

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RECÔNCAVO DA BAHIA

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS

ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL

**ESTUDO DE ÁGUA PRODUZIDA EM POÇO DE EXPLORAÇÃO DE
PETRÓLEO DO RECÔNCAVO DA BAHIA**

IVANE MARCLEY NASCIMENTO SENA

CRUZ DAS ALMAS, NOV/ 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RECÔNCAVO DA BAHIA

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS

ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL

**ESTUDO DE ÁGUA PRODUZIDA EM POÇO DE EXPLORAÇÃO DE
PETRÓLEO DO RECÔNCAVO DA BAHIA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à
Universidade Federal do Recôncavo da Bahia como parte
dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Sanitária e Ambiental.

Orientador (a): Prof (a). Dr (a). Selma Cristina da Silva

IVANE MARCLEY NASCIMENTO SENA

CRUZ DAS ALMAS, NOV/ 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RECÔNCAVO DA BAHIA

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS

ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL

**ESTUDO DE ÁGUA PRODUZIDA EM POÇO DE EXPLORAÇÃO DE
PETRÓLEO DO RECÔNCAVO DA BAHIA**

Aprovada em: ____/____/____

EXAMINADORES:

Prof. Dra. Selma Cristina da Silva: _____

Prof. Dra. Alessandra Cristina Silva Valentim: _____

Prof^a. Dra. Karina Araújo Kodel: _____

IVANE MARCLEY NASCIMENTO SENA

CRUZ DAS ALMAS, NOV/2014

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por estar comigo em todas as horas.

A minha orientadora Selma da Silva por tornar esse trabalho possível.

A Heitor e Gleidiane pela colaboração na realização das coletas e visita *in loco*.

A Seu Antônio e Marcos que se disponibilizaram a ajudar na realização das análises.

A UFRB pela disponibilidade do transporte para coleta.

ESTUDO DE ÁGUA PRODUZIDA EM POÇO DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO DO RECÔNCAVO DA BAHIA

RESUMO

Durante a exploração de petróleo é gerado uma determinada quantidade de água, chamada de água produzida. Essa água é caracterizada como água residuária por conter em sua composição alta salinidade, partículas de óleo em suspensão, produtos químicos adicionados nos diversos processos de produção, metais pesados e, esporadicamente, radioatividade. Pelo expressivo volume de água gerada durante o processo de exploração, torna necessário e importante se conhecer suas características, formas de tratamento e os efeitos que esta poderá causar ao meio ambiente. A água produzida quando descartada sem um tratamento prévio pode acarretar danos irreversíveis a corpos hídricos mais sensíveis, além de contaminação do solo. Este trabalho, buscou avaliar a qualidade da água produzida em poço de exploração de petróleo em terra (*on shore*) e indicar medidas de tratamento que adéque sua qualidade para reutilização. Para atingir esse objetivo foram realizadas as seguintes etapas: uma revisão de literatura sobre o assunto, reconhecimento *in loco* de uma área utilizada para exploração do petróleo, coleta e análise da qualidade da água produzida em um poço de exploração de petróleo “*on shore*” e escolha da técnica de tratamento e forma de reutilização mais adequada para a água produzida em questão. Verificou-se que a empresa visitada faz a separação do óleo da água utilizando um separado de água e óleo e depois passa por um filtro de espuma e reinjeta no subsolo por meio do poço de injeção. Isso teve consequência no aumento da produção de poços vizinhos. Durante a revisão de literatura, observou-se que a maioria dos tratamentos utilizados é para a remoção, principalmente, de óleos e graxas e em seguida da salinidade. Entre as técnicas que podem ser utilizadas para a remoção de óleos e graxas encontram-se a eletroflotação, a filtração em campo ultrassônico e o separador de água e óleo. Já para a remoção de sais têm-se, a destilação, a osmose reversa e a precipitação. Foi possível observar que o volume da água produzida durante a exploração do óleo é muito elevado e qualidade é insatisfatória para determinados usos, necessitando de um tratamento prévio. Na maioria dos casos essa água é reutilizada como forma de recuperação secundária, porém, a pesar sua característica qualitativa, tem potencial para irrigação de determinadas culturas semi-tolerantes a elevada salinidade.

Palavras Chave: Água produzida; Tratamento de água; Reuso.

WATER STUDY PRODUCED IN OIL EXPLORATION WELL RECÔNCAVO OF BAHIA

ABSTRACT

During oil exploration is generated a certain amount of water, called the water produced. This water is characterized as wastewater, because it contains high salinity, oil particles in suspension, chemicals added in various production processes, heavy metals and, sporadically, radioactivity. The significant volume of water generated during the exploration process makes necessary and important to know its characteristics, forms of treatment and the effects that it may cause to the environment. The water produced when discarded without prior treatment can cause irreversible damage to sensitive water bodies, and soil contamination. This study aimed to evaluate the quality of the water produced in well oil exploration on land (onshore) and indicate treatment measures that suit their quality for reuse. To achieve this goal, it was carried out a review of literature on the subject, on-site recognition of an area used for oil exploration, collection and analysis of water quality produced in an oil exploration well “onshore” and indicates treatment measures that suit their quality for reuse. It was observed that the visited company makes the separation of oil from water by using a separator of water and oil following by a filter and, then, reinjected in the ground through the injection well. This technique increases production of neighboring wells. During the review of the literature, it was observed that most treatments are used to remove mainly grease and oil and then salinity. Among the techniques which can be used for the removal of oils and greases are the electrocoagulation, the filtration ultrasonic and oil water separator. As for the removal of salts it can be highlighted, distillation, reverse osmosis and precipitation. It was observed that the volume of water produced during oil exploration is very high and quality is unsatisfactory for certain uses, requiring prior treatment. In most cases, this water is reused as a method of secondary recovery, however, despite its qualitative characteristics, has the potential for irrigation of certain semi-high salinity tolerant crops.

Palavras Chave: Produced water; Treatment; Reuse.

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1- Fluído no reservatório e na superfície (Thomas, 2004).....	20
Figura 3.2- Mecanismo de influxo de água (Guimarães et al 2002).....	23
Figura 3.3- Recuperação secundária convencional com o uso da injeção de água (Prestelo, 2006).....	25
Figura 3.4- Diagrama do fator de Recuperação na Bacia de Campos (Paiva, s.d. apud Pessoa, 2009).....	26
Figura 3.5- Histórico de produção de óleo (Qom) e de injeção de água (Qwin), (Preda, 2008).	27
Figura 3.6- Estimativa da água produzida em exploração <i>onshore</i> e <i>offshore</i> no mundo (Dal Ferro e Smith, 2007).....	31
Figura 3.7- Produção de petróleo, gás natural e água na Bacia do Recôncavo (Fraser,2012). 32	
Figura 5.1- Equipamento utilizado na retirada do óleo – Cavalinho, (Próprio autor).	40
Figura 5.2- Entrada do poço de extração (Próprio autor).....	40
Figura 5.3- Tubo fixo de 5 1/2” (Próprio autor).....	41
Figura 5.4- Tubo removível de 2 8/7” (Próprio autor).....	41
Figura 5.5- Tanques de armazenamento e separador água-óleo (Próprio autor).	42
Figura 5.6- Esquema do sistema de exploração do petróleo (Próprio autor).	43
Figura 5.7- Injeção da água produzida no poço desativado (Próprio autor).	43
Figura 5.8- Armazenamento e filtragem da água produzida (Próprio autor).	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1- Análise elementar do óleo cru típico (peso) (Thomas, 2004).	15
Tabela 3.2- Componente do gás natural (% em mol) (Thomas, 2001).	16
Tabela 3.3- Capacidade de armazenamento em função da porosidade (Guimarães <i>et al</i> , 2002).	19
Tabela 3.4- Classificação da rocha quanto a permeabilidade (Guimarães <i>et al</i> , 2002).	20
Tabela 3.5- Parâmetros geralmente analisados na caracterização da água bruta selecionada para injeção (Ribeiro, 2001).	28
Tabela 3.6: Valores máximos permitidos para os parâmetros com maior probabilidade de ocorrência em águas subterrâneas em cada um dos usos considerados como preponderantes e os limites de quantificação praticável.	29
Tabela 3.7- Vazão de água produzida em diferentes regiões produtoras (Carvalho, 2011)...	31
Tabela 3.8- Técnicas de tratamento utilizadas com suas respectivas vantagens e desvantagens (Adaptado de Sousa, 2014).	34
Tabela 3.9- Comparação entre processos de tratamento de água produzida para remoção de óleo (adaptado de Stewart e Arnold, 2011).	35
Tabela 4.1- Metodologias adotadas para as análises realizadas pelo CETIND.	37
Tabela 4.2- Metodologias adotadas nas análises disponibilizadas pela empresa administradora do poço estudado.	37
Tabela 5.1- Resultados da análise da água produzida no poço em 11/12 (Empresa administradora do poço).	45
Tabela 5.2- Resultados da análise do óleo cru no poço em 01/14 poço 01 (Empresa administradora do poço).	45
Tabela 5.3- Resultados da análise do óleo cru no poço em 01/14 poço 02 (Empresa administradora do poço).	45
Tabela 5.4- Resultados das análises realizadas na UFRB, considerando 3 (três) repetições. ...	46
Tabela 5.5- Resultados das análises realizadas no CETIND (Adaptado de ALMEIDA, 2012).	48
Tabela 5.6- Eficiência de remoção de determinados parâmetros por algumas técnicas segundo diferentes autores.	50
Tabela 5.7- Quantidade de água utilizada pelo sistema PETROBRAS no período de 2011 á 2014 (PETROBRAS, 2014).	53
Tabela 5.8- Volume de água reutilizada pela PETROBRAS (PETROBRAS, 2014).	53

LISTA DE SIGLAS

Atm – Atmosférica

bbl - barril

BSW - Sedimentos básicos e água, do inglês Basic sediments and water

CE – Condutividade elétrica

CETIND - Centro de Tecnologia Industrial Pedro Ribeiro

CNI - Confederação Nacional da indústria

CNP - Conselho Nacional de Petróleo

COT - Carbono orgânico total

Md - Milidarcy

OGP – International Associations of Oil & Gas Producers

OMS – Organização Mundial da Saúde

PIB - Produto Interno Bruto

UFRB – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

SAO -Separador de Água e Óleo

TOG – Teor de Óleos e Graxas

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	12
2.	OBJETIVOS	14
2.1	GERAL	14
2.2	ESPECÍFICO	14
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
3.1	ORIGEM, FORMAÇÃO E COMPOSIÇÃO DO PETRÓLEO	15
3.2	HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO	17
3.3	CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO	18
3.4	MECANISMO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	21
3.4.1	Mecanismo de influxo de água	22
3.5	INJEÇÃO DE ÁGUA COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA	23
3.4.2	Qualidade requerida para água de injeção	27
3.4.3	Utilização de água produzida na recuperação secundária	29
3.5	TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA EM POÇOS DE EXPLORAÇÃO	33
3.5.1	Custos de tratamento da água produzida	35
4	METODOLOGIA	36
4.4	RECONHECIMENTO <i>IN LOCO</i> DE UMA ÁREA UTILIZADA PARA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO	36
4.5	COLETA E ANÁLISE DA QUALIDADE DA ÁGUA PRODUZIDA EM UM POÇO DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO “ <i>ON SHORE</i> ”	36
4.5.1	Metodologia utilizada para as análises físico-químicas	37
4.5.2	Análises realizadas na UFRB	38
4.6	ESCOLHA DA TÉCNICA DE TRATAMENTO E FORMA DE REUTILIZAÇÃO MAIS ADEQUADA PARA A ÁGUA PRODUZIDA EM QUESTÃO	39

5	RESULTADOS E DISCURSÕES	39
5.4	POÇO DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO VISITADO	39
5.4.1	Característica qualitativa da água do poço de injeção visitado	44
5.5	ANÁLISE DA ÁGUA PRODUZIDA COLETADA	46
5.6	TÉCNICAS PARA TRATAMENTO DE ÁGUA DE POÇOS DE EXPLORAÇÃO	49
5.7	REAPROVEITAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA	51
6	CONCLUSÕES	53
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	56

1. INTRODUÇÃO

A água, um dos principais recursos naturais, é indispensável à vida e um elemento fundamental em vários processos produtivos, inclusive na exploração do petróleo, quando se utiliza o método de recuperação secundária. Este método é uma suplementação da energia natural do reservatório objetivando uma maior produção do hidrocarboneto. Durante a exploração é gerado uma determinada quantidade de água com elevada salinidade, chamada de água produzida. Essa água é caracterizada como água residuária por conter em sua composição além da alta salinidade, partículas de óleo em suspensão, produtos químicos adicionados nos diversos processos de produção, metais pesados e, esporadicamente, radioatividade. Assim essas águas necessitam de um tratamento antes de serem descartadas ou reutilizadas.

Nas últimas décadas, os órgãos ambientais têm se manifestado contra o descarte das águas produzidas tanto nos oceanos como em terra, visando a preservação do meio ambiente. Portanto, se tem estabelecido critérios rígidos em relação ao teor de óleo, presença de metais pesados e de certos produtos químicos. Por esse motivo, observa-se forte tendência em injetar água produzida nos poços tanto para descarte como para recuperação secundária, pois, em várias situações, as especificações exigidas para tal têm sido menos severas do que seu descarte no meio ambiente.

A água produzida quando descartada sem um tratamento prévio pode acarretar danos irreversíveis a corpos hídricos mais sensíveis, além de contaminação do solo e do ar (Gomes, 2014).

Os problemas com a destinação dada a água produzida em campos de petróleo existem desde as primeiras perfurações de poços produtores de óleo, em 1859, na Titusville, Pennsylvania, EUA, o que causou um confronto histórico entre a indústria do petróleo e o poder público (PETTYJOHN, 1971).

Veil *et al* (2004) e Gabardo (2007) afirmam que a destinação da água produzida, comumente se divide em reinjeção ou descarte em corpos d'água. Sendo o primeiro o método mais econômico e que tem mais restrições legais. A injeção pode ser simplesmente um processo de disposição ou parte de um projeto de recuperação secundária. Existem casos em que o descarte da água no subsolo melhorou a produção de óleo em áreas circunvizinhas, elevando o petróleo até uma altura que pudesse ser mais facilmente

explorado (mais próximo a superfície do poço). Contudo, devido a injeção de água em larga escala, existe em muitos poços maduros, a ocorrência de danos ao reservatório, cujo meio poroso atua como um meio filtrante, pois, a água injetada, muitas vezes, contém resquícios de óleo, material orgânico e mineral que ficam retidos no solo reduzindo a permeabilidade do reservatório nas imediações do poço injetor (CORDEIRO, 2007). Outro fenômeno recorrente é a incrustação que ocorre por mistura de águas com características diferentes da água do reservatório.

Mesmo com esse problema, a injeção de água ainda é um dos métodos de recuperação de petróleo mais utilizado no mundo, fato que se deve a maior disponibilidade do recurso e ao elevado custo-benefício. Esse método pode ser iniciado ainda no começo da produção de um poço, a fim de que não se tenha uma despressurização prematura do reservatório. Além de manter a pressão do reservatório, a água injetada tem o mecanismo de varredura do óleo na rocha, deslocando-o do poço injetor para o poço produtor. Estima-se que a injeção de água aumente a recuperação do óleo da jazida de 15 a 20% (PESSOA, 2009).

