



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
CENTRO DE ENGENHARIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E TECNOLOGIA
ENGENHARIA QUÍMICA

THAMYRES FREIRE DA SILVA

**ANÁLISE QUÍMICA DO ÓLEO BRUTO DE UMA EMPRESA PETROLÍFERA EM
MOSSORÓ - RN**

MOSSORÓ - RN

2018

THAMYRES FREIRE DA SILVA

**ANÁLISE QUÍMICA DO ÓLEO BRUTO DE UMA EMPRESA PETROLÍFERA EM
MOSSORÓ - RN**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal Rural
do Semi-Árido – UFERSA, Campus
Mossoró (RN), para a obtenção do título de
Bacharela em Engenharia Química.

Orientador (a): Prof^a. Dr^a. Izabelly Larissa
Lucena

MOSSORÓ - RN

2018

© Todos os direitos estão reservados a Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996 e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tomar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

Sa Silva, Thamyres Freire da.
 ANÁLISE QUÍMICA DO ÓLEO BRUTO DE UMA EMPRESA
 PETROLÍFERA EM MOSSORÓ - RN / Thamyres Freire da
 Silva. - 2018.
 38 f. : il.

 Orientadora: Izabelly Larissa Lucena.
 Monografia (graduação) - Universidade Federal
 Rural do Semi-árido, Curso de Engenharia
 Química, 2018.

 1. Petróleo. 2. Bacia potiguar. 3. Fator de
 Encolhimento. 4. °API. 5. BSW. I. Lucena,
 Izabelly Larissa, orient. II. Título.

THAMYRES FREIRE DA SILVA

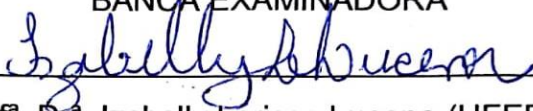
**ANÁLISE QUÍMICA DO ÓLEO BRUTO DE UMA EMPRESA PETROLÍFERA EM
MOSSORÓ - RN**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal Rural
do Semi-Árido – UFERSA, Campus
Mossoró (RN), para a obtenção do título de
Bacharela em Engenharia Química.

Orientador (a): Prof^a. Dr^a. Izabelly Larissa
Lucena

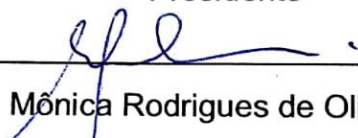
APROVADO EM: 17/09/18

BANCA EXAMINADORA



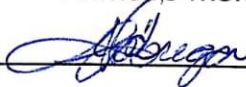
Prof^a. Dr^a. Izabelly Larissa Lucena (UFERSA)

Presidente



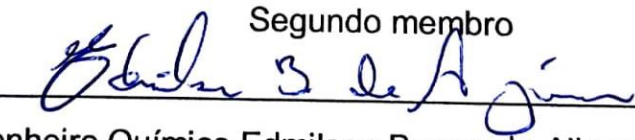
Prof^a. Dr^a. Mônica Rodrigues de Oliveira (UFERSA)

Primeiro membro



Prof^a. Dr^a. Geraldine Angélica Silva da Nobrega (UFERSA)

Segundo membro



Engenheiro Químico Edmilson Barros de Albuquerque Junior

Terceiro membro

MOSSORÓ/RN

2018

DEDICATÓRIA

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Foram muitos dias de batalha, noites sem sono, frustrações e vitórias. Agradeço a todos que me acompanharam e aos cruzaram a minha jornada desde Maio de 2013.

Grata especialmente à

Minha mãe Claudia Janyeira que me acompanha e torce por mim desde o primeiro suspiro de vida. Quando eu pensava em desistir tentava lembrar do seu esforço por mim.

Minha irmã e melhor amiga por todos os momentos bons e ruins.

Vinicius Gomes pela paciência e carinho durante esses quase quatro anos.

Todas as meninas da casa 7 da Vila feminina da UFERSA por todos os dias bons e ruins.

Professora Izabelly Larissa por todo o conhecimento que me foi passado e pelo suporte nesses meus primeiros passos da vida profissional. Mesmo sem eu te contar, foi a senhora quem me puxou muitas vezes quando pensei em desistir.

Professora Mônica, professor Zilvam, professor Gecílio e professor Álvaro que me ajudaram a crescer profissionalmente e por terem me acompanhado na pesquisa, no laboratório e na sala de aula.

Todos meus colegas de turma, pois só ajudando uns aos outros seria possível chegar ao fim desse curso.

Partex Brasil pela oportunidade engrandecedora de me proporcionar o estágio e essa experiência fora da universidade.

Rodolfo, Cledivaldo, Alípio e Edson e todos da produção pela paciência (muita paciência) de repassar o conhecimento da prática em campo.

Karolina que tanto me ensinou e ajudou durante esse tempo de estágio e com esse trabalho de conclusão de curso.

“Saiba que ainda estão rolando os dados
Porque o tempo, o tempo não para.”

Arnaldo Brandão, Cazuza.

RESUMO

A economia da cidade de Mossoró alavancou com a exploração e comercialização do petróleo da bacia Potiguar após a chegada da PETROBRAS em 1951. Ao longo dos anos a região atraiu a atenção de várias empresas multinacionais, entre elas o grupo Partex Oil and Gas. Entre os fluidos produzidos, o óleo bruto e a água produzida se fazem presentes e estes são analisados nas instalações da empresa. A análise do óleo bruto é importante para obter uma especificação da qualidade do óleo que está sendo ofertado e enquadramento do produto a legislação. A análise central é a de Fator de Encolhimento e está atrelada a perda de hidrocarbonetos leves que se desprendem do óleo tornando seu volume menor. Para fins de cálculo essa análise necessita de outras que são: BSW (corrigir o volume de água livre na amostra) e °API (relacionar a densidade e fator de correção de volume).

Palavras-chave: Petróleo, Bacia potiguar, Fator de Encolhimento, °API, BSW.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Exemplos de trapas: (a) anticlinal; (b) falha (c) discordância.

Figura 2: Bacia Potiguar extensão terrestre.

Figura 3: Perfil geológico Bacia Potiguar.

Figura 4: Mapa estratigráfico da Cardeal e Colibri.

Figura 5: Mapa de localização Campo Cardeal e Colibri.

Figura 6: (A) Análise de BSW. (B) Centrífuga.

Figura 7: (A) Termodensímetro. (B) Análise de °API.

Figura 8: Análise do F.E.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Comparação BSW médio dos campos Cardeal e Colibri em três meses de 2018.

Gráfico 2: Comparação °API médio dos campos Cardeal e Colibri em três meses de 2018.

Gráfico 3: Média de °API médio nos campos.

Gráfico 4: Fator de Encolhimento médio de junho a agosto.

