



**UNIFACS**

UNIVERSIDADE SALVADOR

LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES®

**MESTRADO EM ENERGIA**

**DAVID MENEZES LEITE**

**ESTUDO DO BALANÇO QUANTITATIVO DA ÁGUA PRODUZIDA EM  
CAMPOS TERRESTRES DE PETRÓLEO NO BRASIL**

Salvador  
2020

**DAVID MENEZES LEITE**

**ESTUDO DO BALANÇO QUANTITATIVO DA ÁGUA PRODUZIDA EM  
CAMPOS TERRESTRES DE PETRÓLEO NO BRASIL**

Proposta de dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação, Mestrado em Energia da UNIFACS - Universidade Salvador, Laureate International Universities, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Victor Menezes Vieira

Salvador  
2020

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da UNIFACS Universidade  
Salvador, Laureate International Universities.

Leite, David Menezes

Estudo do balanço quantitativo da água produzida em campos terrestres de petróleo no Brasil. / David Menezes Leite. – Salvador, 2020.

102 f.: il.

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Energia – Mestrado em Energia da Universidade Salvador, Laureate International Universities, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Victor Menezes Vieira.


1. Água Produzida. 2. Campos Terrestres. 3. Destinação I. Vieira, Victor Menezes, orient. II. Título.

CDD:621.16

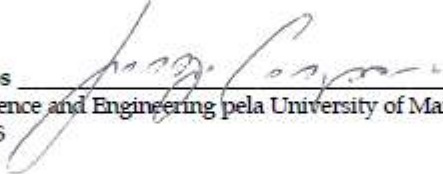
**DAVID MENEZES LEITE**

**ESTUDO DO BALANÇO QUANTITATIVO DA ÁGUA PRODUZIDA EM  
CAMPOS TERRESTRES DE PETRÓLEO NO BRASIL**


Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Energia,  
Universidade Salvador - UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

  
\_\_\_\_\_  
**Victor Menezes Vieira**

Doutor em Geologia pela Universidade Federal da Bahia, Brasil  
Universidade Salvador - UNIFACS

  
\_\_\_\_\_  
**Jorge Alberto Prado de Campos**

Doutor em Spatial Information Science and Engineering pela University of Maine, USA  
Universidade Salvador - UNIFACS

  
\_\_\_\_\_  
**Fabrício de Queiroz Venâncio**

Doutor em Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil  
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Salvador, 20 de maio de 2020

## **AGRADECIMENTOS**

Meus agradecimentos iniciais à Deus, que esteve sempre presente em minha vida, me ajudando a nunca desistir e manter firme acreditando em meus sonhos e conquistas, sempre iluminando um novo caminho.

Agradeço também aos meus pais, Quirino e Elisa, e ao meu irmão Pedro, os grandes apoiadores das minhas realizações. Por estarem sempre presentes em todos os momentos, me mostrando que a derrota não é o fim, mas apenas um obstáculo no meio caminho dos vencedores.

E à minha namorada Rafaela pelo carinho, apoio e constante presença e incentivo durante toda a construção deste trabalho, e de muitas outras conquistas.

Victor Vieira, pela orientação, dedicação, e amizade que sem sombra de dúvida foi de fundamental importância para que esta pesquisa se materializasse.

A todos os colegas do curso de mestrado pelo apoio e parceria que contribuíram para desenvolvimento não apenas do trabalho, mas para o crescimento acadêmico, profissional e social.

Agradeço também a todos os amigos e familiares que não foram mencionados, mas que contribuíram para entrega desta dissertação.

## RESUMO

No processo produtivo do petróleo, é comum a produção de água associada ao óleo e o gás. A produção localizada em bacias cujas curvas de produção apresentam uma tendência de declínio são consideradas maduras e, de maneira geral, são detentoras de grande relação de produção água/óleo. Destacando-se o fato de que a água foi considerada um resíduo da produção, e comumente passa a ser um insumo da produção, já que a maioria das bacias terrestres atingiram a maturidade e necessitam de água para recuperação secundária. A composição deste fluido apresenta uma série de variações de acordo com a fonte, mas normalmente apresenta um efeito potencial danoso ao meio ambiente. A Indústria atualmente conta com uma grande diversidade de técnicas disponíveis, porém o emprego destas depende de fatores técnicos, econômicos, ambientais e regulatórios. Estes são os principais desafios do gerenciamento da água produzida, enfrentados por produtores em bacias maduras. O presente trabalho tem por objetivo realizar a prospecção e sistematização dos dados de produção e movimentação de água pela indústria terrestre de petróleo e gás natural no Brasil, de modo a realizar um balanço quali-quantitativo, análises e considerações. Foi feito um levantamento bibliográfico para conceituação e caracterização das bacias sedimentares e da água produzida, além de apresentação das principais técnicas disponíveis. Além disso, foram obtidos dados relativos à produção e destinação da água produzida através do domínio eletrônico da ANP. Os dados foram tratados, e foram criados painéis de visualização pelo Power BI (software de análise de dados). Foram obtidas informações estratificadas de produção de óleo, gás e água, destinação da água e os dois possíveis destinos (injeção para descarte e para recuperação secundária) além do volume de água produzida, já que não existem detalhamento acerca de tais informações. Foi gerado um painel do Power BI, em que o link está disponível para acesso nas considerações finais.

**Palavras Chave:** Água Produzida. Campos Terrestres. Destinação.

## ABSTRACT

In the oil production process, it is common to produce water associated with oil and gas. Localized production in basins whose production curves shows a declining trend are considered mature and, in general, have a high water/oil production ratio. Highlighting the fact that water was considered a residue of production, and commonly becomes an input for production, since most terrestrial basins have reached maturity and need water for secondary recovery. The composition of this fluid presents a series of variations according to the source, but, normally, it has a potential harmful effect to the environment. The Industry currently has a wide variety of available techniques, however, the use of these depends on technical, economic, environmental and regulatory factors. These are the main challenges for the management of produced water, faced by producers in mature basins. This work aims to prospect and systematize data on water production and movement by the terrestrial oil and natural gas industry in Brazil, in order to carry out a quali-quantitative balance, analysis and considerations. A bibliographic survey was carried out to conceptualize and characterize the sedimentary basins and the water produced, in addition to presenting the main available techniques. In addition, data were obtained regarding the production and destination of the water produced through the ANP's electronic domain. The data was processed, and visualization panels were created by Power BI. Stratified information was obtained on oil, gas and water production, water destination and the two possible destinations (injection for disposal and secondary recovery) and the volumes of water produced that do not exist. A Power BI panel was generated, in which the link is available for access in the final considerations.

**Keywords:** Produced Water. Onshore Fields. Destination.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Bacias Sedimentares Brasileiras .....	23
Figura 2 - Organograma dos órgãos ambientais federais .....	38
Figura 3 - Disponibilização da Produção Site ANP .....	42
Figura 4 - Dados Estatísticos Disponíveis .....	42
Figura 5 - Dados de Produção Disponíveis .....	43
Figura 6 - Dados Abertos de Produção Disponíveis .....	44
Figura 7 - Página Principal Projeto Power BI .....	51
Figura 8 - Mapa de Produção .....	52
Figura 9 - Mapa de Injeção .....	53
Figura 10 - Produção Óleo x Água.....	54
Figura 11 - Produção Gás x Condensado.....	55
Figura 12 - Destinação da Água .....	56
Figura 13 - Balanço de Água .....	57
Figura 14 - Balanço Qualitativo de Água Produzida .....	58
Figura 15 - Tabela Resumo .....	59
Figura 16 - Produção de Água Geral .....	61
Figura 17 - Produção de Água por Bacia .....	62
Figura 18 - Mapa de Produção de Água Geral .....	63
Figura 19 - Produção de Água Bacia Potiguar.....	66
Figura 20 - Produção de Água Bacia Potiguar RN.....	67
Figura 21 - Produção de Água Bacia Potiguar CE.....	68
Figura 22 - Mapa de Produção de Água da Bacia Potiguar .....	69
Figura 23 - Mapa de Produção de Água da Bacia Potiguar RN.....	70
Figura 24 - Mapa de Produção de Água da Bacia Potiguar CE.....	71
Figura 25 - Produção de Água Bacia Recôncavo .....	72
Figura 26 - Mapa de Produção de Água da Bacia Recôncavo .....	73
Figura 27 - Produção de Água Bacia Sergipe.....	74
Figura 28 - Mapa de Produção de Água da Bacia Sergipe.....	75
Figura 29 - Produção de Água Bacia Espírito Santo.....	76
Figura 30 - Mapa de Produção de Água da Bacia Espírito Santo.....	77
Figura 31 - Produção de Água Bacia Solimões .....	78
Figura 32 - Mapa de Produção de Água da Bacia Solimões .....	79
Figura 33 - Mapa de Produção de Condensado .....	80



Figura 34 - Produção de Condensado Geral .....	81
Figura 35 - Destinação de Água Produzida .....	82
Figura 36 - Destinação de Água por Bacia .....	83
Figura 37 - Balanço Qualitativo de Água Produzida .....	84
Figura 38 - Balanço Qualitativo de Água Produzida por Bacia .....	85
Figura 39 - Balanço Quantitativo de Água Produzida .....	86
Figura 40 - Balanço Quantitativo de Água Produzida 2005 a 2019 .....	87
Figura 41 - Balanço Quantitativo por Bacia .....	88

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Produção de Água por Bacia.....	64
Tabela 2 - Produção de Óleo por Bacia.....	64
Tabela 3 - BSW por Bacia .....	65

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AOPs	Processos de Oxidação Avançada
API	American Petroleum Institute
bbl	Barris de Petróleo
boe	Barris de Óleo Equivalente
BSW	Basic Sediments and Water – Teor de água e sedimentos presentes no petróleo.
BTEX	Benzene, Toluene, Ethylbenzene, Xylenes
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CSV	Formato de dados, separados por vírgula
E&P	Exploração e Produção
EUA	Estados Unidos da América
g/L	grama/litro
H <sub>2</sub>	Gás Hidrogênio
H <sub>2</sub> S	Sulfeto de Hidrogênio
HPA	Hidrocarbonetos Poli aromáticos
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICMBio	Instituto Chico Mendes para Conservação da Biodiversidade
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
GNL	Gás Natural Liquefeito
m <sup>3</sup>	Metros cúbicos
MED	Destilação de Múltiplos Efeitos
Mm <sup>3</sup>	Milhões de metros cúbicos
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MSF	Separação Multi-Estágios

TOG	Teor de Óleos e Graxas
O <sub>2</sub>	Oxigênio
Offshore	Ambiente marítimo
Onshore	Ambiente terrestre
PAH	Polycyclic Aromatic Hydrocarbons
PDA	Plano de Dados Abertos – PDA
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
SISNAMA	Sistema Nacional do Meio Ambiente
TSD	Sólidos Totais Dissolvidos
USEPA	Agência de Proteção Ambiental dos EUA
VCD	Destilação por Compressão a Vapor

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 – APRESENTAÇÃO</b> .....	<b>15</b>
1. 1 INTRODUÇÃO.....	15
1.2 JUSTIFICATIVA.....	17
1.3 OBJETIVOS.....	18
<b>1.3.1 Objetivo Geral</b> .....	<b>18</b>
<b>1.3.2 Objetivos Específicos</b> .....	<b>18</b>
1.4 METODOLOGIA.....	19
<b>1.4.1 Pesquisa Bibliográfica</b> .....	<b>19</b>
<b>1.4.2 Aquisição dos Dados</b> .....	<b>20</b>
<b>1.4.3 Sistematização dos Dados</b> .....	<b>20</b>
<b>1.4.4 Análises Quali-Quantitativas Sobre os Dados</b> .....	<b>20</b>
<b>1.4.5 Dificuldades Enfrentadas e Soluções Adotadas</b> .....	<b>21</b>
<b>CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>22</b>
2.1 BACIAS SEDIMENTARES E CAMPOS TERRESTRES DE PETRÓLEO.....	22
<b>2.1.1 Bacias Sedimentares</b> .....	<b>22</b>
<b>2.1.2 Campos Terrestres de Petróleo</b> .....	<b>23</b>
2.2 ÁGUA PRODUZIDA.....	24
<b>2.2.1 Origem, Conceituação e Caracterização da Água Produzida</b> .....	<b>24</b>
<b>2.2.2 Tratamentos Disponíveis de Água Produzida</b> .....	<b>27</b>
<b>2.2.2.1 Tratamentos Físicos</b> .....	<b>29</b>
<b>2.2.2.2 Tratamentos Biológicos</b> .....	<b>30</b>
<b>2.2.2.3 Tratamentos Térmicos</b> .....	<b>31</b>
<b>2.2.2.4 Tratamentos Químicos</b> .....	<b>31</b>
2.4 ANP.....	35
<b>2.4.1 Aspectos Gerais</b> .....	<b>35</b>
<b>2.4.2 Regulamento de Medição</b> .....	<b>36</b>
<b>2.4.3 Disponibilização de Dados</b> .....	<b>37</b>
2.5 ARCABOUÇO REGULATÓRIO AMBIENTAL BRASILEIRO.....	38
<b>2.5.1 Estrutura Ambiental Brasileira</b> .....	<b>38</b>
<b>2.5.2 Licenciamento Ambiental</b> .....	<b>39</b>
<b>2.5.3 Instrumentos Ambientais Legais</b> .....	<b>40</b>
<b>CAPÍTULO 3 - COLETA, SISTEMATIZAÇÃO E DISPONIBILIZAÇÃO DOS DADOS</b> .....	<b>41</b>

3.1 ESTABELECIMENTO DO BANCO DE DADOS DA ÁGUA PRODUZIDA .....	41
3.1.1 Obtenção dos Dados .....	41
3.1.1.1 Mineração dos dados.....	41
3.1.1.2 Disponibilização de dados .....	44
3.2 GERENCIAMENTO DOS DADOS.....	46
3.2.1 Importação de dados .....	46
3.2.2 Software Power BI.....	46
3.2.3 Tratamento dos dados.....	47
<b>CAPÍTULO 4 - ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS .....</b>	<b>60</b>
4.1 ANÁLISE QUALI-QUANTITATIVA DOS DADOS .....	60
4.1.1 Produção Água VS Óleo e Gás .....	60
4.1.1.1 Água versus Óleo.....	60
4.1.1.2 Condensado versus Gás .....	80
4.1.2 Destinação da Água Produzida.....	82
4.1.3 Produção Versus Destinação.....	84
4.1.3.1 Balanço Qualitativo.....	84
4.1.3.2 Balanço Quantitativo .....	86
<b>CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO.....</b>	<b>90</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>93</b>
<b>ANEXO A – Tratamento do Banco de Dados com Power Query .....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXO B – Adequação do Banco de Dados com DAX .....</b>	<b>101</b>

## CAPÍTULO 1 – APRESENTAÇÃO

### 1. 1 INTRODUÇÃO

O petróleo é basicamente uma mistura de hidrocarbonetos, originada de matéria orgânica depositada juntamente com sedimentos, os quais dão origem aos reservatórios. Essa fonte energética pode ser encontrada na fase gasosa (Gás Natural) e líquida (Óleo cru). Nos reservatórios de petróleo é comum ocorrer a existência de água, a qual pode ser chamada de água conata, ou água de formação. Desta forma, após o processo de recuperação dos hidrocarbonetos para a superfície, é comum a presença dessa água de formação, que passa a ser chamada de água produzida. O petróleo, o gás natural e a água encontram-se em distintas proporções de acordo com cada reservatório (THOMAS, 2004, p. 15-17).

Ao longo da produção de um campo, o volume de óleo produzido chega a um valor máximo e depois entra em decaimento (é quando se diz que o campo atingiu a maturidade). Nestes casos, é possível perceber que o volume de óleo recuperado é cada vez menor, enquanto o volume da água tende a ser cada vez maior, chegando a ultrapassar de maneira significativa a produção de óleo. No entanto, é válido ressaltar que a maturidade do poço não é a única variável responsável pela quantidade de água produzida (CÂMARA, 2004). A partir dos dados da ANP (2018) relativos à Bacia do Recôncavo (bacia madura), observa-se que para cada dez barris (bbl) produzidos, aproximadamente, apenas um é petróleo, enquanto os demais são de água.

De acordo com os principais autores consultados neste trabalho, os quais estão relacionados na metodologia, o gerenciamento da água é uma das grandes preocupações da indústria do petróleo. As principais preocupações giram em torno do aspecto ambiental conferido na água produzida, além dos custos relacionados ao seu processo de gerenciamento como um todo. O tratamento desse efluente deve observar uma série de pré-requisitos (técnicos, regulatórios, operacionais e ambientais) de acordo com cada uma das suas destinações. Há resoluções do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) específicas, as quais definem diferentes limites e parâmetros para alguns dos seus destinos. É válido destacar que os órgãos ambientais são os responsáveis pela fiscalização do descarte desta água produzida.

Existem diferentes destinos para a água produzida. O mais comum (e desejado pela indústria) é a injeção nos reservatórios de petróleo. Entretanto, é comum os operadores realizarem processos de transferência entre campos de petróleo, buscando disponibilidade de infraestrutura, capacidade de tratamento e injeção. Essas informações são reportadas pelos operadores à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), especificando os volumes movimentados e os respectivos destinos. Além da água produzida, existem casos em que os operadores realizam captação de água potável de superfície ou de subsuperfície para o processo de injeção nos reservatórios, apesar dessa prática ser cada vez menos comum por questões ambientais. Essa também é uma informação que obrigatoriamente deve ser relatada pelos operadores à ANP, conforme preconizado em resolução específica da ANP (ANP, 2018b).

Diante disto, o presente trabalho visa realizar um levantamento das informações relativas à produção, captação, movimentação, injeção e descarte de água em campos terrestres de petróleo e gás natural no Brasil, caracterizando o balanço quantitativo dos volumes de água produzida, através de dados públicos fornecidos pela ANP.

O estudo não inseriu em sua análise os dados e informações sobre a água produzida em campos *offshore*, por verificar que as possibilidades de destinação da água produzida neste ambiente sejam limitadas, tendo basicamente dois possíveis destinos: a injeção nos reservatórios de hidrocarbonetos ou o descarte no mar. No entanto, numa outra oportunidade, ou num estudo posterior, esse estudo pode também ser realizado para a água produzida em plataformas *offshore*.

Esse levantamento vai propiciar uma série de análises acerca do gerenciamento da água em campos *onshore* de petróleo e gás natural, podendo gerar diagnósticos de produção em termos de volume, indicando os campos de maior ou menor produção de água, os que mais injetam, os que mais recebem água de outros campos etc. Essas informações podem ser relevantes para o conhecimento da infraestrutura disponível para o gerenciamento da água em cada região/campo. Adicionalmente, outras informações/correlações poderão ser realizadas a partir do banco de dados que será estabelecido a partir do projeto em questão.



## 1.2 JUSTIFICATIVA

O estudo proposto aborda aspectos ambientais, operacionais e regulatórios de uma importante fonte energética e relevante segmento industrial no Brasil e no mundo. Apenas a questão ambiental seria suficiente para justificar a possibilidade de uma análise sob o aspecto da sustentabilidade. No entanto, existem ainda as vertentes operacionais e regulatórias que somam importância aos potenciais resultados do estudo.

Adicionalmente, no caráter acadêmico-científico, o estudo contribui com a sistematização de dados e a geração de informações que podem ser utilizadas em análises e estudos futuros.

O elevado volume de água produzida pela indústria do petróleo e gás natural, o potencial degradador dessa água e os seus possíveis destinos, somadas às informações restritas e incipientes sobre esse efluente industrial, também justifica a proposta do presente trabalho. Muitas pesquisas são desenvolvidas no âmbito de melhoria das técnicas e tecnologias aplicadas para tratamento de água produzida e seu posterior descarte ou uso. Contudo, poucas publicações se atentam à sistematização destes dados relativos à produção. Há necessidade de muito esforço (tempo e custo) para gerenciar esse volume de água produzida.

A utilização dessas informações poderia contribuir para a rastreabilidade (para os órgãos ambientais), bem como para um maior nível de entrelaçamento de conhecimentos para possíveis investidores e novos entrantes no nicho de produção de petróleo e gás em áreas maduras de acumulação. Por isso, é proposta uma discussão que explicita a realidade da água produzida atualmente no Brasil em se tratando de destinação, a partir de informações geradas com o tratamento de dados relativos à produção deste efluente.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem por objetivo geral realizar a prospecção, sistematização e disponibilização dos dados de produção e movimentação de água pela indústria terrestre de petróleo e gás natural no Brasil, de modo a realizar um balanço quali-quantitativo, análises e considerações.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, são relacionados a seguir:

- a) Descrever as principais características da água produzida e as técnicas adotadas para o seu gerenciamento em campos terrestres;
- b) Apresentar as origens e destinos previstos da água produzida e os dados disponíveis dos volumes gerenciados nos campos terrestres brasileiros;
- c) Desenvolver um banco de dados sistematizando os dados quantitativos e as informações da destinação da água produzida nos campos terrestres brasileiros;
- d) Realizar análises e considerações quali-quantitativas a partir do banco de dados desenvolvido.

## 1.4 METODOLOGIA

Para que fosse possível alcançar os objetivos propostos, foram adotadas estratégias de metodologia direcionadas a cada um destes. Assim, as estratégias metodológicas foram divididas em quatro etapas: (1) Pesquisa Bibliográfica; (2) Aquisição dos dados da ANP; (3) Sistematização dos dados e;(4) Análises quali-quantitativas.

### 1.4.1 Pesquisa Bibliográfica

O trabalho iniciou por uma ampla revisão bibliográfica de estudos relativos à água produzida nas bases de dados de artigos científicos disponíveis (Science Direct, Periódico CAPES e Scielo, estão entre as principais). Inicialmente foram pesquisados conceitos mais genéricos relacionados ao tópico principal de estudo, água produzida, e posteriormente alguns conceitos mais específicos. Dentre os itens pesquisados, podem ser destacados:

- i. Bacias Sedimentares
- ii. Campos Terrestres de Petróleo
- iii. Origem, Conceituação e Caracterização
- iv. Destinos e tratamentos disponíveis
- v. Estrutura Regulatória Ambiental acerca da Água Produzida em Campos Terrestres de Petróleo no Brasil

Posteriormente, foi necessário obter dados relativos à produção e destinação da água, a fim de realizar a análise quali-quantitativa, que é o principal produto da presente pesquisa. Todo o processo de obtenção, sistematização e tratamento dos dados estão descritos detalhadamente no Capítulo 3 deste trabalho. Contudo, cabe sintetizar como se deu o processo para melhor compreensão, conforme segue abaixo:

### 1.4.2 Aquisição dos Dados

Os dados de produção e destinação da água produzida em campos terrestres no Brasil foram obtidos no Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (BDEP), os quais estão disponibilizados no próprio site (ANP, 2018a).

Para a análise quali-quantitativa, foi necessário obter a série histórica dos dados, que são disponibilizados a partir do ano de 1941 até 2019. Para os dados de óleo e gás, foram considerados os dados de produção de petróleo, gás natural, condensado e água produzida.

No que se refere à água produzida, foi coletado apenas os dados de produção e injeção (para fins de descarte ou para recuperação secundária de petróleo), uma vez que estes são os destinos mais comuns adotados pela indústria.

Outras informações também foram obtidas juntamente à fonte desses dados, como bacia terrestre de produção, campo, estado, poço, instalação, produção de óleo e gás, e outros não relevantes

### 1.4.3 Sistematização dos Dados

Os dados foram obtidos separadamente, por período anual na maioria dos casos, em formato do software Excel, na extensão .csv. Devido ao volume, os dados foram importados e tratados no software Power BI, um software que fornece visualizações interativas e recursos de *business intelligence*. O software foi produzido pela Microsoft, que oferece uma versão gratuita, um dos motivos pela sua escolha.

Através do Power BI foi possível aplicar um tratamento inicial dos dados, unir as diversas planilhas que foram obtidas e transformá-las em um banco de dados único. Com isso, um relatório dinâmico do Power BI foi obtido e utilizado para posterior análise da sistematização de dados.

### 1.4.4 Análises Quali-Quantitativas Sobre os Dados

As análises foram realizadas baseadas em cada uma das sete páginas do relatório dinâmico obtido. Sendo elas “Mapa de Produção”, “Mapa de Injeção”, “Balanço de Água (m<sup>3</sup>)”, “Produção de Óleo x Água (m<sup>3</sup>)”, “Produção de Gás x

Condensado”, “Destinação da água” e “Tabela Resumo”. Foram realizadas análises quantitativas de acordo com as informações obtidas, posteriores análises qualitativas também foram realizadas.

#### **1.4.5 Dificuldades Enfrentadas e Soluções Adotadas**

Algumas barreiras surgiram ao longo da pesquisa, especificamente na parte de prospecção e sistematização dos dados. Essas dificuldades e as soluções adotadas a partir delas são descritas abaixo:

Apesar de disponíveis para visualização e download no sítio online do BDEP, a prospecção encontrou algumas dificuldades em relação ao volume de dados, uma vez que a análise se baseia numa série histórica.

Esse volume elevado de dados gerou uma outra dificuldade relativa à necessidade de junção em um banco único e, conseqüentemente, a capacidade de processamento dos dados.

## **CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 BACIAS SEDIMENTARES E CAMPOS TERRESTRES DE PETRÓLEO**

#### **2.1.1 Bacias Sedimentares**

Bacias sedimentares são depressões preenchidas por sedimentos. Essas bacias afundam lentamente, à medida que novos sedimentos são depositados sobre os mais antigos. O resultado é uma pilha de rochas, as quais são formadas pelas transformações e interações destes sedimentos submetidos a altos valores de temperatura e pressão à medida que aumentam de profundidade. Esses sedimentos podem ser formados basicamente por:

- Fragmentos originados pela erosão das áreas elevadas e transportadas para a bacia por rios, geleiras ou ventos;
- Materiais precipitados em corpos d'água dentro da bacia, anteriormente transportados como íons em solução;
- Matéria orgânica, depositada sobre a superfície;

Sendo este último tópico, a matéria prima para a formação do petróleo dentro destas bacias, ao longo de milhões de anos (ALMEIDA, 2002).

A Figura 1 apresenta as bacias sedimentares brasileiras, marítimas e terrestres. Os nomes em verde, representam as bacias que contém petróleo e são exploradas pela Petrobrás para produção de hidrocarbonetos.

Figura 1 - Bacias Sedimentares Brasileiras



Fonte: PETROBRAS.

Uma bacia sedimentar densamente conhecida onde, acredita-se, que a maior parte das descobertas convencionais já tenha ocorrido pode ser chamada de bacia madura.

A Bacia do Recôncavo e de Tucano exemplificam bem casos de Bacias Maduras no estado da Bahia por conta do pioneirismo na produção de petróleo e gás no Brasil. Essas bacias são compostas por diversos campos maduros e também de áreas com acumulações marginais.

### 2.1.2 Campos Terrestres de Petróleo

Um campo maduro consiste numa área produtora de petróleo e gás natural que já tenha ultrapassado seu pico de produção. Quando se fala em uma acumulação

marginal, entende-se que são áreas em bacias sedimentares contendo recursos em pequenos volumes recuperáveis).

Campos de petróleo que se apresentam em estágio avançado de maturidade produzem essencialmente água. Como a maturidade é um estágio inevitável do ciclo de vida de um poço ou de um campo, a proporção do volume de água sobre o óleo em campos maduros chega a ser superior a 95%. A maioria das bacias terrestres brasileiras produtoras encontra-se em estágio de maturidade, sendo assim, a produção de água nessas é um fato incontestável (CÂMARA, 2004).

## 2.2 ÁGUA PRODUZIDA

Neste capítulo serão detalhadas as principais características da água produzida, sua origem, classificação, e as opções atualmente mais utilizadas para o seu tratamento adequado.

### 2.2.1 Origem, Conceituação e Caracterização da Água Produzida

Uma certa quantidade de água natural é sempre encontrada junto com o petróleo e o gás em reservatórios. Essa é conhecida como água de formação. É ligeiramente ácida e fica num nível inferior ao dos hidrocarbonetos em meio ao reservatório poroso. A origem da água de formação pode ser explicada através do processo de formação das bacias sedimentares. Pode-se afirmar então que a origem da água de formação está associada à origem do petróleo. A explicação para a origem do petróleo é facilmente encontrada na bibliografia. A alta concentração de sais nesta água pode ser explicada pelo fato de grande parte da água ser oriunda dos oceanos primitivos. O processo de dissolução das rochas, associado às condições de temperatura e tempo de contato, também pode explicar as altas concentrações de sais (VIEIRA, 2016).

