

Revista de Engenharia Química e Petróleo

Requer

ANO 01 * EDIÇÃO 2 * NOV/2021

PETRÓLEO NA AMAZÔNIA

As principais características deste recurso na região Amazônica e a formação geológica da região

ATIVIDADE PETROLÍFERA OFFSHORE E SUA RELAÇÃO COM OS IMPACTOS NO ECOSSISTEMA MARINHO

CONHECENDO DOCENTES E PROFISSIONAIS

Bate-papo com Jeferson Santana (docente FMU) e Renata Fernandes (Assessora Técnica ABIQUIM)

Gerente da Escola: Angela T. Ninomia
Coordenação: Suely de Medeiros Onofrio Gama
Corpo docente: Jeferson Santos Santana
Projeto Gráfico: Suely de Medeiros Onofrio Gama/Jeferson Santos Santana

Contato: jeferson.santana@fmu.br | www.fmu.br

É proibida a duplicação ou reprodução desta revista, no todo ou em parte, sob quaisquer formas ou por quaisquer meios (eletrônico, mecânico, gravação, fotocópia, distribuição na internet e outros), sem permissão expressa da universidade

Todo o desenvolvimento, fotos e imagens utilizadas nesta publicação são de responsabilidade dos seus autores, não refletindo necessariamente a posição da universidade, que apenas patrocina sua distribuição à classe acadêmica. 2021 © Complexo Educacional FMU. Todos os direitos reservados

Nosso corpo docente

03

*O petróleo na Amazônia:
origens, características e
conclusões técnicas da sua
exploração e exploração*

04

*Atividade Petrolífera offshore
e sua relação com os
impactos ambientais nos
ecossistemas marinhos*

10

*Poluição e degradação no
Porto de Santos*

26

*A relação qualidade-
viabilidade econômica dos
Petróleos no Brasil. Alguns
casos*

29

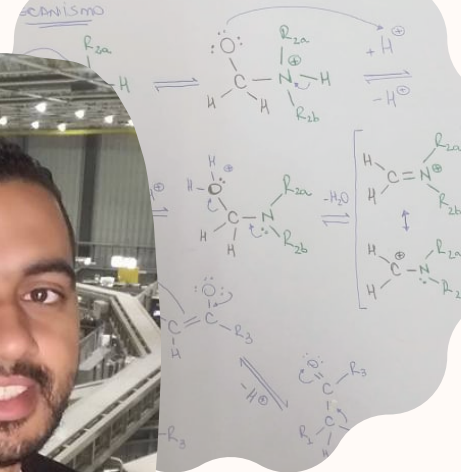
Entrevista com Profissional

47

SPE Student Chapter

49

Nosso corpo docente



O professor Jeferson Santos Santana, possui Bacharelado e Licenciatura em Química pela Unifio com formação em 2009. É mestre em Química pela Universidade Federal de São Paulo efetuando estudo fitoquímico da *Schinus terebinthifolius* Raddi (aroeira-vermelha) com enfoque na sua atividade citotóxica e é especialista na área de Engenharia de Produção focando-se principalmente pela melhoria na produtividade operacional em processos químicos e, no campo da Farmacologia com interesse na área químio-farmacológica, ambas as especializações cursadas nas Faculdades Uninter. Em 2014 iniciou o Doutorado na Universidade de São Paulo mas acabou paralisando-o para cursar graduação em Engenharia de Produção, a qual está em fase de finalização.

Atualmente ele atua como Professor das disciplinas relacionadas às áreas de Química, Petróleo e Meio Ambiente da FMU desde 2013. Na docência se encontra desde 2009 quando ingressou em cursos profissionalizantes na área farmacêutica e química, os quais atua até hoje como professor e coordenador.

No âmbito industrial teve passagem em indústrias na área de mineração, metalurgia, indústrias químicas e institutos de Pesquisa como o IPT - Instituto de Pesquisa Tecnológica de São Paulo como profissional e Responsável Técnico. Após essa passagem por diversos setores e segmentos acabou (re)descobriu sua paixão e vocação para Educação na área Química e de Engenharia. A paixão na área química começou após o Ensino Médio, no cursinho, o qual a professora de Química da época explicava os fundamentos atômicos e as relações com o cotidiano despertando

o interesse na área. Sua atuação no campo docente começou muito cedo quando ele nem estava formado ainda (2006) lecionando em cursinho pré-vestibulares comunitários na Zona Sul de São Paulo "Lembro até hoje da minha primeira aula (risos) acho que falei o livro todo do 3º Ano do Ensino Médio em 45 minutos. Eu estava tão ansioso e nervoso que acabei quase sendo um narrador de jogo de futebol..." disse Jeferson.

Conhecido pelos alunos de Engenharia combinando um misto de alegria, respeito, exigência e inspiração em forte admiração da comunidade acadêmica e gestão da FMU.

"Para mim, a Química é algo fundamental e participante em tudo o que faço e que ponho a mão... ela transforma, ela explica, ela sintetiza, ela possibilita... Por mais que façamos e estudamos diversos outros assuntos de diferentes áreas do conhecimento ela sempre está presente na minha vida..."

O que muita gente não sabe é que o Jeferson, na sua vida pessoal, fez capoeira 3 anos (parou porque não gostava e porque quase quebrou o pé num pulo), gosta de filmes de terror, drama e programas na área de investigação, decoração e Marcenaria (o qual tem paixão). É jogador assíduo de vôlei (recreação) e praticante de musculação.

"Ser educador para mim é compartilhar parte do que sei com essa nova gama de profissionais a surgir, e que, consiga auxiliar da melhor forma possível na formação de cada um deles dando o meu melhor e transformando vidas..."

O PETRÓLEO NA AMAZÔNIA: ORIGENS, CARACTERÍSTICAS E CONCLUSÕES TÉCNICAS DA SUA EXPLORAÇÃO E EXPLOTAÇÃO

Arthur Alecrim Ferreira
Guillermo Ruperto Martin Cortés

RESUMO

O presente artigo visa expor as principais características do petróleo da região amazônica, como também a formação geológica da região, que promoveu a formação do petróleo e gás, principalmente na região já em exploração, a Bacia do Solimões. Além disso, a classificação e propriedade do petróleo extraído na região (pelos 65 poços instalados em uma área de aproximadamente 350km² ao redor da Refinaria de Urucu em Coari-AM), que leva o apreço de ser o petróleo mais puro do Brasil.

Palavras-chave: Amazônia, Petróleo e Gás, Bacia de Urucu.

ABSTRACT

The present article aims to expose the main characteristics of oil in the Amazon region, as well as the geological formation of the region, which promoted the formation of oil and gas, mainly in the already explored region, the Solimões Basin. In addition, the classification and ownership of oil extracted in the region (by the 65 wells installed in an area of approximately 350km² around the Urucu Refinery in Coari-AM), which leads to the appreciation of being the purest oil in Brazil.