Com a maturação da jazida o processo de recuperação secundária tende a ser mais utilizado e conseqüentemente o volume de água produzida aumenta. Segundo Farias (2013), nas instalações de exploração de petróleo, em operação no mundo, são gerados 77 bilhões de barris anuais de água produzida. Nas atividades de exploração, perfuração e produção, a água produzida corresponde a 98% de todos os efluentes gerados (CORREIA, 2012)

Isso indica a necessidade de um tratamento da água em questão até mesmo antes da sua injeção em poços, de forma a proteger as características da água subterrânea e das condições físicas do solo, e, também, de manter a sustentabilidade dos recursos hídricos superficiais e subterrâneo.

Sendo assim, torna-se importante avaliar a qualidade da água produzida nos campos de exploração de petróleo a fim de estabelecer a melhor técnica de tratamento, antes do seu descarte em poços de injeção ou em corpos d'água e também de sua reutilização para outros fins além da recuperação secundária.

2.OBJETIVOS

2.1 GERAL

Avaliar a qualidade da água produzida em um poço de exploração de petróleo em terra (*onshore*) e indicar medidas de tratamento que adéque sua qualidade para a sua reutilização.

2.2 ESPECÍFICO

- Realizar visita em um poço de exploração de petróleo a fim de verificar como se processa a extração do óleo e o que é feito com a água produzida;
- Avaliar as características quantitativas e qualitativas da água produzida em poços de petróleo;
- Verificar com base na literatura quais as técnicas de tratamento são mais adequadas para melhoria da qualidade da água produzida e as formas de reutilização dessa água para diferentes usos.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 ORIGEM, FORMAÇÃO E COMPOSIÇÃO DO PETRÓLEO

Petróleo (do latim - pedra e oleum-óleo) é o nome dado às misturas naturais de hidrocarbonetos que podem ser encontrados nos estados sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de temperatura e pressão submetidos (SILVA, 2008), é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água oriunda da matéria orgânica (algas e microorganismos – o fitoplâncton – e sedimentos lacustres e marinhos) convertida, por processos bacterianos e termoquímicos durante o soterramento, em uma substância denominada querogênio, composto químico a partir do qual são gerados os tipos de hidrocarbonetos.

A parte desta mistura que se encontrava líquida nas condições de reservatório e continua líquida nas condições de superfície é chamado de óleo e a parte que em condições de superfície se encontra no estado gasoso ou se vaporiza é chamado de gás.

O tipo de petróleo gerado dependerá da constituição da matéria orgânica original além da intensidade do processo tectônico e térmico atuante sobre ela (PESSOA,2009). Além disso, o petróleo apresenta impurezas, em proporções variadas, com componentes que contém oxigênio, nitrogênio, enxofre, dentre outros elementos que contribuem também na definição das suas propriedades físicas e químicas. Segundo Thomas (2004), as características do óleo são diferentes para cada reservatório. Eles podem ser pretos, densos, viscosos, liberando pouco ou nenhum gás, outros são castanhos ou bastante claros apresentando baixa viscosidade e densidade, liberando considerável quantidade de gás. Outros reservatórios produzem apenas gás natural, contudo, todos os óleos crus, apresentam análises elementares semelhantes, conforme **Tabela 3.1**.

Tabela 3.1- Análise elementar do óleo cru típico (peso) (Thomas, 2004).

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

Já o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos que contém pequenas quantidades de diluentes e contaminantes. A **Tabela 3.2**, apresenta a composição de gases extraídos a partir de reservatórios exclusivos de gás natural e de reservatórios de óleo e gás.

Tabela 3.2- Componente do gás natural (% em mol) (Thomas, 2001).

Parâmetros	Campo de gás natural	Gás natural liberado do óleo
Nitrogênio	Traços – 15%	Traços – 10%
Dióxido de carbono	Traços – 5%	Traços – 4%
Gás sulfídrico	Traços – 3%	Traços – 6%
Hélio	Traços – 5%	Não
Metano	70-98%	45-92%
Etano	1-10%	4-21%
Propano	Traços – 5%	1-15%
Butanos	Traços – 2%	0,5-2%
Pentanos	Traços – 1%	Traços – 3%
Hexanos	Traços – 0,5%	Traços – 2%
Heptanos +	Traços – 0,5%	Traços – 1,5%

A presença de bacias sedimentares por si só, não garante a presença de uma jazida de petróleo. Segundo Curbelo (2002), mesmo em regiões sedimentares, o petróleo só pode ser encontrado onde existe rochas impermeáveis, que permite a sua acumulação em maiores quantidades nos poros das rochas, e assim constituir as jazidas. Por isso, para se perfurar um local na procura de petróleo, é preciso antes estudar as camadas do solo e a constituição das rochas. E, mesmo assim, só depois da perfuração o técnico especialista verifica a existência de petróleo em determinada região. Contudo, existe a ocorrência de petróleo em pequenas quantidades na superfície.

O principal tipo de rocha sedimentar geradora de petróleo é o folhelho que também atua como rochas selantes, formando uma barreira ao fluxo de fluidos evitando a fuga do petróleo.

Em um primeiro momento, após a perfuração, o petróleo é expulso da rocha (migração primária) e se desloca através do meio poroso até as trapas (migração secundária) ocasionando a expulsão do petróleo das rochas geradoras. As trapas são formações geológicas em que o arranjo espacial de rochas reservatório e selante possibilita a acumulação de petróleo (PGT, 2014).

A migração primária, é controlada pelo aumento da pressão nas rochas geradoras em resposta a progressiva compactação e a expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo, isso forma um gradiente de pressão entre a rocha geradora e as

camadas adjacentes, que favorecem a formação de microfissuras e o deslocamento de fases discretas de hidrocarbonetos em um ciclo que se repete várias vezes, ocasionando uma expulsão significativa de petróleo. Balanços de massa baseados em dados geoquímicos de poços e nos resultados de experimentos de laboratório indicam que a eficiência do processo de expulsão pode ser elevada, alcançando valores de 50 a 90% (PGT, 2014). A migração secundária é impulsionada pelo gradiente de potencial do fluido, acontecendo entre a rocha geradora e a trapa ocasionando um fluxo em fase contínua (SILVA, 2009).

3.2 HISTÓRICO DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

A presença de petróleo foi observada com frequência durante a produção de sal: cerca de 600 anos a.C. e existe citação de que Confúcio mencionou a presença de poços de óleos a centenas de metros de profundidade (OWEN, 1975 *apud* HUNT, 1995). No ano de 1132 já existiam ferramentas de perfuração chinesas capazes de alcançar profundidades de 1000 metros. O campo de óleo de Yanangyaung em Burma tinha mais de 500 poços e produzia 40.000 ton de óleo anualmente ao final do século XVIII. A indústria de óleo na América do Norte foi iniciada em 1859, com o coronel Edwin L. Drake quando perfurou poços próximo a Titusville na Pensilvânia. Em 1871 aproximadamente 90% da produção mundial era proveniente da Pensilvânia (Hunt, 1995).

A existência do petróleo é conhecida desde os tempos antigos. Segundo GOMES (2009), na antiga Babilônia, usou-se o betume como material de liga na construção dos jardins suspensos e os egípcios na construção de pirâmides, bem como no embalsamento dos mortos. Já os gregos e os romanos, utilizaram-no para fins bélicos.

Foi no século XVIII que o petróleo passou a ser utilizado comercialmente, tendo sido aplicado na indústria farmacêutica e na iluminação pública (GOMES, 2009). Porém, somente no século XX que foi obtida a tecnologia para obtenção dos grandes volumes deste combustível fóssil necessário para suprir as demandas de energia devido à expansão da economia mundial (HUNT, 1995).

Os primeiros registros sobre busca por petróleo no Brasil são de 1858, relacionados às concessões dadas pelo imperador Dom Pedro II, visando pesquisa na região de Ilhéus, Bahia (LUCCHESI, 1998). Contudo, a exploração de petróleo só foi iniciada em 1939, na localidade de Lobato, no Estado da Bahia, quase um século após as perfurações terem sido iniciadas nos Estados Unidos. O poço de Lobato se tornou economicamente inviável, mas

em dezembro de 1941, foi possível iniciar a exploração de petróleo em escala comercial no poço de Candeias-1, localizado no Recôncavo baiano (Petrobrás, 2011).

O Brasil avançou muito na exploração do petróleo ao longo dos anos, sendo 2006 celebrado como o ano da auto-suficiência na produção de petróleo. Na década de 70, a indústria petrolífera participava com 2,79% no (PIB) Produto Interno Bruto, aumentando sua participação para 3% em 1990 e 12% em 2010, com potencial de crescimento ainda maior ao longo da próxima década (CANELAS 2007, *apud*, CNI 2012). Segundo Thomas (2004), desde a criação da Petrobras, já ocorreu a descoberta de petróleo nos estados do Amazonas, Pará, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Paraná, São Paulo e Santa Catarina. Uma das mais importantes descobertas de petróleo, no Brasil, foi o pré-sal, que oito anos após a primeira descoberta já havia superado a marca dos 500 mil barris de petróleo produzidos por dia, fato que coloca o país em uma posição estratégica frente à grande demanda de energia mundial (PETROBRAS, 2014).

3.3 CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Denomina-se de reservatório, rochas com porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. Segundo Silva (2009), a maior parte das reservas conhecidas encontra-se em arenitos, calcarenito e rochas carbonáticas devido a sua porosidade, embora existam registros de acumulações de petróleo em folhelhos, conglomerados ou mesmo em rochas ígneas e metamórficas.

Grandes pressões exercidas sobre as formações rochosas forçam o petróleo a se deslocar até encontrar formações mais permeáveis denominadas de rocha reservatório, ou, reservatório de petróleo, que são acumulações naturais das misturas de fluidos de hidrocarbonetos encontrados no interior da Terra oriundo das grandes pressões exercidas sobre as formações rochosas.

Estudos afirmam que as jazidas petrolíferas mais novas possuem pelo menos 2 milhões de anos, enquanto as mais antigas estão no reservatório a cerca de 500 milhões de anos (MEYER, 2011).

Entre as propriedades, a porosidade e a permeabilidade são as mais importantes. Com o estudo da permeabilidade pode-se medir vazões de produção, pressões de comportamento e a forma com que esses fluidos deslocam-se dentro de um reservatório, já

a porosidade interfere na capacidade de armazenamento de petróleo na rocha, podendo variar de muito boa a muito baixa conforme a **Tabela 3.3** abaixo.

Tabela 3.3-Capacidade de armazenamento em função da porosidade (Guimarães *et al*, 2002).

Porosidade (%)	Capacidade de armazenamento
5 – 10	Muito baixa
10 – 15	Baixa
15 – 20	Média
20 – 25	Boa
25 – 35	Muito boa

A permeabilidade (K) de uma rocha pode ser definida como a propriedade que mede a capacidade da rocha de se deixar atravessar por fluidos através de seus poros, controlando a movimentação destes no seu interior.

Os fluidos se movimentam no reservatório, sucessivamente através dos poros conectados ou gargantas, até chegar aos poços produtores. Quanto maior o número de estrangulamentos, poros poucos conectados e tortuosidades nos canais, maior será a dificuldade do fluido se movimentar na rocha (PESSOA 2009).

A permeabilidade de um reservatório para o gás é muito maior do que para o óleo, em função de ser inversamente proporcional à viscosidade do fluido. A permeabilidade raramente é a mesma em todas as direções numa rocha sedimentar, sendo geralmente maior na horizontal do que na vertical (PGT, 2014).

A permeabilidade absoluta é obtida quando esta é medida na presença de apenas um fluido e a permeabilidade relativa é definida quando se apresenta mais de um fluido, como é o caso dos reservatórios com água, óleo e/ou gás, sendo assim, cada fluido apresenta uma permeabilidade relativa, que varia em função da sua saturação. Ou seja, a permeabilidade é máxima (permeabilidade absoluta, K_a) quando um fluido ocupa 100% dos poros, e decresce (permeabilidade relativa, K_r) à medida que este fluido divide o espaço poroso com outro fluido. É necessária uma saturação mínima para que um fluido consiga fluir (PESSOA, 2009).

A permeabilidade de uma rocha reservatório pode variar de 1 a mais de 1000 milidarcy (md), conforme **Tabela 3.4**.

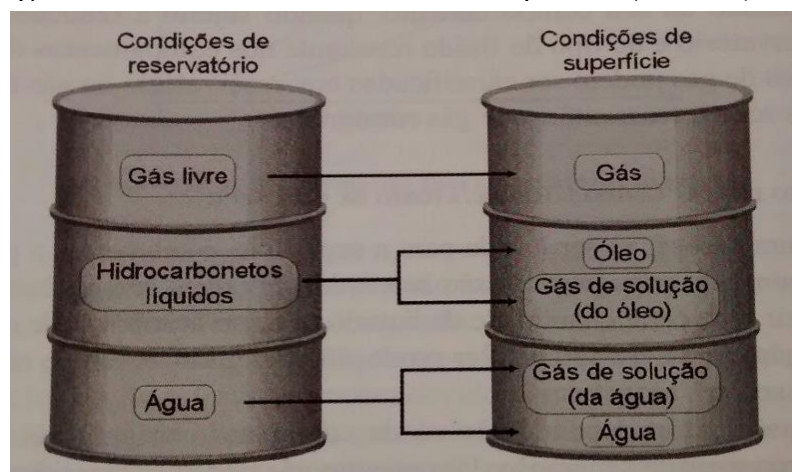
Tabela 3.4- Classificação da rocha quanto a permeabilidade (Guimarães et al, 2002).

Permeabilidade (md)	Nível
1	Baixíssima
1 – 10	Baixa
10 – 100	Regular
100 – 1000	Boa
1000 ou mais	Ótima

Espera-se que os reservatórios de petróleo, produzam óleo, gás natural e água. Sendo assim, um reservatório típico apresenta vazões de produção de óleo, de gás e de água, que são expressas nas condições de superfície, também chamadas de “condições padrão” ou “condições *standard*”, as quais correspondem à pressão de 1 atm e temperatura de 20°C (THOMAS, 2004).

Para Thomas (2004), parte do gás produzido, é proveniente dos hidrocarbonetos que já se encontravam no estado gasoso nas condições de temperatura e pressão do reservatório, conhecido como gás livre, e parte é proveniente dos hidrocarbonetos que se encontram dissolvidos no óleo na condição de reservatório e se evaporam em condições de superfície. Normalmente tida como uma parcela desprezível, a terceira parte é o gás que se encontrava dissolvido em condições de reservatório (**Figura 3.1**). Já a quantidade de água produzida vai depender das condições que ela se encontra no meio poroso. A água sempre está presente nos reservatórios e sua quantidade nem sempre é suficiente para que se desloque, existindo uma saturação mínima a partir da qual se torna móvel. Acumulações de água que podem estar adjacentes aos reservatórios de hidrocarbonetos, bem como a água injetada em processos que almejam um acréscimo na produção de óleo (recuperação secundária), podem originar a água produzida.

Figura 3.1-Fluído no reservatório e na superfície (Thomas, 2004).