Gráfico 5: Média de Encolhimento médio nos campos.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	Agência Nacional de Petróleo
API	American Petroleum Institute
ASTM	American Society for Testing and Materials
BSW	Basic Sediment And Water
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
ETAP	Estação de Tratamento de Água Produzida
F.E.	Fator de Encolhimento
ICP-OES	Inductively Coupled Plasma Optical Emission Spectroscopy
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards
NBR	Norma Brasileira
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S. A.
TOG	Teor de óleos e graxa
TSS	Teor de sólidos suspensos
UFERSA	Universidade Federal Rural do Semi-Árido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	11
2. OBJETIVOS.....	12
2.1 Objetivos Gerais.....	12
2.2 Objetivos Específicos.....	12
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	13
3.1 Óleo bruto e água produzida.....	13
3.2 Petróleo no Rio Grande do Norte.....	15
3.3 Partex Brasil.....	18
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	20
4.1 Materias.....	20
4.2 BSW.....	20
4.3 Grau API.....	22
4.4 Fator de Encolhimento (F.E.).....	23
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	26
5.1 Comparação do BSW médio.....	26
5.2 Comparação do °API médio.....	27
5.3 Comparação do F.E. médio.....	29
6. CONCLUSÕES.....	31
7. REFERÊNCIAS.....	32
8. ANEXO.....	35

1. INTRODUÇÃO

A produção de petróleo *onshore* (em terra) no Rio Grande do Norte é uma das maiores do Brasil. A Petrobrás atua no Rio Grande do Norte desde 1951, tendo o primeiro campo descoberto chamado de Ubarana, na costa de Guamaré, em operação desde 1976 (PETROBRAS, 2018).

A Partex tem atividades na área petrolífera e está presente em oito países, e no Brasil em algumas cidades, sendo a sede em Recife (PE). Em Mossoró (RN) a empresa retira o petróleo nos campos Colibri e Cardeal, tendo produção de óleo bruto e da água produzida. O óleo bruto é o produto desejado, por isso a empresa investe na implantação de processos de recuperação de poços que são conhecidos como maduros.

A água produzida é um efluente gerado da produção de óleo e gás natural e seu tratamento e destino vem sendo estudado pela empresa. Uma das formas a serem estudadas no ano de 2018 é aproveitamento na recuperação dos poços. Para isso é necessário a instalação de um ETAP (Estação de Tratamento de Água Produzida).

O estágio foi realizado no período de junho a setembro de 2018, com a duração de 300 horas, na empresa Partex Brasil Operações Petrolíferas localizada na região de Mossoró – RN. As atividades de estágio foram: análises mensais para determinação do Fator de Encolhimento do petróleo e realização de análises de água para escolha do produto químico de melhor desempenho no tratamento da água.

A especificação da qualidade do óleo bruto que sai da empresa é de extrema importância, pois o produto precisa estar de acordo com a legislação. Além disso, é necessário quantificar o percentual de encolhimento do óleo uma vez que a fração de gás, por ser pequena não é processada pela empresa. As análises do óleo bruto ocorrem mensalmente para cada poço dos campos Cardeal e Colibri e foram as mais comuns durante o estágio, por isso foi o foco desse trabalho.

2. OBJETIVOS

Este tópico apresenta os objetivos gerais e específicos do estágio na Partex Brasil e deste relatório.

2.1 Objetivos Gerais

Acompanhamento de atividades administrativas de produção de petróleo.

2.2 Objetivos Específicos

Realização de atividades laboratoriais: análises de BSW, Fator de Encolhimento, °API.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A seção trata do embasamento teórico para realização desse trabalho. O escrito é um apanhado sobre as substâncias analisadas, história da Partex Brasil e informações técnicas de análises do petróleo.

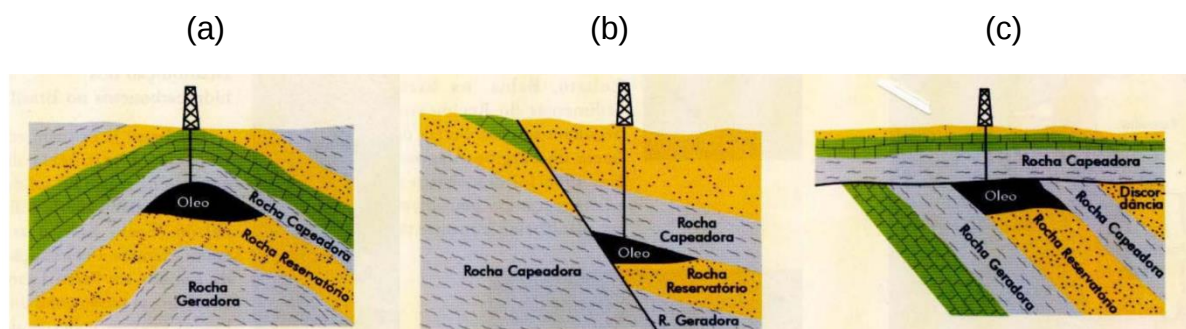
3.1 Óleo Bruto e água produzida

Do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), o petróleo no estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro (THOMAS, 2001). O petróleo bruto está comumente acompanhado por quantidades variáveis de outras substâncias, tais como água, matéria inorgânica e gases dissolvidos propiciando a formação de uma dispersão coloidal. (BRASIL et al., 2011). Além disso pode se apresentar sólido, líquido ou gasoso dependendo de propriedades como temperatura e pressão a que está submetido.

Dependendo da pressão e do local em que se encontra o petróleo acumulado, é comum encontrar o gás natural ocupando as partes mais altas do interior do reservatório, e o petróleo (óleo) e a água salgada ocupando as partes mais baixas, muito em função da diferença de densidade e da imiscibilidade entre as fases (KUNERT et al., 2007).

O petróleo é formado dentro de uma estrutura rochosa de baixa permeabilidade, devido ao meio não oxigenado requerido para formação do hidrocarboneto, essa estrutura é chamada de rocha geradora, ela é rica em material orgânico e geralmente é um folhelho (THOMAS, 2001). O petróleo migra da rocha geradora para a rocha reservatório e fica aprisionada por uma trapa, um conjunto de camadas dentre elas a selante ou rocha capeadora. O reservatório de petróleo pode ser representado pela Figura 1.

Figura 1: Exemplos de trapas: (a) anticlinal; (b) falha (c) discordância.



Fonte: TAIOLI, 2000.

Além da produção de gás e de óleo, é comum que um reservatório produza água (CARNEIRO, 2016). A quantidade de água produzida (AP) depende das condições em que ela se apresenta no meio poroso (THOMAS, 2001). Segundo Gomes (2014) a água produzida é composta por água de formação do poço produtor, água de condensação, de reinjeção dos processos de recuperação secundária, e água utilizada para dessalinização do petróleo produzido.

A água produzida, geralmente, contém diversos íons e gases dissolvidos, tais como: ferro, cloreto, bicarbonato, sulfato, dióxido de carbono, sulfeto de hidrogênio, oxigênio e bactérias, além de altos teores de sólidos, da presença de óleo e de produtos químicos da produção que influenciam na sua qualidade e corrosividade. (CURBELO, 2002).