Keywords: Basin, oil, Urucu.

Introdução e origem da Bacia do Solimões

As grandes áreas sedimentares paleozoicas situadas na região norte do Brasil receberam inicialmente a denominação genérica de Bacia do Amazonas. Por razões operacionais, foram divididas em três bacias, denominadas Alto, Médio e Baixo Amazonas, separadas pelo Arco de Purus e pelo Alto de Monte Alegre respectivamente. (CAPUTO 1984) sugeriu a designação de Bacia do Solimões em substituição ao Alto Amazonas, em face da evolução geológica diferenciada em relação às bacias do Médio e Baixo Amazonas, hoje referidas simplesmente como Bacia do Amazonas (EIRAS, et al. 1994).

A maioria dos estudos sobre a origem da bacia Amazônica é unânime em afirmar que ela se formou a partir da deposição de sedimentos, oriundos de formações geológicas circunvizinhas.

Segundo esses estudos, deposição ou sedimentação já se fazia presente no período Paleozoico, há aproximadamente 450 milhões de anos atrás, quando existia um mar cercado por duas grandes ilhas, datadas do período Arqueano ou Pré-cambriano inferior, algo em torno de 2,2 bilhões de anos, que dariam origem ao escudo cristalino das Guianas ao norte, e ao escudo cristalino brasileiro ao sul.

No início da era cenozoica, período terciário, cerca de 60 milhões de anos, devido aos movimentos das placas tectônicas houve um levantamento da crosta terrestre a oeste das ilhas que deu origem a Cordilheiras dos Andes, um dos dobramentos modernos da Terra, barrando a comunicação das águas e formando o mar interior Amazônico, com um canal entre as duas ilhas Arqueanas, entulhando durante milhões de anos, com o material decomposto pela ação dos agentes erosivos nos terrenos andinos e escudos cristalinos guiano e brasileiro.

Com o passar da evolução, a bacia amazônica vai tomando forma, sendo cortada por diversas saídas de água (rios), como uma espécie de “efeito calha” coletando água e os sedimentos das terras mais altas e depositando nas terras mais baixas. A bacia amazônica é, portanto, uma bacia sedimentar, isto é, formada por material depositado, sedimentos entulhados.

Assim se originou de forma geral o terreno sobre o qual está assentada a Amazônia, constituída primeiramente pelos desgastados e muito antigos escudos cristalinos (guiano-brasileiro) e posteriormente pela bacia sedimentar amazônica, que se tornou a principal estrutura geológica da região.

Ao longo do processo geomorfológico da região, baseado em uma série de sedimentos e deposições de matéria orgânica em pontos até então descobertos. Matéria orgânica que em condições de altas temperaturas, altas pressões exercidas pelo ambiente ao longo das centenas e milhares de anos, mais outros compostos agregados tais como nitrogênio, enxofre e oxigênio.

Segundo JANNUZZI, *et al.* (2019) Os primeiros esforços exploratórios na Bacia no ano de 1907 através do Serviço Geológico Com a criação da Petrobras, entre os anos 1958 a 1963, foram perfurados 17 poços (dos quais 15 estratigráficos e apenas 2 pioneiros).

Durante a década de 1970, se iniciou uma campanha sistemática de levantamentos sísmicos, que resultou na descoberta de gás no trend de Juruá, em 1978, e posteriormente óleo no trend do Rio Urucu, em 1986. Os resultados foram possíveis devido uma reavaliação geológica favorável da bacia e melhoria na qualidade das linhas sísmicas.

Características e dados técnicos do petróleo e gás natural da Bacia do Solimões

O petróleo extraído da Bacia do Solimões (pela Refinaria Urucu em Coari – AM) leva por característica a sua alta pureza, que comparado aos demais óleos extraídos no país ele é o mais puro de todos. Possui uma densidade (°API = 49,20) elevada em comparação ao encontrado em campos da região sul e sudeste do país até maior que de regiões vizinhas como Nordeste e Centro-Oeste perdendo apenas para o Maranhão e sua Bacia sedimentar de Parnaíba com o óleo extraído de °API = 55 (Campo Real – Anuário Estatístico 2019 – ANP) Sua extração é bastante característica, já que ao extrair, uma grande quantidade de gás o acompanha no acionamento da bomba.

Em uma área de até 350km² (aproximadamente o tamanho de Belo Horizonte) se encontra 65 poços espalhados nesta área ao redor da refinaria. O óleo refinado é levado ao longo de um oleoduto destinado ao Polo Petroquímico Arara em Urucu, que abastece toda a Região Metropolitana de Manaus e a grande Zona Franca de Manaus.

Além disso, possui cerca de 13 blocos em fase de exploração desde 2018 todos sob concessão da Empresa Petrolífera russa Rosneft com 100% de toda a exploração dos blocos descritos e sua consequente exploração.

Desde então os campos já em desenvolvimento da fase de produção é a de Juruá, (desde ago/2018) Arara Azul, Aracanga, Carapanaúba, Capiúba, Leste de Urucu, Rio Urucu e Sudoeste Urucu (desde dez/2018) com 100% de concessão sob direito da Petrobras (ANUÁRIO – ANP 2019).