Os tipos de fluidos a serem produzidos e a viabilidade técnico-econômica, irão influenciar na planta de processamento primário, determinando se esta pode ser simples ou complexa. As mais simples executam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as mais complexas incluem o condicionamento e a compressão do gás; o tratamento e a estabilização do óleo e o tratamento da água para reinjeção ou descarte. Existem algumas relações na engenharia de petróleo que são utilizadas como indicadores, tanto de características como de estágios da vida produtiva dos reservatórios. Os mais utilizados são a razão de gás-óleo (RGO), a razão água-óleo (RAO), e o Sedimentos básicos e água, do inglês “Basic Sediments and Water” (BSW) que é o quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquido e sedimentos (THOMAS, 2004).

3.4 MECANISMO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Para produzir petróleo é necessário que haja uma certa pressão nos fluidos, capaz de vencer a resistência imposta pelas tortuosidades e estrangulamentos dos canais porosos da rocha. No início da produção, o reservatório possui uma energia natural devido as circunstâncias geológicas de alta pressão que a jazida sofreu no processo de formação dos hidrocarbonetos. Sendo assim, quando o reservatório possui pressão suficiente para elevar o fluido até a superfície, o poço é denominado surgente e a produção ocorre por elevação natural. Contudo, com o passar do tempo e o aumento da produção, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até a superfície com uma vazão econômica ou conveniente. No caso do reservatório não possuir pressão suficiente para elevar esses fluidos utiliza-se métodos de elevação artificial, através da ingestão de água, gás, água ou ar aquecidos, fluidos alcalinos entre outros (Thomas, 2004).

Para que haja produção de petróleo em um poço é necessário haver uma certa pressão que faça o hidrocarboneto se deslocar para o poço de produção e para manter essa pressão, outro material deve preencher o espaço poroso antes ocupado pelo fluido produzido. Para Thomas (2004), a produção ocorre devido a dois fatores:

1. Expansão dos fluidos contidos no reservatório e contração do volume poroso;
2. Deslocamento de um fluido ocasionado por outro fluido.

Sendo assim, o conjunto de fatores que provocam esse acontecimento, são chamados de mecanismos de produção.

São cinco os tipos naturais de mecanismos de produção, são eles:

- Gás em solução;
- Capa de gás;
- Influxo de água;
- Segregação Gravitacional e;
- Mecanismos combinados

A escolha do tipo de mecanismo de produção vai depender da análise e do comportamento do reservatório. Os dois primeiros são exclusivamente mecanismos de reservatório de óleo, já o mecanismo de influxo de água pode ser utilizado também em reservatório de gás (ROSA, 2006).

Em determinadas situações, pode-se utilizar mais de um mecanismo simultaneamente em um mesmo reservatório, o chamado mecanismo combinado (Thomas, 2004). Nesse trabalho somente o mecanismo de influxo de água será mais detalhadamente comentado, uma vez que o objeto do mesmo é a utilização da água produzida na extração de petróleo para fins de recuperação secundária bem como em outras finalidades visando o seu aproveitamento.

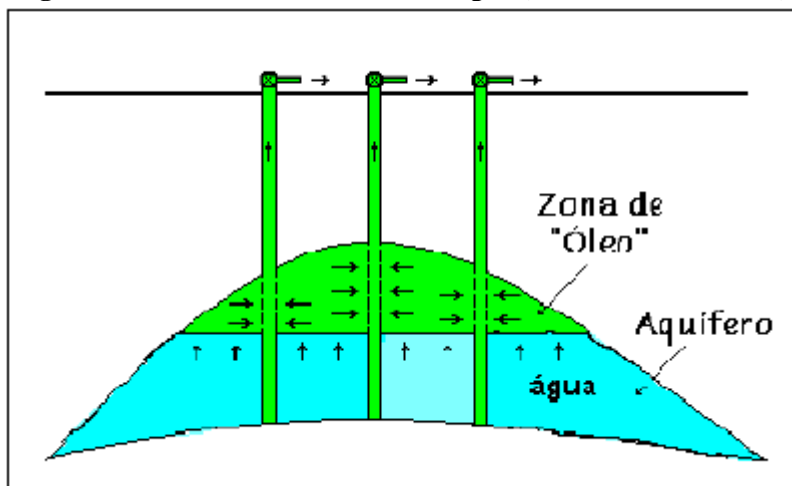
3.4.1 Mecanismo de influxo de água

O mecanismo de influxo de água ocorre a partir da formação portadora de hidrocarbonetos, óleo ou gás, quando existe contato direto com uma grande acumulação de água. Estes aquíferos, ou seja, corpos de rocha porosa e permeável de grandes dimensões saturada com água, encontram-se subjacentes ou ligados lateralmente ao reservatório (THOMAS, 2004).

Para a atuação desse mecanismo é necessário que as alterações das condições do reservatório (pressão) causem alterações no aquífero, e vice-versa. Influências do reservatório sobre o aquífero e do aquífero sobre o reservatório só é possível, se os dois estiverem intimamente ligados (PESSOA, 2009).

Durante a extração do óleo, a água se expande e invade a zona do óleo, mantendo a pressão no mesmo elevada, deslocando o fluido para os poços de produção (**Figura 3.2**).

Figura 3.2-Mecanismo de influxo de água (Guimarães et al 2002).



A pressão decai à medida que os fluidos são produzidos e o aquífero flui para o interior do reservatório de petróleo, atenuando a queda de pressão e gerando uma melhor produção de óleo em um processo contínuo (PESSOA, 2010). Contudo, em função da compressibilidade da água e da rocha serem limitadas para o bom funcionamento do mecanismo, é necessário que o aquífero tenha grandes proporções. Somente em elevados volumes de água e rocha, que é possível a ocorrência de grandes influxos de água necessária para manter a pressão do reservatório elevada e com boas vazões de produção (THOMAS, 2004).

De acordo com Thomas (2004) neste tipo de mecanismo a recuperação normalmente é alta, cerca de 30% a 40%, podendo chegar a valores de até 75% do óleo originalmente existente. Isso se deve principalmente ao fato da pressão e das vazões permanecerem altas com as características dos fluidos mantendo-se próxima das originais.

3.5 INJEÇÃO DE ÁGUA COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA

Os métodos de recuperação são utilizados na exploração de petróleo visando uma recuperação adicional do hidrocarboneto que ficou retido no reservatório, após a exaustão da sua energia natural quando os mecanismos de produção naturais são pouco eficientes. Eles buscam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada do óleo (THOMAS, 2004). Tem como objetivos principais, o aumento da eficiência de recuperação e a aceleração da produção.

Classifica-se também os métodos de recuperação secundária de métodos convencionais de recuperação secundária (conhecidos anteriormente como métodos de

recuperação secundária) e métodos especiais de recuperação secundária (antigamente denominados de métodos de recuperação terciária) (THOMAS, 2004).

Como métodos convencionais de recuperação secundária, são normalmente utilizados a injeção de água e o processo imiscível de injeção de gás, nos quais os fluidos não se misturam, permanecendo durante o processo como duas fases distintas (PRESTELO, 2006). Já os métodos especiais de recuperação, são empregados em pontos onde o processo convencional falhou ou falharia caso fosse empregado. São exemplos de métodos especiais de recuperação (Pessoa, 2009):

- Os processos térmicos, através de injeção de vapor e combustão “in situ”, objetivando reduzir a viscosidade do petróleo;
- A injeção de gás miscível como o dióxido de carbono, o nitrogênio ou os hidrocarbonetos, com o intuito também de reduzir a viscosidade do petróleo;
- E os processos químicos, com a injeção de polímeros ou tensoativos com o objetivo de reduzir a viscosidade do petróleo.

Segundo Thomas (2004), 30%, de todo óleo já descoberto pode ser recuperado por processos convencionais de recuperação, sendo que a injeção de água é o processo mais utilizado no mundo.

Nos Estados Unidos, a prática de injeção de água iniciou por volta de 1930, quando companhias de petróleo começaram a depositar água produzida em poços produtores de óleo e gás em reservatórios já explorados. Em sua maioria, os primeiros poços utilizados eram poços produtores de óleo que após serem desativados foram utilizados como poços injetores de água residuária proveniente da exploração de petróleo objetivando apenas o descarte desse resíduo. Na década de 50, começaram a ser injetados no subsolo água residual de outras indústrias, como a de aço. Em 1963, foram catalogados 30 poços com a finalidade de descarte de água e a partir de 1970 os poços começaram a aumentar de forma acentuada, a uma taxa de 20 poços por ano (USEPA, 2001).

A presença de um intenso influxo natural de água irá demandar uma menor vazão de injeção (ou dispensá-la), para que seja mantida a pressão no reservatório (ROSA, 2006). A água utilizada no processo de injeção pode ser proveniente de poços subterrâneos, de corpos d'água superficiais (lagos ou rios), ou até da própria produção do reservatório, ou ainda água do mar (SILVA, 2012). Contudo, recomenda-se que antes de ser injetada, a água passe por um tratamento para se adequar ao processo e evitar danos ao reservatório, como tamponamento do mesmo e corrosão dos equipamentos utilizados no processo

(THOMAS, 2004). Existe em muitos poços maduros (em estado avançado de exploração), a ocorrência de danos ao reservatório, cujo meio poroso atua como um meio filtrante, pois a água injetada, muitas vezes, contém gotas de óleo particulados, material orgânico e mineral que ficam retidos no solo reduzindo a permeabilidade do reservatório nas proximidades do poço de injeção (CORDEIRO, 2007).

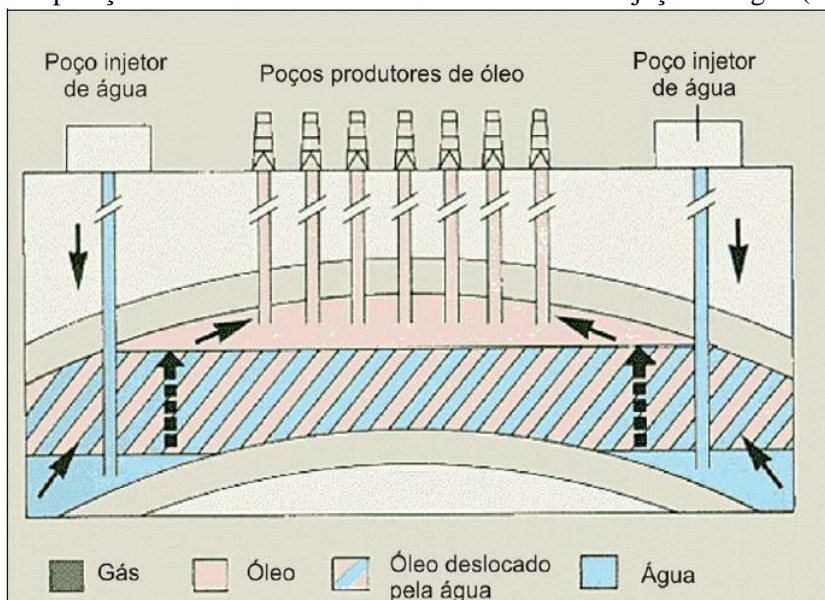
De maneira geral, os sistemas de injeção de água são constituídos das seguintes etapas:

- Captação de água;
- Tratamento de água para injeção;
- Injeção de água propriamente dito, composto por bombas, linhas, e poços de injeção;
- Tratamento e descarte de água produzida.

Em alguns casos, partes dessas etapas são dispensáveis, na maioria das vezes, o que ocorre é a transformação de um poço produtor em um poço injetor, devido aos altos custos para perfuração ou fechamento de um poço, no caso deste já existir (SILVA, 2012).

A **Figura 3.3** representa de forma simplificada a recuperação secundária convencional, mostrando os poços injetores de água e os produtores de óleo, onde a água injetada no poço injetor exerce pressão na zona de óleo deslocando o fluido para os poços de produção

Figura 3.3-Recuperação secundária convencional com o uso da injeção de água (Prestelo, 2006).

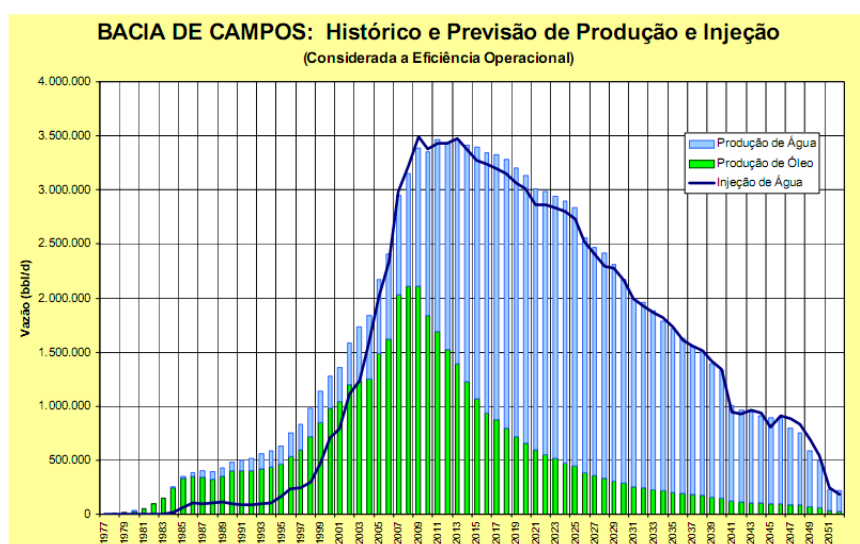


Nota-se que a medida que a vazão de injeção aumenta, há um aumento na produção de óleo, mantendo o mínimo possível no reservatório.

A injeção de água é amplamente utilizada na indústria do petróleo por se tratar de um método bastante eficiente de reposição da energia primária do reservatório. As principais razões para a larga utilização deste método de recuperação são: disponibilidade de água, baixo custo operacional em comparação à injeção de outros fluidos, facilidade operacional da técnica, alta eficiência da água em deslocar o óleo, além do fato desta tecnologia ser amplamente conhecida (PREDA, 2008).

Além de manter a pressão do reservatório, a água injetada atua como um mecanismo de varredura do óleo na rocha, deslocando o petróleo do poço injetor para o poço produtor. A **Figura 3.4** demonstra a eficiência do processo de injeção de água frente a produção do óleo na bacia de Campos, através do histórico e de estimativas considerando a eficiência operacional, bem como demonstra o aumento significativo também, da geração de água produzida.

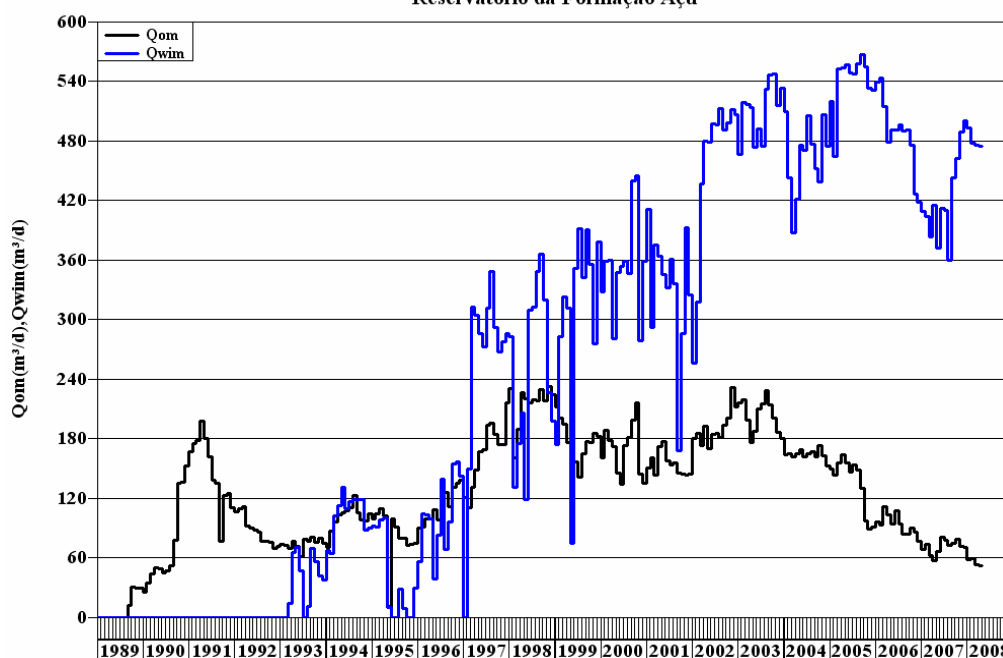
Figura 3.4-Diagrama do fator de Recuperação na Bacia de Campos (Paiva, s.d. apud Pessoa, 2009).



