

CENTRO DE TECNOLOGIA DA INDÚSTRIA QUÍMICA E TÊXTIL
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA SENAI: CENTRO DE TECNOLOGIA DA
INDÚSTRIA QUÍMICA E TÊXTIL

Thiago Alves Aragão

**DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS FÍSICO-QUÍMICOS DO PETRÓLEO
BRUTO E SUAS CLASSIFICAÇÕES**

Rio de Janeiro

2022



Thiago Alves Aragão

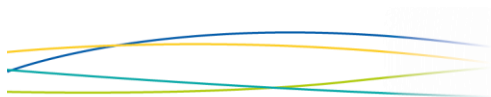
**DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS FÍSICO-QUÍMICOS DO PETRÓLEO
BRUTO E SUAS CLASSIFICAÇÕES**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de graduação em engenharia química, da Faculdade de Engenharia Química SENAI CETIQT, como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em engenharia química.

Orientador(a): Tanise Mori Flores

Rio de Janeiro

2022



SENAI CETIQT



n. autor Aragão, Thiago Alves.

 Determinação de parâmetros físico-químicos do petróleo bruto e suas classificações / Thiago Alves Aragão. -- 2022.

 nº. f. : il.

 Orientador: Tanise Mori Flores

 Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Centro de Tecnologia da Indústria Química e Têxtil, Faculdade de Engenharia Química Senai: Centro de Tecnologia da Indústria Química e Têxtil, Barra da Tijuca, Rio de Janeiro, 2022.

 1. Petróleo. 2. Análises. 3. Classificações. 4. Parâmetros físico-químicos.
I. Título.

Thiago Alves Aragão

**DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS FÍSICO-QUÍMICOS DO PETRÓLEO
BRUTO E SUAS CLASSIFICAÇÕES**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de graduação em engenharia química, da Faculdade de Engenharia Química SENAI CETIQT, como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em engenharia química.

Aprovada em:

Aprovado por:



Orientador: Tanise Mori Flores, MSc.

Banca Examinadora:



Elene de Souza Freitas, MSc., DBR Energies



Alex Vazzoler, DSc., Faculdade Senai Cetiqt



Letícia Quinello Pereira, DSc., Faculdade Senai Cetiqt

Rio de Janeiro

2022

Ao meu filho, Lucas, fonte da minha motivação, garra, empenho, persistência e perseverança,
dedico essa conquista. Espero conseguir lhe deixar um mundo melhor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me sustenta, não só nessa trajetória acadêmica, mas em toda minha vida. Cuida do meu psicológico e emocional ao mesmo tempo em que fortalece meu espiritual. Sou muito grato pela sabedoria, experiência e por ter conquistado esse objetivo.

Quero agradecer também minha família por todo amor, apoio e incentivo, principalmente nos períodos mais difíceis. Enfatizar aqui o apoio incondicional da minha mulher, Mayara. Sem ela, com certeza, eu não teria chegado até aqui. E também meu irmão, Bruno, que no início compartilhou esse caminho comigo, estudando e indo às aulas juntos.

Agradeço a todos meus professores e colegas, que contribuíram para minha formação. Sou grato por todos os ensinamentos e desafios lançados e superados. Por toda experiência em laboratório, em gestão de tempo, organização, pelo senso de responsabilidade e trabalho em equipe.

À minha orientadora Tanise, pelo suporte no pouco tempo que tivemos, pelas correções, cobranças e incentivos. E, principalmente, por se mostrar preocupada em fazermos um ótimo trabalho, sempre pronta a responder minhas mensagens.

Aos meus colegas de trabalho, principalmente, meu supervisor, Diego, que me auxiliou e ensinou através dos seus conhecimentos e experiência profissional.

“Feliz aquele que consegue enxergar na alegria do outro o resultado das suas ações, do seu investimento, da sua dedicação e do seu empenho.”
(Clovis de Barros Filho)

RESUMO

O petróleo, devido a sua grande complexidade de composição, é caracterizado segundo algumas propriedades relacionadas à sua natureza e transporte. Tais propriedades são informações fundamentais para melhorar a eficiência de todos os segmentos do setor petrolífero. O segmento *upstream*, base da cadeia, é o pilar da viabilidade do processo e dita o início (ou não) de um campo produtor. Sua relação com o *downstream* se faz muito importante para atender a demanda de mercado, bem como possibilitar melhores rendimentos dos derivados. Este trabalho apresenta alguns dos principais parâmetros físico-químicos que determinam a qualidade do petróleo bruto, a fim de correlacioná-los e classificá-los, com o objetivo de auxiliar no melhor direcionamento de processos *downstream*, de acordo com a complexidade da refinaria necessária para obter as diversas frações de refino. São apresentadas as análises usadas na obtenção dos dados experimentais, as classificações quanto ao °API, viscosidade e teor de água, bem como um comparativo com outros petróleos nacionais, encontrados na literatura, e com o *Brent* (referência em todo mundo). As classificações apontam para determinados perfis característicos de petróleo, o que auxilia nas avaliações de qualidade e no direcionamento para melhor aplicação industrial.

Palavras-chave: petróleo; classificação; óleo cru; upstream; downstream; refinaria; densidade; API; viscosidade; teor de água.

ABSTRACT

Petroleum, due to its great complexity of composition, is characterized according to some properties related to its nature and transport. Such properties are fundamental information to improve the efficiency of all segments of the oil sector. The upstream segment, the base of the chain, is the pillar of the viability of the process and dictates the beginning (or not) of a producing field. Its relationship with the downstream is very important to meet market demand, as well as to enable better derivative yields. This paper presents some of the main physical-chemical parameters that determine the quality of crude oil, in order to correlate and classify them, assisting in the best direction of downstream processes, according to the complexity of the refinery needed to obtain the various refining fractions. The analyzes used to obtain the experimental data, the classifications regarding °API, viscosity and water content are presented, as well as a comparison with other national oils and with the Brent oil (worldwide reference). The classifications point to certain characteristic oil profiles, which helps in quality assessments and in directing the best industrial application.

Keywords: petroleum; classification; crude oil; upstream; downstream; refinery; density; API; viscosity; water content.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura da Cadeia Petrolífera.....	18
Figura 2.2 – Diagrama de Unidade de Processamento Primário.....	20
Figura 3.1 – Diagrama de Blocos da Metodologia da Pesquisa.....	29
Figura 3.2 – Referência Mundial de tipos de óleos.....	30
Figura 3.3 – Densímetro Digital – Anton Paar.....	31
Figura 3.4 – Viscosímetro Digital Stabinger – Anton Paar.....	32
Figura 3.5 – Titulador Automático Karl Fischer – Mettler Toledo.....	33
Figura 3.6 – Esquema de Separação “Flash”.....	34
Figura 4.1 – Composição de diversos Petróleos Brasileiros pelo °API	45
Figura 4.2 – Rendimento das frações básicas de refino de petróleos brasileiros	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificação quanto à medida de densidade em °API.....	23
Tabela 2.2 – Definição de classes considerando a medida de densidade relativa (SG).....	23
Tabela 4.1 – Amostras por Plataforma e Poço.....	37
Tabela 4.2 – Amostras ordenadas pela Razão de Solubilidade.....	38
Tabela 4.3 – Amostras ordenadas pelo Fator de Encolhimento.....	39
Tabela 4.4 – Classificação das amostras quanto ao °API.....	40
Tabela 4.5 – Comparativo dos óleos analisados com o <i>Brent</i>	41
Tabela 4.6 – Critério de Classificação quanto à Viscosidade.....	42
Tabela 4.7 – Classificação das amostras quanto à Viscosidade.....	42
Tabela 4.8 – Classificação das amostras quanto ao Teor de Água.....	43

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BMP	Boletim Mensal da Produção
BSW	<i>Basic Sediments and Water</i>
FE	Fator de Encolhimento
FSW	<i>Free Sediments and Water</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
KF	<i>Karl Fischer</i>
P	Pressão
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAP	Programa Anual de Produção
PD	Plano de Desenvolvimento
PEV	Ponto de Ebulição Verdadeiro
QAV	Querosene de Aviação
RGN	Rio Grande do Norte
RS	Razão de Solubilidade
RV	Resíduo de Vácuo
SG	<i>Specific Gravity</i>
STD	<i>Standard</i>
T	Temperatura
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

SUMÁRIO

1. CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	14
1.1. INTRODUÇÃO	14
1.2. OBJETIVOS	15
1.2.1. Objetivo Geral	15
1.2.2. Objetivos Específicos	16
1.3. JUSTIFICATIVA	16
1.4. DELIMITAÇÃO	16
2. CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA	17
2.1. A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	17
2.1.1. A Origem do Petróleo	17
2.1.2. A Estrutura da Cadeia Petrolífera	17
2.1.3. Processamento Primário	20
2.2. PARÂMETROS FÍSICO-QUÍMICOS	21
2.2.1. Densidade e °API	22
2.2.2. Viscosidade (μ)	23
2.2.3. Teor de Água	24
2.2.4. Fator de Encolhimento (FE)	25
2.2.5. Razão de Solubilidade (RS)	25
2.3. REQUISITOS LEGAIS	26
3. CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA	29
3.1. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	29
3.1.1. Análise dos Dados Experimentais	29
3.1.2. Análise de Densidade e °API	30
3.1.3. Análise de Viscosidade	31
3.1.4. Análise de Teor de Água	32
3.1.5. Determinação do FE e RS	34

3.2. CLASSIFICAÇÕES.....	35
3.3. AVALIAÇÃO DA QUALIDADE E MELHOR APLICAÇÃO INDUSTRIAL	35
4. CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES	37
4.1. MÉDIA DO HISTÓRICO DOS POÇOS DE PRODUÇÃO	37
4.2. CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO GRAU API.....	39
4.3. CLASSIFICAÇÃO QUANTO À VISCOSIDADE	42
4.4. CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO TEOR DE ÁGUA	43
4.5. APLICAÇÃO NO DOWNTREAM.....	45
5. CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO E SUGESTÕES FUTURAS	47
5.1. CONCLUSÃO	47
5.2. SUGESTÕES FUTURAS	47
REFERÊNCIAS	48
APÊNDICE A – HISTÓRICO DOS POÇOS PRODUTORES	52

1. CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1. INTRODUÇÃO

A palavra petróleo origina-se do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo). É formado por restos de animais e vegetais soterrados submetidos a condições extremas de temperatura e pressão e ação de microorganismos, por longos períodos de tempo. Em seu estado natural é uma mistura oleosa complexa de hidrocarbonetos, principalmente metano (CH_4), butano (C_4H_{10}) e octano (C_8H_{18}), contendo também proporções menores de contaminantes (água, enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais) (CARDOSO, 2004).

Pode ser classificado em: parafínicos, quando possuem alta concentração de hidrocarbonetos parafínicos (alcanos); naftênicos, quando possuem alta concentração de hidrocarbonetos naftênicos (ciclanos); aromáticos, quando possuem alta concentração de hidrocarbonetos aromáticos; misto, quando não há predominância de nenhuma substância (THOMAS, 2004).

Devido à complexidade tanto em relação a sua composição quanto em relação ao elevado peso molecular dos compostos orgânicos que o compõem, a análise do petróleo apresenta algumas dificuldades principalmente no que diz respeito à separação e a dificuldade de identificação de seus componentes (BUENO, 2004; PANTOJA, 2006).

As atividades que compõem a cadeia de suprimento de petróleo são divididas em dois (*downstream* e *upstream*) ou três segmentos (*downstream*, *midstream* e *upstream*), dependendo do autor. O *upstream* compreende as atividades de exploração e produção de petróleo, podendo ser em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*). *Downstream* é um termo usado para definir, essencialmente, as atividades de transporte, comercialização e refino de petróleo e ainda transporte e comercialização de derivados de petróleo. Para aqueles que utilizam três segmentos, o *midstream* compreende a parte de transporte do petróleo bruto (ROCHA *et al*, 2017).

O petróleo, em seu estado bruto, apresenta pouca ou nenhuma utilidade. Para que dele se obtenham benefícios, é necessário realizar diversas etapas de processamento, que consistem na separação, conversão e tratamento de suas frações (GOMES, 2013). Portanto, uma das etapas mais importantes e estudadas em toda cadeia é a parte de refino. Entretanto, toda etapa do *upstream* é fundamental para viabilizar o processo, nela há o estudo da

prospecção, que engloba o mapeamento geológico e identificação das rochas; exploração, que dimensiona os recursos geológicos e caracteriza os reservatórios; extração: estuda toda parte de perfuração e construção dos poços, bem como a extração dos fluidos; produção, que faz o processamento e análise dos fluidos e monitora os reservatórios. Logo, focar no segmento *upstream* é fortalecer a base da cadeia e viabilidade do processo (ROCHA *et al*, 2017).