1. Tabela de Reservas Totais de Petróleo, por localização (terra e mar), segundo Unidades de Federação 2009-2018:

U.F.	LOCAL.	RESERVAS TOTAIS DE PETRÓLEO (MILHÕES DE BARRIS)									
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BRASIL		21.134,4	28.467,4	30.081,8	28.555,2	30.181,1	31.106,6	24.390,7	22.657,1	23.580,3	24.308,6
Subtotal											
	Terra	1.478,3	1.492,1	1.576,3	1.475,5	1.444,8	1.169,8	951,8	1.042,1	906,3	703,4
	Mar	19.665,5	26.975,4	28.505,5	27.079,6	28.736,3	29.936,8	23.438,9	21.615,0	22.674,1	23.605,3
Amazonas	Terra	200,5	211,4	192,3	168,6	167,0	89,6	61,9	49,7	45,8	45,7
Maranhão	Terra	-	-	-	-	0,1	0,0	0,1	0,1	0,3	0,3
Ceará	Terra	20,6	19,7	17,6	31,0	31,2	30,4	19,6	4,1	0,7	3,6
	Mar	82,7	111,8	92,7	66,2	79,9	61,7	25,2	44,6	12,6	28,3
R. G. do Norte	Terra	357,6	333,9	351,3	355,6	335,9	326,6	246,9	243,4	231,9	162,8
	Mar	187,7	185,7	197,8	191,6	186,8	176,6	128,6	119,5	118,2	108,7
Alagoas	Terra	14,2	14,5	21,2	14,6	16,1	14,0	12,3	8,0	8,6	5,4
	Mar	0,9	0,8	0,7	0,6	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3
Sergipe	Terra	295,9	331,5	319,4	306,9	294,2	296,1	272,4	334,3	344,9	232,7
	Mar	133,9	126,8	116,5	126,1	104,9	98,9	78,0	46,6	3,8	7,0
Bahia	Terra	505,6	501,3	597,2	522,6	531,4	343,2	286,8	346,8	224,1	207,7
	Mar	116,9	140,3	127,7	127,1	124,0	96,0	90,7	90,9	90,6	90,9
E. Santo	Terra	83,7	79,8	77,3	76,3	69,0	69,9	51,9	55,7	50,0	45,1
	Mar	2.617,4	2.627,3	2.851,9	2.676,4	2.446,9	2.300,6	2.196,8	1.910,3	1.788,7	1.630,0
R. de Janeiro	Mar	16.337,9	23.580,3	23.081,5	22.135,8	24.017,6	25.618,8	19.757,4	18.441,1	19.731,9	20.184,1
São Paulo	Mar	116,5	117,6	1.949,3	1.665,4	1.685,3	1.535,5	1.161,5	961,5	927,8	1.556,0
Paraná	Terra	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-
	Mar	35,9	38,4	39,6	42,6	42,2	-	-	-	-	-
Sta. Catarina	Mar	46,1	46,2	47,8	47,8	47,8	47,8	-	-	-	-

2. Tabela de Reservas Provadas de Petróleo, por localização (terra e mar), seguindo Unidades da Federação 2009 – 2018:

U.F.	LOCAL.	RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO (MILHÕES DE BARRIS)									
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BRASIL		12.875,7	14.246,3	15.049,9	15.314,2	15.544,4	16.184,1	12.999,8	12.633,7	12.793,9	13.435,3
Subtotal											
	Terra	938,6	916,3	915,2	920,4	885,6	832,2	666,3	646,4	597,4	495,3
	Mar	11.937,1	13.330,0	14.134,7	14.393,9	14.658,9	15.351,9	12.333,5	11.987,3	12.196,5	12.940,1
Amazonas	Terra	114,0	104,4	102,6	104,8	101,3	80,6	57,7	47,0	43,2	43,5
Maranhão	Terra	-	-	-	-	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3
Ceará	Terra	15,3	15,4	14,1	16,6	16,1	15,0	7,7	3,8	0,7	3,6
	Mar	58,9	47,8	49,1	46,3	42,0	40,2	25,2	15,6	11,0	27,6
R. G do Norte	Terra	266,3	254,6	252,1	277,8	246,2	229,2	191,5	189,8	174,0	128,5
	Mar	105,4	120,5	121,0	117,1	119,3	116,5	109,1	88,1	89,4	69,9
Alagoas	Terra	5,8	5,2	10,5	6,3	7,0	6,4	4,3	3,7	3,6	3,2
	Mar	0,7	0,8	0,7	0,6	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3
Sergipe	Terra	242,4	250,7	246,3	240,1	237,4	231,7	213,1	196,2	202,6	170,4
	Mar	26,2	31,6	28,4	32,3	27,3	17,2	6,0	2,4	3,2	3,1
Bahia	Terra	241,9	241,1	255,9	239,9	245,0	235,8	170,8	182,0	147,7	120,6
	Mar	69,4	65,8	69,7	69,4	32,6	26,1	24,5	24,6	24,3	24,1
E. Santo	Terra	53,0	44,8	33,6	34,9	32,5	33,5	21,0	23,9	25,4	25,2
	Mar	1.240,8	1.297,8	1.305,5	1.334,3	1.313,0	1.292,3	1.083,3	973,3	943,2	982,9
R. de Janeiro	Mar	10.381,9	11.707,3	12.143,3	12.211,5	12.416,8	13.252,8	10.558,4	10.403,0	10.679,2	11.189,6
São Paulo	Mar	24,2	26,1	384,4	545,9	670,4	605,9	526,3	479,9	445,9	642,5
Paraná	Terra	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-
	Mar	24,4	27,0	27,3	31,3	31,1	-	-	-	-	-
Sta. Catarina	Mar	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	-	-	-	-	-

Fonte: ANP/SDP, conforme a Resolução ANP nº47/2014

Vale destacar que no período de 2017 a 2018 houve um aumento de 0,72% de reservas provadas de petróleo (114,0 e 43,5 milhões de barris respectivamente aos anos citados) embora houve ao longo deste período uma diminuição de reservas totais na Bacia do Solimões (-0,16%) saindo de 45,8 para 45,7 milhões de barris.

Vale registrar que um decréscimo de reservas totais e provadas do Brasil em localização terrena (onshore) com taxas entre -22,39% e -17,10% respectivos aos períodos de 2017 a 2018, embora os campos marítimos (offshore) tenham compensado a taxa de decréscimo com valores 4,11% e 6,10% entre os anos de 2017 e 2018.

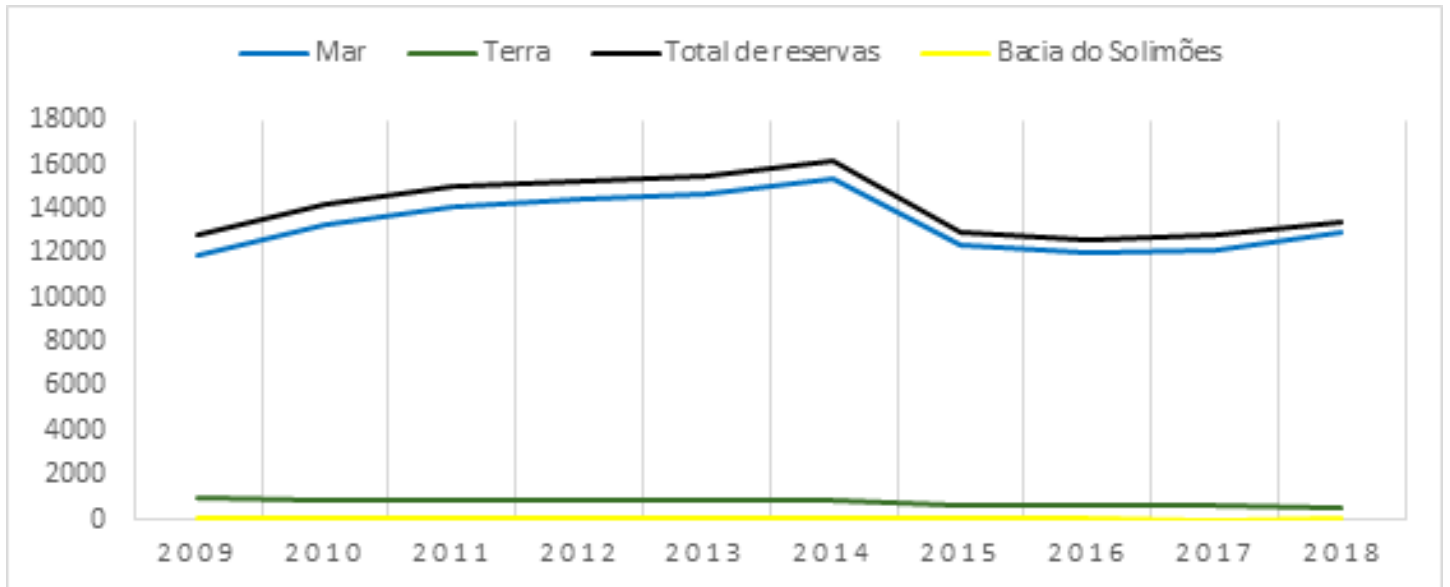
Em outubro de 2016, o complexo registrou a produção de 35.387 barris de petróleo por dia e