O aumento da produção oriunda da injeção de água no reservatório acarreta em uma antecipação do fluxo de caixa esperado do projeto, aumentando assim, o seu valor presente por consequente melhorando a viabilidade econômica da exploração do campo ou reservatório (PESSOA, 2009).

A **Figura 3.5**, também ilustra uma maior produção de óleo, frente à injeção de água, de um determinado reservatório produtor, demonstrando a elevada eficiência do método.

Figura 3.5-Histórico de produção de óleo (Q_{om}) e de injeção de água (Q_{win}), (Preda, 2008).
Reservatório da Formação Açú



Segundo Silva (2012), a injeção de água é inadequada para casos nos quais os reservatórios são heterogêneos e apresentam pouca continuidade, pois a água injetada pode não atingir o poço produtor.

3.4.2 Qualidade requerida para água de injeção

Ribeiro (2001) e Rosa (2006), descrevem os seguintes requisitos ideais para água de injeção:

- Disponibilidade suficiente em qualquer época;
- Ser de fácil adução;
- Possuir acesso fácil entre fonte e local de uso;
- Ter baixo teor de sólidos suspensos;
- Ter baixo teor de óleos e graxas;
- Ser compatível com o sistema rocha-fluidos, ou seja, não deve reagir quimicamente com a rocha, óleo e água da formação;
- Ser isenta de bactérias ou outros microrganismos;
- Não ser corrosiva, isto é, não conter oxigênio, gás sulfídrico e gás carbônico dissolvido;
- Ser isento de ânions potencialmente geradores de incrustações inorgânicas, ou seja, não conter sulfatos e bicarbonatos.

Em resumo, a água a ser injetada deve ter qualidade compatível com a da água de formação, demandando geralmente, um tratamento antes da injeção (CORREIA, 2012). Pois, dependendo da qualidade da água injetada no reservatório pode promover dano a formação e prejudicar no futuro novas injeções. Sendo assim, é importante realizar a caracterização mais completa possível da água a ser injetada, visto que, vários podem ser os mecanismos causadores do dano, como por exemplo, o entupimento dos poros da rocha sedimentar que forma o campo devido a impurezas contidas na água (RIBEIRO, 2001).

Devido a grande quantidade de água gerada durante o processo de exploração, torna necessário e importante se conhecer suas características, formas de tratamento, efeitos que pode ocasionar ao meio ambiente, a regulação e melhores práticas de gerenciamento.

A toxicidade dos constituintes e a quantidade dos compostos orgânicos são os parâmetros geralmente utilizados para avaliação do impacto ambiental provocado pelo descarte da água produzida. Após o descarte, parte dos contaminantes tenderão a sair enquanto que outros permaneceram dissolvidos, sendo que pesquisadores creem que os compostos solúveis são os mais nocivos ao meio ambiente (SILVA, 2008).

A **Tabela 3.5** abaixo, lista parâmetros relevantes a caracterização da água a ser injetada.

Tabela 3.5-Parâmetros geralmente analisados na caracterização da água bruta selecionada para injeção (Ribeiro, 2001).

Parâmetro	Unidade
Salinidade	mg/L
Distribuição iônica dos sais dissolvidos: Na ⁺ , K ⁺ , Li ⁺ , Ca ⁺⁺ , Mg ⁺⁺ , Ba ⁺⁺ , Sr ⁺⁺ , Ra ⁺⁺ , Fe ⁺⁺⁺ , Cl ⁻ , SO ₄ ⁻⁻ , HCO ₃ ⁻ .	mg/L
Teor de sólidos dissolvidos	ppm
Contagem e distribuição dos tamanhos das partículas (especialmente para água tratada)	partículas/mL
Teores de gases dissolvidos	
• Teor de oxigênio	ppm
• Teor de gás carbônico	ppm
Teor de gás sulfídrico	ppm
Matéria orgânica	
• Quantidade (carbono orgânico)	ppm
• Natureza de microorganismos	-
Contagem de microorganismos	
• Bactérias redutoras de sulfato (BRS)	nmp/mL
• Bactérias facultativas totais	nmp/mL
• Bactérias anaeróbicas	nmp/mL
• algas	célula/mL

A “disposição de efluentes no solo”, é regulamentada pela Resolução CONAMA 396/08, que dispõe sobre a classificação e diretrizes ambientais para o enquadramento das águas subterrâneas. Em seu artigo 27º, a referida resolução diz que: “A aplicação e disposição de efluentes e de resíduos no solo deverão observar os critérios e exigências definidos pelos órgãos competentes e não poderão conferir às águas subterrâneas características em desacordo com o seu enquadramento (BRASIL, 2008)”. A **Tabela 3.6** abaixo, demonstra valores máximos permitidos para os parâmetros com maior probabilidade de ocorrência em águas subterrâneas, em cada um dos usos considerados como preponderantes e os limites de quantificação praticáveis.

Tabela 3.6: Valores máximos permitidos para os parâmetros com maior probabilidade de ocorrência em águas subterrâneas em cada um dos usos considerados como preponderantes e os limites de quantificação praticável.

Parâmetro	Consumo humano ($\mu\text{g.l}^{-1}$)	Dessedentação animal ($\mu\text{g.l}^{-1}$)	Irrigação ($\mu\text{g.l}^{-1}$)	Recreação ($\mu\text{g.l}^{-1}$)	Quantificações praticáveis ($\mu\text{g.l}^{-1}$)
Sódio	200000			300000	1000
Sólidos totais dissolvidos	1000000				2000
Cloreto	250000		100.000 - 700.000	400000	2000
Zinco	5000	24000	2000	5000	100
Níquel	20	1000	200	100	10
Mercurio	1	10	2	1	1
Chumbo	10	100	5000	50	10

3.4.3 Utilização de água produzida na recuperação secundária

A água produzida ou associada à produção do petróleo é aquela extraída durante a atividade de exploração de petróleo e gás natural. É o maior volume de subproduto associado à exploração e produção do hidrocarboneto, sendo está, bastante utilizada como água de injeção para recuperação secundária durante a exploração de petróleo (CORREIA, 2012), tornando-se um recurso de produção ao invés de um resíduo de produção.

A água produzida é uma eventual mistura das distintas formas de água que participam do processo de extração de petróleo, podendo essa mistura ser composta pela água contida no reservatório desde a sua formação, conhecida como água conata ou água de formação, e a água que por ventura esteja sendo utilizada em processo de recuperação secundária. As águas conatas, são oriundas de áreas de acumulação fóssil em sistemas hidráulicos fechados que não tiveram contato com a atmosfera desde a sua acumulação,

podendo ter origem continental ou marítima. Contudo, sua composição é alterada em virtude do soterramento e caminhos de migração. Geralmente, essas águas possuem baixas concentrações de bicarbonato e sulfatos, tendo a concentração de íons aumentada com a profundidade e idade, além de uma alta concentração de cloretos e cálcio. Frequentemente com teores de STD maiores que 100000 ppm (FIGUEIREDO, 2010).

Á água produzida, comumente contém conteúdo salino, partículas de óleo em suspensão, compostos orgânicos abrangendo hidrocarbonetos dissolvidos, ácidos, fenóis, sólidos suspensos (areia, lodo, argila, outros silicatos, gipsita), produtos químicos adicionados ao longo do processo de produção como desemulsificantes, inibidores de corrosão e antiespumante. (FIGUEIREDO, 2010). Elas apresentam diferentes concentrações de cátions (Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+} , Fe^{2+}) e de ânions (Cl^- , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , HCO_3^-), responsáveis pelo potencial de incrustação das águas (Souza, 2012). Existe também uma grande variedade de microrganismos, dentre eles, bactérias, algas e fungos que geram em seu metabolismo substâncias corrosivas (Silva, 2008).

É possível encontrar a água produzida na forma livre ou emulsionada. Quando livre, apresenta-se em uma fase diferente do óleo, sendo uma mistura instável que pode ser separada através da decantação ou flotação. Já a forma emulsionada, é uma mistura relativamente estável entre o óleo e a água decorrente do cisalhamento do óleo em bombas, válvulas, equipamentos entre outros (Souza, 2012).

Sendo assim, a complexa composição química e a falta de conhecimento acerca dos efeitos ecológicos de longo prazo devido a destinação da água de produção, fazem com que na atualidade, este seja um dos aspectos ambientais mais relevantes de toda indústria petrolífera (Bakke *et al*, 2013).

Segundo Thomas (2004), Gabardo (2007) e a geração de água produzida pode alcançar entre 50% e 100%, em volume, ao fim da vida econômica dos poços, estima-se que para cada m^3/dia de petróleo produzido são gerados, em média, 3 (três) a 4 (quatro) m^3/dia de água. Em campos onde a produção está próxima do fim a taxa de recuperação pode chegar a 98% água de produção e 2% combustível fóssil (GOMES, 2014). A **Tabela 3.7**, demonstra a vazão de água produzida em diferentes regiões produtoras, chegando a vazões diárias de 330 mil m^3/dia .

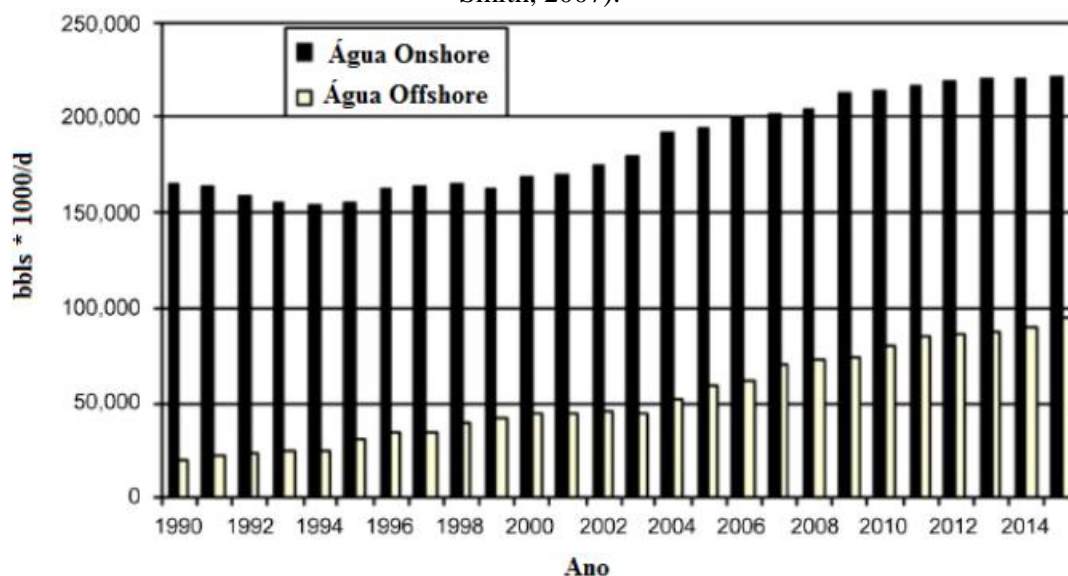
Tabela 3.7- Vazão de água produzida em diferentes regiões produtoras (Carvalho, 2011).

País	Vazão de água de produção	Fonte produtora
Estados Unidos (Campos, Nóbrega e Sant'anna Jr. 2001)	330 mil m ³ /dia	Campos petrolífero <i>onshore</i>
Omã – Emirados Árabes Unidos (Mansour e Mushtaque, 2007)	330 mil m ³ /dia	Campos petrolífero <i>onshore</i>
Brasil – Bacia Pontiguar (Ramalho, 2008)	80 mil m ³ /dia	Campos petrolífero <i>onshore</i>

Segundo Fakhru'l-Razia *et al* (2009) a produção diária de água produzida no mundo é de 39,747 milhões de m³ e uma produção global de óleo de 12,719 milhões de m³/dia, logo com razão água produzida-óleo de 3:1. Este volume tende a aumentar com o tempo devido ao processo de maturação dos reservatórios e ao maior número de campos em produção. Dal Ferro e Smith (2007), estimaram que a geração de água produzida no mundo em 2014 seria de 47,696 milhões de m³/dia (Figura 3.6). Tal estimativa foi realizada levando em consideração que o barril americano de petróleo (bbl), equivale a 158,987 litros.

Nota-se na **Figura 3.6**, que a produção de água em explorações *onshore*, é bastante superior àquela produzida *offshore*. Esse expressivo volume de água produzida em explorações em terra, quando lançadas sem tratamento implica em poluição do solo e reservatórios de água doce.

Figura 3.6- Estimativa da água produzida em exploração *onshore* e *offshore* no mundo (Dal Ferro e Smith, 2007).



Segundo os dados reportados pelas empresas membro da OGP para o ano de 2011 (OGP, 2012), cerca de 90% da água produzida descartada foi proveniente da atividade

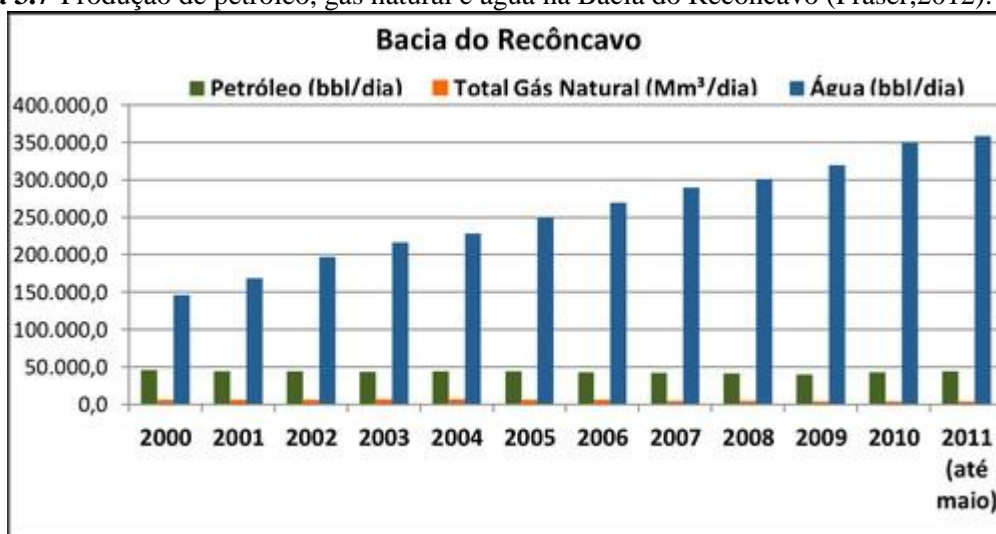
offshore e apenas 10% da atividade *onshore*. Esse fato pode ser atribuído à maior dificuldade para descarte em campos de produção em terra, seja por questões ambientais ou de logística.