De acordo com Abardo (2007), as águas de formação podem ser originadas a partir das águas conatas (retirada dos poros e fissuras das rochas), águas oceânicas, águas oceânicas evaporadas, águas meteóricas (subterrânea, proveniente da precipitação e atmosfera), águas subterrâneas evaporadas ou ainda, águas magmáticas (libertada das emissões de lava ou manifestações vulcânicas). Ainda



segundo os autores, quase toda a água de formação sofre interações com rochas, resultando em uma evolução de sua composição isotópica.

A água conata que se faz presente nas formações é extraída de maneira associada ao petróleo ao longo da produção dos hidrocarbonetos. Após atingir a superfície e ser extraída pelo poço esta passa a ser nomeada água produzida. Adicionalmente a água produzida está agregada ao petróleo em forma de emulsão, um estado que não se desfaz espontaneamente (IGUNNU; CHEN, 2012).

Ao longo da atividade de extração de petróleo, é comum a produção agregada e crescente da água de formação. Ao contrário da curva de produção de óleo, a produção de água de formação inicia-se em um determinado momento do projeto e tende a crescer ao longo do tempo. Justificadamente, uma das principais preocupações em províncias petrolíferas maduras. O petróleo e o gás são os produtos de valor comercial (ativo), enquanto a água é um resíduo da produção (passivo) (VIEIRA, 2016).

Campos de petróleo que se apresentam em estágio avançado de maturidade produzem essencialmente água. Como esta característica é um estágio inevitável do ciclo de vida de um poço ou de um campo, a proporção do volume de água sobre o óleo em campos maduros chega a ser superior a 95%. A maioria das bacias terrestres brasileiras produtoras encontram-se nesta condição, sendo assim, a produção de água nessas é um fato incontestável (CÂMARA, 2004).

O volume de água produzida depende basicamente de três fatores: as características do reservatório; o método de recuperação utilizado; e a maturidade dos poços. Conceitualmente, uma bacia ou campo é considerada madura quando observado um declínio natural em seu perfil de produção ao longo do projeto, devido às variáveis físicas e cronológicas. A produção de óleo cresce, chega a um nível máximo (*peak*) e decai ao longo do tempo, pela própria diminuição da capacidade de recuperação de óleo no reservatório. Já a produção de água surge após o início da produção de óleo e continua crescendo com o passar do tempo. Sendo assim, o conceito de um campo maduro depende das características técnicas e operacionais (VIEIRA, 2011).

Há um outro conceito relacionado a maturidade, o de marginalidade. Quando os campos atingem uma condição limítrofe de viabilidade econômica são chamados de marginais – Definição Técnica. Para a ANP (2018), os campos que não

ultrapassam a produção diária de 500 barris de óleo ou 70.000 m<sup>3</sup> de gás são considerados marginais – Definição Regulatória.

As características da água de formação normalmente variam de acordo com as condições do reservatório, podendo apresentar ou não determinados elementos em sua composição. Além disso, suas concentrações podem variar significativamente. Sua composição geralmente inclui: compostos orgânicos (óleo solúvel e óleo disperso); compostos inorgânicos (sais e metais); bactérias; sólidos totais dissolvidos (sedimentos das rochas da formação); e gases dissolvidos (dióxido de carbono, oxigênio e sulfeto de hidrogênio). Alguns materiais radioativos naturais também podem ser encontrados na água produzida, devido à lixiviação a partir de algumas formações, quando houver. Ademais, a água de formação pode apresentar materiais radioativos (radionuclídeos: radio-226 e 228), no caso de ocorrência natural destes elementos em seu reservatório. Quando produzida, a água de formação ainda pode conter outros componentes, como produtos químicos (desemulsificantes, antiincrustantes, floculantes, sequestrantes de oxigênio, biocidas, polímeros etc.), oriundos das técnicas de recuperação e de garantia de escoamento de reservatórios, empregadas (FRASER; VIEIRA; FERREIRA, 2012.).

A composição da água produzida é complexa e variável. Suas propriedades físico-químicas dependem da localização geográfica do campo, da formação geológica, do método de extração e do tipo de hidrocarboneto produzido. A água produzida contém algumas das características químicas do hidrocarboneto com o qual está em contato há séculos. Suas propriedades e volume podem variar ao longo da vida útil de um reservatório (DURAISAMY; BENI; HENNI, 2013).

Arthur, Dillon e Drazan (2011) propõe a composição geral da água produzida com foco nos constituintes preocupantes em relação à potenciais danos.

Conforme sumarizado na sequência abaixo:

- Sais (expressos como salinidade , sólidos totais dissolvidos (TDS) ou condutividade elétrica)
- TOG (Óleo e graxas)
- BTEX (Benzeno, Tolueno, Etil benzeno e Xilenos)
- HPA (Hidrocarbonetos Poli aromáticos)
- Ácidos orgânicos

- Fenol
- Alguns compostos inorgânicos e orgânicos naturais (por exemplo, produtos químicos que causam dureza e descamação, como cálcio, magnésio, sulfatos e bário)
- Aditivos químicos usados na perfuração, fraturamento e operação do poço que podem ter algumas propriedades tóxicas (por exemplo, biocidas, inibidores de corrosão )

Das características gerais da água produzida, a mais marcante é a alta salinidade, com valores que superam em quase dez vezes a salinidade da água do mar. Apenas esta característica já confere à água produzida um grande potencial causador de efeitos adversos ao meio ambiente e às instalações. Este é um dos principais problemas associados à água produzida (OSIPI, ARGIMIRO e BORGES, 2018).

A caracterização da água é fator preponderante para a tomada de decisões quanto ao tratamento necessário e o possível (ou desejado) destino. É necessário realizar uma série de análises físico-químicas e microbiológicas para identificar seus principais constituintes e, principalmente, suas respectivas concentrações

### **2.2.2 Tratamentos Disponíveis de Água Produzida**

Atualmente, a água produzida em todo o mundo, especificamente em instalações terrestres, é reinjetada no solo, seja para descarte, seja para processos aprimorados de recuperação de petróleo. Como a disposição final da água determina o tipo e a extensão do tratamento, as instalações de tratamento nas operações de produção de petróleo e gás em terra são principalmente projetadas para remover o TOG, para evitar entupimento e danos nas bombas e nos reservatórios, bem como remoção de O<sub>2</sub> (JIMENÉZ e cols. 2018).

Quando o petróleo é produzido, o primeiro estágio do sistema de separação consiste em dois (ou três) separadores de fase API (projetados de acordo com os padrões publicados pelo Instituto Americano de Petróleo), coalescedores etc. Três fluxos são obtidos nestes dispositivos, um fluxo rico em hidrocarbonetos líquidos (o qual segue para o Sistema de Tratamento de Petróleo, que será posteriormente desidratado e purificado), um fluxo rico em água (que irá para o Sistema de

Tratamento de Água), e um fluxo de gás(que seguirá para a Unidade de Tratamento de Gás Natural) (USEPA, 1996).

A água extraída do Tratamento de Óleo adicional também é enviada para o Sistema de Tratamento de Água. A soma dessas duas correntes é submetida a um tratamento primário (hidrociclone, separador API) seguido por um tratamento secundário , geralmente um flutuador. A combinação dessas tecnologias convencionais é, na maioria dos casos, incapaz de produzir um efluente compatível com padrões de reuso benéfico em processos de irrigação ou industriais, por exemplo (DORES e cols., 2012).

Caso a água produzida seja destinada para reutilização (p.e. irrigação), na maioria dos casos é necessário um tratamento terciário, (comumente chamado de Polimento) deste efluente para a redução do conteúdo de TOG, salinidade e outros parâmetros já citados anteriormente (JIMÉNEZ, S. e cols. 2018).

Em 1995, o Instituto Americano de Petróleo fez sua recomendação sobre as Melhores Técnicas Disponíveis para o Tratamento e Gerenciamento de Água Produzida em Instalações de Petróleo e Gás. De acordo com esse relatório, os principais fatores que contribuem para a toxicidade da água produzida, na qual o tratamento de polimento deve ser focalizado, são: sólidos totais em micro e nanoescala, salinidade (9% ou maior), compostos voláteis, orgânicos extraíveis (ácidos, básicos e neutros), amônia e sulfeto de hidrogênio (VEIL, 2011).

Desde 1995, muita pesquisa vem sendo desenvolvida e os tratamentos de água produzida tem sofrido constantes renovações e aprimoramentos em se tratando do âmbito de pesquisa. Uma série de métodos físicos, químicos, biológicos vem sendo foco de uma série de publicações. No entanto, deve-se notar que, mais uma vez, os processos de tratamento dependem exclusivamente das características específicas da água produzida e, portanto, estudos de caracterização preliminares são necessários para o projeto de um processo de tratamento, e confiar apenas na literatura não é recomendado (ÇAKMAKÇE; KAYAALP; KOYUNCU, 2008).

As técnicas mais utilizadas na atualidade podem ser divididas em tratamentos físicos, biológicos, com membrana, térmicos, químicos. Os métodos de tratamento avaliados pelo API para reduzir os poluentes em água produzida a níveis quase indetectáveis são baseados em combinações de diferentes tecnologias (IGWE; SAADI; NGENE, 2013).

### 2.2.2.1 Tratamentos Físicos

Dentro de tratamentos físicos, as opções mais estudadas são a adsorção, a utilização de ciclones e flotação aprimorada.

Segundo DAIGLE (2012) , a adsorção é um dos tratamentos que permite alcançar água em ótima qualidade, uma vez que a adsorção é capaz de reter poluentes em uma extensão de efluentes finais com concentrações extremamente baixas. Os custos de instalação e manutenção de sistemas de adsorção são os principais inconvenientes desta tecnologia, e apenas situações restritas e / ou de alto valor acrescentado justificam a sua instalação.

Um ciclone , usa aceleração centrífuga para reduzir mecanicamente ou aumentar, dependendo dos objetivos do processo, a concentração de uma fase dispersa (agregados, partículas, gotículas, etc.) dentro de um meio dispersante. O tamanho dos elementos da fase dispersa pode variar de 5 a 15  $\mu\text{m}$ , dependendo do projeto do ciclone. No caso do tratamento da água produzida, os ciclones utilizados são principalmente os destinados à separação líquido + líquido, uma vez que tanto o agente disperso como o dispersante são líquidos (SEUREAU; AURELLE; HOYACK, 2013).

Van Den Broek e Van Der Zande (2013) , compararam eficiências de remoção de óleo de diferentes sistemas. Suas classificações em relação ao desempenho de três tipos de ciclone foram: centrífugas, hidrociclones e separadores de placas. No entanto, eles também concluíram que esses sistemas têm uma baixa eficiência de remoção e não podem remover componentes perigosos dissolvidos.

O processo de flotação aprimorada por microbolhas pode ser considerado também adequado para o polimento de água produzida, uma vez que foi capaz de remover pequenas gotas de óleo, mesmo emulsionadas (BENYAHIA e cols., 2006).

Essa técnica consiste em quatro etapas básicas: (1) Geração de bolhas de ar; (2) Contato entre bolhas de gás e gotículas de óleo; (3) Fixação de bolhas de gás em gotículas de óleo; (4) Ascensão da combinação ar-óleo, dado que este agregado é significativamente menos denso que a própria água. Estas etapas resultam na formação de uma espuma na superfície da água, desta maneira a água clarificada deve ser coletada no fundo da zona de flutuação. TOG pode ser removido, juntamente com matéria orgânica natural, compostos orgânicos voláteis e pequenas partículas,

sem o uso de qualquer produto químico. No entanto, a disposição do lodo gerado nesse processo também deve ser considerada, pois poderia implicar um custo operacional significativo (CASADAY, 2013).

### **2.2.2.2 Tratamentos Biológicos**

Sabe-se que a biodegradação microbiana é um tratamento eficaz para remover diferentes tipos de compostos, incluindo hidrocarbonetos de petróleo, como aqueles presentes na água produzida.

Na oxidação biológica, os compostos orgânicos dissolvidos e a amônia são convertidos em água e  $\text{CO}_2$ , e nitratos e/ou nitritos, respectivamente, por micro-organismos como bactérias, algas, fungos e protozoários. No entanto, seu efeito sobre o esgotamento dos Sólidos Totais Dissolvidos é muito limitado (JACKSON; MYERS, 2013).

Entretanto, apesar de sua relação custo-benefício, a possível contaminação de águas subterrâneas é um risco quando as lagoas de decomposição orgânica são mal revestidas e protegidas. Um sistema de leito de cana, proposto por Al Mahruki, Alloway e Patzelt (2013), de 3000 m<sup>3</sup> reduziu 96% do teor total de hidrocarbonetos, enquanto a concentração de metal diminuiu entre 78% e 40%, dependendo da espécie em particular. Estes tipos de sistemas são ecologicamente corretos e podem ser considerados métodos de elevado custo benefício, porém os efluentes finais ainda precisam de certa atenção (AL MAHRUKI e cols., 2013).

O tratamento com membrana é uma técnica emergente no campo do tratamento da água produzida. Esta tecnologia pode remover as gotículas de óleo extremamente pequenas (<10 µm) e mais estáveis na emulsão de água produzida e podem ainda, ser adaptadas às propriedades específicas do poço de petróleo envolvido (DICKHOUT e cols., 2017).

Todas as membranas, no entanto, sofrem de incrustações, nas quais uma camada é formada na superfície da membrana. Isso diminui o fluxo e, desta forma, aumenta os custos operacionais. A maioria das membranas pode ser limpa, mas isso geralmente requer produtos químicos extras e/ou energia, bem como o tempo de inatividade do processo da instalação de tratamento. Na literatura numerosos exemplos podem ser encontrados de processos de tratamento otimizados, mas

surpreendentemente pequenos artigos tentam entender o contexto e a mecânica da incrustação de membrana (DICKHOUT e cols., 2017).

### **2.2.2.3 Tratamentos Térmicos**

Esse tipo de tratamento é especialmente adequado para regiões onde o custo de energia é relativamente baixo. A principal vantagem associada é a tolerância à alta concentração de salinidade. Segundo Hamed (2004) as principais técnicas aplicadas sobre a água produzida são:

- Evaporação
- Destilação Flash
- Multi-Estágios (MSF)
- Destilação por Compressão a Vapor (VCD)
- Destilação de Múltiplos Efeitos (MED)

### **2.2.2.4 Tratamentos Químicos**

A principal característica deste tipo de tratamento é a adição de algum aditivo para que a emulsão de água produzida seja desestabilizada, e desta forma, diferentes fases sejam formadas e a separação se torne trivial.

Jiménez e cols. (2018) indicaram como tecnologias químicas mais utilizadas para esse fim:

- Precipitação Química
- Processos Eletroquímicos
- Líquidos Iônicos à Temperatura Ambiente
- Desemulsificadores
- Troca Iônica
- Tecnologia de Extração de Polímero Poroso
- Processos de Oxidação Avançada (AOPs)

## **2.3 ASPECTOS SOCIAIS, ECÔNOMICOS E AMBIENTAIS**

A água produzida apresenta um potencial poluidor relevante. De maneira clara, é possível observar que a probabilidade de geração de impactos da água produzida está diretamente relacionada à sua composição, aos elevados volumes produzidos, as técnicas de tratamento disponíveis, a destinação, às questões regulatórias e aos custos relacionados. Esta pode gerar problemas tanto ao meio ambiente quanto à operação de um campo (FARAG;e HARPER, 2014).

A água produzida pode ser descartada, reutilizada ou mesmo reciclada. Como opção de descarte, em termos de campos terrestres de petróleo, é possível a disposição no solo, em rios e no subsolo. Como alternativa para reuso, tem-se a reinjeção para recuperação secundária da pressão de reservatórios. Para reciclagem, tecnologias e técnicas mais onerosas são requeridas, e os usos variam de irrigação até mesmo água para uso humano (OSIPI; ARGIMIRO; BORGES, 2018).

No caso de injeção para recuperação secundária, já se faz uso de água potável oriunda de captação de aquíferos, ou até mesmo de corpos d'água superficiais. Nesse último caso, a regulação ambiental também restringe o volume através da outorga e cobrança de uso dos recursos hídricos. Entretanto, não existe nenhuma Resolução que imponha limites no uso de águas superficiais como recuperação avançada de petróleo. O que de certa maneira fomenta o uso de água doce para injeção em reservatórios, gerando uma maior quantidade de efluente a ser tratado, e diminuindo a quantidade de água disponível para o consumo humano (FIGUEREDO, 2010).

É proposto por Vieira (2016) a divisão dos impactos da água produzida em aspectos ambientais e aspectos operacionais. De maneira resumida, ele destaca os principais riscos ambientais: poluição de corpos hídricos, danos ao solo, danos a fauna e flora, danos à saúde humana, e por outro lado, indica também as complicações operacionais que estão sujeitas a acontecer: corrosão de tubulações e equipamentos industriais, danos ao reservatório e incrustações.

É muito nítida a relação deste subproduto da indústria do petróleo, e seus problemas ambientais decorrentes. Diversas variáveis determinam os impactos que a água produzida irá causar no meio ambiente. Dentre estas destacam-se, principalmente, as propriedades físico-químicas, temperatura de descarte, o teor de matéria orgânica dissolvida e outros (VEIL, 2008).

Como principais prejuízos ambientais, Vieira (2016) destacou, para a disposição do efluente no solo, a salinização e a consequente infertilidade do solo, a



percolação e a possibilidade de contaminação de lençol freático, o qual seria possível de utilização para abastecimento humano, dessedentação de animais ou irrigação de culturas. Os processos de injeção para recuperação secundária podem resultar em contaminação de aquíferos. Os mais comuns impactos do contato da água produzida com humanos são: doenças de pele, irritações e dermatites de contato e a sua ingestão pode causar intoxicação grave. No caso dos animais, os efeitos são similares, contudo, óbitos são mais comuns. Especificamente nas aves, problemas de deposição de sais nas penas chamam a atenção, provocando a redução da capacidade de voo. É também comum a contaminação de bovinos que lambem os terminais das linhas de óleo, devido à alta salinidade. Para prejuízos operacionais, ou mesmo econômicos, a salinidade é um dos maiores problemas. Por causar incrustações e corrosões diminuindo vida útil de equipamentos e tubulações. O volume de água produzida também chama a atenção, pois custos que envolvem: caracterização, separação, armazenamento temporário, tratamento e descarte, tem aumentado assim como o efluente em questão.

Jiménez e cols. (2018) afirmaram que a água produzida contém originalmente em média aproximadamente  $500 \text{ mg L}^{-1}$  de óleo emulsionado. No entanto, a água produzida para descarte, geralmente tratado por meios convencionais, pode conter:

- $15 \text{ mg L}^{-1}$  de óleo emulsionado com uma instalação de tratamento otimizada funcionando corretamente;
- $35\text{--}40 \text{ mg L}^{-1}$  com instalações de tratamento orientadas para atender aos limites de descarga de acordo com a maioria das regulamentações internacionais sobre descarte de água do mar;
- $100 \text{ mg L}^{-1}$  efluentes mal tratados

Para sua descarga ou reutilização, a água produzida será obrigada a atender a diferentes requisitos de qualidade dependendo do destino posterior e da eficácia do tratamento. Apesar do fato de que deve atender a certos padrões, altas taxas de poluição do solo, águas superficiais e águas subterrâneas vem sendo abordadas em pesquisas atuais. Durante muito tempo, apenas os hidrocarbonetos foram regulados pelo governo, enquanto pouca atenção foi dada a outros compostos orgânicos dissolvidos na água produzida. No entanto, é comumente conhecido que outros

componentes orgânicos, metais pesados e produtos químicos de produção têm consequências sobre os organismos vivos.

Além disso, pode-se afirmar que o potencial de causar um efeito negativo em um determinado corpo receptor depende não só da concentração e características do material descartado, mas também da capacidade de suporte do ambiente que recebe o descarte. Desta forma, chama-se atenção para o fato de que ao mesmo tempo em que determinados ambientes não sofrem grandes alterações com o descarte de água produzida, outros podem ser mais sensíveis aos mesmos, devendo ser tratados de maneira diferenciada (BAKKE; KLUNGSOYRE; SANNI, 2013).

A ANP exige dos operadores que as quantidades de óleo e gás natural produzidos sejam enviados mensalmente, assim como a quantidade de água produzida. A agência prevê apenas quatro destinos finais para a água produzida, sendo eles: descarte em superfície, descarte em subsuperfície, injeção e envio para outros campos. Percebe-se que altos volumes estão sendo incorporados a corpos hídricos, para que a jusante seja descartada em mar, uma vez que os volumes de produção só aumentam ao longo do tempo. Com isso, uma questão chama atenção, quem arca com o custo posterior tratamento do efluente?

Lourenço e cols. (2016) propôs um estudo que monitorava a presença de um tipo específico de hidrocarbonetos (Hidrocarbonetos Aromáticos Policíclicos - PAH) numa área de descarte de água produzida na Bacia Potiguar, na margem equatorial brasileira. Esta água era tratada e descartada através de emissários submarinos. Durante dois anos foi avaliada a descarga de PAH e sua bioacumulação apresentou valores muito acima dos valores de referência, indicando riscos para biota marinha da região. Ou seja, mesmo com alta produção terrestre, a biota marinha local sofreu sérias consequências com as descargas, inclusive perda de qualidade da água. Além disso, foi indicado um tratamento por membrana, para uma possível melhoria na capacidade de regeneração do ecossistema marinho.

## 2.4 ANP

### 2.4.1 Aspectos Gerais

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, é um órgão federal responsável pela regulação deste setor industrial no Brasil. A ANP é diretamente vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, e pode ser definida como uma autarquia federal especial que executa a política nacional para o setor. (ANP, 2020).

A ANP foi instituída pela Lei 9.478 de 06.08.1997. A qual também instituiu o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Além disso essa lei dispõe sobre política energética do Brasil e as atividades relacionados ao petróleo nacional. Em 14.01.1998, através do Decreto 2.455, a ANP foi implantada.

A ANP está presente nas atividades que vão desde “o poço até o posto”. Isso significa a regulação de mais de 110 mil empresas, em atividades desde a prospecção de petróleo e gás natural dentro das fronteiras nacionais até os procedimentos para assegurar a qualidade dos combustíveis que chegam ao consumidor final. A atividade de regulação implica, necessariamente, na constante fiscalização do cumprimento das normas que foram estabelecidas (ANP, 2020).

As áreas de atuação da ANP podem ser divididas em:

- Exploração e produção de petróleo e gás;
- Armazenamento e Movimentação de Produtos Líquidos;
- Refino, processamento, transporte, armazenamento e comercialização;
- Importação e exportação;
- Produção de biocombustíveis;
- Royalties e participações governamentais;
- Distribuição e revenda;
- Fiscalização;
- Pesquisa, desenvolvimento e inovação;
- Preços e defesa da concorrência (ANP, 2020).

A ANP possui, como suas principais atribuições:

- Regular – Estabelecer as normas (resoluções e instruções normativas) para o funcionamento das indústrias e do comércio do setor.

- Contratar – Outorgar autorizações para as atividades dos setores regulados e, promover licitações e assinar contratos em nome da União com os concessionários para atividades de exploração, desenvolvimento e produção.
- Fiscalizar – Fazer cumprir as normas nas atividades dos setores regulados, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

#### **2.4.2 Regulamento de Medição**

A Resolução Conjunta ANP/INMETRO 01 de 10.06.2013 no Art. 1º, declara : “ *Aprovar o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Resolução, o qual estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição*”. Com isso, é possível perceber que, esta é a base de regulação utilizada pela indústria de Petróleo e Gás Natural para medição dos fluidos envolvidos, inclusive da água produzida.

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural, no seu Item 6. TIPOS DE MEDIÇÃO DE FLUIDO, possui um subitem 6.6 ÁGUA, que trata sobre água produzida. Transcrevendo de maneira integral o subitem 6.6, temos:

##### 6.6. Água

6.6.1. Devem ser medidos os volumes totais (movimentados) de água produzidos, captados, transferidos, injetados e descartados.

6.6.1.1. A apropriação de volumes de água produzida e injetada em cada poço, através de instrumentos dedicados ou de testes periódicos, deve ser feita de acordo com o procedimento utilizado para apropriação da produção, conforme subitem 7.2 deste Regulamento.

6.6.2. Nas medições de líquido em linha com dispositivos eletrônicos devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos: [7.38] e [7.39]. (Resolução Conjunta ANP/INMETRO 01 de 10.06.2013)

É notado que no subitem 6.6.1 é obrigatória a medição dos volumes de água que são captados, produzidos (após separação do óleo), que são transferidos entre campos, injetados ou mesmo descartados. Além disso, no subitem 6.6.1.1, a apropriação de água que é produzida, ou injetada, em cada poço, deve ser obrigatoriamente medida através de instrumentos dedicados ou mesmo testes periódicos, de acordo com especificações do subitem 7.2 que trata especificamente da medição para apropriação. Indicando então, a obrigatoriedade de medição dos volumes de água, pelos produtores de petróleo e gás natural.

### 2.4.3 Disponibilização de Dados

O principal canal de comunicação da ANP é seu website, o qual disponibiliza as mais diversas informações sobre as áreas de atuação da agência. O site pode ser dividido genericamente em:

- Transmissão das Reuniões da Diretoria Colegiada
- Royalties e outras participações
- Consultas e audiências públicas
- Atuação
- Produtos regulados
- Acesso à informação
- Central de conteúdos

Dentro da Central de Conteúdos, podemos ressaltar duas fontes de dados. Dados abertos e Dados estatísticos, com informações sobre produção, exploração, precificação e muitos outros, dentro dos quais a ANP é responsável por regular e fiscalizar. Alguns dados são abertos e de fácil obtenção, enquanto outros se faz necessário solicitação da agência.

Dentro do item de Dados Abertos, a ANP esclarece em seu website :***Atendendo ao Decreto nº 8.777/2016, a ANP publicou em agosto de 2018 seu Plano de Dados Abertos – PDA, com validade 2018 a 2020, o qual estabeleceu a divulgação dos dados brutos, quando possível, e dos relatórios mais requisitados pela sociedade, em formato aberto, de fácil interpretação e processamento, com o objetivo de dar transparência e entregar, de forma simples e com periodicidade conhecida, os dados custodiados pela ANP, que podem então ser visualizados, estudados e trabalhados pelos cidadãos, acadêmicos, jornalistas e agentes econômicos.***

Com isso, é possível perceber, a grande contribuição da Agência para o desenvolvimento do presente trabalho.

## 2.5 ARCABOUÇO REGULATÓRIO AMBIENTAL BRASILEIRO

### 2.5.1 Estrutura Ambiental Brasileira

A partir da análise da estrutura ambiental regulatória brasileira, é possível reunir os principais instrumentos legais que competem às questões de preservação ambiental e como estão organizados os órgãos responsáveis pela elaboração e fiscalização do cumprimento destes instrumentos.

O Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA), diretamente ligado ao Ministério do Meio Ambiente (MMA) objetiva a execução da Política Nacional do Meio Ambiente - PNMA (Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981). O SISNAMA é constituído pelos Órgãos e Entidades da União, Estados, Distrito Federal, e Municípios, responsáveis pela proteção e melhoria da qualidade ambiental.

Para uma exploração mais didática da estrutura ambiental brasileira, foi montado um organograma para representação dos órgãos federais.

Figura 2 - Organograma dos órgãos ambientais federais



Fonte: Elaboração própria do autor.

O Conselho do Governo é o órgão superior, diretamente ligado ao presidente da república. O MMA é o responsável pela execução da PNMA. O SISNAMA não apresenta uma estrutura física, e sim limites teóricos de hierarquia dos órgãos. O Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), é um órgão consultivo e deliberativo, responsável pela criação de resoluções e normas, as quais norteiam os processos ambientais. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), e o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBIO), são os fiscalizadores do cumprimento das regras previstas nos instrumentos legais. O ICMBIO está mais ligado a processos relativos a unidades de preservação, enquanto o IBAMA incorpora processos de preservação de fauna, flora e outros.

As estruturas ambientais estaduais variam de acordo com cada estado, contudo seguem uma estrutura semelhante a federal, e como o trabalho aborda diversos estados, não se considerou pertinente fazer uma análise da estrutura de cada estado.

### **2.5.2 Licenciamento Ambiental**

De acordo com a resolução CONAMA de nº 237 de 1997, todo e qualquer empreendimento ou atividade que ofereça potencial efeito degradador ao meio ambiente é passível de licenciamento ambiental.

