	1,09	1,81	1,48	1,46	0,17	0,11
Formiato	100	0,04	0,72	0,34	0,26	0,2	0,59
Formiato	140	0,21	1,16	0,55	0,57	0,29	0,53
Formiato	240	0,23	0,48	0,35	0,35	0,09	0,26

Formiato	260	0,21	0,87	0,40	0,37	0,15	0,38
Formiato	300	0,19	1,24	0,52	0,39	0,34	0,65
Formiato	400	0,23	1,00	0,45	0,39	0,22	0,49
Sulfato	100	10,82	66,56	52,74	53,07	17,67	0,34
Sulfato	140	24,15	159,44	75,91	62,5	45,9	0,60
Sulfato	240	29,17	65,51	54,45	56,31	14,84	0,27
Sulfato	260	0,43	65,67	25,81	18,71	24,35	0,94
Sulfato	300	1,23	26,88	12,67	13,4	9,82	0,78
Sulfato	400	4,12	57,27	18,06	13,07	13,46	0,75

Tabela 9 - Análise descritiva para cátions por zona de produção.

Parâmetros	Zona	Mínimo	Máximo	Média	Mediana	DP	CV
Alumínio	100	0,06	0,16	0,09	0,08	0,03	0,33
Alumínio	140	0,04	0,43	0,21	0,14	0,14	0,67
Alumínio	240	0,09	0,18	0,12	0,10	0,04	0,33
Alumínio	260	0,04	0,30	0,12	0,10	0,06	0,50
Alumínio	300	0,07	0,22	0,13	0,12	0,04	0,31
Alumínio	400	0,06	0,27	0,11	0,10	0,05	0,45
Bário	100	0,13	0,69	0,28	0,21	0,18	0,63
Bário	140	0,17	0,31	0,23	0,21	0,05	0,23
Bário	240	0,003	0,13	0,08	0,12	0,07	0,88
Bário	260	0,15	9,54	1,36	0,24	2,46	1,80
Bário	300	0,08	8,43	1,97	0,30	2,74	1,39
Bário	400	0,003	4,93	1,13	0,30	1,46	1,29
Boro	100	0,37	0,54	0,44	0,43	0,06	0,14
Boro	140	0,31	0,84	0,52	0,43	0,18	0,35
Boro	240	0,29	0,31	0,3	0,30	0,01	0,03
Boro	260	0,33	0,53	0,43	0,45	0,06	0,14
Boro	300	0,44	0,62	0,56	0,57	0,06	0,11
Boro	400	0,29	0,43	0,37	0,38	0,04	0,11
Cálcio	100	200	328,30	242,66	233,30	37,67	0,16
Cálcio	140	19,36	329,80	134,64	154,45	99,30	0,74
Cálcio	240	116,50	228,60	156,13	141,35	42,96	0,28
Cálcio	260	128,85	247,70	184,05	174,05	30,72	0,17
Cálcio	300	108,00	136,70	121,39	122,80	9,79	0,08
Cálcio	400	133,00	223,00	180,35	179,28	24,71	0,14
Ferro Total	100	0,02	8,31	1,08	0,05	2,92	2,71
Ferro Total	140	0,01	0,08	0,04	0,03	0,02	0,63
Ferro Total	240	0,01	0,23	0,07	0,02	0,11	1,53
Ferro Total	260	0,01	0,32	0,08	0,03	0,10	1,19
Ferro Total	300	0,01	0,34	0,06	0,03	0,09	1,61

Ferro Total	400	0,01	1,03	0,12	0,04	0,21	1,77
Manganês	100	0,04	0,25	0,15	0,15	0,08	0,52
Manganês	140	0,04	0,24	0,14	0,17	0,06	0,45
Manganês	240	0,04	0,23	0,15	0,16	0,08	0,55
Manganês	260	0,05	0,38	0,19	0,18	0,10	0,51
Manganês	300	0,06	0,95	0,28	0,25	0,23	0,82
Manganês	400	0,02	1,43	0,22	0,20	0,21	0,98
Magnésio	100	47,28	139,5	96,3	101,5	27,58	0,29
Magnésio	140	1,27	146,1	49,33	38,8	47,44	0,96
Magnésio	240	27,95	89,35	54,27	53,51	23,25	0,43
Magnésio	260	56,96	108,60	75,73	72,30	14,63	0,19
Magnésio	300	38,30	65,95	50,97	50,38	8,36	0,16
Magnésio	400	42,17	88,47	67,98	67,02	12,56	0,18
Potássio	100	38,05	51,34	44,27	45,59	5,07	0,11
Potássio	140	44,73	104,15	66,96	61,75	23,82	0,36
Potássio	240	33,15	37,17	35,44	36,16	1,62	0,05
Potássio	260	37,84	57,29	44,95	43,62	5,54	0,12
Potássio	300	39,24	53,39	47,8	48,67	3,53	0,07
Potássio	400	38,84	52,82	46,31	47,06	3,84	0,08
Sódio	100	265,15	360,60	312,07	310,95	30,46	0,1
Sódio	140	163,65	360,50	230,19	228,55	56,15	0,24
Sódio	240	179,40	245,90	199,84	189,6	26,61	0,13
Sódio	260	198,90	302,20	240,02	238,08	25,49	0,11
Sódio	300	209,00	266,30	236,29	238,00	21,25	0,09
Sódio	400	200,00	284,45	233,99	230,93	22,67	0,10
Zinco	100	0,02	0,10	0,06	0,07	0,03	0,50
Zinco	140	0,03	0,41	0,11	0,09	0,11	1,00
Zinco	240	0,04	0,09	0,07	0,08	0,02	0,29
Zinco	260	0,02	0,96	0,12	0,08	0,19	1,58
Zinco	300	0,07	0,24	0,12	0,11	0,05	0,42
Zinco	400	0,02	0,14	0,07	0,08	0,03	0,43

Para a análise descritiva do tipo gráfica utilizaram-se apenas amostras de água produzida de petróleo a figura 20 é um exemplo dos gráficos de comparação utilizados nesse estudo. Para as outras amostras estudadas (água bruta e água tratada do rio Assú e água de injeção) essa representação gráfica não foi utilizada, pois essas amostras não era objetivo desse estudo.

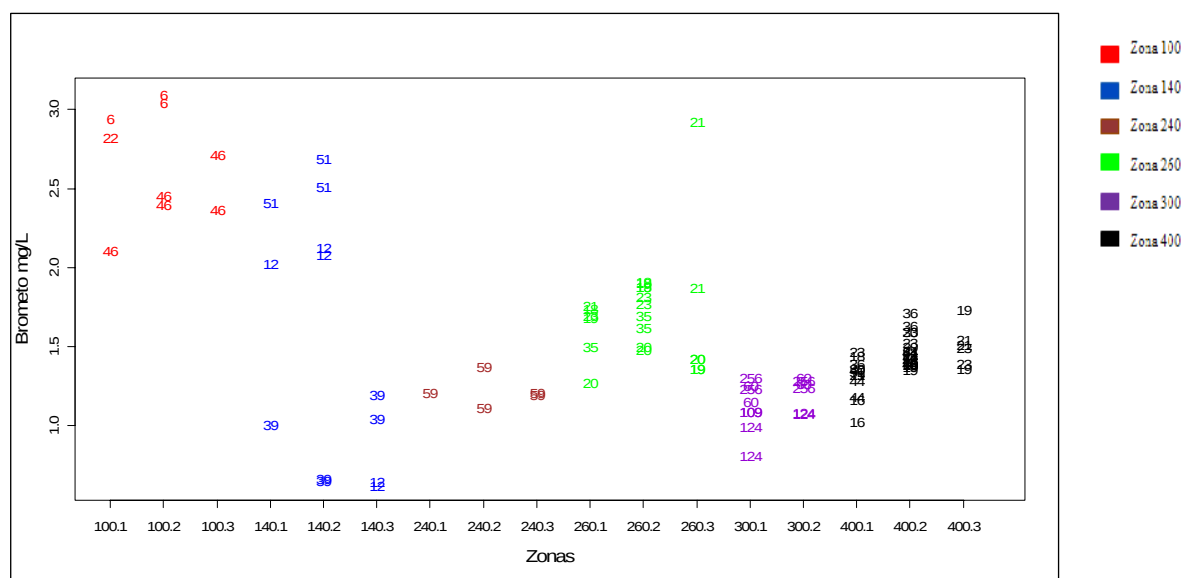


Figura 20- Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro brometo (mg/L).

As figuras de A até V (Anexo H) apresentam graficamente os resultados das análises químicas para os parâmetros que apresentaram resultados acima do valor de detecção do equipamento utilizado, com exceção do Parâmetro Densidade, cujo comportamento dos resultados obtidos apresenta-se constante. Cada gráfico apresenta as amostras por zona de produção (100, 140, 240, 260, 300 e 400), evidenciadas por cores diferentes. As três diferentes etapas de coleta são indicadas por um dígito após a especificação da zona (ex: 100.1, 100.2 e 100.3). Como as amostras são identificadas através do número do poço, a numeração repetida representa duplicatas. Por meio destes gráficos, pode-se perceber o comportamento aparente de cada zona e poço em relação às diferentes etapas de coleta de amostra e duplicatas, observou-se a reprodutibilidade entre uma coleta e outra e na mesma coleta entre os poços de uma mesma zona, visualizou-se quais os parâmetros que melhor diferenciam e a faixa de valores em relação a cada parâmetro analisado.

De um modo geral, foi detectado que os poços KA-12 e KA-39 (zona 140) e o poço KA-59 (único estudado da zona 240) são os que apresentam os valores que menos se

reproduzem com relação às diferentes coletas e duplicatas, para a maioria dos parâmetros envolvidos.

4.3 Parâmetros Físico-Químicos

4.3.1 pH e Alcalinidade

A escala de pH é constituída de uma série de números variando de 0 a 14, os quais denotam vários graus de acidez ou alcalinidade. Valores entre 0 e 7 indicam acidez, enquanto que valores entre 7 e 14 indicam basicidade, sendo 7 um pH neutro.

As medições de pH para as águas produzidas em campo de petróleo da Formação Açu indicam valores médios entre 6,5 e 7,5(Tabela 10), sendo esta água caracterizada como levemente ácida a neutra.

Tabela 10 - Análise descritiva para pH e Alcalinidade por zona de produção.

Parâmetros	Zona	Mínimo	Máximo	Média	Mediana	DP	CV
pH	100	6,64	7,50	6,92	6,86	0,27	0,04
pH	140	6,08	7,00	6,57	6,58	0,32	0,05
pH	240	6,78	7,16	7,01	7,12	0,17	0,02
pH	260	6,20	7,61	6,76	6,70	0,27	0,04
pH	300	6,84	8,86	7,31	7,18	0,51	0,07
pH	400	6,41	7,78	6,80	6,77	0,29	0,04
Alc. Bicarbonato	100	280,60	427,00	347,29	353,80	39,74	0,11
Alc. Bicarbonato	140	48,80	427,00	216,78	183,00	119,86	0,55
Alc. Bicarbonato	240	85,40	353,80	268,40	292,80	105,30	0,39
Alc. Bicarbonato	260	353,80	646,60	484,67	481,90	75,60	0,16
Alc. Bicarbonato	300	427,00	634,40	523,73	524,60	69,26	0,13
Alc. Bicarbonato	400	353,80	695,40	579,50	591,70	75,16	0,13
Alc. Carbonato	100	0,00	36,00	8,00	0,00	15,87	1,98
Alc. Carbonato	140	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alc. Carbonato	240	0,00	36,00	12,00	0,00	16,97	1,41
Alc. Carbonato	260	0,00	36,00	2,73	0,00	9,02	3,30
Alc. Carbonato	300	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alc. Carbonato	400	0,00	36,00	3,60	0,00	10,94	3,04

O pH está diretamente relacionado à alcalinidade sendo que a variação diária do pH é maior em águas com baixa alcalinidade. Nesse estudo a zona que apresentou a menor

alcalinidade foi a zona de produção 140 que não apresentou valores médios para alcalinidade de carbonato e obteve-se alcalinidade de valo médio igual a 216,78 mg/L.

A concentração do íon HCO_3^- observada nas diferentes zonas, variaram entre os valores médios de 216,78mg/L a 579,5mg/L (Tabela10). Esse teor de bicarbonato e considerado alto, o maior valor médio de íons de carbonatos obtido foi de 12 mg/L.

A importância do conhecimento das concentrações deste íon reside em permitir a definição de dosagens de agentes floclantes, além de fornecer informações sobre as características corrosivas ou incrustantes da água analisada.

4.3.2. Condutividade Elétrica e Resistividade

A condutividade elétrica da água pode variar de acordo com a temperatura e a concentração total de substâncias ionizadas dissolvidas (FEITOSA e MANOEL FILHO, 2000). Nesse estudo observou-se valores medido entre 2,2 a 3,6 mS/cm (Tabela 11).

Sendo a resistividade um parâmetro calculado a partir do inverso da condutividade. Quanto maior é a condutividade, menor é a resistividade. Os valores de resistividade obtidos encontram-se na faixa de 0,28 a 0,47 Ω . cm.

Tabela 11 - Análise descritiva para condutividade e resistividade por zona de produção.

Parâmetros	Zona	Mínimo	Máximo	Média	Mediana	DP	CV
Condutividade	100	2,26	4,42	3,70	3,68	0,77	0,21
Condutividade	140	1,23	4,21	2,60	2,33	1,14	0,44
Condutividade	240	1,95	2,45	2,25	2,38	0,23	0,10
Condutividade	260	2,25	3,21	2,79	2,69	0,31	0,11
Condutividade	300	2,44	4,01	2,77	2,51	0,51	0,18
Condutividade	400	2,08	3,06	2,65	2,66	0,19	0,07
Resistividade	100	0,23	0,44	0,28	0,27	0,07	0,25
Resistividade	140	0,24	0,81	0,47	0,43	0,22	0,47
Resistividade	240	0,41	0,51	0,45	0,42	0,05	0,11
Resistividade	260	0,31	0,44	0,36	0,37	0,04	0,11
Resistividade	300	0,25	0,40	0,37	0,40	0,05	0,14
Resistividade	400	0,33	0,48	0,38	0,38	0,03	0,08

4.3.2. Salinidade

De acordo com a Resolução CONAMA nº 357 a água analisada em distintas zonas de produção é considerada salobra, pois apresentou valores na faixa de 980 ppm a 1844,44 ppm. como mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 - Análise descritiva para salinidade por zona de produção.

Parâmetros	Zona	Mínimo	Máximo	Média	Mediana	DP	CV
Salinidade	140	400,00	2100,00	1184,62	1000,00	663,13	0,56
Salinidade	240	700,00	1100,00	980,00	1100,00	178,89	0,18
Salinidade	260	1500,00	1600,00	1349,18	1300,00	150,94	0,11
Salinidade	300	1100,00	2100,00	1300,00	1150,00	323,44	0,25
Salinidade	400	949,85	1500,00	1247,96	1300,00	109,10	0,09

4.3.3 Sólidos

O total de sólidos dissolvidos corresponde ao peso total dos constituintes minerais presentes na água, por unidade de volume. Representa a concentração de todo o material dissolvido na água, volátil ou não (FEITOSA e MANOEL FILHO, 2000). Para a água analisada segundo a classificação da Resolução CONAMA nº 357, pode-se considerar água salgada já que as medidas resultaram em uma faixa de 1591,07 mg/L a 2566,36 mg/L.

Tabela 13 - Análise descritiva para sólidos por zona de produção.

Parâmetros	Zona	Mínimo	Máximo	Média	Mediana	DP	CV
Sólidos Suspensos	100	0,00	4,00	0,57	0,00	1,33	2,33
Sólidos Suspensos	140	0,00	586,00	124,90	42,32	200,80	1,61
Sólidos Suspensos	240	0,00	76,40	26,64	0,00	37,13	1,39
Sólidos Suspensos	260	0,00	499,20	34,26	0,00	106,97	3,12
Sólidos Suspensos	300	0,00	868,24	449,22	535,28	380,17	0,85
Sólidos Suspensos	400	0,00	606,96	74,46	2,48	172,75	2,32
Sólidos Totais	100	1566,50	3101,34	2566,36	2548,24	537,89	0,21
Sólidos Totais	140	991,28	3416,29	1999,89	1680,25	821,65	0,41
Sólidos Totais	240	1354,25	1770,26	1591,07	1649,46	193,00	0,12
Sólidos Totais	260	1559,58	2296,76	1969,45	1983,95	223,69	0,11
Sólidos Totais	300	1690,94	3292,31	2364,47	2557,26	472,66	0,20
Sólidos Totais	400	1442,05	2425,26	1909,18	1860,33	221,40	0,12

4.4 Hidroquímica da Água

As características hidroquímicas foram observadas através da utilização do diagrama de Piper que evidenciou as possíveis relações entre íons nas amostras.

A Figura 21 é representativa do Diagrama de Piper para 103 amostras de águas do Aquífero Açu, de poços provenientes dos campos de A (zonas de produção 100, 140, 240, 260 e 400) e B (zona 300), e, incluindo ainda, análises feitas em águas bruta e tratada do rio Assú e água de injeção. Os círculos representam amostras dos poços, sendo as zonas diferenciadas por cores. Os triângulos representam amostras de água de bruta e tratada do rio Assú e água de injeção, também diferenciados por cores.

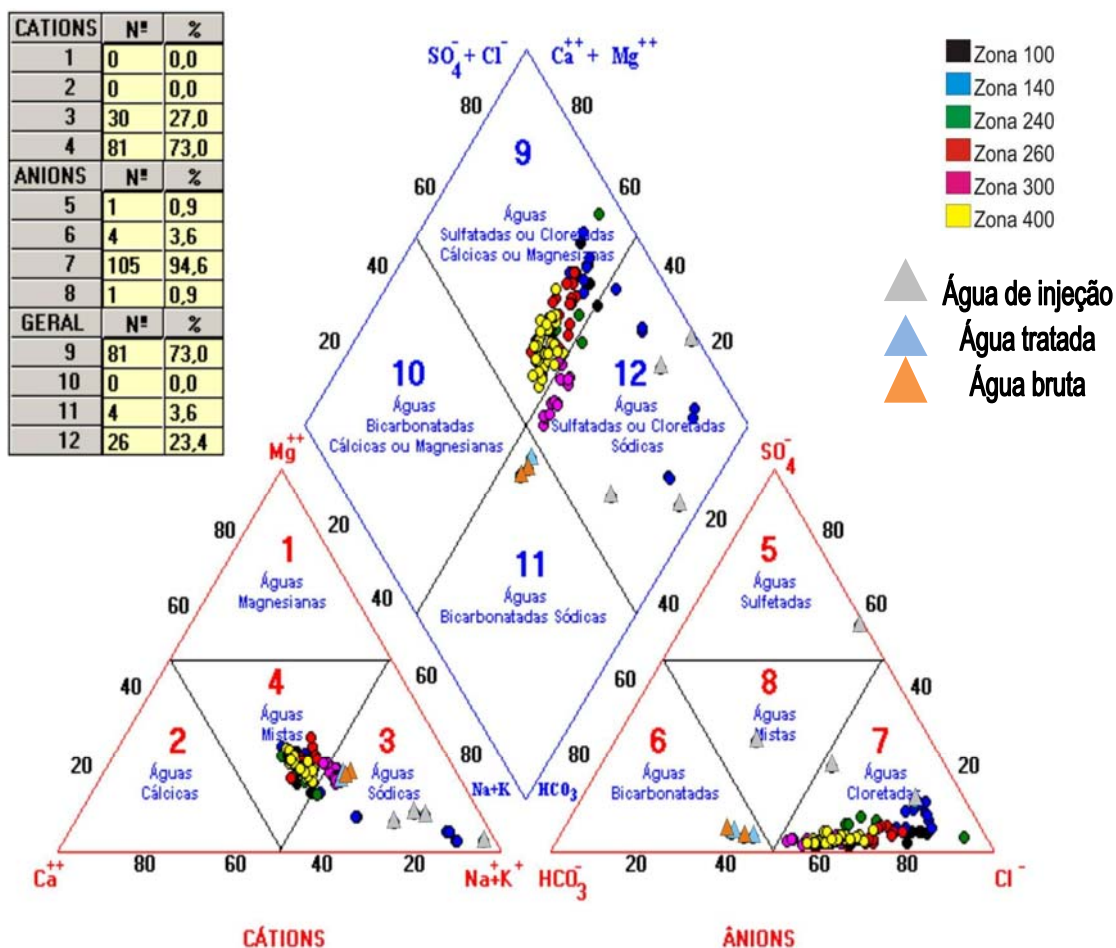


Figura 21- Diagrama de Piper da Água Produzida em Diferentes Zonas de Produção (100, 140, 240, 260 e 400) no Campo A e Zona 300 no Campo B, da Água Bruta e Tratada e da Água de Injeção.

