



Avaliação de Desempenho de Redutores de Viscosidade para Petróleo

Weyber da Silva Marques dos Santos

Daniel Eduardo Estevez

Projeto Final de Curso

Orientadora

Michelle Gonçalves Mothé, D.Sc.

Dezembro de 2022

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE REDUTORES DE VISCOSIDADE PARA PETRÓLEO

Weyber da Silva Marques dos Santos

Daniel Eduardo Estevez

Projeto Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau em Engenharia Química e Química Industrial.

Aprovado por:

Prof. Marcio Nele de Souza, EQ/UFRJ

Dra. Tatiana Carestiato da Silva, INPI

Orientado por:

Profa. Michelle Gonçalves Mothé, EQ/UFRJ

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Dezembro de 2022

DOS SANTOS, Weyber da Silva Marques; ESTEVEZ, Daniel Eduardo.

Avaliação de desempenho de redutores de viscosidade para petróleo / Weyber da Silva Marques dos Santos; Daniel Eduardo Estevez. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2022.

vii, 48 p.; il.

(Projeto Final) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2022.

Orientadora: Michelle Gonçalves Mothé.

1. Viscosidade 2. Petróleo 3. Desemulsificantes 4. Projeto Final. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Michelle Gonçalves Mothé I. Avaliação de desempenho de redutores de viscosidade para petróleo

AGRADECIMENTOS

Weyber da Silva Marques dos Santos

Gostaria de agradecer imensamente meus pais, Glória Cristina e Olympio Marques, e minhas irmãs, Hanna Marques e Suellen Marques, por terem me dado apoio ao longo de toda a minha vida, sem eles nada seria possível. Gostaria de agradecer especialmente à todos os meus professores do ensino técnico que cursei na Escola Federal de Química do Estado do Rio de Janeiro, sem eles a paixão pela química talvez nunca tivesse surgido.

Gostaria de agradecer em especial a minha esposa Carla Alves por ter me apoiado durante todos esses árduos anos de formação, sempre me apoiando e me incentivando a seguir em frente. Gostaria de dedicar um carinho especial aos meus amigos Thyago Andrade e Daniel Estevez por sempre acreditarem no meu potencial.

E por fim um agradecimento muito especial a nossa orientadora Michelle Mothé, por ter me apoiado durante todos esses anos na universidade e pela paciência e carinho dedicado a mim.

AGRADECIMENTOS

Daniel Eduardo Estevez

Antes de tudo, os agradecimentos vão para os meus pais, José Eduardo e Ana Cláudia, a base de tudo que sou e que me tornei. Ao meu pai, que sempre manteve minha educação na rígida linha da disciplina, muitas vezes incompreendido pelo Daniel menos experiente, mas que hoje entende que foi de uma importância indispensável nessa trajetória, meu muito obrigado. À minha mãe, que sempre esteve ao meu lado em todos os momentos e sempre apoiou meus resultados e objetivos com muito amor e incondicionalmente, meu muito obrigado. Sem eles nada disso teria sido possível.

Aos amigos também gostaria de deixar meus agradecimentos, pois não seria possível aguentar tantos anos de luta para concluir a graduação sem os momentos felizes que as amizades nos proporcionam. Gostaria de agradecer especialmente aos amigos Weyber Marques, Andressa Tenchini, Filipe Fontes e Lucas Padilha pela grande contribuição na minha longa caminhada, sem vocês seria bem mais difícil.

Finalmente não poderia deixar de agradecer à professora orientadora Michelle Mothé, por todo o apoio e atenção nesses anos que nos orientou rumo à conclusão da graduação. Sem a Michelle a conclusão poderia ter sido uma dúvida, mas ela nunca deixou de nos motivar.

Resumo do Projeto Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau em Engenharia Química e Química Industrial.

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE REDUTORES DE VISCOSIDADE PARA PETRÓLEO

Weyber da Silva Marques dos Santos

Daniel Eduardo Estevez

Orientadora: Profa. Michelle Gonçalves Mothé, D.Sc.

A garantia de escoamento do petróleo durante as etapas de produção é um dos fatores que mais impactam economicamente esta atividade, sendo necessária a utilização de técnicas para viabilizar os custos da elevação do óleo, como a utilização de aditivos para redução da viscosidade do mesmo, visando a quebra da emulsão água-óleo que quase sempre é produzida em poços marítimos. Devido à alta variabilidade da composição do petróleo entre os campos produtores, é necessário que os agentes redutores de viscosidade sejam desenvolvidos e otimizados para cada unidade produtora, já que a eficiência dos agentes está diretamente relacionada com a proporção entre as partes hidrofílicas e lipofílicas das moléculas do fluido produzido. Tendo em vista essas informações, realizou-se a avaliação de desempenho de três desemulsificantes comerciais em três unidades produtoras diferentes da Bacia de Campos. Os óleos utilizados foram retirados de três plataformas distintas, fornecidos por uma empresa petrolífera do estado do Rio de Janeiro. Para definição do agente redutor de viscosidade ideal, foram realizados os ensaios de viscosidade dinâmica, BSW (*Bottom Sediments and Water*) e teste de garrafa (*bottle test*) para que fosse possível a obtenção dos resultados com melhores desempenhos em comparação entre as características iniciais e finais dos óleos. Os resultados das análises indicaram os agentes que exibiram as maiores reduções em termos de viscosidade para cada uma das amostras analisadas. Além disso, foi possível observar que nos campos cujo pico de produção foi atingido há mais tempo, o valor de BSW do petróleo processado na unidade era maior e, conseqüentemente, maior deveria ser o RSN (relative solubility number) do desemulsificante utilizado.

ÍNDICE

Capítulo I - Introdução	1
Capítulo II - Objetivos	3
II.1 Objetivo Geral	3
II.2 Objetivos Específicos	3
Capítulo III - Revisão Bibliográfica	4
III.1 Petróleo	4
III.2 Bacias produtoras de petróleo no Brasil	6
III.2.1 Bacia de Campos	9
III.3 Produção e exploração do petróleo	10
III.3.1 Prospecção	10
III.3.2 Perfuração	11
III.3.3 Completação.....	13
III.2.3 Produção	13
III.2.5 Processamento primário do petróleo	14
III.4 Desafios da produção do Petróleo	15
III.4.1 Garantia de escoamento	15
III.4.1.1 Empresas brasileiras produtoras de aditivos para Garesc	17
III.4.1.2 Agentes redutores de viscosidade (desemulsificantes)	18
III.4.1.2.1 Determinação de propriedades reológicas	19
Capítulo IV – Materiais e Métodos	22
IV.1 Materiais	22
IV.1.1 Amostras de petróleo	22
IV.1.2 Amostras de desemulsificantes	22

IV.1.2.1 Desemulsificante TIPO A.....	22
IV.1.2.2 Desemulsificante TIPO B.....	23
IV.1.2.3 Desemulsificante TIPO C.....	23
Métodos.....	23
IV.1.3 Preparo das amostras.....	23
IV.1.4 Caracterização dos óleos.....	27
IV.2.2.1 Viscosidade dinâmica.....	27
IV.2.2.2 BSW.....	28
IV.1.5 Teste de garrafa (<i>Bottle Test</i>).....	30
Capítulo V - Resultados e Discussão.....	33
V.1 Caracterização dos óleos.....	33
V.2 Tratamento dos óleos e determinação da viscosidade dinâmica.....	33
V.2.1 Amostra de Petróleo O1.....	33
V.2.1.1 Etapa 1 – Teste de Garrafa.....	33
V.2.1.2 Etapa 2 – Determinação da viscosidade dinâmica.....	36
V.2.2 Amostra de Petróleo O2.....	37
V.2.2.1 Etapa 1 – Teste de Garrafa.....	37
V.2.2.2 Etapa 2 – Determinação da viscosidade dinâmica.....	40
V.2.3 Amostra de Petróleo O3.....	41
V.2.3.1 Etapa 1 – Teste de Garrafa.....	41
V.2.3.2 Etapa 2 – Determinação da viscosidade dinâmica.....	44
Capítulo VI - Conclusão.....	46
Referências Bibliográficas.....	47

Capítulo I - Introdução

O petróleo é uma das matérias-primas mais importantes para a vida moderna, pois dele é possível obter diversos derivados que poderão ser utilizados em variados ramos da indústria química. O petróleo pode ser definido como uma mistura complexa de substâncias, sendo seus principais constituintes hidrocarbonetos, resinas, asfaltenos com traços de enxofre, nitrogênio, oxigênio, metais e sais inorgânicos (Thomas, 2001).

O petróleo pode ser encontrado em diferentes camadas do solo, em diversas profundidades. Através de poços exploratórios é possível realizar um estudo geológico de uma determinada região, permitindo que se identifique a possibilidade de existirem reservatórios com petróleo ou gás, possibilitando a perfuração de poços produtores (Petrobras, 2021). É possível separar a produção de petróleo em escala industrial em duas categorias: *onshore* (extração em terra) e *offshore* (extração em poços marinhos) (CBIE, 2020).

Uma característica peculiar à extração *offshore* é que esta proporciona a formação de emulsões do tipo óleo/água (O/A) e do tipo água/óleo (A/O) na etapa de elevação do óleo. Isto ocorre pois o petróleo contém agentes emulsionantes naturais, como por exemplo, asfaltenos, resinas e ácidos naftênicos, que atuam na interface água-óleo (devido à característica anfifílica) reduzindo a tensão interfacial entre as fases e favorecendo a formação de emulsões de alta estabilidade. Em geral, temos a formação de emulsões do tipo A/O devido as condições turbulentas ao longo das tubulações, válvulas e equipamentos que separam os poços das unidades produtoras.

Sendo assim, diferentes emulsões A/O podem promover efeitos reológicos distintos o que influencia significativamente nas características de escoamento do fluido do reservatório até as plataformas (Visintin *et al.*, 2008). A formação das emulsões A/O são muito comuns em campos maduros, devido ao maior grau de injeção de água nos reservatórios, mas podem ocorrer formações de emulsões com água proveniente do próprio reservatório. Correntes que apresentam emulsões A/O são intensivamente estudadas pois representam um dos principais problemas para o escoamento: o aumento da viscosidade do fluido e a consequente perda de carga durante o processo de extração. Além disso, as emulsões viabilizam a formação de depósitos orgânicos e inorgânicos ao longo do escoamento que prejudicam também a eficiência do processo produtivo como um todo.

Em vista dessa particularidade, no processo de elevação de petróleo em campos produtores *offshore* são utilizados aditivos químicos para quebrar essa emulsão, a fim de garantir o escoamento dos fluidos produzidos e mitigar a redução da plena capacidade de escoamento dos sistemas de produção (Khalil *et al.*, 2018). Adicionado a isso, para que o petróleo tenha um maior valor comercial é preciso que ele atenda às especificações de estocagem referentes ao teor de água e sólidos e à salinidade, sendo essencial a utilização de etapas para quebra de emulsões durante o processo produtivo do óleo.

As substâncias utilizadas para quebra de emulsões são chamadas desemulsificantes, ou redutores de viscosidade. A quebra da emulsão pelo efeito de aditivos químicos segue os seguintes passos: o desemulsificante alcança a interface água-óleo, ocorre o deslocamento dos emulsificantes naturais do petróleo e a desestabilização da emulsão. Ocorre em sequência a coalescência das pequenas gotas de água, formando gotas maiores e mais pesadas e que acabam sedimentando por efeito da gravidade. Em regime de escoamento, o fluido forma um perfil anular, de forma que a água escoar como um filme adjacente às paredes da tubulação, enquanto o óleo escoar na seção central da tubulação.

A composição química do desemulsificante, bem como sua concentração ideal, dependerá das características do sistema água-óleo, sendo necessário a formulação de novos desemulsificantes para otimizar a eficiência em cada sistema. As características que mais afetam essa eficiência são a proporção entre as partes hidrofílica e lipofílica da molécula, e o peso molecular da cadeia polimérica. Existem diversos estudos para determinação da eficiência dos desemulsificantes partindo apenas das propriedades composicionais do sistema, porém a escolha do tipo de desemulsificante e a determinação da concentração ideal são obtidas a partir de testes experimentais de separação (Kokal, 2002).

Capítulo II – Objetivos

II.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho foi estudar o desempenho de produtos desemulsificantes como redutores de viscosidade em amostras de petróleos provenientes do estado do Rio de Janeiro.

II.2 Objetivos Específicos

- Realizar ensaios de decantação (Bottom Sediments and Water) para todas as amostras de petróleo estudadas;
- Avaliar o desempenho da adição de desemulsificantes nas amostras de petróleo em termos de quantidade de água decantada através do teste de garrafa (Bottle Test);
- Determinar o percentual de redução nos valores de viscosidade dinâmica nas amostras de petróleos de três diferentes plataformas, com adição de amostras de desemulsificantes comerciais.

Capítulo III - Revisão Bibliográfica

III.1 Petróleo

A palavra petróleo tem origem na combinação das palavras em latim, *petra* (pedra) e *oleum* (óleo). Essa substância é assim denominada devido as suas reservas naturais se encontrarem em rochas porosas e permeáveis, no subsolo, denominadas rochas reservatórias (Pedroti, 2007).

Segundo os geólogos, a formação do petróleo ocorre devido à ação da natureza, que transforma o material orgânico de restos de animais e de vegetais, depositados há milhões de anos no fundo de mares e lagos, em óleo e gás. O seguido empilhamento de camadas de material sedimentar causa aumento da temperatura e da pressão que transformam, mediante reações termoquímicas, esses depósitos orgânicos em petróleo. O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, pode ser determinado pela matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico (Correia, 2006; Petrobras, 2009; Mothé, 2012).

É uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, possui odor característico e sua cor pode variar entre o negro e castanho claro (Thomas, 2004). É constituído por uma mistura complexa de espécies químicas, cuja composição irá variar de acordo com o campo produtor. Apesar dessa variação, a composição elementar varia pouco, pois o óleo cru é composto principalmente por séries homólogas de hidrocarbonetos, podendo apresentar muitas vezes também não-hidrocarbonetos, como compostos nitrogenados, sulfurados, oxigenados e até mesmo alguns metais (Thomas, 2004; Skrifvars *et al*, 1999). Os grupos de hidrocarbonetos presentes no petróleo podem ser classificados em quatro diferentes classes, conhecidos como SARA:

- Saturados, que são hidrocarbonetos de cadeia linear ou ramificada saturada. Em geral, óleos crus com alto teor de parafinas apresentam alto ponto de fluidez, densidade inferior a 0,85 ou teor de resinas e asfaltenos menor que 19% em peso. Normalmente possuem baixa viscosidade;
- Aromáticos, dos quais fazem parte os hidrocarbonetos de cadeia cíclica aromática.
- Resinas, que são estruturalmente parecidas com os asfaltenos, porém apresentam pesos moleculares menores. Tanto as resinas quanto os asfaltenos são compostos polares.

- Asfaltenos, que definem hidrocarbonetos de alta massa molecular, com muitos núcleos poliaromáticos rodeados de cadeias alifáticas. Possuem ainda heteroátomos como oxigênio, nitrogênio e enxofre. São caracterizados por serem insolúveis em n-heptano e solúveis em hidrocarbonetos aromáticos como tolueno.

Todos os petróleos contêm basicamente os mesmos hidrocarbonetos, porém em diferentes quantidades. A Tabela 1 define a composição elementar média do petróleo.

Tabela 1 - Composição elementar média do petróleo (Fonte: Cunha, 2005)

Elemento	Distribuição Proporcional
Carbono	83 - 87%
Hidrogênio	10 - 14%
Nitrogênio	0,1 - 2%
Oxigênio	0,05 - 1,5%
Enxofre	0,05 - 6%
Metais	<1000 ppm

A composição do petróleo influencia diretamente nas suas propriedades físicas e reológicas, portanto sua caracterização é fundamental para o entendimento do escoamento nas etapas de produção (DE OLIVEIRA et al, 2012).