13,9 milhões de metros cúbicos de gás natural, além de 1,2 tonelada de GLP, o equivalente a 112 mil botijões de gás de cozinha padrão (EBC,2016).

Se levarmos em conta a taxa de variação do número de Reservas Provadas e Totais de Gás Natural no Brasil entre os anos de 2017 e 2018 teremos um decréscimo de -0,14% e -6,32% respectivamente nos valores agregados (sendo que em localização terrena, as reservas provadas teve um crescimento de 5,6% e no mar uma queda de -1,39%, e 5,49% na terra e -8,08% no mar em reservas totais de GN).

No Amazonas representou com sua queda de -0,76% em Reservas Provadas e um crescimento em Reservas Totais de 0,78%.

2. Evolução das Reservas Provadas de Petróleo do Brasil e da Bacia do Solimões em comparação por localização (terra e mar) – 2019-2018:



Se comparada aos 100 mil barris/dia de uma única unidade do pré-sal, a produção de Urucu é pequena, mas fundamental para o abastecimento da Região Norte e parte do Nordeste, além de ter papel importante na atividade econômica do Amazonas, com participação de cerca de 15% do Produto Interno Bruto (PIB) do estado.

Vale destacar que Urucu e Solimões como um todo representa 5% de toda a produção nacional O&G (vide gráfico acima - onde não só o petróleo tipo Brent é explorado, como também a partir do refino é produzido o Gás Natural, o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), C5+ (gás incorporado na produção da gasolina), AVGAS (gasolina de aviação para motores à pistão e do tipo Wankel como monomotores padrões) e o querosene de aviação (jet fuel) para aeronaves de transporte, militares e comerciais.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

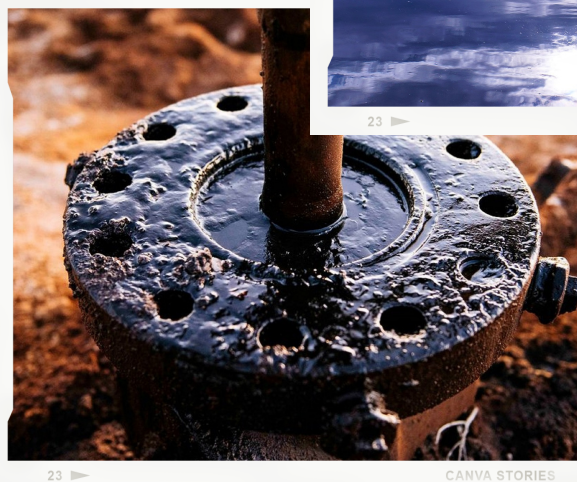
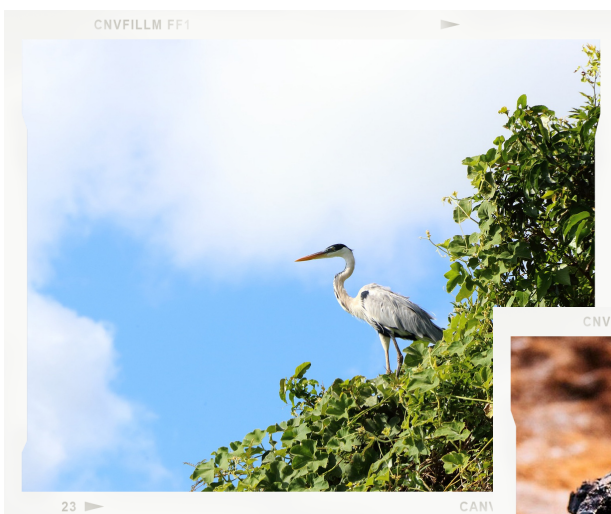
Se comparada aos 100 mil barris/dia de uma única unidade do pré-sal, a produção de Urucu é pequena, mas fundamental para o abastecimento da Região Norte e parte do Nordeste, além de ter papel importante na atividade econômica do Amazonas, com participação de cerca de 15% do Produto Interno Bruto (PIB) do estado.

Vale destacar que Urucu e Solimões como um todo representa 5% de toda a produção nacional O&G (vide gráfico acima - onde não só o petróleo tipo Brent é explorado, como também a partir do refino é produzido o Gás Natural, o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo), C5+ (gás incorporado na produção da gasolina), AVGAS (gasolina de aviação para motores à pistão e do tipo Wankel como monomotores padrões) e o querosene de aviação (jet fuel) para aeronaves de transporte, militares e comerciais.