Os valores utilizados encontram-se em percentuais de meq/L (Anexo I) Quadro K. Na parte do diagrama de associação de cátions e ânions (losango central), observa-se um domínio de águas cloretadas sódicas e cloretadas cálcicas ou magnesianas (mistas). Os maiores teores de Cl^- são encontrados nas águas das zonas 100 e 140. Nas zonas 240, 260, 300 e 400 ocorre uma diminuição no teor de Cl^- , em detrimento do aumento de HCO_3^- . No que se refere aos cátions, as águas têm um caráter misto, com comportamento diferenciado para as zonas 100 e 140, que apresentam mais Na^+ .

A água bruta corresponde à água superficial do rio Assú, sendo de composição bicarbonatada sódica. Sequestrante de oxigênio (bissulfito de sódio) e bactericida são adicionados à água durante o tratamento. A água tratada não difere hidroquimicamente da água bruta, conforme visualizado na Figura 21. A água de injeção corresponde à água tratada com adição extra de sequestrante de oxigênio. Embora não se tenha conhecimento exato da concentração e quantidade de bissulfito de sódio administrado, corresponde ao suficiente para posicionamento dos pontos de água de injeção no diagrama de Piper no campo de águas sulfatadas ou cloretadas sódicas.

A classificação de águas subterrâneas desenvolvido por SULIN (1946) define quatro tipos genéticos de água, associados a três diferentes tipos de ambiente: Sulfato-sódica e Bicarbonato-sódica, naturais de ambientes continentais; Cloreto-magnésiana, originado em ambientes marinhos; Cloreto cálcica, representando condições continentais de altas profundidades (Tabela 14).

Para a determinação dos tipos genéticos, da água produzida em diferentes zonas de produção usou-se as razões iônicas $r\text{Na}/r\text{Cl}$, $r(\text{Na}-\text{Cl})/r(\text{SO}_4)$ e $r(\text{Cl}-\text{Na})/r\text{Mg}$, em que “r” significa valores de razões em miliequivalente por litro (meq.L^{-1}) (Tabela 15). As águas analisadas nesse estudo classificaram-se como do tipo genético Cloreto-cálcica que são associadas a grandes profundidades em subsuperfície, com reduzida ou nenhuma circulação (SULIN, 1946). Confirmando o resultado obtido anteriormente através do diagrama de Piper.

Tabela 14- Tipos genéticos definidos por SULIN (1946).

Tipo genético	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{r(Na-Cl)}{rSO_4}$	$\frac{r(Na-Cl)}{rMg}$
Bicarbonato-sódico	>1	>1	<0
Sulfato-sódico	>1	<1	<0
Cloreto-cálcico	<1	<0	>1
Cloreto-magnésiano	<1	<0	<1

Fonte: Sullin, 1946.

Tabela 15- Razões iônicas por zona de produção.

Zona de Produção	Na⁺	Mg²⁺	Cl⁻	SO₄⁻²	$\frac{rNa}{rCl}$	$\frac{r(Na-Cl)}{rSO_4}$	$\frac{r(Na-Cl)}{rMg}$
100	13,57	7,92	30,03	1,10	0,4518	-14,9636	-2,0719
140	10,01	4,06	18,96	1,58	0,5279	-5,6645	-4,0418
240	8,69	4,47	16,64	1,13	0,5222	-7,0619	-1,7852
260	10,44	6,23	20,08	0,54	0,5199	-17,8518	-1,5473
300	10,28	4,19	13,07	0,26	0,7865	-28,5000	-1,7684
400	10,18	5,59	17,59	0,38	0,5787	-19,5000	-1,325

4.5 Análises Estatísticas

Através dos parâmetros analisados obteve-se uma função para discriminar as zonas de produção. A função é determinada por uma regra de classificação que tenta minimizar o número de classificações incorretas, sendo composta apenas por parâmetros que melhor discriminam as zonas de produção, segundo o princípio da Parcimônia.

Na execução da análise discriminante dividiu-se a amostragem em duas: a primeira consta dos valores correspondentes à primeira etapa de coleta e dos valores médios entre as duplicatas da segunda e terceira coletas. Com isso, é possível construir a regra de discriminação (amostra de treinamento). Esta regra de classificação foi gerada a partir do método de validação cruzada, que consiste nos seguintes passos:

- Passo 1: retira-se um ponto da amostra e utilizam-se os demais pontos para construir a função de discriminante;
- Passo 2: utiliza-se a regra de discriminação construída no passo 1 para classificar o ponto que ficou à parte da construção da regra de discriminação,

verificando se a regra de discriminação conseguiu acertar na sua real procedência ou não;

- Passo 3: retorna-se o ponto que foi retirado no passo 1 à amostra original e retira-se outro ponto da amostra diferente do primeiro. Os passos 1 e 2 são repetidos.
- Os passos 1, 2 e 3 devem ser repetidos para todos os pontos da amostra considerados na primeira parte. Dessa forma, têm-se as estimativas de classificações incorretas geradas pelas amostras de treinamentos.

A segunda parte da amostra consta dos valores em duplicatas da segunda e terceira etapas de coletas, que foram utilizados para estimação das probabilidades de classificação corretas (amostra de validação). Sabe-se a qual zona de produção pertence cada um dos poços; portanto, eles servirão para testar a função discriminante construída com base nas amostras consideradas na primeira parte.

A função discriminante calcula, a partir dos parâmetros envolvidos no estudo e da variável de classificação, as variáveis canônicas (Cn), que são combinações lineares dos parâmetros as quais sumarizam a variação dentro de cada zona de produção. Estas combinações são aquelas que sumarizam as diferenças entre as zonas de produção. As combinações lineares que mais contribuem para a variação entre de as zonas de produção são dadas pelas Equações 6 e 7.

$$Cn1 = -4,57(\text{Brometo}) - 0,01(\text{Cloreto}) + 9,71(\text{Formiato}) - 9,14(\text{Fluoreto}) - 0,01(\text{Sulfato}) + 0,03(\text{Cálcio}) + 0,01(\text{Brometo} \times \text{Cloreto}) - 6,33(\text{Brometo} \times \text{Formiato}) + 4,34(\text{Brometo} \times \text{Fluoreto}) \quad (6)$$

$$Cn2 = -5,28(\text{Brometo}) - 0,002(\text{Cloreto}) + 1,46(\text{Formiato}) - 0,52(\text{Fluoreto}) + 0,03(\text{Sulfato}) - 0,04(\text{Cálcio}) + 0,01(\text{Brometo} \times \text{Cloreto}) - 1,50(\text{Brometo} \times \text{Formiato}) + 1,03(\text{Brometo} \times \text{Fluoreto}) \quad (7)$$

A Tabela 16 apresenta o número de acertos de classificação em cada zona de produção em cada etapa, treinamento e validação do procedimento da análise discriminante. Verifica-se pelos dados da Tabela 16 que na etapa de validação da função discriminante o número de acertos foi menor nas zonas 260 (57,1%) o que pode ser resultado da sua grande aproximação com a zona de 240 e 400 (89,3%) esta zona é a mais profunda das estudadas e o que ocorreu pode ser associado por a mesma possuir uma gênese mais complexa. Por meio da Figura 22, que ilustra as amostras provenientes da etapa de validação no Espaço Discriminante, observa-se uma interação entre estas zonas.

Cada zona é representada por cores diferentes. Além disso, é possível visualizar dois grupos distintos, um formado pela zona 300 e outro pelas demais zonas de produção. Isto pode ter ocorrido pelo fato da zona 300 ser de amostra de outro campo.

Tabela16 - Número de acertos de classificação em cada zona e etapa do procedimento.

Etapa	Proporção (em %) de acertos por zona						Total
	100	140	240	260	300	400	
Treinamento	80	37,5	33,3	58,3	100	95,8	76,3
Validação	100	90	100	57,1	100	89,3	86,0

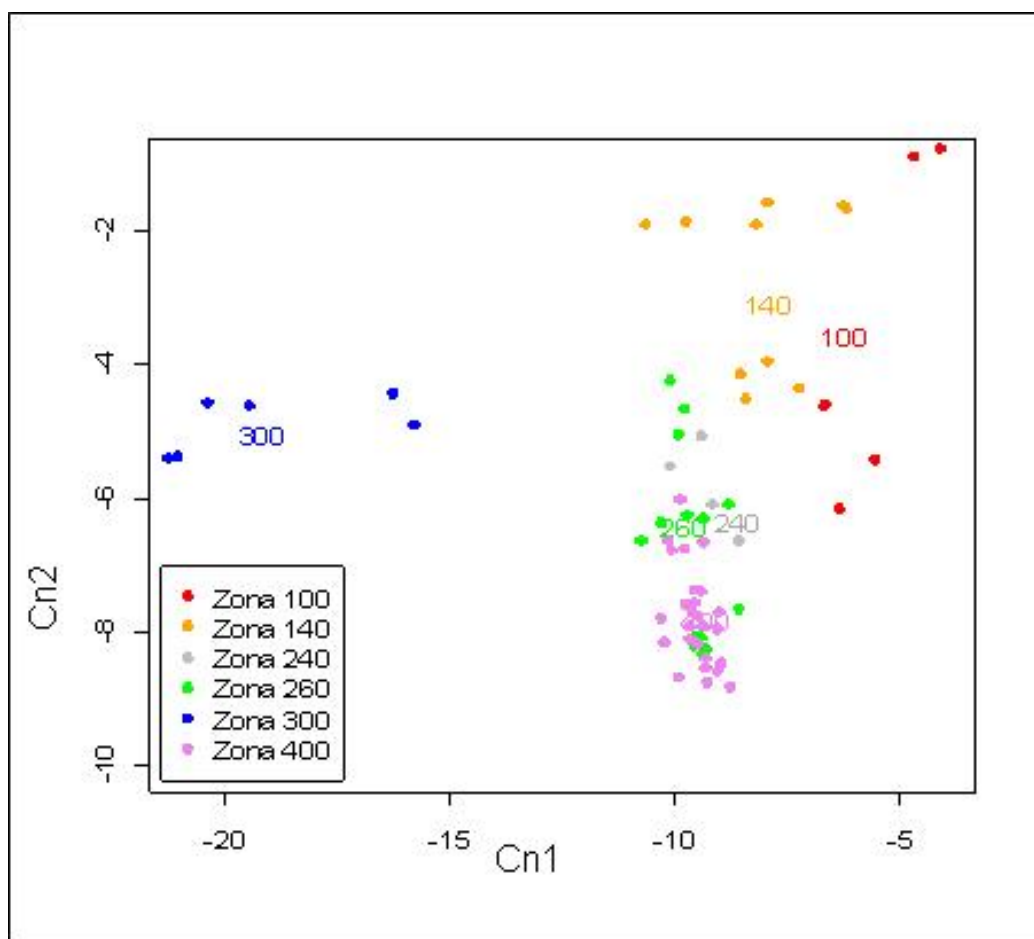


Figura 22 - Amostras no Espaço Discriminante por Zona de Produção.

5 CONCLUSÕES

5. CONCLUSÕES

Com o intuito de caracterizar e de diferenciar as diversas zonas de produção dos Campos A e B da Formação Açu, as amostras estudadas foram analisadas para um total de 50 parâmetros. Destes, foram utilizados para a confecção dos resultados obtidos apenas 24 parâmetros que apresentaram valores acima do limite de detecção do procedimento aplicado e estavam presentes em todas as zonas.

Avaliou-se a qualidade das análises realizadas aceitando até 10 % de erro percentual no balanço iônico em todas as amostras nas diferentes etapas de coletas. Além disso, realizou-se a análise descritiva, a qual apresentou um panorama geral do comportamento dos resultados analíticos, evidenciando que a maioria dos ânions apresenta dissimilaridade entre a maior parte das zonas de produção. Porém, quando se trata de cátions e propriedades físico-químicas, a maior parte destes parâmetros apresenta similaridade entre a maioria das zonas de produção. A zona 140 demonstra maior variabilidade quando comparada às demais zonas.

Os parâmetros físico químicos caracterizaram a água dos campos de petróleo estudados como sendo levemente ácida a neutra e salobra a salgada.

As características hidroquímicas são definidas com base nos diagramas de Piper e confirmadas com a classificação de razões iônicas segundo Sullin. No diagrama de Piper observa-se um domínio de águas cloretadas sódicas e cloretadas cálcicas ou magnesianas (mistas) nas águas dos poços das diversas zonas na Formação Açu. As águas bruta e tratada do rio Assú têm composição bicarbonatada sódica. A adição de bissulfito de sódio (NaHSO_3) altera o domínio de água bicarbonatada sódica para o domínio de águas sulfatadas ou cloretadas sódicas que é o caso da amostra referente a água de injeção.

Sabendo a qual zona de produção pertence cada poço amostrado obteve-se a partir da análise discriminante uma função que distingue quimicamente as zonas de produção. Dessa forma, foi possível calcular a taxa de acertos de classificação da função que foi de 76,3% na etapa de treinamento. Para a validação desse modelo a taxa de acerto foi de aproximadamente 86%, o que significa que em um universo de 68 amostras utilizadas nessa etapa da metodologia, 58 foram classificadas corretamente.

Por meio do gráfico que ilustra o espaço discriminante foi possível visualizar dois grupos distintos: um formado pela zona 300 e outro pelas demais zonas de produção.

Isto pode ter ocorrido, pelo fato da zona 300 ser do Campo B, enquanto que as amostras das outras zonas estudadas pertencem ao Campo A. Coletaram-se amostras de zona 300 no campo B que está localizado na vizinhança do campo A na Formação Açu, devido à não existência de amostras desse tipo no campo A. Assim, para aumentar o poder de discriminação, seria necessário criar uma função apenas para as demais zonas de produção.

RECOMENDAÇÕES

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- _ Coletar água produzida em vasilhames de mesmo volume;
- _ Realizar medidas de salinidade, pH e Sólidos Totais Dissolvidos “in situ”;
- _ Melhorar o modelo referente à função discriminante, minimizando a taxa de erro.
- _ Efetuar as medidas isotópicas de O^{18} e Hd;
- _ Realizar as análises em amostras de misturas de zonas distintas, preparadas em laboratório após um planejamento experimental;
- Validar a função criada para classificar as misturas com resultados analíticos de amostras que são proveniente de mais de uma zona de produção no mesmo campo de petróleo.
- _ Determinar o *background* dos elementos maiores e traços presentes nas águas da Formação Açu sem influência de acumulações de óleo;
- _ Melhorar o modelo referente à função discriminante, minimizando a taxa de erro.

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

APHA - American Public Health Association. **Standard methods for the examination of water and wastewater**. 21.ed. Washington: American Public Health Association, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS/ABNT. NBR 13895: **Construção de poços de monitoramento e amostragem**. Rio de Janeiro, 21p, 1997.

BERTANI, R.T., COSTA, I.G., MATOS, R.M.D., “Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar”. In: Raja Gabaglia G.P. & Milani E.J. *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. PETROBRAS, Rio de Janeiro, 2ª ed., p. 291-310. 1991.

BITTENCOURT, A.V.L., ROSA FILHO, E. F., HINDI, E. C., BUCHMANN FILHO, A.C. A influência dos basaltos e de misturas com águas de aquíferos sotopostos nas águas subterrâneas do Sistema Aquífero Serra Geral na bacia do rio Piquiri, Paraná– BR. **Revista de Águas Subterrâneas**, São Paulo, n. 17, p. 67-76, 2003.

CASTRO, J. C., BARROCAS, S. L. Roteiro de Campo, Fácies da Formação Açú, Bacia Potiguar. **PETROBRÁS/CEPES**, Rio de Janeiro Relatório Interno, 32p. 1981.

CENPES. Caracterização do Efluente da Plataforma de Curimã PCR-1. **Relatório Técnico Parcial**. Jun. 2005. Acesso em 14 outubro, 2008. Disponível em:
<<http://www.mma.gov.br/port/conama/processo.cfm?processo=02000.000344/2004-86>>

CLARK JR., R.C ;BROWN,D.W. Petroleum properties and analyses in biotic and abiotic systems. In: Mails.D.C.,ed. *Effects of petroleum on Artic and Sub artic marine environments in organisms*. V.1. **Nature and fate of petroleum**. New York, Academic Press.P.1-89,1977.

CONAMA 357/2005. **Conselho Nacional de Meio Ambiente. Resolução**, n.357, de 17 de março de 2005. Diário Oficial da União n.53, de 18 de março de 2005. *Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem*

como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências.

CUSTÓDIO, E.; LLAMAS, M. R. **Hidrologia Subterrânea**. Barcelona: Omega, 1983.

FEITOSA FAC; MANOEL FILHO J. **Hidrogeologia: conceitos e aplicações**.

CPRM, 2. Ed: Fortaleza, 391 pp, 2000.

FEITOSA, F. A. C., FILHO, J. M., “**Hidrogeologia: Conceitos e Aplicações**”, LABHID – UFPE, Editora CPRM: Fortaleza – CE, 2000.

FERNANDES, JR. W.E. Projeto e operação em escala semi-industrial de um equipamento para tratamento de águas produzidas na indústria do petróleo utilizando nova tecnologia: Misturador-decantador inversão de fases (MDIF). **Tese (Doutorado em Engenharia Química), - Universidade Federal do Rio Grande do Norte**. UFRN: Natal, 2006.

GARCIA, R. B. Impactos ambientais causados por atividades petrolíferas. 78f. **Apostila - Departamento de Química**. UFRN: Natal. 2006.

GUIMARÃES, I. R. Utilização de óxidos de ferro naturais e sintéticos na degradação de compostos orgânicos. 84f. **Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Lavras**. UFLA: Lavras, 2007.