As atividades relacionadas a produção e exploração de hidrocarbonetos podem ocorrer em operações marítimas ou terrestres. As competências, no Brasil, para licença no âmbito ambiental dessas atividades estão repartidas entre órgãos federais e estaduais. Ainda de acordo com a resolução CONAMA citada anteriormente, as operações marítimas estão sob competência do IBAMA, sendo este o responsável por licenciar as atividades e/ou empreendimento realizados em mar territorial, plataforma continental ou, na zona econômica exclusiva. Contudo, em caso das operações terrestres, compete aos órgãos estaduais a emissão de licenças ambientais, bem como a fiscalização das atividades.

Para o licenciamento das atividades exclusivamente de exploração e produção de petróleo e gás natural, os órgãos utilizam instrumentos criados para nortear os processos de licenciamento e dar suporte técnico e legal. Dentre estes instrumentos,

podemos citar a nível federal a Resolução CONAMA comentada anteriormente, e outras, tais como a Resolução CONAMA Nº 23 de 1994 e a Resolução CONAMA Nº 393 de 2007.

### **2.5.3 Instrumentos Ambientais Legais**

Foi possível perceber, após análises, que não existe uma resolução que avalie, considere e estabeleça critérios e procedimentos para o gerenciamento da água produzida em atividades terrestres.

Apesar da água produzida ser o principal efluente industrial da produção de petróleo e gás natural, as resoluções que estabelecem limites para o descarte de efluentes industriais (357/2005, 397/2008 e 430/2011) são genéricas e não abordam as particularidades que devem ser observadas na água produzida (altas concentrações de sais e presença de elementos não previstos em resolução). Outra questão importante verificada é que nos processos de licenciamento ambiental não há indicação aos requerentes de licenças sobre o que deve ser feito ou quais as melhores práticas disponíveis ou adequadas ao local, para o descarte da água produzida.

A Resolução CONAMA 393/2007, que foi criada para complementar a CONAMA 357/2005, é a única responsável pela água produzida. Entretanto, esta resolução apenas prevê os procedimentos para o descarte dessa água em ambiente marítimo, sendo um instrumento específico que define os padrões e as regras para o lançamento contínuo da água produzida em plataformas marítimas. Ela define que, para o descarte da água produzida no mar, a empresa deve obedecer à concentração média aritmética simples mensal de óleos e graxas de até 29 mg/L. Esse é o mesmo padrão utilizado pela agência de proteção ambiental dos Estados Unidos (USEPA – United States Environmental Protection Agency). Não se pode adotar esta mesma resolução para o segmento de produção terrestre já que essa se refere exclusivamente ao descarte contínuo de água produzida no mar, e nem sempre as áreas de produção estão próximas da costa, o que inviabiliza o descarte no mar e, por conseguinte, o enquadramento nas regras relativas a tal procedimento.



## **CAPÍTULO 3 - COLETA, SISTEMATIZAÇÃO E DISPONIBILIZAÇÃO DOS DADOS**

### **3.1 ESTABELECIMENTO DO BANCO DE DADOS DA ÁGUA PRODUZIDA**

#### **3.1.1 Obtenção dos Dados**

A pesquisa desenvolveu-se sobre o banco de dados disponibilizado pela ANP no seu website, sem necessidade de solicitação. A obtenção dos dados relativos à água produzida não foi uma tarefa simples, uma vez que a dificuldade em rastrear dados sobre o assunto é maior devido ao fato deste termo não estar disponível nos padrões de pesquisa.

##### **3.1.1.1 Mineração dos dados**

A busca pelos bancos de dados que disponibilizasse a maior quantidade de informações sobre água produzida foi uma tarefa complexa, pois a organização dos dados é apresentada de maneira confusa.

A busca foi realizada dentro do item exploração e produção de óleo e gás, e os devidos dados técnicos. As características dos poços foram obtidas de maneira relativamente simples, logo na fase inicial de pesquisa. Dados de produção também estavam disponíveis para serem baixados, divididos em produção por Poços, Campos ou Estado, como apresentado na Figura 3. Contudo, ambos os links levam a mesma página para obtenção dos dados, Figura 4. No item de produção de petróleo e gás natural estão disponíveis planilhas com dados de produção anuais estratificados por Poços ou Campos, Figura 5. A busca é efetuada por poços, pois essa é a menor estratificação possível das informações, sendo possível abranger todas as outras (Instalação, Campo, Estado, Bacia), no âmbito terrestre. A planilha obtida, no entanto, apresenta informações completas sobre os óleo e gás produzidos em cada poço, contudo, referente à água produzida, apenas a informação da produção é disponibilizada, não sendo possível realizar nenhum balanço com esta informação de maneira isolada.

Figura 3 - Disponibilização da Produção Site ANP

---

– Dados de Produção

---

**Produção por poços**

Confira [aqui](#) o panorama anual da produção nacional de petróleo e gás natural por poço, divididos em mar e terra.

**Produção por campo**

Panorama da produção de petróleo e gás natural por campo. Os dados de produção são indicados por estado e bacia, e para cada estado é indicada a produção por campo. A produção de petróleo é expressa em barris (bbl), e a de gás natural é expressa em metros cúbicos (m<sup>3</sup>). [Clique aqui](#) para consultar os volumes de produção.

**Produção por estado**

Confira [aqui](#) o histórico da produção de petróleo e gás natural no Brasil desde os anos 2000. São apresentados gráficos ilustrando a produção nacional e em cada estado produtor, além da produção conforme a procedência (terra ou mar). A produção de petróleo é expressa em barris de petróleo (bbl), enquanto a produção de gás natural é expressa em metros cúbicos (m<sup>3</sup>).

Fonte: ANP (2020).

Figura 4 - Dados Estatísticos Disponíveis

## Dados estatísticos

Publicado: Quarta, 05 de Outubro de 2016, 18h20  
Atualizado: Quarta, 09 de Outubro de 2019, 12h45

Tweeter
Curtir 26 mil

- + Produção de petróleo e gás natural
- + Processamento de petróleo e Produção de derivados
- + Produção de biocombustíveis
- + Importações e Exportações
- + Vendas de derivados de petróleo e etanol
- + Vendas de biodiesel pelos produtores
- + Relatório Executivo

Fonte: ANP (2020).

## Figura 5 - Dados de Produção Disponíveis

### Produção por poços

Confira o panorama anual da produção nacional de petróleo e gás natural por poço, divididos em mar e terra.

- [Produção por poço 2019](#)
- [Produção por poço 2018](#)
- [Produção por poço 2017](#)
- [Produção por poço 2016](#)
- [Produção por poço 2015](#)
- [Produção por poço 2014](#)
- [Produção por poço 2013](#)
- [Produção por poço 2012](#)
- [Produção por poço 2011](#)
- [Produção por poço 2010](#)
- [Produção por poço 2009](#)
- [Produção por poço 2008](#)
- [Produção por poço 2007](#)
- [Produção por poço 2006](#)
- [Produção por poço 2005](#)

### Produção por campos

Confira o panorama anual da produção nacional de petróleo e gás natural por campos.

- [Produção por campo 2016 - .xls](#)
- [Produção por campo 2015 - .xls](#)
- [Produção por campo 2014 - .xls .pdf](#)
- [Produção por campo 2013 - .xls .pdf](#)
- [Produção por campo 2012 - .xls .pdf](#)
- [Produção por campo 2011 - .xls .pdf](#)
- [Produção por campo 2010 - .xls .pdf](#)
- [Produção por campo 2009 - .xls .pdf](#)

Fonte: ANP (2020).

A mineração então, voltou-se para o item de dados abertos. Neste, o subitem Dados de produção de petróleo e gás natural foi selecionado. Os dados aparecem estratificados por produção terrestres ou marítimas, Figura 6. Os dados estão disponibilizados em trimestres a partir de 2016, anterior a esse período, estão organizadas em semestres até 1989, e anterior a isso, são organizados em períodos anuais, ou em conjuntos de anos. Os dados apresentam informações de produção e destinação da água produzida, sendo desta maneira, possível dar continuidade a pesquisa proposta.

Figura 6 - Dados Abertos de Produção Disponíveis

---

– Dados de produção de petróleo e gás natural

---

- [Metadados](#)

Dados de produção de petróleo e gás natural (.csv)

Produção em mar

- [2019](#)
- [2016-2018](#)
- [2013-2015](#)
- [2010-2012](#)
- [2005-2009](#)
- [2001-2004](#)
- [1998-2000](#)
- [1994-1997](#)
- [1989-1993](#)
- [1980-1988](#)
- [1941-1979](#)

Produção em terra

- [2019 - 3º trimestre](#)
- [2019 - 2º trimestre](#)
- [2019 - 1º trimestre](#)
- [2018 - 4º trimestre](#)
- [2018 - 3º trimestre](#)
- [2018 - 2º trimestre](#)

Fonte: ANP (2020).

### 3.1.1.2 Disponibilização de dados

A planilha com os dados das características dos poços é disponibilizada de maneira única, ou seja, apenas uma planilha disponível, com as informações atualizadas. A frequência de atualização dos dados não foi disponibilizada, contudo a planilha indica a última atualização. Dentre as informações disponibilizadas, podemos citar como as mais importantes para o presente trabalho:

- Nome do Poço
- Operador
- Estado
- Bacia
- Bloco
- Campo
- Ambiente (Terra ou Mar)

- Classificação (Produtor, Injetor e outros)
- Situação (Produzindo, Injetando, Fechado, em Intervenção e outros)
- Longitude
- Latitude

Sendo possível, desta maneira, mapear todos os poços terrestres. A planilha é disponibilizada no formato xlxs, ou seja, formato padrão do Excel, não apresentando dificuldades.

Os dados relativos à água produzida são disponibilizados em várias planilhas. O período disponibilizado começa em dezembro de 1941, e vai até os dias atuais. A disponibilização de atualização é mensal, contudo, as planilhas são estruturadas atualmente no formato trimestral, e no mês atual, é incorporado ao mês anterior em cada planilha correspondente. Os dados são disponibilizados no formato de produção total mensal, baseado nas horas de operação disponibilizados por cada operador.

O formato de disponibilização é o csv - Comma Separated Values, o qual há necessidade de tratamento para posterior análise, para o caso desta pesquisa. Estas planilhas, apresentam diversos dados brutos de produção, sendo os mais importantes para a presente pesquisa:

- Período (Mês e Ano)
- Poço
- Instalação
- Estado
- Bacia
- Campo
- Produção de Óleo (m<sup>3</sup>)
- Produção de Condensado (m<sup>3</sup>)
- Produção de Gás Associado (Mm<sup>3</sup>)
- Produção de Gás Não Associado (Mm<sup>3</sup>)
- Produção de Água (m<sup>3</sup>)
- Injeção de Água para Recuperação Secundária (m<sup>3</sup>)
- Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)

- Injeção de Vapor de Água (t)

## 3.2 GERENCIAMENTO DOS DADOS

### 3.2.1 Importação de dados

Os dados foram importados no formato .csv, o qual é disponibilizado no website da ANP, a fonte de dados utilizada como base da pesquisa. O banco de dados relativo à produção, está disponível em oitenta e uma planilhas. Enquanto os dados relativos à localização de cada poço, está disponível em uma planilha apenas, no formato. xlxs. Estes dados foram baixados, e importados pelo Power BI, para posterior tratamento.

É válido ressaltar que, as planilhas de Excel foram utilizadas apenas como banco de dados, nenhum cálculo foi realizado por meio deste software. Isso porque a quantidade de dados a serem tratados é de aproximadamente três milhões e quatrocentos mil por coluna, com quatorze colunas. O que totaliza quarenta e sete milhões e seiscentos mil dados relativos aos dados de produção. Os dados de localização estão em torno de trinta mil dados por coluna com onze colunas, totalizando trezentos e vinte e nove mil dados, referentes a geolocalização dos poços. Com isso, um total aproximado de quarenta e oito milhões de dados foi importado, o que ultrapassa a capacidade de processamento do Excel.

Essa quantidade expressiva de dados é explicada pelo intervalo de tempo que a pesquisa está sendo aplicada. Todos os dados disponíveis de produção e destinação da água produzida foram utilizados. A data inicial dos dados é 01/12/1941, lembrando que os dados são no formato de somatório mensal, ou seja, eles são disponibilizados como dia primeiro de todo o mês, representando todo o mês.

### 3.2.2 Software Power BI

Como explicado anteriormente, o Power BI foi o software escolhido para tratamento de dados. O Power BI, é na verdade, um lançamento da Microsoft, que une três complementos do Excel, o Power Query, Power Pivot e Power View. De maneira geral, ele permite um maior processamento de dados, e a geração de

relatórios dinâmicos no formato de apresentação, lembrando uma espécie de Power Point integrada.

O Power BI, é um software gratuito na versão desktop – versão para criação de relatórios locais, para o caso de disponibilização via internet ou mobile, se faz necessária uma assinatura.

Um fator de extrema importância para a escolha do Power BI, foi a possibilidade de mesclar planilhas, possibilitando a formação de um único banco de dados a partir de várias planilhas, o que permitiu unir todas as oitenta e duas planilhas disponibilizadas pela ANP, e, consolidadas, e um único banco de dados. O Power BI não altera e não modifica as planilhas Excel, os dados são baixados para dentro do projeto BI, e lá os passos são aplicados, ficando então as consultas inalteradas externamente ao projeto.

Além do exposto no parágrafo anterior, é válido ressaltar que recentemente, a ANP lançou no seu sítio eletrônico um modelo de dashboard do Power BI, no qual estão disponibilizados dados de produção de óleo e gás natural, contudo os dados de água não foram contemplados. Essa pesquisa foi desenvolvida sem o conhecimento do desenvolvimento do painel pela ANP, o que demonstra a aceitação da ferramenta adotada, uma vez que a agência reguladora de dados da área, adotou o mesmo software para visualização dos dados.

### **3.2.3 Tratamento dos dados**

Os dados de produção foram salvos em uma pasta, e os de localização em outra. A importação dos dados para dentro do Power BI foi realizada em duas etapas. Os dados de localização estão associados a planilha de localização diretamente, a qual é atualizada mensalmente. Para cada mês, a nova planilha pode ser baixada, e o tratamento aplicado a esses dados, será automaticamente aplicado aos novos. Os dados relativos à produção, também são atualizados mensalmente, contudo, a quantidade de planilhas é muito mais extensa, e com isso, foi aplicada a importação de dados vinculada a uma pasta, a qual estão todos dos dados de produção. Ou seja, para cada planilha nova ou atualizada inserida na pasta o Power Bi naturalmente irá importar seus dados. Nesse caso da importação de todas as planilhas em uma pasta,

foi aplicado um passo inicial no qual, todas as planilhas foram associadas, e um banco de dados único foi criado.

Internamente no projeto do Power BI, dois bancos de dados iniciais foram criados, *Dados de Produção* e *Dados de Poço*. O primeiro relativo aos dados de produção de óleo, gás e água, e destinação da água, enquanto o segundo é referente aos dados de localização de cada poço. Os dados entre os bancos de dados foram relacionados, de tal forma que, em *Dados de Produção* para cada poço, poderia ser consultada as informações em *Dados de Poço*. Por exemplo, quando um dado da primeira fosse consultado, um poço específico, os dados de sua localização fossem buscados na segunda base. Em *Dados de Produção* algumas informações apresentaram erros como Estado ou Bacia, e a mesma não apresentava os dados de latitude e longitude dos poços.

Com os bancos de dados estabelecidos, o passo seguinte foi a alteração dos tipos de dados para numéricos, textuais e de geolocalização, para que o software pudesse ler de maneira adequada cada coluna.

A etapa posterior aplicada foi a criação de três novas colunas em *Dados de Produção*:

- Total Produção de Água (m<sup>3</sup>) – Essa coluna foi calculada a partir da soma da coluna “Produção de Água (m<sup>3</sup>)”, relativa a produção de água em campos de óleo, e da coluna “Produção de Condensado (m<sup>3</sup>)”, relativo a produção de água em campos de gás, afim de representar todo volume de produção de água.
- Total Injeção de Água (m<sup>3</sup>) – Essa coluna foi calculada a partir da soma da coluna “Injeção de Água para Descarte(m<sup>3</sup>)” e da coluna “Injeção de Água para Recuperação Secundária”, a fim de representar todo o volume de água que tem alguma destinação.
- Produção de Gás (Mm<sup>3</sup>) – Essa coluna foi calculada a partir da soma da coluna “Produção de Gás Associado (Mm<sup>3</sup>)” e da coluna “Produção de Gás Não Associado (Mm<sup>3</sup>)”, a fim de representar todo o volume de gás produzido.

As etapas anteriores foram aplicadas no editor de consultas do Power BI, em mais detalhes na seção de anexos. As etapas posteriores então, foram aplicadas no visualizador principal, para então, posteriormente, serem criados os painéis de



visualização que resultam em um relatório dinâmico, possível de análise. Do qual serão realizadas as análises sobre as principais informações que os dados fornecerem.

Dentro do painel principal, a etapa posterior, era a criação de medidas que seriam de suma importância para a análise. Medidas são diferentes de colunas, uma vez que são valores e não vetores ou matrizes. Uma medida criada está submetida aos dados que são filtrados na página. Por exemplo, se uma medida de somatório de produção de água fosse criada, ela seria a soma total de toda a coluna de produção, contudo, estaria submetida, por exemplo a um filtro de tempo aplicado na página ou num relatório como um todo.

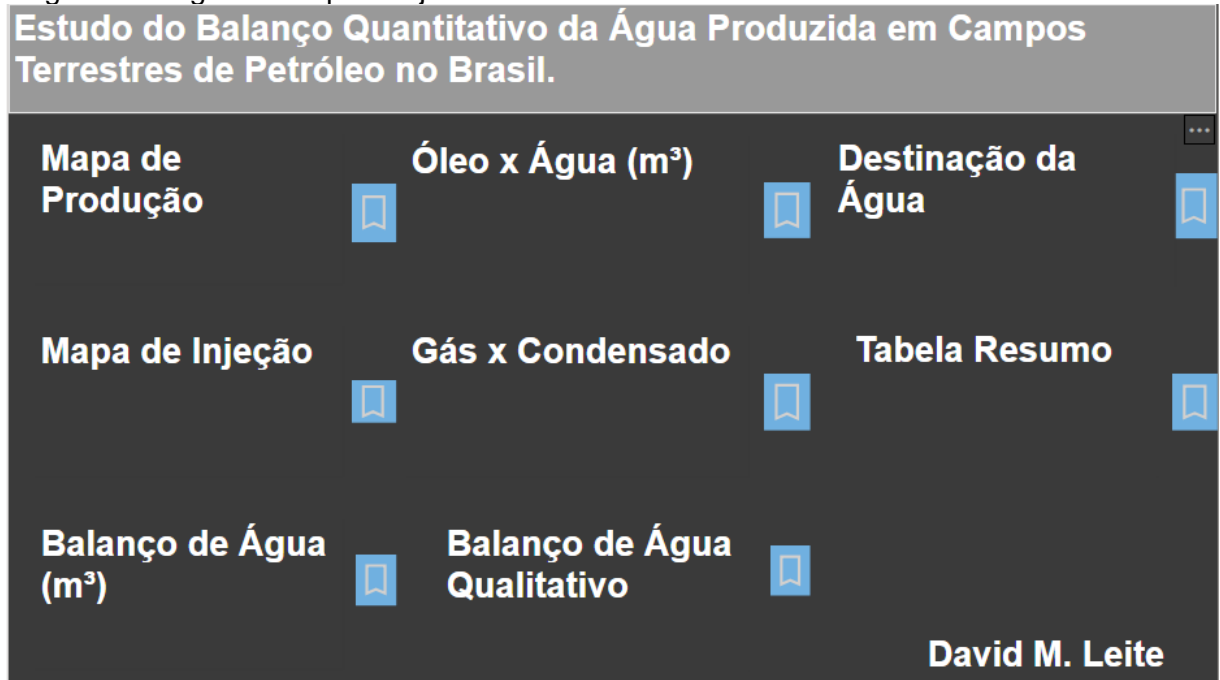
Para a realização destes cálculos de medidas foi utilizada a linguagem de programação DAX, própria da Power BI. Todas estas medidas foram criadas em *Dados de Produção*.

- Balanço (m<sup>3</sup>) – Esta medida foi obtida pela subtração do somatório da coluna “Total Produção de Água (m<sup>3</sup>)” do somatório da coluna “Total Injeção de Água (m<sup>3</sup>)”. Esse é o valor absoluto do balanço de água sujeito aos filtros aplicados.
- BSW (%) – Esta medida foi obtida pelo cociente entre o somatório da coluna “Produção de Água (m<sup>3</sup>)” pela soma dos somatórios das colunas “Produção de Óleo (m<sup>3</sup>)” e “Produção de Água (m<sup>3</sup>)”. Esse é o valor relativo da quantidade de água presente na produção de óleo, sujeito aos filtros aplicados.
- Descarte / Produção (%) - Esta medida foi obtida pelo cociente entre o somatório da coluna “Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)” pelo somatório da coluna “Total Produção de Água (m<sup>3</sup>)”. É o valor relativo da quantidade de água que é injetada para descarte em relação a quantidade de água produzida, sujeito aos filtros aplicados.
- Destinação (%) - Esta medida foi obtida pelo cociente entre o somatório da coluna “Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)” pelo somatório da coluna “Total Produção de Água (m<sup>3</sup>)”. É o valor relativo da quantidade de água que é injetada para descarte em relação a quantidade de água produzida, sujeito aos filtros aplicados.

- Injeção Descarte / Injeção Total (%) - Esta medida foi obtida pelo cociente entre o somatório da coluna “Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)” pela soma dos somatórios das colunas “Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)” e “Injeção de Água para Recuperação Secundária (m<sup>3</sup>)”. Esse é o valor relativo da quantidade de água injetada destinada a descarte em relação a toda água que é destinada, sujeito aos filtros aplicados.
- Injeção Recuperação / Injeção Total (%) - Esta medida foi obtida pelo cociente entre o somatório da coluna “Injeção de Água para Recuperação Secundária (m<sup>3</sup>)” pela soma dos somatórios das colunas “Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)” e “Injeção de Água para Recuperação Secundária (m<sup>3</sup>)”. Esse é o valor relativo da quantidade de água injetada destinada a recuperação secundária de reservatórios em relação a toda água que é destinada, sujeito aos filtros aplicados.
- Injeção / Produção (%) - Esta medida foi obtida pelo cociente entre o somatório da coluna “Injeção de Água para Recuperação Secundária (m<sup>3</sup>)” pelo somatório da coluna “Total Produção de Água (m<sup>3</sup>)”. É o valor relativo da quantidade de água que é injetada para recuperação secundária em relação a quantidade de água produzida, sujeito aos filtros aplicados.
- Não Destinado (%) - Esta medida foi obtida pela subtração de 100% da medida “Destinação (%)”. É o valor relativo da quantidade de água que é produzida, contudo não é injetada e não se tem informação, sujeito aos filtros aplicados.

Com a criação das medidas, o passo posterior é a criação dos painéis dinâmicos, que resultarão no relatório. O relatório construído é baseado em sete painéis principais, sem contar com a capa. O painel principal, a capa, pode ser analisado na Figura 7 abaixo.

Figura 7 - Página Principal Projeto Power BI

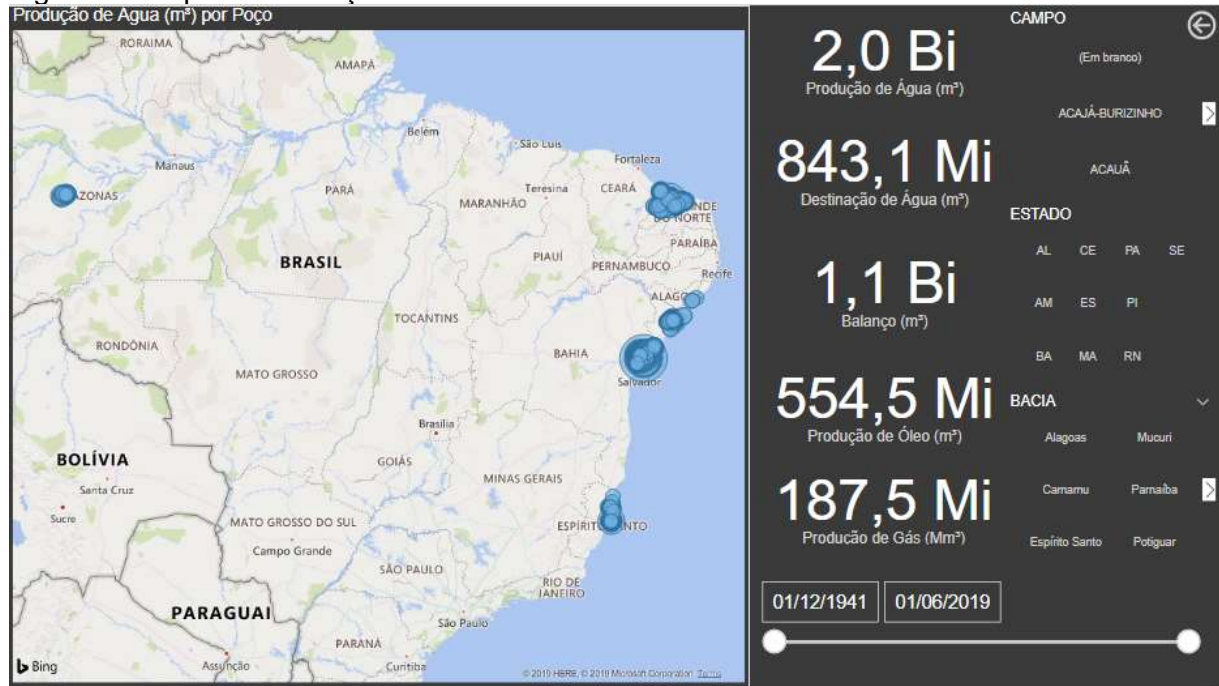


Fonte: Elaboração própria do autor.

Podemos perceber que o relatório está dividido em sete páginas principais. Cada uma destas páginas principais possui uma seta que possibilita o retorno para esta principal. De maneira inversa, cada página mostrada na Capa, possui uma pequena figura ao lado, que possibilita o acesso direto a própria página específica do relatório.

A primeira página do relatório é nomeada Mapa de Produção, e esta seção está destinada a representar, por meio de dados de longitude e latitude a localização de cada poço terrestre no Brasil, além disso, é associado ao tamanho do círculo a produção de cada poço (poços produtores) e, a uma cor, cada campo que o mesmo faz parte. Além disso, são disponibilizados cartões com valores de Produção de Água ( $m^3$ ), Destinação de Água ( $m^3$ ), Balanço ( $m^3$ ), Produção de Óleo ( $m^3$ ) e Produção de Gás ( $Mm^3$ ). Além disso, são disponibilizados filtros por Linha de Tempo, Campo, Estado, Bacia e Poço. Podemos visualizar o Mapa de Produção na Figura 8.

Figura 8 - Mapa de Produção



Fonte: Elaboração própria do autor.

A segunda página, é semelhante a primeira, com os mesmos valores disponíveis e mesmos filtros. A diferença está no mapa, onde os mesmos poços são plotados, contudo, o tamanho do círculo está associado a quantidade de água que é destinada (poços injetores), e as cores, da mesma maneira, associados aos campos a que pertencem os poços. Podemos visualizar o Mapa de Injeção na Figura 9.