A história da moderna indústria petrolífera tem seu início considerado em agosto de 1859, quando Edwin Laurentine Drake perfurou o primeiro poço para exploração de petróleo, na Pensilvânia (EUA) e este se revelou produtor. A produção de óleo cru nos EUA em 1859 era de dois mil barris e aumentou para aproximadamente três milhões de barris em 1863, e para dez milhões de barris em 1874.

O primeiro poço brasileiro para extração de petróleo somente foi perfurado em 1897, em São Paulo, atingindo uma profundidade final de 488m e produzindo um total de 0,5 m³ (THOMAS, 2004). No ano de 1939, aproximadamente 80 poços já haviam sido perfurados em território brasileiro e em 1941 foi descoberto o primeiro campo comercial em Candeias-BA. Na década de 60, a exploração de reservas de petróleo levou à identificação de grandes reservas em águas profundas no litoral de Campos, no Rio de Janeiro. Desde então, a produtividade dos campos marítimos se apresentou maior que em campos terrestres, ocasionando a intensificação da exploração marítima. Durante 25 anos de atividade em bacias marítimas, foram identificadas reservas de petróleo e gás natural aproximadamente 14 vezes maiores do que as reservas descobertas em terra. Os campos terrestres representam cerca de 67 % do total de campos

produtores do país, mas, ainda assim, eles acumulam apenas cerca de 10 % das reservas brasileiras (SENA, 2011).

III.2 Bacias produtoras de petróleo no Brasil

O Brasil está entre os 10 maiores produtores de Petróleo do mundo e divide sua produção entre bacias *offshore* (marítimas) e bacias *onshore* (terrestres). A maior parte da produção nacional vem de bacias offshore e são extraídas de campos em águas profundas (lâmina d'água de 300m a 1500m) e ultra-profundas (>1500m de lâmina d'água). Podemos ver na Figura 1 a distribuição dos campos produtos de petróleo do Brasil.



Figura 1 - Bacias produtoras de petróleo no Brasil (Fonte: Petrobras, 2016).

O Brasil produziu ao longo dos últimos 10 anos mais de 10.000 MMbbl (Milhões de barris), sendo aproximadamente 9.500 MMbbl produzidos em unidades offshore. A Figura 2 apresenta a produção offshore de petróleo no Brasil no período de 2011 a 2021. Observa-se que a produção offshore representa aproximadamente de 95% da produção total.

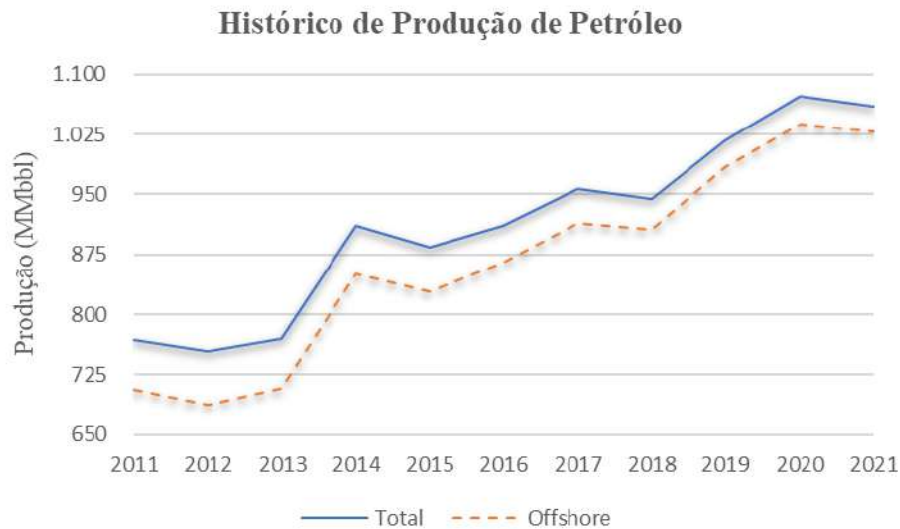


Figura 2 - Produção total (onshore + offshore) de petróleo e produção offshore de petróleo nos últimos 10 anos (Fonte: ANP, 2022).

Os estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo são responsáveis juntos por mais de 90% da produção nacional de petróleo, e a distribuição por estado está representada na Tabela 2.

Tabela 2 - Distribuição percentual da produção de petróleo por estados (Fonte: ANP, 2022)

<i>Estado</i>	2017	2018	2019	2020	2021
Rio de Janeiro	68,0%	70,2%	75,3%	79,3%	80,6%
São Paulo	12,5%	12,3%	10,6%	9,1%	9,4%
Espírito Santo	14,4%	13,0%	10,3%	8,4%	7,3%
Rio Grande do Norte	1,8%	1,6%	1,4%	1,2%	1,2%
Bahia	1,2%	1,1%	1,0%	0,8%	0,8%
Outros	2,0%	1,8%	1,5%	1,1%	0,9%

Na Figura 3 é possível analisar a distribuição da produção de petróleo a partir de 2017 e diferir entre a extração onshore, offshore pré-sal e offshore pós-sal. É possível observar como a relevância da produção pré-sal tem aumentado com o passar dos anos.



Figura 3 - Distribuição percentual da produção de petróleo onshore, offshore pré-sal e offshore pós-sal (Fonte: ANP, 2022)

A produção no pré-sal já representa mais de 70% da produção nacional de petróleo e gás natural. Os campos do pós-sal por serem mais maduros demandam uma maior intervenção das operadoras para manter sua produtividade e rentabilidade, sendo estes atualmente os maiores consumidores de químicos para a garantia do escoamento, como os redutores de viscosidade, porém, em alguns anos será necessário aplicar soluções equivalentes nas unidades de operação do Pré-sal.

Atualmente, os campos de Tupi, Búzios, Sapinhoá (pertencentes à Bacia de Santos), Jubarte e Roncador (pertencentes à Bacia de Campos) são os cinco maiores campos produtores de petróleo do Brasil. O campo de Tupi sozinho é responsável por mais de 30% da produção nacional como pode ser observado na Figura 4, onde estão representadas as produções desses 5 maiores campos nos últimos 5 anos.

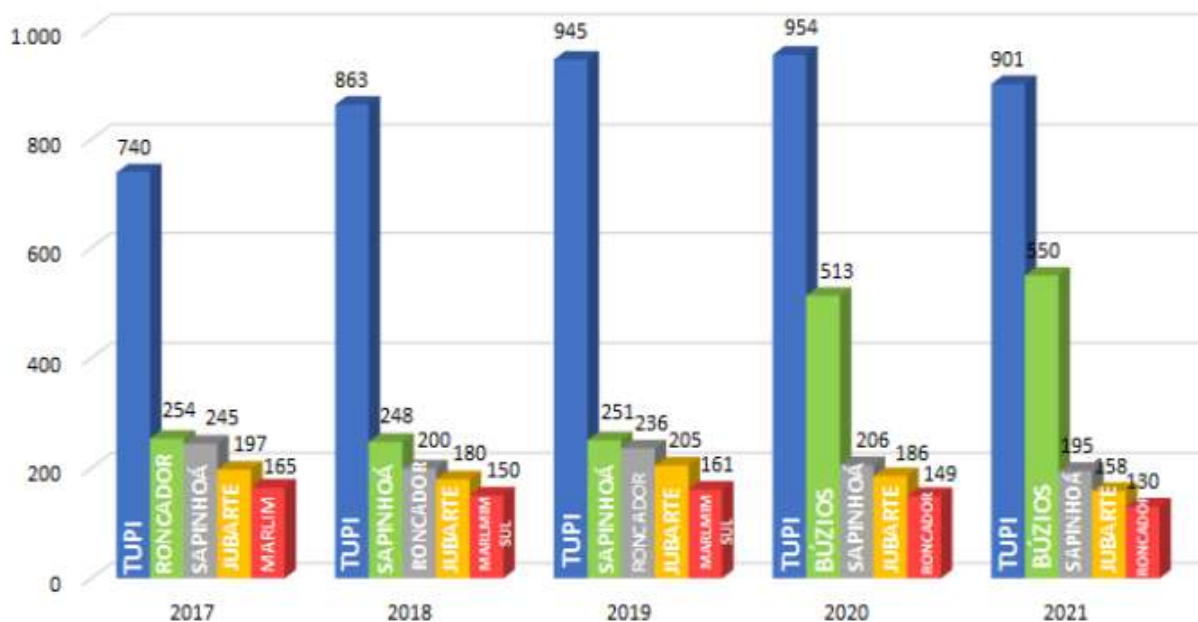


Figura 4 - Maiores campos produtores de petróleo do Brasil nos últimos 5 anos (Fonte: ANP, 2022).

III.2.1 Bacia de Campos

A exploração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas teve na Bacia de Campos um ambiente propício para se desenvolver, sendo um dos campos mais antigos do Brasil. Nos últimos 40 anos tornou-se um grande ativo nacional e já proveu em todos os seus anos de produção mais de 14 bilhões de barris de óleo e de gás acumulados.

O complexo da Bacia de Campos conta com 25 unidades produtoras, possui mais de 280 poços em operação e conta com uma equipe de até 7.000 colaboradores, a fim de garantir o perfeito funcionamento das unidades produtoras.

Algumas operadoras de outros países também atuam na Bacia de Campos através de mais 12 unidades produtoras. As operações ocorrem tanto no pré-sal quanto no pós-sal e todo o campo se estende por uma área de Vitória/ES até Arraial do Cabo/RJ.

A Bacia de Campos é dividida nos seguintes campos: Albacora, Albacora Leste Anequim, Bagre, Cherne, Parati, Caratinga, Barracuda, Congro, Cherne, Malhado, Corvina, Garoupa, Garoupinha, Viola, Golfinho, Jubarte, Baleia Anã, Marlim, Marlim Leste, Marlim Sul, Namorado, Papa-Terra, Roncador, Tartaruga Verde, Tartaruga Verde Sudoeste, Pargo, Vermelho e Carapeba.

III.3 Produção e exploração do petróleo

A cadeia produtiva do petróleo possui grande complexidade quando se compara com outros setores da indústria. Um dos fatores que tornam a operação tão complexa é a incerteza da descoberta de reservas que se mostrem economicamente viáveis. As principais etapas da produção do petróleo incluem, prospecção, perfuração, completção, produção e processamento primário.

III.3.1 Prospecção

A prospecção geológica é o método utilizado para verificar as condições de terreno mais propícias para acumulação de hidrocarbonetos, podendo ser realizada de várias formas, como através da análise de fotografias retiradas de aviões, para determinação das feições geológicas. Esse método exige baixo investimento, mas não garante que a perfuração irá obter êxito. Outra forma de prospecção de poços é o método sísmico de reflexão. Essa sísmica corresponde a mais de 90% dos investimentos da prospecção (Thomas, 2004). Nesse método são utilizadas fontes de energia como dinamite, para situações em terra, e os canhões de ar comprimido, para situações em mar, para gerar ondas elásticas. Os diferentes tipos de rochas do terreno irão refratar e refletir as ondas, que vão retornar à superfície e serão registradas pelos receptores e interpretadas para gerar os mapas estruturais. A Figura 5 ilustra como funciona o percurso das ondas na sísmica de reflexão, onde na posição 1 se encontra a fonte de energia, em 2 são as rochas do terreno, em 3 são os receptores, também chamados de geofones, responsáveis por captar as ondas refletidas e em 4 os sistemas de interpretação dos sinais obtidos que, através de modelos matemáticos, irão dar informações geológicas da região. Esse método é baseado no cálculo das velocidades das ondas, que quando refratadas tem sua velocidade alterada de acordo com as características e parâmetros de cada rocha (Thomas, 2004).

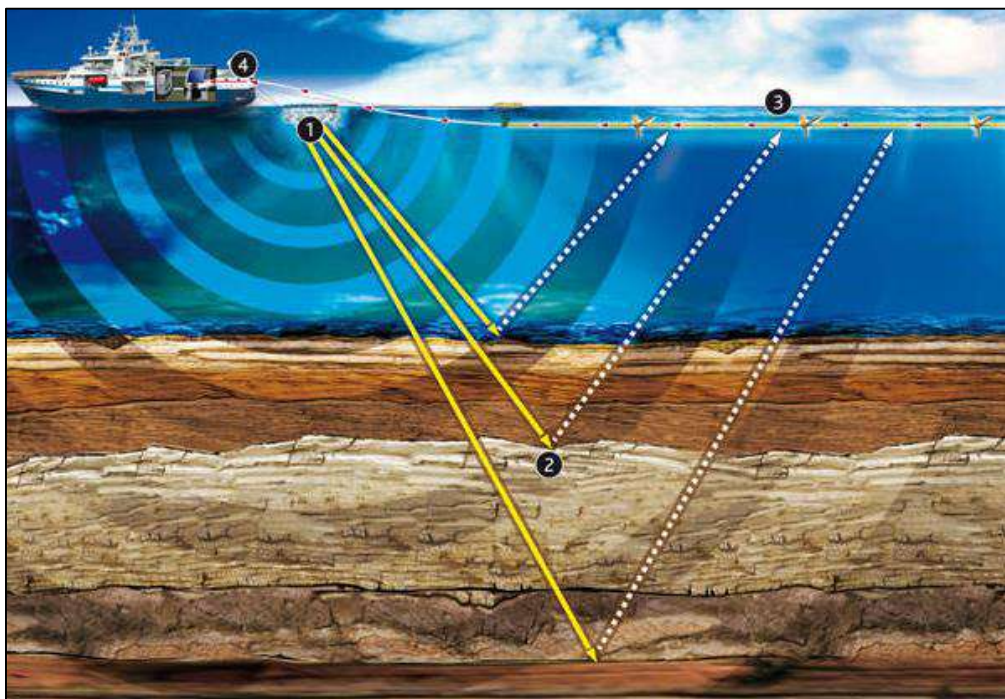


Figura 5 – Método de sísmica de reflexão em ambiente marítimo (Fonte: Sercel, 2022).

III.3.2 Perfuração

Nesta etapa ocorre a perfuração do solo através do uso da sonda de perfuração. Este equipamento consiste em uma coluna de perfuração provida de uma broca em sua extremidade, responsável pela perfuração das rochas devido à alta rotação e peso aplicado pelo mecanismo sobre a sonda (Thomas, 2004). A Figura 6 exemplifica uma sonda rotativa.

Devido à grande profundidade dos campos e os desafios de operações submersas, a exploração marítima, apesar de parecida com a terrestre, normalmente exige equipamentos com maior resistência e tecnologia (Thomas, 2004).

As fases da perfuração do poço dependem das características das zonas e da profundidade provável obtida na etapa de prospecção. Em cada fase, uma coluna de revestimento de tubos de aço é descida no poço, e o espaço anular entre o tubo e a parede do poço é cimentado, com a finalidade de evitar o desmoronamento do poço, permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície, impedir que os fluidos das rochas migrem para o poço, entre outras. Após a cimentação, uma nova fase é iniciada ao descer novamente a coluna de perfuração, com uma broca de diâmetro menor que o revestimento aplicado na fase anterior (THOMAS, 2004).