Dentre as diversas etapas de obtenção do petróleo bruto, os testes de produção são fundamentais para o acompanhamento do comportamento do poço, tomadas de decisões e atendimento à periodicidade de testes exigida pelas agências reguladoras, além de auxiliar na caracterização do óleo. Cada poço produtor é testado individualmente. Os principais testes realizados são: densidade e °API; viscosidade; teor de água no óleo e teor de água livre (não emulsionada); teor de enxofre; número de acidez total (SOUZA, 2017).

A proposta do trabalho é apresentar o petróleo bruto e sua diversidade tanto em composição como em características físico-químicas, classificando-o por sua viscosidade, °API e teor de água, e identificar a melhor aplicação industrial, evidenciando a importância do segmento *upstream* para fortalecer as diversas etapas posteriores, a viabilidade de todo o processo e tendo em vista a particularidade dos segmentos constituintes da cadeia petrolífera, além de esclarecer os requisitos legais para a implementação de um campo produtor.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo Geral

O presente trabalho tem o objetivo de avaliar a qualidade de cada petróleo para processos do *downstream*, identificando a melhor aplicação, a partir de dados experimentais (obtidos em laboratório) de parâmetros físico-químicos de óleos crus, como densidade, viscosidade e teor de água.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Identificar os principais parâmetros físico-químicos do petróleo no processo de produção;
- Descrever as principais análises do processamento primário;
- Classificar os óleos a partir dos dados de viscosidade, °API e teor de água;
- Avaliar a qualidade dos óleos para posteriores processos do *downstream*.

1.3. JUSTIFICATIVA

Visto a complexidade da composição do petróleo cru, as análises de parâmetros físico-químicos auxiliam na determinação dos componentes do óleo, direcionando, especificamente, etapas de tratamento. Além de evitar multas por parte de agências reguladoras, como a ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível), que exigem relatórios periódicos das empresas produtoras para controle da quantidade e qualidade do que é produzido.

Uma vez identificados os parâmetros, é possível classificar e direcionar o óleo para a melhor aplicação industrial, pois de acordo com a composição do petróleo bruto, o mesmo pode ter um rendimento maior em determinada fração de refino. Portanto, analisar essas classificações, permite explorar esse potencial, diminuindo custos, principalmente, com etapas de tratamento.

1.4. DELIMITAÇÃO

O trabalho se limita a avaliar os seguintes dados experimentais: teor de água, viscosidade, densidade/°API, fator de encolhimento e razão de solubilidade, sendo que os três primeiros serão os parâmetros das classificações; o direcionamento para processos downstream terá como base os parâmetros físico-químicos das diferentes classificações e a comparação com o óleo *benchmark* referência do petróleo nacional; a comparação será feita apenas com o °API; não serão determinados todos os componentes do óleo, apenas aqueles em que se baseiam as classificações apresentadas; não serão explicados os princípios de funcionamento dos equipamentos utilizados nas análises/testes; não serão detalhados esquemas de refino e tratamento do petróleo; não serão apresentados dados estatísticos.

2. CAPÍTULO 2 – REVISÃO DA LITERATURA

2.1. A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

2.1.1. A Origem do Petróleo

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de microorganismos e algas que formam o fitoplâncton e não podem sofrer processos de oxidação. Essa massa de detritos orgânicos se transforma em compostos químicos, sob a ação do calor e da pressão das camadas que iriam se depositando e pela ação de bactérias ao longo do tempo. Entre os compostos oriundos dessa transformação estão alguns gases, alguns compostos solúveis em água e um material sólido remanescente, que continua a sofrer a ação das bactérias até se transformar em uma substância semissólida, pastosa. A matéria orgânica proveniente de vegetais superiores também pode dar origem ao petróleo, todavia sua preservação torna-se mais difícil em função do meio oxidante onde vivem. A interação dos fatores – matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas – é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo (THOMAS *et al*, 2004; FARAH, 2013).

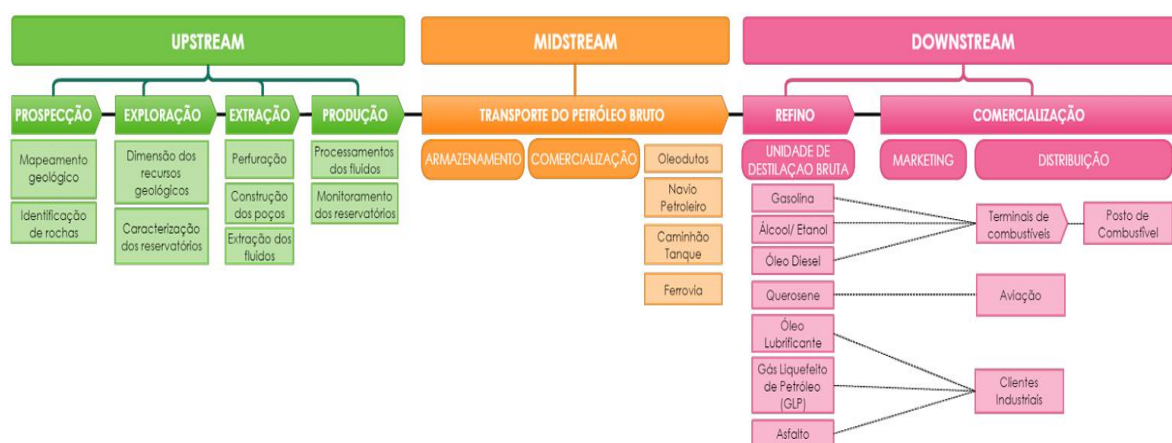
Para isso, é preciso a existência de rochas ricas em matéria orgânica (conhecidas como “rochas geradoras”) que devem estar submetidas a condições ideais de temperatura, tempo e pressão. É necessário também haver uma rocha reservatório, ou seja, uma rocha que possua certos níveis de porosidade e permeabilidade, além de condições que favoreçam a migração do petróleo da rocha geradora para a rocha reservatório. Para a retenção do petróleo, deve existir uma rocha de baixíssima permeabilidade (“rochas selantes” ou “rochas capeadoras”) e um bom arranjo geométrico das rochas selante e reservatório para que possa haver um significativo acúmulo de petróleo (UFC, 2022).

2.1.2. A Estrutura da Cadeia Petrolífera

A estrutura *input-output* é destinada à identificação dos processos e atividades-chave por meio da estruturação e divisão entre os segmentos *upstream*, *midstream* e *downstream*, que designam a análise dos principais elos desde a prospecção de poços a partir da Pesquisa e

Desenvolvimento (P&D) até a distribuição dos produtos refinados. A primeira etapa, *upstream*, engloba os elos de prospecção, exploração, extração e produção do petróleo bruto, o *midstream* envolve os elos de armazenamento, comercialização e transporte da matéria-prima para refinarias, enquanto o *downstream* se refere aos elos de refino, comercialização e distribuição dos produtos derivados do petróleo. A Figura 2.1 ilustra a estrutura da cadeia (ROCHA *et al*, 2017).

Figura 2.1 – Estrutura da Cadeia Petrolífera.



Fonte: adaptado de ROCHA *et al*, 2017.

A etapa *upstream* constitui a base da indústria do petróleo, pois está relacionada com sua produção. Nesse estágio inicial, seja para a extração do petróleo em terra (*onshore*) ou abaixo do assoalho do mar (*offshore*), é necessária a realização da prospecção, que pode ser realizada por meio de métodos geológicos ou geofísicos, os quais, frequentemente, um complementa o outro, para identificar potenciais rochas portadoras de hidrocarbonetos por meio de diferentes estudos, por exemplo, sísmicos, magnéticos, gravitacionais (FARAH, 2013).

Após esse processo, é realizada a exploração, que é uma atividade dispendiosa e demorada para apresentar resultados, e envolve o levantamento de dados com testes de produção, poços de avaliação, estudos sísmicos e análises dos dados, em que se verifica a possibilidade de uma bacia sedimentar acumular petróleo, determinando as dimensões dos recursos geológicos medidos e caracterizando o reservatório, para estimar seu tamanho e capacidade de produção, a fim de justificar uma decisão de desenvolvimento e a viabilidade econômica do depósito (ROCHA *et al*, 2017; THOMAS *et al*, 2004).

Após a viabilização do depósito ocorre a perfuração e construção dos poços, este processo inclui reforçar e revestir a cavidade perfurada, avaliar a pressão e a temperatura, e instalar equipamentos adequados para garantir um fluxo eficiente de petróleo. E, dessa forma, os fluidos são extraídos por sondas de perfuração. (ROCHA *et al*, 2017).

O elo de produção será responsável também pela gestão das etapas anteriores, isto é, o monitoramento dos reservatórios visando maximizar sua vida útil através de técnicas de recuperação e otimização dos níveis produtivos. Esse processo é essencial para determinar ou não o encerramento das atividades produtivas, de acordo com os riscos de extração e do retorno econômico das reservas (ROCHA *et al*, 2017).

A etapa *midstream* trabalha com a parte logística entre a produção e o refino, ou seja, desde o armazenamento e comercialização do óleo cru até o transporte para a refinaria. Do ponto de vista da logística, não existe um tratamento diferenciado quando o produto a ser movimentado for o petróleo (com a exceção de quando se refere a segurança ambiental), trata-se de uma carga que parte de um ponto de origem que necessita chegar a um certo destino em um prazo determinado e com um menor custo-benefício. Do ponto de vista do processo, durante o transporte, conhecer os parâmetros físicos como o ponto de ebulição é crucial para evitar problemas como obstrução ou solidificação, pois em baixas temperaturas e altas pressões, podem ocorrer a formação de hidratos e a deposição de parafina e incrustações no interior dos dutos, causando o entupimento da linha, com perda de vazão e eventual sobrecarga das unidades de bombeamento (CARDOSO, 2004; FERREIRA, 2018).

Como a extração do petróleo ocorre muitas vezes em áreas distantes dos centros de consumo, seu transporte para as refinarias exige sistemas complexos e especializados, como dutos, navios petroleiros, caminhões e vagões-tanques. Quando se trata de longas distâncias, um dos meios mais barato é o navio petroleiro que, com sua grandiosidade, contribui para a redução dos custos no transporte. Já no transporte por terra, o rodoviário ainda toma conta da grande maioria dos transportes. Mas o meio mais econômico e seguro é o de dutos, que podem transportar uma grande quantidade de petróleo e reduzir problemas de contaminação (CARDOSO, 2004).

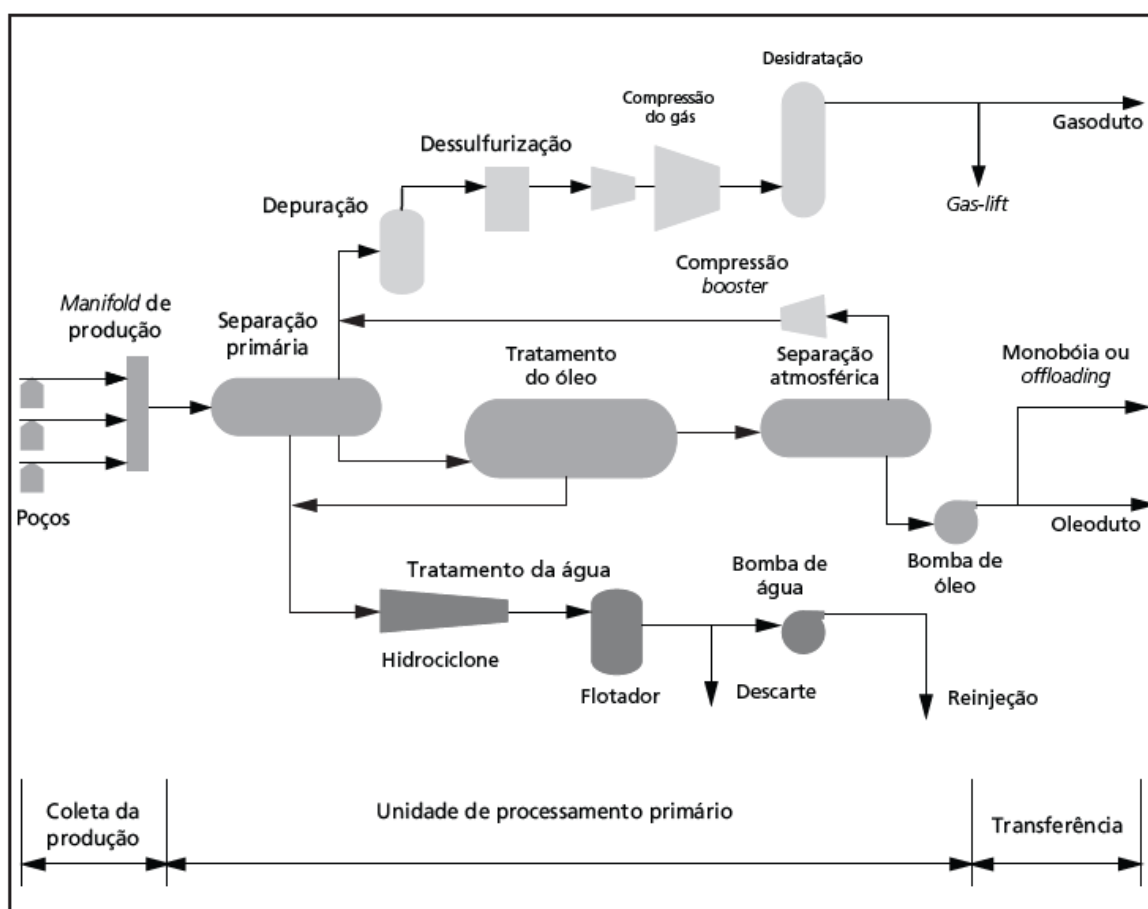
A etapa de *downstream* engloba, basicamente, o refino e a logística dos produtos até sua distribuição. No Brasil, o abastecimento do mercado de derivados, ao longo de mais de 50 anos, tem sido realizado pela Petrobras, que comercializa inúmeros produtos obtidos pelo refino do petróleo e processamento do gás natural. Sendo que os combustíveis constituem a

maior produção e demanda no mundo. No mercado nacional, alcançam mais de 80% da produção e consumo dos derivados de petróleo. Para o abastecimento do mercado, utilizam-se, comercialmente, a importação e exportação. Os derivados mais importados são o óleo diesel, o gás liquefeito de petróleo (GLP), a nafta e o coque; já os mais exportados são a gasolina e o óleo combustível industrial e marítimo, devido às características da matriz energética brasileira (FARAH, 2013).