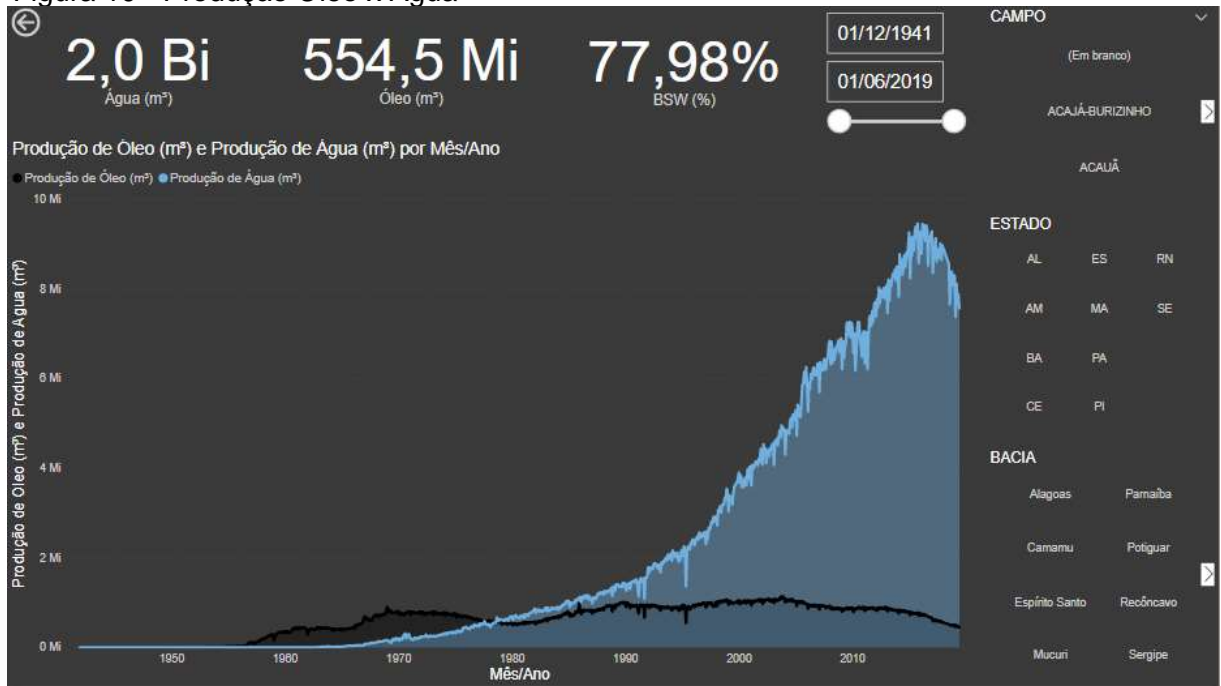
Figura 9 - Mapa de Injeção



Fonte: Elaboração própria do autor.

A terceira página do relatório é destinada às análises de produção de água e óleo, em campos de óleo. Foi obtida com a disponibilização de um gráfico de linhas com área, onde são plotados as series históricas de Produção de Óleo (m<sup>3</sup>) e Produção de Água (m<sup>3</sup>). Há presença de cartões que apresentam os valores de Produção de Água (m<sup>3</sup>), Produção de Óleo (m<sup>3</sup>) e BSW (%), totalizados. Estão também presentes e disponíveis os filtros para Linha de Tempo, Campo, Estado e Bacia. Podemos visualizar o painel Produção Óleo x Água, na Figura 10.

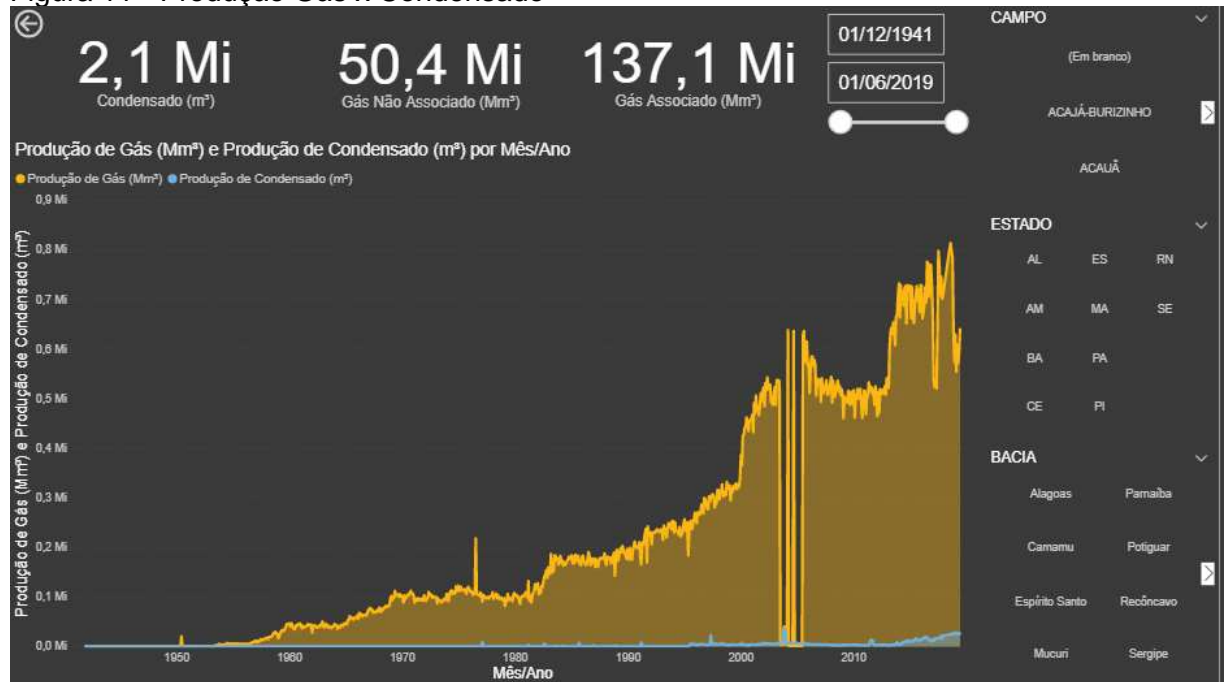
Figura 10 - Produção Óleo x Água



Fonte: Elaboração própria do autor.

A quarta página do relatório é destinada às análises de produção de condensado e gás, em campos de gás e óleo. Foi obtida com a disponibilização de um gráfico de linhas com área, onde são plotados as series históricas de Produção de Gás (Mm³) e Produção de Condensado (m³). Há presença de cartões que apresentam os valores de Produção de Condensado (m³), Produção de Gás Associado (Mm³) e Produção de Gás não associado (Mm³), totalizados. Estão também presentes e disponíveis os filtros para Linha de Tempo, Campo, Estado e Bacia. Podemos visualizar o painel Produção Gás x Condensado, na Figura 11.

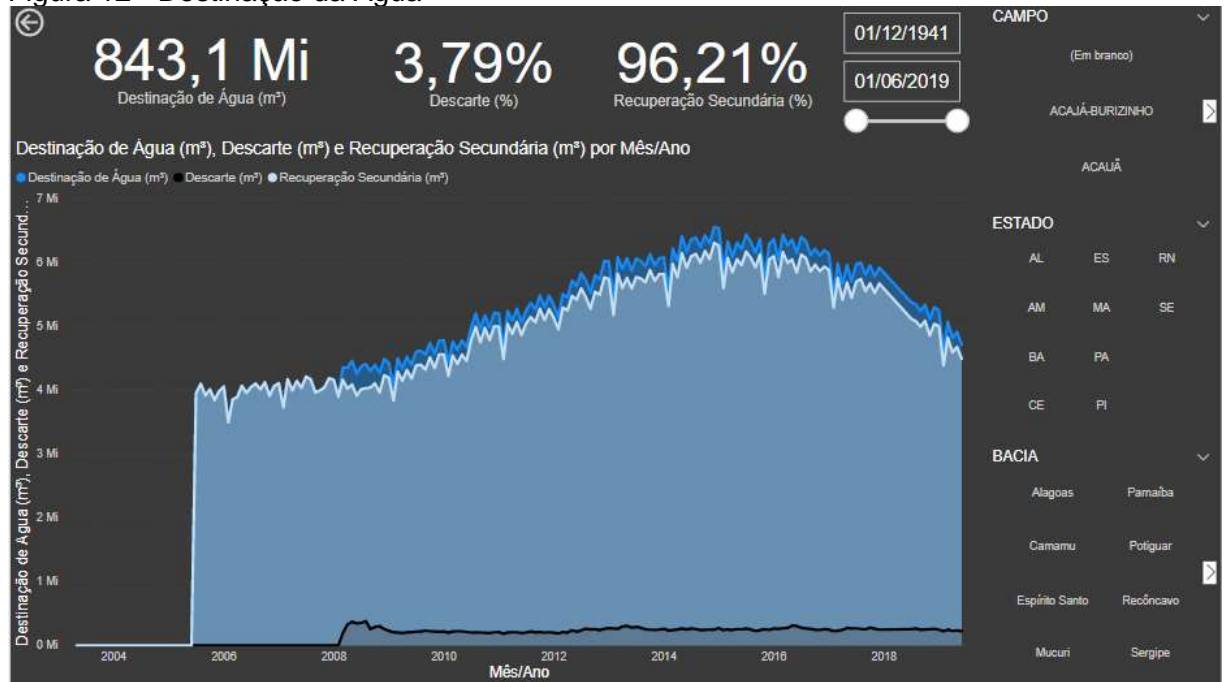
Figura 11 - Produção Gás x Condensado



Fonte: Elaboração própria do autor.

A quinta página do relatório é destinada às análises de destinação da água produzida. Foi obtida com a disponibilização de um gráfico de linhas com área, onde são plotados as series históricas de Destinação de Água (m³), Recuperação Secundária (m³) e Descarte (m³). Há presença de cartões que apresentam os valores de Destinação de água (m³), Descarte (%), em relação a destinação, e Recuperação Secundária (%), em relação a destinação, totalizados. Estão também presentes e disponíveis os filtros para Linha de Tempo, Campo, Estado e Bacia. Podemos visualizar o painel Destinação da Água, na Figura 12.

Figura 12 - Destinação da Água

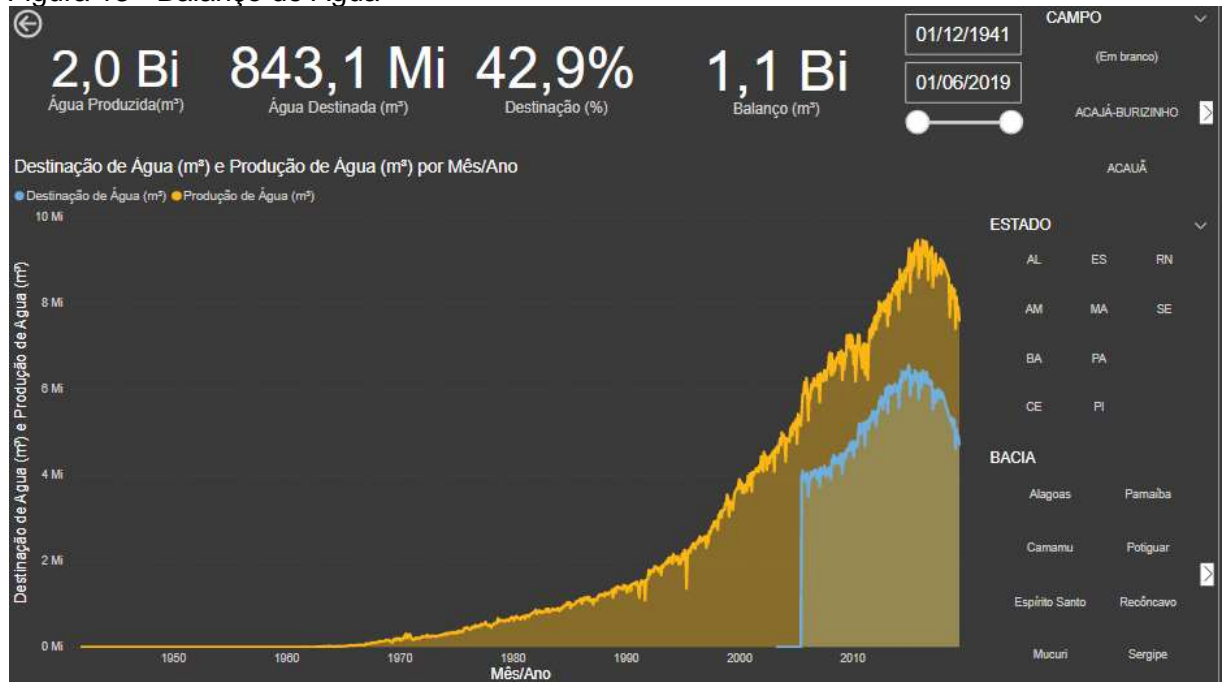


Fonte: Elaboração própria do autor.

A sexta página do relatório é destinada às análises de balanço da água produzida. Foi obtida com a disponibilização de um gráfico de linhas com área, onde são obtidas as series históricas de Destinação de Água (m³), e Produção de Água (m³). Há presença de cartões que apresentam os valores de Água Produzida (m³), Água Destinada (m³), Destinação (%), e Balanço (m³), totalizados. Estão também presentes e disponíveis os filtros para Linha de Tempo, Campo, Estado e Bacia. Podemos visualizar o painel Balanço de Água, na Figura 13.



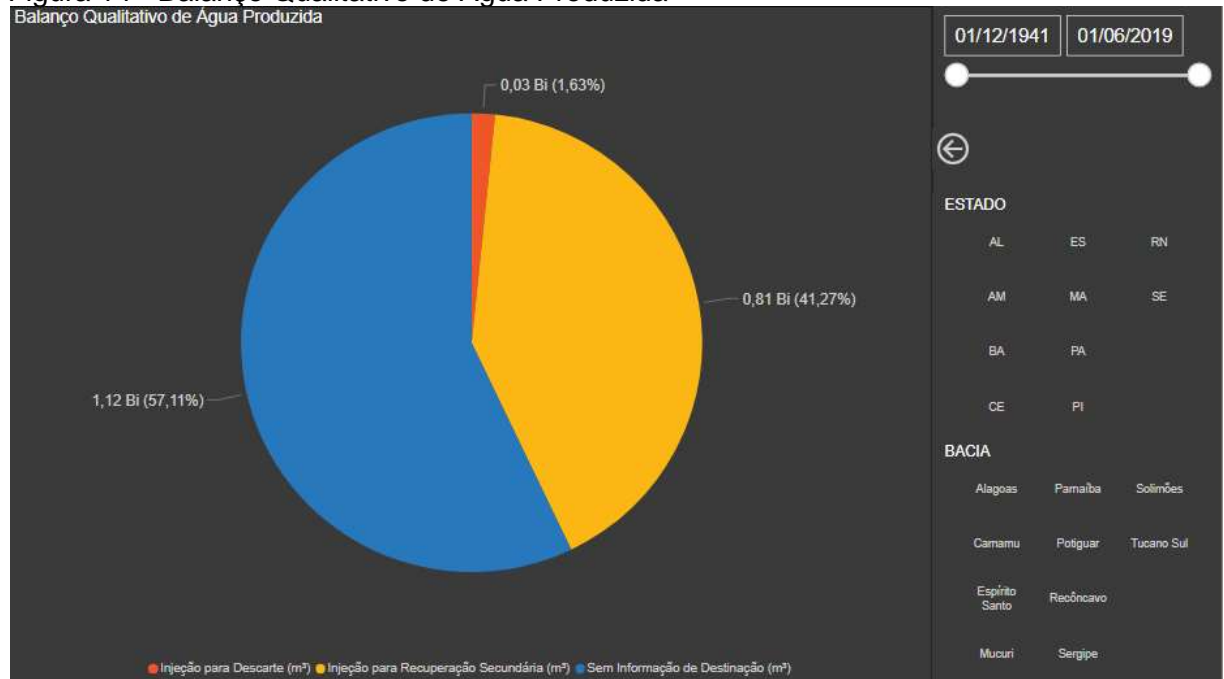
Figura 13 - Balanço de Água



Fonte: Elaboração própria do autor.

A sétima página do relatório é destinada às análises de balanço qualitativo da água produzida. Foi obtida com a disponibilização de um gráfico de pizza, onde são plotados os valores de Injeção para Descarte e para Recuperação secundária, e os volumes de água produzida que não há destinação informada. Estão também presentes e disponíveis os filtros para Linha de Tempo, Estado e Bacia. Podemos visualizar o painel Balanço de Água, na Figura 14.

Figura 14 - Balanço Qualitativo de Água Produzida



Fonte: Elaboração própria do autor.

A oitava página do relatório é destinada a sumarização de informações. Foi obtida com a disponibilização de uma tabela onde as informações das colunas são : Produção de Água (m<sup>3</sup>), Destinação de Água (m<sup>3</sup>), Balanço (m<sup>3</sup>), BSW (%), Destinação (%), Produção de Óleo (m<sup>3</sup>), Produção de Gás Associado (Mm<sup>3</sup>) e Produção de Gás Não Associado (Mm<sup>3</sup>), Injeção de Água para Recuperação Secundária (m<sup>3</sup>) e Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>). Na primeira coluna as informações estão agrupadas por Bacia, sendo possível expandir por Estado, Campo e Operador. Apenas filtro da linha temporal está disponível. É possível visualizar o painel Tabela Resumo, na Figura 15.

Figura 15 - Tabela Resumo

←		01/12/1941	01/06/2019							
Bacia / Estado / Campo / Operador	Produção de Água (m³)	Destinação de Água (m³)	Balanco (m³)	BSW (%)	Destinação (%)	Produção de Óleo (m³)	Produção de Gás Associado (Mm³)	Produção de Gás Não Associado (Mm³)	Injeção de Água para Recuperação Secundária (m³)	Injeção de Água para Descarte (m³)
Alagoas	10.464.519,44	6.377.166,70	4.087.352,74	40,91%	60,94%	14.649.139,00	8.757.148,12	9.527.411,21	4.671.814,19	1.705.352,51
Camamu	12.031,46	4.916,40	7.115,07	30,49%	40,89%	27.281,77	1.311,96	30.900,78	0,00	4.916,40
Espírito Santo	59.342.884,69	31.612.238,38	27.730.646,30	64,99%	53,27%	31.913.159,85	3.608.202,34	2.821.287,18	17.945.458,26	13.666.780,12
Mucuri	29.812,10	0,00	29.812,10	10,23%	0,00%	261.562,00	6.437,30	0,00	0,00	0,00
Parnaíba	20.431,79	14.577,60	5.854,19	100,00 %	71,35%	0,00	0,00	9.631.582,70	0,00	14.577,60
Potiguar	951.119.768,14	232.269.729,10	718.850.039,04	88,54%	24,42%	123.057.714,44	6.354.287,82	889.916,04	231.648.587,57	621.141,53
Recôncavo	545.663.406,85	376.909.699,99	168.753.736,86	68,45%	69,07%	251.284.692,09	48.900.494,44	20.856.251,81	375.398.906,54	1.510.763,45
Sergipe	377.616.271,10	181.334.340,99	196.281.930,11	81,23%	48,02%	87.229.767,15	3.550.434,64	23.217,01	181.327.651,22	6.889,77
Solimões	21.250.371,99	14.599.519,01	6.650.852,98	30,56%	68,70%	46.061.051,13	65.873.411,14	4.582.963,26	154.373,00	14.445.146,01
Tucano Sul	127.702,30	0,00	127.702,30	73,88%	0,00%	27.829,75	12.060,78	2.060.833,44	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>1.965.647.199,86</b>	<b>843.122.158,17</b>	<b>1.122.525.041,68</b>	<b>77,98%</b>	<b>42,89%</b>	<b>554.512.197,17</b>	<b>137.063.788,55</b>	<b>50.434.363,39</b>	<b>811.146.790,78</b>	<b>31.975.367,40</b>

Fonte: Elaboração própria do autor.

## **CAPÍTULO 4 - ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS**

### **4.1 ANÁLISE QUALI-QUANTITATIVA DOS DADOS**

A linha de tempo de análise dos dados começa em dezembro de mil novecentos e quarenta e um, e vai até junho de dois mil e dezenove. Os dados aparecem como dia primeiro de cada mês, contudo, os dados estão totalizados mensalmente, e o dia primeiro apenas foi escolhido para representar o mês.

As bacias foram filtradas para apenas aquelas que apresentavam produção de água de maneira mais elevada em, termos quantitativos, ao longo de todo o período temporal de dados analisados, no contexto onshore. No total, dez bacias foram consideradas, são elas: Alagoas, Camamu, Espírito Santo, Mucuri, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe, Solimões e Tucano Sul.

#### **4.1.1 Produção Água VS Óleo e Gás**

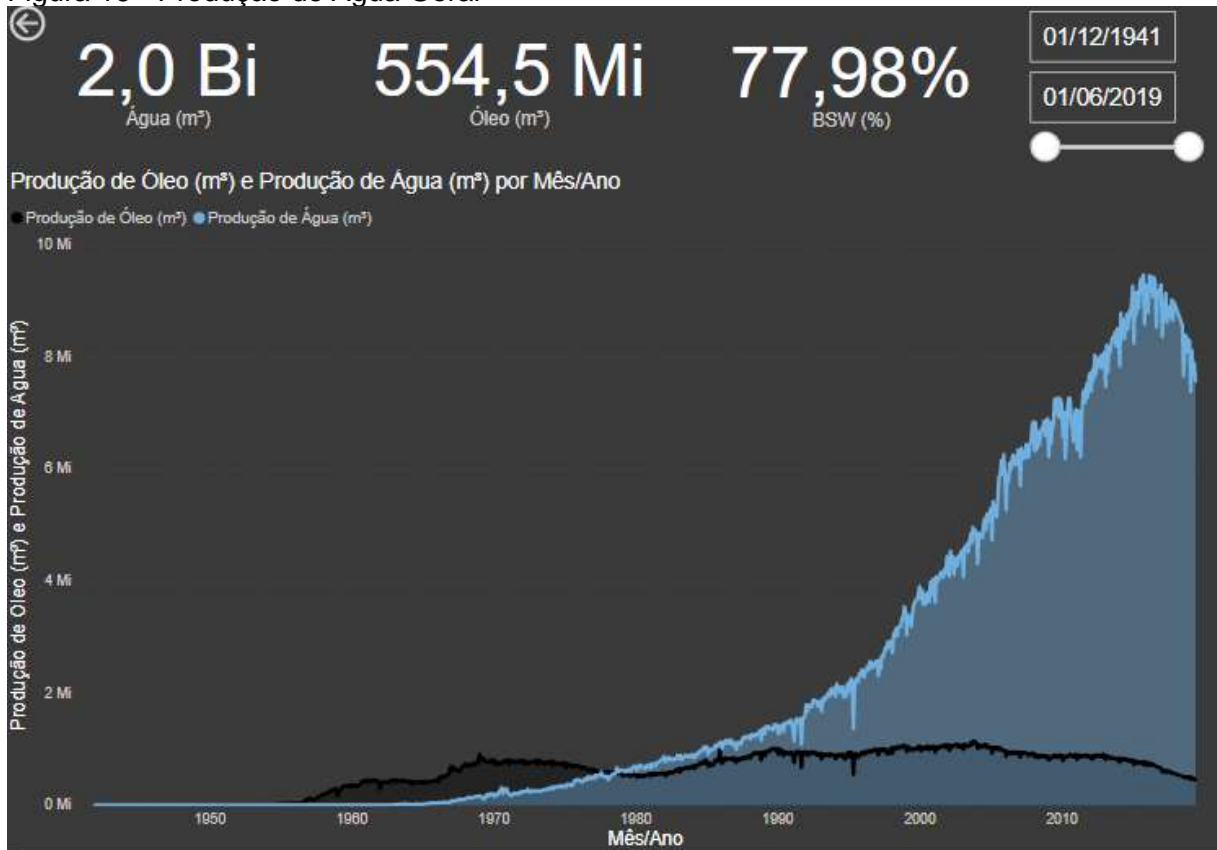
Este capítulo será destinado a discutir o volume de água produzida em campos de óleo e de produção de condensado em campos de gás não associado e campos de óleo de que produzem gás associado. Bem como associar essa produção às localizações em relação a bacias.

##### **4.1.1.1 Água versus Óleo**

Dentro de um contexto de campos produtores de óleo, um montante de 554.5 milhões de metros cúbicos foram produzidos em toda a linha temporal analisada. 2.0 bilhões de água foram produzidas, associadas a essa produção de óleo, chegando a um valor de 77.98% de BSW, ou seja, praticamente 78% de todo montante de fluido produzido por campos produtores de óleo em campos onshore no Brasil, ao longo de toda linha histórica é água produzida.

Se analisarmos a Figura 16, é possível perceber que em meados da década de oitenta, a produção de água começa a superar a produção de óleo, e então crescer de forma exponencial, o que indica a entrada na classificação de bacias maduras.

Figura 16 - Produção de Água Geral



Fonte: Elaboração própria do autor.

Observando a Figura 17, é possível visualizar os volumes totais de água produzida, e os valores em porcentagem que representam a relação entre a produção de óleo e água, também chamados de BSW. É válido ressaltar que a Bacia Parnaíba não produziu óleo no período analisado, ou seja, é produtora de gás não associado, logo, ela não será analisada nessa seção.

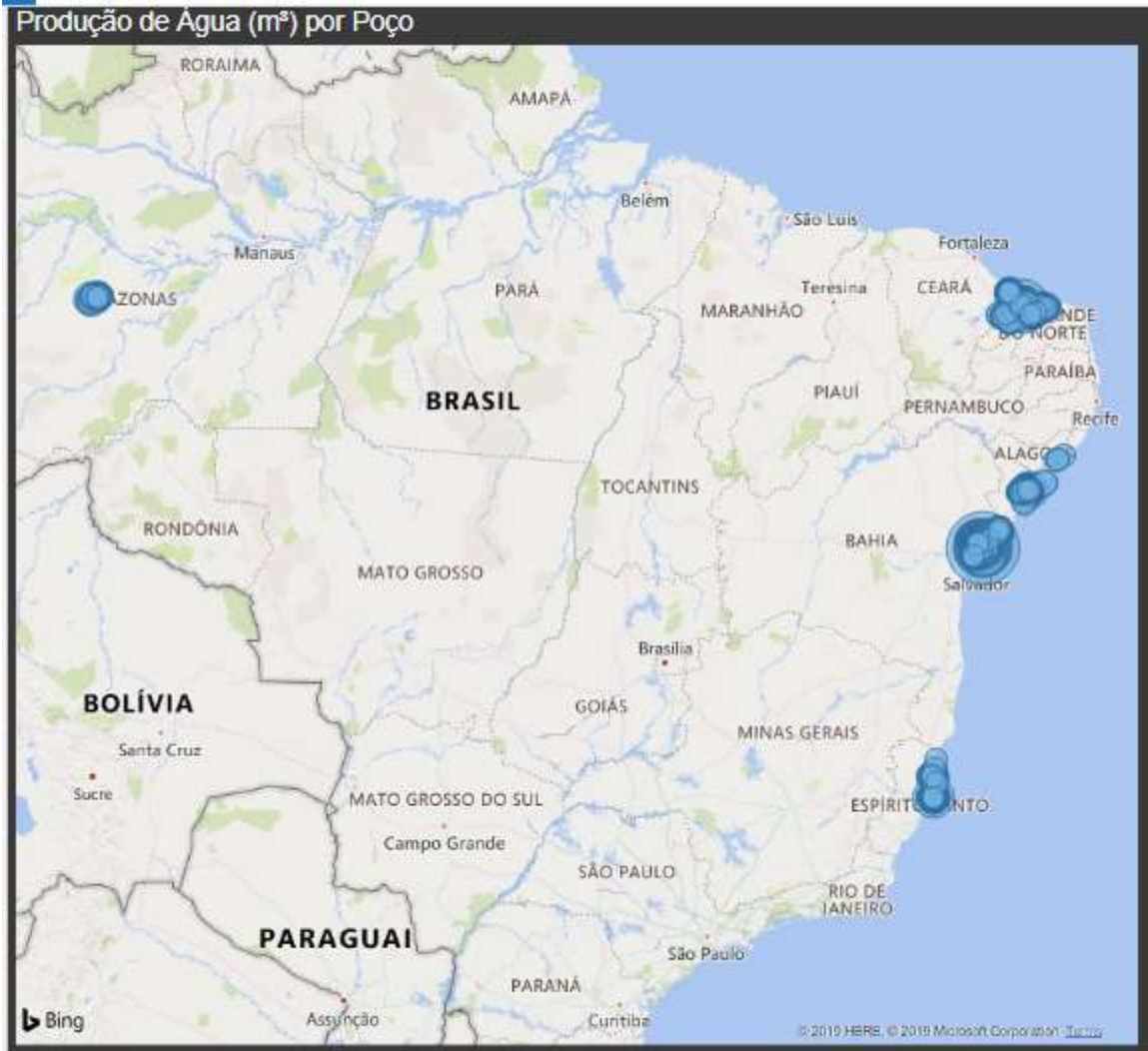
Figura 17 - Produção de Água por Bacia

Bacia / Estado / Campo / Operador	Produção de Água (m³)	Produção de Óleo (m³)	BSW (%)
Alagoas	10.464.519,44	14.649.139,00	40,91%
Camamu	12.031,46	27.281,77	30,49%
Espírito Santo	59.342.884,69	31.913.159,85	64,99%
Mucuri	29.812,10	261.562,00	10,23%
Parnaíba	20.431,79	0,00	100,00%
Potiguar	951.119.768,14	123.057.714,44	88,54%
Recôncavo	545.663.406,85	251.284.692,09	68,45%
Sergipe	377.616.271,10	87.229.767,15	81,23%
Solimões	21.250.371,99	46.061.051,13	30,56%
Tucano Sul	127.702,30	27.829,75	73,68%
<b>Total</b>	<b>1.965.647.199,86</b>	<b>554.512.197,17</b>	<b>77,98%</b>

Fonte: Elaboração própria do autor.

