

**MARINHA DO BRASIL**  
**CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA**  
**ESCOLA DE FORMAÇÃO DE OFICIAIS DA MARINHA MERCANTE**

**NÉLIO GOMES SANDIM NETO**

**PLATAFORMAS FLUTUANTES EM ÁREAS POLARES**

**RIO DE JANEIRO**  
**2016**

**NÉLIO GOMES SANDIM NETO**

**PLATAFORMAS FLUTUANTES EM ÁREAS POLARES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como exigência para obtenção do título de Bacharel em Ciências Náuticas do Curso de Formação de Oficiais de Náutica da Marinha Mercante, ministrado pelo Centro de Instrução Almirante Graça Aranha.

Orientador: Prof. Hermann Regazzi Gerck

**RIO DE JANEIRO  
2016**

**NÉLIO GOMES SANDIM NETO**

**PLATAFORMAS FLUTUANTES EM ÁREAS POLARES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como exigência para obtenção do título de Bacharel em Ciências Náuticas do Curso de Formação de Oficiais de Náutica da Marinha Mercante, ministrado pelo Centro de Instrução Almirante Graça Aranha.

Data da Aprovação: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

Orientador : Prof. Hermann Regazzi Gerk  
Engenheiro Químico  
Especialista em Mecânica dos Fluidos

---

Assinatura do Orientador

NOTA FINAL: \_\_\_\_\_

## RESUMO

Plataformas que operam no Ártico e na Antártida estão expostas a uma série de riscos e dificuldades. Más condições climáticas, a falta de cartas náuticas, sistemas de comunicação e de navegação representam uma série de desafios à tripulação. Com isso, áreas remotas e de difícil acesso fazem com que operações de extração e produção de petróleo, busca e resgate ou antipoluição sejam dificultadas e de alto custo. Desde peças estruturais para perfuração, pesquisas sísmicas e equipamentos de salvatagem até a tripulação, estes são alguns aspectos que mudam completamente quando transferidos para áreas polares. As estruturas precisam ser construídas com peças diferentes, que não congelam e não se modificam com a presença do gelo, as pesquisas necessitam de aparelhos mais potentes, equipamentos de salvatagem devem possuir sistema de aquecimento e combustível diferenciado, roupas de proteção individual são de um material mais quente e confortável para que a tripulação não sofra danos causados pelo frio e a tripulação em si que precisa passar por diversos treinamentos em simuladores e em áreas remotas de baixa temperatura para treinar o psicológico.

Palavras chave: Plataformas. Ártico. Tripulação. Alto Custo. Antipoluição

## **ABSTRACT**

Platforms operating in the Arctic and Antarctica are exposed to a number of risks and difficulties. Bad weather, lack of nautical charts, communication and navigation systems pose a number of challenges to the crew. With this, remote areas and difficult to access make extraction and oil production operations, search and ransom or anti-pollution are hampered and costly. Since structural parts for drilling, seismic surveys and safety equipment to the crew, these are some aspects that change completely when transferred to polar areas. The structures need to be built with different pieces that do not freeze and do not change with the ice presence, research require more powerful devices, safety equipment shall have heating and differentiated fuel system, personal protective clothing is a material warmer and more comfortable for the crew does not suffer cold damage and the crew itself that needs to go through several trainings in simulators and remote low temperature areas to train psychological.

Keywords: Platforms. Arctic. Crew. High Cost. Antipollution

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1: Esquema de separação do Óleo</b>	<b>16</b>
<b>Figura 2: Tipos de plataforma e suas respectivas profundidades</b>	<b>29</b>
<b>Figura 3: Estação de simulador de navegação no gelo</b>	<b>30</b>
<b>Figura 4: Navio sendo escoltado num canal de gelo</b>	<b>35</b>
<b>Figura 5: Navio quebra-gelo rebocando outro navio</b>	<b>38</b>
<b>Figura 6: Configuração do óleo como resultado de vazamentos no gelo</b>	<b>44</b>
<b>Figura 7: O navio tanque U.S.S. Mississinewa AO-59 afundando, Ulithi Lagoon, Novembro 20, 1944</b>	<b>46</b>

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	7
<b>2 CARACTERÍSTICAS DO PETRÓLEO E SUAS PROPRIEDADES</b>	9
<b>2.1 Formação do petróleo</b>	12
<b>2.2 Composição do petróleo</b>	14
<b>2.3 Panorama mundial de recursos petrolíferos</b>	16
<b>2.4 Comportamento do petróleo no mar do Ártico</b>	23
<b>3 PLATAFORMAS QUE OPERAM EM ÁGUAS POLARES</b>	26
<b>3.1 Tipos de Plataformas</b>	27
3.1.1 Plataformas fixas	27
3.1.2 Plataformas submersíveis	27
3.1.3 Plataformas auto elevatórias	27
3.1.4 Plataformas flutuantes (FPSO semissubmersíveis)	28
3.1.5 Plataformas Tension leg	28
<b>3.2 Equipamentos de segurança</b>	29
<b>3.3 Tripulação</b>	30
<b>3.4 Icebreaker</b>	33
<b>4 IMPACTO AMBIENTAL E ECONÔMICO</b>	40
<b>4.1 Poluição do Mar e Acidentes Ambientais</b>	40
4.1.1 Prevenção e combate à poluição	42
4.1.2 Acidentes ambientais e vazamentos de óleo no gelo	42
<b>4.3 Fatores econômicos da exploração offshore</b>	46
4.3.1 Custos de exploração	47
4.3.2 Custos de desenvolvimento	47
4.3.3 Custos de transporte	48
4.3.4 Rentabilidade do desenvolvimento offshore	49
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	51
<b>REFERÊNCIAS</b>	52

## 1 INTRODUÇÃO

A atual mudança climática e o derretimento do gelo nas regiões polares estão abrindo novas oportunidades para explorar recursos minerais e de petróleo, particularmente no Ártico. O aumento do interesse e reivindicações territoriais nessa região estão aumentando a cada dia pelos Estados que fazem fronteira no Ártico com a perspectiva de extrair as muitas riquezas escondidas sob o gelo. Cada país quer a sua fatia do bolo de energia, especialmente como fósseis, recursos de combustíveis, que são limitados e vistos como chave para o futuro da nossa economia mundial. A extração e exploração de recursos minerais nas regiões polares podem muito bem se tornar a principal questão econômica e política das futuras décadas.

Plataformas que operam no Ártico e na Antártida estão expostas a uma série de riscos e dificuldades. Más condições climáticas, a falta de cartas náuticas, sistemas de comunicação e de navegação representam uma série de desafios à tripulação. Com isso, áreas remotas e de difícil acesso fazem com que operações de extração e produção de petróleo, busca e resgate ou antipoluição sejam dificultadas e de alto custo. As baixas temperaturas podem reduzir a eficácia de vários componentes da plataforma, variando do convés, máquinas e equipamentos de emergência para as aspirações do mar. Quando houver gelo, ele pode impor cargas adicionais no casco e sistema de propulsão.

No final de 1970 e início de 1980, o Ártico testemunhou um aumento na atividade marítima e offshore de exploração de petróleo. Administração industrial, estadual e costeira mostraram-se preocupadas na época acerca de um complexo e fragmentado clima que existia entre as diferentes jurisdições nacionais e regionais. Foi também reconhecido que a segurança e os riscos ambientais existiam para operações na região do Ártico, que não foram abordados por quaisquer regulamentos internacionais. A Organização Marítima Internacional (IMO), agência especializada das Nações Unidas com a responsabilidade pela segurança da navegação e a prevenção da poluição marinha por navios, concordou em assumir a difícil tarefa de desenvolver um código polar internacional unificado para harmonizar os vários regulamentos nacionais e regionais.

A exploração e o desenvolvimento de recursos petrolíferos no Ártico dependem em grande parte do potencial de rentabilidade. Incentivos econômicos são necessários para que a indústria possa desenvolver a tecnologia necessária para o



desenvolvimento de recursos em águas profundas. Fatores que influenciam a lucratividade de projetos incluem os custos, prazos, preços, mercados e impostos. Em geral, maiores custos e longos prazos de entrega para a produção tendem a diminuir as margens de lucro em áreas offshore. Como resultado, a sensibilidade de projetos econômicos para mudanças em vários fatores é maior em áreas remotas do que em regiões mais acessíveis e com maior produção, como no Golfo do México.

## 2 CARACTERÍSTICAS DO PETRÓLEO E SUAS PROPRIEDADES

O petróleo é um óleo inflamável, formado a partir da decomposição, durante milhões de anos, de matéria orgânica como plantas, animais marinhos e vegetação típica das regiões alagadiças e é encontrado apenas em terreno sedimentar. A base de sua composição é o hidrocarboneto, substância composta por carbono e hidrogênio, à qual podem se juntar átomos de oxigênio, nitrogênio e enxofre, além de íons metálicos, principalmente de níquel e vanádio.

A busca econômica pelo petróleo teve início no começo do século XIX, ao ser utilizado como fonte de energia, substituindo o gás proveniente da destilação do carvão vegetal, para a iluminação pública, o chamado “petróleo iluminante”. Esta função perdurou apenas até as décadas de 1870 e 1880, quando Thomas Edison conseguiu sistematizar e desenvolver o conhecimento em energia elétrica, substituindo qualquer outra fonte de iluminação. Logo, o interesse comercial pelo petróleo reduziu drasticamente, voltando apenas no final do século XIX, principalmente no século XX, a partir da invenção dos motores a gasolina e a diesel. Desde então, o insumo passou a ter justificativas comerciais para ser explorado (*Debeir, 1993*).

Este novo emprego do petróleo fez surgir, além de uma das mais ricas indústrias do planeta, uma nova e importante metodologia de crescimento, o uso da ciência nas atividades fabris. A indústria do petróleo, conjuntamente com a indústria química, serão as pioneiras a utilizar a ciência, através de programas de P&D, como instrumento de crescimento econômico. A partir de então, o emprego de P&D nas mais diversas indústrias, tem sido uma ocorrência bastante ostensiva, devido sua essencialidade no desenvolvimento dos novos produtos e processos tecnológicos das organizações. Muitos autores irão ressaltar a essencialidade desta temática como fizeram Freeman e Soete (1997) ao conceber os programas de P&D tecnológico, como o elemento central de uma estratégia, que permite e facilita o avanço da instituição até uma posição de liderança do mercado.

Existem petróleos: leves, pesados, ultra pesados, com alto teor de enxofre, com alto teor de nitrogenados, doces (sweet), azedos (sour), ácidos, cujos gás óleos envenenam os catalisadores, cujos coques tendem a ter menor teor de enxofre, onde predominam cadeias parafínicas, outros mais aromáticos, outros mais naftênicos,

bons para gasolina, ou para diesel, ou para lubrificante, ou para QAV, ou para petroquímicos. – Gasóleo - Produto de destilação do petróleo, com ponto de ebulição superior ao do querosene e inferior ao do óleo lubrificante, usado como combustível em motores diesel e também como matéria-prima para craqueamento.

A caracterização mais sumária do petróleo pode ser dada pela equação qualitativa abaixo – Petróleo = Mistura de Hidrocarbonetos (HC) + Impurezas. Petróleo é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água (nem sempre), com cor variando entre negro e castanho-claro. Óleos obtidos de diferentes reservatórios de petróleo possuem características (tabela 1) diferentes de cor, viscosidade, densidade, acidez, teor de enxofre, etc.

**Tabela 1: Elementos conditos no óleo cru**

Elemento	Porcentagem em peso
Carbono	84,00 – 87,00
Hidrogênio	11,00 – 14,00
Enxofre	0,06 – 2,00
Nitrogênio	0,10 – 2,00
Oxigênio	0,10 – 2,00

Fonte: <http://vagaoffshore.blogspot.com.br/2009/08/constituintes-do-petroleo.html>

Classificação dos Óleos é baseada na estrutura das maiores moléculas. Temos os seguintes tipos: Parafínicos → Alcanos:  $C_n H_{2n+2}$ , Fração gasóleo: ótimos lubrificantes, Resíduo: parafinas; Naftênicos → Hidrocarbonetos cíclicos que possuem pelo menos uma cadeia carbônica fechada, Ciclo alcanos:  $C_n H_{2n}$ , Propriedades próximas dos parafínicos; aromáticos → Hidrocarbonetos que apresentam como cadeia principal um ou vários anéis benzênicos, benzeno 6 C e 6 H em anel, Muito pouco reativo: mantém o anel em reações, Componentes mais pesados: Piche e asfaltos Cl.

No petróleo cru, quase não há hidrocarbonetos insaturados. Os hidrocarbonetos insaturados, por exemplo, os alcanos ( $C_n H_{2n}$ ), que possuem

ligações duplas entre os átomos de carbono, são extremamente reativos: embora sejam metabolizados em grandes quantidades na natureza, não se preservam. Todos os petróleos contêm substancialmente os mesmos hidrocarbonetos, em diferentes quantidades. A quantidade relativa de cada grupo de hidrocarboneto varia muito de petróleo a petróleo, afetando as suas propriedades físico-químicas.