A reinjeção de água produzida tem sido uma alternativa interessante em campos de petróleo em função dos custos econômicos e sociais associados à captação e tratamento de grandes volumes de água doce para fins de injeção, das crescentes restrições ambientais do descarte de água produzida, bem como da disponibilidade de espaço e de instalações para o seu adequado tratamento antes da injeção. Contudo, precauções devem ser tomadas para evitar contaminação de fontes de água potável (COSTA, 2000).

Durante a exploração de petróleo em Sergipe, são gerados aproximadamente 40.000 m³/d de água produzida, contendo em torno de 1000 mg/L de óleos e graxas e 200 mg/L de sólidos suspensos (CORREIA, 2012).

No estado da Bahia, é gerado um expressivo volume de água produzida oriunda da produção *onshore* com perspectiva de um aumento progressivo do volume gerado. A **Figura 3.7**, apresenta dados de produção de Petróleo, gás natural e água na Bacia do Recôncavo, no período de 2000 e 2011.

Figura 3.7-Produção de petróleo, gás natural e água na Bacia do Recôncavo (Fraser,2012).



Em operações em terra (*onshore*), a reinjeção é um processo muito utilizado, porém, outras opções incluem reuso e reciclagem da água, na qual pode ser utilizada para irrigação de plantações, dessedentação de animais domésticos e silvestres, cultivo de peixes, cultivo hidropônico de vegetais, represamento de água, dentre outros, após os devidos tratamentos.

3.5 TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA EM POÇOS DE EXPLORAÇÃO

O descarte das águas residuárias oriundas da exploração de petróleo, sem um devido tratamento pode causar poluição do solo, de águas subterrâneas e superficiais, que podem implicar em efeitos nocivos e irreversíveis ao meio ambiente, o que pode gerar penalizações a empresa passando a mesma a ter que estabelecer ações corretivas e mitigadoras, que na maioria dos casos são de custos elevados. Portanto, antes do descarte, a água produzida pode passar por um tratamento adequado a fim de atender aos padrões de lançamento estabelecidos pelas legislações ambientais visando a preservação do meio ambiente. Segundo Fakhru'L-Razia (2009), os objetivos gerais do tratamento da água associada a produção de petróleo são:

- Remover de óleo disperso e graxa;
- Remover sólidos suspensos;
- Remover orgânicos solúveis;
- Remover gás dissolvido: remoção de gases de hidrocarbonetos leves, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio;
- Remover os sais dissolvidos (Dessalinizar);
- Minimizar a dureza da água (Abrandar);
- Remover Material Radioativo Ocorrido Naturalmente (NORM);
- Realizar a desinfecção.

O Teor de óleos e graxas - TOG, é um dos parâmetros mais avaliados quando se trata de água produzida, tendo seu valor variando de país para país. Contudo, na maioria das legislações existentes nos países, a concentração média mensal é de 40 mgL^{-1} e a máxima de 100 mgL^{-1} (CAMPOS *et al*, 2012). No Brasil, o órgão que atua fiscalizando esse parâmetro é o CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, que na Resolução nº 430/2011, estabelece que para o descarte da água produzida, a concentração mensal de TOG não deve ser superior a 20 mg/L . Para reinjeção em poços de petróleo, a água deverá ter no máximo 5 mg/L de TOG (CERQUEIRA, 2014).

Diversos tratamentos são empregados na indústria do petróleo visando obter uma água dentro dos parâmetros necessários para cada destinação, usando comumente métodos físicos e químicos. Os tratamentos físicos utilizados são:

- ✓ Adsorção de compostos orgânicos dissolvidos em carvão ativado, argila organofílica, copolímeros, zeólito e resinas;

- ✓ Filtros de areia;
- ✓ Ciclones;
- ✓ Evaporação;
- ✓ Precipitação de ar dissolvido;
- ✓ Membrana filtrante e;
- ✓ C-TOUR, que consiste em uma tecnologia patenteada, na qual uma substância líquida condensada é usada como líquido de extração dos componentes dissolvidos na água produzida (FAKHRU'L-RAZIA, 2009).

Entre os tratamentos químicos utilizados estão:

- ✓ precipitação química;
- ✓ oxidação química;
- ✓ processo eletroquímico;
- ✓ fotocático;
- ✓ Feton;
- ✓ uso de ozônio e;
- ✓ desmulsificante.

Um resumo/comparação de técnicas de tratamento utilizadas no tratamento da água produzida podem ser observadas na **Tabela 3.8** e na **Tabela 3.9**.

Tabela 3.8- Técnicas de tratamento utilizadas com suas respectivas vantagens e desvantagens (Adaptado de Sousa, 2014).

Tratamento	Vantagens	Desvantagens	Resíduos
Flotação	Elevada eficiência, fácil operação	Necessidade de elevada quantidade de ar	
Evaporação	Obtêm elevada qualidade na água tratada	Elevado consumo de energia, gerenciamento dos sólidos	Resíduo sólidos (Lodo)
Ultrafiltração	Compacto	Elevado consumo de energia, incrustação	Resíduo sólidos (Lodo)
Osmose reversa	Compacto, remoção de sais monovalentes	Elevado consumo de energia, incrustação	Resíduo sólidos (Lodo)
Lodos ativados	Eficiência na remoção de matéria orgânica e sólidos suspensos sem necessidade de produtos químicos	Necessidade de oxigênio e de grandes dimensões	Resíduo sólidos (Lodo)
POA's (Processo de Oxidação Avançado)	Mineralização completa, consegue degradar substâncias difíceis como fenóis	Geralmente apresentam limitações em efluentes salinos	----

Os sistemas biológicos de tratamento, como os lodos ativados (**Tabela 3.8**) não possuem eficiência para remoção de sais, portanto devem ser utilizados somente para remoção de sólidos em suspensão e matéria orgânica. Para a água de produção com características semelhantes à dos poços estudados, quando usados sistemas biológicos, outros tipos de tratamentos que consiga remover a quantidade de sais a nível adequado deverão ser utilizados associados a estes, a fim de produzir água compatível com a destinação final adotada.

Tabela 3.9- Comparação entre processos de tratamento de água produzida para remoção de óleo (adaptado de Stewart e Arnold, 2011).

Condição	Membrana	Hidrociclone	Flotador	Coalescedor de leite	Separador gravitacional convencional	Separador gravitacional de placa
Princípio operacional	Filtração	Separação gravitacional aprimorada	Flotação a gás natural	Coalescência + separação gravitacional	Separação gravitacional	Coalescência + separação gravitacional
Capacidade de remoção, em diâmetro de gota (μm)	1	10 a 30	10 a 20	10 a 15	100 a 150	30 a 50
Requerimento de água superficial	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Elevado	Elevado
Requerimento por produtos químicos	Não	Não	Sim	Não	Não	Não
Principais desvantagem	<i>Fouling</i> e necessidade por limpeza química	Bloqueio da porta de rejeito por areia ou incrustação e erosão por areia	Pouco efeito em gotas entre 2 e 5 (μm); uso de químicos e geração de lodo	Bloqueio dos poros e necessidade por retrolavagem	Tamanho e peso muito elevado; baixa eficiência para diâmetro de gotas menores	Tamanho e peso elevados

3.5.1 Custos de tratamento da água produzida

Os custos associados ao tratamento da água produzida vão depender das disponibilidades das instalações existentes no campo e da sua localização. No Oeste dos Estados Unidos da América, para descarte e/ou reinjeção de água, o custo varia de 0,03 US\$/bbl a 6,50 US\$/bbl. Esses custos, considerando o mesmo país, são bastantes diferentes, podendo ocasionar gastos anuais entre US\$ 5 e US\$ 25 bilhões de dólares, sendo considerado, portanto, um alto investimento (SOUZA, 2012).

No projeto de reuso da água produzida no Campo de Fazenda Belém, além do aumento da produção de petróleo (ganho de 450 m³/d) ocorreu uma redução de custos de tratamento da água para geração de vapor. O valor gasto no tratamento da água produzida

foi de R\$1,09/m³, enquanto que o tratamento da água captada no manancial para ser utilizado no mesmo processo era de R\$1,76/m³ (PEREIRA, 2008).

Muitas das técnicas utilizadas no tratamento possuem elevados custos associados, tornando este um fator chave na exploração. Em função disso, às vezes são utilizadas técnicas inapropriadas que não tem capacidade suficiente para remover, de forma adequada, os poluentes presentes e atender os níveis exigidos pela Legislação

4 METODOLOGIA

A pesquisa consiste no tipo exploratório e documental mediante um estudo de caso. Procedeu-se com uma revisão bibliográfica de periódicos nacionais e internacionais que versam sobre o assunto, objetivando um melhor entendimento a respeito do tema, assim como, a coleta de dados referentes a qualidade e tratamento da água produzida na exploração de petróleo.

Posteriormente, procedeu-se com a escolha de um poço de exploração de petróleo localizado no recôncavo baiano para avaliar o processo de exploração de petróleo e as características da água produzida para realizar o estudo de caso.

4.4 RECONHECIMENTO *IN LOCO* DE UMA ÁREA UTILIZADA PARA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

O poço utilizado como estudo de caso foi selecionado mediante disponibilidade de uma empresa localizada no Recôncavo da Bahia para cooperação em pesquisa, procedendo o reconhecimento através de visitas e registros fotográficos no local. As visitas foram previamente agendadas com a empresa e o transporte até o local foi disponibilizado pela UFRB.

4.5 COLETA E ANÁLISE DA QUALIDADE DA ÁGUA PRODUZIDA EM UM POÇO DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO “*ON SHORE*”

A coleta da água produzida na exploração de petróleo foi realizada diretamente do campo produtor em vasilhames plásticos, devidamente refrigeradas, e transportados para os laboratórios do CETIND (Centro de Tecnologia Industrial Pedro Ribeiro) da UFRB refrigeradas. Os parâmetros analisados no laboratório da UFRB foram, pH, condutividade elétrica, alcalinidade a carbonato e alcalinidade a bicarbonato. Aqueles analisados no laboratório do CETIND foram: chumbo, mercúrio, zinco, níquel, óleos e graxas, cloreto,

sódio, sólidos em suspensão, salinidade, potássio. A empresa administradora do poço estudado, também forneceu resultados de alguns parâmetros analisados.

4.5.1 Metodologia utilizada para as análises físico-químicas

As análises realizadas no CETIND e as fornecidas pela empresa administradora do poço seguiram as metodologias apresentadas, respectivamente nas **Tabelas 4.1 e 4.2**.

Tabela 4.1-Metodologias adotadas para as análises realizadas pelo CETIND.

Ensaio	Método	LQ
Salinidade (0/00)	EN 151 QGI	0,1/0,1
Sódio (Na) total (mg/L)	EN 301 ESP (EPA 6010B/3010A)	1,0/0,40
Cloretos (mg/L)	EN 138 QGI (EPA 300.1-1)	0,03/0,01
Potássio (K) total (mg/L)	EN 301 ESP (EPA 6010B/3010A)	1,0/0,25
Teor de Óleos e graxas (mg/L)	EN 168 QGI (SMEWW 5520 B)	10/10
Sólidos em suspensão (mg/L)	EN 025 QGI	2,5/2,5
Níquel (Ni) total (mg/L)	EN 301 ESP (EPA 6010B/3010A)	0,01/0,0035
Zinco (Zn) total (mg/L)	EN 301 ESP (EPA 6010B/3010A)	0,04/0,01
Merúrio (Hg) total (mg/L)	EN 005 ESP (ASTM D3223-02 Mod.)	0,0002/0,00007
Chumbo (Pb) total (mg/L)	EN 203 ESP (ASTM D3559-03 D)	0,003/0,002

Obs: LQ – Limite de quantificação

Dentre esses parâmetros, a salinidade é um dos mais importantes, uma vez que a maioria das águas produzidas possui salinidade superior a da água do mar e sua elevada concentração deve ser considerada quando existe o interesse de se utilizar essa água na irrigação. Além dos valores de salinidade propriamente ditos, outros parâmetros que estão relacionados a ela são CE (condutividade elétrica) e Cl (cloreto), sendo o cloreto utilizado para o cálculo da salinidade da água, utilizando a fórmula abaixo, que é uma adaptação da *United Nations Scientific, Education and Cultural Organization (UNESCO)*:

$$S (\text{‰}) = 1.80655 \text{ Cl } (\text{‰}), (1969).$$

Tabela 4.2-Metodologias adotadas nas análises disponibilizadas pela empresa administradora do poço estudado.

Ensaio	Metodologia
Contagem de BRS – Bactérias redutoras de sulfato (UFC)	API RP 38
Água e sedimentos (BSW total) (%)	ASTM D 4007
Salinidade na água (mg/L de NaCl)	<i>Standard Methods</i> 4500-CI-B

4.5.2 Análises realizadas na UFRB

Nos laboratórios da UFRB foram realizadas análises dos seguintes parâmetros: Condutividade elétrica (CE), pH e Alcalinidade a Carbonato e Bicarbonato. As análises foram realizadas com base nos procedimentos estabelecidos pelo *Standard methods for the examination of water and wastewater* (APHA, 2005).

- ***Condutividade elétrica***

A medida de condutividade elétrica foi tomada com a utilização do aparelho condutivímetro. Inicialmente, calibrou-se o equipamento, e em seguida, a célula do aparelho foi lavada com água destilada e enxugada externamente com lenço de papel. Imergiu-se então, parcialmente o sensor (célula de condutividade) no béquer que continha 100mL da amostra, e mediu-se então, a condutividade da amostra a 25°C, usando o sensor de correção automático de temperatura. A condutividade elétrica representa a quantidade de sais presentes na água.

- ***pH***

O pH foi medido utilizando o aparelho pHmetro . Inicialmente o aparelho foi calibrado com soluções tampões de pH 7 e 4. Uma vez calibrado a célula do aparelho foi lavada com água destilada e enxugada externamente com lenço de papel. Imergiu-se então, parcialmente, o sensor no béquer que continha 100mL da amostra para ser efetuada a medida do pH da mesma quando o valor se tornava constante.

- ***Alcalinidade a carbonato e Alcalinidade a bicarbonato***

O método utilizado nessa determinação foi o de Titulação com ácido sulfúrico. Tomou-se 50 mL da amostra e, colocou em um Erlenmeyer, e então adicionou-se 3 (três) gotas da solução indicadora de verde de bromocresol/vermelho de metila. Titulou-se então com a solução de ácido sulfúrico 0,02 N até a mudança da cor amarela para salmão. Anotou-se o volume total de ácido sulfúrico (H₂SO₄) gasto em mL.

A alcalinidade total foi obtida em mg/L por meio da seguinte equação:

$$\text{CaCO}_3 = V \times 20 \times Fe$$

Onde: Fe - é o fator de correção da solução titulante = 1,0167

V – é o volume gasto de ácido sulfúrico em mL.

4.6 ESCOLHA DA TÉCNICA DE TRATAMENTO E FORMA DE REUTILIZAÇÃO MAIS ADEQUADA PARA A ÁGUA PRODUZIDA EM QUESTÃO

A técnica de tratamento e a forma mais adequada para a utilização da água produzida pela empresa, objeto de estudo, foram estabelecidas com base nos resultados obtidos por diferentes autores que estudaram técnicas para tratamento da água produzida.