2.1.3. Processamento Primário

Diferente do processamento realizado nas refinarias (para obtenção dos derivados), o processamento primário representa os meios utilizados nas instalações de produção para o processamento inicial dos fluidos produzidos pelos poços de petróleo, separando, tratando e especificando o óleo, o gás e a água, de acordo com padrões técnicos e exigências ambientais. A Figura 2.2, a seguir, ilustra uma unidade de processamento primário (SOUZA, 2017):

Figura 2.2 – Diagrama de Unidade de Processamento Primário.



Fonte: SOUZA, 2017.

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo ocorre, geralmente, a produção simultânea de gás, óleo e água, juntamente com impurezas. Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há necessidade de dotar os campos (marítimos ou terrestres) de instalações de produção, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o “processamento primário dos fluidos”, ou seja (THOMAS *et al*, 2004):

- A separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- O tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito;
- O tratamento da água para reinjeção ou descarte.

A separação primária do gás é relativamente fácil, devido à grande diferença de densidade entre as fases líquida e gasosa. A separação da água do óleo é um pouco mais complexa, pois, embora ambos sejam imiscíveis, a presença de emulsificantes naturais no petróleo (asfaltenos, resinas, ácidos naftênicos, entre outros) e a agitação a que são submetidos ao escoarem pelas tubulações promovem a dispersão de um fluido no outro, dando origem a emulsões do tipo água em óleo. Essas emulsões são pequenas gotas de água dispersas no petróleo, que não se separam facilmente. Entretanto, uma grande parcela de água não emulsionada, chamada água livre, é facilmente separada do óleo por simples decantação (SOUZA, 2017).

Os vasos separadores gravitacionais são equipamentos destinados à separação do gás natural e da água livre contida no petróleo. Nas plantas de processamento simples, costuma-se efetuar a separação da fase gasosa da fase líquida, denominada separação bifásica, não separando a água do óleo. Nas plantas de processamento complexas, os três fluidos são separados (gás, óleo e água livre), denominando de separação trifásica (SOUZA, 2017).

2.2. PARÂMETROS FÍSICO-QUÍMICOS

Pela complexidade de sua composição, o petróleo e seus derivados devem ser caracterizados por métodos que permitam conhecer seu comportamento físico e químico, quando submetidos a diferentes condições de operação. Alguns dos objetivos de caracterizar corretamente o petróleo são (FERREIRA, 2018):

- Refinadores estão interessados na quantidade das sucessivas frações de destilação e na composição química ou propriedades físicas destas frações;
- Geólogos procuram identificar e caracterizar os petróleos para relacioná-los à rocha geradora e medir seu grau de evolução;
- A operação dos equipamentos da cadeia de processamento depende das propriedades dos fluidos processados como a densidade, temperatura de ebulição, viscosidade, etc;
- Proporcionar um melhor desempenho na extração de subprodutos quando, na fase final de formulação, for promovida a mistura dos componentes de petróleo.

2.2.1. Densidade e °API

A densidade (ou massa específica) de uma substância é a razão de determinada massa por seu volume ocupado. Pode-se ainda, relacionar a densidade de um certo produto com um padrão, geralmente água, chamada de densidade relativa (em inglês *Specific Gravity* – SG). Essa medida é definida então, como a relação entre a massa específica de um produto a uma temperatura padronizada e a massa específica de um padrão a temperatura também padronizada. No Brasil, as temperaturas usadas são as de 20 °C e 4 °C, respectivamente, para o produto e para o padrão, que é a água (FARAH, 2013).

Uma classificação típica de óleos brutos é relacionada ao grau API, ou °API, que é calculado a partir da densidade relativa dos líquidos derivados do petróleo. A densidade é uma informação importante, pois reflete, em termos gerais, o conteúdo leve e pesado das frações do petróleo. Através de seus valores podemos classificar o óleo como: leve, médio, pesado e extra-pesado (FERREIRA, 2018).

Observa-se que a medida °API apresenta uma relação inversamente proporcional à densidade relativa do óleo. Essa relação pode ser estabelecida através da equação (1) abaixo:

$$SG = \frac{141,5}{^{\circ}API + 131,5} \quad (1)$$

Onde, SG denota a densidade relativa do óleo em relação à água. Deste modo, as classes podem ser descritas de acordo com a Tabela 2.1 e Tabela 2.2, abaixo:

Tabela 2.1 - Classificação quanto à medida de densidade em °API

Classe	Mínimo	Máximo
Leve	31,1	-
Médio	22,3	31,1
Pesado	10,0	22,3
Extra-pesado	-	10,0

Fonte: adaptado de FERREIRA, 2018.

Tabela 2.2 - Definição de classes considerando a medida de densidade relativa (SG)

Classe	Mínimo	Máximo
Leve	-	0,825
Médio	0,825	0,875
Pesado	0,875	1,000
Extra-pesado	1,000	-

Fonte: adaptado de FERREIRA, 2018.

2.2.2. Viscosidade (μ)

A viscosidade de um fluido pode ser definida, de forma geral, como sendo a resistência do fluido ao escoamento, devido ao atrito interno que ocorre entre as suas partículas durante o movimento, quando este fluido é submetido à aplicação de forças externas, relativo ao transporte microscópico de quantidade de movimento. As tensões de forças externas aplicadas para escoamento do fluido são chamadas de tensões cisalhantes. A resistência ao escoamento dado uma tensão cisalhante é chamada de viscosidade (BUCCI, 2014).

É uma propriedade utilizada como requisito de qualidade aplicável ao óleo para quase todos os derivados do petróleo, combustíveis e lubrificantes, com exceção do GLP e da gasolina. É também utilizada para traduzir características de lubrificação e como referência para facilidade de nebulização dos derivados. A propriedade mais adequada para esta última finalidade é a tensão superficial, definida como a força que deve ser aplicada ao fluido para se formar uma superfície de área unitária. No entanto, devido à dificuldade de se dispor desta propriedade a um baixo custo, emprega-se a viscosidade para este fim, uma vez que estas duas propriedades apresentam ótima correlação para produtos de mesma natureza química (FARAH, 2006).

2.2.3. Teor de Água

No processo de produção de petróleo é comum a coprodução de contaminantes onde se destaca a água de formação, geralmente, sob a forma emulsionada e com elevada salinidade. O teor de água e sedimentos encontrado nas amostras afeta diretamente os valores da salinidade do petróleo. A presença desses contaminantes pode acarretar diversos problemas, como: cristalização, que irá refletir em possíveis obstruções no escoamento; possibilidade de crescimento de micro-organismos, gerando material ácido corrosivo; reação com óxidos de enxofre com formação de H_2SO_4 ; entre outros efeitos indesejáveis. Isso demonstra a importância do monitoramento frente às determinações da razão água-óleo (BSW - *Basic Sediments and Water*) de amostras com perfis desconhecidos, para assim verificar a presença de sais dissolvidos oriundos da água de formação e prever ações para reduzir os teores de BSW, com níveis aceitáveis, evitando danos desde a produção até o processo de refino e melhorando a qualidade do óleo produzido (FRINHANI, 2007; FARAH, 2013).

As condições do processo e a própria natureza do petróleo favorecem a formação de emulsões do tipo água em óleo, que são pequenas gotas de água dispersas no óleo não facilmente separáveis. Porém, existe uma grande parcela de água não emulsionada, chamada água livre, que é facilmente separada por uma simples decantação. A esse processo chamamos de FSW (*Free Sediments and Water*) (SOUZA, 2017).

O FSW demonstra muito mais uma característica de processo do que do próprio óleo em si. Esse parâmetro evidencia, principalmente, a eficiência na separação água livre e óleo, ou seja, está diretamente ligado ao correto funcionamento dos vasos separadores da plataforma. Um FSW alto indica, geralmente, que os separadores trifásicos de produção (ou seja, aqueles que fazem tanto a separação dos gases como também da água e do óleo) não estão conseguindo separar com eficiência toda vazão que recebem, indicando a necessidade de reduzir a vazão de entrada ou aumentar o tempo de retenção do líquido no interior do vaso, por exemplo. Ou ainda, é ocasionado por se dispor apenas de um separador bifásico. A presença de água livre permite ainda o desenvolvimento de micro-organismos na interface água-óleo, os quais podem ser a fonte de vários inconvenientes, entre os quais a formação de H_2S . Outro fator que pode diminuir a eficiência dos separadores e assim contribuir para o aumento do FSW é o acúmulo de sedimentos no fundo do separador, pois diminuem a capacidade do vaso e podem causar obstruções nos bocais e tubulações de saída (FARAH, 2013; SOUZA, 2017).

2.2.4. Fator de Encolhimento (FE)

Quando o petróleo em fluxo sob pressão, contendo gás natural dissolvido, é despressurizado e resfriado em instalações de processamento primário, a variação do volume é influenciada por três fenômenos: a própria descompressão do petróleo (diminuição da pressão, com consequente aumento de volume); a contração térmica (devido à diminuição da temperatura em relação à do poço); a perda de massa (a despressurização faz com que parte do gás solubilizado seja liberada, diminuindo o volume) (BUCCI, 2014).

O terceiro fenômeno citado é, justamente, o fator de encolhimento. Em outras palavras, é a razão da diminuição do volume do líquido devido à perda de massa, ou seja, a razão entre o volume do petróleo com gás (chamado óleo vivo) e sem gás (óleo morto) nas condições de temperatura e pressão do processo. Desta forma, o fator de encolhimento é utilizado como um fator de correção para o cálculo do volume em uma temperatura (T) e pressão (P) para a condição ambiente padrão T_0 e P_0 (no Brasil, 20°C e 1 atm, conforme resolução conjunta nº1), portanto, se o FE de um óleo for 0,956, isso mostra que nas condições padrão o volume daquele óleo corresponde à 95,6% do volume do óleo nas condições de processo T e P (BUCCI, 2014).

A equação (2) mostra o cálculo do FE:

$$FE = \frac{V_{\text{óleo morto}}}{V_{\text{óleo vivo}}} \quad (2)$$

2.2.5. Razão de Solubilidade (RS)

A razão de solubilidade do gás no óleo é o volume de gás medido em condições padrão, que se dissolve, em condições de pressão e temperatura do reservatório, em uma unidade de volume de óleo medida em condições padrão. Ou seja, o quanto de gás é possível solubilizar em determinado volume de óleo quando se tem a transição da condição padrão para condição de processo. Pode ser representada pela equação (3):

$$RS = \frac{V_{\text{gás solubilizado}}(P_0, T_0 \rightarrow P, T)}{V_{\text{óleo}}(P_0, T_0 \rightarrow P, T)} \quad (3)$$

Sendo que, para a indústria do petróleo no Brasil, a ANP definiu como condições padrão para a medição dos volumes produzidos em superfície: temperatura de 20°C e pressão

de 1 atm. Outros países definem suas próprias condições padrão, por exemplo, nos Estados Unidos, o *American Petroleum Institute* (API) define como condições padrão 60 °F (15,5 °C) e 14,7 psia (1 atm) (PINHEIRO e MANHÃES, 2016; PUC, 2022).