**Tabela 2: Frações típicas do óleo cru**

Fração	Ponto de Ebulição (°F) (Ponto de Fusão (°F))	Composição química aproximada	Usos
		C1 – C2	Gás combustível
Hidrocarboneto gasoso	até 100	C3 – C6	Gás engarrafado combustível, solvente
Gasolina	100 – 350	C5 – C10	Combustível para motor, solvente
Querosene	350 - 450	C11 – C12	Combustível de aviação, "cracking stock"
Gás-óleo leve	450 – 580	C13 – C17	Diesel, "furnace fuel"
Gás-óleo pesado	580 - 750	C18 – C25	Óleo lubrificante, "bunker fuel"
Lubrificantes e graxas	750 – 950 (100)	C26 – C38	Óleo lubrificante, graxas parafínicas e géis de petróleo
Resíduos	950+ (200+)	C38+	Piche, componentes de vedação, asfaltos, coque, vernizes de madeira

Fonte: Oil in the Sea III: Inputs, Fates, and Effects, 2003, p57

Impurezas Oleofílicas: São impurezas dissolvidas no óleo (ou parte integrante do mesmo). Compostos sulfurados: S é o 3º elemento mais abundante no óleo cru (concentração média de 0,65% em peso, para uma faixa de 0,02 a 4,00%), ocorre como sulfetos, polissulfetos, benzotiofenos, moléculas policíclicas com nitrogênio e oxigênio, ácido sulfídrico (H<sub>2</sub>S), dissulfeto de carbono, sulfeto de carbonila e enxofre elementar (muito raro). Quanto maior a densidade do óleo, maior o teor de enxofre. Existem óleos pesados cujo teor de enxofre é baixo (Marlim e Captain). Compostos indesejáveis: aumentam estabilidade de emulsões (aumentam a polaridade dos óleos), provocam corrosão, contaminam catalizadores e determinam cor e cheiro de produtos finais. Produzem SO<sub>x</sub> e afetam a qualidade ambiental.

## 2.1 Formação do petróleo

A ocorrência de petróleo em formações subterrâneas e sedimentos do subsolo marinho são bem conhecidos e a formação e qualidade do petróleo bruto em diferentes localidades têm sido bastante discutidos. A qualidade do petróleo bruto é variável, qualquer que seja a localização atual do reservatório, e deve ser lembrado que um reservatório que está agora no subsolo marinho pode, uma vez, ter estado em subsolo terrestre e vice-versa. A qualidade do óleo está sujeita a vários aspectos do processo de maturação que pode ser influenciado pela profundidade abaixo da superfície e os parâmetros de acompanhamento físicos de pressão e temperatura, bem como a natureza e o tipo dos precursores que foram primeiramente depositados no antigo sedimento.

Há duas teorias para a origem de combustíveis de carbono: (1) a teoria abiogênica ou teoria abiótica e (2) a teoria biogênica ou teoria biótica e ambas as teorias têm sido intensamente debatidas por cerca de 150 anos, desde a descoberta da ocorrência generalizada de petróleo bruto.

A teoria abiogênica propõe que grandes quantidades de hidrocarbonetos são formadas sem a ajuda de organismos ou qualquer atividade biótica. No entanto, os cálculos termodinâmicos e estudos experimentais confirmam que n-alcenos (componentes de petróleo bruto comuns) não evoluem espontaneamente do metano a pressões normalmente encontradas em bacias sedimentares. Logo, a teoria de uma origem abiogênica de hidrocarbonetos necessita de uma pesquisa mais profunda.

Matéria-prima:

- **teoria abiogênica:** Profundos depósitos de carbono desde a criação do planeta.
- **teoria Biogênica:** Restos de plantas enterradas e vida animal.

Eventos antes da conversão:

- **teoria abiogênica:** Em centenas de quilômetros de profundidade, depósitos de carbono são uma mistura de moléculas de hidrocarbonetos que vazam para cima através da crosta terrestre. Grande parte do material torna-se metano.
- **teoria biogênica:** Grandes quantidades de vida vegetal e animal foram enterradas. Sedimentos acumulados acima destes materiais fizeram com que eles ficassem compactados e cobertos. A uma profundidade de centenas de metros, a conversão começa.

A conversão para petróleo bruto e metano:

- **teoria abiogênica:** Quando o material passa através de temperaturas nas quais Micróbios extremófilos podem sobreviver; alguns deles serão consumidos e convertidos em hidrocarbonetos mais pesados.
- **teoria Biogênica:** A conversão do material enterrado ocorre a medida que a profundidade de enterro aumenta, o calor e a pressão são fundamentais para a formação do petróleo bruto. Além disso, teorias alternativas de formação de petróleo não devem ser descartadas até que possa ser estabelecido conclusivamente que a formação de petróleo é devido a um particular aspecto da geoquímica.

Através de tais teorias pode-se concluir que também deve haver uma rocha primitiva na qual o petróleo e gás são formados. Assim, se a acumulação é baseada na terra ou no mar, o petróleo bruto e gás natural exigem que haja um reservatório para armazenar os fluidos e um tampão para impedir a fuga dos mesmos. Por convenção, o termo reservatório de fluidos inclui gases, líquidos, semissólidos, sólidos e água, que podem ser encontrados no reservatório.

Normalmente, a acumulação de petróleo bruto e gás natural são geralmente encontrados em rochas porosas e permeáveis relativamente espessas que contêm pouca ou nenhuma matéria orgânica insolúvel. No entanto, a recente descoberta de petróleo e gás na formação de xisto contradiz a definição de reservatório rochoso. Mesmo assim, um reservatório rochoso deve possuir fluido de retenção de capacidade (porosidade) e também permeabilidade; uma variedade de diferentes tipos de aberturas em rochas são responsáveis por estas propriedades nos reservatórios rochosos.

Inicialmente, os hidrocarbonetos de petróleo podem estar presentes na água ou suspensos como pequenos glóbulos ou dissolvidos, sendo ligeiramente solúvel em água. Constituintes do petróleo bruto podem migrar através de uma ou mais formações que possuem permeabilidade e porosidade semelhantes aos do último reservatório rochoso. É a ocorrência de uma barreira impermeável, ou com uma permeabilidade muito baixa que provoca a formação de acumulações de petróleo e gás.

Como praticamente todos os poros no subsolo são de água saturada, o movimento dos componentes de óleo bruto no interior da rede de capilares e poros devem ter lugar na presença do fluido por fase aquosa. Tal movimento pode ser devido ao fluxo de água ativa ou pode ocorrer independentemente da fase aquosa,

quer por deslocamento ou por difusão. Pode haver uma única fase (petróleo e de gás dissolvido na água) ou um (fases de água e de hidrocarbonetos separados) do sistema de fluidos multifásicos.

A gravidade específica do gás natural e do petróleo bruto (a 60 ° F, 15,6 ° C) que varia de aproximadamente 0,75-1,00 (57-10 °API), assim como a gravidade específica da maioria dos tipos de óleo que caem no intervalo 0,80-0,95 (45-17 ° API) são consideravelmente mais baixas do que as de água salina (gravidade específica: 1,0-1,2).

A distribuição dos fluidos de petróleo, gás natural, e água em um reservatório rochoso depende da densidade de cada fluido, bem como sobre as propriedades da rocha. Se os poros são de tamanho uniforme e uniformemente distribuídos, há: (1) uma zona superior, onde os poros são preenchidos principalmente por gás, (2) uma zona média, em que os poros são ocupados principalmente por hidrocarbonetos com gases em solução, e (3) uma zona inferior com os seus poros cheios de água.

Além disso, existe uma zona de transição dos poros ocupados inteiramente por água para poros ocupados principalmente por hidrocarbonetos no reservatório rochoso, e a espessura desta zona depende das densidades e a tensão interfacial do óleo e da água, bem como sobre os tamanhos dos poros. Da mesma forma, existe um pouco de água nos poros da zona superior de gás que tem na sua base uma zona de transição de poros ocupados em grande parte por gás de poros cheios principalmente por hidrocarbonetos.

Assim, na realidade (em oposição aos três reconhecíveis fluidos em água, o petróleo bruto e gás natural), há cinco zonas de distribuição no interior de um reservatório, cada zona sendo dependente sobre o carácter do reservatório e os líquidos nele contidos.

## **2.2 Composição do petróleo**

A composição do petróleo bruto e gás natural é influenciada não só pela natureza dos precursores que, eventualmente, formam o petróleo bruto, mas também pelas quantidades relativas destes precursores. Portanto, não é surpreendente que a composição varia com a localização e idade do campo para além de quaisquer variações que ocorrem com a profundidade do poço individual. Dois poços adjacentes

são mais do que provável para produzir petróleo com características muito diferentes, o mesmo se aplica ao gás natural a partir de dois poços diferentes.

De todas as propriedades do petróleo, a gravidade específica é a variável mais observada. As alterações podem simplesmente refletir diferenças de composição, tais como o teor de gasolina ou teor de asfalto, mas as análises também podem apresentar diferenças significativas no teor de enxofre ou mesmo nas proporções dos diferentes tipos de hidrocarbonetos.

O enxofre elementar é um componente comum de sedimentos e, se estiver presente no reservatório rochoso, dissolve-se no óleo bruto e reage lentamente com ele para produzir vários compostos de enxofre e / ou sulfureto de hidrogênio, que podem reagir adicionalmente com certos componentes do óleo. Estas reações são, provavelmente, da mesma forma como as que ocorrem no leito da fonte e se presume ser responsável, em grande medida, para o teor de enxofre de um óleo bruto; essas reações são acompanhadas por um escurecimento do óleo e um aumento significativo na viscosidade e na gravidade específica.

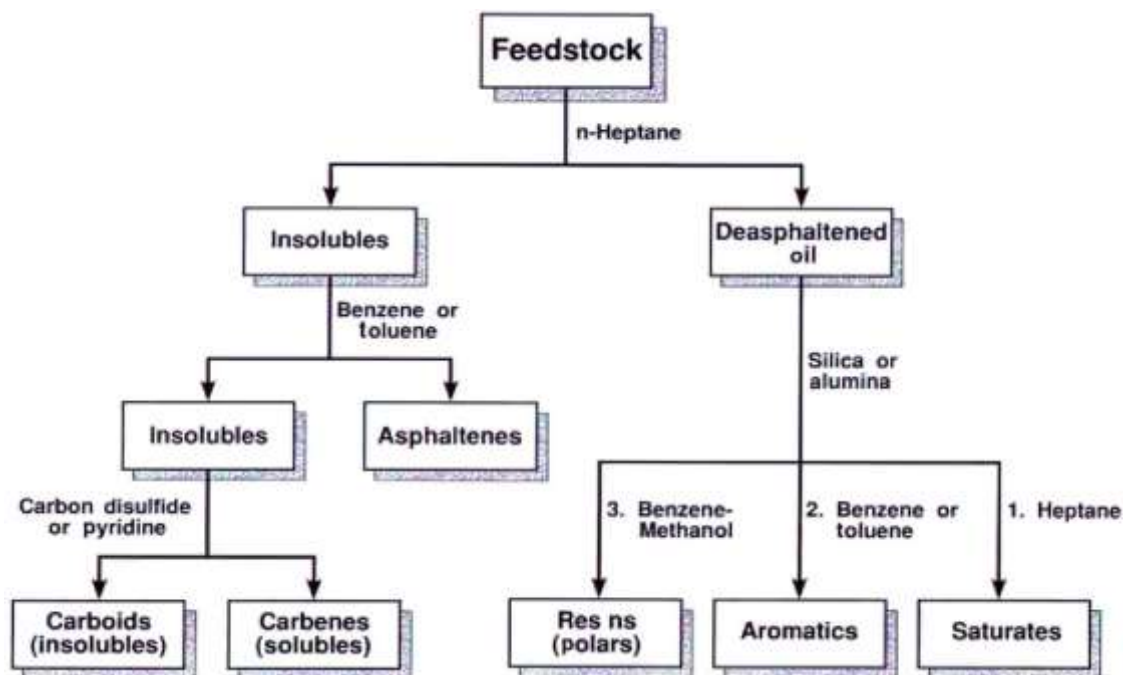
A variação no caráter de petróleo bruto e gás natural como a profundidade do reservatório é também de interesse. Um aumento nos constituintes do mais baixo ponto de ebulição e uma diminuição na quantidade de constituintes--ebulição mais elevado reflete-se numa diminuição da densidade (aumento da gravidade API).

Os processos envolvidos na maturação de petróleo bruto são extremamente complexos, mas várias tendências são notáveis no processo de maturação. O petróleo maturado tem uma baixa fração asfáltica (asfaltenos mais resinas) e, conseqüentemente, baixa fração de azoto, oxigênio e enxofre. Os componentes de asfalto do petróleo maturado são mais aromáticos que asfaltenos de petróleo imaturado; um efeito de concentração (a extensão de que depende das reações envolvidas no processo de maturação) faz com que a maioria dos elementos (azoto, oxigênio e enxofre) seja localizado nas frações de maior peso molecular tais como o asfalto e fração de resina (Fig. 1.5). Em adição à maturação por meios térmicos, o petróleo bruto passa por transformações também não térmicas após a acumulação no reservatório. Essas mudanças são geralmente restritas a depósitos de petróleo rasos localizados perto de afloramentos de superfície ou perto de falhas (Fig. 1.2), que fornecem acesso às águas contendo oxigênio dissolvido (Speight, 2014A).



Em resumo, o mecanismo de formação de petróleo bruto e a qualidade resultante do óleo é específica do local, mesmo até ao ponto em que as variações na qualidade podem ocorrer a partir de poço a poço no mesmo reservatório, devido a variações dentro do reservatório geológico.