Dessa forma, a AP torna-se bastante complexa quanto a sua composição, o que acarreta um desafio para a indústria petrolífera, principalmente quando se refere a produção de petróleo que envolve o gerenciamento adequado da água produzida, compreendido num conjunto de soluções voltadas para o processo de produção da água, incluindo técnicas de separação, análises laboratoriais, tratamento, descarte e/ou reinjeção (VIEIRA, 2011).

A água geralmente é tratada e descartada, principalmente no mar, ou usada em recuperação de poços, sendo reinjetada.

O aproveitamento da água no sistema de reinjeção de poços de petróleo requer um tratamento rigoroso, para que a mesma obtenha certos padrões de qualidade e assim não comprometa a atividade de injeção, como também

não ocasione problemas relacionados à corrosão ou incrustação nos equipamentos envolvidos (KUNERT, 2007).

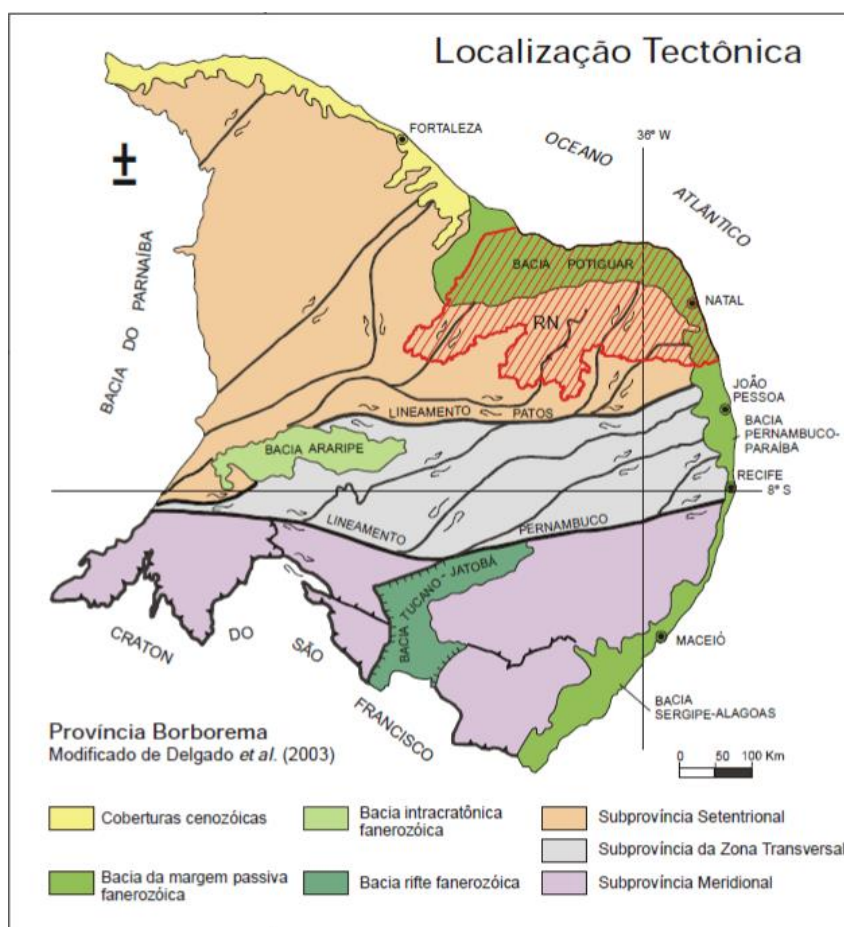
A água pode estar associada ao óleo pode-se apresentar da seguinte forma:

- Água Produzida Livre: Mistura instável e heterogênea, estando em uma fase diferente do óleo e podendo ser separada por decantação (SENA, 2011).
- Água Produzida Emulsionada: segundo Hilário (2012) é uma mistura heterogênea, consistindo de um líquido imiscível, fase interna descontínua (água), disperso em outro, fase externa contínua (óleo), em forma de pequenas gotas. Essa emulsão pode ser decorrente ao cisalhamento em equipamentos como bombas, válvulas, etc (SENA, 2011).
- Água Solúvel: Ainda que os dois líquidos sejam imiscíveis, existe um pouco de solubilidade da água com o óleo, isso vai depender diretamente da temperatura, de como se encontra a estrutura dos hidrocarbonetos nas frações presente, e também nas funções químicas existentes no petróleo (SOUZA, 2016).

3.2 Petróleo no Rio Grande do Norte

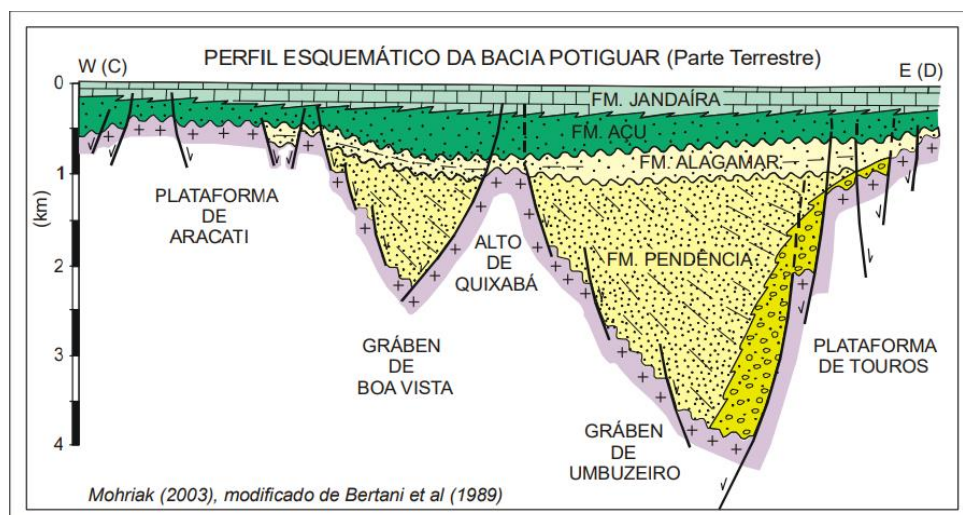
Segundo a Agência Nacional de Petróleo (ANP) o Brasil possui 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos, cuja área é de 7,175 milhões de km². A Bacia Potiguar é uma delas e possui uma porção terrestre (emersa) e marítima (submersa) sendo que a continental abrange os estados do Rio Grande do Norte e Ceará. O petróleo efetivo da Bacia Potiguar é proveniente de dois sistemas petrolíferos: Pendência e Alagamar-Açu (ANGELIM et. al., 2006). A Figura 2 e 3 mostram respectivamente a localização e o perfil geológico, com falhas e profundidade, da Bacia Potiguar.

Figura 2: Bacia Potiguar extensão terrestre.



Fonte: ANGELIM et. al., 2006.

Figura 3: Perfil geológico Bacia Potiguar.



Fonte: ANGELIM et. al., 2006.