Na Figura 18, através da análise do mapa de produção, conseguimos associar os valores da Figura 17, aos círculos marcados, e entender visualmente, como está distribuída essa produção de água em campos terrestres de petróleo ao longo dos estados brasileiros.

Figura 18 - Mapa de Produção de Água Geral



Fonte: Elaboração própria do autor

A produção de água, ordenada no formato decrescente por volume produzido de cada bacia pode ser vista na Tabela 1. Assim como a produção de óleo na Tabela 2 e, na Tabela 3 a ordenação de Bacia por BSW.

Tabela 1 - Produção de Água por Bacia

<b>Posição</b>	<b>Bacia</b>	<b>Volume (m³)</b>	<b>(% do Total)</b>
1º	Potiguar	951.119.768,14	48,3871%
2º	Recôncavo	545.663.406,85	27,7600%
3º	Sergipe	377.616.271,10	19,2108%
4º	Espírito Santo	59.342.884,69	3,0190%
5º	Solimões	21.250.371,99	1,0811%
6º	Alagoas	10.464.519,44	0,5324%
7º	Tucano Sul	127.702,30	0,0065%
8º	Mucuri	29.812,10	0,0015%
9º	Camamu	12.031,46	0,0006%

Fonte: Elaboração própria do autor.

Tabela 2 - Produção de Óleo por Bacia

<b>Posição</b>	<b>Bacia</b>	<b>Volume (m³)</b>	<b>(% do Total)</b>
1º	Recôncavo	251.284.692,09	45,3164%
2º	Potiguar	123.057.714,44	22,1921%
3º	Sergipe	87.229.767,15	15,7309%
4º	Solimões	46.061.051,13	8,3066%
5º	Espírito Santo	31.913.159,85	5,7552%
6º	Alagoas	14.649.139,00	2,6418%
7º	Mucuri	261.562,00	0,0472%
8º	Tucano Sul	27.829,75	0,0050%
9º	Camamu	27.281,77	0,0006%

Fonte: Elaboração própria do autor.



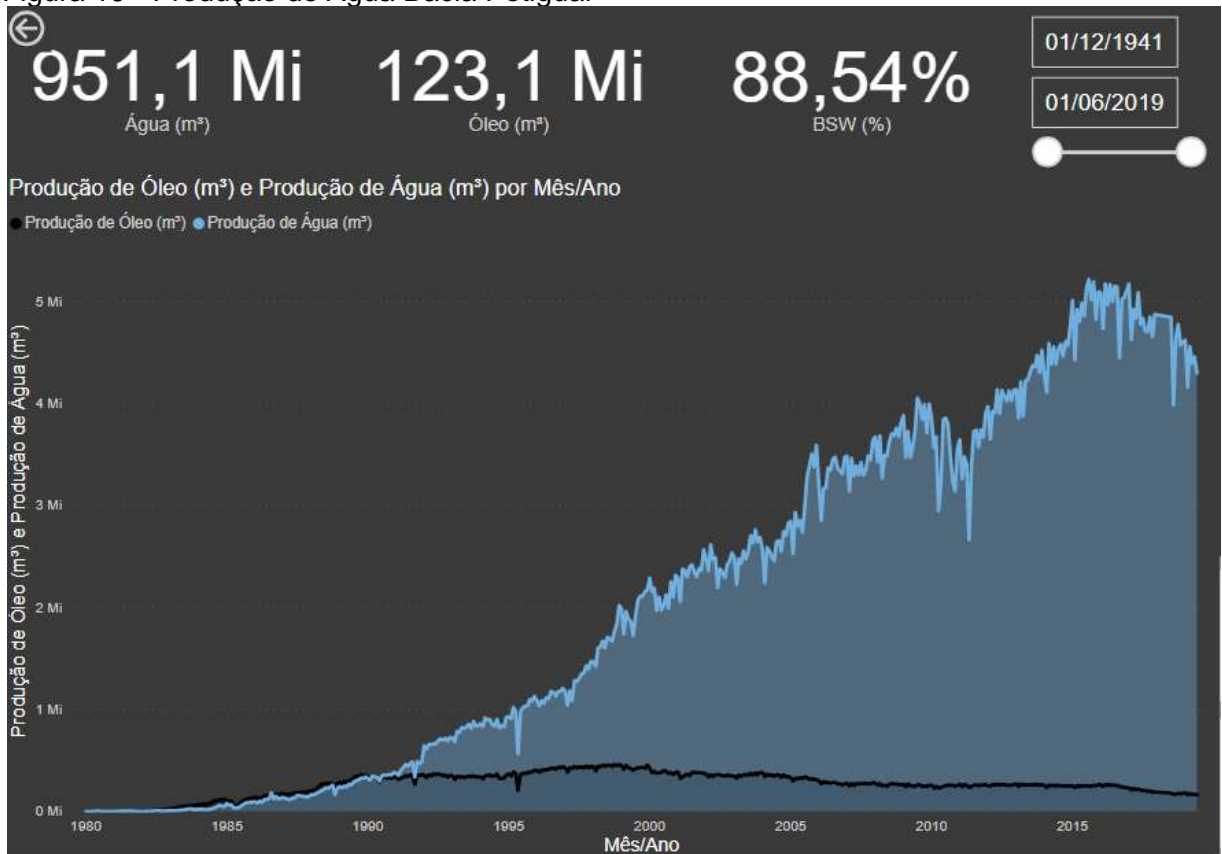
Tabela 3 - BSW por Bacia

<b>Posição</b>	<b>Bacia</b>	<b>BSW (%)</b>
1º	Potiguar	88,54%
2º	Sergipe	81,23%
3º	Tucano Sul	73,68%
4º	Recôncavo	68,45%
5º	Espírito Santo	64,99%
6º	Alagoas	40,91%
7º	Solimões	30,56%
8º	Camamu	30,49%
9º	Mucuri	10,23%

Fonte: Elaboração própria do autor.

A Bacia Potiguar aparece como a maior produtora de água em termos de volume. Aproximadamente 48% de toda a produção de água é produzida por esta bacia, em termos quantitativos, 951.1 milhões de metros cúbicos foram produzidos. Contudo, em óleo sua produção não ultrapassa 22,19% do total, ocupando então a segunda posição, com 123.1 milhões de metros cúbicos produzidos. Com estes números, a bacia Potiguar apresenta o maior BSW entre as bacias terrestres, com 88.54%, o que representa aproximadamente 10 pontos percentuais acima da média de todas as bacias. A Figura 19 apresenta a linha temporal com os números relativos à produção de água e óleo na Bacia Potiguar, e as Figuras 20 e 21 apresentam os números estratificados para os estados do Rio Grande do Norte e Ceará, que compõem esta bacia. As Figuras 22, 23 e 24 apresentam a distribuição espacial dos poços produtores da bacia em geral e, de cada estado. Válido lembrar que, o tamanho dos círculos é proporcional a produção de água.

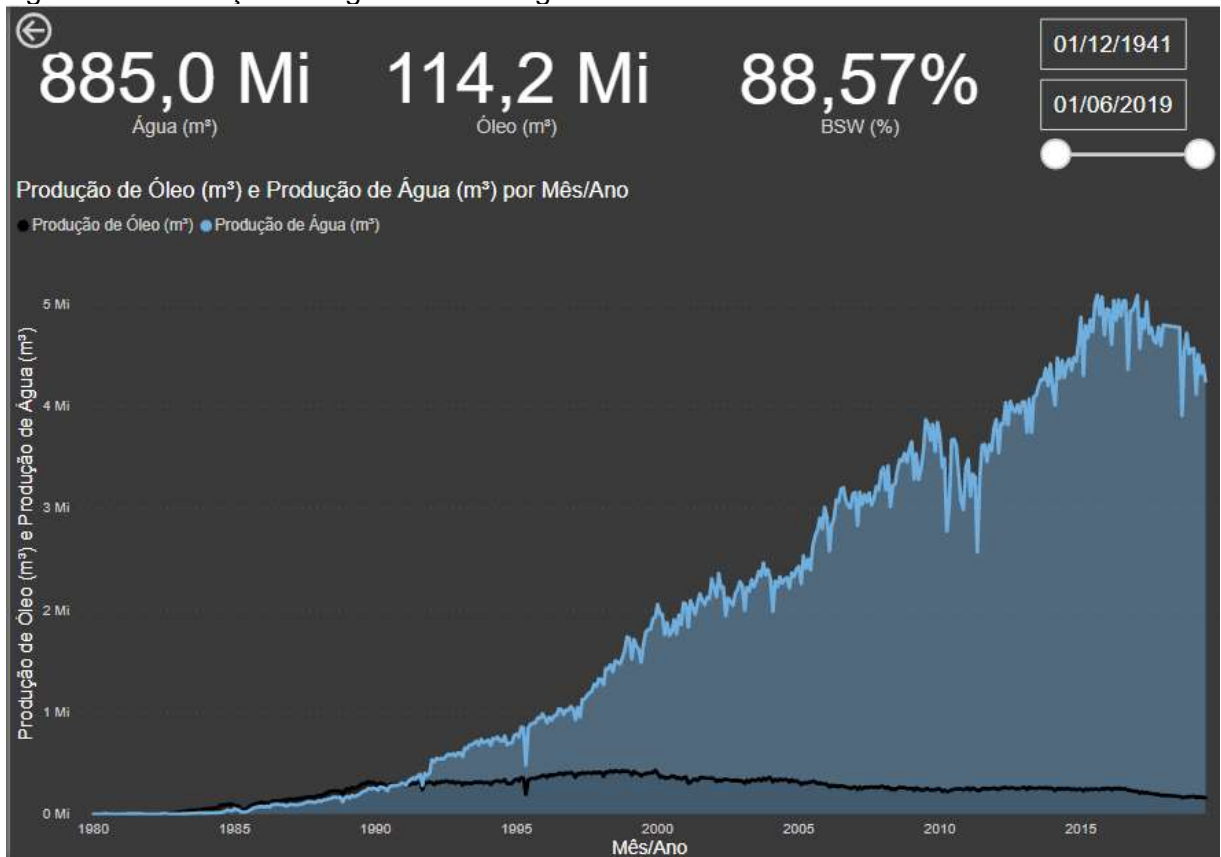
Figura 19 - Produção de Água Bacia Potiguar



Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 19, é possível observar que no início da década de 90 a produção de água começa a ultrapassar a produção de óleo, e no primeiro ano do século 20 a produção de óleo começa a diminuir. O comportamento do gráfico é semelhante ao gráfico de produção geral, e esta bacia pode ser considerada uma bacia madura.

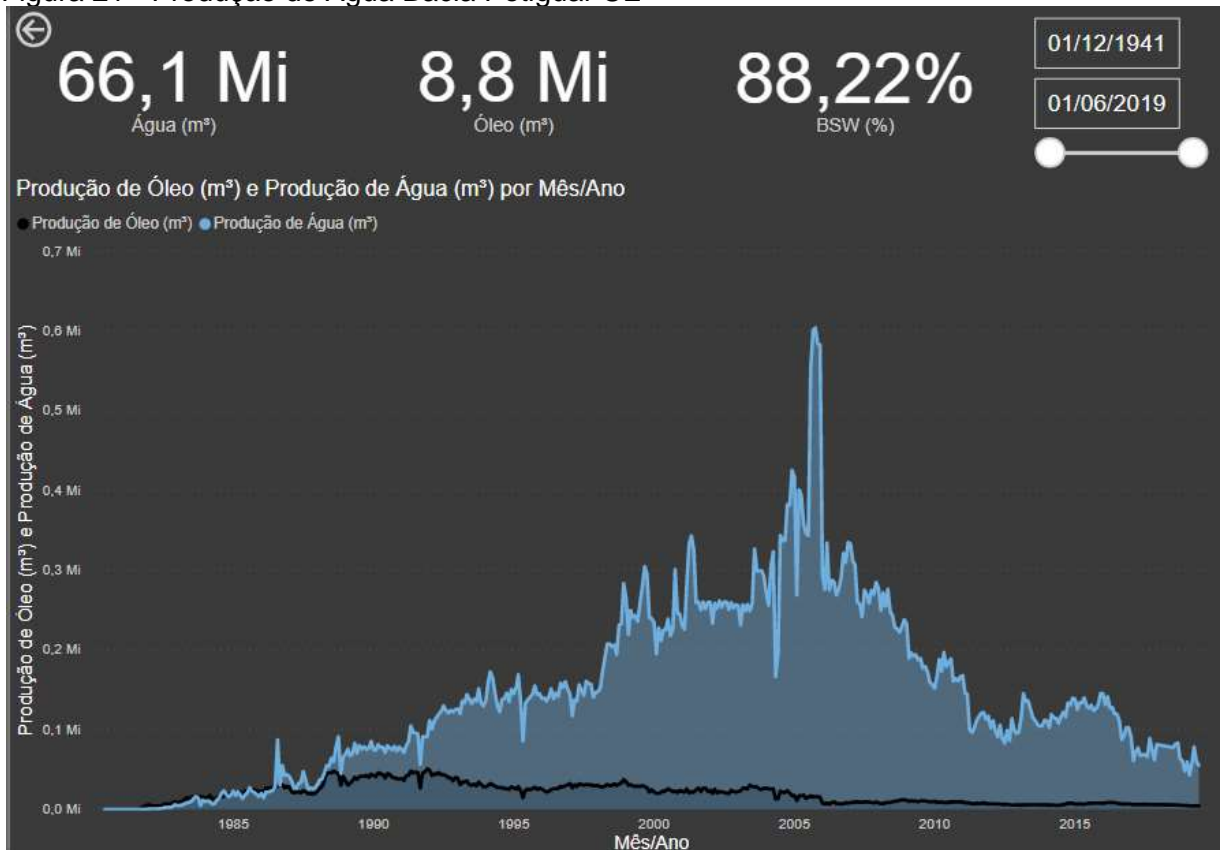
Figura 20 - Produção de Água Bacia Potiguar RN



Fonte: Elaboração própria do autor.

Analisando a Figura 20, é possível observar que o comportamento da bacia para exploração no contexto do Rio Grande do Norte, acompanha a tendência da bacia, e representa 93% da produção total desta em termos de água e em termos de óleo, com o BSW em 88%, semelhante ao da bacia num contexto geral.

Figura 21 - Produção de Água Bacia Potiguar CE



Fonte: Elaboração própria do autor.

Analisando a Figura 21, é possível observar que o comportamento da bacia no contexto de exploração do estado do Ceará é pouco diferente do comportamento geral da bacia e da média geral das bacias, isso porque a produção de água atinge um pico no final de 2005 e posteriormente assume uma tendência de queda, porém ainda apresenta valores superiores ao de produção de óleo, o que pode ser visto facilmente pelo BSW, com os mesmos 88%. A tendência do Ceará não é representativa no contexto geral da bacia porque representa apenas 7% da produção em termos de água e, em termos de óleo.

Figura 22 - Mapa de Produção de Água da Bacia Potiguar  
Produção de Água (m<sup>3</sup>) por Poço

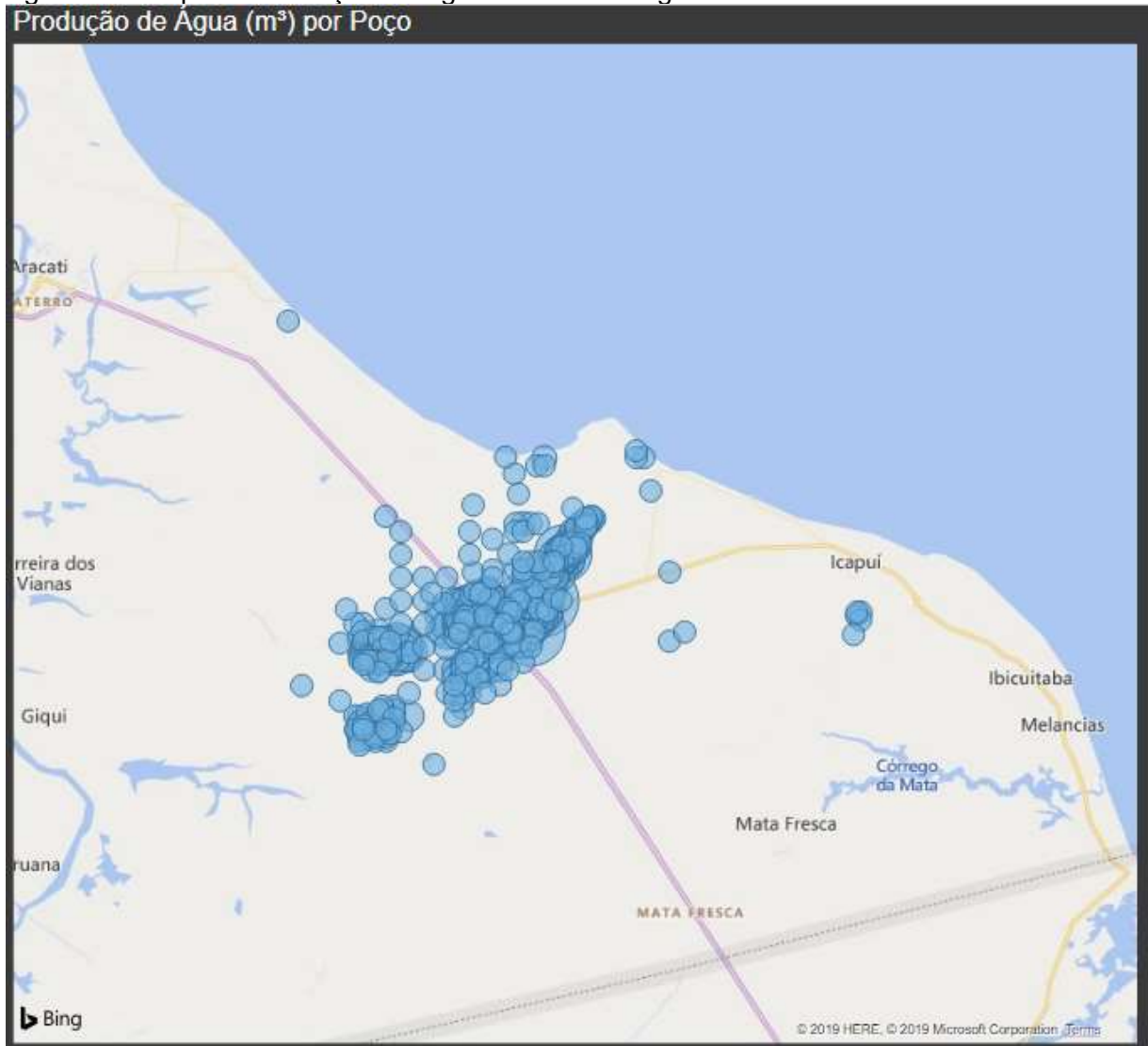


Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 22, é possível observar que a maioria da produção de água, e conseqüentemente de óleo desta bacia, está no estado do Rio Grande do Norte, com 885 milhões de metros cúbicos. Enquanto, uma pequena parte, 66.1 milhões de metros cúbicos é responsabilidade do Ceará. Os poços produtores do estado do Ceará, são aqueles que aparecem no mapa próximos a cidade de Icapuí. As Figuras 23 e 24 detalham melhor a produção da Bacia Potiguar para cada um destes estados.



Figura 24 - Mapa de Produção de Água da Bacia Potiguar CE  
Produção de Água (m<sup>3</sup>) por Poço



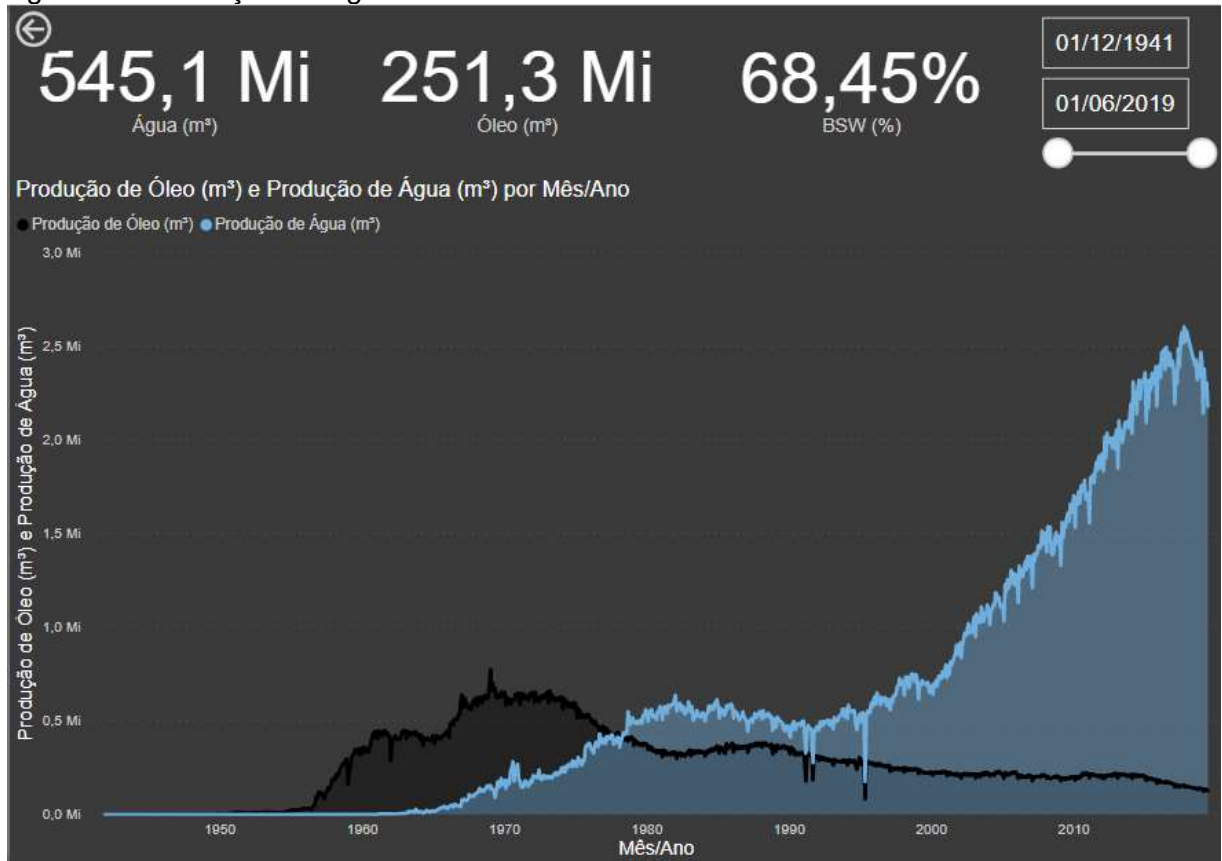
Fonte: Elaboração própria do autor.

A Bacia Recôncavo aparece como a segunda maior produtora de água em termos de volume. Aproximadamente 28% de toda a produção de água é produzida por esta bacia, em termos quantitativos, 545.1 milhões de metros cúbicos foram produzidos. Contudo, em óleo sua produção ocupa a primeira posição, com 45.32% do total, correspondentes a 251.3 milhões de metros cúbicos produzidos, maior que o dobro produzido pelo segundo lugar, a bacia Potiguar. Com estes números, a bacia Recôncavo apresenta o quarto maior BSW entre as bacias terrestres, com 68.45% de média, o que representa aproximadamente 10 pontos percentuais abaixo da média de todas as bacias, sendo esta, uma bacia representativa em produção de óleo. A Figura 25 apresenta a linha temporal com os números relativos à produção de água



e óleo na Bacia Recôncavo, enquanto a Figura 26 apresenta a distribuição espacial dos seus poços produtores, no contexto do estado da Bahia.

Figura 25 - Produção de Água Bacia Recôncavo

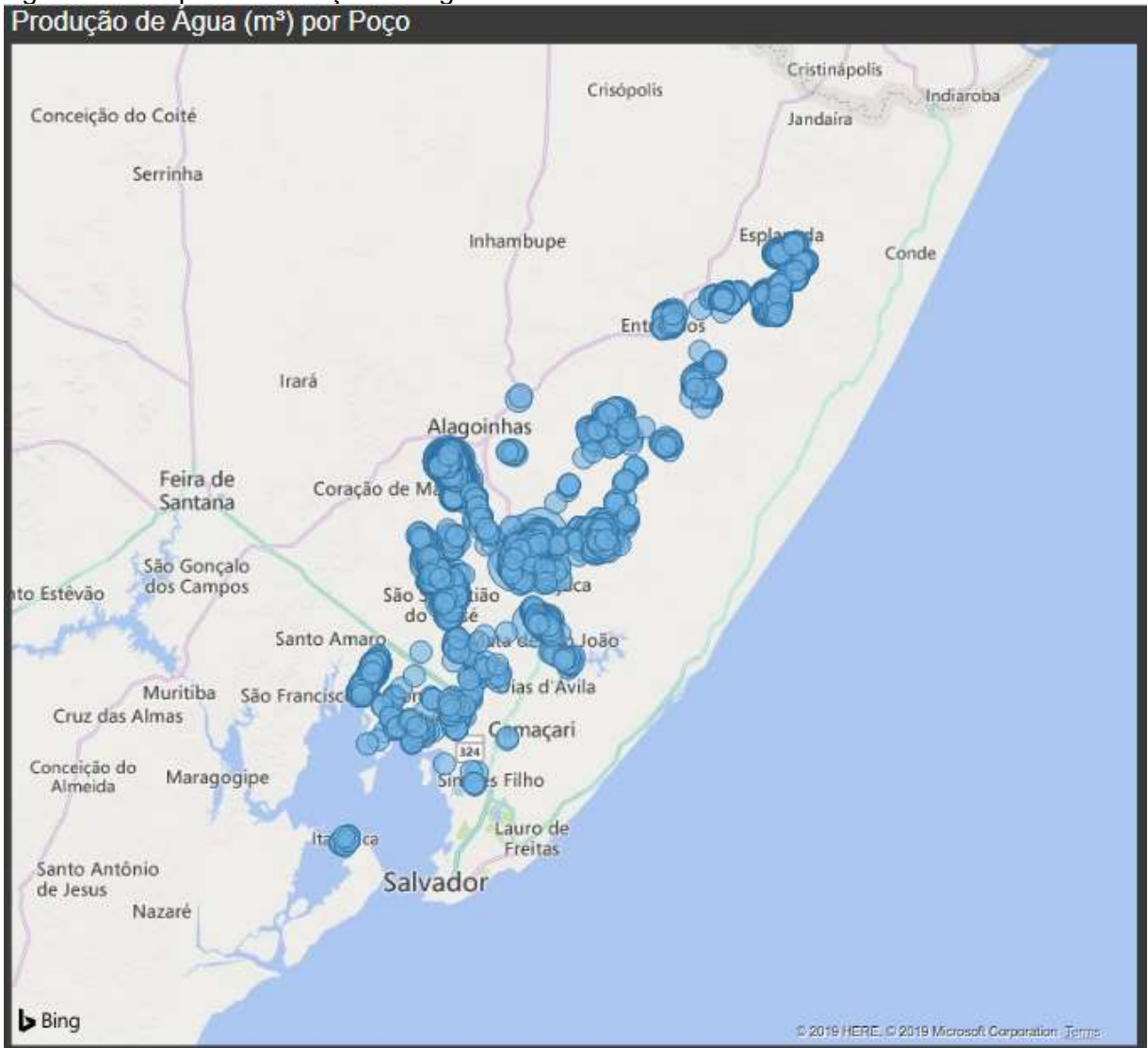


Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 25, é possível observar que em meados da década de 80 a produção de água começa a ultrapassar a produção de óleo, bem como a produção de óleo começa a declinar, invertendo o comportamento. A tendência observada no gráfico é semelhante ao gráfico de produção geral, e esta bacia pode ser considerada uma bacia madura.