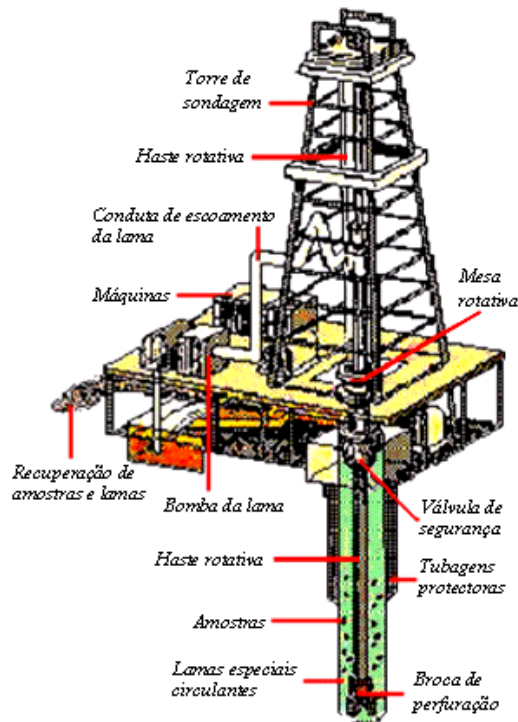


Figura 6: Esquema simplificado de uma sonda de perfuração giratória (Fonte: Diário do Pré-Sal, 2016).

Alguns fatores vão influenciar nas operações de perfuração de um poço no mar, tais como: distância do fundo do mar até a superfície (lâmina d'água), condições marítimas, relevo do fundo do mar e avaliação do custo/benefício do tipo de operação. Estes fatores são levados em consideração para definir qual tipo de unidade de perfuração marítima deve ser utilizado que podem ser plataformas fixas, auto eleváveis, submersíveis, tension leg e as unidades flutuantes (semisubmersíveis e navios sonda), conforme mostra a Figura 7 (Thomas, 2004).

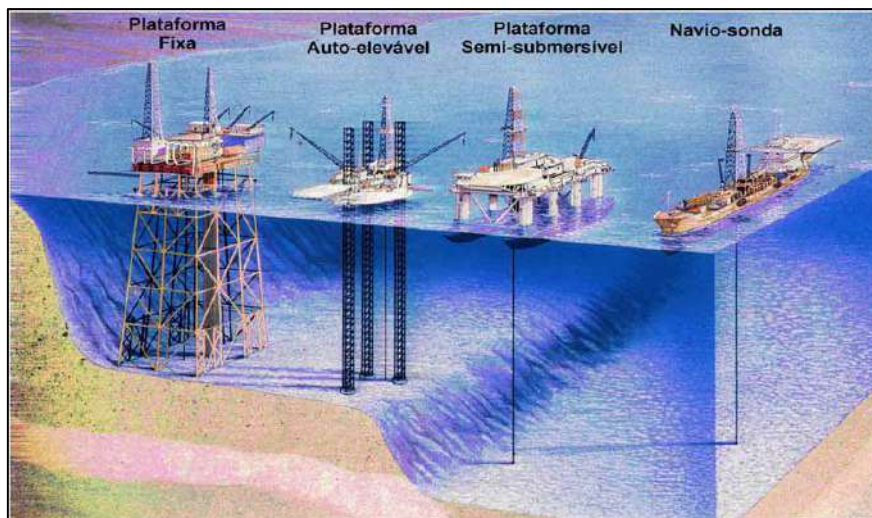


Figura 7: Tipos de sondas marítimas para perfuração de poços (Fonte: Thomas, 2004).

III.3.3 Completação

Ao final da perfuração, para que o poço possa produzir óleo e gás, de forma segura e econômica durante toda sua vida produtiva, são necessárias as operações de completção. Nesta etapa é definida a posição da cabeça do poço, o tipo de revestimento de produção e o número de zonas de produção a serem exploradas, sempre dependendo das características do reservatório. Além disso, são adicionados todos os equipamentos necessários à produção como o tubo de produção, árvores de natal (para controle do fluxo de óleo), válvulas de segurança, entre outros (THOMAS, 2004).

III.3.4 Produção

Essa etapa tem início, normalmente, quando o reservatório apresenta energia suficiente para elevar os fluidos até a superfície. Esses poços são denominados surgentes (Rosa *et al.*, 2006). Devido à menor necessidade de investimentos em equipamentos de superfície e subsuperfície, os poços surgentes apresentam um menor custo por unidade de volume produzida (THOMAS, 2004). Existem também os reservatórios que não possuem pressão suficiente para elevar os fluidos até a superfície, sendo necessária a utilização de métodos de elevação artificial. Esses métodos também são utilizados no fim da vida produtiva dos poços de surgência ou quando a vazão dos poços está abaixo do esperado em projeto (ROSA *et al.*, 2006).

Os principais métodos para elevação artificial estão descritos a seguir:

- Gás-Lift Contínuo (GLC) – utilizado com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície, injetando gás a alta pressão continuamente na coluna de produção.
- Gás-Lift intermitente (GLI) – produção através da injeção de gás a alta pressão no reservatório, com produção através de golfadas (fluxo para superfície em intervalos de tempo).
- Injeção de água – consiste na injeção de água nos reservatórios a fim de aumentar a pressão no mesmo, permitindo a elevação dos fluidos.
- Injeção de vapor – método utilizado com objetivo de aumentar a temperatura do reservatório, diminuindo assim a viscosidade dos fluidos, além de também ocasionar o aumento da pressão do mesmo.

III.3.5 Processamento Primário

As correntes de fluidos produzidas dos poços que chegam até a superfície precisam ainda passar por etapas de tratamento, pois não se encontram ainda adequadas à utilização ou exportação. O interesse comercial é somente a produção de óleo e gás, portanto é necessário que os campos possuam facilidades para o processamento primário dos fluidos, visando a separação água/óleo/gás, como exemplifica a Figura 8.

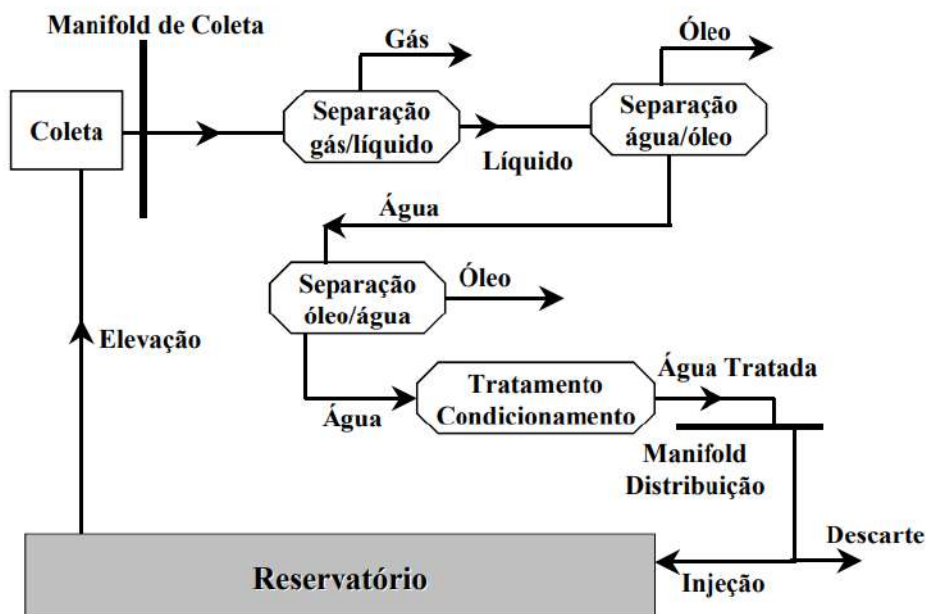


Figura 8 – Esquema simplificado do processamento primário dos fluidos (Fonte: Petrobras, 2007)

Desta forma, além de promover a separação gás/óleo/água, a etapa de processamento primário também é responsável por condicionar os hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para unidade de processamento de gás natural (UPGNs) e tratar a água para que seja destinada ao meio ambiente em condições tecnicamente aceitáveis.

Após a separação das fases gás, óleo e água, cada uma dessas correntes obtidas é tratada individualmente com a finalidade de se atingir as especificações comerciais do óleo e gás e as especificações ambientais para o descarte da água. O gás natural não deve conter excesso de CO₂ e H₂S, por exemplo. O óleo não deve apresentar teores de água e sedimentos elevados e a água produzida deve ter um limite de óleo disperso para que possa ser liberada no corpo d'água. Na Tabela 3 se encontra a lista das principais especificações exigidas para as correntes produzidas, após a etapa de processamento primário.

Tabela 3 – Principais especificações dos fluidos ao fim do processamento primário (Fonte: Petrobras, 2007)

CORRENTE	PARÂMETRO	ESPECIFICAÇÃO
Gás *	Teor de água	máx. 3 a 5 lb/Mscf (na BR: 2lb/Mscf)
	Teor de H ₂ S.	máx. 10 a 15 ppm
	Teor de Inertes, CO ₂	máx. 4% vol (na BR: 2%vol.)
Óleo	BS&W	Refino: máx. 1% vol
		Exportação: máxi. 0,5% vol
	Teor de sais	Refino: máx.: 570 mg/L (em NaCl)
		Exportação: máx. 285 mg/L (em NaCl)
Água produzida	TOG	máx. 20 ppm
	Temperatura	máx. 40°C

*Portaria ANP

III.4 Desafios da produção de Petróleo

A indústria do petróleo possui alguns grandes desafios que precisam ser superados para que as instalações produtivas possam operar de forma consistente e financeiramente viável. Alguns desses desafios são referentes ao setor como um todo, como por exemplo as rodadas de licitações para permissão de exploração, licenciamentos ambientais cada vez mais rigorosos, capacitação de mão de obra e logística de distribuição, já que 90% do volume de derivados de petróleo consumidos no Brasil é transportado por rodovias (Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2014). Além disso, existem outros fatores relacionados ao próprio processo de produção que também se mostram desafios e precisam ser superados, como por exemplo, problemas durante a elevação do petróleo, que reduzem a capacidade de escoamento, devido principalmente à formação de incrustações nas tubulações e equipamentos, e à formação de emulsões água-óleo que aumentam a viscosidade do líquido produzido. Para estes últimos problemas, existe um conjunto de técnicas, que podem ser executadas durante a produção e elevação do óleo, conhecido como técnicas de garantia de escoamento (GARESC).

III.4.1 Garantia de escoamento

Para garantir o pleno escoamento do óleo dos poços até a plataforma é necessário que sejam utilizadas técnicas para evitar ou diminuir alguns efeitos como a formação de incrustações inorgânicas, a formação de hidratos e a formação de emulsões água-óleo.

As incrustações são formadas pela precipitação de compostos inorgânicos, que se depositam de forma gradual ao longo do processo de produção, principalmente quando há

produção concomitante de óleo e água do reservatório. Em geral, elas podem causar obstruções em equipamentos como válvulas, bombas e coluna de produção, ocasionando perdas significativas na produção. A Figura 9 mostra um tubo parcialmente obstruído por incrustação inorgânica. Exemplos de técnicas utilizadas para prevenção desse efeito são a dessulfatação da água do mar, que consiste em diminuir drasticamente os sulfatos presentes na água de injeção, e a utilização de aditivos químicos para inibir incrustações (De oliveira et al., 2018).



Figura 9: Tubo parcialmente obstruído por incrustação inorgânica. (Fonte: Rocha, 2002)

Os hidratos de gás são sólidos cristalinos formados pela combinação das moléculas de água com os componentes leves do gás natural. Essa formação é favorecida por baixas temperaturas e alta pressão (produção em águas ultra profundas). Em condições de escoamento, os hidratos também podem se depositar de forma gradativa nas paredes das tubulações, até o bloqueio total da mesma (DE OLIVEIRA et al., 2018).

As emulsões são formadas quando há produção concomitante de óleo e água, sendo esta última proveniente do próprio poço produtor ou dos processos de recuperação secundária por injeção de água do mar. A formação de emulsões água-óleo é um fator de grande relevância para a garantia de escoamento, pois ela provoca um aumento na viscosidade do fluido produzido e, conseqüentemente, da perda de carga no sistema. Adicionado a isso, o fluido escoando na forma de emulsão favorece a deposição de parafinas, asfaltenos e compostos inorgânicos, além de prejudicar ainda a capacidade de processamento dos equipamentos de superfície e armazenamento. Para diminuir os efeitos das emulsões, são adicionados continuamente durante o processo produtivo desemulsificantes a fim de desestabilizar as emulsões e reduzir a viscosidade dos fluidos produzidos (DE OLIVEIRA et al., 2018).

III.4.1.1 Empresas produtoras de aditivos para garantia de escoamento no Brasil

Algumas companhias possuem as qualificações necessárias para fornecer aditivos químicos que auxiliam na garantia do escoamento, sendo atualmente no mercado brasileiro as empresas com maior presença:

- **Dorf Ketal:** Fundada em 1992 na cidade de Mumbai na Índia, é uma das líderes mundiais em soluções químicas, tem grande atuação no Brasil no setor de produção de petróleo e refino. Está presente em diversos países como EUA, Índia, China, Argentina, Holanda, Emirados Árabes Unidos, Bahrein, Cingapura e Malásia. Atualmente fornece produtos químicos para tratamento de mais de um terço de todo o petróleo processados nas 20 maiores refinarias do mundo.
- **Champion X:** Fundada em 1882 na cidade de Tulsa em Oklahoma, sob o nome de Norris é atualmente após a união com a Apergy em 2020 uma das maiores empresas no ramo de especialidades químicas para campos petrolíferos, tecnologias de perfuração, solução de elevação artificial e automação industrial.
- **Suez / Veolia:** Fundada em 2008 na cidade Paris na França, com grande experiência em tratamento de água e resíduos. Após a fusão com a empresa Veolia em 2022 expandiu sua atuação no mercado global de tratamento de água e especialidades químicas para produção e elevação de petróleo.
- **Clariant:** Fundada em 1995 na cidade de Muttenz na Suíça, possui experiência em diversos setores da indústria química e no Brasil possui uma forte presença no setor de produção e elevação de petróleo, atualmente alocada dentro do setor de Recursos Naturais da companhia.
- **Baker Hughes:** Fundada em 1907 na cidade de Houston no Texas, é atualmente uma das maiores empresas de serviços no ramo de petróleo e gás. Atua em diversas etapas no setor petrolífero, desde análise de formações até tratamentos no refino, passando por perfuração, produção e elevação do petróleo.
- **Schlumberger:** Fundada em 1926 na cidade de Paris na França, é atualmente a maior empresa prestadora de serviços na área de petróleo do mundo, atua em praticamente todas as etapas do processamento de petróleo tais como aquisição e processamento sísmico, prospecção, perfuração, manutenção, estimulação, produção e elevação.

- REP - Recherche Exploitation Produits: Fundada em 1987 na cidade de Gargenville na França, é atualmente umas das fornecedoras de especialidades químicas no Brasil e na Angola com foco em químicos para garantia de escoamento e integridade de dutos.

III.4.1.2 Agentes redutores de viscosidade

Durante o processo de produção de petróleo ocorre a formação de emulsões de óleo, água e sedimentos que entre outros problemas pode causar um grande aumento na viscosidade do óleo produzido. Visando a produção de um petróleo bruto de alta qualidade e a redução nos custos operacionais para a elevação do petróleo do reservatório até a unidade produtora, são utilizados produtos químicos de diversas famílias e com diversas finalidades, dentre elas se encontram os agentes redutores de viscosidade.

Os agentes redutores de viscosidade atuam principalmente na quebra da emulsão água/óleo, atuando principalmente na interface formada entre as duas fases (água e óleo), normalmente os redutores de viscosidade são desenvolvidos especificamente para cada unidade produtora, pois diversos fatores influenciam na eficiência do produto, tais como:

- Composição do óleo;
- Grau API do óleo;
- Teor de BSW (Basic Sediment and Water);
- Tempo necessário para percorrer os dutos da cabeça do poço até a unidade de produção (tempo de residência);
- Temperatura do processo.