5 RESULTADOS E DISCURSÕES

5.4 POÇO DE EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO VISITADO

Na extração do óleo é utilizado o equipamento conhecido como “cavalinho”, que bombeia o petróleo até a superfície, **Figura 5.1**.

Como mostra a **Figura 5.2**, o cabo de aço que sustenta a cabeça de produção e encontra-se na parte externa do poço é chamada de cabresto. No interior do poço possui um tubo fixo de 5 1/2”, **Figura 5.3**, e dentro dele existe outro não fixo de 2 8/7”, **Figura 5.4**, podendo este ser trocado ou removido quando acaba a vida útil do poço. No interior do tubo removível, encontra-se a haste que segura a bomba, e em movimentos ascendentes e descendentes faz pressão para expulsar o óleo. Quando o poço deixa de ser utilizado por algum motivo ele é preenchido com cimento e a haste fixa fica enterrada no solo.

Figura 5.1- Equipamento utilizado na retirada do óleo – Cavalinho, (Próprio autor).



Figura 5.2- Entrada do poço de extração (Próprio autor).

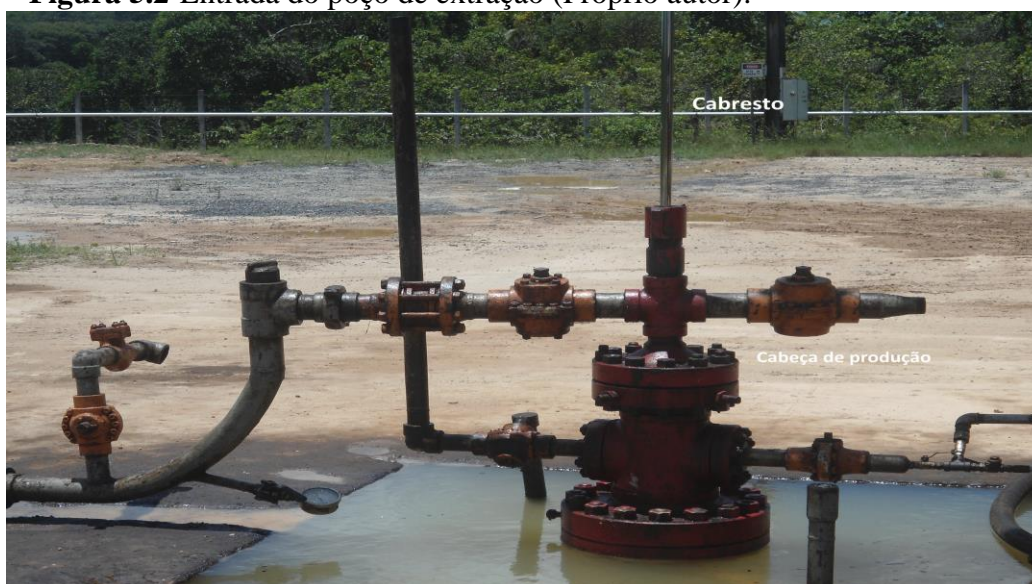


Figura 5.3-Tubo fixo de 5 1/2" (Próprio autor).



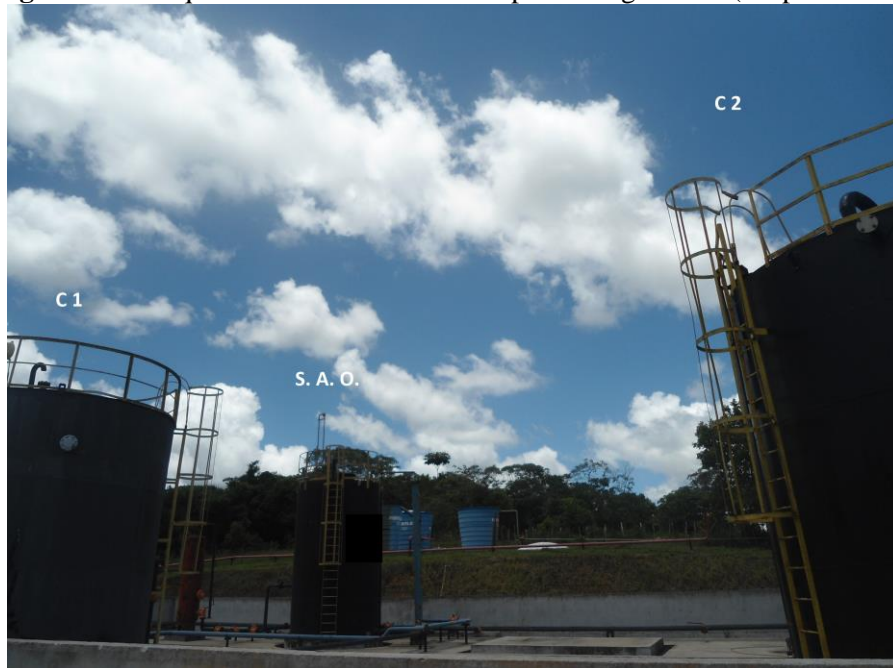
Figura 5.4- Tubo removível de 2 8/7" (Próprio autor).



Foi detectado que o óleo bombeado (extraído) é encaminhado por meio de tubulações de ferro fundido para o Separador de Água e Óleo (S.A.O) e em seguida para os cilindros de armazenamento de óleo, C1 e C2 como mostra a **Figura 5.5**. O óleo que sai do S.A.O ainda contém água e para separá-la este recebe um desmucificante (produto químico) e posteriormente é aquecida a uma temperatura de 50°C para retirar o restante da

água que está associada ao óleo. Esse procedimento é feito porque a Petrobrás exige que o óleo contenha somente 1% de água emulsionada.

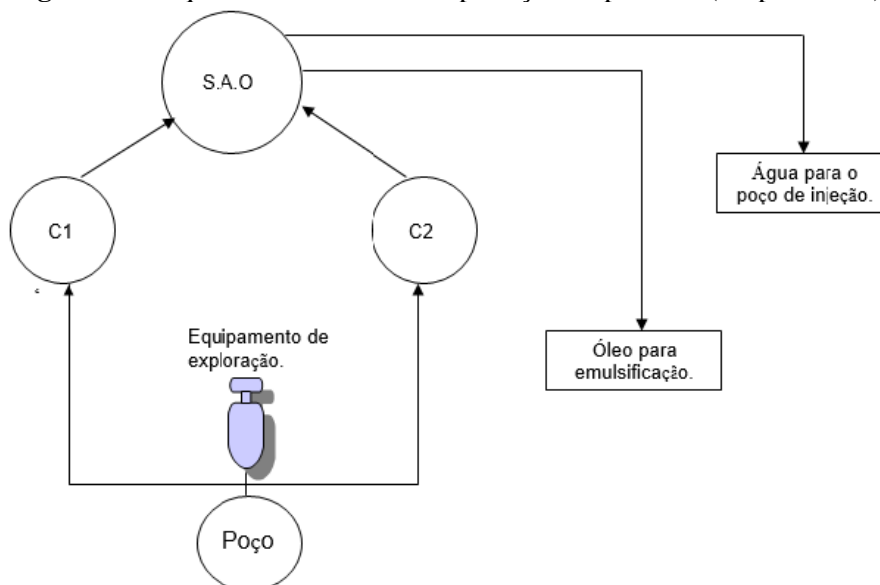
Figura 5.5-Tanques de armazenamento e separador água-óleo (Próprio autor).



Depois da separação, o óleo é encaminhado para um tanque de armazenamento enquanto que a água produzida no processo é direcionada para outro tanque, onde fica armazenada até ser filtrada e encaminhada para um poço já desativado, onde será injetada.

A **Figura 5.6** esquematiza o processo.

Figura 5.6-Esquema do sistema de exploração do petróleo (Próprio autor).



Não existe uma estação de tratamento de água produzida para o poço estudado, questão justificada pelos responsáveis pelo fato do volume gerado não compensar a construção de uma estação para tal fim. O descarte dessa água ocorre mediante injeção no subsolo via um poço desativado do mesmo campo de petróleo (**Figura 5.7**).

Figura 5.7-Injeção da água produzida no poço desativado (Próprio autor).



Entretanto, antes de ser encaminhada através de tubulações para ser injetada no subsolo, a água ao sair do separador água-óleo vai para um tanque de armazenamento da água produzida, posteriormente, segue para um recipiente conhecido como “Caixa vermelha”, que consiste em um filtro, cujo meio filtrante é espuma, e tem o propósito de retirar o máximo possível de óleo que ainda possa estar misturado a água produzida, a fim de evitar a colmatção do solo do poço de injeção, **Figura 5.8**.

Figura 5.8- Armazenamento e filtragem da água produzida (Próprio autor).



Apesar do objetivo inicial da injeção de água produzida do poço ser para descarte, verificou-se que o processo estava melhorando a produção de óleo, caracterizando uma recuperação secundária. Porém, o fato dessa água não sofrer um tratamento adequado, pode passar a gerar problemas futuros na exploração do petróleo, como por exemplo, o entupimento dos poros da rocha reservatório do campo produtor, o que diminuiria a permeabilidade da mesma e por consequência prejudicaria a exploração do óleo.

Com o amadurecimento do campo de petróleo e o consequente aumento da geração de água produzida, a empresa administradora do poço tem projeto de implantar uma estação de tratamento de água produzida no local, de forma a realizar um tratamento adequado dessa água visando seu reuso.

5.4.1 Característica qualitativa da água do poço de injeção visitado

A empresa em questão só forneceu dados de qualidade da água do poço estudado do ano de 2012 e 2014. No primeiro ano, só foi analisado a presença de bactérias redutoras de sulfato (**Tabela 5.1**) e foi observado somente em um poço. A empresa não informou porque realizou essa análise, mas provavelmente deveria estar havendo corrosão das tubulações e a empresa supôs que isso deveria estar acontecendo pois, as bactérias redutoras de sulfato, metabolizam o sulfato contido nas águas e produzem o H₂S (gás sulfídrico), que é corrosivo e nocivo à saúde. A remoção dos íons de sulfato da água injetada é uma forma de evitar a deposição de incrustação nos poços produtores, contudo, o

alto custo e dificuldade de operação restringe o uso deste tipo de tratamento na maioria dos sistemas de injeção (MOREIRA, 2006).

Tabela 5.1-Resultados da análise da água produzida no poço em 11/12 (Empresa administradora do poço).

Ensaio	Metodologia	Resultado
Contagem de BRS – Bactérias redutoras de sulfato (UFC)	API RP 38	1-10

As bactérias redutoras de sulfato possuem relevantes funções em muitos ambientes anaeróbios, além, de importância fundamental no ciclo do enxofre, e são reguladoras de uma variedade de processos em sistemas de tratamento de águas residuárias do tipo “*wetlands* construídas”, inclusive no aproveitamento da matéria orgânica, biodegradação de poluentes aromáticos clorados em solos anaeróbios e sedimentos e na metilação do mercúrio (CASTRO *et al.*, 2000).

Em 2014 foram realizadas análises de salinidade da água e de percentual de água e sedimentos nos dois poços produtores (**Tabela 5.2 e 5.3**), onde foi observada uma elevada salinidade e uma quantidade de água produzida em ambos os poços superior a 70%, sendo requisitado um tratamento preliminar já que por contrato, o BSW, deve estar menor e/ou igual a 1 % na condição emulsionada e não livre, e a salinidade abaixo de 350 mg/L. Portanto, a empresa antes de fornecer o óleo para a Petrobrás deve separar a água produzida do óleo, atendendo as condições supracitadas e também realizar o tratamento da água residuária antes do descarte nos poços de injeção para não causar danos as suas condições físicas.

Tabela 5.2-Resultados da análise do óleo cru no poço em 01/14 poço 01 (Empresa administradora do poço).

Ensaio	Unidade	Resultado
Água e sedimentos (BSW total)	(%)	70,0
Salinidade na água	(mg/L de NaCl)	164.970,0

Tabela 5.3-Resultados da análise do óleo cru no poço em 01/14 poço 02 (Empresa administradora do poço).

Ensaio	Unidade	Resultado
Água livre	(%)	71,2
Sedimentos	(%)	0,0
Água Emulsionada	(%)	2,1
Água e sedimentos (BSW total)	(%)	73,3
Salinidade na água produzida	(mg/L NaCl)	231.782,35

A análise do BSW é feita levando em consideração a água livre quando houver.

Pode-se verificar que o óleo ao ser retirado do poço 02 apresenta elevada quantidade de água livre superior a 71% (**Tabela 5.3**), evidenciando, a geração do grande volume de água produzida na exploração de petróleo. Além dos 71,2% de água livre, ainda haviam 2,1% ligado ao óleo. Esta água foi separada do óleo para garantir um BSW.

5.5 ANÁLISE DA ÁGUA PRODUZIDA COLETADA

Os resultados obtidos a parti das análises realizadas no laboratório da UFRB podem ser observadas na **Tabela 5.4**.

Tabela 5.4-Resultados das análises realizadas na UFRB, considerando 3 (três) repetições.

Amostra	pH	CE (mS/cm)	Alcalinidade total (CaCO ₃ mg/L)	Alcalinidade de hidróxido (CaCO ₃ mg/L)	Alcalinidade carbonato (CaCO ₃ mg/L)	Alcalinidade de bicarbonato (CaCO ₃ mg/L)
A1	5	754,9	53,07	0	0	53,07
A2	5	746,4	51,24	0	0	51,24
A3	5	745,9	51,24	0	0	51,24
Média	5	749,1	51,87	0	0	51,85

Obs: A1, A2 e A3 – repetições 1, 2 e 3.

Nota-se que o pH da água está em torno de 5, considerado um pH ácido, valor que difere do pH geralmente encontrado nas águas produzidas que é entre 4,3 e 10 (TIBBETTS et al., 1992).

Uma elevada alcalinidade na água produzida utilizada para reinjeção, pode gerar corrosão e incrustações nas tubulações dos equipamentos utilizados. Andrade (2009), encontrou valores para Alcalinidade a Bicarbonato bem superiores aos encontrados nesse trabalho, 150 e 1232 mg/L, no que diz respeito a Alcalinidade de Hidróxido ele também encontrou valores próximos a zero. A condutividade elétrica (CE) traduz a capacidade da amostra em conduzir corrente elétrica devido a substâncias dissolvidas na água. Na amostra do poço estudado a CE estava acima de 700 mS/cm. Esses valores acima de 700 mS/cm estão dentro do esperado para águas produzidas, uma vez que esta possui alta concentração de íons que confere elevada salinidade da água. Segundo o que determina Marecos do Monte (1994) *apud* Galvão (2011) sobre qualidade da água para irrigação, o valor de CE obtido do poço estudado possibilita a utilização dessa água para a irrigação de

culturas semi-tolerantes a salinidade (milho, melão, trigo, aveia, girassol), mas com relação ao pH possui restrição de ligeira a moderada.

A **Tabela 5.5**, contém os resultados das análises realizadas no CETIND e faz uma correlação da água produzida na exploração de petróleo com os limites estabelecidos para água subterrânea, utilizando a Resolução CONAMA 396/08 que regulamenta a disposição de efluentes no solo e os limites recomendados pela Fourth Guidelines OMS, uma vez que a água se encontra armazenada nas bacias sedimentares e caso venha a ser injetadas almejando a recuperação secundária, deveram atender aos padrões determinados para tal fim.