HEM, J. D. Study and Interpretation of the Chemical Characteristics of Natural Water. **U.S Geological Survey Water-Supply Paper 2254**, 3ª edição, 1985.

HINDI, E. C. Caracterização hidroquímica e hidrogeológica das fontes cársticas das Bacias dos rios Tumiri, Água Comprida, Fervida e das Onças – Colombo, PR. **Dissertação (Mestrado em Geologia) – Setor de Ciências da Terra. Universidade Federal do Paraná**. UFPR: Curitiba, 1999.

HINDI, E. C. Hidroquímica e Hidrotermalismo do Sistema Aquífero Guarani no Estado do Paraná. **Tese (Doutorado em Geologia) - Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná**. UFPR: Curitiba, 2007.

HUNT, J.M, **Petroleum geochemistry and geology**. Ed.W.H.Freeman and Company. 2nd.ed, New York, 743p, 1995.

KOUTSOUKOS, E.A.M.; DESTRO, N.; AZAMBUJAFILHO, N.C. DE; SPADINI, A.R. Upper Aptian-Lower Coniacian carbonate sequences in the Sergipe Basin, Northeastern Brazil. In: TONI SIMO, J.A.; SCOTT, R.W. & MASSE, J.P. (Eds.) **Cretaceous carbonate platforms**, American Association Petroleum Geologists, Memoirs, v. 56, p. 127-144, 1993.

LIMA, A.F. Caracterização e estudo da bioconversão da matéria orgânica dissolvida em efluentes da Petrobras no Rio Grande do Norte. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Química)**, - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. UFRN, Natal, 1996.

LIMA, E. B. N. R. “Modelagem Integrada para Gestão da Qualidade da Água na Bacia do Rio Cuiabá”. **Tese (Doutorado em Engenharia Civil)**. COPPE/UFRJ, 184p, 2001.

MANASSÉS, F. Caracterização hidroquímica da água subterrânea da formação serra geral na região sudoeste do estado do Paraná. **Dissertação (Mestrado em Geologia)-Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná**. UFPR: Curitiba. 2009.

MANSO, C. L.deC. Primeiro registro de goniasteridae (echinodermata, asteroidea) no cretáceo do Brasil: Turoniano da Bacia Potiguar São Paulo, UNESP, **Geociências**, v. 25, n. 2, p. 255-260, 2006.

MATOS, R. M. D. History of the northeast Brazilian riftsystem: kinematic implications for the break-upbetween Brazil and West Africa. In.: CAMERON, N. R.; BATE, R. H.; CLURE, V. S. (Eds.). **The oil and gas habitatsof the South Atlantic**. London: Geological Society, (474p. p. 55-73. (Special Publication, 153), 1999.

MENEZES, M.A. S, Ferro-Bacterias em água subterrânea- Estudo de casos no Ceará (82p). **Dissertação (Mestrado em Química) Universidade de São Paulo**. USP: São Paulo, 1992.

MERRITTS,D.J.;WET,A.de;MENKING,K. **Environmental geology**: na earth system science approach.U.S.A;W.H. Freeman and Company,1998.

NBR 13895. Construção de poços de monitoramento e amostragem. Junho/1997,17p.

OLIVEIRA A. Petróleo: por que os preços sobem (e descem)? **Reportagem**, disponível em: <<http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet17.shtml>> Acessado em: 27 setembro, 2008.

PARENTE, P.F. Avaliação das condições de biodegradação do petróleo a partir da caracterização de parâmetros físico-químicos das águas e óleos da formação Açu na bacia potiguar, RN-Brasil **Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro**. UFRJ: Rio Janeiro, 2006.

PÉREZ, Y.A.R. Caracterização da Geometria de Depósitos Sedimentares na Borda Sudoeste da Bacia Potiguar. **Dissertação (Mestrado em Geodinâmica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte**. UFRN: Natal, 2003.

PERRY, R. H., GREEN, D., **Perry's chemical engineers handbook**. McGraw Hill: New York, 1984.

R Development Core Team (2009). R: A language and environment for statistical computing. **R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria**. ISBN 3-900051 070,URL<http://www.R-project.org>.

RAMALHO,A.M.Z, Estudo de Reatores Eletroquímicos para Remoção de Cu^{2+} , Zn^{2+} , BTEX e Fenol em Água Produzida. **Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo)**. - **Universidade Federal do Rio Grande do Norte**. UFRN: Natal, 2008.

RAY,J.P;ENGELHARDT,F.R.Produced Water: **Technological Environmental Issues and Solutions**.James P. Ray& F.Rainer Engelhardt Eds.,Plenum Press,New York, 616 p,1992.

ROSADO, V. **Minhas Memórias do Petróleo Mossoroense**. Mossoró/RN: Fundação Vingt-un Rosado/ Fundação Guimarães Duque, 2000 (Série C, Coleção Mossoroense, Volume 1109)

ROSADO, V. **Um Dia as Torres Voltarão ao Sagrado Chão de Mossoró**. Mossoró/RN: Fundação Vingt-un Rosado/ Fundação Guimarães Duque, 2004 (Série B, Coleção Mossoroense, Número 2591)

SALVE P. R, MAURYA A, KUMBHARE P. S, RAMTEKE D. S, WATE S. R. Assessment of Groundwater Quality with Respect to Fluoride. **Bull Environ Contam Toxicol**, 81:289 – 293, 2008.

SANTOS, A. C.; SILVA, S. R.; TONHOLO, J.; ZANTA, C. L. P. S. Tratamento de água produzida de petróleo através da tecnologia eletroquímica. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás Natural, nº 3, **Trabalho Técnico Científico**. Salvador – BA, 2005.

SILVA NETO, A. C.; TONHOLO, J.; ZANTA, C. L. P. S. Desenvolvimento de eletroflotadores para o tratamento de água de produção de petróleo. In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás Natural, nº 3, **Trabalho Técnico Científico**. Salvador – BA, 2005.

SILVA, A. O Arco de Ponta Grossa e sua importância na correlação de estruturas continentais e oceânicas. **4 Simp. Regional de Geol., SBG-São Paulo**, Atas, p. 163 – 173, 1983.

SOUZA, M. J., Beneficiamento da fração C5+ do pólo de Guamaré a partir de reações de craqueamento catalítico sobre zeólitas ácidas. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Química)**, - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. UFRN: Natal, 2001.

STEIN, P. Potencialidades e aspectos da salinização do aquífero Açú na borda sul da Bacia Potiguar, RN. **Dissertação (Mestrado em Geociência)** - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. UFRN: Natal, 2003.

SULLIN, V. A., “Aspectos hidrogeoquímicos e hidrodinâmicos da Formação Pendência no Campo do Livramento”. *In: Anais do II Seminário Técnico de Operações Geológicas*, PETROBRAS/DEPEX, Salvador - BA, 1946.

SWAN, J.M.; NEFF, J.M. & YOUNG, P.C. (eds.) Environmental Implications of Offshore Oil and Gas Development in Australia – The Findings of an Independent Scientific Review. **Australian Petroleum Exploration Association**. Sydney, p.696, 1994.

TEIXEIRA, I. E. M., 19 “Caracterização hidroquímica da Formação Açu”. *In: Seminário Técnico de Operações Geológicas*, 3, Anais Cabo Frio. **PETROBRAS/DEPEX**. v.2. p. 541-536, 1991.

THOMAS J. E (Organizador). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

TIRUMALESH K, SHIVANNA K, JALIHAL A. Isotope hydrochemical approach to understand fluoride release into groundwaters of Ilkal area, Bagalkot District, Karnataka, India. **Hydrogeol J**. 15:589–598, 2007.

TISSOT, B., WELTW, D.H., Petroleum formation and occurrence, **Springer, Berlim**, 1984.

VASCONCELOS E.P, LIMA NETO F.F, ROOS S. Unidades de correlação da Formação Açu, Bacia Potiguar. *In: SBG, Congr. Bras. Geol.* Anais - 1: 227- 240: Natal, 1990.

ANEXO

ANEXO A

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 100)								
		1ª KA 22	1ª KA 6	2ª KA 6	2ª KA 6d	1ª KA 46	2ª KA 46	2ª KA 46d	3ª KA 46	2ª KA 46d
pH	-	6,82	7,50	7,11	6,97	6,86	7,00	6,71	6,64	6,68
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,00	36,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	427,00	353,80	353,80	353,80	329,40	317,20	341,60	280,60	368,40
Alumínio	mg/L	0,07	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,11	0,16
Bário	mg/L	0,48	0,21	0,20	0,20	0,27	0,27	0,20	0,24	0,24
Boro	mg/L	0,52	0,46	0,39	0,41	0,54	0,44	0,37	0,42	0,43
Brometo	mg/L	2,83	2,95	3,10	3,05	2,11	2,46	2,40	2,72	2,37
Cálcio	mg/L	272,10	328,30	234,20	231,90	240,90	233,30	200,00	230,75	212,45
Cloreto	mg/L	1.068,13	1.351,40	1.187,00	1.187,19	1.123,87	924,72	899,23	906,76	931,89
Condutividade	mS/cm	4,17	4,42	4,36	4,41	3,68	3,64	3,66	2,26	2,70
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,32	0,05	0,04	0,02	0,08	0,04	0,02	0,01	0,02
Formiato	mg/L	0,04	0,72	0,23	0,26	0,56	0,23	0,26	0,44	0,34
Fluoreto	mg/L	1,00	0,67	0,72	0,71	1,40	1,09	1,15	1,05	1,34
Manganês	mg/L	0,40	0,06	0,04	0,05	0,07	0,04	0,04	0,05	0,06
Magnésio	mg/L	121,20	139,50	101,50	101,54	101,60	63,00	47,28	96,50	94,57
Potássio	mg/L	50,74	51,34	45,70	46,34	45,59	38,20	38,05	43,63	38,82
Resistividade	Ω cm	0,24	0,23	0,23	0,23	0,27	0,27	0,27	0,44	0,37
Salinidade	ppm	2.100,00	2.300,00	2.200,00	2.300,00	1.800,00	1.800,00	1.800,00	1.000,00	1.300,00
Sódio	mg/L	354,60	360,60	311,90	310,95	318,80	302,10	300,10	284,40	265,15
Sólidos Suspensos	mg/L	0,00	0,00	1,12	0,00	4,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sólidos Totais	mg/L	2.887,01	3.101,34	3.015,49	3.052,94	2.548,24	2.520,59	2.534,41	1.566,50	1.870,70
Sulfato	mg/L	10,82	65,08	66,00	66,56	65,62	53,07	52,38	46,61	48,51
Zinco	mg/L	0,03	0,02	0,09	0,07	0,03	0,07	0,06	0,09	0,10

Quadro A - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 100 no campo A

ANEXO B

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 140)												
		1ª KA 51	2ª KA 51	2ª KA 51d	1ª KA39	2ª KA 39	2ª KA39d	3ª KA 39	3ª KA 39d	1ª KA 12	2ª KA 12	2ª KA 12d	3ª KA 12	3ª KA 12d
pH	-	7,00	6,73	6,74	6,37	6,08	6,58	6,26	6,33	7,00	6,81	6,94	6,34	6,27
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	305,00	268,40	317,20	183,00	48,80	61,00	97,60	97,60	427,00	305,00	341,60	183,00	183,00
Alumínio	mg/L	0,04	0,08	0,06	0,13	0,43	0,40	0,24	0,28	0,07	0,11	0,14	0,35	0,36
Bário	mg/L	0,13	0,23	0,20	0,20	0,05	0,05	0,15	0,15	0,52	0,49	0,51	0,08	0,08
Boro	mg/L	0,35	0,34	0,31	0,40	0,69	0,69	0,51	0,51	0,43	0,40	0,42	0,84	0,83
Brometo	mg/L	2,42	2,52	2,70	1,01	0,66	0,67	1,05	1,20	2,03	2,13	2,09	0,63	0,65
Cálcio	mg/L	329,80	210,50	200,10	154,45	20,91	19,36	88,48	88,44	235,90	180,40	177,10	22,88	22,02
Cloreto	mg/L	1.364,50	953,10	953,10	836,40	252,96	259,72	438,45	460,96	982,24	808,04	799,99	314,74	312,98
Condutividade	mS/cm	4,21	3,96	4,00	2,33	1,25	1,23	1,94	1,95	3,44	3,29	3,33	1,43	1,44
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,10	0,04	0,03	0,02	0,11	0,14	0,05	0,03	0,07	0,02	0,02	0,34	0,01
Formiato	mg/L	0,58	0,22	0,21	0,66	0,56	0,59	0,57	0,58	0,45	0,23	0,31	0,99	1,16
Fluoreto	mg/L	0,43	0,53	0,56	0,43	0,61	0,62	0,54	0,67	1,84	1,69	1,63	1,67	1,67
Manganês	mg/L	0,07	0,08	0,07	0,95	0,07	0,07	0,06	0,06	0,12	0,09	0,10	0,09	0,09
Magnésio	mg/L	146,10	80,94	80,00	38,80	4,87	4,20	14,51	14,57	105,10	83,09	66,47	1,27	1,38
Potássio	mg/L	47,38	46,17	46,17	95,26	84,88	82,25	104,15	104,15	46,20	44,73	45,40	62,00	61,75
Resistividade	Ω cm	0,24	0,25	0,25	0,43	0,80	0,81	0,52	0,51	0,29	0,30	0,30	0,70	0,69
Salinidade	ppm	2.100,00	2.000,00	2.000,00	1.000,00	400,00	400,00	800,00	800,00	1.700,00	1.600,00	1.600,00	500,00	500,00
Sódio	mg/L	360,50	257,20	257,00	219,90	167,65	163,65	168,40	166,00	278,30	252,40	244,60	228,55	228,30
Sólidos Suspensos	mg/L	42,32	0,00	0,00	69,36	586,00	534,15	0,00	28,41	168,48	141,68	45,36	4,00	4,00
Sólidos Totais	mg/L	2.952,99	2.741,83	2.769,48	1.680,25	1.450,21	1.385,23	1.341,80	1.375,89	2.546,79	3.416,29	2.347,62	991,28	998,88
Sulfato	mg/L	145,92	159,44	151,39	63,39	48,76	48,64	60,55	62,14	70,66	62,50	64,59	24,15	24,67
Zinco	mg/L	0,03	0,06	0,05	0,04	0,09	0,09	0,09	0,09	0,03	0,09	0,08	0,41	0,25

Quadro B - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 140 no campo de A

ANEXO C

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 240)				
		1ª KA59	2ª KA 59	2ª KA 59d	3ª KA 59	3ª KA 59d
pH	-	7,16	7,12	7,12	6,78	6,86
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	24,00	36,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	85,40	292,80	292,80	353,80	317,20
Alumínio	mg/L	0,09	0,10	0,09	0,14	0,18
Bário	mg/L	0,003	0,10	0,09	0,14	0,13
Boro	mg/L	0,30	0,31	0,29	0,30	0,30
Brometo	mg/L	1,21	1,12	1,38	1, 204	1,22
Cálcio	mg/L	228,60	116,50	137,65	156,55	141,35
Cloreto	mg/L	1.012,36	433,61	523,35	489,20	490,42
Condutividade	mS/cm	2,45	1,95	2,05	2,38	2,40
Densidade	g/cm ³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,12	0,11	0,78	1,03	8,31
Formiato	mg/L	0,48	0,34	0,23	0,37	0,35
Fluoreto	mg/L	0,33	1,01	1,20	1,01	1,05
Manganês	mg/L	1,43	0,23	0,21	0,29	0,25
Magnésio	mg/L	89,35	27,95	40,13	53,51	60,43
Potássio	mg/L	37,17	36,30	33,15	36,16	34,42
Resistividade	Ω cm	0,41	0,51	0,49	0,42	0,42
Salinidade	ppm	1.100,00	700,00	900,00	1100,00	1100,00
Sódio	mg/L	245,90	179,40	189,60	198,10	186,20
Sólidos Suspensos	mg/L	76,40	0,00	0,00	0,00	56,80
Sólidos Totais	mg/L	1.770,26	1354,25	1421,31	1649,46	1760,09
Sulfato	mg/L	29,17	65,51	65,09	56,16	56,31
Zinco	mg/L	0,04	0,08	0,09	0,08	0,06

Quadro C - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 240 no campo de A

ANEXO D

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 260)										
		1ª KA23	2ª KA 23	2ª KA 23d	1ª KA 18	2ª KA 18	2ª KA 18d	1ª KA 19	2ª KA 19	2ª KA 19d	3ª KA 19	3ª KA 19d
pH	-	6,20	6,65	6,58	7,02	6,62	6,70	7,13	6,75	6,56	6,54	6,61
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,00	0,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	561,20	414,80	463,60	427,00	353,80	3900,40	414,80	402,60	402,60	536,80	597,80
Alumínio	mg/L	0,08	0,09	0,11	0,09	0,30	0,25	0,08	0,20	0,18	0,14	0,15
Bário	mg/L	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,20	0,17	0,18	0,17	0,20	0,21
Boro	mg/L	0,51	0,48	0,53	0,52	0,41	0,46	0,48	0,42	0,46	0,34	0,33
Brometo	mg/L	1,70	1,78	1,82	1,75	1,89	1,92	1,69	1,91	1,89	1,37	1,37
Cálcio	mg/L	192,40	161,40	165,80	232,35	174,40	174,40	247,70	161,70	211,45	177,63	172,75
Cloreto	mg/L	836,15	667,16	681,23	1.059,92	721,61	731,13	905,95	722,49	714,44	541,494	533,69
Condutividade	mS/cm	3,04	2,67	2,67	3,17	3,13	3,13	3,18	3,16	3,15	2,48	2,54
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,07	0,03	0,02	0,09	0,04	0,04	0,08	0,02	0,03	0,02	0,02
Formiato	mg/L	0,44	0,22	0,23	0,54	0,51	0,45	0,50	0,41	0,38	0,353	0,337
Fluoreto	mg/L	1,88	2,07	2,04	1,55	1,78	1,89	1,86	2,05	2,03	1,49	1,452
Manganês	mg/L	0,32	0,28	0,31	0,12	0,10	0,11	0,24	0,23	0,25	0,19	0,21
Magnésio	mg/L	80,03	64,21	57,13	99,14	73,94	74,40	94,77	65,88	59,49	63,29	69,24
Potássio	mg/L	41,13	42,61	44,50	43,66	41,83	37,84	50,23	40,18	38,05	43,58	41,66
Resistividade	Ω cm	0,33	0,37	0,37	0,32	0,32	0,32	0,31	0,32	0,32	0,40	0,39
Salinidade	ppm	1.500,00	1300,00	1300,00	1.500,00	1500,00	1500,00	1.500,00	1500,00	1600,00	1100,00	1200,00
Sódio	mg/L	250,80	239,80	244,20	283,10	243,80	243,80	302,20	217,65	253,45	226,20	208,30
Sólidos Suspensos	mg/L	15,68	0,00	78,40	14,64	0,00	0,00	14,56	0,00	0,00	0,00	0,00
Sólidos Totais	mg/L	2.117,45	1849,96	1945,10	2.206,28	2167,99	2167,99	2.213,12	2188,73	2181,82	1718,60	1760,08
Sulfato	mg/L	18,44	5,76	5,56	65,67	64,48	65,33	59,15	59,07	58,05	11,44	11,051
Zinco	mg/L	0,02	0,07	0,11	0,04	0,13	0,10	0,96	0,10	0,07	0,09	0,08