As moléculas utilizadas como agentes redutores de viscosidade são classificadas como tensoativo. Tais moléculas apresentam duas regiões, uma apolar que irá interagir principalmente com a fase orgânica e uma polar que irá interagir com a fase aquosa. As moléculas podem apresentar diferentes níveis de polaridade, a depender do tamanho de cada uma das regiões e dos átomos que as compõem. Este nível de polaridade pode ser avaliado a partir do *relative solubility number* (RSN), onde podemos dividir as moléculas em três grupos:

- RSN<13: Insolúveis em água;

- $13 < RSN < 17$: Dispersam em água em baixas concentrações;
- $RSN > 17$: Solúveis em água

Os agentes redutores também podem ser divididos em quatro grandes grupos a partir do seu efeito esperado durante o processo e quebra da emulsão, sendo estes:

- *Droppers*: possuem ação direta no processo de coalescência e na velocidade da quebra da emulsão. São muito utilizados no desenvolvimento de melhoradores de escoamento,
- *Treaters*: induzem a quebra de microemulsões e ajudam no crescimento das gotas, são também chamados de desidratantes, pois atuam principalmente em baixas concentrações de água ou emulsões residuais,
- *Wetting Agents*: atuam principalmente em emulsões estabilizadas por altos teores de sólidos, promovendo um aumento na molhabilidade da interface água/óleo,
- *Desalters*: promovem a redução da concentração de sais no óleo, evitando o possível envenenamento nos catalisadores utilizados na etapa de refino. Podem ser utilizados nos redutores de viscosidade a fim promover a migração dos sais da fase orgânica para a fase aquosa desde o início das operações de produção do óleo.

III.4.1.2.1 Determinação das propriedades reológicas

A reologia é o estudo que visa descrever o comportamento dos materiais quando estes estão sob a ação de uma força, tensão, durante um determinado período. Cada material irá se comportar de acordo com suas propriedades reológicas, que são definidas como viscosidade, plasticidade e elasticidade. O estudo destas propriedades permite identificar as mudanças na forma e no fluxo de um determinado material após a ação de uma força. Para fluidos Newtonianos, uma das propriedades mais relevante é a viscosidade (Schramm, 2006).

A viscosidade é a propriedade que indica a resistência de um determinado fluido ao escoamento quando este é submetido a uma tensão de cisalhamento. A Figura 10 representa o esquema do gradiente de velocidades de um determinado fluido escoando entre duas placas onde a placa superior se desloca na velocidade v_0 e a placa inferior está estática.

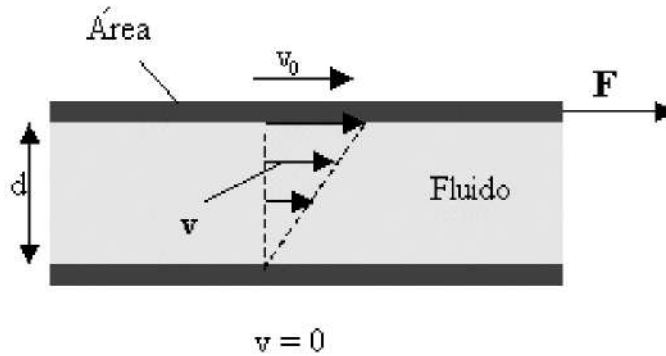


Figura 10 – Comportamento de um fluido escoando entre duas placas.

Onde:

d = distâncias entre as placas

v_0 = velocidade da placa superior (>0)

F = Força constante aplicada sobre a placa superior

v = velocidade da placa inferior ($=0$)

v_f = velocidade do fluido no interior das placas

A velocidade do fluido tende a formar um gradiente em função da diferença de velocidade entre as placas, tendo em vista que moléculas aderidas a superfície estática apresentarão velocidade igual a zero e moléculas aderidas a superfície em movimento terão a mesma velocidade desta.

A ação de cisalhamento na placa superior gera uma tensão de cisalhamento (τ) aplicada ao elemento fluido. Esta tensão de cisalhamento tem ação tangencial a superfície e surge a partir do diferencial na velocidade de deslocamento das moléculas do fluido, todo fluido sob a ação desta força irá escoar, sendo assim terá uma taxa de deformação ou taxa de cisalhamento, como mostra a Figura 11.

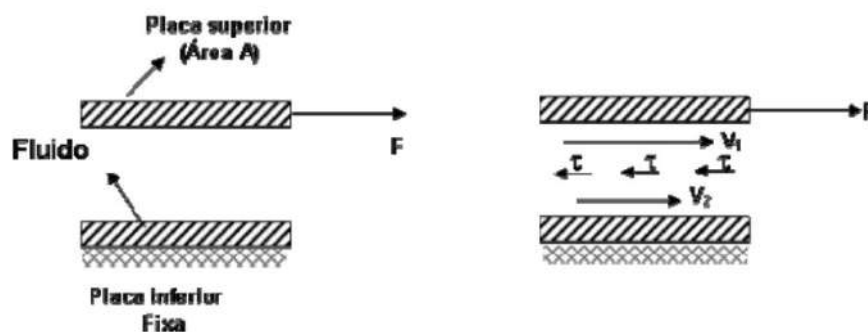


Figura 11 – Tensão de cisalhamento em um fluido viscoso

Os fluidos que apresentam uma tensão de cisalhamento diretamente proporcional à sua taxa de deformação são chamados de fluidos newtonianos. Analogamente todos os fluidos em que esta relação não é proporcional recebem o nome de fluidos não newtonianos.

$$\tau = \mu \frac{\partial v}{\partial y}$$

$\tau =$ *tensão de cisalhamento*

$\frac{\partial v}{\partial y} =$ *taxa de cisalhamento*

$\mu =$ *coeficiente de viscosidade*

O coeficiente de viscosidade ou viscosidade absoluta ou até mesmo chamada de viscosidade dinâmica, expressa a resistência que um fluido apresenta ao escoamento. A viscosidade é inerente a substância e sofre a influência principalmente da temperatura em que o fluido está. A maioria dos líquidos apresentam uma redução da viscosidade (μ) quando o sistema sofre aumento de temperatura, pois, o aumento de energia do sistema promove a redução nas forças de interação entre as moléculas que o compõem.

O petróleo bruto e suas emulsões em geral geralmente apresentam o comportamento de fluido newtoniano quando submetidos ao escoamento laminar. Sendo assim, quando se imprime uma força no sistema a partir de um diferencial de pressão Δp o óleo irá escoar no interior do duto.

Considerando um sistema em que um fluido Newtoniano de densidade conhecida (ρ), é submetido ao processo de escoamento através de um duto de diâmetro (D) e comprimento (L) e o fluido apresenta uma viscosidade (μ) também conhecida na temperatura em que o sistema se encontra, é possível determinar o perfil de velocidade da corrente através da função:

$$v(r) = -D * \frac{\Delta p}{16\mu L} * \left[1 - \left(\frac{2r}{D} \right)^2 \right]$$

Através da equação acima podemos inferir que a velocidade do escoamento é diretamente proporcional ao diferencial de pressão imposto no sistema e inversamente proporcional a viscosidade do fluido transportado.

Capítulo IV – Materiais e Métodos

IV.1 Materiais

IV.1.1 Amostras de petróleo

As amostras de petróleo estudadas neste trabalho foram provenientes de três plataformas distintas localizadas no litoral do Rio de Janeiro, e serão chamadas nesse trabalho de O1, O2 e O3. Alguns parâmetros dessas amostras se encontram na Tabela 4.

Tabela 4 – Comparativo entre as amostras de petróleo

Parâmetros	Amostras		
	O1	O2	O3
BSW (%)	65	44	32
°API	18	24	26
Temperatura do processo (°C)	50 - 70	40 – 60	40 – 60
Viscosidade dinâmica (cP)	98	87	68

BSW - Basic sediment and water

°API – Medida de densidade criada pelo American Petroleum Institute

IV.1.2 Amostras de desemulsificantes

IV.1.2.2 Desemulsificante TIPO A

O redutor de viscosidade TIPO A foi fornecido por uma empresa do ramo que possui sede no Brasil, cuja algumas características se encontram dispostas a seguir:

- Possui de 5% a 10% de princípio ativo com característica desemulsificante,
- Cerca de 10% de água,
- Possui de 80% a 85% de glicóis na sua composição,
- E o valor do RSN do princípio ativo = 18.

IV.1.2.3 Desemulsificante TIPO B

O redutor de viscosidade TIPO A foi fornecido por uma empresa do ramo que possui sede no Brasil, cuja algumas características se encontram dispostas a seguir:

- Possui de 5% a 10% de princípio ativo com característica desemulsificante,
- Cerca de 5% de água,
- Possui de 85% a 90% de glicóis,
- E o valor do RSN do princípio ativo = 14.

IV.1.2.4 Desemulsificante TIPO C

O redutor de viscosidade TIPO C foi fornecido por uma empresa do ramo que possui sede no Brasil, cuja algumas características se encontram dispostas a seguir:

- Possui de 5% a 10% de princípio ativo com característica desemulsificante,
- Cerca de 5% de glicóis,
- Possui de 85% a 90% de xileno,
- E o valor do RSN do princípio ativo = 9.

Cabe ressaltar que o solvente utilizado no desemulsificante C foi o xileno devido ao seu RSN estar na faixa que indica que ele é insolúvel em água.

IV.2 Métodos

Os ensaios realizados neste estudo foram executados em um laboratório localizado nas dependências de uma empresa privada do ramo, a qual os autores agradecem. Todos os ensaios tiveram como foco o desenvolvimento de novas tecnologias no que tange a garantia do escoamento e em particular a redução da viscosidade dos fluidos.

IV.2.1 Preparo das amostras

Foram disponibilizados 10 litros de cada amostra de petróleo bruto a serem analisadas (O1, O2 e O3), acondicionados em bombonas como visto na Figura 12.



Figura 12 – Amostra de óleo O1

Primeiramente foi verificado a existência água livre no galão, visto que foram analisadas a eficiência dos aditivos na quebra da emulsão A/O e, portanto, a presença de água livre poderia alterar os resultados. Nos casos em que havia água livre, esta foi descartada. A amostra de petróleo foi então aquecida em recipiente de origem em estufa microprocessada, como ilustra Figura 13, com capacidade de 30 litros, a fim de reduzir a viscosidade do fluido e facilitar sua homogeneização. O aquecimento durou cerca de 60 minutos na temperatura de 50°C.



Figura 13 – Estufa microprocessada Quimis 30L

Na etapa de homogeneização utilizou-se um agitador mecânico, Figura 14, com capacidade de agitação de até 10 litros, com rotação mínima de 600 rpm durante um período de 15 minutos. Garantida a homogeneidade do sistema, foi realizada a separação das alíquotas de 100ml.



Figura 14 – Agitador mecânico GEHAKA 20L

Foram separadas garrafas graduadas com capacidade máxima de 150 mL, porém, foram acondicionados 100 mL do fluido como ilustrado na Figura 15.

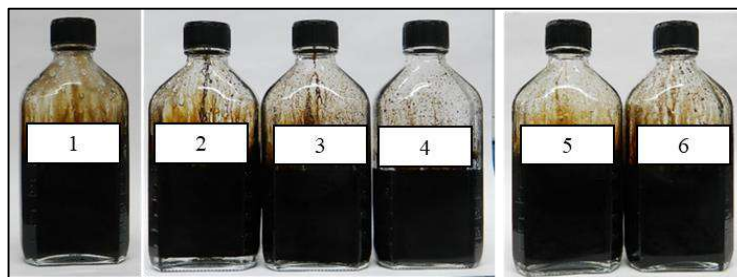


Figura 15 – Garrafas graduadas de 150 mL para acondicionamento das amostras de petróleo.

Todas as garrafas contendo as amostras do óleo foram aquecidas em equipamento banho-maria, como, Figura 16, na mesma temperatura em que o óleo é processado na plataforma. Este processo garante que a difusão do desemulsificante no meio será equivalente ao que ocorre em campo.



Figura 16 – Banho maria com circulação de água Plystat

A Figura 17 apresenta o diagrama de blocos das etapas referente ao preparo das amostras, conforme descrito anteriormente.

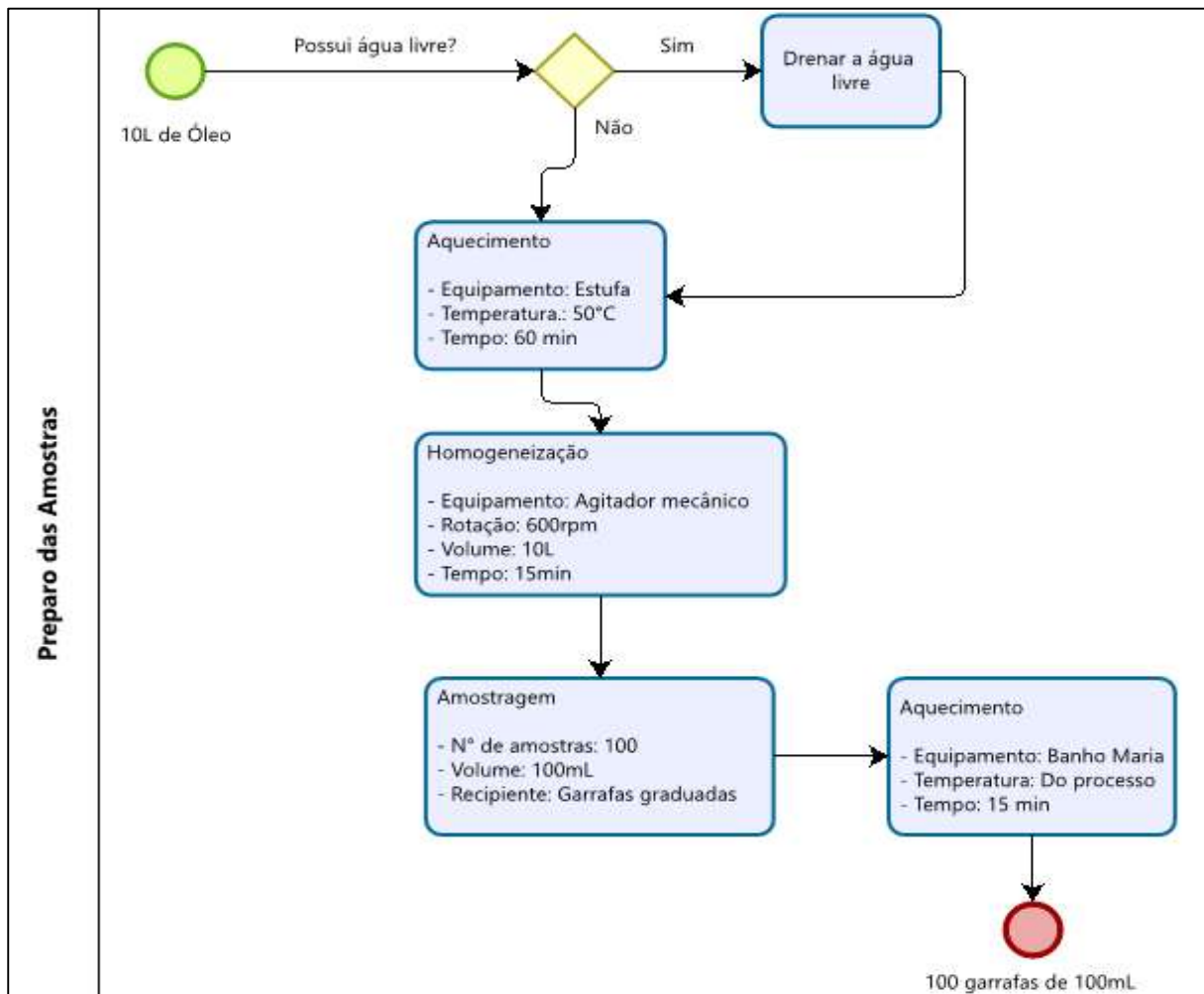


Figura 17 – Diagrama de blocos referente ao processo de preparo de amostras

IV.2.2 Caracterização dos Óleos

Os petróleos de cada plataforma foram caracterizados a partir de três parâmetros físico-químicos: viscosidade dinâmica, BSW (*Bottom Sediments Water*) e °API.