Figura 26 - Mapa de Produção de Água da Bacia Recôncavo  
Produção de Água (m³) por Poço



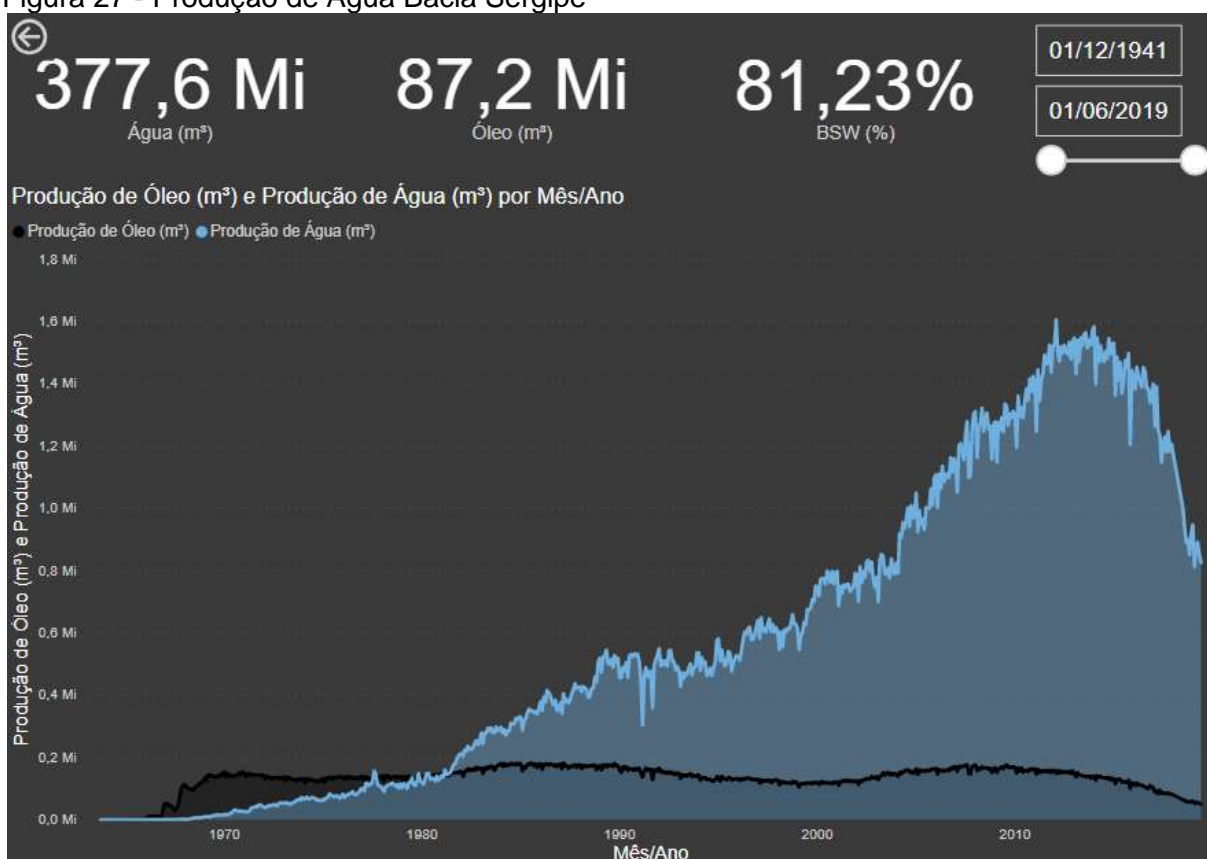
Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 26, é possível observar que a produção desta bacia, está localizada muito próximo a capital da Bahia, se estendendo dos municípios de Esplanada a Itaparica, atingindo a Alagoinhas no interior do Estado.

A Bacia Sergipe aparece como a terceira maior produtora de água em termos de volume. Aproximadamente 19% de toda a produção de água é produzida por esta bacia, em termos quantitativos, 377.6 milhões de metros cúbicos foram produzidos. De maneira semelhante, em termos de óleo sua produção ocupa também a terceira posição, com 15.73% do total, correspondentes a 87.2 milhões de metros cúbicos produzidos. Estes volumes estão próximos de 1/3 dos números de produção da Bacia Potiguar. Em termos de BSW, a bacia Sergipe apresenta o segundo maior valor entre

as bacias terrestres, com 81.23% de média, próximo do valor médio de todas as bacias. A Figura 27 apresenta a linha temporal com os números relativos à produção de água e óleo na Bacia Sergipe, enquanto a Figura 28 apresenta a distribuição espacial dos seus poços produtores, no contexto do estado de Sergipe. A bacia Sergipe também apresenta poços nos estados da Bahia e de Alagoas, contudo, na Bahia, não constam volumes de produção, e em Alagoas, constam apenas dois poços, com produção entre abril e setembro de 1960, com volumes que não chegam a 100 metros cúbicos, devido a isso, apenas o estado de Sergipe foi considerado neste estudo para esta bacia especificamente.

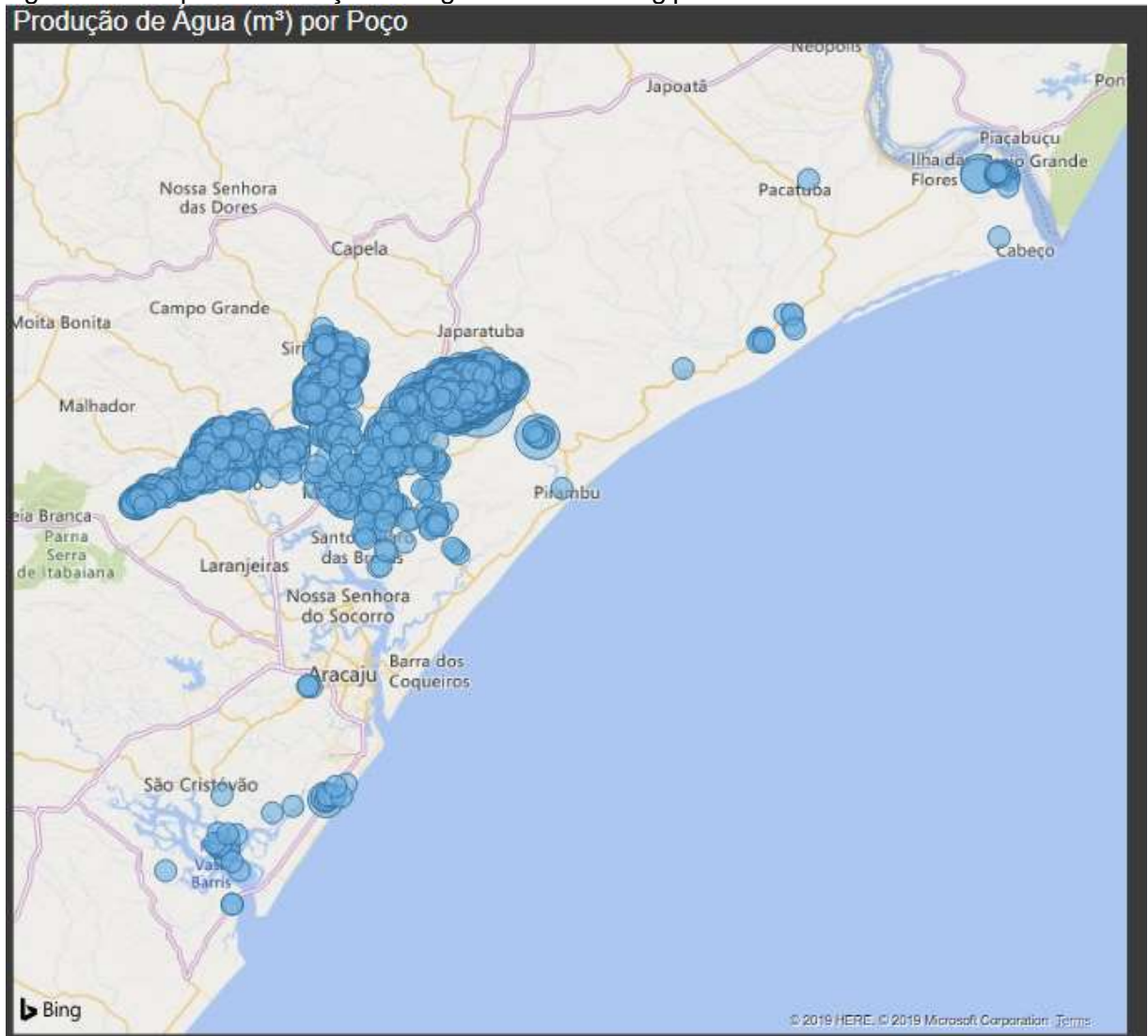
Figura 27 - Produção de Água Bacia Sergipe



Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 27, é possível observar que em meados da década de 80 a produção de água começa a ultrapassar a produção de óleo, bem como a produção de óleo começa a sofrer um leve declínio. A tendência observada no gráfico é semelhante ao gráfico de produção geral, e esta bacia pode ser considerada uma bacia madura.

Figura 28 - Mapa de Produção de Água da Bacia Sergipe



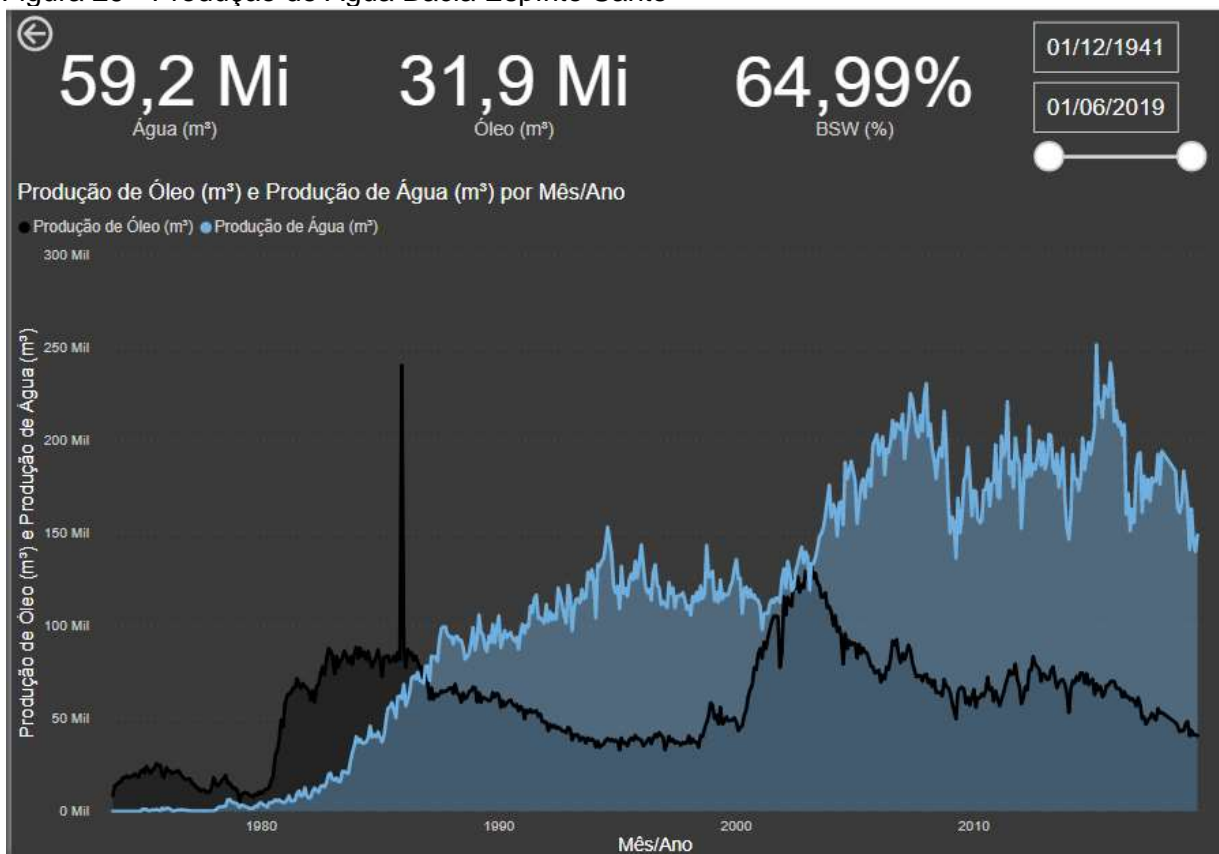
Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 28, é possível observar que a produção desta bacia apresenta uma certa produção localizada, com pequenas dispersões em termos espaciais, com a capital fora do centro produtor neste contexto.

A Bacia Espírito Santo aparece como a quarta maior produtora de água em termos de volume. Aproximadamente 3% de toda a produção de água é produzida por esta bacia, em termos quantitativos, 59.3 milhões de metros cúbicos foram produzidos. Em termos de óleo sua produção ocupa quinta posição, com 5.76% do total, correspondentes a 31.9 milhões de metros cúbicos produzidos. De maneira semelhante em termos de BSW, ela apresenta o quinto maior valor entre as bacias

terrestres, com 64.99% de média, valor próximo à Bacia do Recôncavo, contudo, esta última começou a produzir óleo cerca de 20 anos antes. A Figura 29 apresenta a linha temporal com os números relativos à produção de água e óleo na Bacia Espírito Santo, enquanto a Figura 30 apresenta a distribuição espacial dos seus poços produtores, no contexto do estado do Espírito Santo. Esta Bacia também apresenta poços no estado da Bahia, contudo, na Bahia, não constam volumes de produção, e devido a isso, apenas o estado do Espírito Santo foi considerado neste estudo para esta bacia especificamente.

Figura 29 - Produção de Água Bacia Espírito Santo

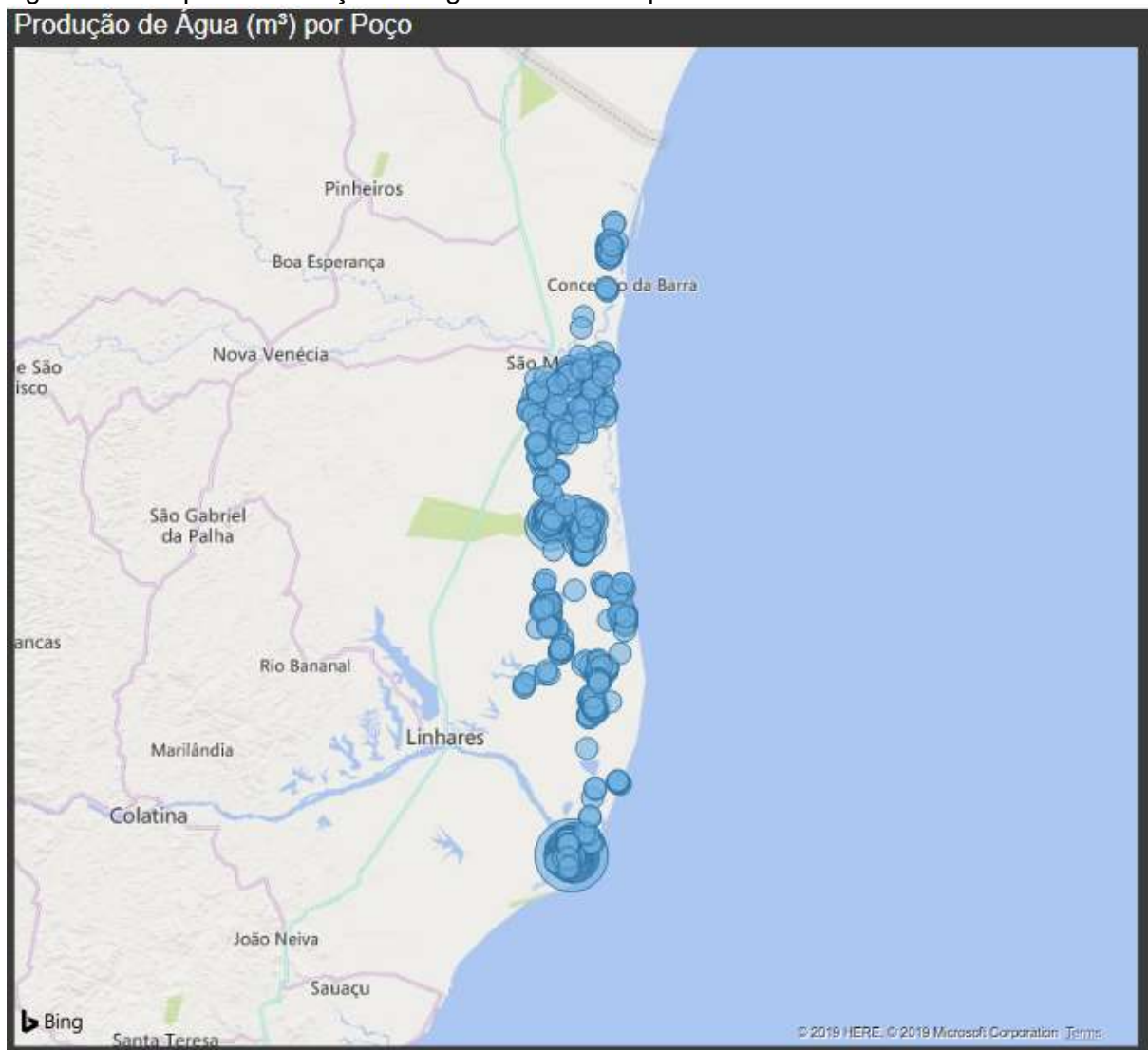


Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 29, é possível observar que já no final da década de 80 a produção de água começa a ultrapassar a produção de óleo, bem como a produção de óleo começa a sofrer um leve declínio. No ano 2000 a tendência sofre uma inversão até o fim de 2003, uma vez a produção de água e óleo são bem próximas, neste período. Posteriormente, a tendência volta a ser a anterior ao período citado, e muito mais água é produzida do que óleo, se comportando de maneira

semelhante a tendência geral, sendo então a partir daí, considerada uma bacia madura. Existe um ponto de produção de óleo em dezembro de 1985 com 240 mil metros cúbicos que está extremamente destoante dos valores vizinhos, os quais não ultrapassam os 100 mil metros cúbicos, desta maneira, é possível que este valor tenha sido cadastrado equivocadamente.

Figura 30 - Mapa de Produção de Água da Bacia Espírito Santo



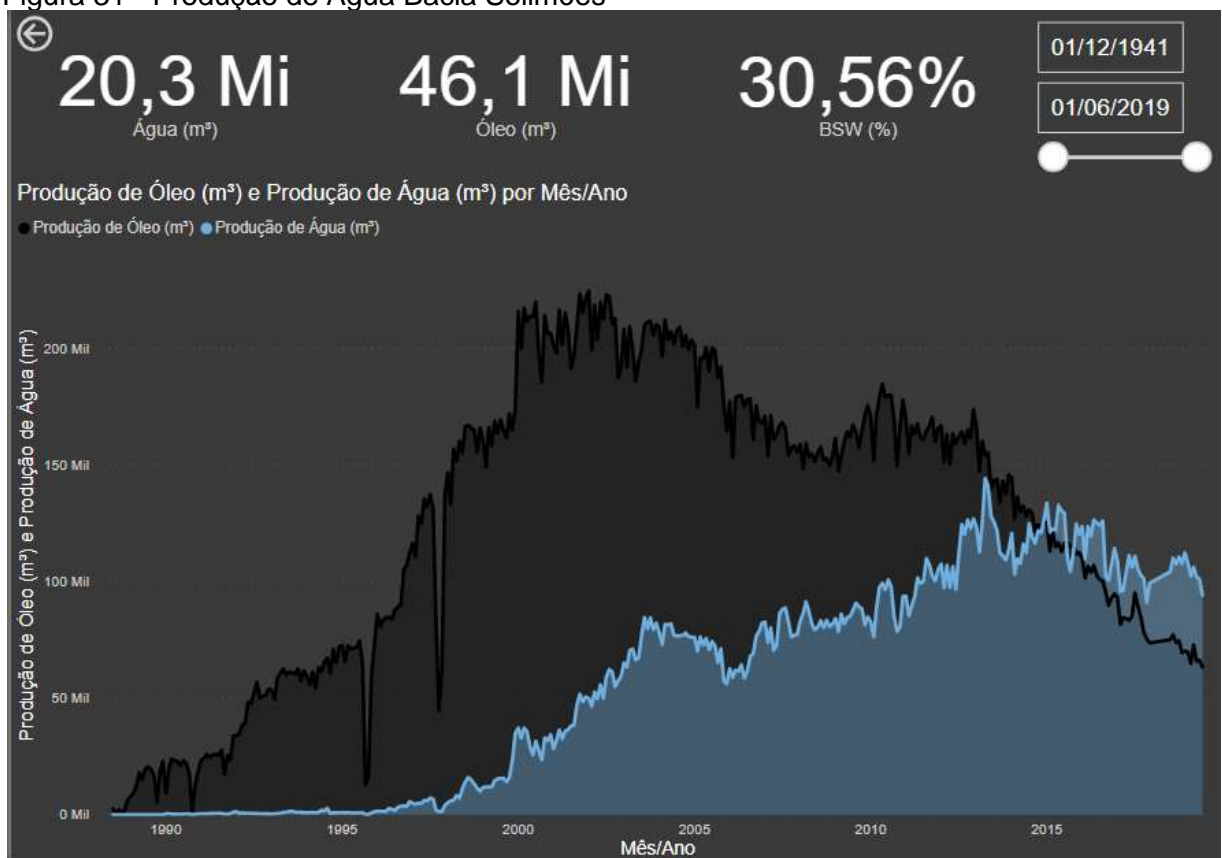
Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 30, é possível observar que a produção desta bacia está distribuída de maneira centralizada na costa, sem adentrar muito o interior do estado do Espírito Santo. Um poço na porção inferior do mapa, apresenta uma alta produção de água, como a área do círculo pode indicar.



A Bacia Solimões aparece como a quinta maior produtora de água em termos de volume. Aproximadamente 1% de toda a produção de água é produzida por esta bacia, em termos quantitativos, 10.4 milhões de metros cúbicos foram produzidos. Em termos de óleo sua produção ocupa a quarta posição, com 8.31% do total, correspondentes a 46.1 milhões de metros cúbicos produzidos, ultrapassando a produção da Bacia Espírito Santo. Em termos de BSW, ela apresenta o terceiro menor valor entre as bacias terrestres, com 30.56% de média, valor aproximadamente igual ao segundo menor. Esse BSW, traduz que essa bacia produziu um pouco mais de duas vezes mais óleo que água, o que indica a probabilidade de alto potencial de produção de óleo da bacia. A Figura 31 apresenta a linha temporal com os números relativos à produção de água e óleo na Bacia Solimões, enquanto a Figura 32 apresenta a distribuição espacial dos seus poços produtores, no contexto do estado do Amazonas.

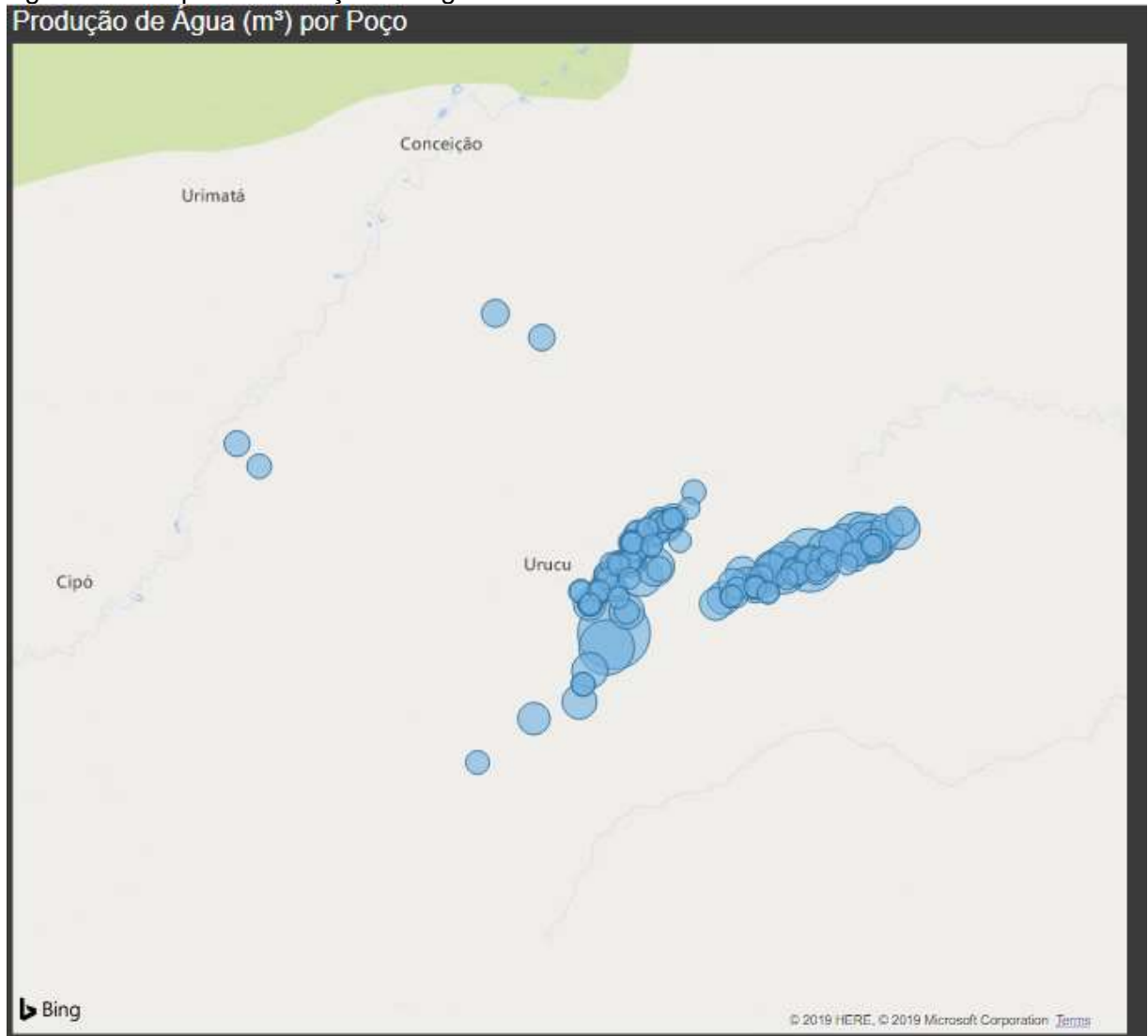
Figura 31 - Produção de Água Bacia Solimões



Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 29, é possível observar que a produção desta bacia inicia no final da década de 80. A maturidade do campo, ou seja, a produção de água começa a ultrapassar a produção de óleo, bem como a produção de óleo começa a sofrer um leve declínio, começa a ocorrer em 2015, indicando uma inversão de tendência muito recente. Ainda com a observação de alteração da tendência é válido destacar que o volume produzido de água ainda é muito próximo da produção de óleo.

Figura 32 - Mapa de Produção de Água da Bacia Solimões



Fonte: Elaboração própria do autor.

Com a análise da Figura 32, é possível observar que a produção desta bacia está distribuída de maneira extremamente centralizada no entorno de um município, Urucu, sem muita variabilidade.

As Bacias Alagoas, Tucano Sul, Mucuri e Camamu juntas, não somam 1% de todo o volume produzido de água, e, por este motivo foram desconsiderados para as análises de produção de água versus produção de óleo.

#### 4.1.1.2 Condensado versus Gás

Dentro de um contexto de campos produtores de gás natural, um montante de 50.4 milhões de mil metros cúbicos de gás natural não associado e, 137.1 milhões de mil metros cúbicos de gás natural associado foram produzidos em toda a linha temporal analisada. O volume total produzido de condensado é de 2.1 milhões de metros cúbicos, esse valor, no entanto, representa apenas 0.11% de todo o volume de água produzida, devido a isso, o volume foi considerado irrelevante para o contexto geral de produção de água.

Se analisarmos a Figura 33, é possível perceber que em meados do final da década de 50 a produção começa a se tornar aparente no gráfico, com uma tendência de crescimento aparente que segue até os dias atuais, e a produção de condensando, praticamente não aparece, se tornando irrelevante nesta análise.

Figura 33 - Mapa de Produção de Condensado



Fonte: Elaboração própria do autor.



Observando a Figura 34, é possível visualizar os volumes produzidos de condensado em relação as bacias, bem como a produção de gás não associado e associado.