Quadro D - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 260 no campo de A (Parte 1/2)

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 260)										
		1ª KA 20	2ª KA 20	2ª KA 20d	3ª KA 203	3ª KA 20d	1ª KA 21	2ª KA 21	2ª KA 21d	1ª KA 35	2ª KA 35	2ª KA 35d
pH	-	7,61	6,66	6,80	6,65	6,66	6,77	6,93	6,95	6,88	6,69	6,80
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	24,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	646,60	488,00	475,80	500,20	561,20	439,20	488,00	475,80	573,40	524,60	524,60
Alumínio	mg/L	0,07	0,09	0,09	0,11	0,15	0,07	0,08	0,11	0,04	0,08	0,13
Bário	mg/L	4,79	4,74	4,61	4,98	0,24	0,23	0,22	0,21	1,42	1,22	1,29
Boro	mg/L	0,37	0,38	0,39	0,35	0,34	0,47	0,44	0,44	0,48	0,45	0,49
Brometo	mg/L	1,28	1,51	1,49	1,4295	1 427	1,77	2,93	1,88	1,51	1,63	1,70
Cálcio	mg/L	216,80	170,50	168,50	169,00	128,85	231,20	205,50	214,45	173,70	147,70	150,90
Cloreto	mg/L	841,45	562,93	563,99	552,684	569,82	907,84	781,43	722,74	777,85	618,81	643,79
Condutividade	mS/cm	2,80	2,62	2,60	2,54	2,57	3,21	2,25	2,28	2,92	2,68	2,69
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,08	0,03	0,03	0,01	0,01	0,08	0,02	0,02	0,54	0,39	0,47
Formiato	mg/L	0,47	0,26	0,34	0,4405	0,3645	0,59	0,36	0,35	0,87	0,21	0,25
Fluoreto	mg/L	1,33	1,55	1,56	1,5705	1,5735	1,95	1,78	1,79	1,92	1,01	2,03
Manganês	mg/L	0,32	0,29	0,29	0,28	0,06	0,21	0,17	0,17	0,13	0,12	0,13
Magnésio	mg/L	86,26	59,28	56,96	72,82	71,41	96,16	84,99	86,86	108,60	71,77	69,51
Potássio	mg/L	50,62	44,66	43,97	41,03	39,51	47,10	43,55	45,50	57,29	53,93	56,49
Resistividade	Ω cm	0,36	0,38	0,38	0,39	0,39	0,31	0,44	0,44	0,34	0,37	0,37
Salinidade	ppm	1.300,00	1200,00	1200,00	1200,00	1200,00	1.600,00	1289,36	1192,52	1.400,00	1300,00	1300,00
Sódio	mg/L	252,60	221,05	217,30	204,90	198,90	274,60	235,45	241,55	263,80	229,60	236,35
Sólidos Suspensos	mg/L	97,60	23,04	499,20	0,00	0,00	4,00	0,00	0,00	4,00	2,56	0,00
Sólidos Totais	mg/L	2.033,44	1834,43	2296,76	1760,08	1780,82	2.223,30	1559,58	1580,32	2.022,80	1855,43	1863,79
Sulfato	mg/L	23,16	6,22	5,83	4,2635	3,9165	37,80	19,62	18,97	23,11	0,43	0,51
Zinco	mg/L	0,03	0,07	0,08	0,06	0,07	0,03	0,08	0,13	0,06	0,07	0,15

Quadro E - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 260 no campo de A (Parte 2/2)

ANEXO E

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 300)													
		1ª KB 124	1ª KB 124d	2ª KB 124	2ª KB 124d	1ª KB 60	1ª KB 60id	2ª KB 60	2ª KB 60d	1ª KB 109	1ª KB109d	1ª KB 256	1ª KB 256d	2ª KB 256	2ª KB 256d
pH	-	7,32	7,82	6,91	7,06	7,13	7,22	8,86	7,07	7,27	7,25	7,44	7,14	7,04	6,84
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	634,40	585,60	500,20	573,40	488,00	439,20	500,20	463,60	427,00	427,00	573,40	561,20	549,00	610,00
Alumínio	mg/L	0,12	0,12	0,18	0,13	0,12	0,12	0,14	0,11	0,22	0,21	0,07	0,09	0,10	0,09
Bário	mg/L	0,30	0,31	0,31	0,30	0,45	0,43	0,43	0,37	0,34	0,34	0,25	0,24	0,23	0,23
Boro	mg/L	0,60	0,60	0,61	0,61	0,54	0,53	0,49	0,44	0,57	0,56	0,62	0,59	0,55	0,46
Brometo	mg/L	1,00	0,82	1,09	1,08	1,26	1,16	1,27	1,31	1,10	1,10	1,31	1,24	1,25	1,29
Cálcio	mg/L	124,20	121,40	126,90	126,40	130,90	118,40	116,50	108,50	135,80	136,70	125,40	111,60	108,75	108,00
Cloreto	mg/L	418,08	408,31	403,90	397,27	503,71	488,08	491,66	498,72	482,78	477,04	504,57	479,09	467,98	464,70
Condutividade	mS/cm	2,47	2,48	2,67	4,01	2,56	2,58	2,48	2,48	3,54	3,51	2,51	2,51	2,44	2,49
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,02	0,03	0,03	0,02	0,02	0,03	0,02	0,01	0,05	0,04	0,23	0,32	0,28	0,280
Formiato	mg/L	0,66	1,24	0,31	0,19	0,38	0,59	0,68	0,39	0,85	1,08	0,22	0,19	0,23	0,25
Fluoreto	mg/L	3,91	3,76	3,88	3,82	3,18	3,04	2,95	2,97	3,88	3,92	4,20	3,99	4,00	3,90
Manganês	mg/L	0,17	0,17	0,17	0,16	0,10	0,09	0,08	0,07	0,23	0,23	0,14	0,14	0,12	0,10
Magnésio	mg/L	52,82	50,27	58,19	57,85	53,05	46,82	48,06	44,08	65,95	64,00	50,49	43,45	38,30	40,21
Potássio	mg/L	49,28	49,02	53,39	49,67	51,03	44,97	50,49	49,71	48,29	48,31	46,16	39,24	44,84	44,80
Resistividade	Ω cm	0,40	0,40	0,37	0,25	0,39	0,39	0,40	0,40	0,28	0,28	0,40	0,40	0,40	0,40
Salinidade	ppm	1.100,00	1.100,00	1300,00	2100,00	1.200,00	1.200,00	1100,00	1100,00	1.800,00	1.700,00	1.100,00	1.200,00	1100,00	1100,00
Sódio	mg/L	254,20	238,30	255,80	255,80	266,30	231,80	210,60	210,80	252,80	237,70	257,80	218,20	209,00	209,00
Sólidos Suspensos	mg/L	868,24	788,16	550,64	519,92	815,52	839,36	0,00	0,00	131,68	131,68	815,92	827,92	0,00	0,00
Sólidos Totais	mg/L	2.575,92	2.502,76	2396,60	3292,31	2.585,43	2.623,10	1718,60	1718,60	2.579,13	2.579,13	2.551,26	2.563,26	1690,94	1725,51
Sulfato	mg/L	13,19	13,60	15,91	16,06	24,45	22,74	26,88	26,72	6,04	6,11	1,65	1,23	1,44	1,41
Zinco	mg/L	0,13	0,12	0,16	0,11	0,16	0,10	0,10	0,07	0,22	0,24	0,08	0,10	0,07	0,07

Quadro F - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 300 no campo B

ANEXO F

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 400)													
		1ª KA 16	2ª KA 16	2ª KA 16d	1ª KA 16	2ª KA 16	2ª KA 16id	1ª KA 18	2ª KA 18i2	2ª KA 18id	1ª KA 19	2ª KA 19	2ª KA 19id	3ª KA 19	3ª KA 19d
pH	-	6,92	6,83	6,66	6,85	6,96	6,61	6,68	6,41	6,42	7,07	6,53	6,50	6,64	6,71
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,00	36,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	658,80	561,20	573,40	622,20	439,20	549,00	671,00	585,60	585,60	585,60	573,40	573,40	353,80	378,20
Alumínio	mg/L	0,09	0,07	0,10	0,10	0,27	0,12	0,07	0,19	0,16	0,07	0,19	0,20	0,16	0,16
Bário	mg/L	9,54	8,35	8,43	0,32	0,32	0,32	0,23	0,26	0,25	0,22	0,22	0,26	0,16	0,16
Boro	mg/L	0,43	0,42	0,43	0,39	0,37	0,38	0,38	0,33	0,32	0,37	0,30	0,37	0,43	0,43
Brometo	mg/L	1,03	1,40	1,39	1,17	1,39	1,41	1,45	1,45	1,42	1,33	1,38	1,36	1,74	1,37
Cálcio	mg/L	215,70	156,90	169,50	200,90	169,00	159,60	199,10	150,75	150,00	218,20	182,55	178,65	190,00	194,80
Cloreto	mg/L	789,68	518,54	516,30	844,03	530,16	527,71	717,82	545,35	535,93	709,88	520,73	512,62	710,00	533,69
Condutividade	mS/cm	2,65	2,54	2,61	2,79	2,58	2,59	2,82	2,73	2,72	2,70	3,06	2,69	2,49	2,6
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,12	0,06	0,06	0,10	0,03	0,03	0,06	0,03	0,02	0,07	0,02	0,02	0,01	0,01
Formiato	mg/L	0,41	0,35	0,25	0,86	0,61	0,30	0,78	0,51	0,44	0,40	0,75	0,44	0,52	0,306
Fluoreto	mg/L	1,34	1,73	1,77	1,09	1,42	1,39	1,30	1,45	1,42	1,49	1,51	1,47	1,73	1,8085
Manganês	mg/L	0,38	0,35	0,36	0,27	0,23	0,24	0,20	0,24	0,19	0,24	0,22	0,26	0,20	0,20
Magnésio	mg/L	88,47	60,67	60,01	76,80	61,64	62,27	77,58	58,58	51,66	78,57	67,19	65,06	84,11	84,71
Potássio	mg/L	52,82	47,32	47,06	49,21	47,89	46,96	46,75	43,31	40,57	51,45	44,10	43,48	38,84	39,56
Resistividade	Ω cm	0,38	0,39	0,38	0,36	0,39	0,39	0,35	0,37	0,37	0,37	0,33	0,37	0,40	0,38
Salinidade	ppm	1.200,00	1200,00	1200,00	1.300,00	1200,00	1200,00	1.300,00	1300,00	1300,00	1.300,00	1500,00	1300,00	1200,00	1200,00
Sódio	mg/L	244,00	212,15	212,80	251,10	230,30	224,90	239,30	210,35	210,00	268,70	232,10	227,60	211,70	225,20
Sólidos Suspensos	mg/L	4,00	0,00	0,00	4,00	55,36	63,28	13,44	0,00	0,00	10,40	0,00	0,00	0,00	15,20
Sólidos Totais	mg/L	1.836,13	1760,08	1808,48	1.932,92	1839,10	1853,93	1.963,10	1891,44	1884,53	1.877,10	2119,59	1863,79	1725,51	1812,76
Sulfato	mg/L	13,35	4,32	4,12	36,68	7,66	27,83	16,35	7,64	10,67	13,91	13,56	12,78	57,273	11,051
Zinco	mg/L	0,04	0,07	0,08	0,02	0,10	0,10	0,05	0,10	0,06	0,03	0,09	0,11	0,09	0,08

Quadro G - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 400 no campo de A (Parte 1/3)

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 400)													
		1ª KA 21	2ª KA 21	2ª KA 21d	1ª KA 23	2ª KA 23	2ª KA 23d	3ª KA 23	3ª KA 23d	1ª KA 30	2ª KA 30	2ª KA 30d	1ª KA 36	2ª KA 36	2ª KA 36d
pH	-	6,76	6,82	6,83	6,48	6,60	6,52	6,51	6,60	6,92	6,94	6,63	6,95	6,73	6,78
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,00	36,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	622,20	597,80	597,80	610,00	561,20	585,60	512,40	536,80	610,00	536,80	475,80	597,80	536,80	549,00
Alumínio	mg/L	0,06	0,08	0,09	0,06	0,10	0,11	0,11	0,14	0,08	0,09	0,09	0,06	0,12	0,12
Bário	mg/L	0,70	0,69	0,69	0,20	0,20	0,21	0,18	0,19	0,19	0,18	0,15	3,72	3,19	3,30
Boro	mg/L	0,41	0,39	0,39	0,40	0,37	0,39	0,34	0,34	0,38	0,35	0,30	0,41	0,39	0,38
Brometo	mg/L	1,33	1,52	1,55	1,47	1,53	1,60	1,40	1,5005	1,37	1,51	1,60	1,40	1,64	1,72
Cálcio	mg/L	210,60	204,75	200,70	196,70	159,50	177,70	192,80	178,60	220,20	133,00	137,60	204,20	179,90	159,60
Cloreto	mg/L	857,70	575,67	586,95	758,34	563,93	595,07	575,66	581,312	885,47	556,61	590,96	800,59	615,62	644,00
Condutividade	mS/cm	2,90	2,10	2,08	2,90	2,65	2,68	2,34	2,53	2,90	2,60	2,63	2,88	2,68	2,71
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,05	0,02	0,05	0,04	0,02	0,02	0,01	0,01	0,09	0,01	0,01	0,07	0,03	0,03
Formiato	mg/L	0,80	0,31	0,38	0,66	0,24	0,30	0,41	0,3205	0,43	0,23	0,23	0,75	0,27	0,24
Fluoreto	mg/L	1,42	1,73	1,74	1,53	1,60	1,66	1,59	1,622	1,28	1,44	1,42	1,40	1,52	1,53
Manganês	mg/L	0,13	0,12	0,12	0,21	0,18	0,19	0,18	0,18	0,21	0,16	0,14	0,33	0,25	0,25
Magnésio	mg/L	76,92	76,09	73,12	74,93	57,87	61,20	73,03	73,11	85,75	46,55	42,17	85,92	60,67	62,26
Potássio	mg/L	48,49	48,62	47,96	47,05	46,19	48,08	47,93	42,74	52,62	40,26	43,84	50,66	48,01	46,95
Resistividade	Ω cm	0,34	0,47	0,48	0,34	0,38	0,37	0,43	0,40	0,34	0,38	0,38	0,35	0,37	0,37
Salinidade	ppm	1.400,00	949,85	968,47	1.400,00	1200,00	1300,00	1100,00	1200,00	1.400,00	1200,00	1200,00	1.400,00	1300,00	1300,00
Sódio	mg/L	252,40	235,85	230,55	245,20	227,80	231,90	229,70	215,25	270,30	200,00	202,70	249,10	231,30	224,90
Sólidos Suspensos	mg/L	4,00	0,00	0,00	64,80	62,80	0,00	0,00	0,00	40,80	0,00	0,00	0,96	0,00	146,32
Sólidos Totais	mg/L	2.008,97	1455,877	1442,05	2.069,77	1894,93	1856,87	1621,81	1753,17	2.045,77	1801,56	1822,30	1.992,11	1856,87	2019,93
Sulfato	mg/L	39,29	45,92	47,25	10,16	7,77	10,47	6,84	6,77	15,06	10,27	10,12	33,34	18,33	20,49
Zinco	mg/L	0,05	0,08	0,09	0,03	0,08	0,08	0,08	0,08	0,02	0,06	0,06	0,04	0,09	0,07

Quadro H - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 400 no campo de A (Parte 2/3)

Parâmetros	Unidades	Poço (zona 400)														
		1ª KA 40	2ª KA 40	2ª KA 40d	1ª KA 44	2ª KA 44	2ª KA 44d	1ª KA 44	2ª KA 44	2ª KA 44d	1ª KA 51	2ª KA 51	2ª KA 51d	1ª KA 36	2ª KA 36	2ª KA 36d
pH	-	7,23	7,05	6,93	7,78	6,60	6,88	7,58	6,75	6,46	7,03	6,95	6,90	6,95	6,73	6,78
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	610,00	610,00	475,80	683,20	610,00	610,00	658,80	671,00	634,40	658,80	622,20	695,40	597,80	536,80	549,00
Alumínio	mg/L	0,07	0,10	0,10	0,10	0,11	0,11	0,07	0,15	0,09	0,06	0,11	0,08	0,06	0,12	0,12
Bário	mg/L	0,27	0,25	0,22	3,23	1,62	3,72	0,44	3,22	1,78	0,38	0,34	0,33	3,72	3,19	3,30
Boro	mg/L	0,37	0,33	0,29	0,37	0,40	0,39	0,38	0,39	0,38	0,36	0,33	0,30	0,41	0,39	0,38
Brometo	mg/L	1,36	1,40	1,40	1,29	1,42	1,44	1,19	1,47	1,47	1,35	1,43	1,47	1,40	1,64	1,72
Cálcio	mg/L	210,30	149,20	142,50	223,00	171,90	167,15	204,60	182,50	163,25	194,60	156,10	157,40	204,20	179,90	159,60
Cloreto	mg/L	729,58	519,48	537,28	743,23	519,94	532,07	815,96	535,12	543,10	675,17	533,50	553,14	800,59	615,62	644,00
Condutividade	mS/cm	2,52	2,52	2,58	2,78	2,66	2,68	2,78	2,63	2,68	2,80	2,51	2,59	2,88	2,68	2,71
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,06	0,02	0,01	0,14	0,09	0,04	0,10	0,04	0,07	0,06	0,03	0,02	0,07	0,03	0,03
Formiato	mg/L	0,77	0,28	0,42	1,00	0,26	0,25	0,72	0,27	0,31	0,84	0,26	0,29	0,75	0,27	0,24
Fluoreto	mg/L	1,28	1,29	1,43	1,37	1,51	1,59	1,20	1,63	1,57	1,25	1,26	1,28	1,40	1,52	1,53
Manganês	mg/L	0,24	0,19	0,17	0,40	0,33	0,38	0,30	0,38	0,31	0,22	0,18	0,02	0,33	0,25	0,25
Magnésio	mg/L	77,34	47,31	45,98	86,23	66,84	64,06	80,31	71,00	61,10	81,83	54,10	56,00	85,92	60,67	62,26
Potássio	mg/L	47,84	41,65	40,25	50,82	44,24	48,01	47,63	52,20	42,37	52,47	43,14	43,00	50,66	48,01	46,95
Resistividade	Ω cm	0,40	0,40	0,39	0,36	0,38	0,37	0,36	0,38	0,37	0,36	0,40	0,39	0,35	0,37	0,37
Salinidade	ppm	1.300,00	1100,00	1200,00	1.300,00	1300,00	1300,00	1.300,00	1200,00	1300,00	1.300,00	1100,00	1200,00	1400,00	1300,00	1300,00
Sódio	mg/L	254,60	205,10	200,00	253,80	269,45	252,30	241,80	284,45	250,25	283,10	212,70	205,00	249,10	231,30	224,90
Sólidos Suspensos	mg/L	4,00	0,00	0,00	161,76	582,72	546,56	9,76	606,96	559,76	21,60	0,00	0,00	0,96	0,00	146,32
Sólidos Totais	mg/L	1.856,87	1746,25	1787,73	2.083,77	2421,76	2399,43	1.931,77	2425,26	2412,63	1.957,44	1739,34	1794,65	1.992,11	1856,87	2019,93
Sulfato	mg/L	37,18	19,36	30,41	26,77	6,80	5,90	23,15	8,36	7,95	23,28	7,65	6,41	33,34	18,33	20,49
Zinco	mg/L	0,03	0,08	0,08	0,06	0,10	0,08	0,04	0,14	0,07	0,05	0,08	0,06	0,04	0,09	0,07