Com tais informações já descritas ao longo dessa resenha podemos constatar a importância energética, econômica para a região Norte do Brasil, mas que carrega um enorme potencial de produção, já que a região amazônica abriga inúmeras novidades ainda não descobertas desde então.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA BRASIL. Nielmar de Oliveira. *Urucu completa 30 anos de exploração de petróleo em plena Amazônia.* Publicado em 10/12/2016. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-12/urucu-completa-30-anos-de-exploracao-de-petroleo-em-plena-amazonia>. Consultado em: 30/05/2020.
- ALMEIDA, F.F.M & NOGUEIRA, F.J.V. 1959: *Reconhecimento geológico do Rio Aripuanã, Rio de Janeiro, Bol. Div. Geol. Min. DNPM n. 199, 44p.*
- ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2019 – Agência Nacional do Petróleo (ANP).
- CAPUTO, M.V. 1984. *Stratigraphy, tectonics, palaeoclimatology and palaeogeoclimatology of northern basins of Brazil.* Santa Barbara, California University. 586p. (PhD Thesis).
- EIRAS, F. Jaime, et al. *Bacia do Solimões – Carta Estratigráfica da Bacia do Solimões (1994): PETROBRAS*
- FERREIRA, Fernando Guimarães; *Classificação de petróleos: Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (2014) (COPPE-UFRJ)*
- JANNUZZI, J. LOUREIRO, E. M. L; LYRA, Bruna. – *Sumário Geológico e Setores em Oferta – Bacia do Solimões; ANP/2019 p.02 - 03.*
- MELLO, M.R., Gonsalves, F.T, Babinski, N.A. e Miranda, F.P., 1996 *Hydrocarbon Prospecting in the Amazon Rain Forest: Application Geochimical, Microbiological, and Remote Sensing Methods Schumacher and M.A. Abrans, eds., Hydrocarbon migration and its near surface expression: AAPG Memoir 66, p.401*
- MILANI E.J., ZALÁN P.V and *Mesozoic Interior Rifts of Brazil Conference and Exhibition*
- MOSMANN R., FALKENHEIN F.U.H., GONÇALVES A., NEPOMUCENO FILHO F. – 1986 – *Oil and Gas Potential of the Amazo Halbouty M.T. ed. Future Petroleum Provinces of the World: AAPG Memoir 40 p.207-241.*





ATIVIDADE PETROLÍFERA OFFSHORE E SUA RELAÇÃO COM OS IMPACTOS AMBIENTAIS NOS ECOSSISTEMAS MARINHOS

Noemi Rodrigues Nascimento

Gabriel Victor Vital

Alyny dos Santos Plaza

Giovanna Lucchi Mandotti de Souza

Jeferson Santos Santana

RESUMO

O petróleo é a fonte de combustível mais importante atualmente, possui uma grande importância econômica e gera não só o combustível fóssil, como também outros produtos que são aplicados de formas diferentes. Apesar de sua relevância, a exploração petrolífera tem como consequência diversos impactos desde a extração até a utilização, principalmente em ambiente offshore. A importância e sensibilidade ecológica do ambiente marinho faz com que haja riscos em qualquer alteração não natural do mesmo, especialmente se tratando de atividades de grande magnitude como é a exploração e produção de petróleo. A compreensão desses impactos possibilita uma conscientização para o desenvolvimento de novas tecnologias e aplicação de melhores e mais eficazes técnicas de controle, prevenção e remediação. Alguns métodos de remediação provaram ter eficácia, bom custo benefício e baixo ou nenhum impacto ambiental de consequência, como a biorremediação que utiliza micro-organismos para a limpeza do ambiente impactado pelo vazamento de óleo. Outros métodos como o uso de dispersantes químicos que contém substâncias tóxicas em sua composição, podem trazer danos ao ambiente e devem ser aplicados quando outras medidas mitigatórias não forem suficientes. Nesse estudo abordar-se-á a respeito do funcionamento do sistema offshore, o comportamento do óleo em um vazamento no oceano e de que forma os riscos da atividade impactam os ecossistemas marinhos, possibilitando uma compreensão da necessidade de medidas de prevenção e controle.

Palavras-chave: Offshore, exploração petrolífera, vazamento de óleo, ecossistemas marinhos.

INTRODUÇÃO

A preocupação com o meio ambiente e a urgência de mudança de hábitos de produção e consumo estão cada vez mais sendo debatidos na sociedade. Nas últimas décadas, os impactos negativos que a natureza e conseqüentemente a sociedade vem sofrendo tem se agravado em função de um consumo não sustentável, alertando autoridades e órgãos públicos sobre tomadas de decisões a fim de evitar uma grande catástrofe ou situação irreversível.

A importância do petróleo no nosso cotidiano é imensa, está presente em diversas atividades humanas seja por meio do transporte ou produtos. O ambiente marinho possui uma enorme importância ecológica e social, servindo como fonte de renda para diversas populações além de possuir uma rica biodiversidade. Dessa forma, os impactos ambientais e sociais que sua exploração pode causar são diversos, prejudicando os habitats de animais marinhos e as comunidades costeiras que tem o mar como fonte de renda e/ou alimentação.

A crescente necessidade de consumo de petróleo motivou o ser humano a levar suas buscas ao mar, expandindo o campo de pesquisa para o sistema offshore. Esse sistema interage diretamente com diversos ecossistemas marinhos, podendo trazer conseqüências irreversíveis às espécies além da difícil recuperação ambiental a longo prazo, como foi o caso do Golfo do México, onde em 2010 aconteceu um dos maiores derramamentos de óleo no mar da história, impactando praias, estuários, mangues e pântanos.

Pesquisas da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) sobre balanços energéticos vêm apresentando uma queda na utilização e consumo do petróleo e um aumento da participação de recursos energéticos sustentáveis, porém as indústrias

petrolíferas ainda se mantêm nas primeiras posições como produtoras da maior fonte de energia por alguns anos. Como exemplo há o planejamento da Petrobras em continuar explorando o Pré-Sal no litoral brasileiro, fato que levou a empresa à liderança na produção de petróleo em águas profundas e ultra profundas, mesmo o Brasil sendo um dos últimos países a iniciar a exploração do fluido na América Latina; e o interesse econômico no desenvolvimento do país através da exploração de recursos petrolíferos.

Analisando estes cenários e reconhecendo os riscos de acidentes no sistema offshore, compreender os processos intempéricos que afetam o óleo em caso de vazamento é essencial para conhecer os possíveis impactos negativos nos ecossistemas marinhos e aplicar as medidas de remediação e mitigação necessárias.

O objetivo do trabalho é abordar temas como a formação do petróleo e sua composição; a funcionalidade do sistema offshore; o comportamento do óleo no mar e as principais tratativas do problema; legislação aplicável; principais acidentes no mundo e os métodos de mitigação utilizados nestes; e os impactos causados nos ecossistemas marinhos.

MATERIAIS E MÉTODOS

Este trabalho foi desenvolvido através de revisão bibliográfica baseada em artigos científicos e livros acadêmicos publicados nas seguintes bases de dados: Scielo, Periódicos CAPES e Google Acadêmico. As pesquisas de dados foram sobre 64 artigos através de palavras-chave *offshore*, exploração petrolífera, vazamento de óleo, ecossistemas marinhos, remediação de vazamento de óleo e acidentes *offshore*.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O sistema *Offshore*

A inovação da tecnologia e o atual mundo como conhecemos, não seriam possíveis de serem alcançados sem a globalização, revolução industrial, uso de recursos energéticos e entre eles, a exploração petrolífera. O petróleo é a principal fonte de energia no Brasil e no mundo, atualmente representa 34,4% na repartição de oferta interna de energia nacional (EPE, 2019).