Figura 34 - Produção de Condensado Geral

Bacia / Estado / Campo / Operador	Produção de Condensado (m³)	Produção de Gás Associado (Mm³)	Produção de Gás Não Associado (Mm³)
☒ Solimões	979.215,88	65.873.411,14	4.592.963,26
☒ Recôncavo	539.870,08	48.900.494,44	20.856.251,81
☒ Alagoas	323.242,07	8.757.148,12	9.527.411,21
☒ Espírito Santo	97.760,95	3.608.202,34	2.821.287,18
☒ Potiguar	56.070,37	6.354.287,82	889.916,04
☒ Tucano Sul	49.814,81	12.060,78	2.060.833,44
☒ Parnaíba	18.921,13	0,00	9.631.582,70
☒ Camamu	62,69	1.311,96	30.900,76
☒ Mucuri	0,00	6.437,30	0,00
☒ Sergipe	0,00	3.550.434,64	23.217,01
<b>Total</b>	<b>2.064.957,98</b>	<b>137.063.788,55</b>	<b>50.434.363,39</b>

Fonte: Elaboração própria do autor.

A Bacia Solimões é a maior produtora de condensado entre as bacias terrestres, sendo também a maior produtora de Gás Associado. A Bacia Recôncavo aparece como a segunda maior produtora de condensado e como maior produtora de Gás Não Associado, com praticamente o dobro da produção das Bacias Alagoas e Parnaíba que se encontram aproximadamente empatados em segundo lugar. A Bacia Alagoas também apresenta volume representativo dentro do contexto de produção de condensado, em terceiro lugar em produção de condensado e Gás Associado, já a produção de Gás Não Associado, encontra-se em segundo lugar. As Outras bacias, apresentam produção de condensado muito baixa. No entanto, podemos destacar a produção de Gás Não Associado da Bacia Parnaíba, lembrando que esta é uma bacia que produz exclusivamente gás. Esta bacia encontra-se empatada com a Bacia Alagoas em termos de volume de Gás Não Associado e em sétimo lugar na produção

de condensado, com menos de 20.000 mil metros cúbicos produzidos em volumes acumulados dentro do período analisado.

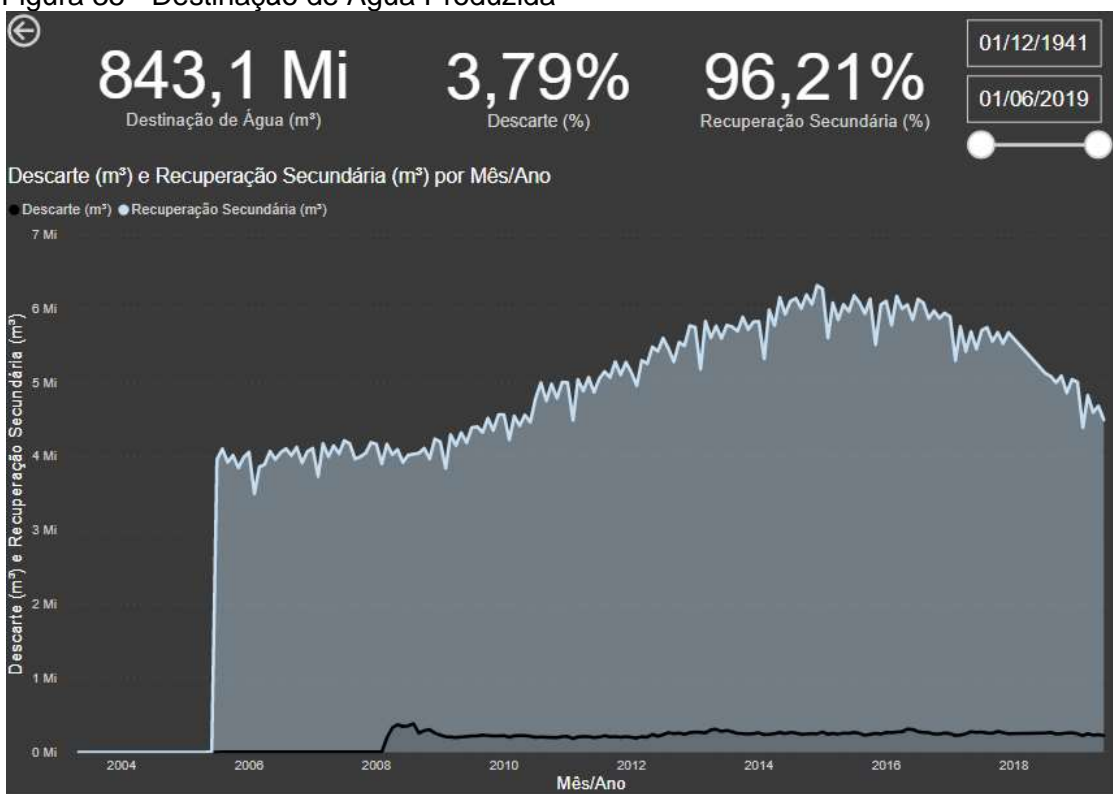
#### 4.1.2 Destinação da Água Produzida

Este capítulo será destinado a discutir o quantitativo de água produzida que são destinados para as finalidades disponíveis de acordo com os dados obtidos da ANP, as quais podem ser Injeção para “Descarte” ou “Recuperação Secundária”.

Dentro de um contexto geral da destinação de água em campos terrestres de petróleo, um montante de 843.1 milhões de metros cúbicos foram destinados para uma das duas opções de emissão disponíveis. Deste volume, 3.79% foram descartados enquanto 96.21% foi utilizado para recuperação secundária das bacias.

Se analisarmos a Figura 35, é possível perceber que apenas a partir de 2005 temos os primeiros registros de destinação de água. Em junho de 2005, sendo mais específico, o primeiro registro de destinação de água, com injeção para recuperação secundária com 1.6 mil metros cúbicos. Em agosto dele, começam os registros de destinação para descarte.

Figura 35 - Destinação de Água Produzida



Fonte: Elaboração própria do autor.

Observando a Figura 36, é possível visualizar os volumes totais de água destinada, e os quantitativos para cada destino.

Figura 36 - Destinação de Água por Bacia

Bacia / Estado / Campo / Operador	Destinação de Água (m³)	Injeção de Água para Recuperação Secundária (m³)	Injeção de Água para Descarte (m³)
Recôncavo	376.909.669,99	375.398.906,54	1.510.763,45
Potiguar	232.269.729,10	231.648.587,57	621.141,53
Sergipe	181.334.340,99	181.327.651,22	6.689,77
Espírito Santo	31.612.238,38	17.945.458,26	13.666.780,12
Solimões	14.599.519,01	154.373,00	14.445.146,01
Alagoas	6.377.166,70	4.671.814,19	1.705.352,51
Parnaíba	14.577,60	0,00	14.577,60
Camamu	4.916,40	0,00	4.916,40
Mucuri	0,00	0,00	0,00
Tucano Sul	0,00	0,00	0,00
<b>Total</b>	<b>843.122.158,17</b>	<b>811.146.790,78</b>	<b>31.975.367,40</b>

Fonte: Elaboração própria do autor.

A Bacia do Recôncavo é responsável pela maior destinação de água produzida dentro do período analisado, lembrando que a Bacia Potiguar é a maior produtora de água. Na sequência as bacias, seguem a mesma disposição de classificação em relação a produção de água. A Bacia Recôncavo é a bacia que mais injetou água para recuperação secundária, enquanto a Solimões a que menos destinou para este fim. Em contrapartida, a Bacia Solimões é a mais representativa dentre as bacias que descartaram, e a Camamu, a com menor volume destinado para este fim. É válido ressaltar que apenas volumes acima de zero foram considerados.

As Bacias Espírito Santo e Alagoas chamam atenção pelo fato de boa parte da água ser descartada, e as Bacias Solimões, Parnaíba e Camamu, praticamente toda a água produzida é descartada. Desta maneira, atenção é chamada para o fato de que a busca por recuperação da pressão destas bacias não é restabelecida por injeção de água produzida, uma vez que estas bacias alcançaram a maturidade recentemente. Já as três maiores bacias produtoras, praticamente destinam a água

para a recuperação secundária, indicando uma maturidade mais antiga, e a necessidade de água produzida para manter a produção de óleo.

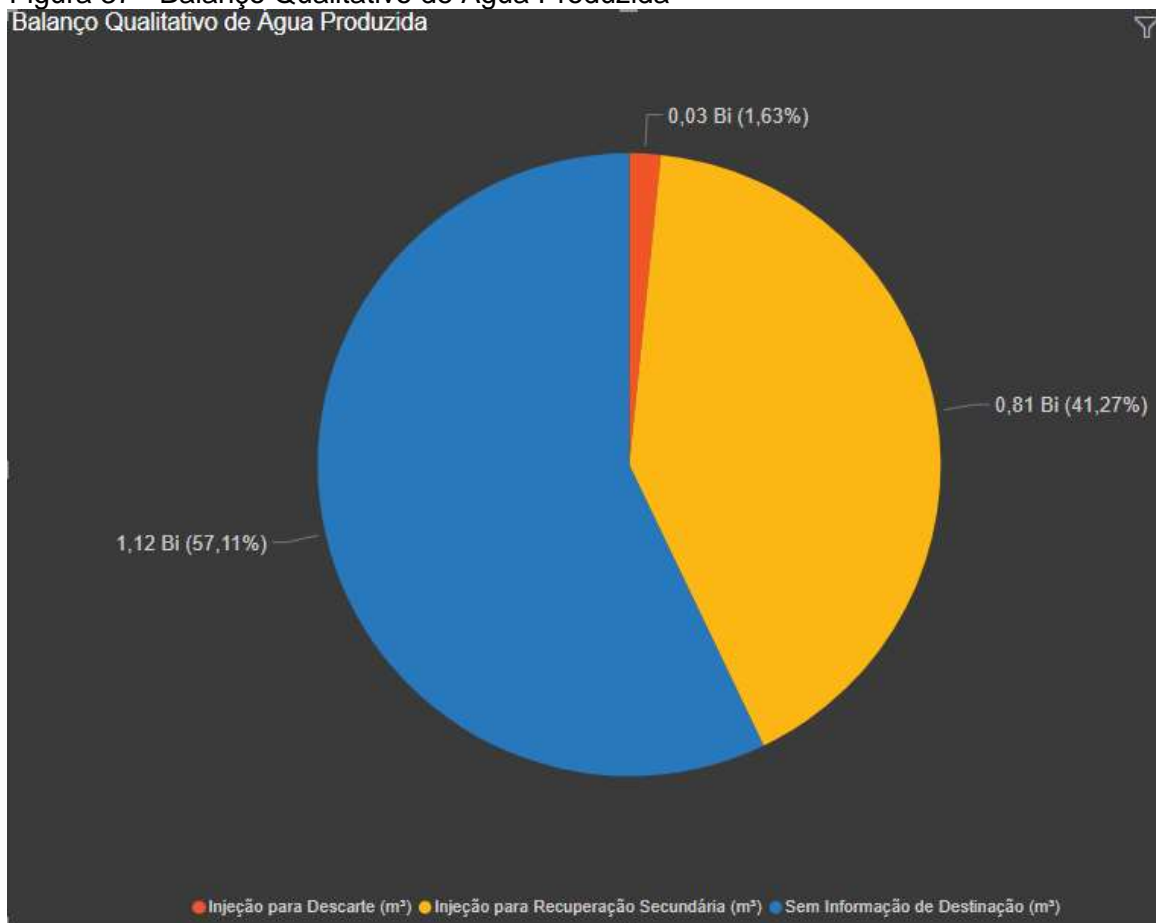
#### 4.1.3 Produção Versus Destinação

Este capítulo será destinado a discutir o balanço entre o total de água produzida e sua destinação, as quais temos informações disponíveis. E desta maneira, fazer as devidas análises pertinentes. O balanço será realizado de maneira qualitativa e de maneira quantitativa.

##### 4.1.3.1 Balanço Qualitativo

A partir da análise da Figura 37 é possível identificar os volumes relativos aos destinos de toda a água produzida pelos campos terrestres de petróleo em toda a linha de tempo analisada (01/12/1941 a 10/06/2019).

Figura 37 - Balanço Qualitativo de Água Produzida

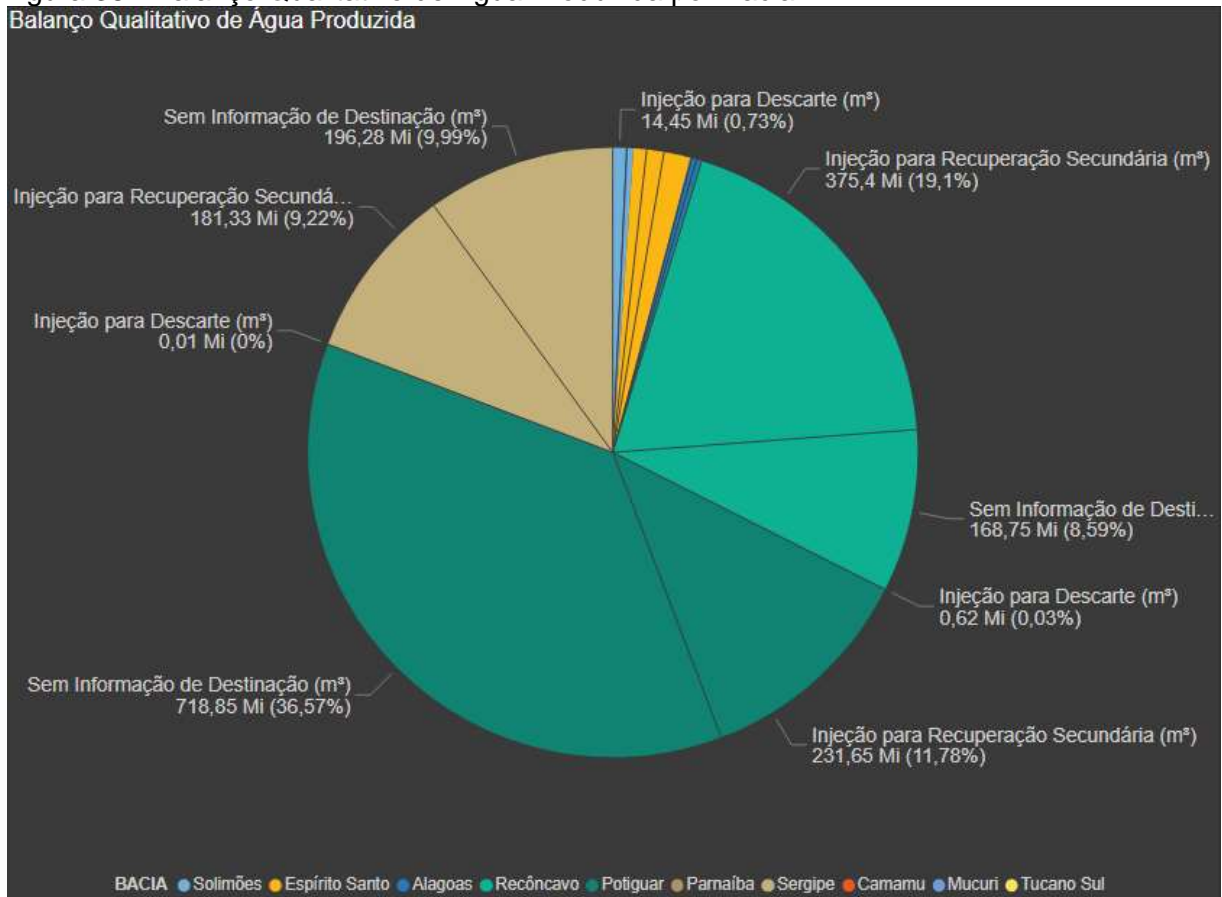


Fonte: Elaboração própria do autor.

Observa-se a partir da Figura 37 que apenas 2% de toda a água produzida é injetada para descarte, enquanto 41% é injetada para fins de recuperação secundária dos reservatórios. Diante desses valores, observa-se que 57% do volume total de produção de água não apresenta uma destinação. Em termos absolutos esse volume chega 1.12 bilhões de metros cúbicos de água de alta salinidade a qual não temos informação sobre o seu destino final.

A Figura 38 traz a análise qualitativa por bacia e suas devidas representatividades. As Bacias Potiguar, Recôncavo e Sergipe se destacam de maneira negativa, pois juntas somam aproximadamente 56% de destinação da água produzida na categoria “Sem Informação da Destinação”.

Figura 38 - Balanço Qualitativo de Água Produzida por Bacia

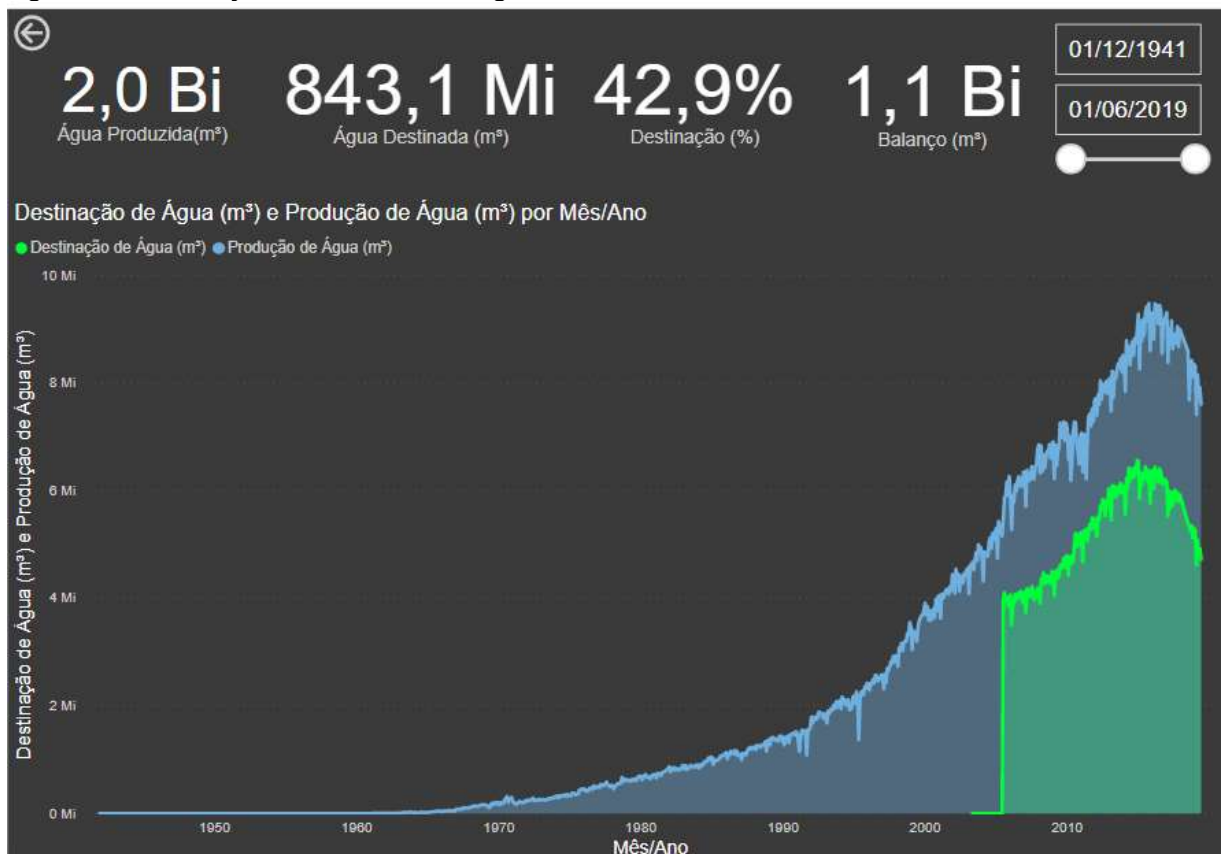


Fonte: Elaboração própria do autor.

#### 4.1.3.2 Balanço Quantitativo

Em termos absolutos de balanço, ou seja, balanço qualitativo, a Figura 39 a seguir os principais valores obtidos com a análise dos dados de produção e destinação de água produzida em campos onshore de petróleo no contexto da extensão do território brasileiro por todo o período de tempo analisado.

Figura 39 - Balanço Quantitativo de Água Produzida



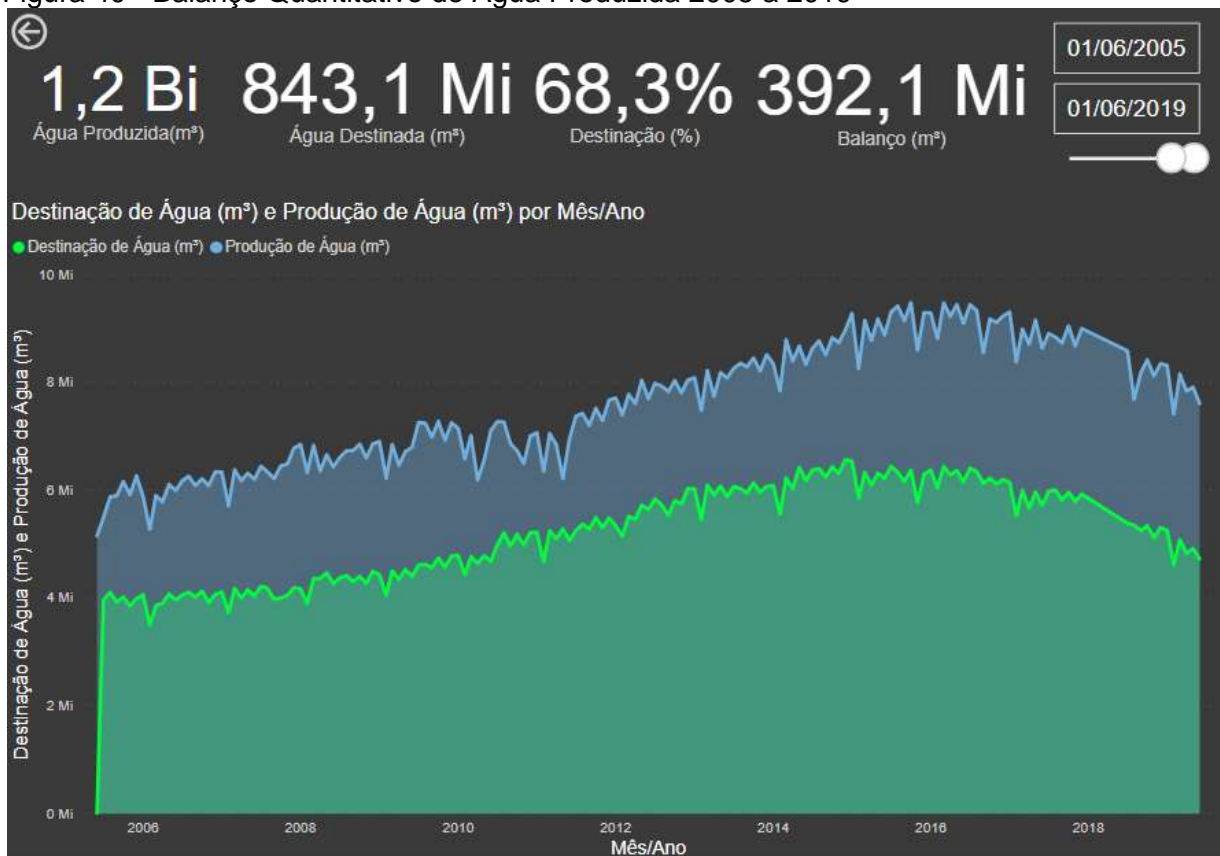
Fonte: Elaboração própria do autor.

A Figura 39 nos permite entender os números totais do balanço. Destes, 2.0 bilhões de metros cúbicos representam todo o volume de água produzida em setenta e sete anos analisados. A fração deste total que foi destinada é o valor de 843.1 milhões de metros cúbicos, ou seja, 42.9%, o que representa 1.1 bilhões de metros cúbicos sem informação de destinação. Contudo, analisando a linha do tempo, nota-se que apenas em junho de 2005 que as informações de destinação estão presentes, isso porque antes desta data não haviam mecanismos legais que exigiam que os operadores enviassem esses dados à ANP, com isso, uma análise desta data em

diante foi realizada para que estes fossem desprezados, uma vez que o balanço é comprometido neste contexto de linha tempo sem estas informações.

Mesmo entendendo que uma análise de 01/06/2005 a 01/06/2019 seja necessário, isso representa que 63 anos do contexto histórico de produção seja descartado e, observando as linhas do gráfico da Figura 39 a partir de junho de 2005, percebe-se ainda que os volumes de destinação e produção ainda apresentam uma diferença. A Figura 40 abaixo, traz os valores de balanço para últimos 14 anos com seus devidos valores absolutos.

Figura 40 - Balanço Quantitativo de Água Produzida 2005 a 2019



Fonte: Elaboração própria do autor.

O volume de água produzida nestes últimos 14 anos é o equivalente a 60% do total produzido ao longo de todos os 77 anos, totalizando 1.2 bilhões de metros cúbicos. A produção de água em termos absolutos é o mesmo valor, já que toda a água destinada está apenas no período selecionado, porém, em termos relativos, a destinação equivale a 68.3%, um valor ainda baixo, considerando que 392.1 milhões de metros cúbicos de água produzida com alto potencial poluidor, estão sem



informação de destinação. A tendência não sofre muitas alterações neste período temporal analisado, e pode ser observado que um pouco mais de 30% da água produzida não apresenta qualquer informação sobre destinação, sendo que a tendência da curva de produção e destinação seguem um mesmo padrão, não apresentando pontos em comum, e mantendo a diferença em termos absolutos. A Figura 41 a seguir, apresenta esses dados divididos por bacia com seus respectivos volumes.

Figura 41 - Balanço Quantitativo por Bacia

Bacia	Total Produção de Água (m³)	Total Injeção de Água (m³)	Balanço (m³)	Não Destinado (%)	Destinação (%)	Descarte/Produção (%)	Injeção/Produção (%)
Potiguar	207.431.974,21	67.095.496,27	140.336.477,94	67,65%	32,35%	0,01%	32,34%
Recôncavo	102.767.829,10	118.879.836,53	-16.112.007,43	-15,68%	115,68%	0,72%	114,96%
Sergipe	52.324.966,90	48.828.514,53	3.496.452,37	6,68%	93,32%	0,00%	93,32%
Espírito Santo	7.881.742,44	8.673.701,09	-791.958,64	-10,05%	110,05%	63,57%	46,48%
Solimões	5.451.328,99	4.969.203,01	482.125,98	8,84%	91,16%	91,16%	0,00%
Alagoas	1.440.481,80	1.892.685,22	-452.203,42	-31,39%	131,39%	17,39%	114,00%
Paranaíba	7.636,71	10.908,80	-3.272,09	-42,85%	142,85%	142,85%	0,00%
Camamu	3.363,60	0,00	3.363,60	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Tucano Sul	503,91	0,00	503,91	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>Total</b>	<b>377.309.827,66</b>	<b>250.350.345,45</b>	<b>126.959.482,21</b>	<b>33,65%</b>	<b>66,35%</b>	<b>2,91%</b>	<b>63,44%</b>

Fonte: Elaboração própria do autor.

A Figura 41 permite identificar informações importantes dos últimos 14 anos. A Bacia Potiguar apresenta informações referentes apenas a 32% da destinação de sua água, enquanto 140.3 milhões de metros cúbicos permanecem sem informações.

As Bacias Camamu e Tucano Sul apresentam volumes de produção irrelevantes se comparado ao valor total produzido, e por isso a relação de 100% de volume não destinado pode ser descartada. De maneira semelhante, a produção de água da Bacia Paranaíba pode ser desconsiderada.

As Bacias Solimões e Sergipe apresentam informações sobre mais de 90% acerca da destinação de seus volumes de água produzida, em números de balanço positivo, indicando que volume superior de água foi produzida em relação a destinação. No entanto as Bacias Espírito Santo e Recôncavo apresentam balanços negativos, notoriamente em injeção para recuperação secundária, indicando que há injeção de água acima dos volumes produzidos. Esses volumes são números expressivos, sendo eles 792 milhares e 16 milhões de metros cúbicos respectivamente.



A Bacia de Alagoas apresenta balanço negativo, com pontos percentuais altos, em 31% acima. Em termos absolutos, essa bacia injetou 452 milhares de metros cúbicos acima da sua produção.

## CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO

Dentre os aspectos dos objetivos específicos, eles foram atingidos de maneira satisfatória, onde as características e técnicas de gerenciamento da água produzida foram descritas. As origens e destinos da água produzida também foram apresentadas. Foi desenvolvido um banco de dados dentro do Power BI que sistematizou os dados de maneira estratégica e posteriormente análises qualitativas foram efetuadas. No aspecto do objetivo geral, um balanço foi obtido, discutido e analisado dentro do contexto proposto de campos terrestres de petróleo na linha temporal de 01/12/1941 a 01/06/2019, de forma que o presente estudo tenha atingido este objetivo.