Quadro I - Resultados das análises químicas da água produzida em poços da zona 400 no campo de A (Parte 3/3)

ANEXO G

Parâmetros	Unidades	2ª Bruta	3ª Bruta	2ª Tratada	3ª Tratada	1ª Injeção	1ª Injeção d	3ª Injeção d	3ª Injeção
pH	-	7,29	7,31	6,86	7,19	6,640	7,120	8,59	10,1
Alcalinidade a Carbonato	mg/L	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,20	36,00
Alcalinidade a Bicarbonato	mg/L	85,40	97,6	85,4	97,6	61,000	61,000	0,10	0,00
Alumínio	mg/L	0,20	0,2	0,17	0,23	0,08	0,050	0,12	0,47
Bário	mg/L	0,07	0,063	0,06	75,76	0,02	0,013	0,01	0,023
Boro	mg/L	0,04	0,041	0,04	0,039	0,04	0,04	0,07	0,09
Brometo	mg/L	0,13	0,191	0,07	0,238	0,110	0,120	0,19	0,351
Cálcio	mg/L	16,51	14,53	16,89	17,10	16,68	9,172	19,02	3,22
Cloreto	mg/L	37,45	36,647	41,17	37,635	240,020	28,470	53,33	86,917
Condutividade	mS/cm	0,003	0,196	0,003	0,195	0,35	0,30	0,58	0,794
Densidade	g/cm³	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,000	1,00	1,00
Ferro Total	mg/L	0,10	0,155	0,15	0,15	2,07	0,793	0,83	0,292
Fluoreto	mg/L	0,18	0,164	0,18	0,173	0,117	0,117	0,18	0,391
Manganês	mg/L	0,04	0,034	0,03	0,03	98,94	0,028	0,04	0,022
Magnésio	mg/L	7,72	6,48	7,64	6,53	3,03	3,621	6,56	0,75
Potássio	mg/L	5,77	4,75	5,76	4,91	3,03	1,813	6,61	3,928
Resistividade	Ω cm	333,33	5,102	333,33	5,128	2,85	3,33	1,73	1,25
Salinidade	ppm	0,00	60,46	0,00	62,09	0,00	0,000	0,00	0,00
Sódio	mg/L	39,75	34,00	39,04	36,83	66,68	66,810	110,00	139,5
Sólidos Suspensos	mg/L	53,88	0,00	5,768	0,00	4,00	13,576	39,38	0,00
Sólidos Totais	mg/L	237,09	76,00	198,66	0,00	3.101,34	223,061	438,99	112,00
Sulfato	mg/L	2,47	4,833	2,78	3,723	48,760	33,340	107,68	46,834
Zinco	mg/L	0,13	0,23	0,15	0,49	0,16	0,143	0,65	0,23

Quadro J- Resultados das análises químicas da água bruta e tratada do Rio Assú e água de injeção.

ANEXO H

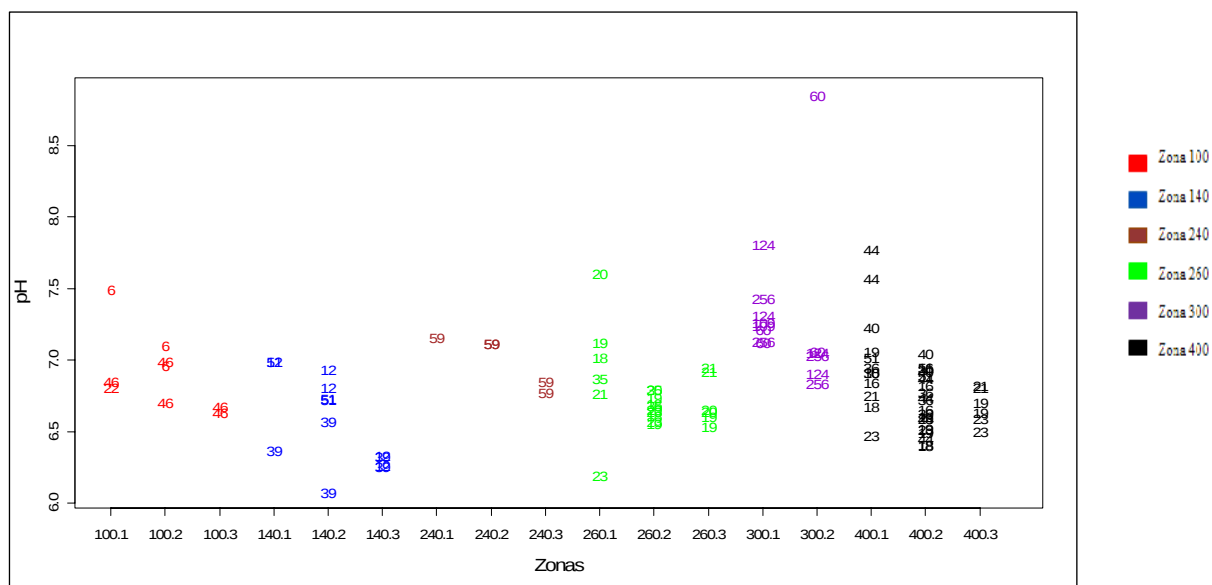


Figura A - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro pH.

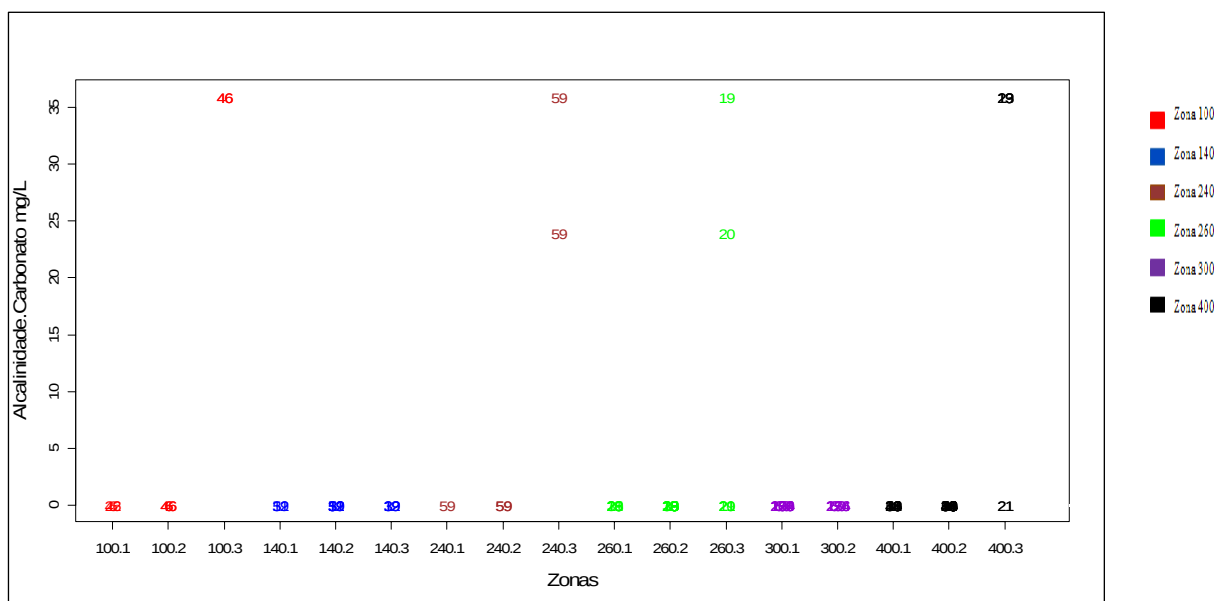


Figura B - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro alcalinidade carbonato (mg/L).

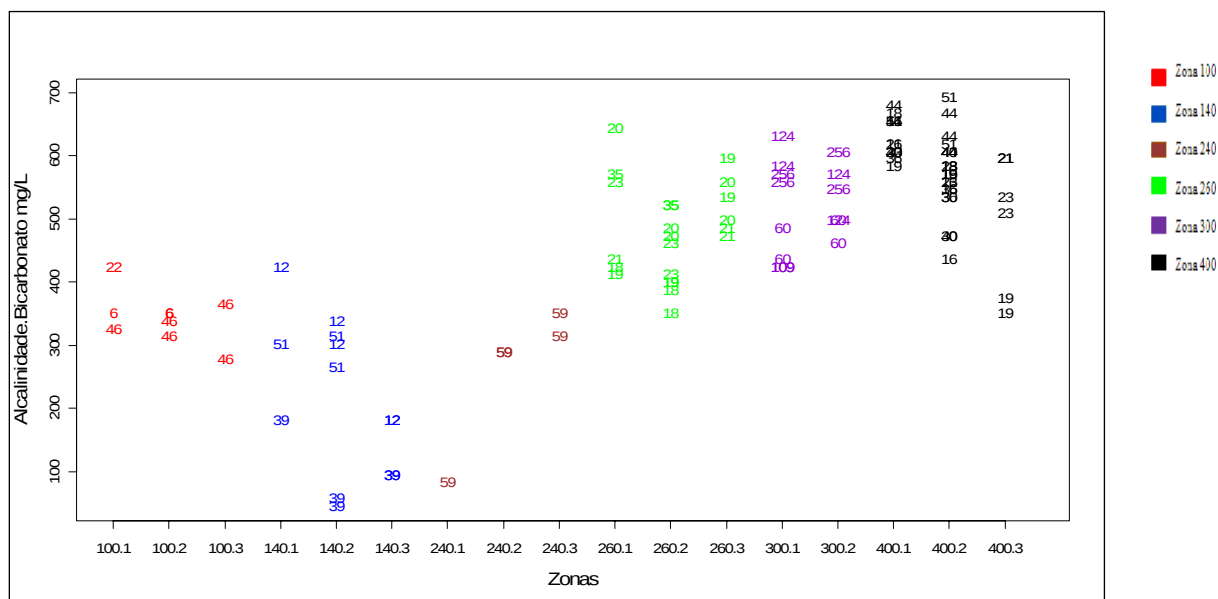


Figura C - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro alcalinidade bicarbonato (mg/L).

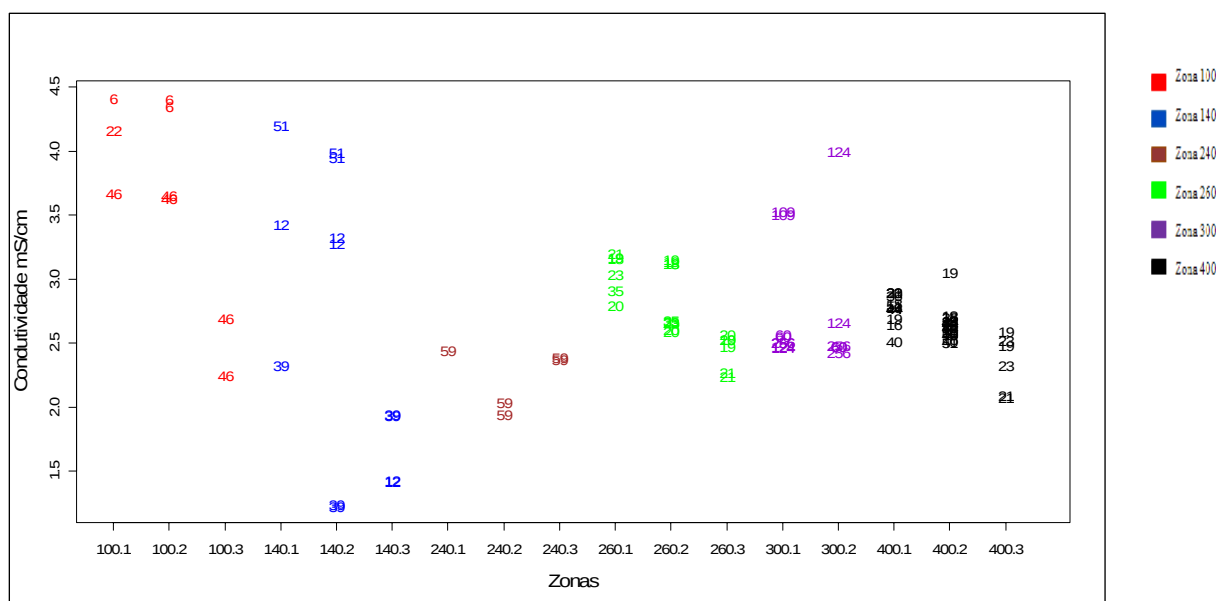


Figura D - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro condutividade (mS/cm).

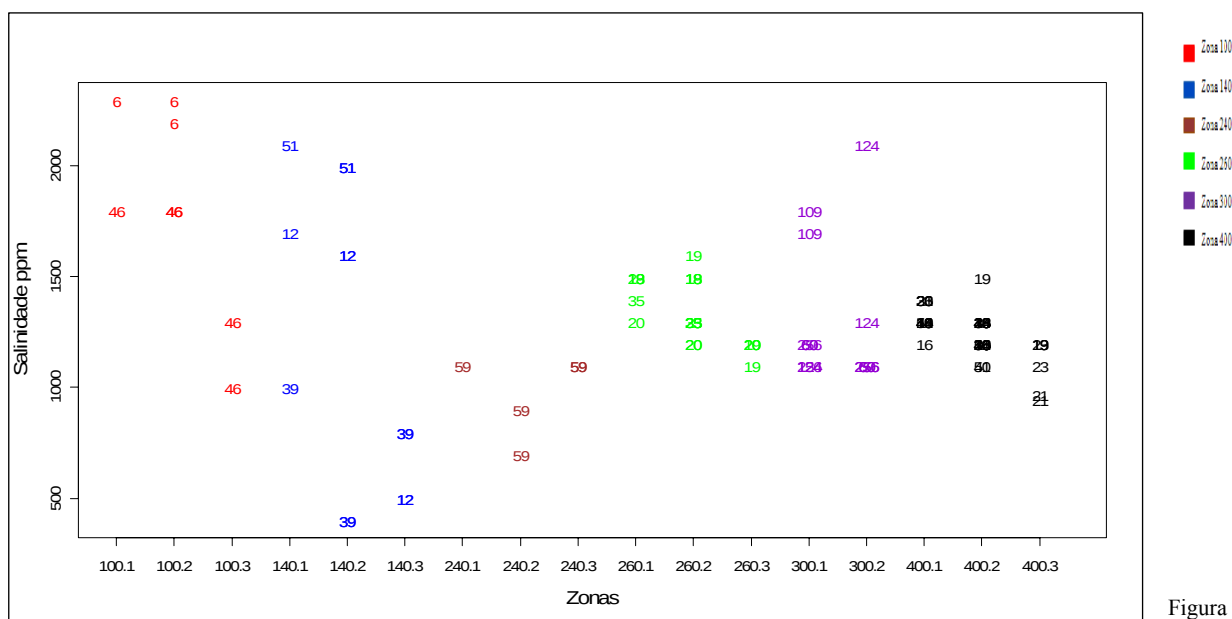
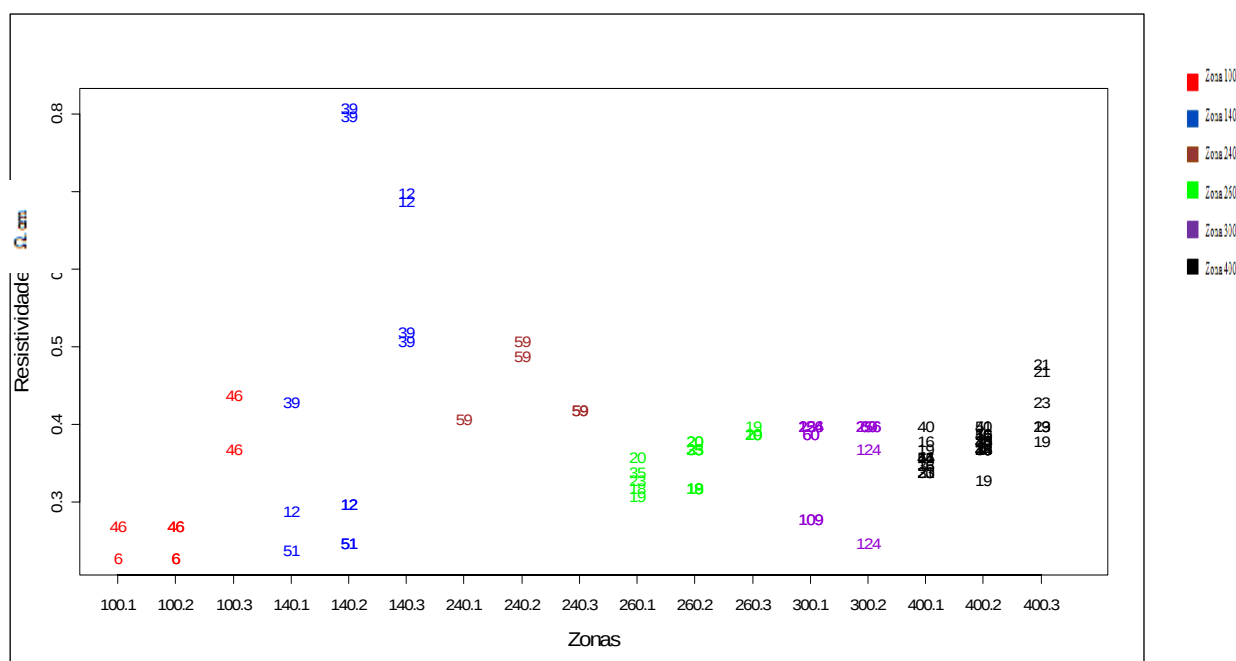


Figura E -

Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro salinidade (mg/L).

Figura F - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro resistividade ($\Omega \cdot \text{cm}$).