IV.2.2.1 Viscosidade Dinâmica

A determinação dos valores de viscosidade dinâmica foi realizada em um viscosímetro do tipo Brookfield (Figura 18). Realizou-se os ensaios em triplicata das amostras de petróleo, antes da adição dos redutores de viscosidade, a fim de obter a linha de base utilizada como parâmetro para determinar a eficiência de cada produto. O viscosímetro foi configurado para uma taxa de cisalhamento de 12 s^{-1} .



Figura 18 – Viscosímetro brookfield DV1

Segundo a empresa operadora das plataformas que cederam as amostras de óleo para esse estudo, na avaliação de desempenho de produtos químicos aplicados à área de garantia de escoamento e mitigação da corrosão, para que um desemulsificante possa ser considerado eficiente, o mesmo deve promover uma redução mínima de 40% de viscosidade do fluido no intervalo de tempo do processo (tempo de residência), sendo o valor obtido nesta etapa do processo a referência de viscosidade.

IV.2.2.2 – BSW (*Bottom Sediments Water*)

Para determinação do valor de BSW utilizou-se o processo segundo norma ASTM D4007. O método consiste em preparar dois frascos para centrífuga de 100 ml graduados (Figura 19) com 50 ml de amostra do óleo e 50 ml de xileno. O sistema foi homogeneizado manualmente até que se observou uma única fase. Cada frasco recebeu três gotas do desemulsificante universal (U), uma dosagem em excesso a fim de garantir o efeito de quebra da emulsão. O sistema foi novamente homogeneizado. Após esta etapa os frascos passaram por uma centrífuga com aquecimento, Figura 20, configurada para uma rotação de 3500 rpm, temperatura de 80°, durante o período de 30 minutos.

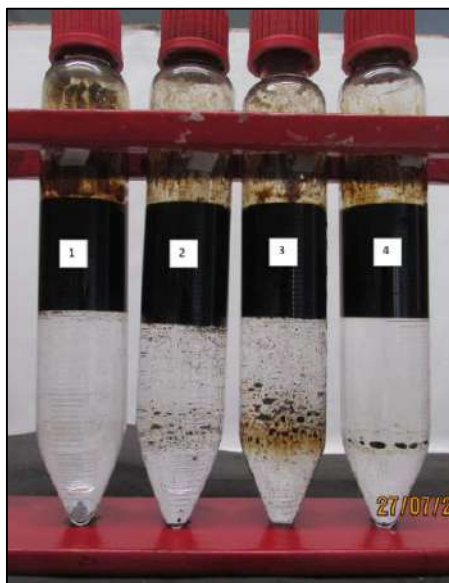


Figura 19 – Tubo de centrífuga graduado de 100mL



Figura 20 – Centrífuga para análise de BSW

A Figura 21 apresenta o diagrama de blocos com as etapas de caracterização do óleo realizadas neste trabalho.

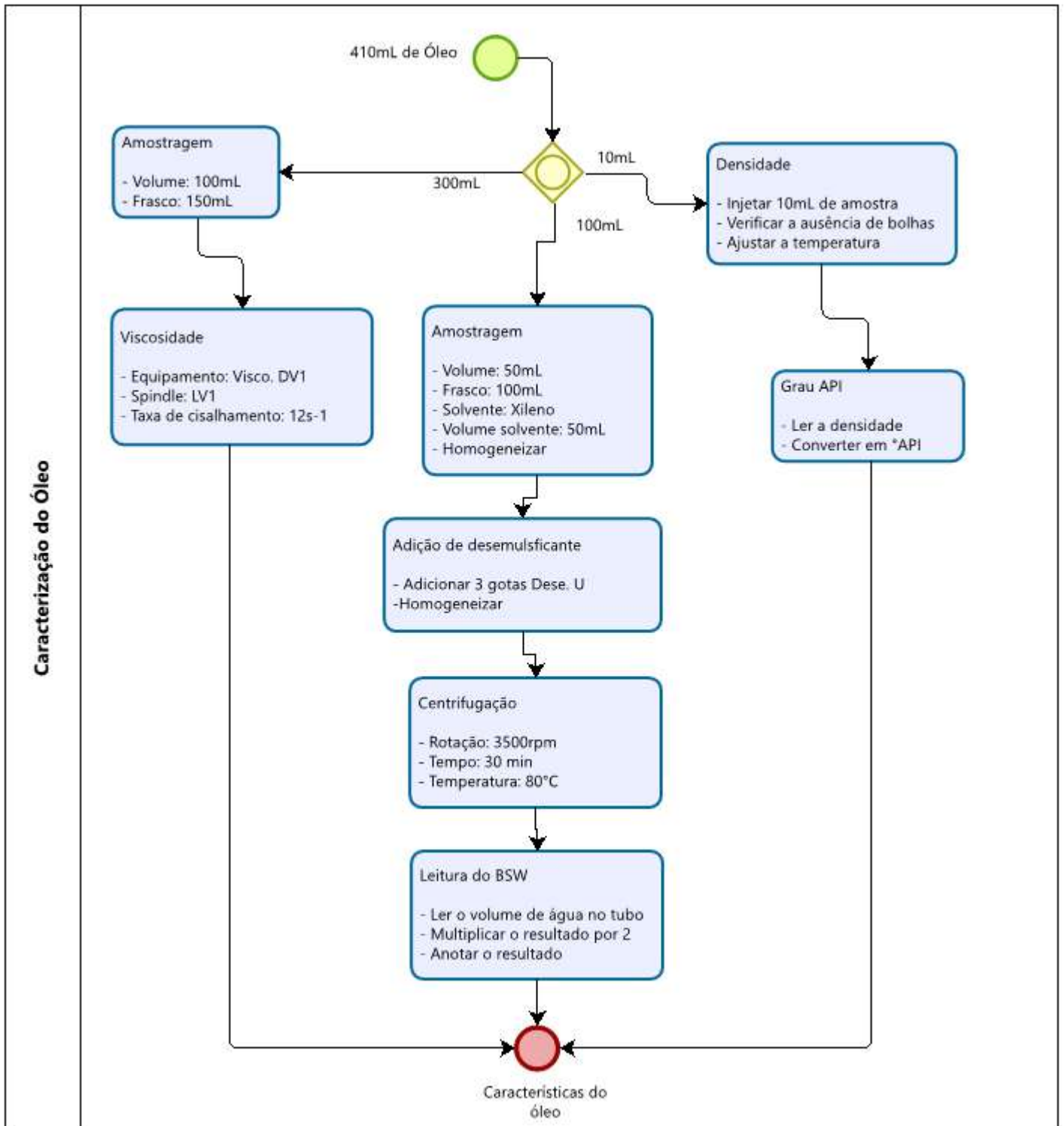


Figura 21 – Fluxograma das etapas de caracterização realizadas com as amostras de petróleo estudadas

IV.2.3 Teste de Garrafa (*Bottle Test*)

O procedimento do teste de garrafa utilizado foi uma adaptação do que se encontra descrito em procedimento direcionados para a “*avaliação de desempenho de produtos químicos aplicados à área de garantia de escoamento*”. Os ensaios foram realizados em triplicata, sendo analisado uma amostra em branco (sem redutor de viscosidade) e cinco dosagens distintas de cada um dos desemulsificantes estudados. Sendo assim, para cada amostra de petróleo foram preparadas garrafas de 100 mL.

Cada petróleo proveniente de um reservatório possui suas particularidades, tais como temperatura em que o fluido é processado, pressão do reservatório, tempo necessário para percorrer os dutos do poço até a unidade. Sendo assim, cada unidade possui um sistema de bombeio e dosagem de desemulsificantes próprio.

A partir dos dados fornecidos pela operadora do campo, definiu-se as cinco dosagens em que os testes de garrafa seriam realizados. Para este estudo utilizou-se os valores de dosagem mínima comportada pela plataforma, e este valor foi aumentado 2, 4, 6 e 10 vezes.

As garrafas passaram pelas etapas de homogeneização em mesa agitadora com rotação de 100 rpm por 15 minutos. Em seguida todas foram enviadas para a etapa de aquecimento em banho-maria na temperatura que representa o processo em campo. As garrafas foram mantidas em aquecimento durante todo o ensaio, sendo retiradas apenas em tempos pré-determinados para leitura do volume de água decantada. O tempo total do teste e o intervalo das leituras é definido em função do tempo de residência informado pela empresa operadora. Os ensaios duraram pelo menos duas vezes o tempo de residência informado. A Figura 22 apresenta o diagrama de blocos do teste de garrafa realizado. Apenas os produtos e dosagens que apresentaram uma decantação de pelo menos 10 mL de água (10% do volume total) foram considerados para a etapa seguinte de determinação dos percentuais de redução da viscosidade dinâmica do fluido quando comparada com o branco. Esta etapa consistiu na separação de 24 garrafas contendo 100 mL de óleo bruto. Cada garrafa recebeu a dosagem ótima do produto mais indicado para aquele cenário, definidos na primeira etapa. Todas as amostras foram homogeneizadas na mesa agitadora por 15 min a uma rotação de 100 rpm. Os produtos que apresentaram uma redução de viscosidade dinâmica igual ou superior a 40% do valor medido em comparação ao branco foram considerados aprovados para utilização na referida amostra.

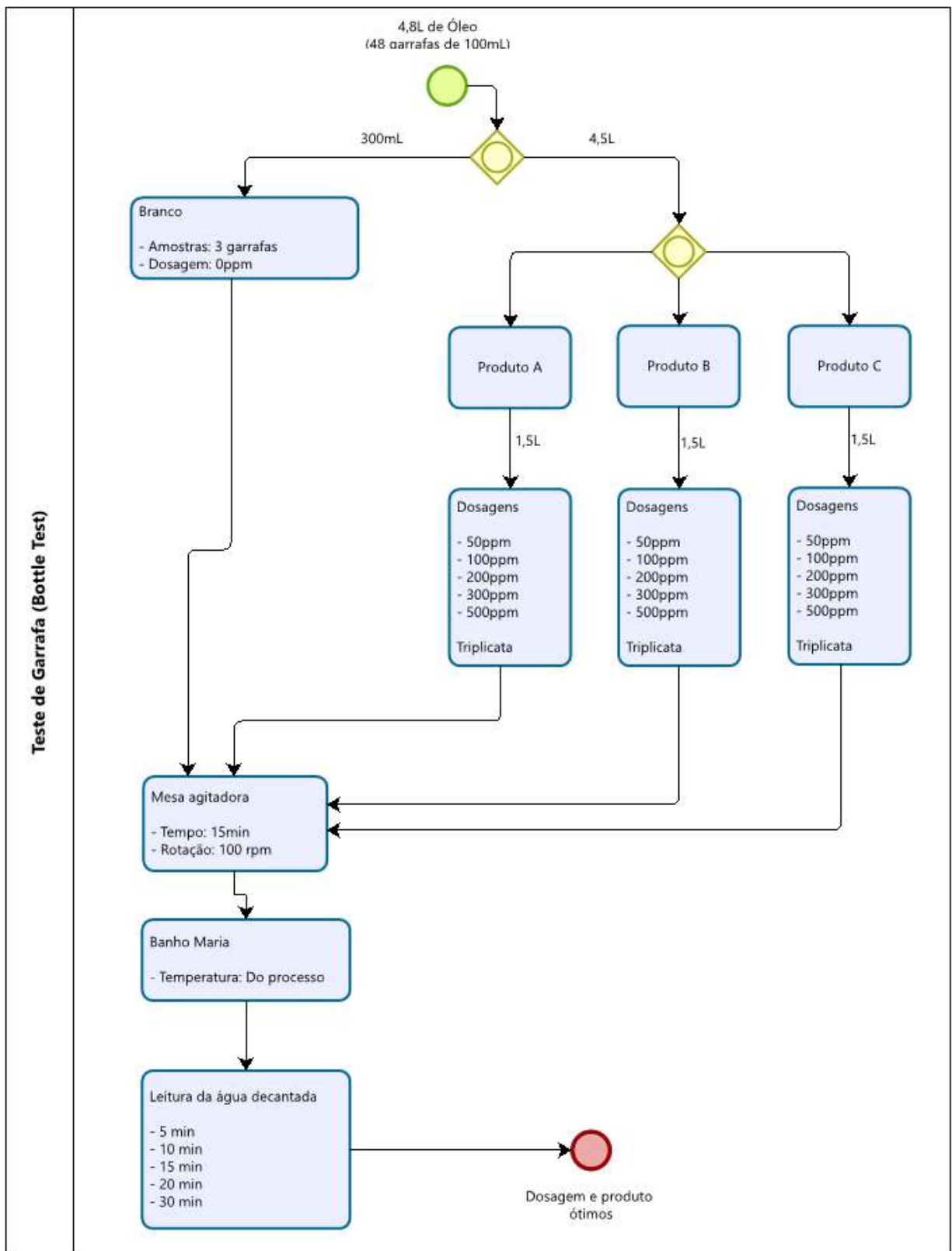


Figura 22 – Diagrama de blocos referente a Etapa 1 do Teste de Garrafa.

A Figura 23 apresenta o fluxograma do teste de redução de viscosidade utilizando os agentes ótimos em concentrações ótimas previamente definidas.

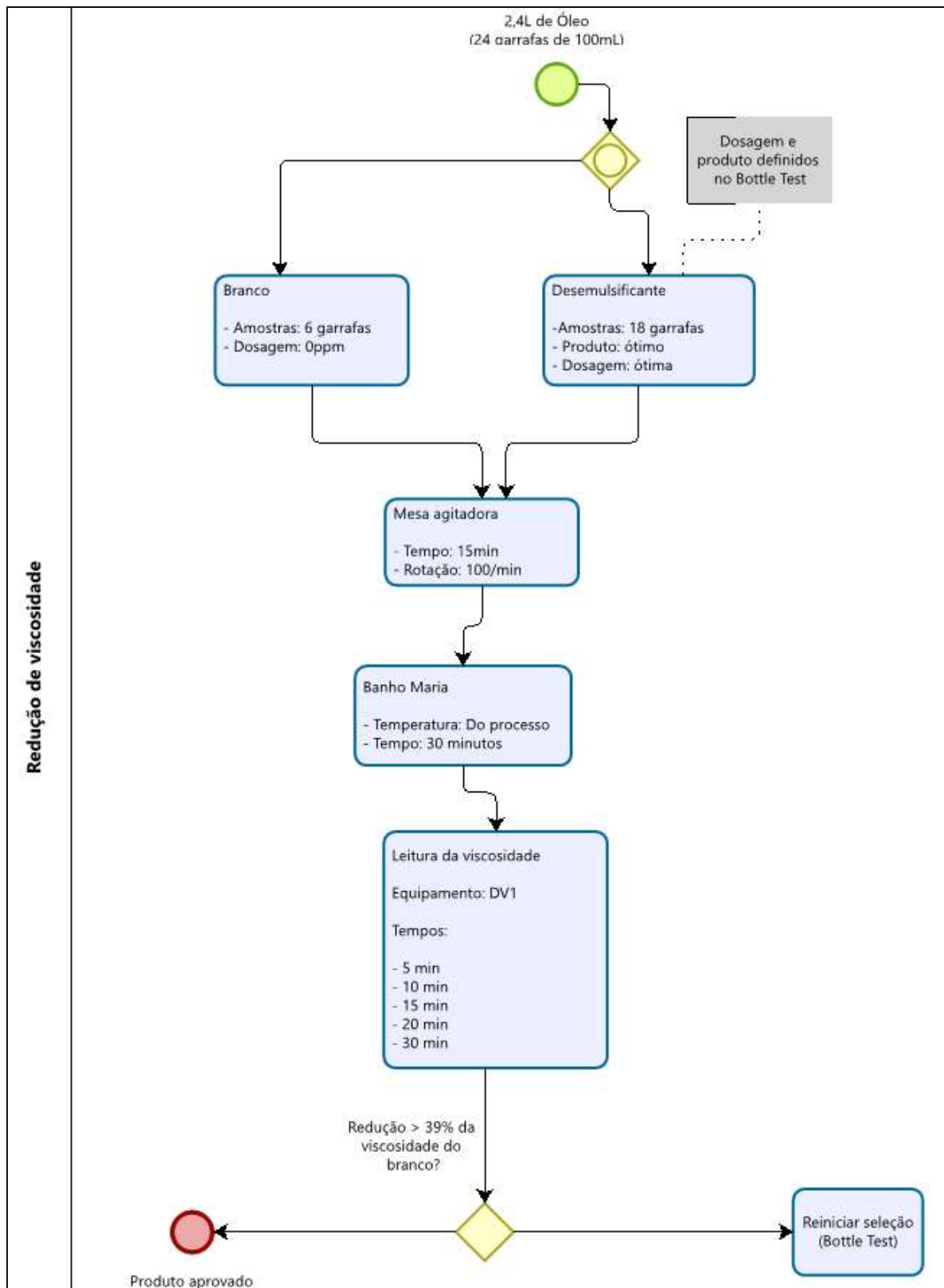


Figura 23 –Diagrama de blocos referente a Etapa 2 do Teste de Garrafa.