**Figura 1: Esquema de separação do Óleo**



Fonte: Oil in the Sea III: Inputs, Fates, and Effects, 2003, p135

### 2.3 Panorama mundial de recursos petrolíferos

A maioria das reservas de petróleo bruto identificados estão localizadas em um número relativamente pequeno de grandes campos, conhecidos como gigantes. De fato, cerca de 300 dos maiores campos de petróleo contêm quase 75% do óleo bruto disponível. Embora a maioria das nações do mundo produzam pelo menos pouca quantidade de petróleo bruto, as principais concentrações são na Arábia Saudita, Rússia, Estados Unidos (principalmente Texas, Califórnia, Louisiana, Alaska, Oklahoma e Kansas), Canadá, Irã, China, Noruega, México, Venezuela, Iraque, Grã-Bretanha, os Emirados Árabes Unidos (EAU), Nigéria e Kuwait. As maiores reservas conhecidas estão no Oriente Médio.

A Venezuela possui as maiores reservas de petróleo do mundo. Reservas de petróleo a partir de janeiro de 2013 quantificaram um total de 297.57 bilhões de barris representando cerca de 20 % do total de reservas mundiais descobertas. O país

produziu 2,8 milhões de barris de petróleo bruto por dia em 2012, com 149 plataformas ativas. As reservas de petróleo na Venezuela estão concentradas principalmente na Bacia de Maracaibo, uma bacia sedimentar na parte norte-ocidental do país que possui mais de 40 bilhões de barris das reservas de petróleo, e o Belt Orinoco, na Venezuela Central, que estima-se conter 235 bilhões de barris de petróleo bruto extra.

Os campos offshore Safaniya, Manifa e Zuluf, da Arábia Saudita, possuem consideráveis recursos de petróleo e gás natural. O campo petrolífero de Ghawar, com uma capacidade de produção de cinco milhões de barris por dia e uma reserva remanescente estimada de 70 bilhões de barris, é considerado o maior campo de petróleo do mundo. O campo de petróleo Safaniya, com uma capacidade de produção de 1,5 milhões de barris por dia e uma reserva recuperável estimada de 36 bilhões de barris, é o segundo maior campo de petróleo offshore do mundo. O campo de petróleo Manifa, com 13 bilhões de barris de reservas recuperáveis, é o terceiro maior campo offshore no mundo. A empresa petrolífera estatal Saudi Aramco é a responsável pela exploração e produção de petróleo no país. A primeira produção de petróleo da Arábia Saudita foi a partir do campo de petróleo de Dammam em 1938.

As reservas de petróleo bruto do Canadá somam um total de 173.1 mil milhões de barris, que são a terceira maior reserva do mundo. O Canadá produziu 1,308 milhões de barris de petróleo por dia em 2012, com 353 plataformas de ativas. As reservas de petróleo bruto compreendem principalmente a areia Tar (areias betuminosas) de Alberta, Bacia Sedimentar do Canada (WCSB), e os depósitos de petróleo offshore no Atlântico. As areias betuminosas compreendem mais de 90% da reserva de petróleo do país. A Bacia Sedimentar do Canada, em Alberta, é o principal depósito de areias betuminosas do país.

A bacia sedimentar oeste do Canadá é a principal fonte de produção de petróleo bruto convencional. A produção de petróleo offshore ocorre principalmente na Bacia de Jeanne, ao largo da costa oriental de Terra Nova e Labrador. Hibernia, Terra Nova, White Rose, e Hebron são os principais campos de petróleo offshore do Canadá. A produção de petróleo no Canadá é privatizada e inclui a participação de ambas as companhias petrolíferas nacionais e internacionais. Suncor, Canadian Natural Resources Limited, e Imperial Oil são as principais petrolíferas nacionais. Companhias de petróleo estrangeiras que operam no Canadá incluem Chevron, ConocoPhillips, Devon Energy, ExxonMobil, BP, Shell, Statoil, Total, bem como empresas chinesas.

O primeiro poço offshore no Canadá foi perfurado entre 1943 e 1945 em aproximadamente 25-30 pés de profundidade e cerca de oito milhas da Ilha Prince Edward. Um poço foi perfurado a partir de uma ilha artificial feito de madeira, pedra e concreto, e atingiu uma profundidade de 14.500 pés antes de ser abandonado sem encontrar petróleo ou gás natural. Estudos geológicos e geofísicos continuaram até a década de 1950, e a exploração começou realmente na década de 1960, possibilitada pela introdução de sistemas de perfuração semissubmersíveis e jackup na década de 1950. O Grand Banks foi perfurado em 1966, seguido por uma década de exploração 1973-1983 nas águas propensas a icebergs onde as reservas substanciais de gás natural foram descobertas.

O primeiro poço na ilha Sable, Nova Scotia foi perfurado em 1967, mas teve de ser abandonado quando se encontrou pressões no fundo do poço mais elevadas do que o esperado em um reservatório de gás natural e teria excedido os limites de segurança do equipamento. Outras descobertas menos relevantes foram feitas durante essa primeira década de exploração na costa de Nova Scotia, incluindo o campo de petróleo Cohasset em 1973, mas o desenvolvimento desse campo petrolífero não ocorreu até depois da descoberta de petróleo nas proximidades de Panuke na década de 1980. Em 1979, dois fatos marcaram o início de uma série de descobertas de petróleo bruto e gás natural: A descoberta de gás natural perto da ilha de Sable foi o primeiro dos seis campos de gás natural que agora compõem o Projeto de Energia Offshore Sable, que começou sua produção em 1999, e a descoberta de petróleo bruto e gás natural em Hibernia, que vem produzindo desde 1997.

O Irã possui a quarta maior reserva de petróleo do mundo e a segundo maior entre os países do Oriente Médio. As reservas de petróleo em dezembro de 2012, foram estimadas em 157 bilhões de barris. O país produziu 3,74 milhões de barris de petróleo por dia em 2012, com 123 plataformas ativas. Dos 34 campos produtores de petróleo no Irã, 22 são campos terrestres representando mais de 70% das reservas de petróleo do país, ao passo que mais da metade das reservas de petróleo em terra estão contidas em cinco campos enormes, que incluem campo de Marun que contém 22 bilhões de barris de petróleo bruto, campo de Ahwaz com 18 bilhões de barris do petróleo bruto e o campo de Aghajari, que contém 17 bilhões de barris de petróleo bruto.

Mais de 80% das reservas de petróleo em terra iranianas estão confinadas na Bacia Sul-Occidental de Khuzestan, perto da fronteira iraquiana. O campo onshore Ahwaz-Asmari é o maior campo produtor de petróleo no Irã, seguido por Marun e Gachsaran. Os campos do Norte e Sul de Azadegan, que são previstos para a conclusão em 2020, contêm 26 bilhões de barris de reserva de petróleo. Grandes campos de petróleo offshore no Irã incluem Bahregansar, Balal, Alvand, Hengam e Reshadat. A Companhia Nacional de Petróleo iraniana, estatal, é proprietária e opera a exploração e produção do petróleo iraniano. O primeiro poço de petróleo do país foi perfurado em 1908 no campo Masjid-i-Solaiman na província de Khozestan no Irã, também foi o primeiro poço de petróleo no Oriente Médio.

O Iraque, com 140,3 bilhões de barris de reservas de petróleo, tem a quinta maior reserva de petróleo do mundo e a terceiro maior no Oriente Médio. O país produziu 2.942 milhões de barris de petróleo por dia em 2012 com 92 sondas ativas. As reservas de petróleo do Iraque estão concentradas principalmente em áreas xiitas do Sul e na região Kurdish, no Norte. Algumas reservas também estão localizadas na região central do Iraque. Cinco campos gigantes a sudeste do Iraque representam cerca de 60% das reservas de petróleo, enquanto a Norte do Iraque é responsável apenas por 17%.

A maioria da produção de petróleo do Iraque vem do campo Kirkuk no norte do Iraque, e o campo de Rumaila do Norte e o campo de Rumaila do Sul. Outros grandes campos terrestres no Iraque incluem West Qurna, Az Zubair, Halfaya, Garraf, Badra, e o campo Manjoon, que é estimado para conter 14 bilhões de barris de óleo recuperável. Qurna Ocidental, com uma reserva comprovada de 12,8 bilhões de barris de petróleo bruto, acredita-se ser o segundo maior campo subdesenvolvido do mundo. O Ministério do Petróleo do país supervisiona a produção de petróleo através de quatro entidades que operam, ou seja, a empresa Norte-Oil (NOC), a companhia petrolífera Midland, a Companhia Petrolífera do Sul e Oil Company Missan. A produção de petróleo no Iraque foi iniciada a partir da cúpula Baba do campo petrolífero de Kirkuk em 1927.

O Kuwait detém a sexta maior reserva de petróleo do mundo e tem sido estimada para conter 101,5 bilhões de barris de petróleo a partir de dezembro de 2012. A maior parte das reservas de petróleo do Kuwait estão concentradas em poucos campos de óleo maturado. O campo petrolífero Greater Burgan, compreendendo o Burgan, Magwa e reservatórios Ahmadi, é o maior campo de

petróleo no Kuwait. Ele também é considerado o segundo maior campo de petróleo do mundo, atrás apenas para o campo de Ghawar na Arábia Saudita. Os demais grandes campos de petróleo, incluindo o segundo maior campo produtor do país Raudhatain e o Sabriya e campos de petróleo al-Ratqa, estão localizados no Norte de Kuwait. Os principais campos de petróleo no sul de Kuwait incluem Umm Gudair, Minagish e Abduliyah. A estatal Supreme Crude oil Council e Kuwait Crudei oil Corporation (KPC) monitoram a exploração e produção de petróleo. O primeiro poço de petróleo comercial foi perfurado no campo de petróleo Al Burqan em 1938.

Os Emirados Árabes Unidos detêm a sétima maior reserva de petróleo do mundo, com 97,8 bilhões de barris de petróleo em reservas. Ele produziu 2.652 milhões de barris de petróleo por dia em 2012, com 13 sondas ativas. O primeiro óleo comercial nos Emirados Árabes Unidos foi descoberto em 1958. Aproximadamente 94% das reservas comprovadas de petróleo estão localizados em Abu Dhabi, um dos sete emirados dos Emirados Árabes Unidos. Dubai, com quatro bilhões de barris, detém as maiores reservas comprovadas de petróleo entre os demais seis emirados. Sharjah possui a terceira maior reserva comprovada de petróleo nos Emirados Árabes Unidos.

O depósito de petróleo Zakum localizado no mar de Abu Dhabi é uma das maiores reservas de petróleo do Oriente Médio. O campo de petróleo do alto Zakum contém 21 bilhões de barris de petróleo bruto e é o segundo maior campo de petróleo offshore no mundo. Outros grandes campos offshore incluem o baixo Zakum, Ghasha-Butini, Nasr, Umm Lulu, e Umm Shaif. Bu Hasa, Murban Bab, e Sahil, ASAB e Shah (SAS), todos localizados em Abu Dhabi, são os principais campos produtores de petróleo em terra. Os principais campos em outros emirados incluem campos Fateh sudoeste, Fateh-Falah em Dubai e o campo Mubarak, em Sharjah. O Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) é a empresa líder de produção de petróleo nos Emirados Árabes Unidos.

A Rússia, com 80 bilhões de barris de reservas de petróleo, tem a oitava maior reserva de petróleo do mundo e tais reservas aumentaram 3,4% em 2012. A Rússia produziu 10.043 milhões de barris de petróleo bruto por dia durante o ano com 320 sondas ativas. As reservas de petróleo estão concentradas principalmente na região da Sibéria ocidental, que responde por mais de 60% de produção de petróleo bruto da Rússia. Norte de Priobskoye, Samotlor, Mamontovskoye e Salymkoye são alguns dos grandes campos de petróleo na região. O Urals-Volga é a segunda maior região

produtora de petróleo na Rússia e contém alguns campos de petróleo gigantes, como Romashkinskoye. Outra reserva de petróleo contendo regiões na Rússia são Sibéria Oriental, Yamal Península, norte do Cáucaso, Timan-Pechora e Mar de Barents, e a Ilha Sakhalin na costa leste da Rússia.

A Líbia ocupa a nona posição, segurando 48,47 bilhões de barris de reserva de petróleo. Ela tem a maior dotação (cerca de 38%) da reserva total de petróleo no continente Africano. O país produziu 1.450 milhões de barris de petróleo por dia em 2012 com 72 sondas ativas. A maioria (cerca de 80%) das reservas de petróleo da Líbia estão na bacia do Sirte localizada na região leste do país. As outras cinco grandes bacias sedimentares que contêm reservas de petróleo são Murzuk, Ghadames, Cyrenaica, Kufra e Líbia offshore. Os grandes campos de petróleo em terra no país são Waha, Samah, Dahra, Gialo, Nafoura, Amal, Naga e Farigh na região centro-leste, o campo Sarir na região leste, e El Sharara, El Feel (Elephant) são campos de petróleo na região oeste. Bouri e Al-Jurf são os principais campos offshore no país.

O NOC estatal realiza operações de exploração e produção de petróleo no país através das suas próprias entidades operacionais ou em conjunto com as companhias de petróleo estrangeiras. Marathon Oil, ConocoPhillips, Hess, Eni, Repsol e OMV são as principais empresas estrangeiras com participações em ativos de petróleo líbio.