Os processos industriais de produção de petróleo possuem oscilações aleatórias de pressão e temperatura em relação ao tempo. As oscilações ditas normais são aquelas não controláveis. Como por exemplo, a temperatura e pressão ambientes. As oscilações sistemáticas são aquelas que inserem uma tendência constante ao processo. Ocorrem devido a fatores como variações abruptas da temperatura e pressão por abertura e fechamento de válvulas, restrições de fluxos entre outras condições operacionais que afetam a pressão e temperatura do processo. Portanto, a condição no momento da amostragem possui relação direta na variação das propriedades a serem medidas (massa específica, volume de gás e líquido da mistura) e, conseqüentemente, nos resultados dos ensaios de fator de encolhimento, massa específica, razão de solubilidade e viscosidade (BUCCI, 2014).

2.3. REQUISITOS LEGAIS

Os contratos assinados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com as empresas em nome da União geram um efeito multiplicador na economia do país: mantêm o fluxo de investimentos, atraem empresas petrolíferas e incentivam a consolidação de uma indústria nacional de bens e serviços para o mercado. Com a produção de petróleo e gás natural, os cofres públicos arrecadam recursos em participações governamentais oriundas dos contratos de concessões resultantes das licitações (bônus de assinatura, *royalties* e participações especiais). Parte destes recursos alimenta a formação de recursos humanos e o desenvolvimento de pesquisas que permitem novos saltos exploratórios para a indústria (ANP, 2020a).

Após as rodadas de licitação de blocos de exploração de petróleo, os contratantes iniciam a fase de exploração e, posteriormente, desenvolvimento e produção dos campos. A ANP é responsável por fiscalizar todos os contratos, etapa por etapa. A fase de exploração tem como objetivo descobrir e avaliar jazidas de petróleo e/ou gás natural. Na fase de produção, as acumulações de petróleo e/ou gás natural descobertas e que tiverem sua viabilidade comercial comprovada poderão originar um campo produtor. As atividades de desenvolvimento podem se prolongar por grande parte da fase de produção, mesmo após o campo ter começado a produzir (ANP, 2020b).

O marco inicial da fase de produção é a comercialidade – manifestação da empresa contratada sobre a viabilidade comercial da área que vinha estudando durante a fase de exploração. Esta declaração formaliza a intenção de produzir os recursos encontrados na área e, a partir deste ponto, começa a correr o prazo para que o contratado submeta à ANP sua proposta de Planos de Desenvolvimento (PD), que consiste em (ANP, 2020c):

- Consolidar o planejamento de longo prazo para as operações e investimentos no campo;
- Descrever o modelo geológico da área do campo e as bases de projeto das instalações a serem implantadas;
- Prever a curva de produção de fluidos;
- Fixar diretrizes de segurança e meio ambiente para a implantação, a operação e a desativação do sistema de produção e escoamento;
- Apresentar os aspectos econômicos do projeto.

A partir do momento em que o campo começa a produzir, ele passa a estar sujeito a procedimentos adicionais de acompanhamento e fiscalização, como o Boletim Mensal da Produção (BMP), conforme definido no item 12.2 do Contrato de Concessão (Rodada 13), que informa os volumes produzidos por cada campo; o Programa Anual de Produção (PAP), definido pela Portaria ANP nº 123/2000, em que se discriminam as previsões de produção e a movimentação de petróleo, gás natural, água, fluidos especiais e resíduos oriundos do processo de produção de cada campo; e a Medição da Produção, feita por sistemas construídos de acordo com regulamentos e normas específicos da ANP e do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) e que irão monitorar toda a vida produtiva do campo. Além de consolidar o total produzido, a Agência acompanha as reavaliações das reservas de petróleo e gás, existentes no país e publica anualmente o seu inventário (ANP, 2020b; ANP, 2020c).

O fator de encolhimento, a razão de solubilidade e a massa específica são propriedades do petróleo que são determinadas no fluido produzido em instalações de produção e processamento primário, terrestres e marítimas, no território nacional, para atender aos requisitos contidos na resolução conjunta nº 1, de 10 de junho de 2013, publicada pela ANP e pelo INMETRO no Diário oficial da união em 12/06/2013, onde estipula: (BUCCI, 2014).

“[...] aprova o Regulamento técnico de medição de petróleo e gás natural, que estabelece as condições e 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.” (ANP/INMETRO, 2013).

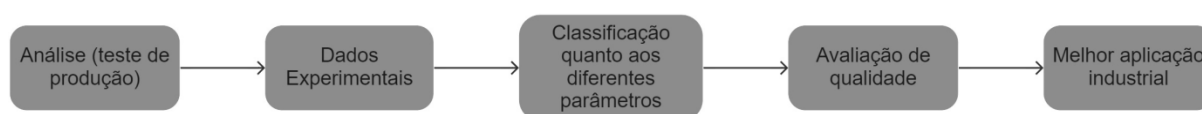
Assim, a resolução ANP nº1/2013, estabelece todos os itens pertinentes às instalações, processos, controles e análises das operações de medição de vazão de petróleo e gás natural. As companhias de petróleo que operam no Brasil estão obrigadas a cumprirem os requisitos da resolução, caso contrário, podem ser autuadas pela ANP, conforme o artigo da resolução citado a seguir (BUCCI, 2014):

“Art. 5º O não cumprimento das disposições contidas na presente resolução sujeitará o infrator às penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, às penalidades previstas na lei nº 9.933, de 20 de dezembro de 1999 e em legislação complementar.” (ANP/INMETRO, 2013).

3. CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA

Por meio dos dados experimentais de parâmetros físico-químicos obtidos nos testes de produção do petróleo cru, realizados pelo autor em laboratório especializado em análises (denominado por Laboratório Ômega, para fins de sigilo dos dados), os óleos serão ordenados quanto a diferentes classificações e, posteriormente, direcionados para a melhor aplicação. A Figura 3.1 mostra a sequência de etapas realizadas no trabalho, através de um diagrama de blocos:

Figura 3.1 - Diagrama de Blocos da Metodologia da Pesquisa.



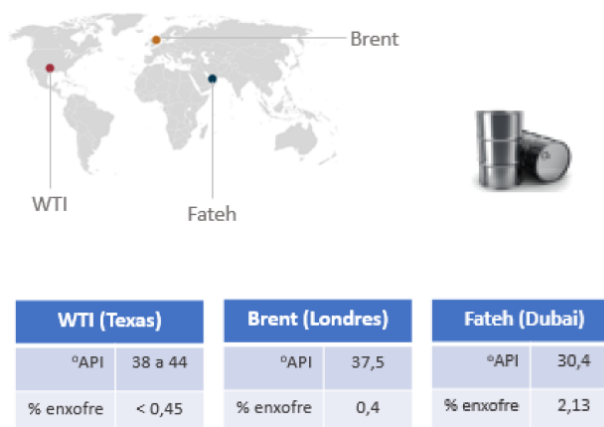
Fonte: O autor (2022).

3.1. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

3.1.1. Análise dos Dados Experimentais

As análises que dão origem aos dados experimentais são: °API, viscosidade e teor de água. A partir desse levantamento de dados, são montadas as classificações para possibilitar a avaliação de qualidade e, posteriormente, direcionar o óleo para sua melhor aplicação industrial, tomando como base óleos crus de referência, chamados de *benchmarks*. O uso de tais óleos facilita para vendedores e compradores definir o preço e qualidade dos diversos óleos que são produzidos no mundo todo. Como mostrado na Figura 3.2, três das referências mais significativas no mercado global de petróleo bruto são o *Brent*, o *West Texas Intermediate* (WTI) e o *Dubai Fateh* (DELGADO e GAUTO, 2021).

Figura 3.2 – Referência Mundial de tipos de óleos.



Fonte: DELGADO e GAUTO (2021).

3.1.2. Análise de Densidade e °API

Existem diversos métodos utilizados na indústria do petróleo para determinação da densidade, entre os quais, destacam-se, por sua utilização, o densímetro API e o densímetro digital (Norma ISO 12185 – Método do Tubo-U Oscilatório). O densímetro API é uma alternativa para representação da densidade numa faixa ampliada de valores (DO BRASIL, 2017).

Já o método digital utilizado para o levantamento dos dados desse trabalho, seguiu a norma ASTM D4052-22, que abrange a determinação da densidade, densidade relativa e grau API de destilados de petróleo e óleos viscosos que se encontram em estado líquido na temperatura de teste, utilizando equipamento de injeção de amostra manual. Sua aplicação é restrita a líquidos com pressões totais de vapor abaixo de 100 kPa e viscosidades abaixo de 15.000 mm²/s na temperatura de teste. A limitação da pressão de vapor total, no entanto, pode ser estendida para valores acima de 100 kPa, desde que seja verificado primeiro que não há formação de bolhas no tubo em U, o que pode afetar a determinação da densidade (ASTM D4052, 2022). Primeiramente, deve-se garantir que o densímetro esteja limpo e definir o *setpoint* de temperatura desejado para iniciar a análise. Caso haja a necessidade de limpar, utiliza-se tolueno para retirar qualquer resíduo de óleo, em seguida, acetona para retirar o tolueno e, por fim, jato de ar para secar a linha. Então, deve-se medir a densidade do ar, para comparar com o especificado pelo manual do equipamento, garantindo-se sua limpeza e aptidão para análise.

A Figura 3.3 exemplifica um modelo de densímetro digital capaz de realizar essa análise, conforme a norma mencionada anteriormente:

Figura 3.3 – Densímetro Digital – Anton Paar.



Fonte: PAAR, 2022.

O equipamento possui uma entrada para injetar, manual ou automaticamente, a amostra (neste momento, deve-se garantir que não há bolhas no interior do equipamento). Então, é só colocar o densímetro para fazer a leitura. O equipamento consiste em um tubo em U, que através de pequenos movimentos oscilatórios/vibracionais, determina automaticamente a densidade e °API do fluido após atingir o *setpoint* de temperatura. A densidade é dada em g/cm³. Por fim, limpa-se o densímetro.

3.1.3. Análise de Viscosidade

A determinação da viscosidade é feita em aparelhos denominados viscosímetros. Um método manual muito utilizado é por meio de ensaios que se registra o tempo necessário ao escoamento por gravidade de um volume determinado de líquido através de um capilar. Isto é feito sob controle preciso e reproduzível de temperatura e de desnível da amostra no viscosímetro. A viscosidade é, então, calculada a partir do tempo de escoamento da amostra e do fator de calibração do viscosímetro. A norma Brasileira para sua execução é a MB-293 e a norma ASTM é a D-445 e D-7042. (FARAH, 2006).

O método para determinação de viscosidade utilizado na obtenção dos dados experimentais deste trabalho usa um viscosímetro digital e segue a ASTM D7042-21a, que determina, simultaneamente, a viscosidade dinâmica (ou absoluta) e a densidade de produtos petrolíferos líquidos e óleos brutos, transparentes e opacos. A viscosidade cinemática, que é o parâmetro alvo desse método, é obtida dividindo-se a viscosidade dinâmica pela densidade, ambas na temperatura de ensaio. A aplicação do método destina-se a líquidos newtonianos, ou

seja, cuja tensão de cisalhamento é proporcional ao gradiente de velocidade (taxa de cisalhamento) (ASTM D-7042-21^a, 2021).

O viscosímetro utilizado é do tipo *Stabinger*, como citado na norma, que deve estar limpo (caso contrário, seguir o mesmo procedimento de limpeza do densímetro) e com o devido *setpoint* de temperatura para análise. Similarmente ao densímetro, a amostra pode ser injetada manual ou automaticamente. É importante garantir que não há bolhas no interior do viscosímetro. De forma automática e simultânea, o equipamento determina a viscosidade dinâmica e a densidade, após atingir o *setpoint* de temperatura. A viscosidade cinemática é calculada a partir desses dados. Por fim, limpa-se o equipamento.

A Figura 3.4 exemplifica um modelo de viscosímetro digital capaz de realizar essa análise, conforme a norma mencionada anteriormente:

Figura 3.4 – Viscosímetro Digital Stabinger – Anton Paar.