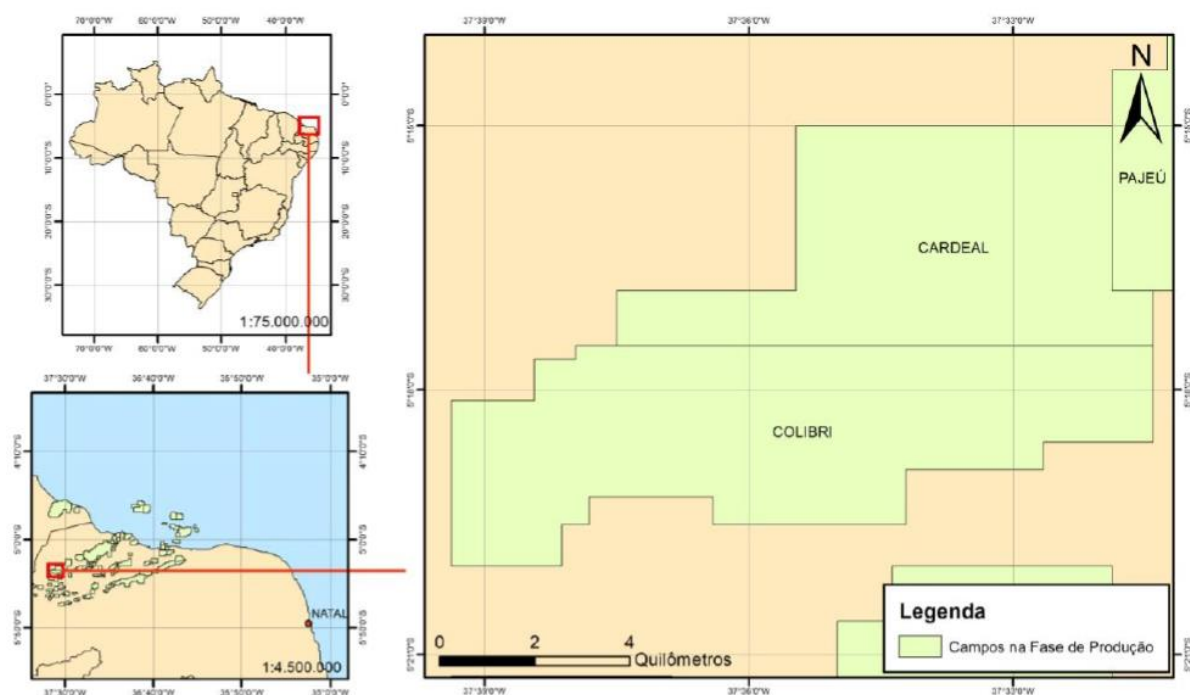
3.3 Partex Brasil

O Grupo *Partex Oil and Gas* foi criada por Calouste Gulbenkian, de família arménia e um dos pioneiros na exploração e desenvolvimento dos campos petrolíferos no Médio Oriente. Criou a *Partex (Participations and Explorations Corporation)* em 1938, a partir de 5 % do capital de quatro companhias petrolíferas, para gerenciar seus interesses no Oriente Médio. Hoje o grupo está presente em oito países.

A Partex iniciou suas atividades no Brasil quando foi qualificada pela ANP como uma operadora autorizada *onshore* na Terceira Rodada do Brasil, em 2001 (PARTEX, 2018).

Em Mossoró possui dois campos exploratórios: Cardeal e Colibri, a localização é mostrada na Figura 5. São 26 poços operantes com produção óleo bruto e água produzida. A produção da empresa gira em torno de aproximadamente 500 bbl/dia.

Figura 5: Mapa de localização Campo Cardeal e Colibri.



Fonte: ANP, 2016b.

O petróleo possui algumas classificações quanto a composição e densidade. Segundo a ANP (2018) uma delas seria definir o tipo pelos hidrocarbonetos presentes na mistura: petróleo parafínico (leve), petróleo naftênico (médio), petróleo aromático (pesado). A outra classificação muito utilizada se baseia na propriedade física da densidade do petróleo, o grau API, criado pelo American Petroleum Institute (API) (ANP, 2018).

O campo Cardeal e Colibri apresentam óleos com propriedades um pouco diferentes quanto a densidade, viscosidade e o volume produzido mensal. Os poços da Partex (RN) produzem óleo com classificação parafínicos, óleos leves, com viscosidade baixa, baixo teor de sólidos, baixo teor de enxofre e na faixa de 20 e 30 °API.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Esta seção mostra os procedimentos realizados para as amostras de óleo, que foram análises mensais durante o estágio.

4.1 Materiais

Abaixo segue a lista de todos os equipamentos utilizados para o desenvolvimento desse trabalho.

Equipamento	Marca	Modelo
Banho termostático	FANEM	1147
Centrífuga	FANEM EXCELSA 3	280H

4.2 BSW

O BSW (Basic Sediments and Water) é o quociente entre a vazão de água adicionado aos sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos (THOMAS, 2001). O acompanhamento do teste é importante, pois uma quantidade excessiva de água e sedimentos no óleo cru pode provocar a corrosão de equipamentos e problemas no processamento e transporte, como também violar regulamentações municipais, estadual e federal (ASTM, 1998).

O procedimento de análise tem base na ASTM D4057 (Determinação de amostragem manual em petróleo e produtos de petróleo) e ASTM D1796 (Determinação de água e sedimentos em amostras de óleo utilizando o método da centrífuga).

Em um tubo de centrífuga é colocado desemulsificante (para facilitar a separação da água e do óleo bruto), um solvente apolar e o óleo bruto. A extremidade do tubo é fechada e a mistura homogeneizada por inversão. O tubo aberto passa por um aquecimento em um banho termostático aquecido a 60°C. Depois do aquecimento a mistura é homogeneizada por inversão novamente. Por