A Nigéria detém a décima maior reserva de petróleo do mundo, a partir de dezembro de 2012 foram publicados 37,14 bilhões de barris de petróleo bruto. A Nigéria produziu 1.954 milhões de barris de petróleo por dia em 2012, com 44 sondas ativas. As reservas de petróleo estão concentradas principalmente ao longo do rio Niger Delta e offshore no Golfo de Benim, no Golfo da Guiné, e na Baía de Bonny. As atividades de exploração de petróleo da Nigéria estão atualmente concentradas nas profundas e ultra profundas áreas offshore, bem como na bacia do Chade na parte norte-oriental do país.

Gbaran Ubie é o maior campo terrestre na Nigéria. Os principais campos de petróleo offshore de águas profundas incluem Bonga, Agbami e Ebok. O campo Usan operado pela Total é o último grande campo de petróleo em águas profundas para entrar em operação. A produção da Usan começou em julho de 2012, com capacidade inicial de 100.000 barris por dia. Os principais próximos campos de petróleo no país incluem Bonga do Norte, Egina, Nsiko e Nkarika. A petrolífera Nigerian National Crude oil administra projetos de petróleo no país por meio de parcerias com empresas

estrangeiras, incluindo Exxon- Mobil, Chevron, Total, Eni, Addax Crude oil, ConocoPhillips, Petrobras e Statoil. O petróleo e o gás representam atualmente cerca de 70% da receita de exportações do país. O primeiro óleo no país foi descoberto em 1956.

Tão impressionante quanto estes números podem ser, há a necessidade de cautela por causa do recente novo cálculo das reservas em vários países da OPEP que não foram bem explicados. Todas as descobertas são inicialmente avaliadas para o seu tamanho em termos de petróleo no local. Com base em estimativas probabilísticas, parâmetros geológicos e de engenharia selecionados, haverá, posteriormente, uma declaração inicial de petróleo e gás que pode, com razoável certeza, ser recuperado no futuro em condições econômicas e operacionais existentes.

Estas constituem as chamadas reservas comprovadas do campo no momento da estimativa das reservas. Normalmente todos os campos de petróleo e gás estão estimados em volumes adicionais de reservas prováveis e possíveis, que são alegadamente mais de 50% e menos de 50% de probabilidade, respectivamente, de estar a recuperar junto dos volumes totais estimados de petróleo no local.

As definições que são usadas para descrever reservas de petróleo bruto são muitas vezes incompreendidas porque não foram adequadamente definidas no momento da criação de tais definições. Por isso, como um meio de aliviar este problema, é pertinente a este ponto a considerar as definições utilizadas para descrever a quantidade de petróleo bruto que permanece nos reservatórios subterrâneos.

O petróleo bruto é um recurso; em particular, o petróleo bruto é um recurso combustível fóssil - um recurso é toda a mercadoria que existe nos sedimentos e estratos, enquanto as reservas representam a fração de uma mercadoria que pode ser recuperada economicamente (Nersesian, 2010; Khoshnaw, 2013). Além disso, é muito raro que o petróleo bruto não ocorra sem o acompanhamento de gás deixando os componentes não voláteis como o óleo não-volátil, componentes de resina, e os componentes de asfalto como depósito de um material altamente viscoso tipo betume. Portanto, é importante, ao descrever as reservas de petróleo bruto, que também seja reconhecida a ocorrência, propriedades e caráter do material gasoso, mais comumente conhecido como gás natural.

As reservas provadas são aquelas reservas de petróleo bruto que são realmente encontradas por operações de perfuração e são recuperáveis por meio da tecnologia atual disponível. Os números têm um alto grau de precisão e são atualizados com frequência, como a operação de recuperação prossegue. Eles podem ser atualizados por meio de características do reservatório, tais como dados de produção, análise de pressão, e modelagem de reservatório.

Finalmente, como o petróleo e gás são produzidos a partir do reservatório, o processo de produção produz um fluxo contínuo de informação que permite a reavaliação frequente das reservas recuperáveis de um campo. Em alguns campos, as reservas são rebaixadas, como resultado da experiência de produção, mas atualizar os números de reserva também é possível. Este processo muitas vezes leva a uma situação em que as declarações das reservas provadas de óleo em uma tendência de campo aumenta ao longo do tempo, apesar de a extração contínua de óleo no processo de produção. A continuação desta reserva de reavaliação depende da taxa de extração, por um lado e, por outro, a reavaliação das reservas prováveis originais ou reservas possíveis para a categoria de reservas provadas.

O aumento da reavaliação dos números de reserva é especialmente verdadeiro se uma nova informação resultante do processo de produção mostrar que o tamanho físico do reservatório disponível para exploração e desenvolvimento é maior do que o primeiro indicado que conduz a uma reavaliação dos volumes de óleo e reservas de gás em todas as categorias. Além disso, as alterações às estimativas das reservas também podem ser modificadas por alterações para a economia do processo de recuperação: por um lado, preços mais baixos e / ou custos mais elevados irá minar a validade das declarações anteriores das reservas, enquanto que, por outro lado, preços mais elevados e / ou custos mais baixos irá estimular o interesse adicional na exploração do reservatório, aumentando as reservas recuperáveis.

## **2.4 Comportamento do petróleo no mar do Ártico**

O comportamento e o destino de óleo no ártico, e em outros ambientes marinhos contendo gelo, é modificado pela presença do gelo e por baixas temperaturas. As diferentes condições do gelo ditam em grande parte o destino e o comportamento do óleo em uma situação específica. As condições do gelo podem ser consideradas como as seguintes: gelo comprimido, seus derivados, gelo granulado,



gelo fragmentado em pequenos pedaços, gelo fino e quebrado, gelo encapsulado e neve. Vários destes têm condições que alteram significativamente a forma como o óleo se comporta no ambiente ártico.

A quantidade de gelo presente na água influencia o comportamento de óleo significativamente; em geral mais que três décimos de camada de gelo é uma condição para que o comportamento do óleo mude significativamente na condição água aberta. O comportamento do petróleo sob o gelo difere significativamente se o gelo é recém-formado e ainda não tão rígido ou se ele já é mais antigo e rígido. O gelo recém-formado contém micro canais com salmoura concentrada formada pela exclusão do sal durante a formação de gelo. Durante a primavera, estes canais de salmoura drenam e permitem que o óleo abaixo ou no gelo suba para a superfície.

Vários modos comportamentais são afetados pela presença de gelo ou da baixa temperatura no Ártico. A taxa de evaporação é reduzida pela temperatura mais baixa. A extensão da evaporação do óleo não é a mesma que a de climas mais quentes e é, além disso, retardada por adsorção da neve ou gelo. O óleo encapsulado em gelo não evapora. A emulsificação do óleo em ambientes árticos ainda não foi completamente estudada, no entanto, acredita-se que ocorra tão facilmente como seria em outros ambientes. O aumento da viscosidade do óleo a temperaturas mais baixas aumentaria, em muitos casos, a formação de água em óleo no processo de emulsificação.

Embora o gelo na água amortecia as ondas, há frequentemente a energia da água interagindo com o gelo para formar emulsões. Um aspecto importante do comportamento do petróleo no Ártico é a adesão à neve e ao gelo. O efeito de aderência é para remover o óleo a partir de outros processos a que possa estar sujeito. Por exemplo, o óleo que adere ao gelo não será mais espalhado, nem é suscetível de emulsionar. Outro resultado da aderência é para conter o óleo inicialmente, mas mais tarde a espalhá-lo ao longo de uma área maior. Uma vez que o rebordo exterior do bloco de gelo é muito dinâmico assim como o gelo recém-formado sem rigidez mediante dissolução, gelo com óleo pode ser espalhado a uma grande distância (acima de 100 km), o óleo é espalhado sobre uma vasta área a medida em que o gelo derrete.

O óleo espalhado é também um fator que muda muito com as condições do gelo. Em águas abertas ele é mais lento com o aumento da camada de gelo. O óleo espalhado na água coberta com gelo granulado ou gelo fino e quebrado (gelo novo

crystalino numa forma de lama) ou gelo fragmentado (gelo em blocos de até 2 metros de diâmetro) é muito lento. O petróleo pode encher as cavidades do gelo e ser arrastado pela corrente.

### 3 PLATAFORMAS QUE OPERAM EM ÁGUAS POLARES

A perfuração exploratória de petróleo e gás nas Ilhas do Ártico está em andamento desde 1961. Para perfurar as estruturas offshore um método foi desenvolvido pelo qual o gelo natural do oceano é artificialmente engrossado em plataformas de gelo que carregam o peso de sondas convencionais de perfuração da terra. O primeiro poço de gelo foi perfurado em 1974. Desde então 22 plataformas foram construídas e 13 poços offshore perfurados. O design da plataforma de gelo inclui a análise de tensões no gelo e deformações devido ao deslizamento de gelo sob cargas pesadas de longo prazo.

O meio ambiente do ártico possui inúmeras dificuldades para operações de construção e perfuração. A construção da plataforma de gelo é feita por inundar o gelo com água do mar, usando bombas elétricas submersíveis. Durante a construção e perfuração a plataforma de gelo é monitorada e tensões, deformação, força, temperatura, movimento do gelo e outras medidas dimensionais são tomadas. Um equipamento especial foi desenvolvido especificamente para a perfuração da plataforma de gelo e um preenchimento submarinho foi feito utilizando o gelo como uma superfície de trabalho. Novos desenvolvimentos de tecnologia de plataforma de gelo são esperados para a produção de petróleo e gás.

Existem dois tipos de sondas de perfuração offshore, as móveis de um lugar para outro, permitindo a perfuração em vários locais e as que são fixas, posicionadas num único lugar. Plataformas móveis são muitas vezes utilizadas para fins exploratórios, porque elas são muito mais baratas de usar do que plataformas permanentes. Quando grandes depósitos de petróleo e gás natural são encontrados, uma plataforma fixa é construída para permitir a sua extração.

Algumas das características desejáveis aplicadas às unidades de perfuração exploratórias, tais como movimentos estruturais limitados e manutenção da estação em ambiente relativamente severo são igualmente aplicáveis às unidades de perfuração e produção de petróleo e gás. Algumas plataformas de perfuração são capazes de serem usadas para a perfuração e produção de petróleo bruto e gás natural. No entanto, qualquer que seja a finalidade, a estrutura da plataforma deve ser moderna e capaz de transportar o maquinário necessário para perfuração em busca de petróleo bruto e gás natural através de poços no leito do oceano e a habitação dos

trabalhadores. Dependendo das circunstâncias, a plataforma de perfuração pode ser fixada ao fundo do mar, constituída por uma ilha artificial, ou ser flutuante.

### **3.1 Tipos de Plataformas**

Para a exploração de petróleo no mar são utilizadas técnicas semelhantes s utilizadas em terra. As primeiras sondas marítimas eram as mesmas sondas usada em terra só que adaptadas a uma estrutura que permitisse perfurar em águas rasas. No entanto diante da necessidade de perfurar cada vez mais em águas profundas, novas técnicas foram surgindo orientado para sanar dessas necessidades. As plataformas podem ser classificadas de várias formas, como, por exemplo, pela finalidade (perfuração de poços, produção de poços, sinalização, armazenamento, alojamento etc.), pela mobilidade (fixas ou moveis), pelo tipo de ancoragem.

A plataforma tem seu uso relacionado a alguns aspectos relevantes como a profundidade lamina d'água, relevo do solo submarino, a finalidade do poço e a melhor relação custo/benefício, como mostra a figura 1.

#### **3.1.1 Plataformas fixas**

São estruturas apoiadas no fundo do mar por meio de estacas cravados no solo com o objetivo de permanecerem no local de operação por longo período. Foram as primeiras a serem utilizada, tem como limitante a utilização até laminas d'água até 300 metros. Devido ao custo elevado em virtude do projeto, montagem e instalação, sua utilização a restrita a campos onde a exploração comercial já foi comprovada.

#### **3.1.2 Plataformas submersíveis**

Neste tipo de plataforma a estrutura e todos os equipamentos estão sobre um flutuador, que se desloca com o auxílio de rebocadores. Sua aplicação é restrita a águas rasas e calmas, pois sua limitação é quanto a lamina d'água, proporcional à altura do casco inferior, que é lastreado até se apoiar ao fundo do mar.

#### **3.1.3 Plataformas auto elevatórias**

‘Constitui-se de uma estrutura apoiada em uma balsa flutuadora com pernas extensíveis. Essas pernas são adicionadas de modo mecânico ou hidráulico, movimentando-se para baixo até atingir o fundo do mar, dando apoio a estrutura e permitindo que a balsa se auto eleve a uma altura segura para operação. Sua aplicação é voltada para a perfuração de poços exploratórios, para onde se deslocam com propulsão própria ou transportadas por rebocadores, limitando-se a operações em lamina d’água até 150 metros.