Analisando os dados da **Tabela 5.5**, nota-se os parâmetros chumbo, cloreto e sódio estão em desacordo com o que determina o *Fourth Guidelines* OMS. Em relação aos limites estabelecidos pelo CONAMA 396/08, os parâmetros chumbo, cloreto, níquel e sódio estão acima dos limites estabelecidos para abastecimento humano. O único parâmetro que está acima do limite estabelecido para dessedentação animal é o chumbo, já para irrigação o uso é restringido em função da elevada concentração de cloreto. No caso do uso em recreação, deve ocorrer a adequação dos parâmetros cloreto e sódio.

Tabela 5.5- Resultados das análises realizadas no CETIND (Adaptado de ALMEIDA, 2012).

Parâmetros	Fourth Guidelines (OMS)	VMP Res CONAMA Nº 396/08 (Valores em mg.L)					LQP Praticável	Resultados e sua conformidade com a legislação			
		Usos Preponderantes da Água									
		Consumo Humano	Dessedentação de animais	Irrigação	Recreação						
							Resultado	Unidade	LQ	Conformidade	
Chumbo	0.01 mg/l	0,010	0,100	5	0,050	0,010	0,029	mg/L	0,003/0,002	Não Conforme	
Cloreto	250 mg/l	250		100-700	400	2	101.000	mg/L	0,03/0,01	Não Conforme	
Mercúrio	0.006 mg/l	0,001	0,010	0,002	0,001	0,001	<0,0002	mg/L	0,0002/0,00007	Abaixo LDM	
Níquel	0.07 mg/l	0,020	1	0,200	0,100	0,010	0,06	mg/L	0,01/0,0035	Não Conforme	
Potássio (K) total							264	mg/L	1,0/0,25		
Salinidade							171	‰	0,1/0,1	Não Conforme	
Sódio	200 mg/l	200			300	1	41.400	mg/L	1,0/0,40	Não Conforme	
Sólidos em suspensão							1750	mg/L	2,5/2,5		
Zinco	Não há preocupação com a saúde nos níveis encontrados na água potável	5	24	2	5	0,100	0,63	mg/L	0,04/0,01	Conforme	
Óleos e graxas							<10	mg/L	10/out	Abaixo LDM	

Nota-se que água produzida pelo poço é salina, apresentando salinidade de 171 ‰, bastante superior ao limite estabelecido pela Resolução CONAMA nº 357/05 que classifica as águas superficiais quanto ao teor de sais como salina quando apresenta salinidade igual ou superior a 30 ‰. Evidenciado pela elevada concentração de cloreto, 101000 mg/L e Sódio 41400 mg/L. A salinidade da água também é bastante superior a da água do mar, que é de 35 ‰. Ocorre também, a existência de elevada concentração de sólidos suspensos, na ordem de 1750 mg/L.

Em relação ao teor de óleos e graxas, as análises obtiveram resultados inferiores ao limite quantificável para a técnica, 10 mg/L. Esse valor, tende a aumentar com a maturação da jazida, Andrade (2009), obteve valores próximos a 17,5 e 13 mg/L e Ribeiro (2013), 47,45 mg/L. Para reinjeção em poços de petróleo, a água deverá ter no máximo 5 mg/L de TOG (CERQUEIRA, 2014).

As análises demonstraram que a quantidade de mercúrio existente está abaixo do limite quantificável para a técnica utilizada que é < 0,0002 mg/L, porém, pode-se afirmar que está dentro dos limites para todos os usos estabelecidos pelo CONAMA 396/08 e pelo *Fourth Guidelines*. O valor de chumbo encontrado, foi de 0,29 mg/L, valores abaixo dos limites que causam efeitos tóxicos agudos a organismos aquáticos, que é de respectivamente 0,01 e 0,45 mg/L e a aceitável para irrigação.

Para Níquel, foram encontrados valores de 0,06 mg/L, abaixo da média para águas produzidas que segundo Stephenson (1991), é de 0,192 mg/L. Para o mesmo autor, o valor médio de Zinco é de 0,170 mg/L, valor acima do detectado, que foi de 0,63 mg/L, mas muito abaixo do valor máximo que é de 1,6 mg/L.

5.6 TÉCNICAS PARA TRATAMENTO DE ÁGUA DE POÇOS DE EXPLORAÇÃO

As eficiências de remoção de alguns dos principais parâmetros segundo algumas técnicas de tratamento estão listadas na **Tabela 5.6**.

Tabela 5.6- Eficiência de remoção de determinados parâmetros por algumas técnicas segundo diferentes autores.

Autor	Técnica		Remoção
Gomes, 2009	Eletroflotação		Teor de óleo em 98% após 40 minutos
	Fenton		Teor de óleo em 94,9% após 150 minutos
	Processo combinado		Teor de óleo em 98% após 10 minutos
Santos <i>et al.</i> , 2011	Coagulação/ Flocculação utilizando coagulante	<i>Moringa oleifera</i> Lam	Teor de óleo e graxas em 82%; Sólidos suspensos em 82,5%
		Sulfato de alumínio	Teor de óleo e graxas em 86%; Sólidos suspensos em 80%
Silva, 2008	Flotação utilizando tensoativos de origem vegetal como coletores	Óleo de soja saponificado	Teor de óleo em 75%
		Óleo de girassol saponificado	Teor de óleo em 65%
Santos <i>et al.</i> , 2007	Eletroflotação		Teor de óleo e graxas em mais de 90%; Demanda química de oxigênio 90%
Silva <i>et al.</i> , 2005	Eletrólise na ausência de ferro		Teor de carbono em 85%
Campos <i>et al.</i> , 2001	Reator aeróbio do tipo “air-lift”		65% Demanda Química de Oxigênio; 80% Carbono Orgânico Total; 62% fenóis; 93% Demanda Bioquímica de Oxigênio
Queirós <i>et al.</i> , 2006	Colunas de leito fixo empacotadas com resinas poliméricas constituídas por segmentos hidrofílicos e lipofílicos		Teor de óleo e graxas em mais de 98 %
Vieira <i>et al.</i> , 2003	Biorreator de bancada		Teor de óleo e graxas em 55%; fenóis totais 57%; Carbono orgânico total de 20%.
Gobbi, 2013	Eletrofloculação		TOG 96%; DQO 81%
Souza, 2012	Eletrocoagulação	Reator batelada, utilizando eletrodo de ferro	Zn ²⁺ em 78%; Ni ²⁺ em 59%; Ba ²⁺ em 19%;
		Batelada com eletrodo de inox 304	Teor de óleo e graxas em 60%; Teor de carbono orgânico total em 50%.
		Reator contínuo utilizando eletrodo de ferro	Cd ²⁺ , Cu ²⁺ , Cr ³⁺ , e Zn ²⁺ em 100%; Sr ²⁺ em 77%
		Reator contínuo utilizando eletrodo de alumínio	Cd ²⁺ , Cu ²⁺ , Cr ³⁺ , Zn ²⁺ ; Sr ²⁺ em 65%
Bezerra, 2004	Destilador solar		Remoção de sais superior a 98%; Carbono orgânico total 90%

Cerqueira, 2011	Eletrofloculação	Teor de óleo e graxas em 97%; Cor em 99%; Turbidez em 99%.
Rocha, 2009	Filtração em campo ultrassônico	Teor de óleo e graxas em mais de 90%
Pereira, 2012	Radiação micro-ondas (MW)	Sedimento superior a 95%, Teor de água superior a 99% e o teor de sal foi reduzido a valores inferiores a 22 $\mu\text{g g}^{-1}$,
Nunes, 2009	Tensoativos aniônicos	Percentual de remoção conjugada do óleo com todos os metais foi praticamente igual a 100 %
Licona, 2011	Filtração utilizando ultrassom	SST e TOG superiores á 90%
Duarte, 2007	Eletrólise	70% para Cu e 40% para o Zn

Os estudos dos diferentes autores (**Tabela 5.6**) demonstram remoções satisfatórias para grande parte das substâncias presentes na água de produção. Nota-se que com relação a óleos e metais a técnica de tensoativos aniônicos remove praticamente 100%. Quando a água produzida na exploração de petróleo contém elevados teores de sais, a técnica que se mostrou mais adequada para remoção desses elementos foi o destilador solar, cuja eficiência de remoção obtida Bezerra (2004) foi superior a 90%. A técnica filtração utilizando ultrassom, mesmo obtendo remoções superiores a 90% para SST e TOG ela não é muito eficiente por ocasionar uma colmatação muito rápida do meio filtrante. A técnica de eletrocoagulação se mostrou mais adequada para remoção de metais quando utilizou reator de fluxo contínuo utilizando eletrodo de ferro. Colunas de leito fixo empacotadas com resinas poliméricas constituídas por segmentos hidrofílicos e lipofílicas foi a melhor técnica para remoção de óleos e graxas juntamente com eletrofloculação e com coletores com óleo de soja saponificado (Silva, 2008).

5.7 REAPROVEITAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA

Segundo ALL (2003) existem águas produzidas que são limpas o suficiente para serem utilizadas diretamente ou após simples tratamentos em regiões áridas, para dessedentação de animais silvestres ou como habitat para produção de peixes ou aves lacustres. Para o autor, uma água com teor de sólidos suspensos inferior a 1000 ppm é considerada excelente para dessedentação animal. Para Castle et al (2011) apud Souza

(2012), em determinada região da África são gerados aproximadamente 115265,79 m³/d de água, sendo que 73% desta (83468,33 m³/d) é reinjetada com o objetivo de manter a pressão no reservatório, e 27 % (26232,90 m³/d) são utilizados para irrigação.

No Brasil, já existem alguns projetos pioneiros que tratam a água produzida para ser utilizada na irrigação. Na região semi-árida do Estado do Rio Grande do Norte, utiliza-se água produzida tratada para irrigar plantação de mamona na produção de biodiesel, com projetos futuros, de utilizar essa água em plantação de flores tropicais (helicônias). No Rio de Janeiro, existe estudos da utilização de eletrofloculação no tratamento de água produzida para germinação de Girassol (GABARDO, 2007 e SOUZA, 2012).

Utiliza-se água produzida também, na geração de vapor objetivando a recuperação terciária de petróleo em todo campo de Fazenda Belém, no Ceará. A diminuição da dureza na água ocorre via abrandamento químico e alterações nos processos de coagulação/floculação/flotação da ETE, alcançando uma redução máxima na dureza de quase 3 vezes mais. Concomitantemente, foi avaliando o uso da tecnologia de dessalinização por membranas para o pré-tratamento da água efluente da ETE através de filtros cartucho ou via membranas de microfiltração seguida da dessalinização por processos de nanofiltração ou osmose inversa (PEREIRA, 2008) para tratamento da água produzida. Os resultados preliminares indicam uma grande potencialidade do uso da tecnologia ao reúso desta água produzida. Este procedimento também está sendo utilizado em outros campos produtores de petróleo do Estado de Sergipe, tornando viável a produção em campos muito maduros

A PETROBRÁS, possui uma política de minimização do uso de água em suas instalações, adotando tecnologias menos intensivas no uso de água, otimizando os processos de produção e a implantação de tecnologias que permitem o reúso de água em suas atividades a partir da utilização da produzida no processo. Em 2013, por exemplo, começou a funcionar o sistema de reúso da Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), no Paraná, com capacidade de produzir até 240 m³ por hora de água dessalinizada, a ser reutilizada para a produção de vapor, gerando uma economia de até 2 milhões de m³ de água por ano (PETROBRAS, 2014).

Nota-se que entre 2011 e 2013 uma parte da água utilizada pelo sistema Petrobrás é proveniente do reúso da água de produção (**Tabelas 5.7 e 5.8**). Segundo dados da empresa, no ano de 2013 foram reutilizados 24 bilhões de litros de água, quantidade suficiente para suprir 11,1% do total da demanda de água doce no período e para abastecer uma cidade de

cerca de 600 mil habitantes por um ano. A empresa estima que, em 2015, a economia anual seja superior a 35 bilhões de litros de água (PETROBRAS, 2014).

Tabela 5.7-Quantidade de água utilizada pelo sistema PETROBRAS no período de 2011 á 2014 (PETROBRAS, 2014).

Fonte	Milhões de m ³					
	2011	%	2012	%	2013	%
Água de superfície	122,5	64,1	128,2	66,3	122,8	63,4
Água subterrânea	39,3	20,3	36	18,6	30,7	15,9
Abastecimento municipal ou por terceiros	29,1	15,6	29,2	15,1	40,1	20,7
Totais	190,9	100	193,4	100	193,6	100

Tabela 5.8-Volume de água reutilizada pela PETROBRAS (PETROBRAS, 2014).

	2011	2012	2013
Água reusada (milhões de m ³)	21,5	23,5	24,0
Volume em relação ao total de água utilizada (%)	10,1	10,8	11,1

A refinaria de Capuava, no município de Mauá, São Paulo, foi a primeira planta da PETROBRAS com descarte zero de efluente. No ano de 2008, ocorreu a inauguração da estação de reuso de água da refinaria, permitindo o reaproveitamento de todo o efluente para fins industriais por outras empresas da região (PETROBRAS, 2008).

6 CONCLUSÕES

- ***Poço de exploração de petróleo visitado***

O trabalho permitiu observar o funcionamento de todo o processo de exploração de petróleo e o tratamento de petróleo *onshore*, assim como as características qualitativas e quantitativas da água produzida (água residuária), suas formas de tratamento e destinação final.

No caso da empresa estudada, o tratamento da água produzida é bastante simplificado se limitando a um sistema separador de água e óleo (S.A.O), pois a finalidade da injeção era apenas para descarte. Porém, foi observado que isso estava contribuindo para melhorar a produção em poços circunvizinhos, ou seja, atuando como recuperação secundária. Isso ocorreu em função dos poços estarem conectados, situando-se em um mesmo campo produtor.

- ***Qualidade da água produzida***

Entre os parâmetros analisados pode-se verificar que a maioria está de acordo com as características encontradas na literatura para águas produzidas, e alguns destes, como o chumbo, o cloreto, o níquel e o sódio apresentaram valores em desacordo com o que determina a Resolução CONAMA 396/08 que versa sobre características qualitativas da água subterrânea. Essa variação na qualidade da água produzida se deve ao fato, de que a sua característica, depende da formação geológica, do tempo de exploração do poço e do hidrocarboneto extraído.

Notou-se também que a água de produção possui salinidade elevada, superior inclusive a da água do mar, isso é uma característica intrínseca da água produzida.

- ***Reuso da água produzida***

Entre as alternativas identificadas para a destinação da água produzida na exploração de petróleo, o reuso da água produzida para reinjeção, após tratamento, com a finalidade de recuperação secundária em campos de petróleo é a opção mais usual e adequada, pois, é uma alternativa bastante utilizada nos campos de produção *onshore* nacionais e internacionais. Contudo, mesmo havendo a purificação da água ao percolar pelo meio filtrante, é necessário realizar um tratamento nessa água antes da injeção para evitar eventuais problemas a partir de impurezas contidas nessa água, como os resíduos de óleo e sólidos em suspensão que podem levar a uma diminuição da porosidade da rocha, já que o campo se encontra em uma bacia sedimentar.