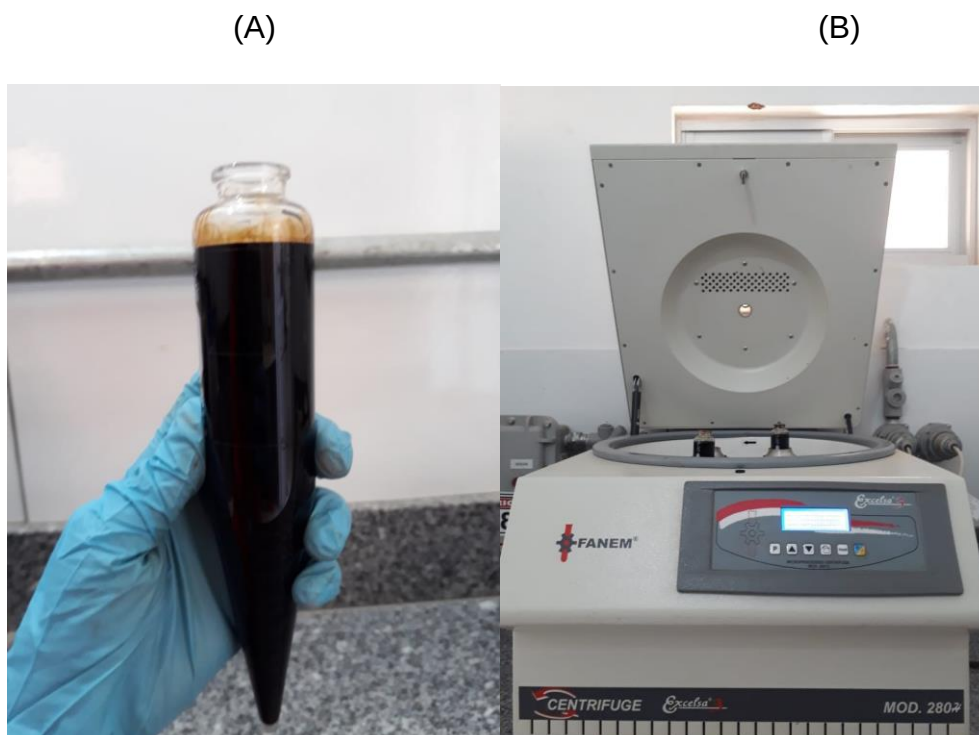
fim o tubo é inserido em uma centrífuga. Ao ser retirado da centrífuga e feita a leitura visual do volume da fase inferior (V_1). A mistura do tubo com água, emulsão e/ou sedimento é multiplicado por dois, pois o resultado é para 100 ml e na análise só é adicionado 50 ml do óleo bruto. As quantidades de sedimentos não foram significativas para os campos por isso não serão tratadas nesse trabalho. A porcentagem de água do BSW é calculado pela Equação 1.

$$BSW(\%) = V_1 (ml) \times 2 \quad (1)$$

V_1 – volume de água (ml).

A Figura 6 (A) mostra um tubo de centrífuga com amostra para análise do BSW e (B) o equipamento de centrifugação.

Figura 6: (A) Análise de BSW. (B) Centrífuga.



Fonte: Autoria própria, 2018.

4.3 Grau API

O grau API segundo a ANP (2017) é a escala hidrométrica idealizada pelo *American Petroleum Institute – API* (juntamente com o *National Institute of Standards – NBS, atual NIST*), utilizada para determinação da densidade relativa de líquidos. A determinação da massa específica, densidade relativa ou °API do óleo e seus derivados é necessária para a conversão de volumes medidos em volumes e/ou massas, à temperatura de referência, durante a comercialização (ABNT, 2001).

O método de análise segue a ICP-OES/ASTM D 1976-02. Para a ABNT (2001) o método do densímetro é mais indicado para determinar a massa específica, densidade relativa ou °API de líquidos transparentes e pouco viscosos, podendo também ser usado para líquidos viscosos, deixando-se o densímetro mergulhado na amostra o tempo suficiente para atingir o equilíbrio, ou para líquidos opacos, utilizando-se a correção adequada do menisco.

A escala API, que é medida e representada em graus, varia inversamente com a densidade relativa, isto é, quando maior o grau API menor será a densidade relativa, e vice e versa (SOUZA, 2016). Na NBR 7148 (ABNT) de julho de 2001 apresenta uma função especial da densidade relativa a 60°F/60°F ($D_{60/60}$), representada pela Equação 2.

$$D_{60/60} = \frac{141,5}{^{\circ}\text{API} + 131,5} \quad (2)$$

O instrumento usado para determinação do grau API pode ser um termodensímetro, Figura 7 (A), que oferece duas leituras: °API e temperatura da amostra. A amostra é colocada em uma proveta e inserido o termodensímetro, mostrado na Figura 7 (B). Posteriormente ele é retirado e imediatamente feita a leitura do °API e da temperatura em °F.

Figura 7: (A) Termodensímetro. (B) Análise de °API.

(A)

(B)



Fonte: Autoria própria, 2018.

Segundo a PETROBRAS (2002). Após medirmos o grau API de um óleo a uma determinada temperatura, será necessário fazer a correção da medida para a temperatura padrão de 60 °F (15,56° C), sendo que o fator de correção é de 1 grau API para cada 10 °F acima ou abaixo de 60 °F. O grau API medido se relaciona com o corrigido pela Equação 3.

$$^{\circ}\text{API}_{\text{CORRIGIDO}} = ^{\circ}\text{API}_{\text{MEDIDO}} + \frac{60-T}{10} \quad (3)$$

T – temperatura do termodensímetro (°F).

4.4 Fator de Encolhimento (F.E.)

Fator de Encolhimento (F.E.) é o volume de petróleo estabilizado nas condições padrões de medição dividido pelo volume de petróleo não-estabilizado nas condições de pressão e temperatura do processo (ANP/INMETRO, 2013). Quando o líquido produzido pela produção do poço é descarregado para um tanque de estoque em condições atmosféricas, as frações leves do petróleo é evaporado, provocando assim uma redução no volume de líquido (SOUZA, 2016).

A análise tem como referência a Resolução Conjunta nº 01/2013 da ANP/INMETRO, API MPMS 20.1 e NBR 14883. O volume do óleo bruto é reduzido pela evaporação das frações leves. Assim a obtenção do Fator de Encolhimento (F.E.) do petróleo é uma forma de correção do volume medido em relação as condições do volume estocado no tanque. A amostra coletada é colocada em uma proveta e anotado o valor do volume inicial, como mostra na Figura 8, formam-se bolhas na superfície.

Figura 8: Análise do F.E.



Fonte: Autoria própria, 2018.

Após a eliminação de todas as bolhas de gás da amostra o valor do volume final é anotado e em seguida coletada a temperatura da amostra (com um termômetro calibrado). A diferença entre o volume inicial e final não representa a fração real do gás já que a amostra é uma mistura podendo existir a água e sedimentos. Dessa forma, é necessário o valor de BSW que foi determinado pelo tópico 4.1 e do °API determinado pelo 4.2 para fim de correção do volume do óleo.

Com todos esses valores converte-se a densidade observada para a densidade a temperatura de referência de 20° C e o volume em outras temperaturas para a correspondência de volume a referência de 20° C através de das tabelas I e II RESOLUÇÃO CNP Nº 6, DE 25 de junho de 1970. O F.E. é calculado pela Equação 4.

$$F. E. = \frac{(V_f - (V_f \times x_{\text{água}})) \times FCV_f}{(V_i - (V_i \times x_{\text{água}})) \times FCV_i} \quad (4)$$

V_f – Volume total da amostra final na proveta (ml)

V_i – Volume total da amostra inicial na proveta (ml)

FCV_f – Fator de correção do volume com base na temperatura da amostra final.

FCV_i – Fator de correção do volume com base na temperatura durante a análise.

$x_{\text{água}}$ – Fração de volume de água na amostra.

Depois de obtido o valor de F.E. foi obtido um laudo para cada poço com o resultado e observações, como valores altos de BSW, no modelo do Anexo 2. Os laudos foram emitidos mensalmente para cada poço durante junho, julho e agosto como forma de documentar o resultado da análise.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este tópico apresenta os resultados da comparação entre as médias de °API, BSW e F.E do óleo bruto nos meses de junho, julho e agosto de 2018 para os campos Cardeal e Colibri.