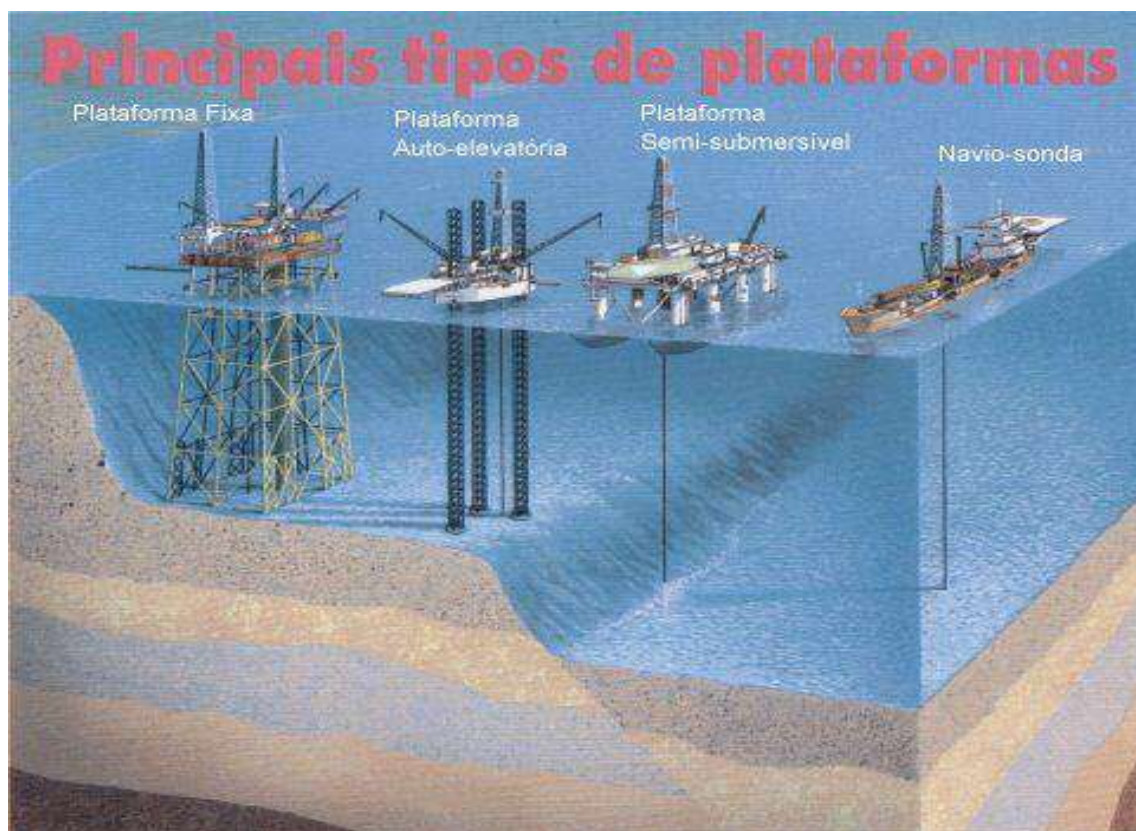
#### 3.1.4 Plataformas flutuantes (FPSO semissubmersíveis)

Esta classificação diz respeito aos navios sonda, e as plataformas semissubmersíveis. Os navios sonda (FPSO – Floating, Production, Storage and Offloading) vêm apresentando vantagens logísticas nas operações e hoje, ao invés de serem adaptadas, são especialmente projetados para operações de perfuração. Possuem um sistema de ancoragem e um sistema de posicionamento dinâmico que lhe permitem manter a posição e desde modo não danificar equipamentos e prejudicar as operações, em função da ação de ventos, ondas e correntes marinhas. As plataformas semissubmersíveis são estruturas apoiadas por colunas sustentadas por flutuadores submersos, podendo ou não ter propulsão própria, sendo comumente usada na exploração de novos reservatórios.

#### 3.1.5 Plataformas Tension leg

Apresentam estrutura semelhante as semissubmersíveis, como a diferença de; que as colunas ficam ancoradas no fundo do mar. Empregadas no desenvolvimento de campos devido a boa estabilidade auferida, o que permite operações similares as realizadas em plataformas fixas.

**Figura 2: Tipos de plataforma e suas respectivas profundidades**



Fonte: OFFSHORE OIL AND GAS OPERATIONS, 2015, p194

### 3.2 Equipamentos de segurança

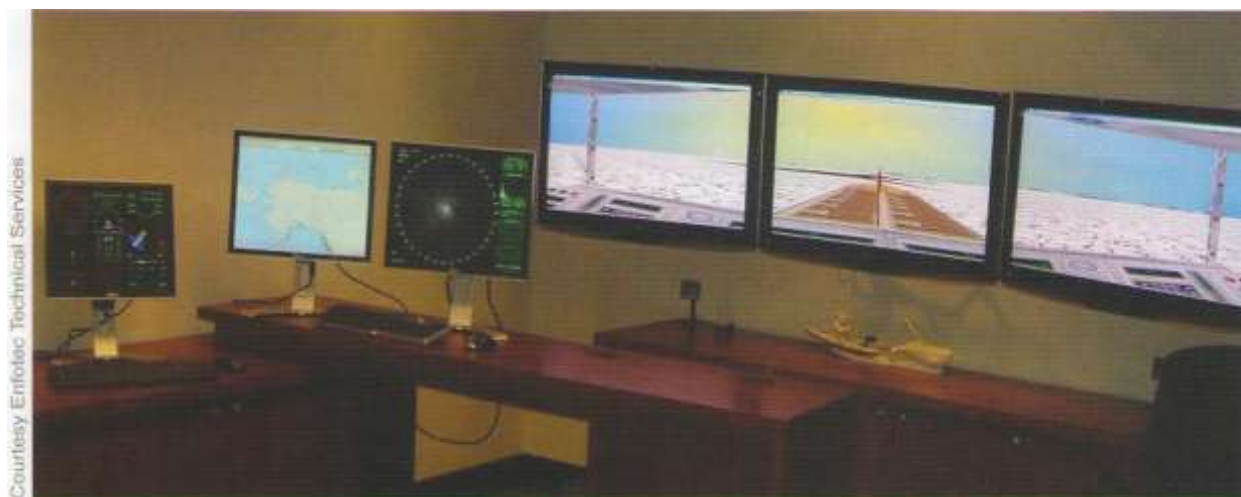
Os equipamentos de salvamento e de emergência que devem ser transportados terão de ser contra congelamento e deverão ser realizados como se segue:

- Embarcações de salvamento, se necessário a bordo, devem ser de um designe totalmente fechado com motores capazes de ser iniciada em temperaturas abaixo de zero.
- barcos salva-vidas devem ser fornecidos com aquecimento e portas devem ter sistema de aquecimento.
- O combustível utilizado em embarcações de salvatagem deve ser de classe Artico ou equivalente, adequado para uso em baixas temperaturas sem alterar suas propriedades.

- as baterias de acumuladores devem ser armazenadas em locais aquecidos ou fornecidos com um outro meio de aquecimento.
- deve-se considerar que a prestação de Kits de Sobrevivência Pessoal para o número de pessoas a bordo, quando a temperatura média diária é inferior a 0°C.
- deve-se considerar a necessidade de Kits de Sobrevivência em Grupo (GSK) para o número de pessoas a bordo em mais de 10%, onde os gelos podem impedir a redução das embarcações de sobrevivência.
- O abastecimento adequado de roupas térmicas de proteção térmica deve estar disponível, incluindo materiais de isolamento térmico para as condições esperadas.
- as bombas de incêndio, incluindo a bomba de incêndio de emergência, devem estar em espaços aquecidos ou protegidos de congelamento. Equipamentos de combate a incêndio devem manter-se operacionais em todas as condições previstas.
- O funcionamento correto de equipamentos tais como turcos e guinchos de aparelhos de salvamento, equipamentos de respiração, botes salva-vidas e barcos de homem ao mar devem ser assegurados nas condições previstas de baixas temperaturas.

### 3.3 Tripulação

**Figura 3: Estação de simulador de navegação no gelo**



Fonte: The ice navigation manual, 2010, p225

Desde que os exploradores se aventuraram pela primeira vez em águas do Ártico, tem sido reconhecido que as habilidades especializadas são necessárias para navegar em condições de gelo.

"A navegação dos mares polares, que é peculiar, requer de uma maneira particular, um extenso conhecimento da natureza, propriedades e movimentos habituais do gelo, e isso só pode ser realizado da melhor maneira por aqueles que têm longa experiência com trabalhando um navio em condições de gelo ". (Captain William Scoresby, *The Arctic Regions and the Northern Whale Fishery*, 1820)

O melhor treinamento é realizado enquanto estiver em condições de gelo. Embora muito do conhecimento e novas habilidades podem ser ensinadas em cursos, as verdadeiras habilidades vêm apenas com experiência a bordo real. No entanto, muito poucos navios negociando atualmente em águas de gelo têm berços de formação a bordo ou um programa de treinamento da tripulação para navios em gelo.

Simuladores para as condições do gelo devem ser consideradas como uma parte importante do treinamento, mas eles não podem substituir a imprevisibilidade da experiência real do gelo do mar.

Se o crescimento da classe de gelo aumentar no ritmo atual, serão necessários milhares de oficiais e tripulantes. Parece quase certo que muitos estarão indo para seus navios com pouca ou nenhuma experiência por causa de estruturas de formação.

Aos navios que transitem em águas do Ártico cobertas de gelo devem levar a bordo tanto um manual de instruções e um manual de treinamento.

O manual de instruções deve conter informações relacionadas com operações em águas cobertas de gelo, incluindo: elementos principais do navio, operando no gelo, gestão de riscos.

O manual de treinamento deve incluir os seguintes itens relevantes para operar no Ártico: reconhecimento de gelo, tarefas a serem consideradas no gelo, Relatórios de gelo, navegação no gelo, assistência quebra-gelo, treinar a tripulação para a evacuação do navio, incêndio e danos de feridas.

Navios que operam em águas cobertas de gelo devem levar pelo menos um navegador de gelo. Um navegador de gelo é alguém que, além de sua qualificação STCW, é treinado para manipular e pilotar um navio em condições cobertas de gelo.

O navegador de gelo terá uma prova documental de ter concluído um programa de formação aprovado na navegação gelo e operações do Ártico, como o "Programa de navegação do Ártico".

Diretrizes da IMO (2002) propõem que um navegador de gelo deve ter provas documentais de ter concluído um programa de formação aprovado na navegação de gelo a um nível satisfatório. Esta formação deve proporcionar o conhecimento e a



experiência necessária para operar um navio em águas do Ártico cobertas de gelo, incluindo:

- Reconhecimento das formações de gelo e conhecimento de suas características
- indicações da presença de gelo
- manobras no gelo
- uso de previsões, atlas e códigos (e outras informações sobre gelo)
- estresse no casco causado pelo gelo
- as operações de escolta no gelo
- as operações de quebra-gelo
- efeito da acumulação de gelo sobre a estabilidade do navio.

A perícia dos pilotos que navegam no gelo é vital e beneficia a equipe de navegação enormemente, mas é importante que a tripulação esteja ciente dos perigos de navegar através do gelo. Pilotos de gelo, enquanto navegadores de gelo qualificados, não são necessariamente experientes engenheiros que estão familiarizados com os sistemas de refrigeração e máquinas internas. A tripulação de máquinas deve confiar em seu conhecimento e julgamento e, quando eles têm pouca experiência prática de trabalhar em águas cobertas de gelo, pode ser difícil reconhecer os sintomas e importância dos problemas causados pelo gelo.

Roupas por si só não aquecem o corpo. O corpo está realmente aquecido por sua própria geração de calor, com o aquecimento e calor do corpo as camadas de ar presas entre a pele e a roupa.

É essencial que a tripulação use vestuário de proteção adequado para baixas temperaturas. Existem três principais considerações na escolha de roupas em tempo frio:

- as diferentes camadas devem ser consideradas como um conjunto completo e tudo deve ser adequado para as condições específicas de utilização, ou seja, tanto o trabalho físico a ser realizado e as condições do ambiente
- a roupa deve ser utilizada e mantida adequadamente para maximizar a sua eficácia
- todos os esforços devem ser feitos para minimizar o acúmulo de umidade.

Em climas frios, é importante que pausas frequentes sejam dadas, que a tripulação e os oficiais possam entrar no alojamento para se aquecerem e que haja sempre um fornecimento adequado de alimentos quentes e bebidas. O volume adicional e peso de roupa em tempo frio aumenta as exigências metabólicas para qualquer tarefa. A ingestão de calorias necessária pode aumentar em 25-50%,

dependendo das condições de trabalho. É particularmente importante beber bastante líquido já que os trabalhadores podem não perceber que eles se tornaram desidratados.

O aquecimento extra pode ser necessário nas áreas de alojamento e, se tal for necessário, aquecedores devem ser colocados em acomodação. O aquecimento de barras elétricas não deve ser utilizado devido ao risco de incêndio.

As condições de frio podem prejudicar severamente a quantidade e precisão de ambos trabalhos físicos e cognitivos realizado pela tripulação. A diminuição da destreza, devido às roupas volumosas, bem como o frio, torna mais difícil a realização de trabalhos que necessitam de habilidades motoras, a coordenação e qualquer sentido do tato. Trabalhar em ambientes frios está relacionado com um aumento no risco de lesão musculoesquelética. As habilidades cognitivas dos membros da tripulação são afetadas muito tempo depois de um declínio na destreza ou coordenação motora. As habilidades de percepção, memória e raciocínio de tomada de decisão estão ali reduzidas em condições de frio e as tarefas que necessitam de vigilância são feitas com mais dificuldade.

Quando o corpo é exposto ao frio, mesmo em condições de tempo não extremas, existe uma perda de calor do corpo. Isso é causado pelo vento e umidade retirando calor do corpo e pode, eventualmente, levar à hipotermia. Como o frio afeta inicialmente as extremidades do corpo que têm menor fluxo de sangue, tais como mãos, pés e cabeça, essas áreas devem ser sempre protegidas.