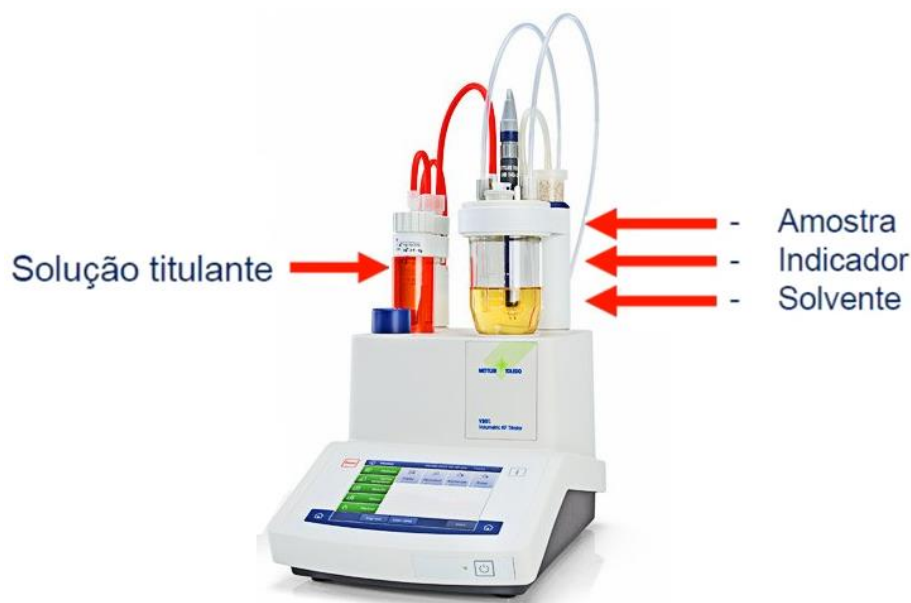
Fonte: VARMAN et al, 2017.

3.1.4. Análise de Teor de Água

A titulação *Karl Fischer* (KF) é provavelmente o método analítico mais utilizado para aferir o teor de água (umidade). Trata-se de um método sensível e preciso para determinar a presença de água em vários tipos de amostras como polímeros, plásticos, cosméticos, fármacos, produtos alimentícios, petroquímicos, amostras biológicas, tintas, solventes, produtos químicos de base, entre outros (BEQ, 2012; TECNAL, 2022).

Utiliza-se um titulador *Karl Fischer* automático, que é capaz de determinar automaticamente o ponto final da titulação KF potenciométricamente, seguindo a norma ASTM E203-16. Tal norma não é aplicável a amostras gasosas à temperatura ambiente. Seguindo adequadamente a massa da amostra, concentração do reagente KF e aparelho, este método de teste é adequado para medição de água em uma ampla faixa de concentração, ou seja, partes por milhão até água pura (ASTM E-203-16, 2016). A Figura 3.5 a seguir, ilustra um esquema do titulador Karl Fischer automático:

Figura 3.5 – Titulador Automático Karl Fischer – Mettler Toledo.



Fonte: adaptado de TOLEDO, 2022.

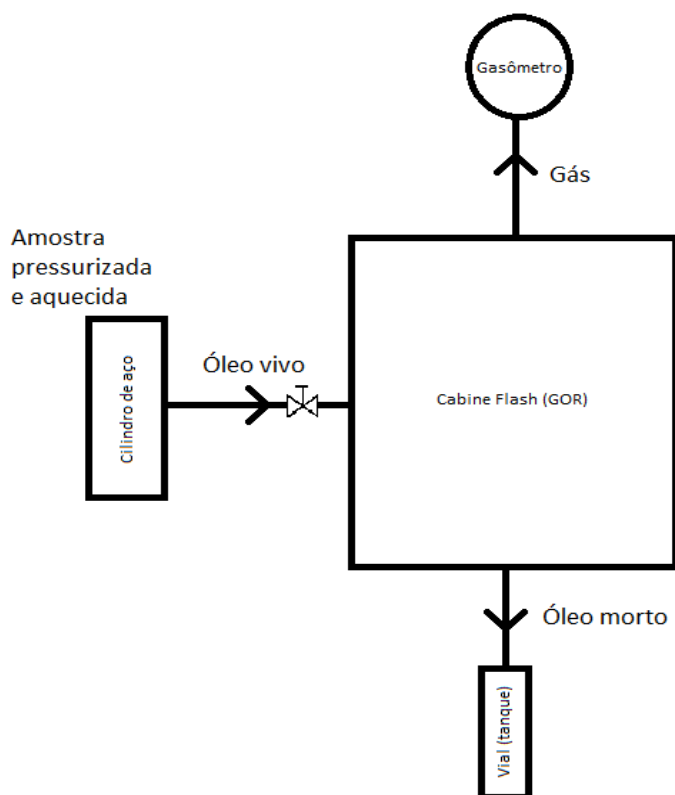
Inicialmente, o equipamento é preenchido com o solvente (uma solução clorofórmio/metanol 3:1), em seguida, é preciso prepará-lo para receber a amostra, então, de forma automática, é realizada uma pré-titulação com o gotejamento da solução titulante (solução de iodo), a fim de equalizar a umidade contida no solvente, garantindo que o resultado final corresponda apenas à umidade da amostra. Concluída a pré-titulação, uma amostra de peso conhecido é misturada e seu valor é informado ao equipamento. Começa a titulação. Os eletrodos presentes no meio determinam o ponto final da reação por potenciometria. O resultado apresentado é em porcentagem mássica. Para limpar o equipamento, primeiro todo o conteúdo do copo é drenado, em seguida, utiliza-se o clorofórmio, para remover os resíduos e enxaguar o recipiente (GÓES, 2016).

3.1.5. Determinação do FE e RS

A determinação do fator de encolhimento e da razão de solubilidade é realizada através de ensaios de separação de misturas, em instrumentação que permite determinar os volumes da mistura nas condições de processo (P , T) e nas condições padrão (P_0 , T_0). Na sequência, calcula-se o fator de encolhimento devido à perda do gás e a razão de solubilidade de gás no óleo (BUCCI, 2014).

Portanto, o FE e a RS são determinados de forma indireta, ou seja, não é feita uma análise específica para obter tais parâmetros, estes são dados complementares calculados a partir de análises de separação, onde é realizada uma liberação de gás, podendo ser uma liberação “flash” ou diferencial. Entretanto, para obtenção dos dados deste trabalho, o método de liberação utilizado foi o “flash”, que consiste na liberação gradual de gás de uma amostra pressurizada em sistema fechado devido ao aumento de volume e, conseqüentemente, despressurização do sistema até que se alcance o equilíbrio (PINHEIRO e MANHÃES, 2016). A Figura 3.6, a seguir, apresenta um esquema da separação “flash”.

Figura 3.6 – Esquema de Separação “Flash”.



Fonte: o autor, 2022.

O método do separador *flash* de equilíbrio é utilizado apenas em laboratórios, devido à sensibilidade dos instrumentos utilizados. É uma adaptação melhorada do método API, que permite determinar apenas o FE. É amplamente utilizado para determinar a razão gás/óleo (RGO, ou do inglês GOR – *Gas Oil Ratio*), portanto, a cabine de separação *flash* também é conhecida como cabine GOR. Em um cilindro de aço contendo uma amostra de petróleo pressurizado e desidratado, de volume conhecido, é feita a transferência do óleo para a cabine, que reproduz as condições de temperatura e pressão de escoamento. É importante atentar para possíveis vazamentos nas conexões da cabine e do cilindro de aço. A amostra escorre para um tanque de vidro, onde ocorre a despressurização e a liberação do gás dissolvido para o gasômetro, que faz a medição desse volume para, posteriormente, calcular a RS. O tanque com o petróleo morto é pesado em balança analítica e sua densidade medida em um densímetro digital. Com isso, é possível calcular a variação do volume e determinar o FE (BUCCI, 2014).

3.2. CLASSIFICAÇÕES

As classificações utilizadas serão:

- Quanto à densidade/°API: leve, médio, pesado e extra-pesado;
- Quanto à viscosidade: baixo, médio e alto;
- Quanto ao teor de água: adequado e não adequado.

A classificação quanto à densidade/°API terá como referência os valores apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.2 do capítulo anterior. A classificação quanto ao teor de água seguirá os requisitos exigidos na Portaria Conjunta nº1 (ANP/INMETRO, 2013), que estabelece o teor máximo de 1% de água para os pontos de medição. Já quanto à viscosidade, a classificação levará em conta o espectro de valores obtidos experimentalmente.

3.3. AVALIAÇÃO DA QUALIDADE E MELHOR APLICAÇÃO INDUSTRIAL

As próprias classificações já indicam a qualidade do óleo. Por exemplo, a densidade é base para determinar se um óleo contém derivados mais leves, o que indica ainda uma menor presença de contaminantes, conseqüentemente, maior facilidade de refino. Logo, um petróleo

mais leve é considerado melhor que um mais pesado e, geralmente, mais rentável. Já um óleo muito viscoso pode ser ruim para transporte via oleodutos e dificultar análises, o que geralmente reflete em um óleo mais barato. Quanto à água, esta é considerada um dos maiores contaminantes do petróleo, logo, um teor mais baixo é considerado melhor (GOMES, 2013).

Além das classificações, será feito um comparativo com um óleo *benchmark*. Os petróleos produzidos no Brasil são referenciados no *Brent*, de acordo com a Resolução ANP 874/2022, de tal forma que a qualidade dos óleos produzidos no país é comparada com a do *Brent* para fins de precificação. O cálculo do valor de determinado óleo leva em consideração diversos fatores, como preço do *Brent*, taxa de câmbio, rendimento de derivados leves, médios e pesados, teor de contaminantes, entre outros (DELGADO e GAUTO, 2021; ANP, 2022).

4. CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir do histórico de onze diferentes amostras de petróleo (Apêndice 1) coletados do banco de dados do laboratório Ômega, foram calculadas: a média da razão de solubilidade (RS), fator de encolhimento (FE), viscosidade, densidade ($^{\circ}$ API) e teor de água. Os óleos foram ordenados de forma crescente quanto suas médias e, para os três últimos parâmetros, foi dada uma classificação. A Tabela 4.1 traz as amostras relacionadas às suas respectivas plataformas e poços (denominados alfa e numericamente, por questões de sigilo de dados):

Tabela 4.1 – Amostras por Plataforma e Poço

Plataforma	Poço
A	1
B	1
C	1
D	1
D	2
E	1
E	2
F	1
F	2
F	3
F	4

Fonte: o autor, 2022.

Portanto, para as plataformas A, B e C, foram coletados dados de apenas um poço. Para as plataformas D e E foram coletados dados de dois poços. Já para a plataforma F foram coletados dados de quatro poços.

4.1. MÉDIA DO HISTÓRICO DOS POÇOS DE PRODUÇÃO

A Tabela 4.2 mostra os poços por ordem crescente de RS, o que permite analisar de forma mais visual algumas relações com outros parâmetros.

Tabela 4.2 – Amostras ordenadas pela Razão de Solubilidade

Plataforma	Poço	RS		Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
		(m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE			
C	1	2,65	0,962	27,58	20,18	0,37
F	4	2,67	0,963	43,97	19,29	0,20
F	1	2,74	0,961	72,00	17,95	1,45
F	2	3,01	0,954	40,02	20,59	0,15
F	3	3,11	0,952	68,00	17,95	0,10
D	2	4,71	0,969	7,04	28,04	7,10
D	1	6,67	0,953	647,23	18,55	12,33
E	2	7,26	0,957	47,58	19,76	3,64
E	1	12,78	0,936	661,96	16,75	1,28
A	1	16,65	0,929	12,94	30,45	0,50
B	1	18,87	0,924	7,28	34,06	0,23

Fonte: o autor, 2022.

A razão de solubilidade mostra o quanto de gás se tem dissolvido no petróleo. Logo, é possível dizer que, de modo geral, a RS e o °API são diretamente proporcionais. Pois, quanto mais gás tem no óleo, menor será sua densidade, logo, maior o °API. O que é evidenciado pelos extremos da tabela: o poço 1 da plataforma C tem um óleo com a menor RS (2,65 m³ STD gás/m³ STD óleo morto) e um °API de 20,18, considerado baixo. Já o poço 1 da plataforma B, que tem a maior RS (18,87 m³ STD gás/m³ STD óleo morto) tem também o maior °API dentre todos os óleos analisados (34,06 °API).

Também é possível ver uma relação da RS com o fator de encolhimento (FE). De modo geral, é uma relação de proporcionalidade inversa. Pois, o FE é justamente a variação de volume devido à perda gás na despressurização. Portanto, quanto mais gás na amostra, maior será a variação de volume devido à perda dessa massa gasosa, logo, menor será o FE.

Entretanto, como se pode ver na Tabela 4.3 a seguir, não é fácil correlacionar o FE com os demais parâmetros, não havendo uma correlação visualmente direta. Mas, segundo Bucci (2014), é possível correlacioná-lo com a densidade quando ambos são divididos pela

razão (P/T), sendo observada uma relação diretamente proporcional, porém esse tipo de relação não será analisado neste trabalho.