Com base na revisão de literatura, pode-se perceber que outra opção de reutilização da água produzida é na irrigação de determinadas culturas. Embora a salinidade da água seja elevada, existem culturas semi-tolerantes a tal salinidade, a exemplo do milho, melão, trigo, ervilha, cebola, girassol, aveia, arroz que podem ser irrigadas com esse tipo de água sem causar danos ao seu desenvolvimento. Algumas dessas culturas como milho e girassol são utilizadas para a produção do biodiesel. Quando se considera os frutos ou grãos produzidos para consumo humano, é necessário aprofundar as pesquisas a fim de observar se existem ou não restrições.

O reuso da água produzida na exploração de petróleo deve ser intensificado, já que agrega as vantagens de aumentar a produção de petróleo em poços maduros que deixaram de ser explorados e de alimentar o lençol subterrâneo, melhorando a sua qualidade ao percolar pelos poros das rochas sedimentares. Mas, uma parte dessas águas podem ser utilizadas para irrigação de culturas semi-tolerantes a elevada salinidade. Isso agrega

benefícios econômicos com a comercialização ou o consumo dos frutos ou grãos produzidos. Portanto, deve ser realizada uma análise custo-benefício a fim de verificar se a reutilização na rejeição é mais viável do que a reutilização na irrigação de culturas.

- ***Tratamento da água produzida***

Com relação ao tratamento existem várias técnicas que podem ser utilizadas dependendo do objetivo ao qual se pretende alcançar. É mais comum o uso de mais de uma técnica para adequar a água a uma qualidade desejada. Para a remoção dos óleos e graxas, que deve ser a primeira etapa do processo, podem ser utilizadas as técnicas de eletroflotação, filtração em campo ultrassônico, separador de água e óleo entre outros. Já para a remoção de sais pode ser empregada, destilação, osmose reversa, precipitação, entre outras.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALL. **Handbook on coal bed methane produced water: Management and Beneficial use alternatives**. Prepared by ALL Consulting for Ground Water Protection Research Foundation. U.S. Department of Energy and U.S. Bureau of Land Management, 322p, 2003.

ALMEIDA, R. A. S. de. **Índice de Qualidade de Uso da Água Subterrânea (e-IQUAS): Uma Metodologia de Modelagem Numérica Flexível**. Salvador. 164p. Tese (doutorado) - Universidade Federal da Bahia, 2012.

APHA/AWWA/WEF. EATON, A.D; et al. **Standard methods for the examination of water and wastewater**. 21ª ed. Washington: American Public Health Association. 1082 p, 2005.

ANDRADE, V. T. de. **Avaliação da toxicidade de água produzida tratada por processo evaporativo com a finalidade de reúso em solo**. Rio de Janeiro. 164p. Tese (doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

BAKKE, T.; KLUNGSØYR, J.; SANNTI, S. 2013. **Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry**. Marine Environmental Research, 92: pp. 154-169.

BEZERRA, M. A. dos S. **Desenvolvimento de um destilador solar para tratamento de águas de produção de petróleo com vistas a sua utilização na agricultura e geração de valor**. Natal. 106p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2004.

BRASIL. **Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução nº 357 de 17 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.

BRASIL. **Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução nº 396 de 3 de abril de 2008**. “Dispõe sobre a classificação e diretrizes ambientais para o enquadramento das águas subterrâneas e dá outras providências.

BRASIL. **Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução nº 430 de 13 de maio de 2011**. “Dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes, complementa e altera a Resolução no 357, de 17 de março de 2005.

CAMPOS, J. C.; NOBREGA, R.; SANT’ANNA, G. L. J. **Tratamento de água produzida de petróleo em reator biológico do tipo “Air-Lift”**. In XXI Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental, João Pessoa, 2001.

CAMPOS, W. K. S.; BUARQUE, F. S.; MACÊDO, R. O. J.; SILVA, D. P.; RUZENE, D. S. **Estudo sobre as principais tecnologias para tratamento da água**

produzida. Sergipe. Caderno de graduação – Ciências Exatas e Tecnológicas, v 1, n 15, p 141-152, Out, 2012.

CARVALHO, P.C. de A. P. de C. **Caracterização de água produzida na indústria de petróleo para fins de descarte e otimização do processo de separação óleo/água.** Natal. 122p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011.

CASTRO, H.F., WILLIAMS, N.H., OGRAM, A. **Phylogeny of sulfate-reducing bacteria.** *Microbiology Ecology.* v 31: pag. 1-9, Jan, 2000.

CERQUEIRA, A. A.; MARQUES, M. R. da C. **Avaliação do processo eletrolítico em corrente alternada no tratamento de água de produção.** *Química Nova,* v 34, n 1, p. 59-63, 2011.

CERQUEIRA, A. A.; SOUZA, P. S. A.; SOUZA, D. B.; MARQUES, M. R. C. **Tratamento eletrolítico da água de produção da indústria de petróleo: Sustentabilidade ambiental e pensamento complexo.** *Revista Virtual de Química,* v 6, n 2, p. 235-243, 2014.

CNI. **A contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento sustentável no país.** Brasília. 81p. 2012.

CORDEIRO, A. de F.; MEDRONHO, R de A.; DOE, J; TELLES, A. C. S. da S.; FURTADO, C. J. A. **Simulação da injeção de água em reservatórios empregando cfd.** In 4º PDPETRO, Campinas, 2007.

CORREIA, B. R. B; JERÔNIMO, C. E. M. **Oportunidades de produção mais limpa no consumo de recursos hídricos na exploração & produção de petróleo On Shore no estado do RN.** *Revista eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental,* v 7, n 7, p. 1335-1348, Mar-ago, 2012.

COSTA, R. F. D. **Curso de Qualificação e Tratamento de Água de Injeção.** Aracaju: UN – BC/RH, 2000.48p(Apostilas Técnicas, Petrobras).

CURBELO, F.D. da S. **Estudo da remoção de óleo em águas produzidas na indústria de petróleo, por adsorção em coluna utilizando a vermiculita expandida e hidrofobizada.** Natal. 102p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2002.

DAL FERRO, B.; SMITH, M. **Global onshore and offshore water production.** *Exploration & Production. Oil & Gas Review OTC Edition,* 2007.

DUARTE, J.P.S.; SOUZA, K.R.; RAMALHO A.M.R.; BEZERRIL, R.H.; XAVIER, D.K.S.; NASCIMENTO, W.L. F.; SILVA, D.R. **Remoção de metais pesados por eletrólise de águas de produção da indústria de petróleo.** Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Química, 2007.

FAKHRU’L-RAZIA, A.; PENDASHTEH, A.; ABDULLAH, L.C.; BIAK, D.R.A.; MADAENI, S.S.; ABIDIN, Z.Z.(2009) **Review of technologies for oil and gas**

produced water treatment. Journal of Hazardous Materials, v. 170, n. 1-2, p. 530-551.

FARIAS, M.L.R. de. **Recuperação avançada de óleos pesados por injeção de emulsões diluídas de óleo em água**. Rio de Janeiro. 219p. Tese de doutorado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2013.

FIGUEIREDO, K. S. L. de. Estudo da água produzida em diferentes zonas de produção de petróleo, utilizando a hidroquímica e a análise estatística de parâmetros químicos. Natal.123p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010.

GABARDO, I. T. **Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataforma de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar**. Natal. 250p. Tese (doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2007.

GALVÃO, C. de O.; CIRILO, J. A.; CABRAL, J. J. S. P.; MEDEIROS, M. G. A. de. **Recursos hídricos para a convivência com o semiárido: Abordagens por pesquisadores no Brasil, Portugal, Cabo Verde, Estados Unidos e Argentina**. 1.ed. Porto Alegre, 2011. 598p.

GOBBI, L. C.A. **Tratamento de água oleosa por eletrofloculação**. São Matheus. 120p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Espírito Santo, 2013.

GOMES, A.P.P. **Gestão ambiental da água produzida na indústria de petróleo: melhores práticas e experiências internacionais**. Rio de Janeiro. 120p. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

GOMES, E.A. **Tratamento combinado da água produzida de petróleo por eletroflotação e processo fenton**. Aracaju. 95p. Dissertação (mestrado) - Universidade Tiradentes, 2009.

GUIMARÃES, M. M.; SAYD, A.; BARROS M. E. de. **Noções de Reservatório**. s. l.: UN – BC/RH, 2002. 108p(Apostilas Técnicas, Petrobras).

HUNT, J. M. **Petroleum Geochemistry and Geology**. Ed. W.H. Freeman and Company. 2 nd. ed., Ney York, 743 p. 1995.

LICONA, K. P. M. **Influência do ultrassom sobre a filtração aplicada ao tratamento de água produzida** . São Cristovão. 104p. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Sergipe, 2011

LUCCHESI, C. F. (1998). **Petróleo**. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/ea/v12n33/v12n33a03.pdf>. Acesso em 13 fev 2014.

MEYER, M. **O petróleo no Brasil**. 2011. Disponível em: < <http://geografia-marciameyer.blogspot.com.br/2011/08/engenharia-e-tecnologia-de-petroleo-e.html>>. Acesso em: 09 de set. de 2014.

MOREIRA, A. dos S. **Sistemas Laboratoriais para Estudos de Incrustação de Sulfato de Bário em Reservatórios de Petróleo (Um Estado da Arte)**. Macaé. 67p. Dissertação (monografia) - Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, 2006.

NUNES, S. K. da S. **Remoção conjugada de metais e óleo de água produzida**. Natal. 108p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009.

OGP, 2012. **The International Association of Oil & Gas Producers. Enviromental performance indicators 2011 date**. Report 2011. October 2012, 62p.

PEREIRA, L. S.F. **Extração assistida por radiação micro-ondas para a remoção de água, sal e sedimentos de petróleo e posterior caracterização**. Santa Maria. 112p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, 2012.

PEREIRA, J. C.; NOBREGA, R.; SANT'ANNA, G. L. J. **Eliminação de captação de aquífero via reúso da água produzida para fins de geração de vapor no campo de Fazenda Belém**. In XV Congresso brasileiro de águas subterrâneas, Natal, 2008.

PESSOA, E. K. R. **Água produzida utilizada na reinjeção de poços na recuperação secundária de petróleo – Uma discussão sobre os parâmetros de qualidade após o tratamento**. Feira de Santana. 77p. Monografia de Graduação - Universidade Estadual de Feira de Santana, 2009.

PETROBRAS. **Balanco social e ambiental 2008**. Disponível em: <<http://sites.petrobras.com.br/minisite/desenvolvimento-e-cidadania/links-e-downloads/downloads/BSA2008.pdf>>. Acesso em: 26 out. de 2014.

PETROBRAS- **Recursos Hídricos**. 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/recursos-hidricos/>>. Acesso em: 26 out. de 2014.

PETROBRAS- **Relatório de sustentabilidade 2013**. Disponível em: <file:///C:/Users/Ivane%20Nascimento/Downloads/Relatorio_de_Sustentabilidade_2013_Petrobras.pdf>. Acesso em: 26 out. de 2014.

PETROBRAS- **70 anos da exploração de petróleo na Bahia**. 2011. Disponível em: <<http://fatosedados.blogspetrobras.com.br/2011/12/14/70-anos-da-exploracao-de-petroleo-na-bahia/>>. Acesso em: 12 fev. de 2014.

PETROBRAS- **Pré-Sal**. 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas-pre-sal/>>. Acesso em: 14 out. de 2014.

PETTYJOHN, W. A. (1971). *Water pollution by oil-fiel brines and related industrial waste in Ohio*. The Ohio Journal of Science, v. 71, n. 5, p. 257-269, 1971.

PGT (Petroleum Geoscience Technology)- **Geologia do petróleo**. Disponível em: <http://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf>. Acesso em: 16 fev. de 2014.

PREDA, W. N.; ALENCAR, M. Q. de FILHO; BORBA, G. L. **Características gerais dos projetos de injeção de água nos reservatórios produtores de petróleo da formação Açú na Bacia Potiguar**. In XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, Natal, 2008.

PRESTELO, R. C. **Aplicação do conceito de produção mais limpa no gerenciamento do uso da água em atividades terrestres de exploração e produção de petróleo**. Salvador. 220p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal da Bahia, 2006.

RIBEIRO, J. C. **Captação e injeção de água: curso de formação em operações de produção**. Macaé: Petrobrás, E&P. UM-BC. PSP. SC-1104,2001

ROCHA, I. C. C. da. **Filtração em campo ultrassônico**. São Cristóvão. 148p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Sergipe, 2009.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1.ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 832p.

SANTOS, A. C. dos; CRUZ, S. M. da; SOLETTI, J. I. **Tratamento de efluentes sintéticos da indústria de petróleo utilizando o método da eletroflotação**. In IV PDPETRO, Campinas, 2007.

SANTOS, T. M.; PEREIRA, D. F. **Estudo do tratamento físico químico da água produzida utilizando *Moringa oleífera Lam* em comparação ao sulfato de alumínio**. Exacta, v 9, n 3, p. 317-321, São Paulo, 2011.

STEWART, M. & ARNOLD, K. **Produced Water Treatment Field Manual. Part 1 - Produced Water Treating Systems**. p. 1-134,2011.

SILVA, F.W. de F. **DFA e análise de agrupamento aplicadas a perfis de porosidade neutrônico em poços de petróleo**. Natal. 99p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009.

SILVA, S. R. da; TONHOLO, J.; BZANTA, C. L. P. S. **Aplicação de processos oxidativos avançados no tratamento de água produzida de petróleo**. In III Congresso Brasileiro de P&D em petróleo e gás, Maceió, 2005.

SILVA, P.K. L. da. **Remoção de óleo da água de produção por flotação em coluna utilizando tensoativos de origem vegetal**. Natal. 104p. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

SOUSA, M. A. dos S. B. **Águas produzidas de petróleo: origem e técnicas de tratamento**. Rio Grande do Norte. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia (65 slides)

SOUZA, P.S.A.; CERQUEIRA, A. A.; RIGO, M.M.; SOARES, C.A.; MARQUES, M.R.C.; PÉREZ, D.V.. **Reuso de águas de produção de plataformas “onshore” tratadas por eletrofloculação na germinação de sementes de girassol.** In Simpósio Internacional de Águas Residuárias na Agricultura, Botucatu, 2012.

SOUZA, K.R. **Estudo da remoção de Ba²⁺, Ni²⁺, Cd²⁺, Cu²⁺, Cr³⁺, Sr²⁺, Zn²⁺ por eletrocoagulação em água associada à produção de petróleo.** Natal. 128p. Tese de doutorado - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

STEPHENSON, M. T.. **“Componentes of produced water: A compilation of results from several industry studies”.** SPE, n.23313, p,25-38,1991.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2.ed. Rio de Janeiro, 2004. 270p.

TIBBETTS, P.J.C.; BUCHANAN, I.T.; GAWEL, L.J.; LARGE, R. **A comprehensive determination of produced water composition.** In: Ray, J.P. & Engelhardt, F.R. (ed.). Produced water: technological/ environmental issues and solutions. New York: Plenum Publishing Corp. p. 97-113, 1992.

UNITED STATE ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY, (2001). **Class I underground injection control program: Study of the risks associated with Class I underground injection wells. EPA 816-R-01-007.** Disponível em: http://www.epa.gov/ogwdw/uic/pdfs/study_uic-class1_study_risks_class1.pdf. Acesso em: 14 out. de 2014.

VIEIRA, D. S.; CAMMAROTA, M. C.; CAMPORESE, E. F. S. **Redução de contaminantes presentes na água de produção de petróleo.** In II Congresso Brasileiro de Petróleo & Gás, Rio de Janeiro, 2003.