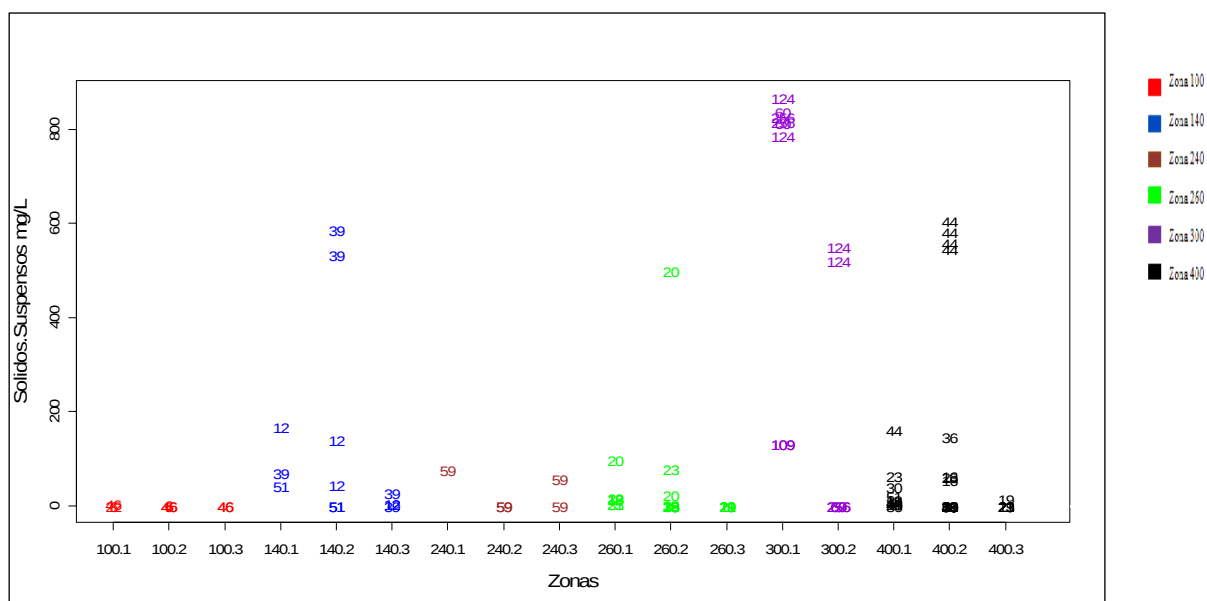


Figura G - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro sólidos. suspensos (mg/L).

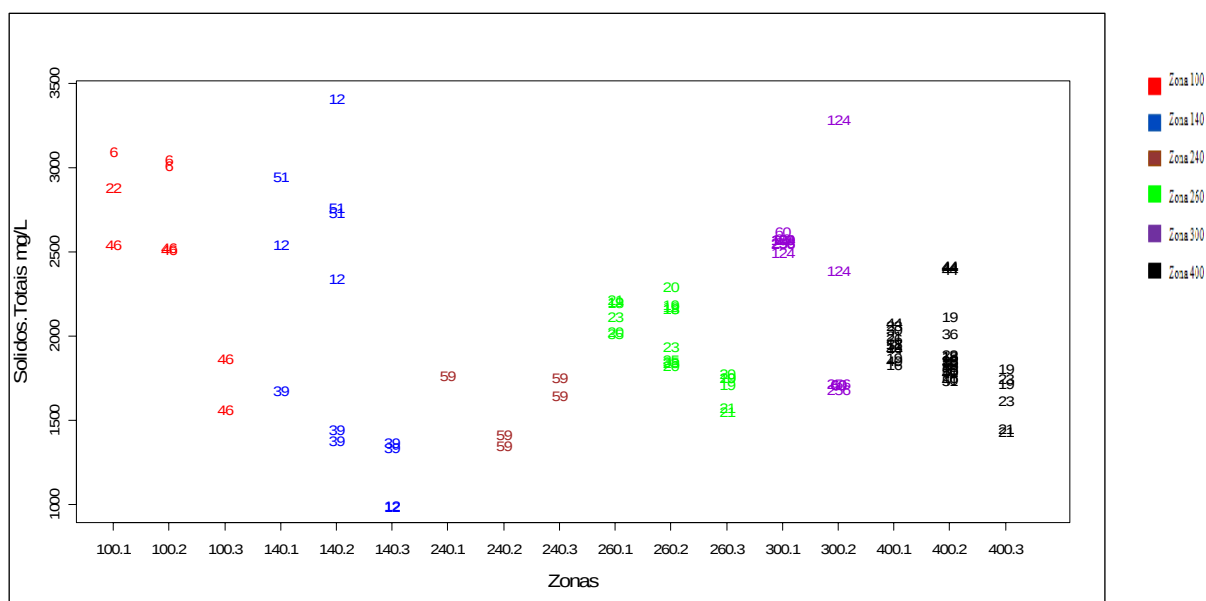


Figura H - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro sólidos totais (mg/L).

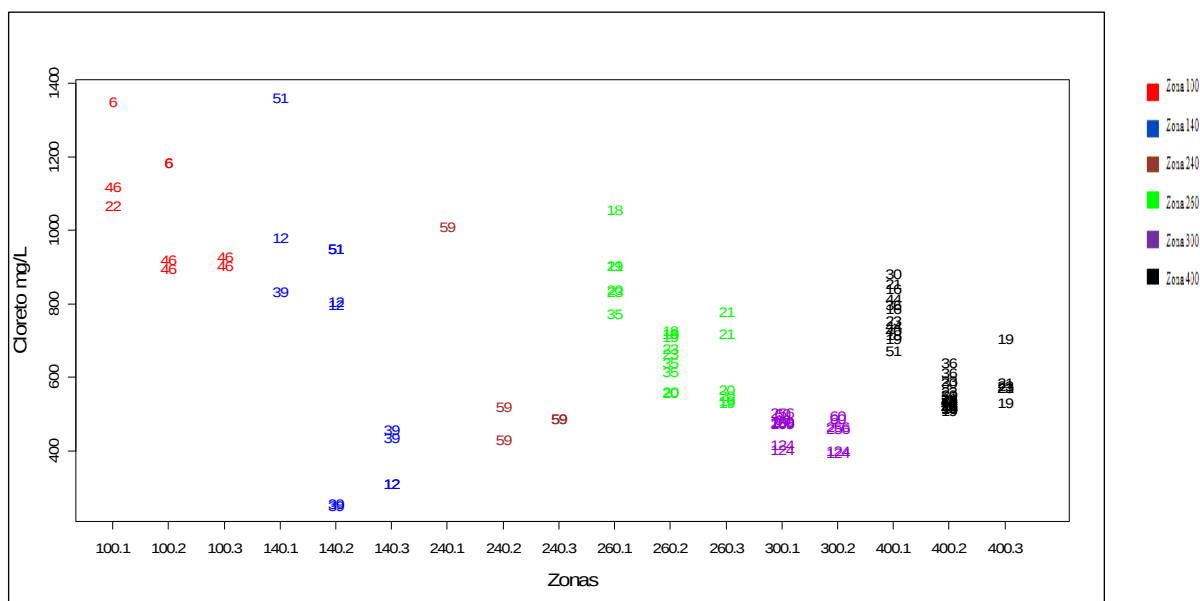


Figura I - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro cloreto (mg/L).

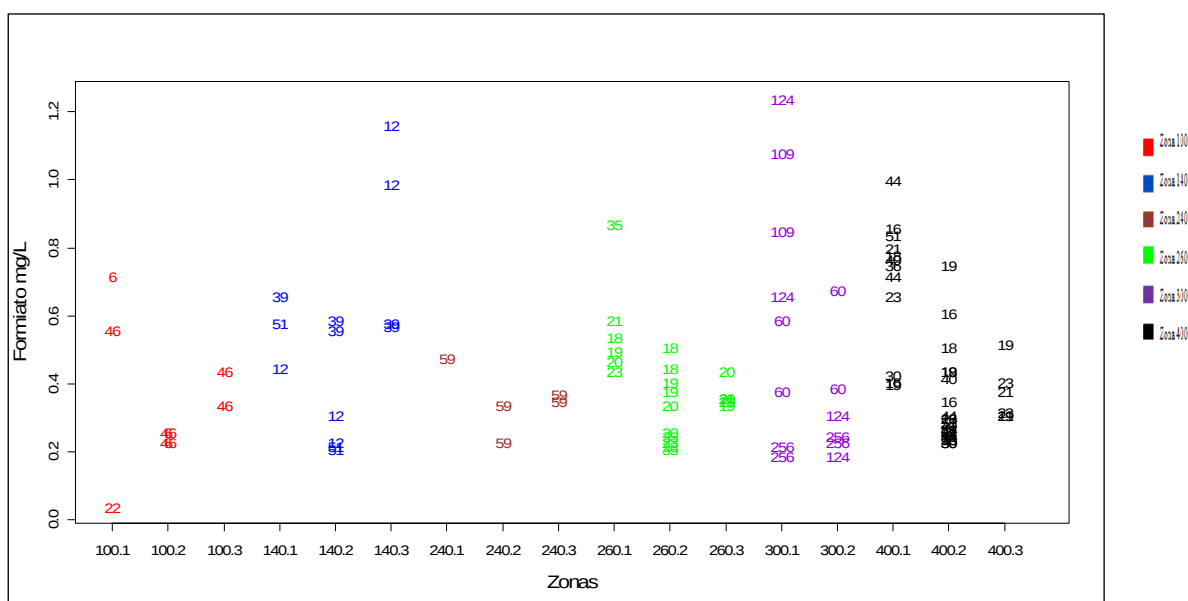


Figura J - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro formiato (mg/L).

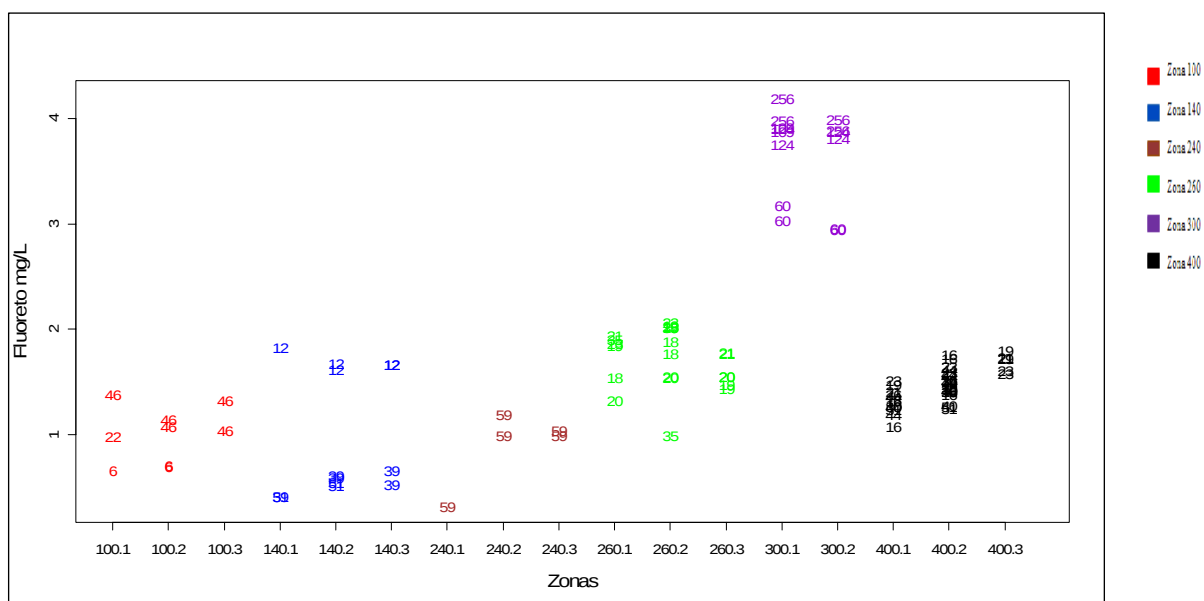


Figura K - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro fluoreto (mg/L).

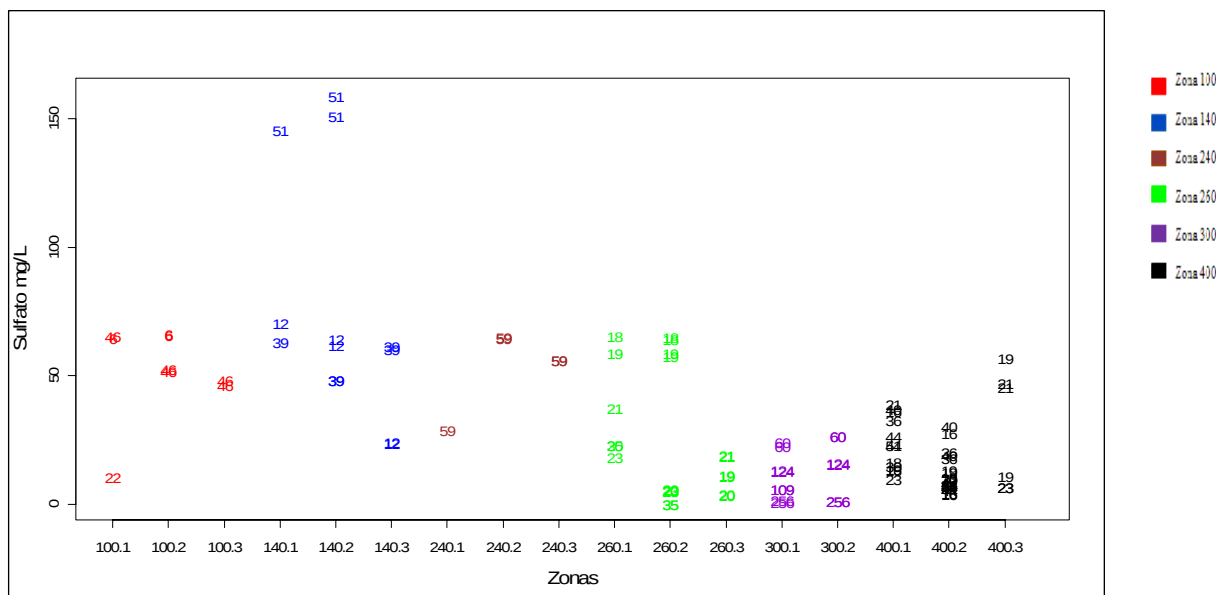


Figura L - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro sulfato (mg/L).

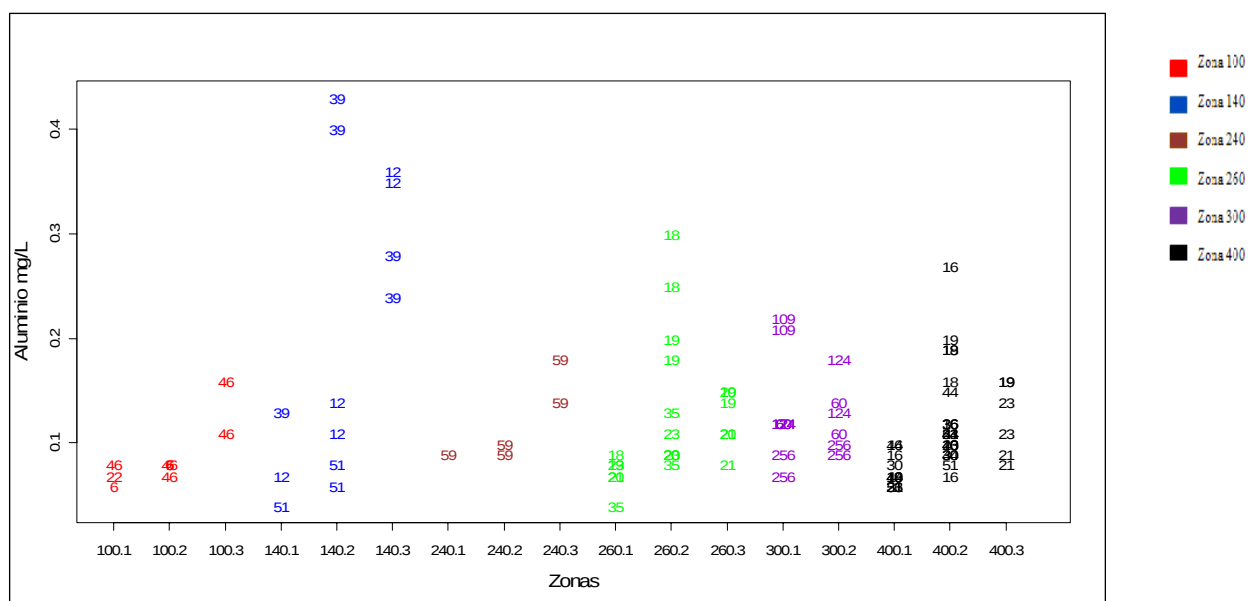


Figura M - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro alumínio (mg/L).

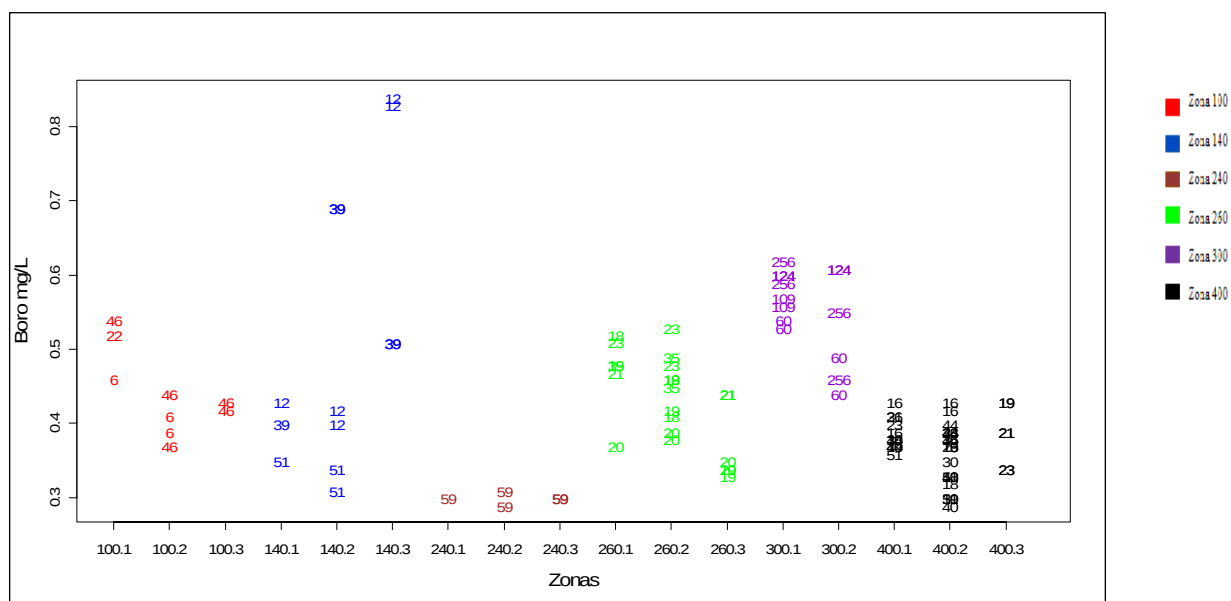
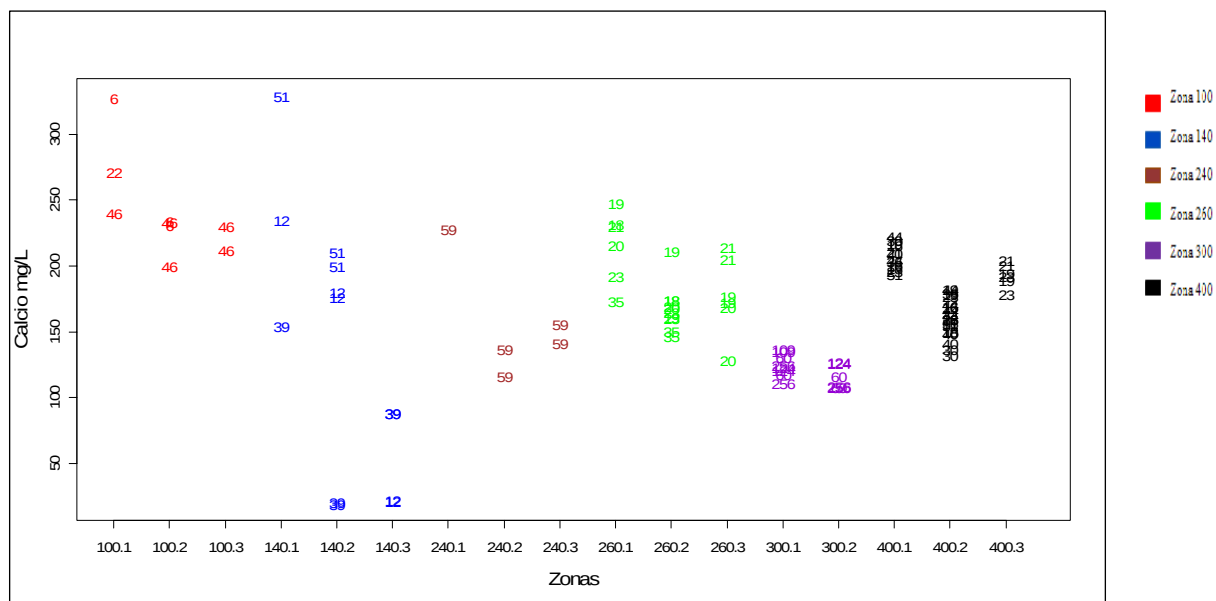


Figura N - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro boro (mg/L).