Capítulo V - Resultados e Discussão

V.1 Caracterização das amostras de petróleo

A empresa fornecedora das amostras de petróleo enviou os valores de referência utilizados para caracterizar cada uma das amostras de petróleo. Alguns parâmetros como BSW, °API, viscosidade e temperatura do processo foram fornecidos pela empresa e foram medidos no laboratório. A Tabela 5 mostra a comparação entre os valores fornecidos e os medidos.

Tabela 5 – Comparação entre os valores das características dos óleos informadas pela Petrobras e os valores medidos.

Parâmetros	O1		O2		O3	
	Fornecido	Medido	Fornecido	Medido	Fornecido	Medido
BSW (%)	65	60	44	45	32	35
°API	18	18	24	22	26	26
Viscosidade dinâmica (cSt)	98	87	87	80	68	70
Tempo de residência (min)	15	-	15	-	15	-
Temperatura do processo (°C)	50 - 70	60	40 - 60	50	40-60	50

Para cada amostra de óleo estudada foram informadas pela operadora das plataformas um valor esperado de BSW. Após os ensaios utilizando o desemulsificante universal se observou que existem divergências entre os valores informados e os valores observados. Tal fato pode ser causado por diversos fatores, dentre eles, o tempo entre a coleta da amostra na unidade e a disponibilidade dela no laboratório, a temperatura utilizada no laboratório e a temperatura real do processo, variação nas condições de operação como a abertura ou fechamento de poços.

V.2 Teste de garrafa e determinação da viscosidade

Para cada amostra estudada foram realizados os testes de garrafa e determinação da viscosidade dinâmica do petróleo.

V.2.1 Amostra de Petróleo O1

V.2.1.1 Etapa 1 – Teste de Garrafa

Dentre os desemulsificantes analisados, consideram-se como aptos para aplicação os

produtos que promoveram uma decantação de pelo menos 10mL de água em um tempo máximo de 15 minutos. Todos os produtos e suas respectivas dosagens que atenderam a estas duas condições foram consideradas aprovados para uso na unidade produtora.

Desta forma, as Tabelas 6, 7 e 8 e as Figuras 24, 25 e 26 apresentam os resultados obtidos para a amostra de óleo O1.

Tabela 6– Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante A

Tempo	15 min.					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	14mL	20mL	26mL	32mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Aprovado	Aprovado	Aprovado	Aprovado

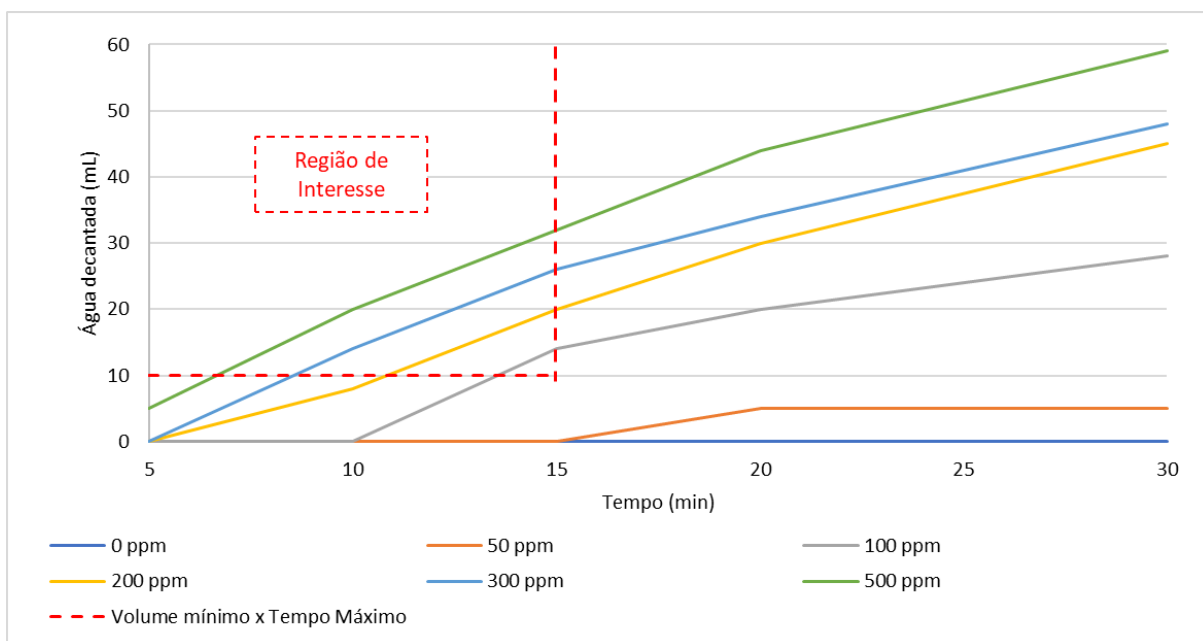


Figura 24 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O1 em diferentes concentrações do desemulsificante A

Tabela 7 – Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante B

Tempo	15 min.					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	8mL	15mL	20mL	22mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Aprovado	Aprovado	Aprovado

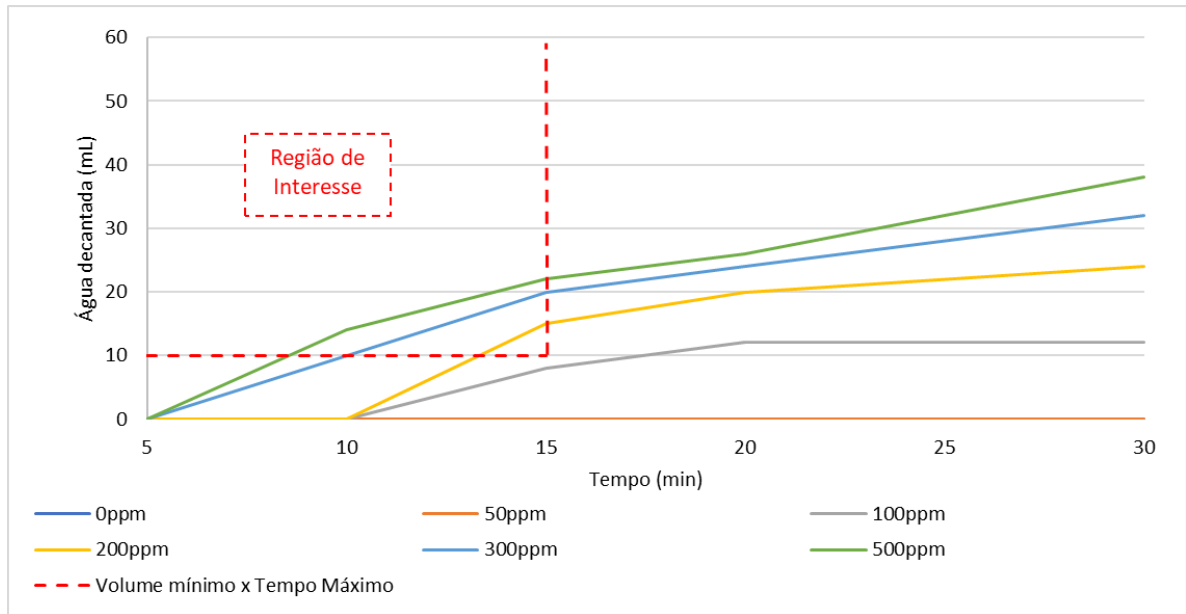


Figura 25 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O1 em diferentes concentrações do desemulsificante B

Tabela 8– Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante C

Tempo	15 min.					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	0mL	10mL	10mL	18mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Aprovado	Aprovado	Aprovado

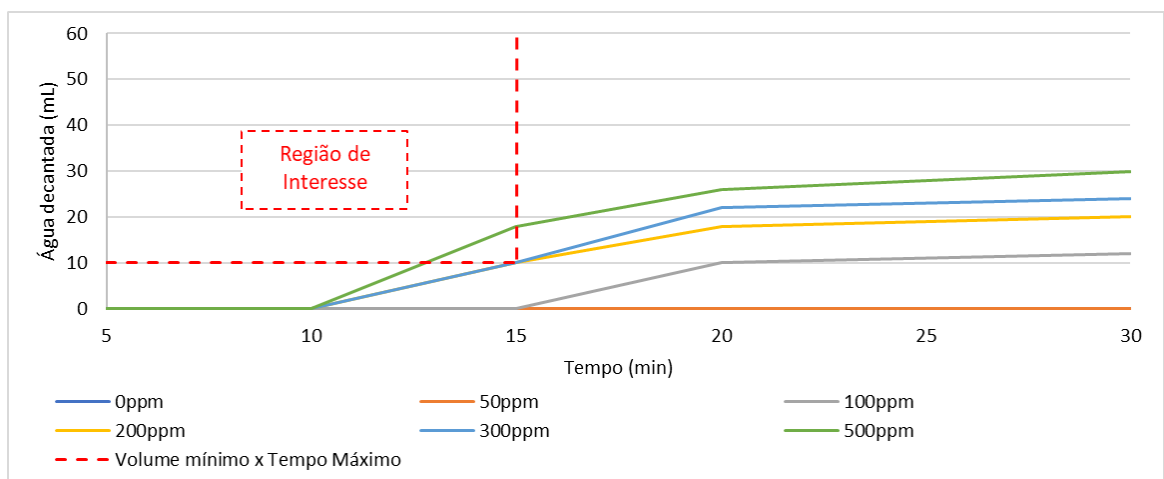


Figura 26 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O1 em diferentes concentrações do desemulsificante C



Figura 27 – Garrafas com o óleo O1 após decantação da água por efeito dos desemulsificantes no tempo de 15 minutos na dosagem de 100ppm.

V.2.1.2 Etapa 2 – Determinação da viscosidade dinâmica

Após os ensaios de Bottle Test (etapa 1), foram realizados os ensaios para determinação da viscosidade dinâmica do óleo O1 em função do tempo. O valor alvo a ser atingindo na viscosidade correspondeu a 60% do valor obtido na leitura do branco (sem desemulsificante), ou seja, o produto foi considerado aprovado ao promover uma redução de pelo menos 40% na viscosidade dinâmica do fluido.

Os parâmetros utilizados durante o ensaio foram os mesmos utilizados na etapa 1, no qual o tempo de residência correspondeu ao tempo do processo na unidade produtora e a temperatura dos ensaios foi a média dos valores informados pela empresa responsável na produção do óleo.

Dentre os desemulsificantes analisados, a amostra A foi a que apresentou os melhores resultados, tendo efeitos satisfatórios a partir da dosagem de 100ppm e o maior volume decantado em todas as dosagens subsequentes (200, 300 e 500 ppm) quando comparado aos resultados obtidos para os desemulsificantes B e C. Desta forma a Figura 28 apresenta o perfil de viscosidade dinâmica de todas as dosagens analisadas do desemulsificante A em função do tempo.

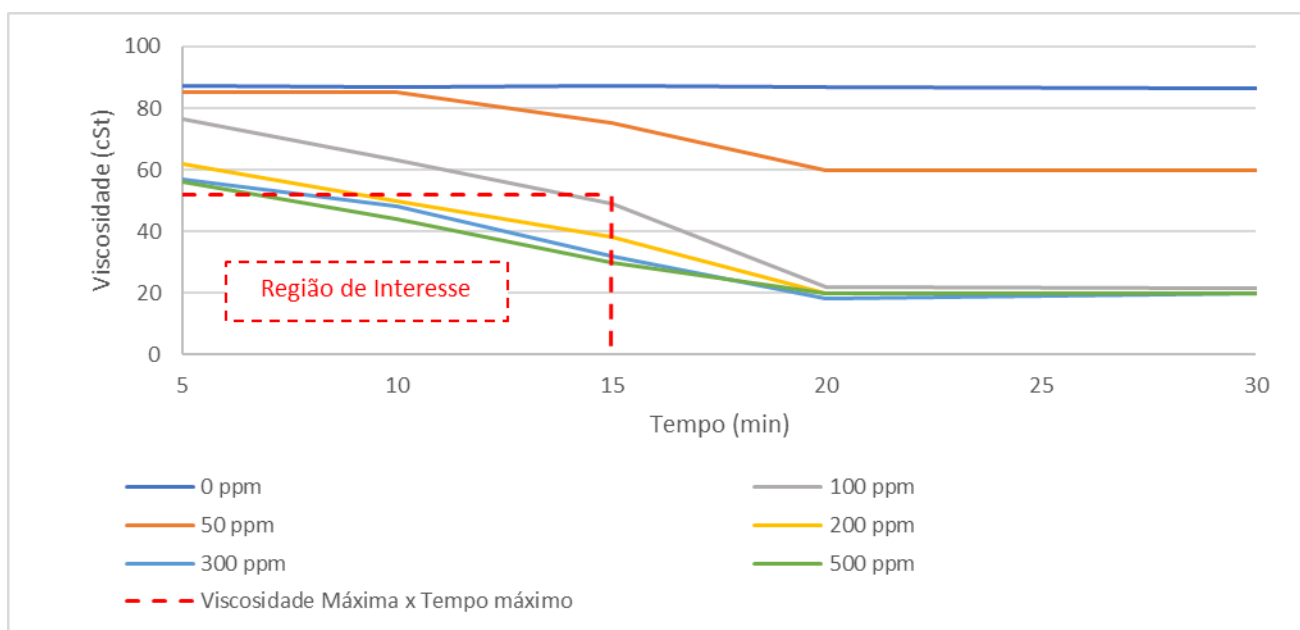


Figura 28 – Gráfico da viscosidade dinâmica do óleo O1 em função do tempo para o desmulsificante A.

Todas as dosagens que apresentaram uma redução de 40% ou mais na viscosidade em até 15 minutos de testes são ilustradas na Figura 28 dentro da região de interesse deste estudo.

O desmulsificante A apresentou uma redução de viscosidade de 44% na dosagem de 100ppm, 56% na dosagem de 200ppm, 63% na dosagem de 300ppm e 66% na dosagem de 500ppm. Estando assim apto para uso em qualquer uma destas dosagens para o óleo da O1 no tempo de residência de 15 minutos.