### **3.4 Icebreaker**

Embarcações de apoio offshore necessitam de assistência para quebra o gelo quando a capacidade do navio para navegar ou manobrar é severamente restringida pelas condições de gelo existentes.

Geralmente, pode não ser economicamente justificável construir ou fretar um quebra-gelo projetado para operação nas piores condições de gelo, que podem ocasionalmente ocorrer nas regiões polares. Como resultado, a provisão de recursos adicionais com a finalidade de aprimorar o icebreaker deve ser considerada. Esses recursos não serão normalmente retidos no local, mas arranjos devem estar no local para identifica-los e adquiri-los. No entanto, para locais muito remotos, pode ser necessário manter os navios classe gelo no local para ajudar em operações.

Às embarcações de apoio offshore podem ser atribuídas diferentes tarefas, dependendo do projeto do navio, mas para o propósito de assistência de quebra-gelo eles podem ser condensados para:

- A navegação através de gelo (por exemplo de base de apoio para a área de operação e volta).
- Manobra e estação de manutenção durante as operações em gelo.

A fim atravessar o gelo que excede as próprias capacidades de quebra-gelo das embarcações, os navios necessitam da escolta de um quebra-gelo. Existem dois métodos principais de escolta no gelo - liderando a embarcação ou a rebocando. Em ambos os casos o navio escoltado segue o canal de gelo feito pelo quebra-gelo. O reboque pode, por vezes, ser considerado, mas o método é raramente usado, uma vez que a embarcação assistida deve ter resistência suficiente para suportar o esforço de gelo. Além disso, a popa do navio assistido e a proa do quebra-gelo têm de ser compatível para facilitar tal operação.

A assistência quebra-gelo é normalmente oferecida a um navio em seu próprio risco e o navio assistido é o único responsável pela sua navegação. Boas comunicações, a experiência da tripulação, responsabilidades definidas e aderência aos procedimentos bem pensadas são importantes para a execução segura das operações de escolta. O quebra-gelo auxiliar está no comando da operação de escolta e o navio escoltado deve aderir a todas as recomendações emitidas pelo quebra-gelo escolta, especialmente no que diz respeito a velocidade e a distância entre os vasos. Se mais de um quebra-gelo é usado na escolta, um deles deve ser designado como o comandante das operações de escolta.

A rota do comboio deve ser planejada com base nas últimas informações meteorológicas e de gelo disponível com o intuito de evitar áreas de gelo pesado, tais como cumes de gelo. O uso da informação sobre o gelo, obtido a partir de aviões ou helicópteros, se disponível, pode ser muito útil para o planejamento de rotas, especialmente em condições de gelo pesados. O Mestre do quebra-gelo é responsável pelo planejamento da rota.

Um quebra-gelo, normalmente, faz um canal de gelo (faixa) pelo movimento constante através do gelo. No entanto, quando o gelo é muito espesso pode ter que recorrer ao apoio sucessivo de condensação. Neste caso, a velocidade média de passagem do quebra-gelo normalmente estará sujeito às características do regime de

gelo, tais como o tipo de gelo, concentração e pressão. A capacidade do recipiente escoltado também irá influenciar a velocidade de trânsito.

Em algumas situações, o quebra-gelo deverá quebrar o gelo movendo a popa primeiro. A utilização deste método permite atingir uma velocidade média mais elevada quando comparado com a condensação. No entanto, este método apresenta o risco de danos para o hélice e leme da embarcação, a menos que sejam especificamente concebidos para o efeito.

Um cuidado especial deve ser tomado pelo navio escoltado ao fazer curvas no canal de gelo devido ao risco de o navio escoltado ficar preso ou danificar seus lemes, chapeamento do casco ou das hélices através do contato com a borda do canal de gelo

**Figura 4: Navio sendo escoltado num canal de gelo**



Fonte: Offshore Vessel Operations in Ice and/or Severe Sub-Zero Temperatures, 2014, p56

Um azimute bem instalado, bem como azimute de popa dos icebreakers podem quebrar canais de gelo significativamente mais amplos em gelos menos espessos que sua boca, orientando a propulsão do azimute para a frente e para fora e este esquema está sendo usado pela maioria dos projetos recém construídos. Por convenção, quebra-gelos de alta potência também podem atingir os canais de gelo mais amplos do que sua boca quebrando gelo menos espesso ou médio com alta velocidade de avanço usando uma sequência de esteira.

Mais que um quebra-gelo pode ser necessário em condições de gelo pesado, ou quando a boca do navio / unidade escoltada é maior que a boca do quebra-gelo.

Canais de gelo feitos em gelo permanente podem ser utilizados por um período de tempo até que eles sejam preenchidos com gelo quebradiço de alta espessura. O uso frequente do canal de gelo pode resultar na criação de paredes espessas de gelo e de entulho congelado nas bordas do canal com uma espessura maior do que o gelo circundante.

O navio escoltado deve viajar a uma distância segura atrás do quebra-gelo mais próximo e a uma velocidade segura nomeada pelo Mestre do quebra-gelo, que controla e administra a operação de escolta. A distância de segurança é definida em função da gravidade da condição do gelo (concentração do gelo e pressão do gelo) e distância de paragem do navio escoltado no canal de gelo na velocidade em que eles estão viajando. Isto é importante porque, se o quebra-gelo trata de uma parada súbita devido a um recurso de gelo, como um cume, o navio escoltado imediatamente atrás do quebra-gelo deve ser capaz de parar para evitar a colisão. A velocidade de segurança para um navio escoltado é determinada pela velocidade com que ele não será danificado pelo contato com blocos de gelo no interior do canal. A velocidade atingível pode ou não pode ser menos do que a velocidade de segurança, dependendo das condições de gelo no interior do canal e o poder do navio escoltado. Na pressão e / ou condições de gelo deformados o canal vai ser mais propenso a tornar-se bloqueado por blocos de gelo e entulho de gelo, mas isso também vai reduzir a distância segura enquanto o navio escoltado vai ser capaz de parar em uma distância menor.

O capitão do navio escoltado deve estar sempre alerta para o risco de colisão entre o navio quebra-gelo e, particularmente se o navio quebra-gelo parar repentinamente o navio escoltado não deve hesitar para diminuir a velocidade ou parar imediatamente. O navio escoltado deve ser particularmente cauteloso e tomar cuidado para não perder o canal de gelo durante a navegação em gelo mais espesso, arriscando-se assim a danos.

O reboque pode ser utilizado quando o navio escoltado tem poder suficiente ou as capacidades de manobra.

Existem três métodos de reboque no gelo:

- reboque acoplado, quando a proa da embarcação é fixa em uma fenda especial na popa do rebocador quebra-gelo.
- reboque com um pequeno cabo de reboque. A distância entre a proa do navio e a popa do quebra-gelo será normalmente 50m ou menos.

- reboque com um longo cabo de reboque. A distância entre a proa do navio e a popa do navio quebra-gelo sendo mais do que 50m.

O comprimento do cabo de reboque está sujeito à tração de amarração do rebocador, navio ou estrutura que está sendo rebocado, as concentrações de gelo, tipo de gelo, pressão do gelo e apoio à gestão de gelo. O comprimento do cabo de reboque irá variar durante o reboque, de acordo com as condições prevalentes, sempre com o objetivo de ter o máximo de fio para fora possível.

Quebra-gelos com uma fenda especial na popa e protegidos por defensas podem realizar um reboque acoplado do navio escoltado, desde que o perfil da proa do navio seja compatível com a fenda na popa do navio quebra-gelo. Este método oferece a maior velocidade de passagem, quando comparado com outros métodos e pode ser a opção mais segura e mais eficaz para conduzir operações de escolta em condições de gelo extremas.

O reboque com um pequeno cabo de reboque proporciona uma melhor capacidade de direção e permite que o quebra-gelo reboque os navios com um comprimento e deslocamento que excede significativamente o comprimento e deslocamento do navio quebra-gelo. Com o cabo de reboque curto, o navio pode ser conduzido apenas através de um canal de gelo quebrado e em baixa velocidade, de modo que o risco de parada súbita do quebra-gelo seja evitado. Em algumas situações, um segundo quebra-gelo pode ser necessário para criar ou atualizar o canal de gelo à frente do quebra-gelo rebocador.

O reboque com um longo cabo de reboque fornece a vantagem de prevenir o navio rebocado de um impacto direto com pedaços de gelo que podem ser lançados à ré por lavagem de propulsão do navio quebra-gelo. Este método não pode ser utilizado onde há uma alta concentração de gelo espessa ou uma alta pressão no gelo.

**Figura 5: Navio quebra-gelo rebocando outro navio**



Fonte: Offshore Vessel Operations in Ice and/or Severe Sub-Zero Temperatures, 2014, p57

Mesmo que a embarcação offshore seja apropriada para fazer passagem no gelo, ela pode ainda não ter a capacidade de manobra e da estação de manutenção durante as operações de offshore, como as operações de fornecimento e abastecimento de combustível, transferência de carga para navios aliviadores, mergulho e operações com veículos remotamente operados (ROV). Em tais casos, as operações podem ser realizadas com o auxílio de um quebra-gelo, conduzindo as funções de gerenciamento do gelo.

O gelo estacionário pode facilitar a estação de manutenção, limitando os movimentos do navio no mar. A deriva do gelo pode deixar manobras e estação de manutenção extremamente difíceis e, em alguns casos impraticável. A pressão criada pela deriva do gelo em terra é outro fator que pode dificultar as operações do navio no mar, restringindo severamente as capacidades de manobra de um navio.

O suporte de navios quebra-gelo para manobras e manutenção de estações de terra com operações offshore podem ser realizadas nas seguintes formas:

- quebrar blocos de gelo na área antes do início das operações, levando-se em conta a deriva do gelo e sua intensidade. Manobra e estação de manutenção do navio assistido é realizado em entulho de gelo ou blocos de gelo, recém quebrados pelo quebra-gelo.
- quebrar blocos de gelo à deriva para o navio assistido em pedaços menores para reduzir o estresse no navio assistido causado pelo impacto dos blocos. Neste método, uma distância segura entre o quebra-gelo e o navio assistido deve ser regulado e mantido. O quebra-gelo deve ter reserva de energia suficiente para evitar a deriva e colisão com o navio assistido. Este método não é utilizado em condições de pressão elevada de gelo devido à sua baixa eficácia.
- quebrar o gelo ao redor da embarcação assistida. Este método reduz a pressão do gelo no casco do navio assistido e facilita suas manobras. Esta assistência pode ser necessária para permitir que o navio assistido vire a proa contra a deriva do gelo, quando a deriva do gelo muda (durante o aumento da maré).

Os procedimentos abrangentes que abordam o apoio de quebra de gelo devem ser desenvolvidos, e incluem responsabilidades e comunicação entre todas as partes envolvidas, juntamente com limitações e técnicas utilizadas durante a operação. Todas as partes envolvidas devem estar familiarizadas com estes procedimentos antes do início das operações.



## **4 IMPACTO AMBIENTAL E ECONÔMICO**

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural exigem a manipulação constante de gases inflamáveis e líquidos a alta temperatura e pressão, muitos dos líquidos e gases são também altamente tóxicos para a flora e fauna (incluindo humanos), além de serem corrosivos. Os principais riscos estão tipicamente associados com o vazamento descontrolado de hidrocarbonetos (gases e líquidos) e outros produtos químicos perigosos que podem causar incêndios e explosões a partir do qual origina-se a contaminação ambiental marinha. Os efeitos ambientais podem ser amplificados pelo ambiente de trabalho, particularmente em estruturas offshore onde trabalham-se num espaço limitado e remoto. Além disso, atividades de exploração e produção também induzem a efeitos graves sobre o ar, água e solo (especialmente quando o óleo bruto ou seus derivados são levados até a terra) e, por conseguinte, os esforços planejados são necessários para limitar quaisquer efeitos.

Assim, a complexidade e a inflamabilidade do petróleo e gás natural e também da perfuração offshore tem o potencial de impactar substancialmente os ecossistemas marinhos. Inicialmente, as atividades de exploração, que geralmente começam com uma ou mais pesquisas sísmicas, são seguidas por perfuração exploratória. Essas atividades geram quantidades significativas de resíduos e atraem outros efeitos adversos sobre o meio ambiente decorrente do tráfego de navios de apoio e de transporte - notadamente petroleiros e oleodutos submarinos. Além disso, toda a exploração e perfuração pode ocorrer consecutivamente ou simultaneamente.

### **4.1 Poluição do Mar e Acidentes Ambientais**

Os derramamentos acidentais de petróleo também surgem durante as operações de rotina quando o petróleo bruto é carregado e descarregado. Isso normalmente ocorre em portos ou em terminais, tais como plataformas de produção offshore. A magnitude do problema é bastante grave. A quantidade de óleo derramado durante as operações de terminais é uma ordem de três vezes maior do que a quantidade total de óleo derramado após acidentes com petroleiros. No entanto, existem vários exemplos de boas práticas globais em gestão de portos e sistemas de controle de tráfego petroleiro, onde o problema foi reduzido a proporções muito

pequenas que utilizam a tecnologia existente e uma gestão cuidadosa. As consequências de um grande vazamento podem atingir os limites letais de vida marinha e são especialmente desastrosos quando o petróleo chega em terra e se acumula em sedimentos das zonas costeiras rasas.