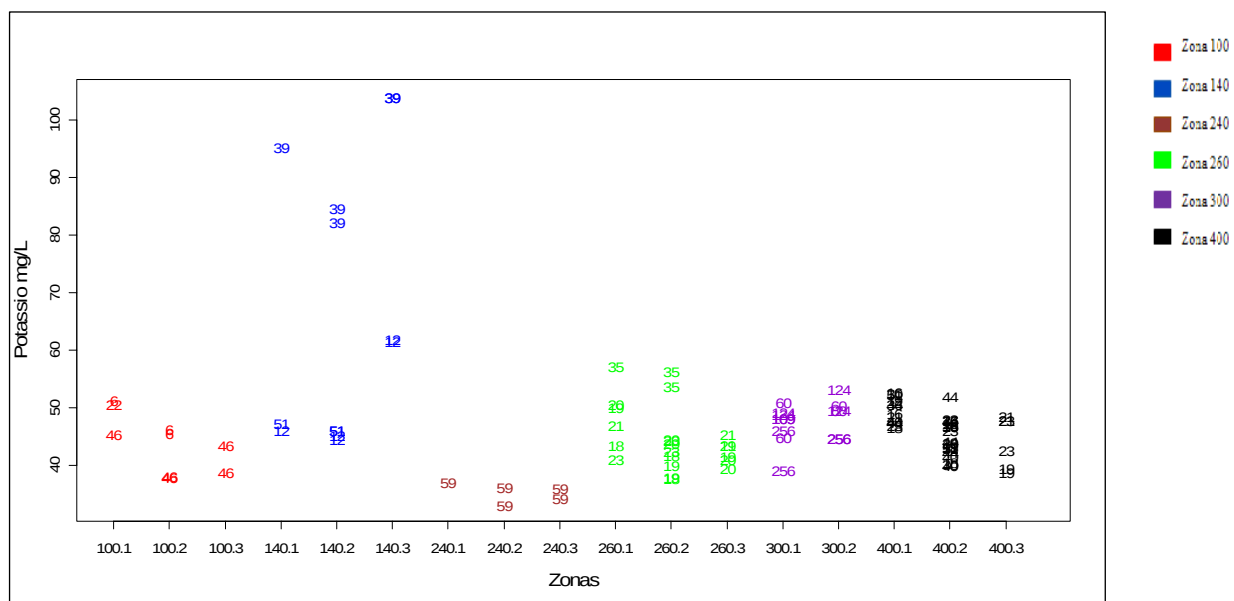


Figura Q - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro potássio (mg/L).

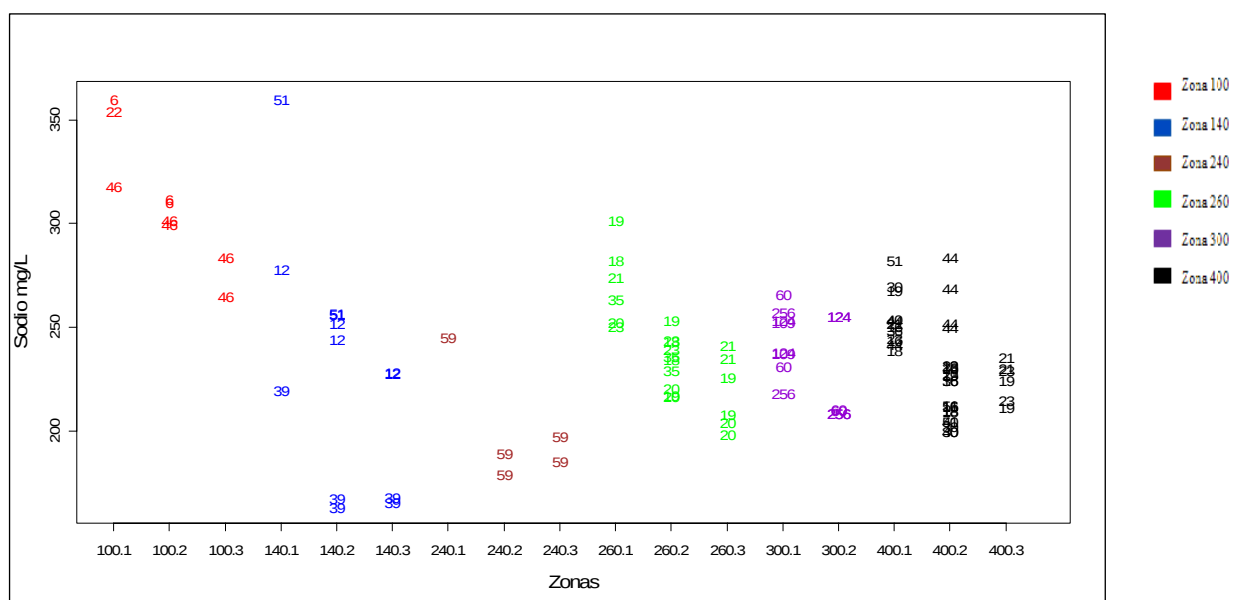


Figura R - Comparação entre as coletas e duplicatas do parâmetro sódio (mg/L).

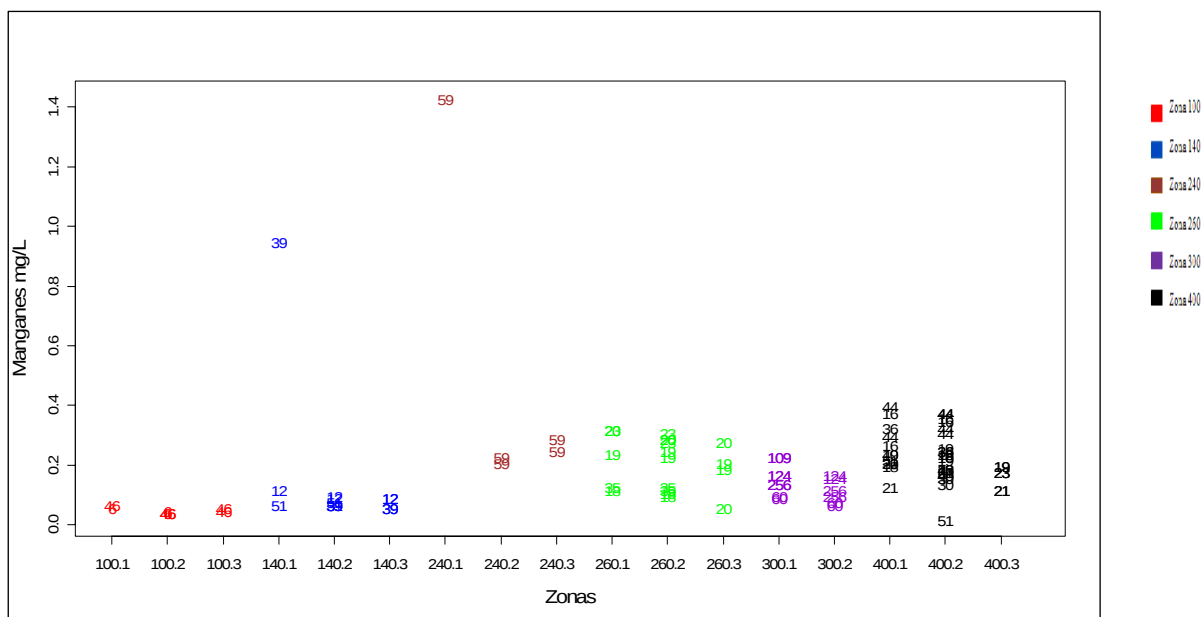


Figura S - Comparação entre as coletas e duplicatas do manganês (mg/L).

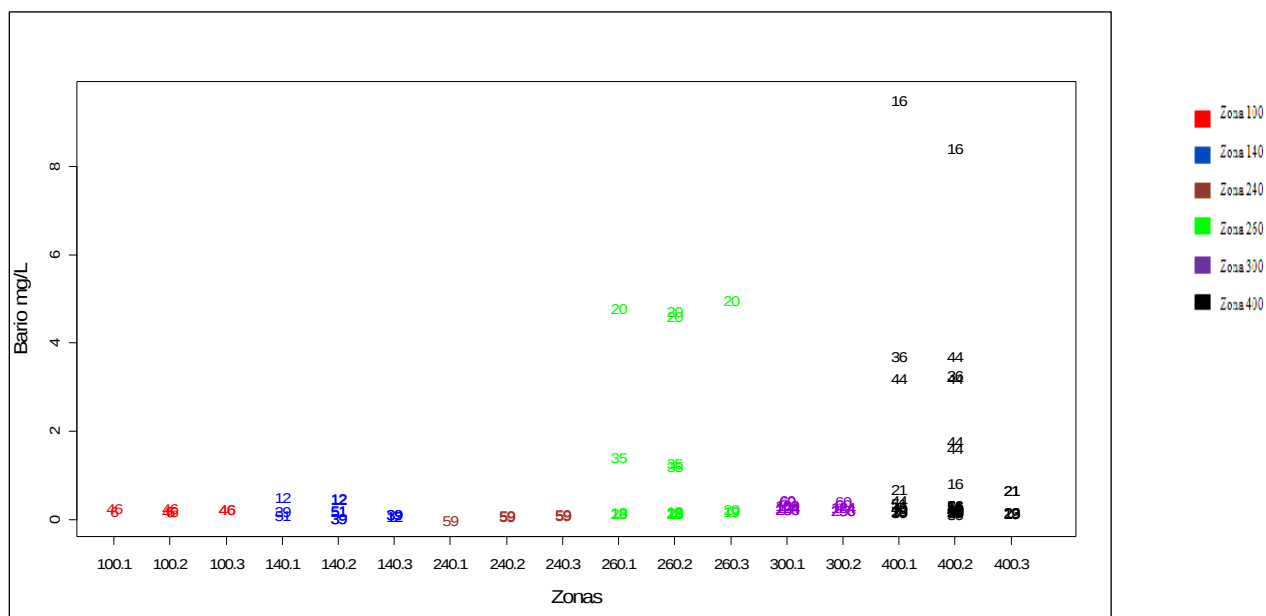


Figura T - Comparação entre as coletas e duplicatas do bário (mg/L).

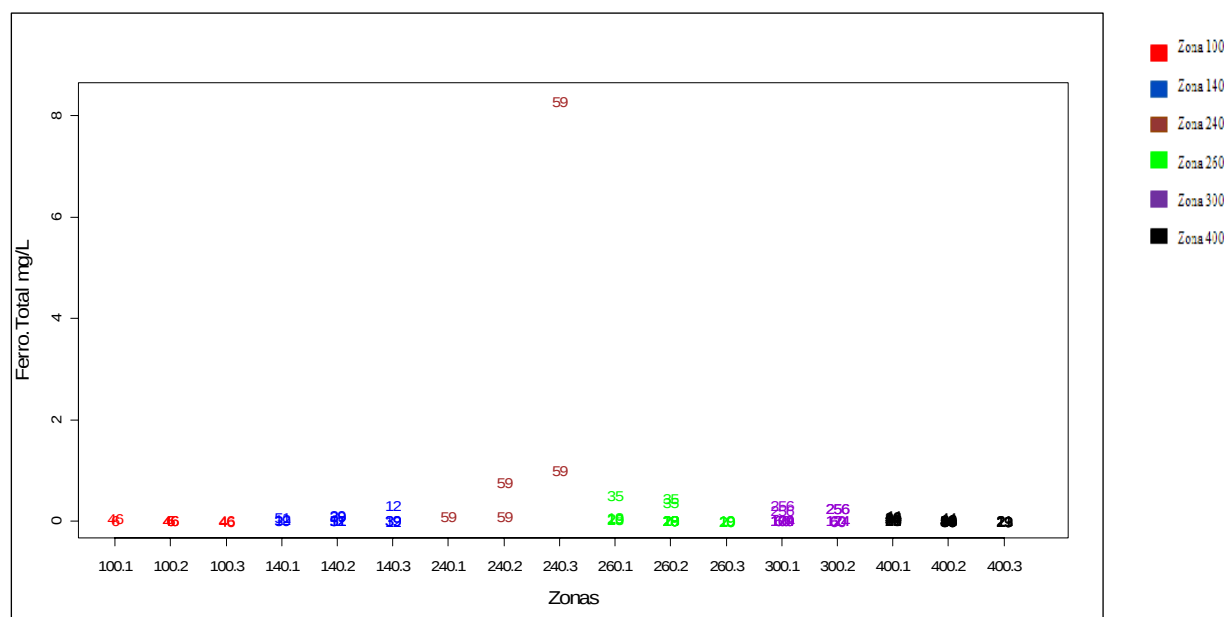


Figura U - Comparação entre as coletas e duplicatas do ferro total (mg/L).

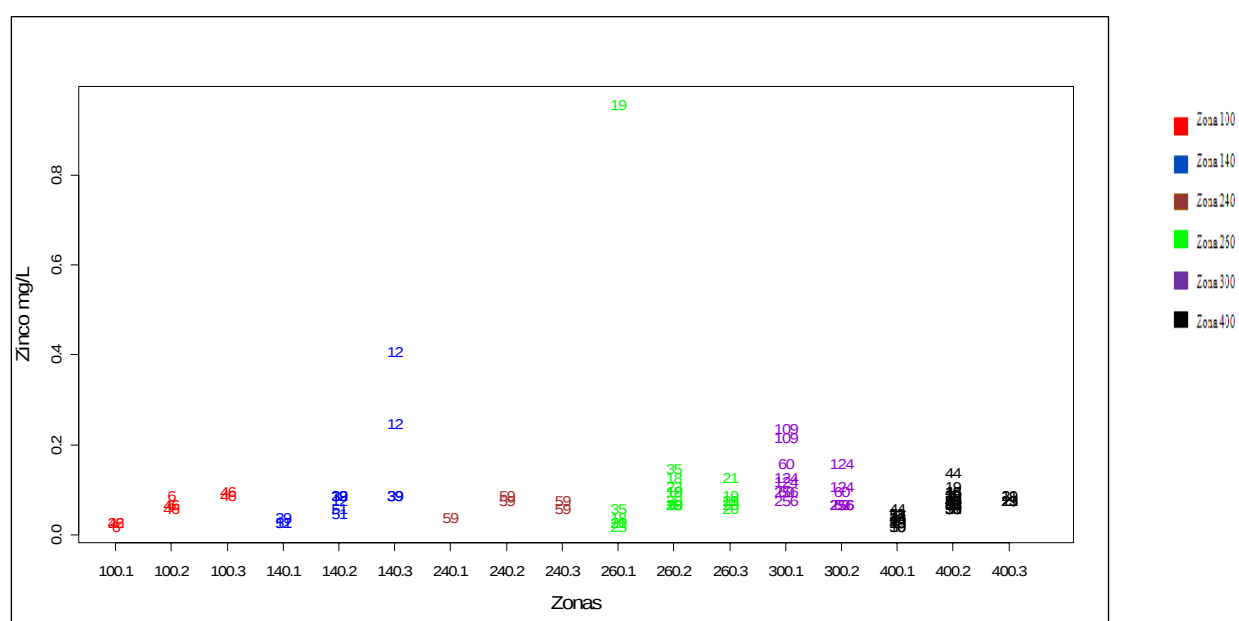


Figura V- Comparação entre as coletas e duplicatas do Zinco (mg/L).