V.2.2 Amostra de Petróleo O2

V.2.2.1 Etapa 1 – Teste de Garrafa

O uso de um desmulsificante redutor de viscosidade é aprovado quando este atende aos critérios de aplicação da unidade produtora. Neste trabalho a amostra O2 apresentou como parâmetro de qualificação um tempo de residência de 15 minutos e uma decantação de no mínimo 10mL de água.

Qualquer desmulsificante que atenda aos parâmetros de qualificação são considerados aptos para uso na dosagem testada, sendo assim, as Tabelas 9, 10 e 11 e as Figuras 29, 30 e 31 apresentam os resultados obtidos para a amostra de óleo O2.

Tabela 9– Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante A

Tempo	15 min					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	0mL	0mL	10mL	12mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Aprovado	Aprovado

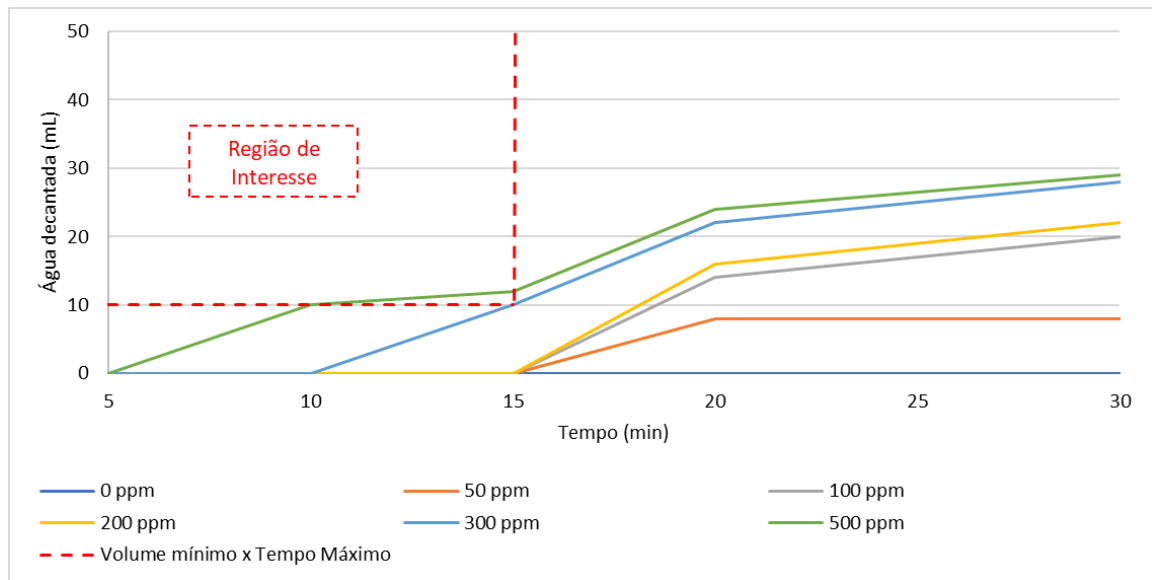


Figura 29 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O2 em diferentes concentrações do desemulsificante A

Tabela 10– Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante B

Tempo	15 min.					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	0mL	15mL	37mL	40mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Aprovado	Aprovado	Aprovado

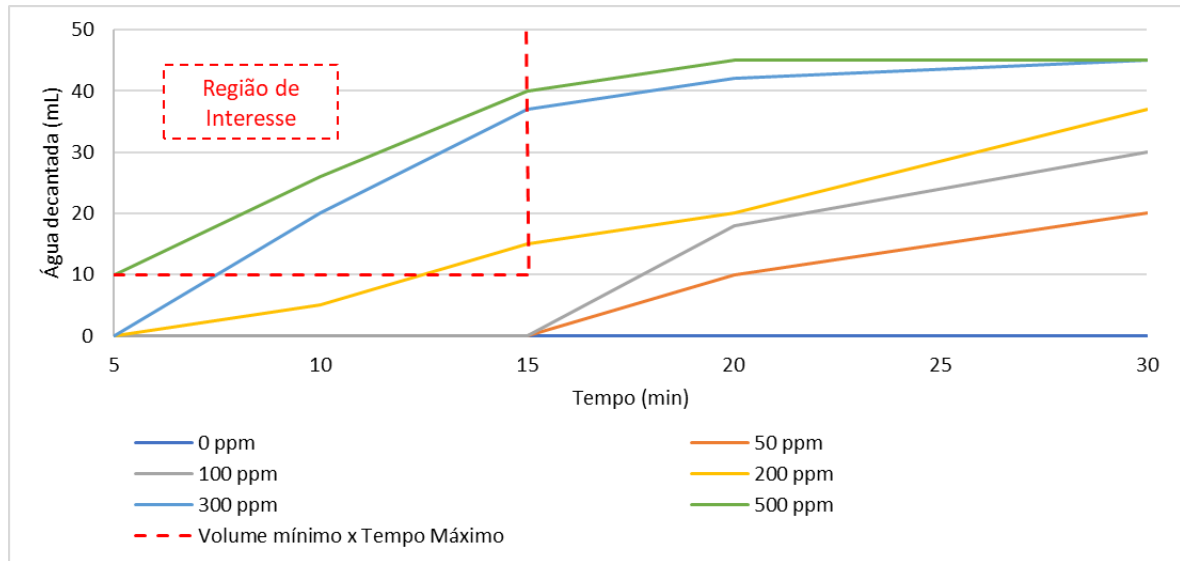


Figura 30 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O2 em diferentes concentrações do desemulsificante B

Tabela 11 – Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante C

Tempo	15 min.					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	0mL	0mL	8mL	10mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Aprovado

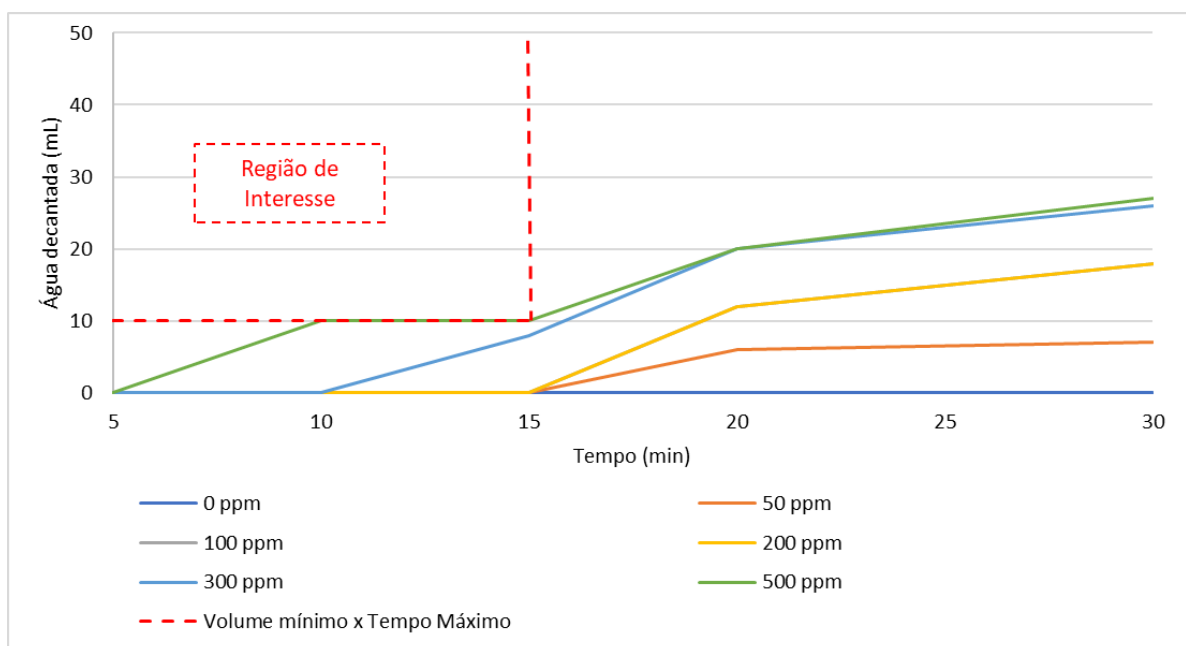


Figura 31 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O2 em diferentes concentrações do desemulsificante C



Figura 32 – Garrafas com o óleo O2 após decantação da água por efeito dos desemulsificantes no tempo de 15 minutos na dosagem de 200ppm.

V.2.2.2 Etapa 2 – Determinação da viscosidade dinâmica

A plataforma que forneceu o óleo O2 apresenta também um tempo de residência de 15 minutos, e para que um desemulsificante seja aprovado para uso nesta amostra, o produto deve promover uma redução de pelo menos 40% no valor da viscosidade do fluido produzido quando comparada a corrente sem adição de desemulsificante. A temperatura utilizada nos ensaios foi a média das temperaturas em que o processo ocorre na plataforma, de acordo com os dados fornecidos pela Petrobras.

O desemulsificante B apresentou os melhores resultados em uma faixa mais ampla de dosagem, sendo a menor dosagem aprovada a de 200ppm quando analisamos a decantação de água. Os desemulsificantes A e C na mesma dosagem não atingiram uma decantação satisfatória (acima de 10mL). Tendo em vista que o produto B foi o mais indicado no teste de garrafa, realizou-se os testes de viscosidade com o desemulsificante B em todas as dosagens estudadas, como pode ser observado na Figura 33.

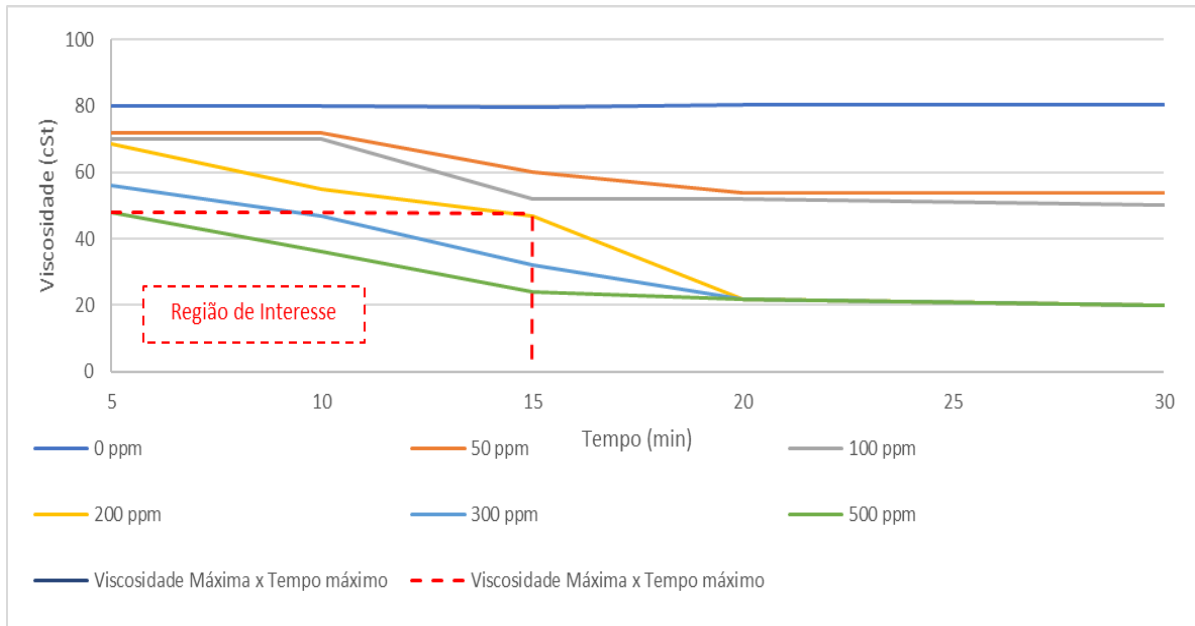


Figura 33 – Gráfico da viscosidade dinâmica do óleo O2 em função do tempo para o desemulsificante B

A interseção entre a reta no tempo de 15 minutos e a viscosidade alvo (60% do valor obtido na leitura sem desemulsificante), é descrita neste estudo como região de interesse. Todas as dosagens do desemulsificante B que apresentaram curvas que passaram por esta região foram consideradas aprovadas para uso na amostra O2.

A viscosidade do óleo O2 apresentou redução após a adição do desemulsificante B nas dosagens de 200, 300 e 500 ppm na ordem de 41, 60 e 70 %, respectivamente. Sendo estas dosagens indicadas para tratamento deste óleo no tempo de 15 min e na temperatura média de processo fornecida pela Petrobras.

V.2.3 Amostra de Petróleo O3

V.2.3.1 Etapa 1 – Teste de garrafa

Para a amostra de óleo O3 as condições de contorno foram um tempo de residência igual a 15 minutos e um volume de decantação de 10mL para que um determinado desemulsificante fosse considerado aprovado para uso. Sendo assim, podemos observar nas Tabelas 12, 13 e 14 e nas Figuras 34, 35 e 36 os resultados dos testes de garrafa realizados com esta amostra. A Figura 37 apresenta o resultado obtido no final da corrida (tempo igual a 30 minutos) para os três desemulsificantes na dosagem de 100 ppm.

Tabela 12– Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante A

Tempo	15 min.					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	0mL	0mL	0mL	5mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado

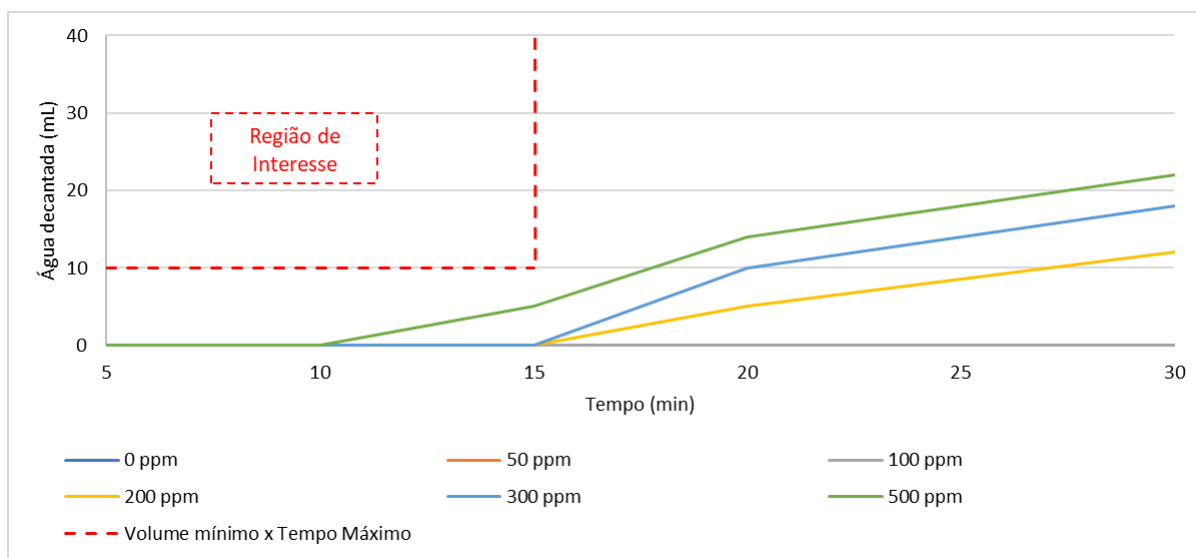


Figura 34 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O3 em diferentes concentrações do desemulsificante A.