Acidentes de perfuração são normalmente associados com explosões inesperadas de hidrocarbonetos líquidos e gasosos a partir do poço, como resultado de encontrar zonas anormais de alta pressão.

Existem duas categorias principais de acidentes de perfuração. As catástrofes que envolvem uma intensa e prolongada explosão de petróleo bruto, e ocorre quando a pressão na zona de perfuração é tão elevada que nem métodos tecnológicos usuais de controle do poço são operativos, tais fatos anormais de alta pressão são frequentemente encontrados durante a perfuração exploratória em novos campos. Em episódios regulares e rotineiros de derramamento de óleo e explosão durante operações de perfurações, esses acidentes podem ser controlados com a ajuda de obturadores de segurança e mudando a densidade do fluido de perfuração.

Acidentes que resultam em grandes derramamentos de petróleo envolvendo instalações offshore de petróleo podem ser causados por diferentes fatores. Explosões de poços ou rupturas de tubulações são os mais conhecidos exemplos. Um blowout (perda de controle do poço) pode vir à tona se uma sonda de perfuração encontrar um bolsão de petróleo e / ou gás natural sob pressão geológica excessiva ou quando erros são feitos ou falhas técnicas são cometidas.

Tradicional rotas de navegação e transporte de petróleo são, muitas vezes, expostas aos impactos das descargas de petróleo de navios petroleiros e outros navios. De fato, riscos estão envolvidos em todas as formas no transporte de petróleo e gás natural. Grandes derramamentos podem surgir a partir do tráfego marítimo após a imobilização de um navio-tanque de petróleo bruto, colisão com outro navio, e devido a incêndios de carga e explosões.

Além disso, a natureza probabilística de situações acidentais e volumes extremamente variáveis de óleo derramado não permitem previsões precisas de futuros acidentes e, embora o nível de derramamento de óleo bruto a partir de navios-tanque tende a diminuir, um acidente grave, resultando na liberação de um grande volume de petróleo bruto poderia mudar esta situação e alterar a perspectiva.

#### 4.1.1 Prevenção e combate à poluição

Prevenção da poluição para o meio ambiente em áreas de sensibilidade ambiental extrema é de grande importância. Cuidados devem ser tomados para seguir todos os regulamentos em vigor e, em particular, para a área de operação do navio. As exigências locais incluem, por exemplo, a prevenção das descargas de água cinzenta. Procedimentos de resposta a derramamento de óleo devem ser revistos para garantir que eles tenham em devida conta as questões associadas com operações em gelo e / ou temperaturas frias.

Recomenda-se que o regime de combate à poluição não seja comprometido pelos efeitos da acumulação de gelo. O equipamento deve ser armazenado em uma área não sujeita a crosta de gelo pesado. Sistema de esgoto do navio deve estar em boas condições de funcionamento e o armazenamento adequado deve estar disponível uma vez que o caso de descarga para o mar não é permitido pelos regulamentos locais.

Qualquer equipamento de resposta ao vazamento de óleo é necessário a bordo de um navio de resposta ao vazamento de óleo (OSRV). Para a recuperação de óleo na água, o navio deve ser capaz de trabalhar em gelo quebrado e deve ser aquecido para evitar misturas de água oleosa e tornando o equipamento inoperante. Para este efeito, os geradores de vapor ou máquinas de água quente podem ser necessários para garantir a funcionalidade correta.

#### 4.1.2 Acidentes ambientais e vazamentos de óleo no gelo

O escopo do plano de bordo “Oil Pollution Emergency” (SOPEP) e / ou plano de bordo de Poluição Marinha de Emergência (SMPEP) de embarcações offshore (para navios com mais de 400 AB) que operam no gelo devem abordar questões específicas associadas a resposta de derrames de petróleo em tais condições. Os procedimentos do operador do navio devem ser similares com aqueles do titular da licença e devem demonstrar que a atenção tem sido dada para os perigos ocasionados por derrames de óleo no gelo.

Óleo derramado dentro, sobre e sob o gelo oferece diversos desafios contra os derramamentos de mar aberto. O gelo pode atuar como uma barreira natural e impedir que o óleo se espalhe. O óleo derramado no gelo irá geralmente estar contido numa

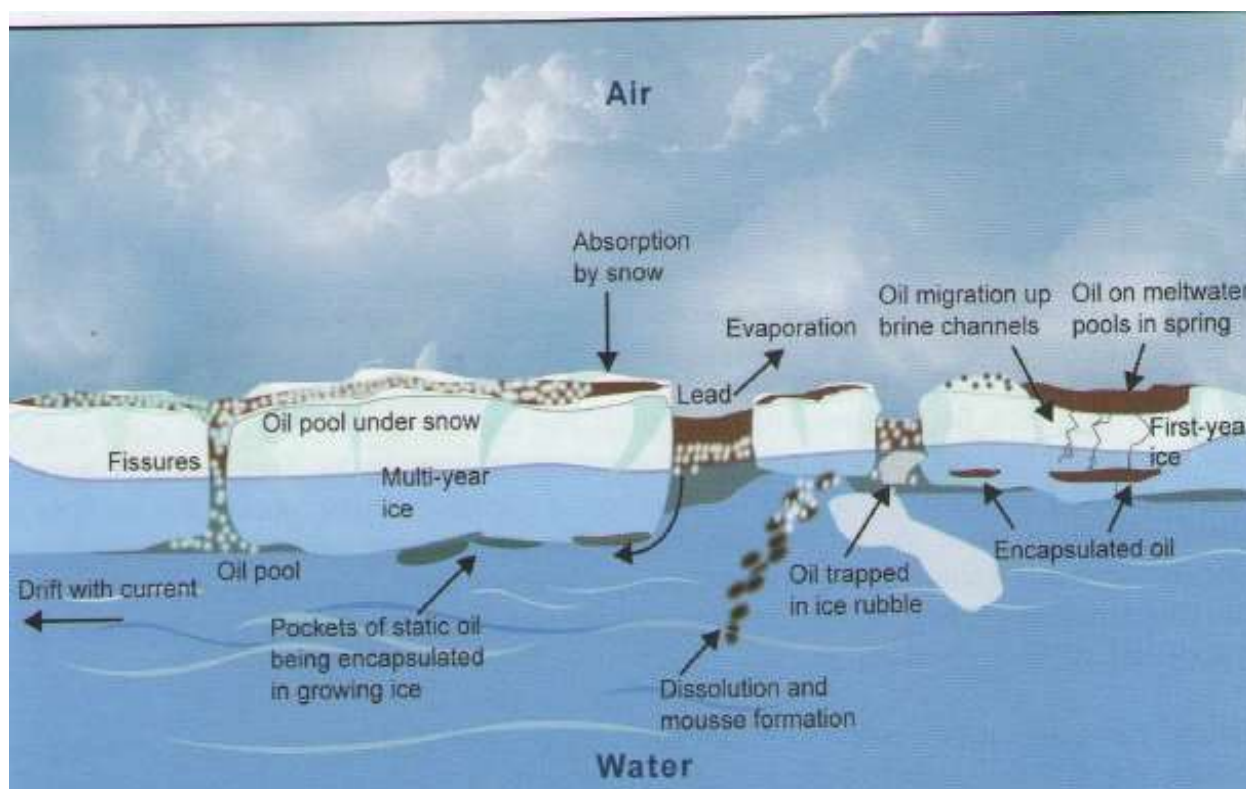
pequena área. A quantidade real de propagação será dependente da temperatura do ar, da densidade e da viscosidade do óleo derramado, e a cobertura de neve. A neve é um excelente adsorvente. O óleo derramado sob o gelo pode também estar contido numa zona muito restrita e é influenciado pela aspereza do gelo sobre a água e correntes. A difusão e a área de superfície do vazamento irão variar como uma função da concentração de gelo, do vento e de condições climáticas.

O rastreamento e vigilância do óleo no gelo exige o uso de técnicas especiais. Para este efeito, boias de rastreamento especiais ou equipamentos de detecção remota podem ser utilizados. Boias de monitoramento, equipadas com receptores de sistema de navegação, são liberadas para uma mancha de óleo no gelo e movem-se com a mancha, fornecendo dados de posição contínua através de transmissores de rádio. O monitoramento remoto de manchas de óleo no gelo pode ser conduzido usando sensores infravermelhos ou sensores a laser instalados em aeronaves.

A técnica primária para a limpeza de petróleo em ambientes de gelo é a contenção mecânica e recuperação, tanto por equipamento pesado ou equipamento tradicional de resposta ao vazamento. Em condições de gelo quebrado, sistemas de contenção e recuperação mecânicos tradicionais podem ser usados com cautela em águas abertas, porém observou-se que a maioria dos derramamentos de óleo não podem suportar as forças encontradas durante a operação em condições de gelo quebrado. A alta viscosidade do óleo também pode impor algumas limitações sobre o funcionamento dos sistemas de recuperação de óleo. Como resultado das baixas temperaturas, alguns produtos do petróleo bruto, tais como o óleo combustível, podem tornar-se mais densos que a água congelada.

Sob certas condições, tais como baixa espessura do gelo e de alta velocidade da corrente, o óleo pode ser movido sob o gelo. Impulsionado pela corrente, o óleo migra através da parte inferior do bloco de gelo e se acumula em cavidades da superfície áspera do gelo ou vai até a superfície através das rachaduras ou fraturas. Um dos métodos de recuperação, com base no comportamento do óleo, é de fazer furos no gelo e recolher o óleo uma vez que ele vem até a superfície através do furo, usando uma bomba de sucção ou a vácuo. Os furos devem ser perfurados na área estimada de a mancha de óleo, que tem em conta por qualquer atual. A figura X a seguir representa as ações do óleo no gelo.

**Figura 6: Configuração do óleo como resultado de vazamentos no gelo**



Fonte: OFFSHORE OIL AND GAS OPERATIONS, 2015, p189

A opção secundária que funciona bem tanto em gelo sólido quanto em gelo quebrado é a queima In-Situ e em algumas circunstâncias isso pode ser a opção principal. Isso requer logística e fornece altas taxas de remoção. No entanto, óleo emulsionado pode reduzir a eficácia da queima In-Situ ou mesmo torná-la impraticável. A fim de queimar eficazmente, a mancha de óleo deve ter uma espessura mínima inflamável, que dependerá do tipo de óleo e das condições ambientais. Cuidados associados com a queima se relacionam com o risco de incêndios indesejáveis e efeitos negativos no ambiente causados pela pluma de fumaça e resíduos de queima.

Embarcações encalhadas e abandonadas representam uma ameaça significativa do derramamento de petróleo e emissões de outros poluentes tornando-se ilegais o despejo de óleos usados e materiais perigosos. Isto pode impedir a navegação, e poderia resultar em sufocamento e abafamento do habitat, levando as armadilhas da vida selvagem e riscos para a saúde pública. Há dois diferentes tipos de embarcações abandonadas que constituem os maiores riscos de poluição por hidrocarbonetos:

- **Navios negligentes** - São geralmente incapazes de navegar ou deixam de ser úteis e são amarrados e abandonados. Outros são desativados, estão à espera de reparação ou desmontagem, ou são intencionalmente encalhados, como resultado das atividades ilegais (tráfico de drogas ou imigrantes ilegais). Depois que suas amarras falham, muitos navios afundam, tornam-se semi-submersos em linhas costeiras. Estes navios normalmente não têm seguro, têm pouco valor e têm proprietários insolventes. Assim, estes navios abandonados tornam-se potenciais fontes de poluição por hidrocarbonetos, a partir de qualquer vazamento crônico ou uma grande liberação de óleo, uma vez que haja falha nas áreas de armazenamento.
- **Náufragos históricos** - por uma perspectiva de poluição por óleo, destroços afundados durante e depois da Segunda Guerra Mundial apresentam os maiores riscos por causa da presença de combustíveis residuais. Muitos desses navios são considerados recursos culturais submersos e alguns podem ser memoriais ou monumentos históricos nacionais, como o USS Arizona em Pearl Harbor. Muitos destroços militares são túmulos de guerra, e a política da Marinha dos EUA faz com que os restos mortais de membros da tripulação devam permanecer imperturbáveis, a menos que a recuperação adequada e sepultamento tornar-se-ão necessários.

Portanto, as ações de remoção e recolhimento de óleos teria que lidar com a questão da perturbação de restos humanos. Naufrágios da Segunda Guerra Mundial são particularmente preocupantes, porque eles podem conter grandes volumes de petróleo, e a corrosão, após quase 60 anos debaixo d'água pode levar a vazamentos crônicos e o potencial de vazamentos catastróficos. Por exemplo, o USS Mississinewa (Fig. 5), um petroleiro afundado em 1944 em Ulithi Lagoa e contendo uma estimativa de 1-3.000.000 galões de bunker começou a vazar em agosto de 2001, alguns meses após a tempestade que passou sobre o local. Leis e regulamentos existentes dos Estados Unidos e internacionais fornecem limitada autoridade para remover imediatamente os navios encalhados ou abandonados que são causadores de danos aos recursos naturais, mas que não são outra forma de obstrução ou ameaçando obstruir a navegação, ou ameaçando uma descarga de poluição. Com exceção do Oil Pollution Act (OPA), nenhuma lei federal fornece uma fonte de outros fundos de agências apropriadas para utilizar na remoção de navios encalhados ou abandonados, e o fundo OPA não foi feito amplamente disponível para esses fins.