ANEXO I

Zona	Amostra	mg/L									meq/L								
		Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	CO ₃ ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	CE	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	CO ₃ ⁻²	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	CE
100	KA 22	354,60	50,74	272,10	121,20	1068,13	0,00	427,00	10,82	4,17	15,43	1,30	13,58	9,97	30,13	0,00	7,00	0,23	4,17
	KA 6	360,60	51,34	328,30	139,50	1351,40	0,00	353,80	65,08	4,42	15,69	1,31	16,38	11,48	38,12	0,00	5,80	1,35	4,42
	KA 6	311,90	45,70	234,20	101,50	1187,00	0,00	353,80	66,00	4,36	13,57	1,17	11,69	8,35	33,49	0,00	5,80	1,37	4,36
	KA 6d	310,95	46,34	231,90	101,54	1187,19	0,00	353,80	66,56	4,41	13,53	1,19	11,57	8,36	33,49	0,00	5,80	1,39	4,41
	KA 46	318,80	45,59	240,90	101,60	1123,87	0,00	329,40	65,62	3,68	13,87	1,17	12,02	8,36	31,70	0,00	5,40	1,37	3,68
	KA 46	302,10	38,20	233,30	63,00	924,72	0,00	317,20	53,07	3,64	13,14	0,98	11,64	5,18	26,09	0,00	5,20	1,10	3,64
	KA 46d	300,10	38,05	200,00	47,28	899,23	0,00	341,60	52,38	3,66	13,05	0,97	9,98	3,89	25,37	0,00	5,60	1,09	3,66
	KA 463	284,40	43,63	230,75	96,50	906,76	36,00	280,60	46,61	2,26	12,37	1,12	11,51	7,94	25,58	1,20	4,60	0,97	2,26
	KA 46d	265,15	38,82	212,45	94,57	931,89	36,00	368,40	48,51	2,70	11,53	0,99	10,60	7,78	26,29	1,20	6,04	1,01	2,70
140	KA 51	360,50	47,38	329,80	146,10	1364,50	0,00	305,00	145,92	4,21	15,68	1,21	16,46	12,02	38,49	0,00	5,00	3,04	4,21
	KA 51	257,20	46,17	210,50	80,94	953,10	0,00	268,40	159,44	3,96	11,19	1,18	10,50	6,66	26,89	0,00	4,40	3,32	3,96
	KA 51d	257,00	46,17	200,10	80,00	953,10	0,00	317,20	151,39	4,00	11,18	1,18	9,98	6,58	26,89	0,00	5,20	3,15	4,00
	KA 39	219,90	95,26	154,45	38,80	836,40	0,00	183,00	63,39	2,33	9,57	2,44	7,71	3,19	23,59	0,00	3,00	1,32	2,33
	KA 39	167,65	84,88	20,91	4,87	252,96	0,00	48,80	48,76	1,25	7,29	2,17	1,04	0,40	7,14	0,00	0,80	1,02	1,25
	KA 39d	163,65	82,25	19,36	4,20	259,72	0,00	61,00	48,64	1,23	7,12	2,10	0,97	0,35	7,33	0,00	1,00	1,01	1,23
	KA 39	168,40	104,15	88,48	14,51	438,45	0,00	97,60	60,55	1,94	7,33	2,66	4,41	1,19	12,37	0,00	1,60	1,26	1,94
	KA 39d	166,00	104,15	88,44	14,57	460,96	0,00	97,60	62,14	1,95	7,22	2,66	4,41	1,20	13,00	0,00	1,60	1,29	1,95
	KA 12	278,30	46,20	235,90	105,10	982,24	0,00	427,00	70,66	3,44	12,11	1,18	11,77	8,65	27,71	0,00	7,00	1,47	3,44
	KA 12	252,40	44,73	180,40	83,09	808,04	0,00	305,00	62,50	3,29	10,98	1,14	9,00	6,84	22,79	0,00	5,00	1,30	3,29
	KA 12d	244,60	45,40	177,10	66,47	799,99	0,00	341,60	64,59	3,33	10,64	1,16	8,84	5,47	22,57	0,00	5,60	1,34	3,33
	KA 12	228,55	62,00	22,88	1,27	314,74	0,00	183,00	24,15	1,43	9,94	1,59	1,14	0,10	8,88	0,00	3,00	0,50	1,43
	KA 12d	228,30	61,75	22,02	1,38	312,98	0,00	183,00	24,67	1,44	9,93	1,58	1,10	0,11	8,83	0,00	3,00	0,51	1,44
240	KA 59	245,90	37,17	228,60	89,35	1012,36	0,00	85,40	29,17	2,45	10,70	0,95	11,41	7,35	28,56	0,00	1,40	0,61	2,45
	KA 59	179,40	36,30	116,50	27,95	433,61	0,00	292,80	65,51	1,95	7,80	0,93	5,81	2,30	12,23	0,00	4,80	1,36	1,95
	KA 59d	189,60	33,15	137,65	40,13	523,35	0,00	292,80	65,09	2,05	8,25	0,85	6,87	3,30	14,76	0,00	4,80	1,36	2,05
	KA 59	198,10	36,16	156,55	53,51	489,20	24,00	353,80	56,16	2,38	8,62	0,92	7,81	4,40	13,80	0,80	5,80	1,17	2,38
	KA 59d	186,20	34,42	141,35	60,43	490,42	36,00	317,20	56,31	2,40	8,10	0,88	7,05	4,97	13,83	1,20	5,20	1,17	2,40

260	KA 23	250,80	41,13	192,40	80,03	836,15	0,00	561,20	18,44	3,04	10,91	1,05	9,60	6,59	23,59	0,00	9,20	0,38	3,04
	KA 23	239,80	42,61	161,40	64,21	667,16	0,00	414,80	5,76	2,67	10,43	1,09	8,05	5,28	18,82	0,00	6,80	0,12	2,67
	KA 23d	244,20	44,50	165,80	57,13	681,23	0,00	463,60	5,56	2,67	10,62	1,14	8,27	4,70	19,22	0,00	7,60	0,12	2,67
	KA 18	283,10	43,66	232,35	99,14	1059,92	0,00	427,00	65,67	3,17	12,31	1,12	11,59	8,16	29,90	0,00	7,00	1,37	3,17
	KA 18	243,80	41,83	174,40	73,94	721,61	0,00	353,80	64,48	3,13	10,61	1,07	8,70	6,08	20,36	0,00	5,80	1,34	3,13
	KA 18d	234,80	37,84	174,40	74,40	731,13	0,00	390,40	65,33	3,13	10,21	0,97	8,70	6,12	20,63	0,00	6,40	1,36	3,13
	KA 19	302,20	50,23	247,70	94,77	905,95	0,00	414,80	59,15	3,18	13,15	1,28	12,36	7,80	25,56	0,00	6,80	1,23	3,18
	KA 19	217,65	40,18	161,70	65,88	722,49	0,00	402,60	59,07	3,16	9,47	1,03	8,07	5,42	20,38	0,00	6,60	1,23	3,16
	KA 19d	253,45	38,05	211,45	59,49	714,44	0,00	402,60	58,05	3,15	11,03	0,97	10,55	4,90	20,15	0,00	6,60	1,21	3,15
	KA 19	226,20	43,58	177,63	63,29	541,49	36,00	536,80	11,44	2,48	9,84	1,11	8,86	5,21	15,28	1,20	8,80	0,24	2,48
	KA 19d	208,30	41,66	172,75	69,24	533,69	0,00	597,80	11,05	2,54	9,06	1,07	8,62	5,70	15,06	0,00	9,80	0,23	2,54
	KA 20	252,60	50,62	216,80	86,26	841,45	0,00	646,60	23,16	2,80	10,99	1,29	10,82	7,10	23,74	0,00	10,60	0,48	2,80
	KA 20	221,05	44,66	170,50	59,28	562,93	0,00	488,00	6,22	2,62	9,62	1,14	8,51	4,88	15,88	0,00	8,00	0,13	2,62
	KA 20d	217,30	43,97	168,50	56,96	563,99	0,00	475,80	5,83	2,60	9,45	1,12	8,41	4,69	15,91	0,00	7,80	0,12	2,60
	KA 20	204,90	41,03	169,00	72,82	552,68	24,00	500,20	4,26	2,54	8,91	1,05	8,43	5,99	15,59	0,80	8,20	0,09	2,54
	KA 20d	198,90	39,51	128,85	71,41	569,82	0,00	561,20	3,92	2,57	8,65	1,01	6,43	5,88	16,07	0,00	9,20	0,08	2,57
	KA 21	274,60	47,10	231,20	96,16	907,84	0,00	439,20	37,80	3,21	11,95	1,20	11,54	7,91	25,61	0,00	7,20	0,79	3,21
	KA 21	235,45	43,55	205,50	84,99	781,43	0,00	488,00	19,62	2,25	10,24	1,11	10,25	6,99	22,04	0,00	8,00	0,41	2,25
	KA 21d	241,55	45,50	214,45	86,86	722,74	0,00	475,80	18,97	2,28	10,51	1,16	10,70	7,15	20,39	0,00	7,80	0,39	2,28
	KA 35	263,80	57,29	173,70	108,60	777,85	0,00	573,40	23,11	2,92	11,48	1,47	8,67	8,94	21,94	0,00	9,40	0,48	2,92
300	KA 35	229,60	53,93	147,70	71,77	618,81	0,00	524,60	0,43	2,68	9,99	1,38	7,37	5,91	17,46	0,00	8,60	0,01	2,68
	KA 35d	236,35	56,49	150,90	69,51	643,79	0,00	524,60	0,51	2,69	10,28	1,45	7,53	5,72	18,16	0,00	8,60	0,01	2,69
	KB 124	254,20	49,28	124,20	52,82	418,08	0,00	634,40	13,19	2,47	11,06	1,26	6,20	4,35	11,79	0,00	10,40	0,27	2,47
	KB 124d	238,30	49,02	121,40	50,27	408,31	0,00	585,60	13,60	2,48	10,37	1,25	6,06	4,14	11,52	0,00	9,60	0,28	2,48
	KB 124	255,80	53,39	126,90	58,19	403,90	0,00	500,20	15,91	2,67	11,13	1,37	6,33	4,79	11,39	0,00	8,20	0,33	2,67
	KB 124d	255,80	49,67	126,40	57,85	397,27	0,00	573,40	16,06	4,01	11,13	1,27	6,31	4,76	11,21	0,00	9,40	0,33	4,01
	KB 60	266,30	51,03	130,90	53,05	503,71	0,00	488,00	24,45	2,56	11,58	1,31	6,53	4,37	14,21	0,00	8,00	0,51	2,56
	KB 60d	231,80	44,97	118,40	46,82	488,08	0,00	439,20	22,74	2,58	10,08	1,15	5,91	3,85	13,77	0,00	7,20	0,47	2,58
	KB 60	210,60	50,49	116,50	48,06	491,66	0,00	500,20	26,88	2,48	9,16	1,29	5,81	3,95	13,87	0,00	8,20	0,56	2,48
	KB 60d	210,80	49,71	108,50	44,08	498,72	0,00	463,60	26,72	2,48	9,17	1,27	5,41	3,63	14,07	0,00	7,60	0,56	2,48
	KB 109	252,80	48,29	135,80	65,95	482,78	0,00	427,00	6,04	3,54	11,00	1,24	6,78	5,43	13,62	0,00	7,00	0,13	3,54
	KB 109d	237,70	48,31	136,70	64,00	477,04	0,00	427,00	6,11	3,51	10,34	1,24	6,82	5,27	13,46	0,00	7,00	0,13	3,51
	KB 256	257,80	46,16	125,40	50,49	504,57	0,00	573,40	1,65	2,51	11,21	1,18	6,26	4,15	14,23	0,00	9,40	0,03	2,51
	KB 256d	218,20	39,24	111,60	43,45	479,09	0,00	561,20	1,23	2,51	9,49	1,00	5,57	3,58	13,52	0,00	9,20	0,03	2,51
400	KB 256	209,00	44,84	108,75	38,30	467,98	0,00	549,00	1,44	2,44	9,09	1,15	5,43	3,15	13,20	0,00	9,00	0,03	2,44
	KB 256d	209,00	44,80	108,00	40,21	464,70	0,00	610,00	1,41	2,49	9,09	1,15	5,39	3,31	13,11	0,00	10,00	0,03	2,49
	KA 16	244,00	52,82	215,70	88,47	789,68	0,00	658,80	13,35	2,65	10,61	1,35	10,76	7,28	22,28	0,00	10,80	0,28	2,65
	KA 16	212,15	47,32	156,90	60,67	518,54	0,00	561,20	4,32	2,54	9,23	1,21	7,83	4,99	14,63	0,00	9,20	0,09	2,54

KA 16d	212,80	47,06	169,50	60,01	516,30	0,00	573,40	4,12	2,61	9,26	1,20	8,46	4,94	14,56	0,00	9,40	0,09	2,61
KA 16	251,10	49,21	200,90	76,80	844,03	0,00	622,20	36,68	2,79	10,92	1,26	10,02	6,32	23,81	0,00	10,20	0,76	2,79
KA 16	230,30	47,89	169,00	61,64	530,16	0,00	439,20	7,66	2,58	10,02	1,23	8,43	5,07	14,96	0,00	7,20	0,16	2,58
KA 16d	224,90	46,96	159,60	62,27	527,71	0,00	549,00	27,83	2,59	9,78	1,20	7,96	5,12	14,89	0,00	9,00	0,58	2,59
KA 18	239,30	46,75	199,10	77,58	717,82	0,00	671,00	16,35	2,82	10,41	1,20	9,94	6,38	20,25	0,00	11,00	0,34	2,82
KA 18	210,35	43,31	150,75	58,58	545,35	0,00	585,60	7,64	2,73	9,15	1,11	7,52	4,82	15,38	0,00	9,60	0,16	2,73
KA 18	210,00	40,57	150,00	51,66	535,93	0,00	585,60	10,67	2,72	9,14	1,04	7,49	4,25	15,12	0,00	9,60	0,22	2,72
KA 19	268,70	51,45	218,20	78,57	709,88	0,00	585,60	13,91	2,70	11,69	1,32	10,89	6,47	20,03	0,00	9,60	0,29	2,70
KA 19	232,10	44,10	182,55	67,19	520,73	0,00	573,40	13,56	3,06	10,10	1,13	9,11	5,53	14,69	0,00	9,40	0,28	3,06
KA 19d	227,60	43,48	178,65	65,06	512,62	0,00	573,40	12,78	2,69	9,90	1,11	8,91	5,35	14,46	0,00	9,40	0,27	2,69
KA 19	211,70	38,84	190,00	84,11	710,00	36,00	353,80	57,27	2,49	9,21	0,99	9,48	6,92	20,03	1,20	5,80	1,19	2,49
KA 19d	225,20	39,56	194,80	84,71	533,69	36,00	378,20	11,05	2,60	9,80	1,01	9,72	6,97	15,06	1,20	6,20	0,23	2,60
KA 21	252,40	48,49	210,60	76,92	857,70	0,00	622,20	39,29	2,90	10,98	1,24	10,51	6,33	24,20	0,00	10,20	0,82	2,90
KA 21	235,85	48,62	204,75	76,09	575,67	0,00	597,80	45,92	2,10	10,26	1,24	10,22	6,26	16,24	0,00	9,80	0,96	2,10
KA 21d	230,55	47,96	200,70	73,12	586,95	0,00	597,80	47,25	2,08	10,03	1,23	10,01	6,02	16,56	0,00	9,80	0,98	2,08
KA 23	245,20	47,05	196,70	74,93	758,34	0,00	610,00	10,16	2,90	10,67	1,20	9,82	6,17	21,39	0,00	10,00	0,21	2,90
KA 23	227,80	46,19	159,50	57,87	563,93	0,00	561,20	7,77	2,65	9,91	1,18	7,96	4,76	15,91	0,00	9,20	0,16	2,65
KA 23d	231,90	48,08	177,70	61,20	595,07	0,00	585,60	10,47	2,68	10,09	1,23	8,87	5,04	16,79	0,00	9,60	0,22	2,68
KA 23	229,70	47,93	192,80	73,03	575,66	36,00	512,40	6,84	2,34	9,99	1,23	9,62	6,01	16,24	1,20	8,40	0,14	2,34
KA 23d	215,25	42,74	178,60	73,11	581,31	36,00	536,80	6,77	2,53	9,36	1,09	8,91	6,02	16,40	1,20	8,80	0,14	2,53
KA 30	270,30	52,62	220,20	85,75	885,47	0,00	610,00	15,06	2,90	11,76	1,35	10,99	7,06	24,98	0,00	10,00	0,31	2,90
KA 30	200,00	40,26	133,00	46,55	556,61	0,00	536,80	10,27	2,60	8,70	1,03	6,64	3,83	15,70	0,00	8,80	0,21	2,60
KA 30d	202,70	43,84	137,60	42,17	590,96	0,00	475,80	10,12	2,63	8,82	1,12	6,87	3,47	16,67	0,00	7,80	0,21	2,63
KA 36	249,10	50,66	204,20	85,92	800,59	0,00	597,80	33,34	2,88	10,84	1,30	10,19	7,07	22,58	0,00	9,80	0,69	2,88
KA 36	231,30	48,01	179,90	60,67	615,62	0,00	536,80	18,33	2,68	10,06	1,23	8,98	4,99	17,37	0,00	8,80	0,38	2,68
KA 36d	224,90	46,95	159,60	62,26	644,00	0,00	549,00	20,49	2,71	9,78	1,20	7,96	5,12	18,17	0,00	9,00	0,43	2,71
KA 40	254,60	47,84	210,30	77,34	729,58	0,00	610,00	37,18	2,52	11,08	1,22	10,49	6,36	20,58	0,00	10,00	0,77	2,52
KA 40	205,10	41,65	149,20	47,31	519,48	0,00	610,00	19,36	2,52	8,92	1,07	7,45	3,89	14,65	0,00	10,00	0,40	2,52
KA 40d	200,00	40,25	142,50	45,98	537,28	0,00	475,80	30,41	2,58	8,70	1,03	7,11	3,78	15,16	0,00	7,80	0,63	2,58
KA 44	253,80	50,82	223,00	86,23	743,23	0,00	683,20	26,77	2,78	11,04	1,30	11,13	7,10	20,97	0,00	11,20	0,56	2,78
KA 44	269,45	44,24	171,90	66,84	519,94	0,00	610,00	6,80	2,66	11,72	1,13	8,58	5,50	14,67	0,00	10,00	0,14	2,66
KA 44d	252,30	48,01	167,15	64,06	532,07	0,00	610,00	5,90	2,68	10,98	1,23	8,34	5,27	15,01	0,00	10,00	0,12	2,68
KA 44	241,80	47,63	204,60	80,31	815,96	0,00	658,80	23,15	2,78	10,52	1,22	10,21	6,61	23,02	0,00	10,80	0,48	2,78

	KA 44	284,45	52,20	182,50	71,00	535,12	0,00	671,00	8,36	2,63	12,37	1,34	9,11	5,84	15,10	0,00	11,00	0,17	2,63
	KA 44d	250,25	42,37	163,25	61,10	543,10	0,00	634,40	7,95	2,68	10,89	1,08	8,15	5,03	15,32	0,00	10,40	0,17	2,68
	KA 51	283,10	52,47	194,60	81,83	675,17	0,00	658,80	23,28	2,80	12,31	1,34	9,71	6,73	19,05	0,00	10,80	0,48	2,80
	KA 51	212,70	43,14	156,10	54,10	533,50	0,00	622,20	7,65	2,51	9,25	1,10	7,79	4,45	15,05	0,00	10,20	0,16	2,51
	KA 51d	205,00	43,00	157,40	56,00	553,14	0,00	695,40	6,41	2,59	8,92	1,10	7,85	4,61	15,60	0,00	11,40	0,13	2,59
Outros	Agua T.R. A	39,04	5,76	16,89	7,64	41,17	0,00	85,40	2,78	0,00	1,70	0,15	0,84	0,63	1,16	0,00	1,40	0,06	0,00
	Agua T.R. A	36,83	4,91	17,10	6,53	37,64	0,00	97,60	3,72	0,20	1,60	0,13	0,85	0,54	1,06	0,00	1,60	0,08	0,20
	Agua de INJ	66,68	3,03	16,68	3,03	240,02	0,00	61,00	48,76	0,35	2,90	0,08	0,83	0,25	6,77	0,00	1,00	1,02	0,35
	Agua de INJ	66,81	1,81	9,17	3,62	28,47	0,00	61,00	33,34	0,30	2,91	0,05	0,46	0,30	0,80	0,00	1,00	0,69	0,30
	Agua de INJ	110,00	6,61	19,02	6,56	53,33	0,20	0,10	107,68	0,58	4,79	0,17	0,95	0,54	1,50	0,01	0,00	2,24	0,58
	Agua de INJ	139,50	3,93	3,22	0,75	86,92	36,00	0,00	46,83	0,79	6,07	0,10	0,16	0,06	2,45	1,20	0,00	0,98	0,79
	Agua B.R.U	39,75	5,77	16,51	7,72	37,45	0,00	85,40	2,47	0,00	1,73	0,15	0,82	0,63	1,06	0,00	1,40	0,05	0,00
	Agua B.R.U	34,00	4,75	14,53	6,48	36,65	0,00	97,60	4,83	0,20	1,48	0,12	0,73	0,53	1,03	0,00	1,60	0,10	0,20

Quadro K - Médias dos resultados analíticos utilizados na confecção do diagrama de Piper.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)