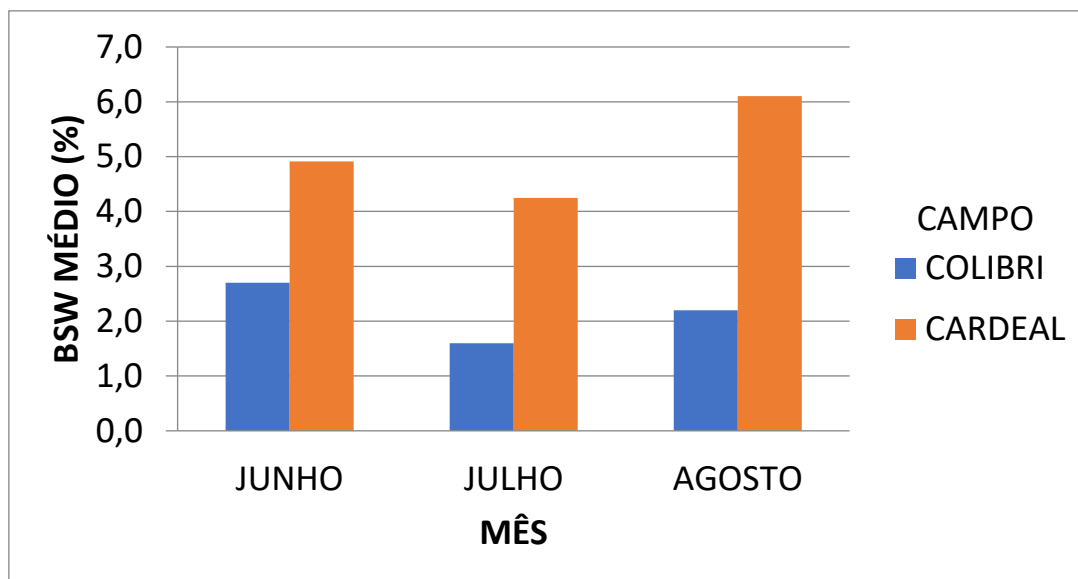
Os dados foram escritos em uma planilha da empresa no Microsoft Excel®, como mostra no Anexo 1. Nessa planilha estão inseridas as equações de 1 a 4. Foi feita a correção da densidade para temperatura padrão de 20°C através das tabelas I e II RESOLUÇÃO CNP Nº 6, DE 25 de junho de 1970.

5.1. Comparação do BSW médio

Foram comparadas as análises do campo Cardeal com o Colibri a fim de determinar características de cada campo. O BSW de cada um dos 26 poços foi calculado pela Equação 1, inserida na planilha, que se encontra no Anexo 1 como BSW %.

Com os dados das análises de BSW de cada poço foi realizada uma média dos resultados, soma do BSW dos poços de cada campo e divisão pelo número de poços do campo, nos meses de Junho, Julho e Agosto de 2018 para os campos do Cardeal e Colibri. A comparação dessas médias pode ser visualizado no Gráfico 1. Foi analisada somente a porcentagem de água da amostra, pois a quantidade de sólidos nas amostras e nos campos em geral não são relevantes.

Gráfico 1: Comparação BSW médio dos campos Cardeal e Colibri em três meses de 2018.



Fonte: Autoria própria, 2018.

O Colibri possui uma menor porcentagem de água no óleo bruto do que o Cardeal para os meses referentes. Ao total são 26 poços e o Colibri possui uma quantidade inferior de poços do que o Cardeal, sendo que no último existem poços com alta porcentagem de água chegando a superar 7% o que eleva a média do campo.

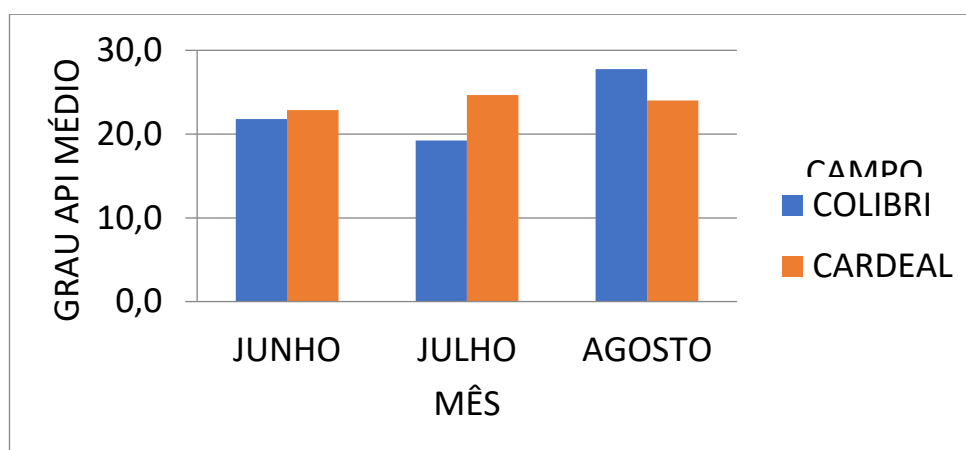
5.2. Comparação do °API médio

O $^{\circ}\text{API}_{\text{MEDIDO}}$ foi obtido experimentalmente. O $^{\circ}\text{API}_{\text{CORRIGIDO}}$ de cada um dos 26 poços foi calculado pela Equação 3 que foi inserida na planilha.

Na análise do grau API corrigido, Gráfico 2, podemos perceber uma flutuação nos valores entre os meses de junho a agosto. A média do $^{\circ}\text{API}$ para o Colibri nesses meses apresenta-se na faixa dos dados apresentados em ANP (2016b). Já o campo Cardeal apresenta um valor ligeiramente superior ao de ANP (2016a). O $^{\circ}\text{API}$ é relativo ao fluido e sua composição não é constante, por isso pode ocorrer

variações de °API. O grau API se relaciona com a densidade relativa do óleo bruto de forma que quanto maior o °API menor a densidade relativa.

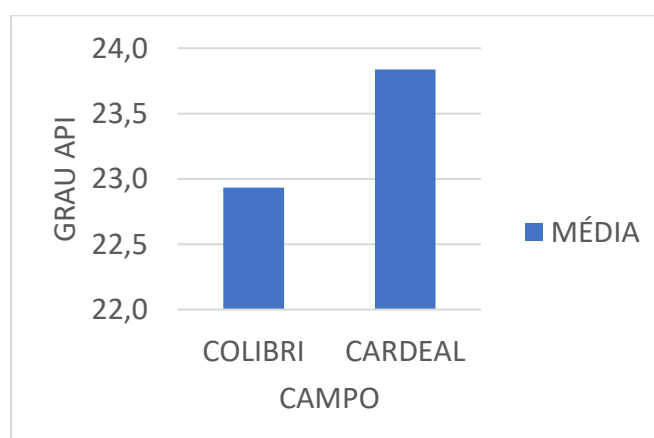
Gráfico 2: Comparação °API médio dos campos Cardeal e Colibri em três meses de 2018.