A palavra petróleo vem do latim, significa “óleo de pedra” e é definido como uma mistura de hidrocarbonetos. Segundo Martins (2014), “de maneira geral, óleos não alterados possuem em média 57% de hidrocarbonetos saturados (compreendendo parafinas e naftênicos), 29% de hidrocarbonetos aromáticos (incluindo as moléculas aromáticas puras e naftenoaromáticos) e 14% de resinas e asfaltenos (fração de alto peso molecular contendo nitrogênio, enxofre e oxigênio), além de quantidades traço de organometálicos”. A respeito da sua classificação, pode ser considerado como leve ou pesado, porém isso varia de acordo com a composição dos derivados na refinaria. De acordo com Morais (2013), “Os petróleos leves são constituídos de maiores proporções de hidrocarbonetos de menor peso molecular, que originam maiores proporções de gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta, querosene e Diesel; os petróleos pesados produzem proporções elevadas de frações pesadas, como gasóleos de vácuo e resíduo de vácuo”.

No processo de refino, o petróleo passa por algumas classificações para saber o valor econômico e seus derivados. Essa classificação é medida de acordo com a densidade do fluido, estabelecida pelo American Petroleum Institute (API).

Santos V. (2019), define a classificação do petróleo da seguinte maneira: Petróleo leve: $API \geq 31,1^{\circ}C$; Petróleo mediano: $22,3^{\circ}C \leq API < 31,1^{\circ}C$; Petróleo pesado: $10^{\circ} \leq API < 22^{\circ}C$; Petróleo extrapesado: $API < 10,0^{\circ}C$.

De acordo com essa classificação, é possível destinar os tipos de petróleo para a produção de certos derivados, como os combustíveis (gasolina, óleo diesel, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP), querosene e entre outros), produtos não-combustíveis (solventes, parafinas, lubrificantes básicos, graxas, asfalto e coque) e derivados não energéticos (nafta, gasóleos petroquímicos e outras matérias-primas para as indústrias petroquímicas) (MORAIS, 2013).

A demanda para suprimento dos recursos energéticos tem crescido ao longo dos anos, o que exigiu um desenvolvimento rápido das tecnologias de extração do petróleo, a fim de que o mercado, a expansão das cidades e economias dos países continuassem avançando. O processo de extração e transporte do petróleo possui uma alta potência em tecnologia para uma boa qualidade do produto e segurança ao meio ambiente e aos colaboradores.

Segundo Silva (2014), o desenvolvimento das plataformas fixas do sistema offshore começou em 1947 após a empresa Superior Oil Company construir a primeira estrutura metálica de perfuração e produção, conhecida como jaqueta, definida por Oliveira (2017), como “plataformas constituídas de estruturas modulares de aço (...) fixas com estacas cravadas no leito marinho”.

Para iniciar a perfuração das rochas a fim de extrair o petróleo, é necessário realizar antes um estudo geológico para selecionar as camadas de rochas com a maior probabilidade de encontrar o fluido. Após essas pesquisas, geofísicos utilizam o método sísmico com a contribuição de equipamentos para fazer uma análise da radiografia dessas camadas.

Este método conta com a propagação de terremotos artificiais, causados por meio de explosivos ou bombas de ar comprimido para produzir ondas que chegam até a crosta terrestre e voltam à superfície. Com isso, os equipamentos especializados para este tipo de método conseguem captar esses sinais e apresentam as informações aos geofísicos (FEM-UNICAMP, 2018).

A próxima etapa é a perfuração dos poços, que ocorre com a ajuda de equipamentos que possuem sondas. As plataformas responsáveis pela perfuração são constituídas por diversos tubos até chegar ao fundo do mar, onde se realiza a perfuração através de brocas (FEM-UNICAMP, 2018). Começa então uma série de processos e estudos para confirmar a existência do petróleo nas jazidas, listados a seguir.

- Poço pioneiro: primeiro poço perfurado a fim de confirmar a existência do petróleo;
- Poço de extensão ou delimitatório: poço perfurado para saber a extensão da jazida;
- Poço pioneiro adjacente: poço perfurado para descobrir novas jazidas em uma área adjacente ao poço anterior;
- Poço para jazida mais rasa: poço perfurado para descobrir a existência de jazidas mais rasas na região onde já foram descobertas outras jazidas anteriores;
- Poço para jazida mais profunda: poço perfurado para descobrir a existência de jazidas mais profundas na região onde já foram descobertas outras jazidas anteriores.

Após esta série de etapas de perfuração e a conclusão de ser viável economicamente a extração e produção de petróleo na área, a empresa inicia então a perfuração dos seguintes poços (PETROBRAS, 2015a):

- Poço de produção ou desenvolvimento: poço perfurado a fim de extrair o petróleo para produção e transporte;

- Poço de injeção ou injetor: poço no qual são injetados água e gás para obter um aumento ou melhora da recuperação do petróleo e gás natural.

Com os poços em funcionamento, é instalado um equipamento importante para o controle do fluxo de entrada e saída do fluido produzido ou injetado no poço, chamado “Árvore de Natal”. Este equipamento é constituído por um conjunto de válvulas operadas remotamente (PETROBRAS, 2015b).

A plataforma instalada em determinada região para retirar o produto dos poços perfurados, possui diversas tubulações por onde percorre o petróleo extraído chamados de risers e flowline. Ao chegar na superfície, o fluido entra em contato com o vaso separador, que realiza o trabalho de separação da água, do óleo e do gás, visto que o petróleo não chega em sua forma pura e natural (BRAGA, 2017).

Análise de Risco

Ao longo dos últimos anos, diversos desastres causados por derramamento de óleo no meio ambiente afetaram diretamente e indiretamente a vida dos animais e das comunidades próximas aos locais. Por isso, a elaboração de um instrumento de gestão de risco que aborde os possíveis impactos ambientais desde os estudos sísmicos para perfuração dos poços até o transporte do petróleo, deve conter diversos tipos de cenários a fim de evitar e encontrar possíveis soluções para cada um dos problemas.

As metodologias de Avaliação de Impactos Ambientais (AIA) ou respostas à emergências são muito importantes na prevenção e solução a qualquer ação antrópica que seja negativa ao ambiente.

A análise de risco (ARA) é um ótimo instrumento pouco utilizados pelos profissionais responsáveis pela construção destes métodos, o seu diferencial é apresentação de cálculos técnicos, como a taxa de frequência, levando em conta diversos cenários possíveis de acidentes e assim obtendo melhorias e soluções mais eficientes em casos de derramamento de óleo no mar. Ao final dos cálculos primários, um segundo é realizado para verificar a tolerabilidade dos impactos causados, analisando o tipo de óleo (leve ou pesado) a fim de obter um resultado do cenário mais eficiente, já que propriedades diferentes do fluido podem se comportar de maneiras diferentes no mar (PEREIRA, 2019). Através dessa matriz e análise dos cenários possíveis, o estudo consegue concluir melhor quais as tratativas para cada um dos problemas, principalmente aos que possuem uma probabilidade maior de ocorrer.