Tabela 13– Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante B

Tempo	15 min.					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	0mL	0mL	5mL	8mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado	Reprovado

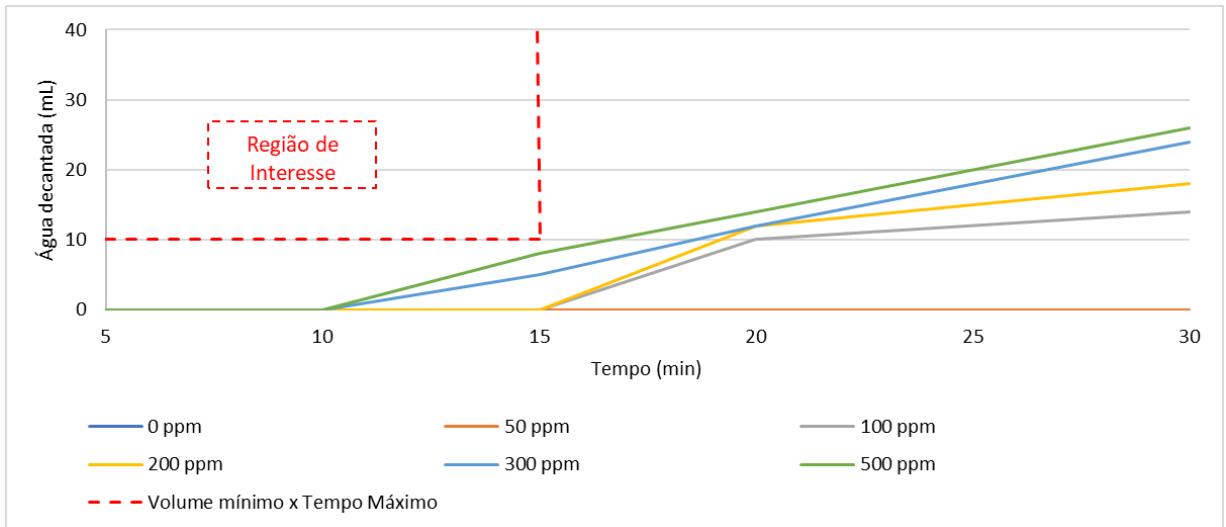


Figura 35 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O3 em diferentes concentrações do desemulsificante B.

Tabela 14 – Resultado do teste de garrafa para diferentes dosagens do desemulsificante C

Tempo	15 min.					
Dosagem	0ppm	50ppm	100ppm	200ppm	300ppm	500ppm
Volume decantado	0mL	0mL	14mL	18mL	20mL	24mL
Resultado	Reprovado	Reprovado	Aprovado	Aprovado	Aprovado	Aprovado

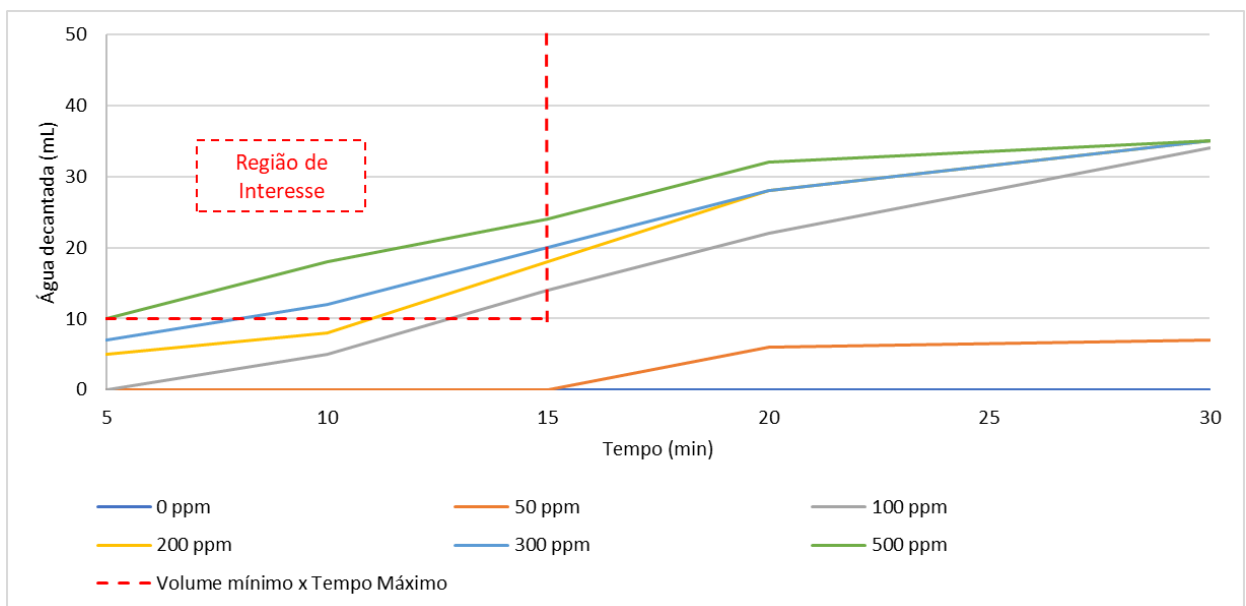


Figura 36 – Gráfico do volume de água decantada em função do tempo para o óleo O3 em diferentes concentrações do desemulsificante C.

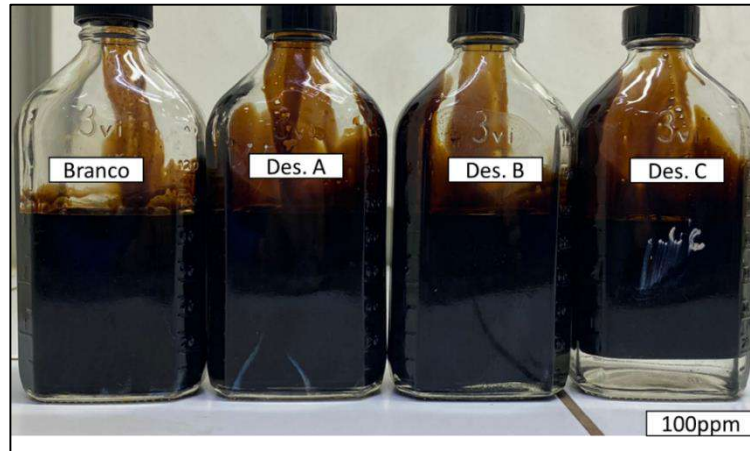


Figura 37 – Garrafas com o óleo O3 após decantação da água por efeito dos desemulsificantes no tempo de 15 minutos na dosagem de 100ppm.

V.2.3.2 Etapa 2 – Determinação da viscosidade dinâmica

Os ensaios de determinação de viscosidade dinâmica visam identificar quais as concentrações em que um determinado desemulsificante promove a redução de no mínimo 40% do valor referência (amostra sem adição de produto) da viscosidade. Os testes foram realizados com o desemulsificante que apresentou a maior faixa de dosagem aprovada no teste de garrafa.

A amostra O3 apresentou ótimos resultados quando adicionadas diferentes concentrações do desemulsificante C no teste de garrafa e os perfis de viscosidade dinâmica podem ser observados na Figura 38 para os mesmos valores de dosagem.

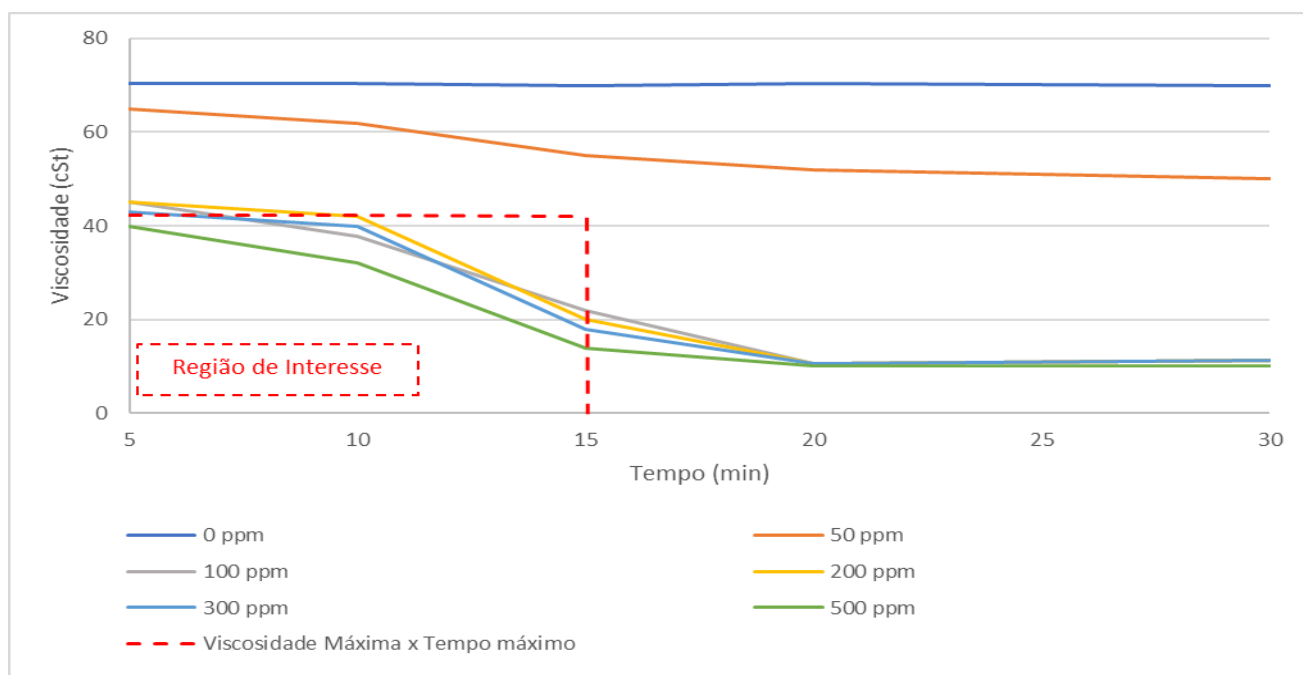


Figura 38 – Gráfico da viscosidade dinâmica do óleo O3 em função do tempo para o desemulsificante C.

O óleo O3 apresentou resultados satisfatórios quando foram adicionados de 100 a 500 ppm do desemulsificante C. O aumento na dosagem promoveu uma maior redução da viscosidade da amostra de petróleo. A menor dosagem em que se obteve resultado positivo foi a de 100 ppm com uma redução de 69% da viscosidade do óleo, porém, nas concentrações de 200, 300 e 500 ppm também se observou uma redução superior a 40% na viscosidade, sendo respectivamente os valores obtidos de 71, 74 e 78%.

Capítulo VI - Conclusão

O uso de desemulsificantes foi eficaz no processo de redução de viscosidade para os óleos analisados neste estudo. O efeito de quebra de emulsão promovido por estes produtos ao serem aplicados nas amostras de petróleo O1, O2 e O3 demonstrou que existe uma correlação entre a decantação e a redução da viscosidade do fluido.

É possível observar que para no universo amostral estudado, existe para cada tipo de óleo uma determinada formulação de desemulsificante ideal. Assim, também existe uma faixa ótima de concentração de desemulsificante para que a atuação deste produto seja plenamente satisfatória. Cada uma das amostras estudadas apresentou melhores resultados com um dos desemulsificantes. Para a amostra O1 o produto ideal foi o desemulsificante A, na faixa de 100 a 500 ppm. Para o óleo O2 o produto mais satisfatório foi o desemulsificante B na faixa de 200 a 500 ppm. Já para a amostra O3 o desemulsificante C se mostrou mais eficiente, na faixa de 100 a 500 ppm.

Observou-se que para as três amostras de petróleo analisadas existe uma correlação entre o volume de água decantada e a redução de viscosidade do fluido, sendo assim para todas as amostras foi possível encontrar uma formulação de desemulsificante que promovesse a redução de no mínimo 40% do valor da viscosidade dinâmica.

A faixa de dosagem indicada para promover a redução desejada de viscosidade foi exatamente a mesma observada nos ensaios de decantação, ou seja, para a amostra O1 de 100 a 500 ppm do desemulsificante A, para a amostra O2 de 200 a 500 ppm do desemulsificante B e para a amostra O3 de 100 a 500 ppm do desemulsificante C.

Referências Bibliográficas

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022. Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>> Acesso em Junho 2022.

CBIE, 2020. Quais as diferenças entre os tipos de produção de petróleo? Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/quais-as-diferencas-entre-os-tipos-de-producao-de-petroleo/>> Acesso em: 11 maio 2022.

Championx, 2022. Disponível em: <<https://www.championx.com/who-we-are/timeline/>> Acesso em Novembro 2022.

Clariant, 2022. Disponível em <<https://www.clariant.com/pt/Company>> Acesso em Novembro 2022.

CUNHA, J. B. M. Critérios na Distribuição de Petróleos para o Parque de Refino Nacional. Projeto Final de Curso. ANP, Escola de Química/UFRJ, Rio de Janeiro/RJ, 2005.

DE OLIVEIRA, M. C. K. et al. Fundamentos de Garantia de Escoamento. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2018. 308 p. ISBN 9788571934290.

DE OLIVEIRA, M. C. K. et al. Flow Assurance Study for Waxy Crude Oils. Energy & Fuels, v. 26, p. 2688 - 2695, 2012.

Diário do Pré-Sal, 2022. O que é o Pré-Sal : Petróleo – Sonda de perfuração petrolífera. Disponível em: <<https://diariodopresal.wordpress.com/o-que-e-o-pre-sal/petroleo-sonda-de-perfuracao-petrolifera/>> Acesso em Setembro 2022.

Dorf Ketal, 2022. Disponível em: <<https://www.dorketal.com/about-dorf-ketal/why-dorf-ketal/history>> Acesso em Novembro 2022.

Mothé, C.G.; Correia, D.Z.; Petri, H.M.; Mothé, M.G.; Carestiatto, T., Tradução e Adaptação do livro “Reologia e Reometria: Fundamentos Práticos e Teóricos”, Gebhard Schramm, Thermo Electron/USA, editado pela Artliber Ltda/ SP - ISBN: 8588098342, 232pg., 2006

PEDROTI, G. I. Ensaio de biodegradabilidade aeróbia de hidrocarbonetos derivados do petróleo em solos. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Ambiental, UFES, Vitória/ES, 2007.

Petrobras, 2022. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias>> Acesso em Julho 2022.

Petrobrás, 2021. Perfuramos com sucesso poço mais profundo da história do Brasil. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/perfuramos-com-sucesso-poco-mais-profundo-da-historia-do-brasil.htm>> Acesso em: 11 maio 2022.

REP Brasil, 2022. Disponível em: <<https://repbr.com/a-empresa/>> Acesso em Novembro 2022.

Rocha, A. A.; Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Brasil, 2002.

ROSA, A. J. CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

Schlumberger Foundation. Disponível em: <<https://www.slb.com/about/who-we-are/schlumberger-foundation>> Acesso em Novembro 2022.

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.

Sercel, 2022. What on Earth is Geophysics? Disponível em: <<http://www.sercel.com/about/Pages/what-is-geophysics.aspx>> Acesso em Setembro 2022.

SKRIFVARS, B. J.; HANSEN, L.A; FRANDSEN, F. J.; DAM-JOHASEN, K.; SORENSEN, H. S. Characterization on ashes and deposits from hightemperature coalstraw co-firing. Energy & Fuels, v.13, n.4. p803-816. 1999.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro, Ed. Interciência, 2004.

Veolia, 2022. Disponível em < <https://www.watertechsolutions.com.br/about-us/who-we-are>> Acesso em Novembro 2022.

VISINTIN, R.F.G.; LOCKHART, T.P.; LAPASIN, R.; D'ANTONA, P. Structure of waxy crude oil emulsion gels, Journal Non-Newtonian Fluid Mech, v. 149, p. 34-39, 2008.