Foi gerado um painel de Power BI que pode ser utilizado para eventuais pesquisas e análises posteriores, como análise específica para campos, estados ou mesmo análise de alguma bacia. O painel pode ser acessado pelo link <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaMTViYTk4N2ltZGYzMS00ZGU1LTg0MmltZDA0NDkxY2QwMjI0IiwidCI6ImE0YWI0MTM5LThiNjAtNDcwMS04N2VjLWY4Njg3Y2UzMTMzMilslmMiOjR9>.

A produção de óleo e água destacou as bacias Potiguar e Recôncavo como maiores produtoras, de ambos os fluidos. No âmbito de produção de água, juntas somam 76% de representatividade, sendo a bacia Potiguar como a principal produtora com 48%. Em relação ao óleo, as posições se invertem, e a bacia Recôncavo ocupa a primeira posição com 45% da produção, e o restante de 22% fica com a bacia Potiguar, somando 77%.

A produção de condensado e gás natural apresenta dados poucos representativos já que, o condensado representa por cerca de 0.11% da produção total de água, desta maneira, foi desconsiderada uma análise desagregada apenas para estes fluidos.

A destinação de água resultou em 96% de destino para recuperação secundária, com as bacias Recôncavo e Potiguar também em primeiros lugares, e as bacias Espírito Santo e Solimões com os maiores números em relação ao destino de descarte.

O balanço qualitativo indicou que cerca de 57% da água produzida, ou 1.12 bilhões não possuem informação sobre destinação, além de listar as principais

contribuições de cada bacia de acordo com cada destinação e os volumes não destinados.

O balanço quantitativo trouxe números absolutos em relação a diferença entre água produzida e total de água destinada. Foi possível perceber que as informações acerca de volumes destinados começam em junho de 2005, então foi realizado um novo balanço considerando apenas os últimos 14 anos e não os 77 anos do estudo, já que não houve informação relativa à destinação dos últimos 63 anos. Observa-se que para este novo período de análise, 68% de toda a água é destinada, ou seja 843.1 milhões de metros cúbicos. As bacias Alagoas e Potiguar apresentam os números mais preocupantes, enquanto a primeira injetou 30% acima do que produziu sem informações da origem deste volume, outra apresenta 32% de água produzida sem informação de destino.

O software Power BI, utilizado no trabalho para tratamento e visualização de dados se mostrou muito eficiente em relação ao tratamento de oitenta e duas planilhas. A estratégia de se utilizar a importação de dados através de uma pasta e não de uma planilha, permite que sejam feitas atualizações no painel à medida que os dados forem disponibilizados no sitio eletrônico da ANP, de maneira apenas a adicionar a planilha a pasta cadastrada, contudo, foi desenvolvido um projeto de Power BI local, e publicado na nuvem apenas o relatório, de maneira que, os dados devem ser armazenados em algum servidor local, o que dificulta a atualização em alguns passos. Além disso, o software é muito intuitivo para uso, e seus comandos são apresentados de maneira muito simples, facilitando o seu uso.

Os dados disponibilizados no site da ANP estão agrupados de maneira não intuitiva e não detalhada, o que dificulta a prospecção e obtenção de dados, em relação a água produzida. Muitas seções apresentam nomes e descrições parecidas, o que acaba por acarretar muito mais dificuldade, e confusão na importação dos dados.

Como sugestão, trabalhos futuros podem ser desenvolvidos, visando a coleta, sistematização e disponibilização das informações pertinentes à movimentação da água entre campos terrestres no Brasil. A ANP dispõe destas informações, mas parece não ter encontrado uma forma possível de sistematizá-las e disponibilizá-las em seu sitio eletrônico. Essas informações podem responder a diferença verificada nos dados sistematizados neste trabalho, entre o volume produzido e o volume

destinado. Existe uma diferença que, somente observando os dados, não é possível afirmar qual a justificativa para isto.

Outros trabalhos também podem ser desenvolvidos, utilizando o mesmo objetivo do trabalho atual, porém, com diferentes ferramentas, que permitam outros tipos de análises, não exploradas no presente trabalho.

## REFERÊNCIAS

ABARDO, I. T. 2007. **Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar.** 250p. 2007. Tese (Doutorado em Química) - Programa de Pós-Graduação em Química – CCET/UFRN, Natal, 2007.

AL MAHRUKI, A. M.; ALLOWAY, B.; PATZELT, H. The use of reedbed technology for treating oil production waters. *In*: SPE INTERNATIONAL HEALTH, SAFETY & ENVIRONMENT CONFERENCE. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. 2013. **Anais** [...] <http://doi.org/10.2118/98548-MS>.

ALMEIDA, R. P. **Bacias Sedimentares: A memória do planeta.** Instituto de São Paulo: Geociências da USP, 2002. Disponível em: <http://www.igc.usp.br/index.php?id=169>. Acesso em: 15 out. 2018.

ANP. 2020. Disponível em: <https://www.anp.gov.br>. Acesso em: 01 mar. 2020.

ANP. **Banco de Dados de Exploração e Produção.** Disponível em: [https://www.anp.gov.br/SITE/extras/consulta\\_petroleo\\_derivados/producao/consultaProdMensalHidrocarbonetos/exportar.asp](https://www.anp.gov.br/SITE/extras/consulta_petroleo_derivados/producao/consultaProdMensalHidrocarbonetos/exportar.asp). Acesso em: 01mar. 2018-a.

ANP. Portaria ANP nº 279, de 31 de outubro de 2003. Aprova o procedimento para a cessão total de direitos inerentes a contratos de concessão de campos marginais de petróleo ou de gás natural. **Diário Oficial da União.** Rio de Janeiro, RJ, 03 nov. 2003.

ANP. **Informações sobre a origem e o destino da água produzida em alguns campos onshore do Brasil.** Superintendência de Dados Técnicos. Banco de Dados de Exploração e Produção. <https://www.anp.gov.br>. Acesso em: 01mar.2018-b.

ARTHUR, J. D.; DILLON, L. W., DRAZAN, D. J. Management of Produced Water from Oil and Gas Wells. *In*: WORKING Document of the NPC North American Resource Development Study. [S.l.], 2011. p. 32.

SHAMS ASHAGHI, K.; EBRAHIMI, M.; CZERMAK, PJOES. Ceramic ultra-and nanofiltration membranes for oilfield produced water treatment: a mini review. **Open Environmental Sciences**, v. 1, n. 1, 2007. <http://doi.org/10.2174/187423350701011053>.

BAKKE, Torgeir; KLUNGSØYR, Jarle; SANNI, Steinar. Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. **Marine environmental research**, v. 92, p. 154-169, 2013.

BARKER, Adam; JONES, Carys. A critique of the performance of EIA within the offshore oil and gas sector. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 43, p. 31-39, 2013.

BENYAHIA, F.; ABDULKARIM, M.; EMBABY, A.; RAO, M. Refinery wastewater treatment: a true technological challenge. *In*: ANNUAL U.A.E. UNIVERSITY

RESEARCH CONFERENCE, 70., 2006. **Proceedings** [...] [S.l.]: U.A.E. University, 2006.

BINET, M.T.; STAUBER, J.L.; WINTON, T. 2011. The effect of storage conditions on produced water chemistry and toxicity. *In*: LEE, Kenneth; NEFF, Jerry (ed.). **Produced water: environmental risks and advances in mitigation technologies**. Springer Science & Business Media, 2011. Cap. 7.608p.

BRASIL. **Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional de Petróleo e dá outras providências. Brasília – Brasil, 1997.

\_\_\_\_\_. Lei nº 12.351 de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 23 dez. 2010.

\_\_\_\_\_. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 31 ago. 1981.

\_\_\_\_\_. Resolução CONAMA nº 23 de 07 de dezembro de 1994. Estabelece procedimentos específicos para o licenciamento das atividades relacionadas à exploração e lavra de combustíveis líquidos e gás natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 07 dez. 1994.

\_\_\_\_\_. Resolução CONAMA nº 237 de 19 de dezembro de 1997. Dispõe sobre o processo de licenciamento ambiental e dá outras providências. **Diário BRASIL**. Resolução CONAMA nº 357 de 17 de março de 2005. Dispõe sobre a classificação dos corpos d'água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e os padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 18 mar. 2005.

\_\_\_\_\_. Resolução CONAMA nº 393 de 08 de agosto de 2007. Dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 08 ago. 2007.

\_\_\_\_\_. Resolução CONAMA nº 397 de 03 de abril de 2008. Altera o inciso II do § 4º e a Tabela X do § 5º, ambos do art. 34 da resolução CONAMA 357/2005. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 07 abr. 2008.

\_\_\_\_\_. Resolução CONAMA nº 430 de 13 de maio de 2011. Dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes, complementa e altera a resolução CONAMA 357/2005. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 13 maio 2011.

CAAP - CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS. **Responsible water management in Canada's oil and gas industry**. 2010. Disponível em: [www.caap.ca](http://www.caap.ca). Acesso em: 20 abr. 2018.

ÇAKMAKÇE, Mehmet; KAYAALP, Necati; KOYUNCU, Ismail. Desalination of produced water from oil production fields by membrane processes. **Desalination**, v. 222, n. 1-3, p. 176-186, 2008. <http://doi.org/10.1016/j.desal.2007.01.147>.

CÂMARA, R. J. B. **Campos Maduros e Campos Marginais**: definições para efeitos regulatórios. 2004. 128 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Departamento de Engenharia e Arquitetura, UNIFACS Universidade Salvador, Salvador, 2004.

CANELAS, A. L. S. **Evolução da importância econômica da indústria de petróleo e gás natural no Brasil**: Contribuição a variáveis macroeconômicas. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2007. 120p.

CASADAY, A. L. Advances in flotation unit design for produced water treatment. *In*: SPE PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, 2013. Oklahoma. **Proceedings** [...] Oklahoma: Society of Petroleum Engineers, 2013. <http://doi.org/10.2118/25472-MS>.

CLARK, C.A. ; VEIL, J.A. **Produced water volumes and management practices in the United States**. United States: Argonne National Laboratory – Environmental Science Division, Report ANL/EVS/R-09/1, 64p.

CODAY, B.D.; XU, P.; BEAUDRY, E.G.; HERRON, J.; LAMPI, K.; HANCOCK, N.T.; CATH, T.Y. 2014. The sweet spot of forward osmosis: Treatment of produced water, drilling wastewater, and other complex and difficult liquid streams. **Desalination**, (Oil Pollution Prevention and Control). Department of Energy and Climate Change – UK, v. 333, n. 1, p. 23-35, 2014.

DICKHOUT, J. M.; MORENO, J.; BIESHEUVEL, P. M.; BOELS, L.; LAMMERTINK, R. G. H.; de VOS, W. Produced water treatment by membranes: a review from a colloidal perspective. **Journal of colloid and interface science**, v. 487, p. 523-534, 2017.

DORES, R.; HUSSAIN, A.; KATEBAH, M.; ADHAM, S. Using advanced water treatment technologies to treat produced water from the petroleum industry. SPE 157108. *In*: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE) INTERNATIONAL PRODUCTION AND OPERATIONS CONFERENCE AND EXHIBITION. 2012. Doha, Qatar. **Proceedings** [...] Doha, Qatar, 16 maio 2012.

DURASAMY, R.T.; BENI, A.H.; HENNI, A. State of the art treatment of produced water. *In*: WATER Treatment. Croatia: InTech, Rijeka, 2013. p. 199 -204.

FARAG, A.M. ; HARPER, D.D. 2014. review of environmental impacts of salts from produced waters on aquatic resources. **International Journal of Coal Geology**, v. 126, p. 157-161, 2014.

FIGUEREDO, K.S.L. **Estudo da água produzida em diferentes zonas de produção de petróleo, utilizando a hidroquímica e a análise estatística de parâmetros**

**químicos**. 123 p. 2010. Dissertação (Mestrado em Química) - Programa de Pós-Graduação em Química – UFRN, Natal, 2010.

FRASER, R.T.D.; VIEIRA, V.M.; FERREIRA, D.F. Considerações acerca de um modelo regulatório para o gerenciamento ambiental da água produzida resultante da extração de petróleo no estado da Bahia. *In: RIO OIL & GAS EXPO CONFERENCE*, 2012. **Anais** [...] [S. l.]: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, 2012.

GABARDO, I.T.; PLATTE, E.B.; ARAUJO, A.S.; PULGATTI, F.H. 2011. Evaluation of produced water from Brazilian offshore platforms. *In: LEE, Kenneth; NEFF, Jerry (ed.). Produced water: environmental risks and advances in mitigation technologies*. [S. l.]: Springer Science & Business Media, 2011. Cap.3. 608p.

GOUDUDEY, S.; KAUSHAL, R.K. Fine particle separation by floatation: a review. **VSRD International journal of technical & Non-Technical Research**, v. 3, n. 22, p. 126-134, 2013.

HAMED, Al M., O. Evolutionary developments of thermal desalination plants in the Arab Gulf region. *In: BEIRUT CONFERENCE*. 2004. Beirut. **Proceedings** [...] Beirut: R&D Center, SWCC, 2004. p. 15.

IGUNNU, E. T.; CHEN, G. Z. Produced water treatment technologies. **Int. J. Low - Carbon Technol.**, p. 1 -23, 2012.

IGWE, C.O.; SAADI, A.A.L.; NGENE, S.E. Optimal options for treatment of produced water in offshore petroleum platforms. **J. Pollut. Eff. Control**, v. 1, n. 2, 2013. <http://doi:10.4172/2375-4397.1000102>.

JACKSON, L.M., MYERS, J.E. Design and construction of pilot wetlands for produced-water treatment. *In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS*. 2013. **Proceedings** [...]. 2013. <http://doi.org/10.2118/84587-MS>.

JIMÉNEZ, S.; MICÓ, M. M.; ARNALDOS, M.; MEDINA, F.; CONTRERAS, S. State of the art of produced water treatment. **Chemosphere**, v. 192, p. 186-208, 2018.

LOURENÇO, R. A.; OLIVEIRA, F. F.; SOUZA, J. M.; NUDI, A. H.; WAGENER, A. L. R.; MENICONI, M. F. G.; FRANÇIONI, E. Monitoring of polycyclic aromatic hydrocarbons in a produced water disposal area in the Potiguar Basin, Brazilian equatorial margin. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 23, n. 17, p. 17113-17122, 2016.

OSIPI, S. R.; ARGIMIRO, R. S.; BORGES, C. P. Cost assesment and retro-technoeconomic analysis of desalinization technologies in onshore produced treatment. **Desalination**, v. 430, p. 107-119, 2018.



PCM2. **Considerações sobre a atratividade do segmento upstream onshore de petróleo e gás natural em bacias maduras e campos marginais no Brasil: a crise de confiança.** Grupo de Pesquisa Aplicada Multidisciplinar e Desenvolvimento Tecnológico para Produção de Petróleo e Gás em Bacias Maduras e Áreas Marginais – CNPq. [S.l.]: CNPq, 2014. Position Paper.

PETROBRAS. **Principais Bacias de Operação.** 2018. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/> Acesso em: 27 out. 2018.

RESOLUÇÃO CONAMA nº 397 de 03 de abril de 2008. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 07 abr. 2008b. Seção 1, p. 68-69.

RESOLUÇÃO CONAMA, nº 237, de 19 de Dezembro de 1997. Dispõe sobre o processo de licenciamento ambiental e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 22 dez. 1997.

RESOLUÇÃO CONAMA, nº 396, de 03 de Abril de 2008. Dispõe sobre a classificação e diretrizes ambientais para o enquadramento das águas subterrâneas e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 07 abr. 2008a.

SEUREAU, J.J.; AURELLE, Y.; HOYACK, M.E. A three-phase separator for the removal of oil and solids from produced water. *In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION.* 2013. **Proceedings** [...]. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2013. <http://doi.org/10.2118/28535-MS>.

SILVA, C. R. R. **Água Produzida na Extração de Petróleo.** 2000. Monografia (Especialização em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais na Indústria) – Departamento de Hidráulica e Saneamento – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia - UFBA, Salvador, 2000.

SOUSA, K. A. de. **Avaliação da Biogênese de Sulfeto Sob Diferentes Concentrações de Bactérias Redutoras de Nitrato, Bactérias Redutoras de Sulfato e Nitrato.** Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ. Rio de Janeiro, 2009.

USEPA. **Development Document for Final Effluent Limitations Guidelines and Standards for the Coastal Subcategory of the Oil and Gas Extraction Point Source Category.** EPA: 821R96023. 1996.

VAN DEN BROEK, W.M.G.T.; PLAT, R.; VAN DER ZANDE, M.J. Comparison of plate separator, centrifuge and hydrocyclone. *In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND GAS CONFERENCE AND EXHIBITION IN CHINA.* 2013. **Proceedings** [...]. [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2013. <http://doi.org/10.2118/48870-MS>.

VEIL, J. A.; PUDER, J. A.; ELCOCK, D.; REDWICK JR., R. J. A White paper describing produced water from produced crude oil. *In: NATURAL Gas, and Coal Bed*

Methane. U.S.: Department of energy – National Energy Technology Laboratory. Argonne National Laboratory/US Department of Energy, 2004. 87p.

VEIL, J.A. Why are produced water discharge standards different throughout the world? Apresentação. *In*: IPEC – INTERNATIONAL PETROLEUM ENVIRONMENTAL CONFERENCE, 13., 2006. San Antonio – Texas. **Proceedings** [...] 2006.

\_\_\_\_\_. Comparison of two international approaches to controlling risk from produced water discharges. *In*: NEL PRODUCED WATER WORKSHOP. 2008. Aberdeen, Escócia. **Proceedings** [...] Aberdeen, Escócia. 2008.

\_\_\_\_\_. Produced water management options and technologies. *In*: LEE, Kenneth; NEFF, Jerry (ed.). **Produced water: environmental risks and advances in mitigation technologies**. Springer Science & Business Media, 2011. Cap. 29. 608p.

VIEIRA, V. M. **Água produzida no segmento onshore de petróleo: caracterização de cenários na Bahia e prospecção de soluções para gerenciamento**. 2011. Dissertação (Mestrado) - PósGraduação em Geologia. Universidade Federal da Bahia – UFBA, Salvador/BA, 2011.

\_\_\_\_\_. **Modelo de Avaliação do Gerenciamento da Água Produzida em Operações de Produção de Petróleo e Gás Natural em Bacias Terrestres Brasileiras**. 2016. Tese (Doutorado)-Pós-Graduação em Geologia. Universidade Federal da Bahia – UFBA, Salvador/BA. 2016.

VIEIRA, V. M.; FERREIRA, D. F. Panorama Tecnológico do Gerenciamento de Água Produzida na Bacia do Recôncavo-Brasil. *In*: RIO OIL AND GAS 2010, 2010, Rio de Janeiro. **Anais** [...]. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), 2010.

## ANEXO A – TRATAMENTO DO BANCO DE DADOS COM POWER QUERY

O tratamento do Banco de Dados foi feito com a linguagem Power Query no software Power BI. Os dados foram salvos em duas pastas diferentes no próprio desktop, uma com dados de localização dos poços, e outra com dados de produção. A planilha do Excel com informações da localização dos poços, foi importada de maneira direta, enquanto os dados de produção, foram importados via pasta, ou seja, todos os arquivos que estão na pasta são importados e serão tratados de maneira equivalente, sujeitos o mesmo tratamento. O banco de dados obtido posterior ao tratamento, está salvo como arquivo de projeto do Power BI (.pbix), e está disponível. Caso haja interesse, entrar em contato via e-mail ([dmleite@live.com](mailto:dmleite@live.com)).

A programação em Power Query utilizada está disponibilizada nas linhas abaixo, separada pelos dois tipos de planilha tratados.

### I. Dados de Localização de Poço

```
= Excel.Workbook(File.Contents("C:\David Leite\Faculdade\UNIFACS\Mestrado em
Energia\DISSERTAÇÃO\Modelagem\Dados Localização\2019-tabela-de-pocos.xlsx"), null, true)
= Fonte[Item="Tabela padrão_VBDEP_POCO",Kind="Table"][Data]
= Table.TransformColumnTypes(Tabela padrão_VBDEP_POCO_Table,{{"POCO", type text},
{"CADASTRO", Int64.Type}, {"OPERADOR", type text}, {"POCO_OPERADOR", type text}, {"ESTADO",
type text}, {"BACIA", type text}, {"BLOCO", type text}, {"SIG_CAMPO", type text}, {"CAMPO",
type text}, {"TERRA_MAR", type text}, {"POCO_POS_ANP", type text}, {"TIPO", type text},
{"CATEGORIA", type text}, {"RECLASSIFICACAO", type text}, {"SITUACAO", type text},
{"INICIO", type date}, {"TERMINO", type date}, {"CONCLUSAO", type date}, {"TITULARIDADE",
type text}, {"LATITUDE_BASE_4C", type text}, {"LONGITUDE_BASE_4C", type text},
{"LATITUDE_BASE_DD", type number}, {"LONGITUDE_BASE_DD", type number}, {"DATUM_HORIZONTAL",
type text}, {"TIPO_DE_COORDENADA_DE_BASE", type text}, {"DIRECAO", type text},
{"PROFUNDIDADE_VERTICAL_M", type number}, {"PROFUNDIDADE_SONDADOR_M", Int64.Type},
{"PROFUNDIDADE_MEDIDA_M", type number}, {"REFERENCIA_DE_PROFUNDIDADE", type text},
{"MESA_ROTATIVA", type number}, {"COTA_ALTIMETRICA_M", type number}, {"LAMINA_D_AGUA_M",
Int64.Type}, {"DATUM_VERTICAL", type text}, {"UNIDADE ESTRATIGRAFICA", type any},
{"GEOLOGIA_GRUPO_FINAL", type text}, {"GEOLOGIA_FORMACAO_FINAL", type text},
{"GEOLOGIA_MEMBRO_FINAL", type text}, {"CDPE", type text}, {"AGP", type text}, {"PC", type
text}, {"PAG", type text}, {"PERFIS_CONVENCIONAIS", type text}, {"DURANTE_PERFURACAO", type
any}, {"PERFIS_DIGITAIS", type text}, {"PERFIS_PROCESSADOS", type text},
{"PERFIS_ESPECIAIS", type text}, {"AMOSTRA_LATERAL", type text}, {"SISMICA", type text},
{"TABELA_TEMPO_PROFUNDIDADE", type text}, {"DADOS_DIRECIONAIS", type text},
{"TESTE_A_CABO", type text}, {"TESTE_DE_FORMACAO", type text}, {"CANHONEIO", type text},
```

```
{"TESTEMUNHO", type any}, {"GEOQUIMICA", type text}, {"SIG_SONDA", type text},
{"NOM_SONDA", type text}, {"DHA_ATUALIZACAO", type datetime}}
```

## II. Dados de Produção

```
= Folder.Files("C:\David Leite\Faculdade\UNIFACS\Mestrado em
Energia\DISSERTAÇÃO\Modelagem\Dados Produção")
= Table.SelectRows(Fonte, each [Attributes]?[Hidden]? <> true)
= Table.AddColumn("#Arquivos Ocultos Filtrados1", "Transformar Arquivo", each #"Transformar
Arquivo"([Content]))
= Table.RenameColumns("#Invocar Função Personalizada1", {"Name", "Nome da Origem"})
= Table.SelectColumns("#Colunas Renomeadas1", {"Nome da Origem", "Transformar Arquivo"})
= Table.ExpandTableColumn("#Outras Colunas Removidas1", "Transformar Arquivo",
Table.ColumnNames("#Transformar Arquivo"("#Arquivo de Amostra")))
= Table.TransformColumnTypes("#Coluna de Tabela Expandida1",{"Nome da Origem", type text},
{"Ano", Int64.Type}, {"Mês/Ano", type date}, {"Estado", type text}, {"Bacia", type text},
{"Campo", type text}, {"Poço", type text}, {"Ambiente", type text}, {"Instalação", type
text}, {"Produção de Óleo (m³)", type number}, {"Produção de Condensado (m³)", type
number}, {"Produção de Gás Associado (Mm³)", type number}, {"Produção de Gás Não Associado
(Mm³)", type number}, {"Produção de Água (m³)", type number}, {"Injeção de Gás (Mm³)",
Int64.Type}, {"Injeção de Água para Recuperação Secundária (m³)", type number}, {"Injeção
de Água para Descarte (m³)", type number}, {"Injeção de Gás Carbônico (Mm³)", Int64.Type},
{"Injeção de Nitrogênio (Mm³)", Int64.Type}, {"Injeção de Vapor de Água (t)", Int64.Type},
{"Injeção de Polímeros (m³)", Int64.Type}, {"Injeção de Outros Fluidos (m³)", Int64.Type}})
= Table.AddColumn("#Tipo Alterado", "Total Produção de Água", each [#"Produção de
Condensado (m³)"+[#"Produção de Água (m³)"]])
= Table.TransformColumnTypes("#Personalização Adicionada",{"Total Produção de Água", type
number}})
= Table.AddColumn("#Tipo Alterado1", "Total Injeção", each [#"Injeção de Água para
Recuperação Secundária (m³)"+[#"Injeção de Água para Descarte (m³)"]])
= Table.TransformColumnTypes("#Personalização Adicionada1",{"Total Injeção", type
number}})
= Table.RenameColumns("#Tipo Alterado2",{"Total Injeção", "Total Injeção de Água (m³)",
{"Total Produção de Água", "Total Produção de Água (m³)"})
= Table.AddColumn("#Colunas Renomeadas", "Produção de Gás (Mm³)", each [#"Produção de Gás
Não Associado (Mm³)"+[#"Produção de Gás Associado (Mm³)"]])
= Table.TransformColumnTypes("#Personalização Adicionada2",{"Produção de Gás (Mm³)", type
number}})
```

## ANEXO B – ADEQUAÇÃO DO BANCO DE DADOS COM DAX

Com o Banco de Dados já tratado em relação a adequação de colunas, linhas, unidades de medidas, tipos de variáveis e junção dos dados de localização de poços e dados de produção em uma única estrutura, foram realizados procedimentos matemáticos para se obter algumas informações, e desta maneira, gerar visualizações que fossem relevantes. Abaixo estão as variáveis geradas e programação utilizada para tal.

### I. Balanço (m<sup>3</sup>)

Balanço (m<sup>3</sup>) = CALCULATE(sum('Dados de Produção'[Total Produção de Água (m<sup>3</sup>)])-sum('Dados de Produção'[Total Injeção de Água (m<sup>3</sup>)]))

### II. BSW (%)

BSW (%) = CALCULATE((SUM('Dados de Produção'[Produção de Água (m<sup>3</sup>)]))/(SUM(('Dados de Produção'[Produção de Óleo (m<sup>3</sup>)))+SUM('Dados de Produção'[Produção de Água (m<sup>3</sup>)])))

### III. Descarte/Produção (%)

Descarte/Produção (%) = CALCULATE(SUM('Dados de Produção'[Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)])/SUM('Dados de Produção'[Total Produção de Água (m<sup>3</sup>)]))

### IV. Destinação (%)

Destinação (%) = CALCULATE((sum('Dados de Produção'[Total Injeção de Água (m<sup>3</sup>)])/sum('Dados de Produção'[Total Produção de Água (m<sup>3</sup>)])))

### V. Injeção Descarte/Injeção Total (%)

Injeção Descarte/Injeção Total (%) = calculate((sum('Dados de Produção'[Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)]))/(sum('Dados de Produção'[Injeção de Água para Descarte (m<sup>3</sup>)]+sum('Dados de Produção'[Injeção de Água para Recuperação Secundária (m<sup>3</sup>)])))

### VI. Injeção Recuperação/Injeção Total (%)

Injeção Recuperação/Injeção Total (%) = CALCULATE(sum('Dados de Produção'[Injeção de Água para Recuperação Secundária (m³)])/(sum('Dados de Produção'[Injeção de Água para Descarte (m³)] + sum('Dados de Produção'[Injeção de Água para Recuperação Secundária (m³)])))

## VII. Injeção/Produção (%)

Injeção/Produção (%) = CALCULATE(SUM('Dados de Produção'[Injeção de Água para Recuperação Secundária (m³)])/SUM('Dados de Produção'[Total Produção de Água (m³)]))

## VIII. Não Destinado (%)

Não Destinado (%) = CALCULATE((SUM('Dados de Produção'[Total Produção de Água (m³)])-SUM('Dados de Produção'[Total Injeção de Água (m³)]))/SUM('Dados de Produção'[Total Produção de Água (m³)]))