Meio ambiente no sistema Offshore

No ambiente marinho, todo derramamento de petróleo é danoso e de difícil contenção, uma vez que as correntes marítimas agem dispersando o óleo pela água. A depender do grau de profundidade do mar, a dificuldade em realizar as atividades de exploração e contenção em caso de vazamento é maior (MARTINHO, 2016). De acordo com Britto (2016), além da alta pressão presente nos reservatórios das plataformas *offshore*, pode haver também gases corrosivos e tóxicos, fazendo com que as instalações das plataformas sejam locais de constante risco e potencial de acidentes. Dos diversos riscos ambientais que envolvem as atividades petrolíferas, o vazamento é um dos mais comuns e poluentes.

Ao entrar em contato com o mar, o petróleo sofre diversos processos físicos, químicos e biológicos que são causados pela ação do intemperismo. De acordo com Afenyo (2016), esses processos são influenciados por fatores ambientais como vento, temperatura e correntes marítimas e podem ser diversos, ocorrendo simultaneamente. Esses processos são evaporação, dispersão, emulsificação, espalhamento, dissolução, afundamento e sedimentação, e biodegradação. São influenciados pelas propriedades dos componentes do óleo (IPIECA, 2015). A biodegradação é também utilizada como um processo de remediação em caso de vazamentos.

O espalhamento do óleo no mar é um dos processos mais relevantes, uma vez que pode influenciar os demais. Esse processo depende da viscosidade do óleo e da temperatura do ambiente, óleos com baixa viscosidade espalham mais rapidamente. A viscosidade é inversamente proporcional a temperatura, portanto águas mais quentes podem acelerar o espalhamento (ITOPF, 2018c).

De acordo com Ipieca (2015), a evaporação começa imediatamente após o derramamento a depender da volatilidade e da quantidade de óleo derramado, se as temperaturas forem favoráveis. Esse processo pode remover boa parte dos hidrocarbonetos mais leves em horas (TARR, 2016). O processo de dissolução ocorre quando os compostos solúveis em água nos hidrocarbonetos são dissolvidos, porém além da maior parte do óleo não possuir essa capacidade, a parcela que possui é evaporada antes do processo de dissolução começar, portanto esse é o processo menos relevante (MISHRA, 2015).

A dispersão, emulsificação e espalhamento são influenciados pela densidade do óleo, uma vez que quanto maior a sua densidade, mais acelerados são estes processos e maiores são seus impactos ambientais.

A dispersão do óleo torna mais difícil sua localização, contenção, e conseqüentemente, remediação (FINGAS, 2014). O afundamento e sedimentação acontecem quando há a adsorção do óleo às partículas em suspensão na coluna d'água (TARR, 2016).

É importante também considerar a persistência do óleo no ambiente, que é definida a partir da gravidade específica. Óleos que possuem mais átomos de carbono em sua composição tem uma persistência mais elevada, impedindo que a biodegradação ocorra naturalmente e necessitando de uma intervenção antrópica (EVANS, 2017). De acordo com Walker (2017), as ações primordiais a serem tomadas em caso de vazamento de óleo no oceano são: (i) controlar a fonte de vazamento para evitar que a quantidade de óleo aumente; (ii) monitorar o local de vazamento e, (iii) determinar a extensão e o grau de contaminação.

Os mecanismos de remediação e contenção do óleo podem ser físicos/mecânicos - como barreiras e *skimmers*; químicos - como dispersantes; térmicos - como queima *in situ*; ou biológicos - como a biorremediação (WALKER, 2017). A escolha da técnica ideal depende do tipo de óleo, localização, quantidade de óleo derramado e temperatura do ambiente e da água (PRENDERGAST, 2014).

De acordo com Pereira J. (2018), as barreiras e *skimmers* visam conter e concentrar o óleo em um local que facilite sua remoção, depois é armazenado para processamento ou descarte. A queima *in situ* envolve o isolamento do óleo com barreiras e posterior incêndio do material, resultando em dióxido de carbono e vapor de água com fuligem na atmosfera. O uso de *skimmers* e barreiras para contenção do óleo é mais lento que a queima *in situ*, porém não tem potencial de poluição do ar e da água como o método térmico (FINGAS, 2014).

Os dispersantes químicos são pulverizados por barcos ou aeronaves e agem reduzindo a tensão interfacial entre a água e óleo e

quebrando as manchas em pequenas partículas, facilitando a dispersão e biodegradação do material. De acordo com Miranda (2014), este método possui baixa eficiência em óleos pesados e é mais eficaz quando implementado antes dos processos de intemperismo se desenvolverem. Os dispersantes modernos podem ter diferentes efeitos no meio e estão sujeitos a processos naturais como diluição, dispersão e biodegradação.

A biodegradabilidade do óleo varia a depender de fatores como densidade, composição, emulsão e dispersão, assim como fatores oceanográficos como salinidade, temperatura e pressão (RODRIGUES, 2015). A biorremediação consiste no uso de organismos vivos para a mitigação ou eliminação de um poluente em determinada área (DELLAGNEZZE, 2014). Essa técnica tem mostrado ser uma alternativa econômica e eficiente. Uma vez que tenham as capacidades metabólicas adequadas para a degradação de hidrocarbonetos, o uso de mais de uma espécie de micro-organismos traz resultados melhores para biorremediação de vazamentos de óleo (ALMEIDA, 2017).

Considerando os riscos e danos potenciais em um caso de vazamento de óleo no oceano, a Figura 1 contextualiza um dos maiores acidentes de petróleo offshore no cenário global que aconteceu no Golfo do México nos Estados Unidos em 2010, e no cenário nacional o vazamento no litoral nordestino brasileiro em 2019. A velocidade da resposta ao vazamento reduz a extensão do impacto e dano aos ecossistemas, a contenção da mancha de óleo evita que a mesma se espalhe para regiões mais distantes do local de derramamento.