Fonte: Autoria própria, 2018.

O ° API do Cardeal foi maior do que o do Colibri nos dois primeiros meses. Obtendo a média de °API de cada campo nos meses referentes temos que o Cardeal apresenta maior valor de °API, podendo ser visualizado pelo Gráfico 3.

Gráfico 3: Média de °API médio nos campos.



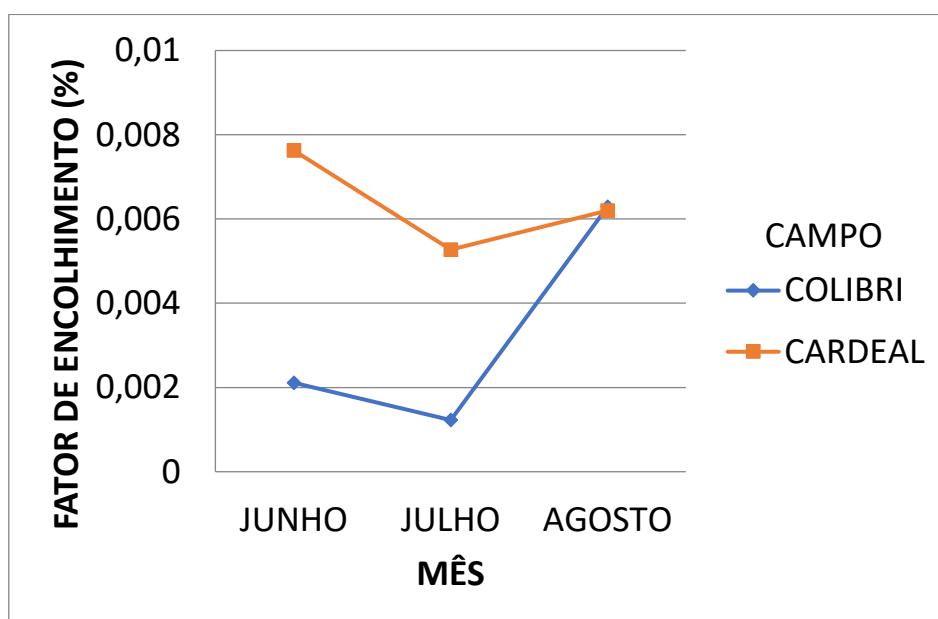
Fonte: Autora (2018).

5.3. Comparação do F.E. médio

Para a análise de Fator de Encolhimento é necessário conhecer a quantidade de água na amostra, determinado de acordo com o tópico 4.1 e então fazer uma correção por diferença obtendo o valor do encolhimento somente para o óleo bruto, como comentado no tópico 4.3. Por isso é realizado a análise de BSW e Grau API previamente. O F.E. foi calculado para cada um dos 26 poços em cada mês. Foi calculada a média do encolhimento para cada campo em junho, julho e agosto.

A comparação evolutiva do F.E. médio, em unidade percentual, em três meses cada um dos dois campos é mostrado no Gráfico 4.

Gráfico 4: Fator de Encolhimento médio de junho a agosto.

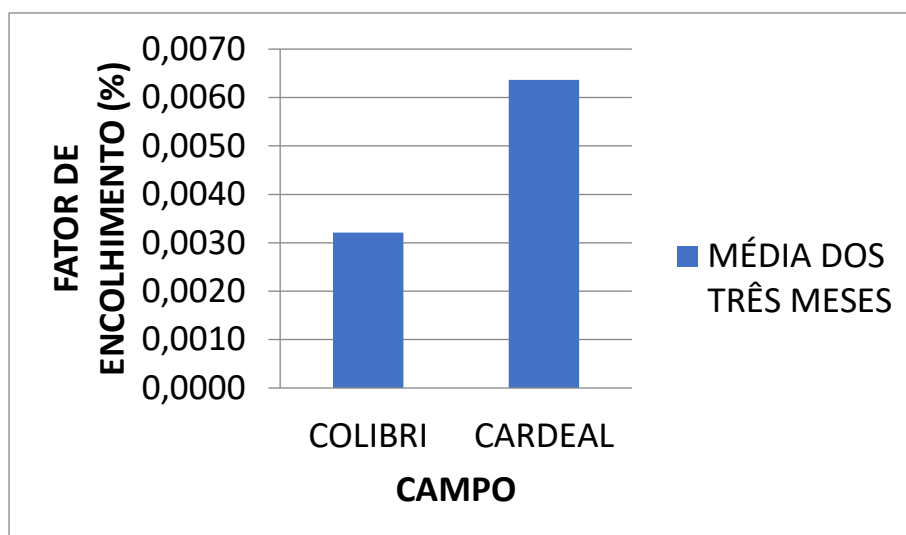


Fonte: Autoria própria, 2018.

Analisando os valores °API para os campos, vemos que o Cardeal possui a maior média o que leva a esse campo possuir um Fator de Encolhimento maior. Isso ocorre porque quando maior o °API mais leve é o óleo bruto, logo possui uma maior quantidade de hidrocarbonetos de cadeias menores que são mais fáceis de se desprender do óleo, fazendo parte da fração gás do petróleo. A fração média de

compostos voláteis no campo Cardeal foi mais considerável do que o Colibri para os meses referentes e pode ser visualizado pelo Gráfico 5.

Gráfico 5: Média de Encolhimento médio nos campos.



Fonte: Autoria própria, 2018.

6. CONCLUSÕES

O estágio concluído na Partex Brasil Operações Petrolíferas foi de grande aprendizagem. Através dele foi possível aplicar conhecimentos teóricos no ramo das várias químicas entre elas: analítica, orgânica, ambiental e inorgânica. A experiência permitiu o aprendizado de procedimentos de análises no ramo petrolífero enriquecendo o conhecimento prático na indústria e na vida profissional.

Entre o campo Cardeal e Colibri o que possui menor Fator de Encolhimento para os meses de Junho, Julho e Agosto de 2018, logo menor taxa de gás no reservatório foi o Colibri para esse período. O grau API dos poços classifica o óleo como sendo de médio a leve, sendo que o óleo de cada poço em um mesmo campo pode variar consideravelmente.

7. REFERÊNCIAS

ABNT, NBR. 7148-Determinação da massa específica, densidade relativa e API-Método do densímetro. **Produtos de Petróleo—Determinação da cor: Método do densímetro. ABNT, 2001.**

ANGELIM, L. A. A. et al. Geologia e recursos minerais do estado do Rio Grande do Norte: texto explicativo dos mapas geológicos e recursos minerais do Estado do Rio Grande do Norte. CPRM/SEDEC RN/FAPERN. Recife, 2006.

ANP. Cardeal. Plano de Desenvolvimento Aprovado. Reunião de Diretoria nº 686 de 03/10/2012. Resolução nº 951/2012. 2016a. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Cardeal.pdf>. Acesso em 18 set. 2018.

ANP. Colibri. Plano de Desenvolvimento Aprovado. Reunião de Diretoria nº 698 de 14/01/2013. Resolução nº 28/2013. 2016b. http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Colibri.pdf Acesso em 18 set. 2018.