Tabela 4.3 – Amostras ordenadas pelo Fator de Encolhimento

Plataforma	Poço	RS	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
		(m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)				
B	1	18,87	0,924	7,28	34,06	0,23
A	1	16,65	0,929	12,94	30,45	0,50
E	1	12,78	0,936	661,96	16,75	1,28
F	3	3,11	0,952	68,00	17,95	0,10
D	1	6,67	0,953	647,23	18,55	12,33
F	2	3,01	0,954	40,02	20,59	0,15
E	2	7,26	0,957	47,58	19,76	3,64
F	1	2,74	0,961	72,00	17,95	1,45
C	1	2,65	0,962	27,58	20,18	0,37
F	4	2,67	0,963	43,97	19,29	0,20
D	2	4,71	0,969	7,04	28,04	7,10

Fonte: o autor, 2022.

4.2. CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO GRAU API

O range utilizado para classificar os petróleos de acordo com o grau API consta na Tabela 2.1. Da equação (1), isola-se o °API e se obtém a equação (4):

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{SG} - 131,5 \quad (4)$$

Em que, SG é a densidade relativa do óleo em relação à água (para os devidos fins, foi utilizada uma densidade aproximada para água de 1,00 g/cm³).

O °API é um dos parâmetros fundamentais na determinação da qualidade do petróleo, auxiliando também na determinação da composição e outras propriedades físico-químicas. Como pode ser observado na Tabela 4.4, os óleos analisados são, em sua grande maioria, classificados como óleos pesados, a exceção dos três primeiros, sendo o primeiro o único considerado como óleo leve e os outros dois recebem a classificação “médio”.

A partir dos valores obtidos, montou-se a classificação contida na Tabela 4.4 a seguir:

Tabela 4.4 – Classificação das amostras quanto ao °API

Plataforma	Poço	°API	Classificação
B	1	34,06	Leve
A	1	30,45	Médio
D	2	28,04	Médio
F	2	20,59	Pesado
C	1	20,18	Pesado
E	2	19,76	Pesado
F	4	19,29	Pesado
D	1	18,55	Pesado
F	3	17,95	Pesado
F	1	17,95	Pesado
E	1	16,75	Pesado

Fonte: o autor, 2022.

Historicamente, o perfil do petróleo brasileiro é pesado. Entretanto, com a descoberta do Pré-Sal em 2006 e, posteriormente, sua exploração e produção, houve alterações nesse perfil. O Pré-Sal foi uma das descobertas mais importantes nos últimos anos. Essa província é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. Uma realidade que colocou o Brasil em uma posição estratégica frente à grande demanda de energia mundial. Também proporcionou um crescimento extremamente acelerado na produção brasileira, triplicando a média de 500 mil barris por dia em 4 anos, atingindo a marca de 1,5 milhão de barris por dia em 2018 (PETROBRAS, 2022).

O perfil de densidade é um indicativo da composição do petróleo. Uma densidade elevada, geralmente, indica a presença de asfaltenos, resinas e aromáticos. Sendo, portanto, adequado para produção de asfalto, querosene de aviação (QAV), lubrificantes, solventes, entre outros derivados de óleos pesados (THOMAS *et al*, 2004).

É importante destacar que quanto mais pesado o petróleo, maior será seu conteúdo de enxofre, uma vez que há uma relação intrínseca entre o grau API e o teor de enxofre (AWADH e AL-MIMAR, 2013). Além disso, há certa dificuldade quanto ao processamento do petróleo pesado. Em uma refinaria mais simples, o petróleo pesado produzirá muito óleo combustível (derivado de menor valor comercial), mas tem a capacidade de produzir

derivados mais valiosos em refinarias mais complexas, como por exemplo, com esquemas de refino de Craqueamento e Coqueamento. Portanto, a integração do segmento *upstream* e *downstream* é de grande importância para as empresas de petróleo, pois possibilitam maximizar o ganho com a produção, bem como atender ao mercado consumidor (DELGADO e GAUTO, 2021).

A Tabela 4.5 a seguir, traz a comparação dos óleos analisados com o *benchmark Brent*, cujo °API, segundo DELGADO e GAUTO (2021), é de 37,5:

Tabela 4.5 – Comparativo dos óleos analisados com o *Brent*

Plataforma	Poço	$\Delta^\circ\text{API}$	%	Classificação
B	1	3,44	9,19	Leve
A	1	7,05	18,79	Médio
D	2	9,46	25,21	Médio
F	2	16,91	45,11	Pesado
C	1	17,32	46,19	Pesado
E	2	17,74	47,32	Pesado
F	4	18,21	48,56	Pesado
D	1	18,95	50,53	Pesado
F	3	19,55	52,13	Pesado
F	1	19,55	52,13	Pesado
E	1	20,75	55,35	Pesado

Fonte: o autor, 2022.

A terceira coluna da Tabela 4.5 mostra o quanto °API os petróleos analisados se distanciam do *Brent*. Já a quarta coluna é a porcentagem da diferença entre os valores absolutos. Assim, o B1 é o que mais se aproxima do óleo referência, distante apenas 3,44 °API, o que equivale a uma diferença percentual de 9,19%. Também é o único que possui a mesma classificação (leve).

É interessante notar que o óleo seguinte da Tabela 4.5 (A1) já mais que dobra a diferença em relação ao primeiro do °API, chegando a quase 20% menor que o *Brent*. E, direcionando-se a atenção aos óleos mais pesados (inferior da tabela), observa-se que, para boa parte destes, o *benchmark* possui um grau API próximo ao dobro, corroborando o cenário nacional de produção de óleos pesados. Portanto, pode-se dizer que, em se tratando de densidade, as amostras possuem mais baixa qualidade que o utilizado como referência.

4.3. CLASSIFICAÇÃO QUANTO À VISCOSIDADE

O critério utilizado para classificar os óleos quanto à viscosidade levou em consideração o espectro de valores obtidos experimentalmente, visto que não foram encontrados na literatura, especificamente, valores de referência que determinam uma viscosidade elevada, por exemplo. A Tabela 4.6 traz o critério de classificação utilizado nesse trabalho.

Tabela 4.6 – Critério de Classificação quanto à Viscosidade

Classificação	Mínimo	Máximo
Baixa	-	30 cP
Média	>30 cP	100 cP
Alta	>100 cP	-

Fonte: o autor, 2022.

A partir desse critério, montou-se a Tabela 4.7, que traz a classificação dos óleos analisados por suas viscosidades.

Tabela 4.7 – Classificação das amostras quanto à Viscosidade

Plataforma	Poço	Viscosidade (cP)	Classificação
D	2	7,04	Baixa
B	1	7,28	Baixa
A	1	12,94	Baixa
C	1	27,58	Baixa
F	2	40,02	Média
F	4	43,97	Média
E	2	47,58	Média
F	3	68,00	Média
F	1	72,00	Média
D	1	647,23	Alta
E	1	661,96	Alta

Fonte: o autor, 2022.

A viscosidade é um parâmetro importante para a produção e logística do petróleo, pois um óleo muito viscoso é difícil de bombear. Além de ser muito utilizada na estimativa de propriedades de transporte, no processamento do petróleo, no controle de qualidade dos derivados e em cálculos de engenharia. (DELGADO e GAUTO, 2021; DO BRASIL, 2017).

Por ser um parâmetro diretamente ligado ao escoamento do fluido, um dos principais problemas causados por altas viscosidade é a questão do bombeamento e transporte. De forma que os dados de viscosidade são essenciais para o dimensionamento de uma bomba. Quanto mais viscoso, mais potente esta deverá ser. Entretanto, pode-se chegar ao ponto onde seja economicamente mais viável o transporte e armazenamento em tanques aliviadores, devido à potência necessária para se escoar o fluido em dutos.

Diante das dificuldades ocasionadas pelo petróleo muito viscoso, tem-se estudado métodos capazes de reduzir a viscosidade para melhorar a mobilidade do óleo em reservatórios e sua transportabilidade através de tubulações, como por exemplo: aquecimento, emulsificação através de uma solução aquosa surfactante e diluição com solventes mais leves. Sendo o último método mais amplamente utilizado, por ser uma opção eficaz, uma vez que uma proporção de 20 a 30% de solvente é, geralmente, suficiente para evitar altas quedas de pressão ou a necessidade de se empregar altas temperaturas (BASSANE, 2015).

4.4. CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO TEOR DE ÁGUA

Segundo a ANP em conjunto com o INMETRO (ANP/INMETRO, 2013), o teor máximo de água permitido para a entrega do petróleo para o refino é de 1%. Portanto, os petróleos foram classificados em “adequado” e “não adequado” levando em consideração esse valor. A Tabela 4.8 apresenta essa classificação:

Tabela 4.8 – Classificação das amostras quanto ao Teor de Água

Plataforma	Poço	Teor de água (%m/m)	Classificação
F	3	0,10	Adequado
F	2	0,15	Adequado
F	4	0,20	Adequado
B	1	0,23	Adequado
C	1	0,37	Adequado
A	1	0,50	Adequado
E	1	1,28	Não adequado
F	1	1,45	Não adequado
E	2	3,64	Não adequado
D	2	7,10	Não adequado
D	1	12,33	Não adequado

Fonte: o autor, 2022.

É possível notar que pouco mais da metade dos óleos está dentro do padrão aceitável de teor de água, alguns ligeiramente acima do permitido e os dois últimos, pode-se dizer que possuem um teor mais elevado. Isso pode ser por se tratarem de poços maduros, que são poços mais velhos, que produziram por longos períodos e, portanto, sua pressão naturalmente diminuiu, sendo necessária a injeção de fluidos para aumentar a pressão do reservatório e, geralmente, o que se utiliza é a própria água do mar. Outra possibilidade é a presença de compostos nitrogenados (piridina, quinolina, pirrol, indol, entre outros), que são termicamente estáveis e aumentam a capacidade do petróleo de reter água na forma de emulsão, o que dificulta o processo de separação da água e causam a contaminação dos catalisadores (GUIMARÃES e PINTO, 2007; FARAH, 2002)

Vários são os problemas causados por elevados teores de água. Dentre os principais está a cristalização, que pode acarretar em obstruções no escoamento; possibilidade de crescimento de micro-organismos, gerando material ácido corrosivo; reação com óxidos de enxofre com formação de H_2SO_4 . Além do teor de água estar diretamente ligado à salinidade, que nas refinarias afeta a carga das unidades, ocasionando a sua redução, diminuindo o tempo de campanha (período compreendido entre a partida e a parada de uma unidade para limpeza, inspeção e reparos), aumentando excessivamente o tempo de parada e acarretando substituição mais frequente de equipamentos, devido à corrosão provocada pelo sal. Além disso, produzir óleos com boa qualidade com baixa quantidade de sal também ajuda a minimizar a energia requerida para o seu bombeamento e transporte (FARAH, 2013; MORIGAKI, 2010).

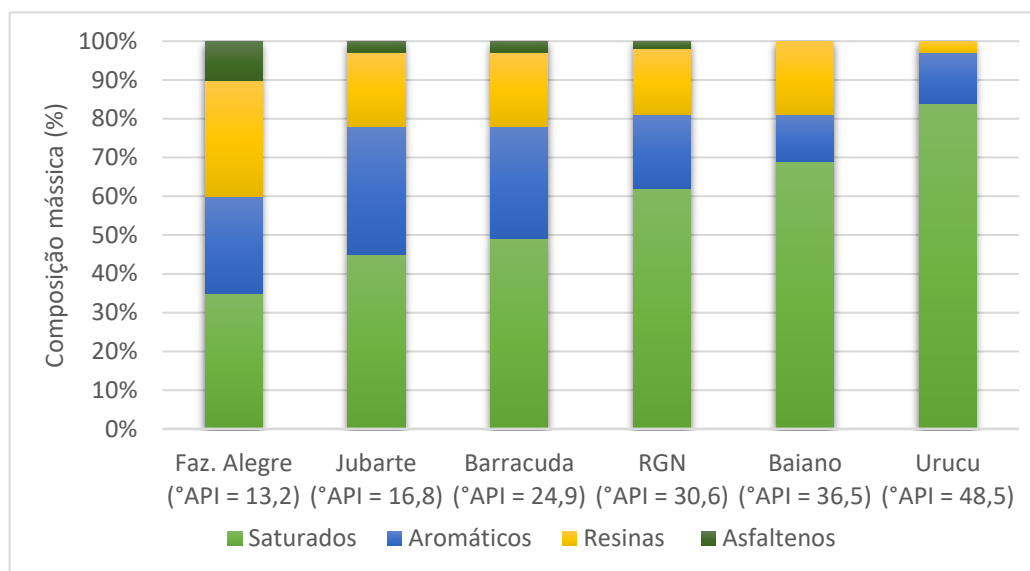
Entretanto, os poços cujos teores estão acima do aceitável pelas refinarias ainda podem ser produzidos, pois é possível fazer um *blend* com outros poços, com diferentes teores, a fim de obter uma mistura com uma porcentagem menor que 1%. Assim, a produção não fica restrita apenas àqueles que naturalmente produzem petróleos com teores adequados de água, o que pode aumentar, significativamente, a produção do campo e torná-lo economicamente mais viável.