**Figura 7: O navio tanque U.S.S. Mississinewa AO-59 afundando, Ulithi Lagoon, Novembro 20, 1944**



Fonte: Oil in the Sea III: Inputs, Fates, and Effects, 2003, p81

### **4.3 Fatores econômicos da exploração offshore**

Ambientes severos e difíceis condições de exploração aumentam consideravelmente os custos da exploração e desenvolvimento de petróleo e gás no Ártico e em regiões de águas profundas de fronteira. Os custos são importantes determinantes da viabilidade econômica da produção de petróleo e gás em áreas offshore. Em geral, os custos de exploração e de desenvolvimento offshore são influenciados pelo meio ambiente oceânico (ondas, gelo, correntes), profundidade da

água, o tamanho e fluxo do campo, infraestrutura de transporte e tempo decorrido para produção inicial. O prazo de entrega da primeira produção também contribui para os riscos e as incertezas de que haja atividades de petróleo e gás da região de fronteira.

#### 4.3.1 Custos de exploração

Os custos de exploração incluem o custo dos equipamentos de perfuração, apoio logístico, poços de exploração e delimitação de poços. Eles não incluem o pagamento do bônus de assinatura. Considera-se que a taxa de sucesso exploratória é de 1 em 10 e que cada descoberta bem-sucedida inclui o custo de perfuração de 10 poços exploratórios. Além disso, presume-se que cinco poços são perfurados em cada campo de petróleo antes que comece o desenvolvimento, exceto no Golfo do México, onde apenas três são perfurados por serem próximos da terra. Poços adicionais de delimitação são necessários para campos da região de fronteira para justificar os altos custos de desenvolvimento.

O ambiente oceânico e a profundidade da água são levados em conta para a maior parte da variação dos custos de exploração, devido aos requisitos para o equipamento de perfuração especialmente concebido em ambientes hostis e às condições de operação que podem causar atrasos. Os custos totais da exploração geralmente independem do tamanho do campo. O custo médio de exploração e avaliação de poços de perfuração no Golfo do México é estimado em US\$ 6 milhões por poço. Em comparação, poços de exploração nas águas profundas da Califórnia têm um custo médio de US\$ 27 milhões e de US\$ 55 milhões na Bacia de Navarin, no Alasca. Fazendo uma comparação, o custo total de um programa de exploração no Golfo do México é estimado em \$ 78 milhões, já na Bacia de Navarin o valor estimado é em torno de US\$ 825 milhões.

#### 4.3.2 Custos de desenvolvimento

Os custos de desenvolvimento incluem o custo da perfuração de plataformas ou ilhas e os poços de desenvolvimento. Na maioria das regiões, plataformas e instalações representam cerca de 65 a 70 por cento do total dos custos de desenvolvimento. Estes custos variam não só com o ambiente e a profundidade da



água, mas também com tamanho do campo. Com isso, considera-se que não há economias de escala associadas a plataforma construção ou desenvolvimento de perfuração, exceto no cenário do Golfo do México. Há economias de escala associadas a custos operacionais. Custos Operativos são calculados numa base média anual e incluem trabalho, reparação e manutenção, combustível, energia, água, e outras funções de apoio.

Os custos de desenvolvimento de um campo de petróleo com 50 milhões de barris em 400 pés de água no Golfo do México são estimados em US \$ 168 milhões, incluindo custos de plataforma de US \$ 112 milhões e os custos de perfuração de US\$ 56 milhões. Estes custos crescem exponencialmente conforme a profundidade de água aumenta e a gravidade das condições climáticas envolvendo gelo, vento e ondas. O custo total de desenvolvimento de um campo de petróleo com 300 milhões de barris na Califórnia em águas profundas (3.300 pés) é estimado em \$ 900 milhões. Os custos de desenvolvimento de um campo de petróleo com 2 bilhões de barris na Bacia de Harrison, Alasca, que tem graves condições de gelo, são estimados em US \$ 6,3 bilhões, e na Bacia de Navarin, com a sua maior profundidade da água e condições de vento e de onda mais duras, em mais de US \$ 11 bilhões.

#### 4.3.3 Custos de transporte

Os custos de transporte dependem de muitos fatores, incluindo a distância dos mercados, a disponibilidade de infraestrutura de transporte, e a severidade do ambiente operacional. Assim, estes custos são calculados em uma base por barril e incluem o custo de transporte de petróleo das instalações de produção para o mercado americano mais próximo. Custos de transporte incluem oleodutos, petroleiros, e terminais de transbordo. O custo de transporte de petróleo para os mercados varia muito entre as regiões, mas diminuem quanto maior for o campo em todas as regiões devido a escalas econômicas.

Devido a disponibilidade de sistemas de transporte e instalações de processamento no Golfo do México e a capacidade de compartilhar gasodutos, os custos de transporte são assumidos para serem absorvidos em custos de nos campos do Golfo. Os custos de transporte são estimados em US\$ 2 a US\$ 2,50 por barril nas áreas de água profunda na Califórnia, onde se assume que gasodutos submarinos são definidos em águas extremamente profundas para a Costa Oeste. Nas bacias de

Norton e Navarin, no Alasca, onde os sistemas envolvem petroleiros quebra-gelos e terminais de transbordo para o transporte para 48 estados, os custos são estimados em US\$ 5 a US\$ 6,50 por barril. O projeto da bacia de Harrison, onde o petróleo é transportado para terra através de gasodutos e aos terminais de transbordo do sul através do Sistema de Gasoduto Trans-Alaska (TAPS), assume-se ter um custo de transporte por barril de US\$ 10 a US\$ 12. Os custos de transporte para a Califórnia e Alasca poderiam ser reduzidos compartilhando as instalações comuns que podem servir vários campos.

#### 4.3.4 Rentabilidade do desenvolvimento offshore

Lucros potenciais são os principais incentivos para investimentos em exploração e desenvolvimento de petróleo e gás. Em geral, os investimentos dependem de encontrar um número suficiente de reservas comercializáveis de óleo e / ou gás para justificar os custos. Com isso, o retorno económico do desenvolvimento offshore de petróleo e gás para a indústria e o governo são estimadas por um modelo de simulação. Este modelo calcula o valor líquido presente de todas as despesas e as receitas associadas aos 10 hipotéticos campos. O modelo inclui uma série de pressupostos sobre as condições económicas e os cronogramas de investimentos e de produção associada a cada campo de petróleo. Ele incorpora todas as informações relevantes, políticas fiscais e de arrendamento mercantil.

A análise do presente valor líquido dos investimentos tem implicações para a rentabilidade dos investimentos alternativos e para o comportamento de licitações de empresas de arrendamento mercantil offshore. O presente valor líquido do desenvolvimento de petróleo e gás offshore representa os lucros disponíveis após uma empresa receber a sua remuneração normal do capital, sendo em média de 10 por cento ao ano. Esses lucros são referidos como " lucros excessivos 'ou' 'renda económica. A estimativa de uma empresa de sua parte da renda econômica seria o limite superior para a quantidade que estaria disposto a oferecer como um pagamento de bônus para explorar e desenvolver um trato offshore. Alta competição em uma venda de locação pode levar uma empresa a licitar sua renda económica como o bônus, deixando-a com uma remuneração normal do seu investimento. Se a estimativa de renda económica de uma empresa é negativa, isso indica que ela pode não fazer um rendimento normal no investimento.

O Governo recebe a sua parte da renda econômica de um campo sob a forma de impostos, incluindo o imposto de renda de empresas e lucros inesperados como a produção de royalties. O sistema fiscal e locação selecionada pelo o governo tem a intenção de extrair renda econômica de campos offshore sem destruir incentivos corporativos para realizar os investimentos necessários. Na concepção de rendas e impostos, o governo deve equilibrar a necessidade de obter um valor justo de mercado para locações offshore com a necessidade de fornecer os incentivos necessários para o desenvolvimento.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

É sabido que a demanda por petróleo continua sendo alta e continuará assim por um bom tempo. A busca incansável por poços de óleo cru e gás natural em lugares remotos como regiões polares é cada vez maior pois estima-se que o reservatório contido abaixo da camada polar é infinitamente maior que qualquer reservatório já conhecido. Há inúmeros desafios que as empresas de navegação terão de enfrentar em busca desse tão estimado tesouro. O primeiro e talvez o pior deles é a baixa temperatura que lugares como o Ártico, Mar do Norte e Antártica possuem, fazendo com que tudo que já se sabe sobre exploração e produção de petróleo seja novamente estudado levando em conta o gelo lá existente.

Outro fator relevante é a localização geográfica dos poços já encontrados no Ártico e de outros que ainda estão sendo pesquisados. Devido a profundidade, excesso de gelo e enorme distância a ser percorrida para chegar até o local, diversas empresas petrolíferas questionam se vale a pena todo o investimento e se o retorno estará dentro do esperado, visto que hoje em dia, além da demanda por petróleo e gás natural continuar alta, o preço do mesmo tem caído fortemente por conta de diversos fatores econômicos mundiais e também da grande quantidade produzida diariamente.

Desde peças estruturais para perfuração, pesquisas sísmicas e equipamentos de salvatagem até a tripulação, estes são alguns aspectos que mudam completamente quando transferidos para áreas polares. As estruturas precisam ser construídas com peças diferentes, que não congelam e não se modificam com a presença do gelo, as pesquisas necessitam de aparelhos mais potentes, equipamentos de salvatagem devem possuir sistema de aquecimento e combustível diferenciado, roupas de proteção individual são de um material mais quente e confortável para que a tripulação não sofra danos causados pelo frio e a tripulação em si que precisa passar por diversos treinamentos em simuladores e em áreas remotas de baixa temperatura para treinar o psicológico.

Analisando todos os fatores abrangentes da exploração e produção de petróleo no Ártico, as empresas ainda precisam evoluir muito seus estudos neste tipo de área e, economicamente falando, para que elas possam dar continuidade nas pesquisas, o preço do petróleo precisa aumentar significativamente.

## REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br). Acesso em: 21/07/2016

Arctic Waters Oil Transfer. Disponível em: <http://www.tc.gc.ca/eng/marinesafety/tp-tp10783-menu-1292.htm> Acesso em: 23/07/2016

Canada – Arctic Ice Regime - Disponível em : [www.tc.gc.ca/eng/marinesafety/tp-tp12259-arctic-ice-regime-2871.htm](http://www.tc.gc.ca/eng/marinesafety/tp-tp12259-arctic-ice-regime-2871.htm) Acesso em: 04/07/2016

Canada – Marine Safety. Disponível em: < [www.tc.gc.ca/MarineSafety/menu.htm](http://www.tc.gc.ca/MarineSafety/menu.htm) > Último acesso em: 19/08/2016

CCA IMO. CONVEÇÃO SOLAS 74/88 - DISPONÍVEL: [https://www.ccaimo.mar.mil.br/convencoes\\_e\\_codigos/convencoes/seguranca\\_maritima/sola](https://www.ccaimo.mar.mil.br/convencoes_e_codigos/convencoes/seguranca_maritima/sola) Acesso em 31/10/2014

CCA IMO. ISM CODE - DISPONÍVEL: [https://www.ccaimo.mar.mil.br/convencoes\\_e\\_codigos/codigos/ism](https://www.ccaimo.mar.mil.br/convencoes_e_codigos/codigos/ism) Acesso em: 17/09/2014

CLARK, R.B. Marine Pollution, 4th Edition Oxford University Press, Oxford, United Kingdom. 1999.

CLEWELL, H. J. The effect of fuel composition on groundfall from aircraft fuel jettisoning. Air Force Engineering and Services Laboratory Report, ESL-TR-81-13. Tyndall Air Force Base, FL. 1980a.

CLEWELL, H. J. Fuel jettisoning by U.S. Air Force aircraft. Volume 1: Summary and analysis. Air Force Engineering and Services Laboratory Report, ESL-TR-80-17. Tyndall Air Force Base, FL. 1980b

CLEWELL, H. J. Ground contamination by fuel jettisoned from aircraft in flight. Journal of Aircraft 18 (4):382-384. 1983

CLINE, P. V., J. J. Delfino, and P. S. C. Rao. Partitioning of aromatic constituents into water from gasoline and other complex mixtures. Environmental. 1991.

DEBEIR, J.-C. e. a. *A Expansão do Sistema energético capitalista, Uma história da energia*. Ed. da UnB, Brasília. p. 169-206. 1993

DEGELO NAS ÁREAS POLÁRES – Disponível em: <http://noticias.terra.com.br/ciencia/corrída-pelo-petroleo-do-artico-alimenta-disputa-pela-regiao,37c8edf6cad42410VgnCLD2000000ec6eb0aRCRD.html> Acesso em: 26/09/2014

LOBO, Paulo Robergo Valgas. Meteorologia e oceanografia usuário navegante/Paulo Roberto Valgas Lobo, Carlos Alberto Soares.- Rio de Janeiro: DHN, 2007.

PETRÓLEO NO ÁRTICO - DISPONÍVEL:<<http://www.greenpeace.org/brasil/pt/Blog/ortico-vale-mais-que-petrleo/blog/40026/?expandid=b90474&entryid=40026>> Acesso em: 22/10/2014

Science and Technology 25:914-920.

TERRENS, G.W., Tait, R.D. Effects on the Marine Environment of Produced Formation Water Discharges from Offshore Development in Bass Strait, Australia. 1994

WATTS, J.S. and MASTERSON, D.M. Completion of an offshore well in the Canadian Arctic Islands. Offshore Technology Conference, Houston. 1979.