ANP. Exploração e produção de óleo e gás. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>>. Acesso em: 04 ago. 2018.

ANP. Petróleo. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natutal/petroleo>>. Acesso em: 04 ago. 2018.

ANP. RESOLUÇÃO Nº 703, DE 26.9.2017 - DOU 27.9.2017 RETIFICADA DOU DE 4.10.2017 E DOU 23.11.2017 Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2017/setembro&item=ranp-703-2017&export=pdf>>. Acesso em 23 de ago. 2018.

ANP/INMETRO. RESOLUÇÃO CONJUNTA ANP/INMETRO Nº 1, DE 10.6.2013 - DOU 12.6.2013 – RETIFICADA DOU 17.6.2013. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=66648>>. Acesso em 23 de ago. 2018.

ASTM D4057. Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products. **Annual Book of Standards**, 2001.

ASTM. MPMS CHAPTER 10.4: Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by Centrifuge Method. West Conshohocken: AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS, 1998.

BRASIL, N.I do, ARAÚJO, M.A.S., DE SOUSA, E.C.M. Processamento de Petróleo e Gás: petróleo e seus derivados, processamento primário, processos de refino, petroquímica e meio ambiente. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

CARNEIRO, Ingrid Bertin. Simulação numérica da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 2016.

CURBELO, F.D.S..; Estudo da Remoção de Óleo em Águas Produzidas na Indústria de Petróleo, por Adsorção em Coluna Utilizando a Vermiculita Expandida e Hidrofobizada. Dissertação de mestrado em Engenharia Química. Programa de pós-graduação em engenharia química. UFRN. Natal/RN, mar. 2002. Disponível em: Acesso em: 21 de ago 2018.

GOMES, Ana Paula Pereira. GESTÃO AMBIENTAL DA ÁGUA PRODUZIDA NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO: MELHORES PRÁTICAS E EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS. 2014. 120 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

HILÁRIO, L. S.. **AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DESEMULSIFICANTES COMERCIAIS NA SEPARAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO**. 2012. 47 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN, Natal (RN), 2012. Disponível em:

<http://arquivos.info.ufrn.br/arquivos/20130731897c951563213f9a4d3e421ab/TCC_-_2012.2_-_Larissa_Sobral_Hilario.pdf>. Acesso em: 21 ago. 2018.

KUNERT, Rosana et al. PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO. Rio de Janeiro: Universidade Petrobras, 2007.

PARTEX OIL AND GAS. Disponível em: <<https://www.partex-oilgas.com/index.php>>. Acesso em 11 ago. 2018.

PETROBRAS. Bacia Potiguar. 2018. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-potiguar.htm>>. Acesso em 4 ago. 2018

PETROBRAS. Manual Técnico Petroguia. 2002.

PORTELLA, Andressa Yumi; FABIANOVICZ, Rosemari. **BACIA POTIGUAR. Sumário Geológico e Setores em Oferta. ANP** : Superintendência de Definição de Blocos SDB. [S.l.: s.n.], 2017. 23 p. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Potiguar.pdf>. Acesso em: 18 set. 2018.

SENA, S. F. M. Estudo Hidroquímico da Água Produzida de um determinado Campo de Petróleo da Bacia Potiguar. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós Graduação Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo PPGCEP, UFRN, Natal/RN, 2011.

SOUZA, DAPHNE RACHEL RODRIGUES DE. **ACOMPANHAMENTO PARA OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS QUE SERÃO ANALISADOS PRÉ REFINARIA**. 2016. 43 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Química)- Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA, Campus Mossoró, Mossoró (RN), 2016. Disponível em: <<https://sigaa.ufersa.edu.br/sigaa/public/biblioteca/buscaPublicaAcervo.jsf>>. Acesso em: 21 ago. 2018.

TAIOLI, Fabio – Recursos Energéticos. In: TEIXEIRA, Wilson et al. org. Decifrando a Terra. São Paulo: Oficina de Textos, 2000. 568p. il. p. 475-480.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda., 2001. 288 p.

VIEIRA, V. M. Água produzida no Segmento onshore de petróleo– caracterização de cenários na Bahia e prospecção de soluções para gerenciamento. Dissertação de Mestrado. 2011. Centro de pesquisa em geofísica e geologia, Instituto de Geociências. Universidade Federal da Bahia. Salvador–BA.

Anexo 2. Modelo de laudos emitidos para Fator de Encolhimento de cada poço

		Data: #N/D
	RELATÓRIO DE ENSAIO DO FATOR DE ENCOLHIMENTO	Responsável: Thamyres Freire

IDENTIFICAÇÃO DA AMOSTRA

Origem da Amostra:	#N/D	Poço:	#N/D
Local da Coleta:	TANQUE	Ponto de Coleta:	#N/D
Data da Coleta:	#N/D	Hr da amostragem:	#N/D
Resp. pela Coleta:	#N/D	Data de emissão:	#N/D
Ident. Boletim:		Resp. pela análise:	Thamyres Freire
Data de Avaliação da Amostra:	#N/D		

PROCEDIMENTOS E PARÂMETROS

1. RM - Regulamento Técnico de Medição - Resolução conjunta nº 1 ANP/INMETRO DE 10/06/2013
2. Portaria Conjunta ANP/INMETRO Nº 1/2013
3. A amostra foi analisada de acordo com o Procedimento Interno PR-PAR-PRO-011: Determinação do Fator de Encolhimento de Petróleo em Laboratório

OBSERVAÇÕES

1. A coleta e o envase foram realizados pelo operador responsável pelo teste de produção.
2. A responsabilidade civil pelo fato da coleta é única e exclusiva da Equipe de Produção do Campo, eximindo o/a responsável pelo Laboratório de qualquer responsabilidade nesta operação.
3. O(s) resultado(s) neste documento refere(m)-se à(s) amostra(s) analisada(s). Este boletim somente pode ser reproduzido na sua totalidade e com a aprovação por escrito do laboratório e empresa.

INFORMAÇÕES DOS INSTRUMENTOS

IDENT. DO INSTRUMENTO	Nº DO CERTIFICADO	VALIDADE
Proveta de 1000 ml #N/D		
Tubo de ensaio 100 ml #N/D		
Termodensímetro		
Termômetro de Vidro		

Legenda:

NI - Não informado

		Data: #N/D
	RELATÓRIO DE ENSAIO DO FATOR DE ENCOLHIMENTO	Responsável: Thamyres Freire

Número do Laudo:

PARÂMETRO	UNIDADE	VALOR	MÉTODO
<i>Fator de Encolhimento</i>	<i>N.A</i>	<i>#N/D</i>	<i>Método Interno</i>
<i>Encolhimento</i>	<i>%</i>	<i>#N/D</i>	<i>Método Interno</i>
<i>Razão de Solubilidade</i>	<i>m³/m³</i>	<i>#N/D</i>	<i>Método Interno</i>

OBS: #N/D

Assinatura e Carimbo do Responsável