Outra solução é possuir processos para desestabilizar a emulsão água-óleo, enfraquecendo ou rompendo a película que circunda a gotícula de água, coalescendo e, posteriormente, sedimentando por ação da gravidade. Esse processo pode ser realizado pela ação de calor, utilizando um aquecedor, por exemplo. Também por meio de eletricidade, fazendo uso de um desidratador eletrostático. Até mesmo pela adição de produtos chamados desemulsificantes (UERJ, 2021).

4.5. APLICAÇÃO NO DOWNTREAM

A Figura 4.1 mostra a distribuição de compostos de alguns petróleos nacionais de acordo com o °API. Observa-se que, quanto maior o °API, maior seu teor de hidrocarbonetos saturados e menores os teores de asfaltenos e resinas:

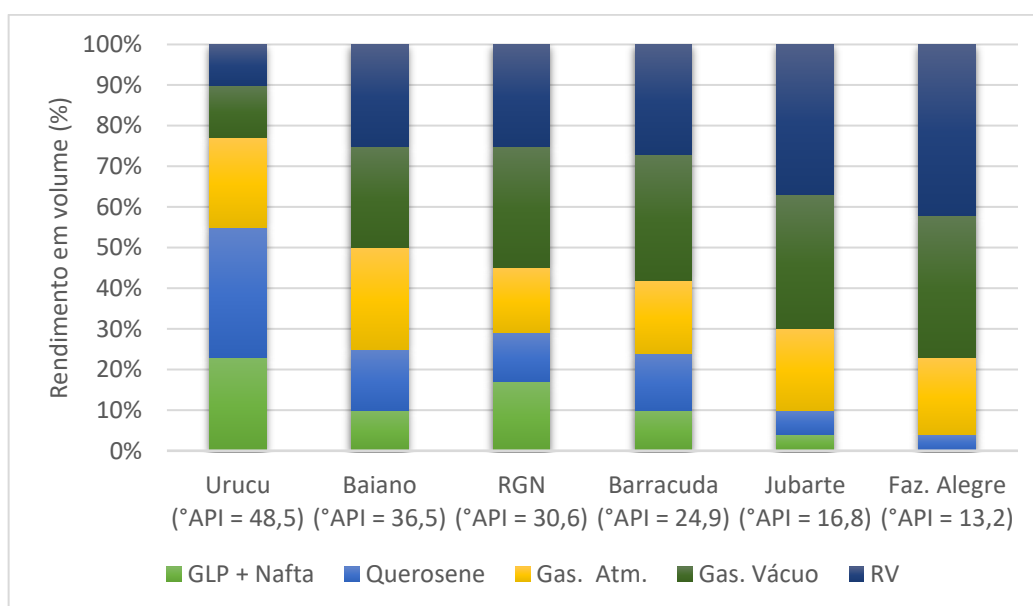
Figura 4.1 – Composição de diversos petróleos brasileiros pelo °API.



Fonte: adaptado de DO BRASIL, 2017.

A Figura 4.2 mostra os rendimentos das suas frações básicas de refino dentre os produtos:

Figura 4.2 – Rendimento das frações básicas de refino de petróleos brasileiros.



Fonte: adaptado de DO BRASIL, 2017.

A partir das análises dos Gráficos 4.1 e 4.2, pode-se observar que há uma relação do °API com a composição do petróleo. Como já foi falado no presente trabalho, o teor de compostos mais pesados, com um número maior de carbonos, eleva a densidade do óleo, portanto, petróleos com °API mais baixo possuem teores maiores de asfaltenos e resinas.

Complementando com o Gráfico 4.2, nota-se que a composição tem forte influência na obtenção das frações de refino. Evidentemente, petróleos mais pesados geram derivados mais pesados, como o resíduo de vácuo (RV) e o gasóleo de vácuo. Entretanto, a depender do esquema de refino, estes óleos são capazes de gerar derivados de moderados a mais leves, apesar de sua composição e natureza físico-química que dificultam o processo. Por exemplo, o petróleo de Jubarte, que é um óleo pesado, conseguiu gerar gás liquefeito de petróleo (GLP) e nafta, ambos derivados leves.

Adotando o mesmo raciocínio para as amostras analisadas, é possível obter uma estimativa do perfil de derivados e da complexidade do esquema de refino necessário para obtenção de cada fração.

As amostras classificadas como pesadas (C1, D1, E1, E2, F1, F2, F3 e F4) possuem potencial para produzir (em sua maioria) derivados como o RV, gasóleo de vácuo, asfalto, coque, ou seja, derivados mais pesados. Também é possível obter, mas em proporções menores, frações moderadas, como lubrificantes, óleo diesel e querosene. Já os leves, podem ser obtidos, mas em baixíssimas proporções, e necessitam de um esquema mais complexo de refino, com destilação a vácuo, craqueamento térmico e catalítico, reformadores, entre outros;

As duas amostras classificadas como média (A1 e D2) já possuem potencial de gerar maiores proporções dos derivados medianos e também, a proporção dos leves já se torna bem mais significativa. Pode-se comparar com os óleos do Rio Grande do Norte (RGN) e de Barracuda no Gráfico 4.2. Além disso, pode-se associar a um esquema de refino não tão complexo quanto para os pesados;

Por fim, a única amostra classificada como leve (B1), cujo °API se aproxima do petróleo Baiano do Gráfico 4.2, é o óleo de melhor qualidade apresentada neste trabalho. Não só pelo °API, mas por todos os outros parâmetros apresentados. Esse óleo é capaz de gerar GLP, nafta, gás combustível, gasolina e outros derivados leves em proporções bem consideráveis em detrimento das frações mais pesadas, o que economicamente é mais favorável visto que estas são menos rentáveis.

5. CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO E SUGESTÕES FUTURAS

5.1. CONCLUSÃO

De forma geral, o espaço amostral deste trabalho reflete a diversidade do petróleo brasileiro. Desde um óleo pesado, de difícil refino, que exige um processo mais complexo para obtenção dos derivados mais nobres e rentáveis, provenientes de poços *onshore* e do pós-sal até um óleo mais leve proveniente do pré-sal.

Todavia, apesar do Brasil ser um dos 10 maiores produtores de petróleo do mundo, segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP, 2021), ainda se importam quantidades consideráveis de petróleo, pois o sistema brasileiro carece de plantas de refino sofisticadas o suficiente para tratar e aproveitar o potencial do óleo nacional. Sendo, portanto, necessária a importação de óleos mais leves, com menos contaminantes (em geral de melhor qualidade) para geração dos derivados mais leves.

Contudo, a análise dos parâmetros apresentados foi suficiente para entender o perfil das amostras e permitiu analisar, classificar e comparar com dados e óleos obtidos na literatura, auxiliando no direcionamento da melhor aplicação de cada classe de petróleo, o que possibilitou explorar o potencial das classificações.

5.2. SUGESTÕES FUTURAS

Uma possibilidade de trabalho futuro é a complementação das análises, classificações e comparações com a adição do teor de enxofre, visto que é um dos principais parâmetros de valorização do petróleo devido às condições atuais de mercado e também a adição da curva PEV (ponto de ebulição verdadeiro) para determinar o rendimento dos derivados (DELGADO e GAUTO, 2021; DO BRASIL, 2017).

Outra situação que poderia ser trabalhada é o aproveitamento dos excedentes de amostra das análises. Pois, a maioria das aqui apresentadas, utilizam poucos mililitros de petróleo, que são retirados de cilindros de quase 1 litro. Portanto, grandes quantidades são descartadas todos os dias, quantidades essas que poderiam ser utilizadas em algum processo piloto, por exemplo.

REFERÊNCIAS

ANP. **Exploração e Produção de Óleo e Gás**. ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2020a. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas#:~:text=Os%20contratos%20assinados%20pela%20ANP,e%20servi%C3%A7os%20para%20o%20mercado.>>. Acesso em: 11 set. 2022.

ANP. **Gestão de contratos de E&P**. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2020b. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p>>. Acesso em: 11 set. 2022.

ANP. **Produção**. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2020c. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/producao>>. Acesso em: 11 set. 2022

ANP. **Resolução nº 874/2022**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022. Disponível em: < <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-874-2022-estabelece-os-criterios-para-fixacao-do-preco-de-referencia-do-petroleo-produzido-mensalmente-em-cada-campo?origin=instituicao>>. Acesso em: 26 out. 2022.

ANP/INMETRO. **Portaria Conjunta nº1, de 10 de junho de 2013**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis em conjunto com Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, 2013. Disponível em: < <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-conjunta-n-1-2013?origin=instituicao> >. Acesso em 12 nov. 2022.

ANP/INMETRO. **Resolução nº 1/2013**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis em conjunto com Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, 2013. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/detalhe.asp?seq_classe=1&seq_ato=1995#:~:text=Apr%20o%20Regulamento%20T%C3%A9cnico%20de,a%20credibilidade%20dos%20resultados%20de>. Acesso em 18 set. 2022.

ASTM. **ASTM D-4052-22 - Método de teste padrão para densidade, densidade relativa e gravidade API de líquidos por medidor de densidade digital**. ASTM International, 2022. Disponível em: < <https://www.astm.org/standards/d4052> >. Acesso em: 06 out. 2022.

ASTM. **ASTM D-7042-21a - Método de teste padrão para viscosidade dinâmica e densidade de líquidos por viscosímetro Stabinger (e o cálculo de viscosidade cinemática)**. ASTM International, 2021. Disponível em: < <https://www.astm.org/standards/d7042> >. Acesso em: 06 out. 2022.

ASTM. **ASTM E-203-16 - Método de teste padrão para água usando titulação volumétrica Karl Fischer**. ASTM International, 2016. Disponível em: <<https://www.astm.org/e0203-16.html>>. Acesso em: 06 out. 2022.

AWADH, S. M. e AL-MIMAR, H. **Statistical Analysis of the Relations between API, Specific Gravity and Sulfur Content in the Universal Crude Oil**. Geology Department, College of Science, University of Baghdad, Iraq, 2013.

BASSANE, J. F. P. **Estudo do Efeito da Adição de Gás Condensado Sobre o Ponto de Fluidez e a Viscosidade de Petróleos Pesados**. 2015. Dissertação (Mestrado em Química). Centro de Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Espírito Santo, 2015.

BEQ. **Sobre a titulação Karl Fischer para medição do teor de água em solventes e outros produtos**. Blogue Engenharia Química, 2012. Disponível em: <<https://engenharia-quimica.blogspot.com/2012/07/sobre-titulacao-karl-fischer-para.html>>. Acesso em: 06 out. 2022.

BUCCI, V. F. **Correlações empíricas do fator de encolhimento e da viscosidade de petróleo**. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos). UFRJ, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2014.

BUENO, A. F. **Caracterização de Petróleo por Espectroscopia no infravermelho Próximo**. Dissertação (Mestrado em Química) - Instituto de Química, UNICAMP, São Paulo, 2004.

CARDOSO, L. C. S. **Logística do petróleo: transporte e armazenamento**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

DELGADO, F; GAUTO, M. **Petróleo: Qualidades Físico-Químicas, Preços e Mercados. O caso das correntes nacionais**. FGV Energia. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/petroleo-qualidade-fisico-quimicas-precos-e-mercados-o-caso-das-correntes-nacionais>>. Acesso em: 05 out. 2022.

DO BRASIL, N. I. *et al* (org.). **Processamento de Petróleo e Gás. Petróleo e Seus Derivados-Processamento Primário – Processos de Refino – Petroquímica – Meio Ambiente**. 2ª Ed. Petrobrás. LTC: 2017.

FARAH, M. A. **Caracterização de Frações de Petróleo pela Viscosidade**. Tese (Doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos). UFRJ, Escola de Química, Rio de Janeiro, 2006.

FARAH, M. A. **Caracterização do Petróleo e seus Produtos. Programa de Trainees – Engenheiro de Processamento Júnior**. Salvador: RH/UC/DTA – Universidade Petrobras, 2002.

FARAH, M. A. **Petróleo e seus Derivados: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade**. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda. 2013.

FERREIRA, F. G. **Classificação de Petróleos**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro, 2018.

FRINHANI, R. *et al*. SBQ – Sociedade Brasileira de Química. **Estudo da Correlação do Teor de Sal e BSW em Petróleos do Estado do Espírito Santo**. Sociedade Brasileira de Química (SBQ), 30a Reunião Anual da Sociedade Brasileira de Química. Águas de Lindóia, São Paulo, 2007. Disponível em: < <http://sec.s bq.org.br/cdrom/30ra/resumos/T0115-1.pdf>>. Acesso em: 11 set. 2022.

GÓES, F. **Karl Fischer**. Youtube, 27 de julho de 2016. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=MI3g6YreuOM&t=227s&ab_channel=Prof.FernandoG%C3%B3es>. Acesso em: 24 out. 2022.

GOMES, L. H. **Estudo do Petróleo e suas Principais Técnicas Analíticas**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Química) - Instituto de Ensino Superior de Assis, São Paulo, 2013.

GUIMARAES, R. C; PINTO, U.B. **Curso de Caracterização e Análise de Petróleo**. Rio de Janeiro: CENPES/PDP/TPAP – PETROBRAS, 2007.

IBP. **Maiores produtores mundiais de petróleo em 2021**. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2021. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/maiores-produtores-mundiais-de-petroleo-em-2020/>>. Acesso em 19 nov. 2022.

MORIGAKI, M. K. *et al.* **Salinidade em petróleo bruto: otimização de metodologia e proposta de um novo método para extração de sais em petróleo**. Departamento de Química, Universidade Federal do Espírito Santo em conjunto com CENPES/Petrobrás, Cidade Universitária, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/qn/a/TP4kPhd7tvVksW4Hf5gkmWF/?lang=pt#:~:text=O%20teor%20salino%20m%C3%A1ximo%20aceito,teor%20de%20%C3%A1gua%20e%20sedimentos>>. Acesso em 14 nov. 2022.

PANTOJA, P. A. **Aplicação da espectroscopia de infravermelho próximo na caracterização da carga de petróleo para o processo de destilação atmosférica**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

PAAR, A. **Densímetro Digital Compacto – DMA**. Disponível em: <<https://www.anton-paar.com/br-pt/produtos/detalhes/c-dma/>>. Acesso em 03 dez. 2022.

PETROBRAS. **Pré-Sal**. Exploração e Produção de Petróleo e Gás. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em 17 nov. 2022.

PINHEIRO, M. de F. R; MANHÃES, T. L. M. de S. **Avaliação de Métodos de Predição de Propriedades de Fluidos de Reservatório**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) - UFF – Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, 2016.

PUC. **Fundamentos do Comportamento dos Hidrocarbonetos Fluidos**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/6084/6084_4.PDF>. Acesso em: 12 set. 2022.

ROCHA, M. *et al.* **Cadeia Global de Valor: Setor Petrolífero**. São Paulo: ESPM – Escola Superior de Propaganda e Marketing, 2017.

SOUZA, L. de A. **Noções de Processamento Primário de Petróleo**. Apostila de Alta Competência. PETROBRAS/Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017.

TECNAL. **Método Karl Fischer é o processo analítico mais usado para aferir o teor de água (umidade).** Blog Tecnal. Disponível em: <https://tecnal.com.br/pt-BR/blog/46_metodo_karl_fischer_e_processo_analitico_mais_usado_para_aferir_o_teor_de_agua_umidade>. Acesso em: 06 out. 2022.

THOMAS, J. E. (org.) *et al.* **Fundamentos da Engenharia de Petróleo.** 1ª Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

TOLEDO, M. **Tituladores Karl Fischer – Tituladores Compactos para Determinação de Água Karl Fischer Precisas.** Disponível em <https://www.mt.com.br/pt/home/products/Laboratory_Analytics_Browse/Product_Family_Browse_titrators_main/Karl_Fischer_Titration.html>. Acesso em 05 dez. 2022.

UERJ. **Noções de Perfuração e Processamento de Fluidos.** Instituto Politécnico, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://www.studocu.com/pt-br/document/faculdade-de-santo-antonio-da-platina/engenharia-mecanica/capitulo-2-processos-de-refino-de-petroleo/10415641>>. Acesso em 17 nov. 2022.

UFC. **Petróleo – Geologia – Origem do Petróleo.** Universidade Federal do Ceará - UFC – Curso de Engenharia de Petróleo. Disponível em: <http://www.petroleo.ufc.br/index.php?option=com_content&task=view&id=394&Itemid=56#:~:text=Segundo%20essa%20teoria%2C%20o%20petr%C3%B3leo,hidrocarbonetos%20s%C3%A3o%20necess%C3%A1rias%20condi%C3%A7%C3%B5es%20especiais>. Acesso em: 07 jun. 2022.

VARMAN, M. *et al.* **Investigation of Engine Emission with Diesel-Palm Biodiesel-Antioxidant Blend.** Centre for Energy Sciences, Department of Mechanical Engineering, University of Malaya. Lumpur, Malaysia, 2017.

APÊNDICE A – HISTÓRICO DOS POÇOS PRODUTORES

Amostra A1	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	17/08/2019	16,0	0,928	12,502	30,47	-
	10/10/2019	17,0	0,930	-	30,62	-
	02/01/2020	18,0	0,926	-	30,57	-
	25/01/2021	16,2	0,927	-	30,38	-
	16/04/2021	16,4	0,937	-	30,42	-
	12/07/2021	16,9	0,927	12,533	30,25	-
	09/08/2021	17,5	0,938	-	30,66	0,3
	05/11/2021	16,2	0,913	-	30,49	1,3
	02/02/2022	17,0	0,933	-	30,57	0,3
	03/03/2022	15,3	0,930	13,786	30,07	<0,1

Amostra B1	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	17/07/2018	19,3	0,917	10,139	31,69	-
	11/10/2018	18,7	0,896	-	31,22	-
	20/12/2018	18,4	0,926	-	32,63	-
	02/01/2020	16,9	0,941	-	34,42	-
	26/02/2021	20,0	0,911	-	34,27	0,5
	24/06/2021	21,0	0,918	4,904	35,54	<0,1
	15/10/2021	19,5	0,924	-	35,30	<0,1
	29/12/2021	17,4	0,944	-	34,95	0,5
	16/03/2022	18,5	0,929	-	34,54	0,2
	31/05/2022	17,5	0,924	6,796	34,87	0,1
	29/07/2022	20,4	0,930	-	847,9	<0,1

Amostra C1	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	20/02/2019	1,9	0,962	30,889	19,98	-
	05/04/2019	2,9	0,959	-	19,80	-
	09/05/2019	2,5	0,961	-	20,13	-
	25/06/2019	2,8	0,956	-	20,08	-
	16/09/2019	2,4	0,966	23,94	20,03	<0,1
	27/09/2020	2,7	0,956	-	20,15	<0,1
	27/01/2021	3,2	0,969	-	20,60	0,23
	29/04/2021	2,0	0,947	-	20,26	0,14
	15/10/2021	3,2	0,955	-	20,41	1,2
	24/02/2022	2,2	0,974	27,90	20,23	0,3
	18/05/2022	3,3	0,975	-	20,19	0,5

Amostra D1	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	14/09/2018	6,3	0,953	283,56	11,17	37,3
	05/11/2018	6,2	0,963	-	18,28	14,1
	11/02/2019	4,7	0,958	-	18,95	12,3
	13/03/2019	4,3	0,960	-	17,90	7,1
	22/04/2019	7,0	0,939	1010,9	6,60	8,3
	28/06/2019	8,8	0,958	-	30,47	3,0
	29/11/2019	9,4	0,939	-	29,52	4,2

Amostra D2	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	21/12/2018	3,8	0,976	6,481	30,77	-
	12/03/2019	3,8	0,962	-	30,90	-
	29/04/2019	3,9	0,968	-	31,03	-
	27/05/2019	5,7	0,951	-	26,07	7,8
	16/08/2019	6,5	0,970	8,156	26,02	7,1
	05/11/2019	4,7	0,975	-	22,02	17,0
	14/04/2021	4,7	0,977	-	27,11	7,3
	15/07/2021	4,8	0,973	-	28,42	2,1
	30/09/2021	4,5	0,972	6,480	30,60	1,3
	14/12/2021	23,4	0,947	-	31,03	1,1

Amostra E1	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	28/05/2021	12,4	0,956	-	19,76	1,6
	04/06/2021	17,1	0,910	-	14,77	3,1
	16/07/2021	13,5	0,925	-	16,11	0,2
	02/06/2022	11,9	0,945	680,37	16,30	1,1
	24/08/2022	9,0	0,943	643,55	16,89	0,4

Amostra E2	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	07/06/2021	10,0	0,952	-	20,32	1,5
	09/09/2021	14,9	0,927	-	20,44	1,6
	28/03/2022	4,6	0,970	-	20,49	1,6
	03/06/2022	3,6	0,976	49,758	17,59	8,6
	26/08/2022	3,2	0,960	45,393	19,97	4,9

Amostra F1	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	27/01/2017	2,2	0,967	-	18,12	-
	02/05/2017	2,5	0,947	-	17,78	-
	27/07/2017	3,4	0,958	-	17,65	-
	25/09/2017	3,1	0,952	-	17,48	-
	21/12/2017	3,6	0,934	-	17,65	-
	19/05/2021	2,2	0,984	72,001	18,03	1,2
	12/08/2022	2,2	0,987	-	18,98	1,7

Amostra F2	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	27/01/2017	2,5	0,952	-	20,77	-
	02/05/2017	2,7	0,951	-	20,39	-
	28/07/2017	2,8	0,955	-	20,59	-
	03/10/2017	4,0	0,947	-	20,50	-
	27/12/2017	3,7	0,943	-	20,29	-
	20/05/2021	3,2	0,963	-	20,95	0,1
	15/08/2022	2,2	0,967	40,022	20,57	0,2

Amostra F3	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	27/01/2017	2,9	0,944	-	18,12	-
	02/05/2017	2,5	0,937	-	17,78	-
	27/07/2017	4,0	0,942	-	17,65	-
	21/09/2017	3,3	0,952	-	17,48	-
	18/12/2017	4,0	0,945	-	17,65	-
	19/05/2021	2,9	0,974	-	18,03	<0,1
	15/08/2022	2,2	0,969	68,003	18,98	<0,1

Amostra F4	Data	RS (m ³ STD gás/m ³ STD óleo morto)	FE	Viscosidade (cP)	°API	Teor de água (%m/m)
Histórico	27/01/2017	2,3	0,957	-	19,66	-
	02/05/2017	2,3	0,960	-	19,53	-
	31/07/2017	2,7	0,959	-	19,08	-
	25/09/2017	2,5	0,962	-	18,25	-
	27/12/2017	3,5	0,955	-	19,11	-
	27/04/2021	2,8	0,970	-	19,72	0,2
	15/08/2022	2,6	0,980	43,973	19,63	0,2

Página de assinaturas

Leticia P

Leticia Pereira
055.645.077-97
Signatário

Alex Vazzoler

Alex Vazzoler
113.309.157-12
Signatário

Ef

Elene Freitas
110.834.037-70
Signatário

Tanise F

Tanise Flores
802.701.400-00
Signatário

HISTÓRICO

06 dez 2022 20:50:19		Thiago Alves criou este documento. (E-mail: aa.thiago@gmail.com)
07 dez 2022 11:23:59		Leticia Quinello Pereira (E-mail: lquinello@cetiqt.senai.br, CPF: 055.645.077-97) visualizou este documento por meio do IP 177.38.98.94 localizado em Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brazil.
07 dez 2022 11:25:05		Leticia Quinello Pereira (E-mail: lquinello@cetiqt.senai.br, CPF: 055.645.077-97) assinou este documento por meio do IP 177.38.98.94 localizado em Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brazil.
06 dez 2022 20:57:21		Alex Vazzoler (E-mail: vazzoleralex@hotmail.com, CPF: 113.309.157-12) visualizou este documento por meio do IP 186.205.17.186 localizado em Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brazil.
06 dez 2022 20:58:10		Alex Vazzoler (E-mail: vazzoleralex@hotmail.com, CPF: 113.309.157-12) assinou este documento por meio do IP 186.205.17.186 localizado em Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brazil.
07 dez 2022 18:43:20		Elene de Souza Freitas (E-mail: elenefreitas@yahoo.com.br, CPF: 110.834.037-70) visualizou este documento por meio do IP 191.162.132.93 localizado em Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brazil.
07 dez 2022 18:44:20		Elene de Souza Freitas (E-mail: elenefreitas@yahoo.com.br, CPF: 110.834.037-70) assinou este documento por meio do IP 191.162.132.93 localizado em Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brazil.
07 dez 2022 07:02:41		Tanise Mori Flores (E-mail: tmflores@cetiqt.senai.br, CPF: 802.701.400-00) visualizou este documento por meio do IP 177.38.98.94 localizado em Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brazil.



07 dez 2022

07:03:20



Tanise Mori Flores (E-mail: tmflores@cetiqt.senai.br, CPF: 802.701.400-00) assinou este documento por meio do IP 177.38.98.94 localizado em Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brazil.