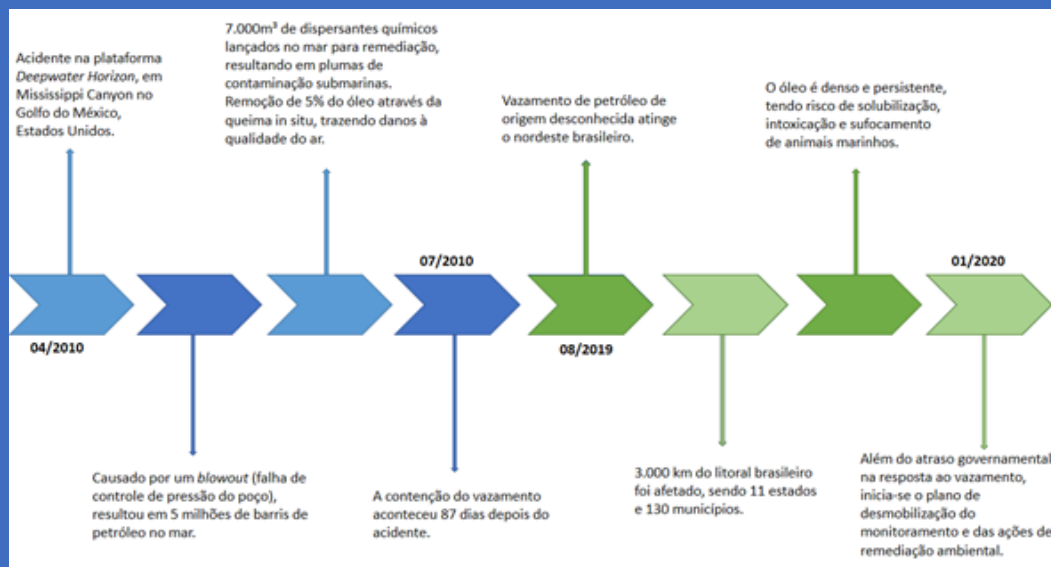


Figura 1 – Contexto histórico de dois desastres ambientais de vazamento de óleo no oceano. Fonte: adaptado de Nixon, 2016; Euzebio, 2019; Pereira R., 2016; Beyer, 2016; Jaligama, 2015; Disner, 2020.

De acordo com Santiago (2017), a partir da promulgação da Lei do Petróleo nº 9478, de 6 de agosto de 1997, houve a criação de dois órgãos essenciais para a realização das atividades petrolíferas, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) responsável por formular políticas e diretrizes energéticas visando o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) responsável pela fiscalização e regulação das atividades que fazem parte da cadeia do petróleo e gás natural.

A Lei do Petróleo ressalta em seu Art. 1º, inciso IV que proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia é um dos objetivos da Política Energética Nacional, e determina, em seu Art. 44º, inciso I que o concessionário está obrigado a adotar medidas para a conservação dos reservatórios e proteção do meio ambiente, e no inciso V, que o mesmo deve responsabilizar-se e indenizar os danos decorrentes das atividades de exploração (LIMMER, 2018).

Empreendimentos que possuam atividades potencialmente poluidoras estão sujeitas obrigatoriamente ao licenciamento ambiental (SANTIAGO, 2017). Existem 3 tipos de licenças ambientais, são elas a Licença Prévia (LP), que aprova a concepção do projeto e estabelece os

- requisitos que deverão ser atendidos durante as próximas etapas; a Licença de Instalação (LI) que aprova o início da instalação e construção do projeto desde que estejam sendo atendidos os requisitos estabelecidos anteriormente; e Licença de Operação (LO) que autoriza o funcionamento do empreendimento, depois da confirmação de que as medidas de controle ambiental adotadas são eficazes (LOPES, 2020).
- A resolução CONAMA Nº 237 de 1997 descreve e estabelece as condições que deverão ser seguidas pela indústria petrolífera, bem como as medidas de controle ambiental que deverão ser tomadas. O empreendimento deverá possuir a Licença Prévia de Perfuração (LPper) que autoriza a perfuração e delimita a área que o empreendedor deseja explorar e a Licença Prévia de Produção para Pesquisa (Lppro) que autoriza a produção para pesquisa da viabilidade econômica da jazida. Para a concessão das licenças, o empreendedor deve apresentar o Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA) e o Relatório de Controle Ambiental (RCA) (LOPES, 2020). Para o licenciamento ambiental de indústrias cujas atividades sejam em ambiente marinho ou em zona de transição terra-mar, o Ministério do Meio Ambiente (MMA) instituiu junto ao IBAMA a necessidade de possuir a Licença de Pesquisa Sísmica (LPS) (REATE, 2020).

Ecossistemas Marinhos

Os ecossistemas marinhos são ambientes aquáticos com altos níveis de sal dissolvido que se diferem uns dos outros por sua proximidade da costa, profundidade, temperatura e por suas características físicas e biológicas determinadas por fatores bióticos como plantas, animais e micro-organismos, e fatores abióticos como luz, oxigênio e nutrientes que são recebidos e dissolvidos (NATIONAL GEOGRAPHIC, 2020).

Devido à grande diversidade, os ecossistemas aquáticos podem ser ramificados por suas características. Os recifes de corais são ecossistemas bem diversos, podem hospedar crustáceos, moluscos, peixes, tartarugas, tubarões, golfinhos entre outros; os estuários são locais de encontro das águas do oceano com os rios, podem sustentar muitas comunidades humanas e possuem uma alta quantidade de nutrientes; os manguezais são inundados pela água do oceano com frequência, fazendo com que as raízes de suas árvores fiquem submersas, animais como caranguejos, peixes e camarões vivem entre elas; restingas são planícies arenosas que possuem origem marinha, onde estão incluídos praias e dunas; e nos oceanos há uma variação de ecossistemas de acordo com a sua profundidade e a depender da incidência de luz (NATIONAL GEOGRAPHIC, 2020; SOUZA, 2018; BOOTH, 2017).

Antes da implementação de uma atividade exploratória é importante conhecer os habitats existentes na região. Além do potencial impacto por vazamento de óleo, há também o impacto da perfuração em si devido à pluma de lama lançada no processo que é depois dispersa pelas correntes marítimas. A lama pode causar alterações na composição física ou química da água afetando áreas como bancos de corais e algas calcárias que possuem importantes funções ecológicas para diversos organismos aquáticos (GONÇALVES, 2014).

De acordo com Moreira (2019), a diferença de densidade entre o óleo e a água faz com que o óleo fique na superfície como manchas que impedem a troca gasosa e afetam a realização da fotossíntese, além de causar a morte de animais que se alimentam nas encostas como as aves, que podem ter suas asas cobertas pelo óleo impedindo o voo e prejudicando seu equilíbrio térmico. Outros animais como as tartarugas que sobem à superfície para respirar também podem morrer presas ou sufocadas pelo óleo. Os mamíferos marinhos como cetáceos, focas e lontras costumam passar grande parte do tempo em superfície seja para nadar, respirar, se alimentar ou descansar. Esses animais dependem de sua pelagem para se aquecer e o contato com o óleo pode causar hipotermia, afogamento ou sufocamento (SAADOUN, 2015).

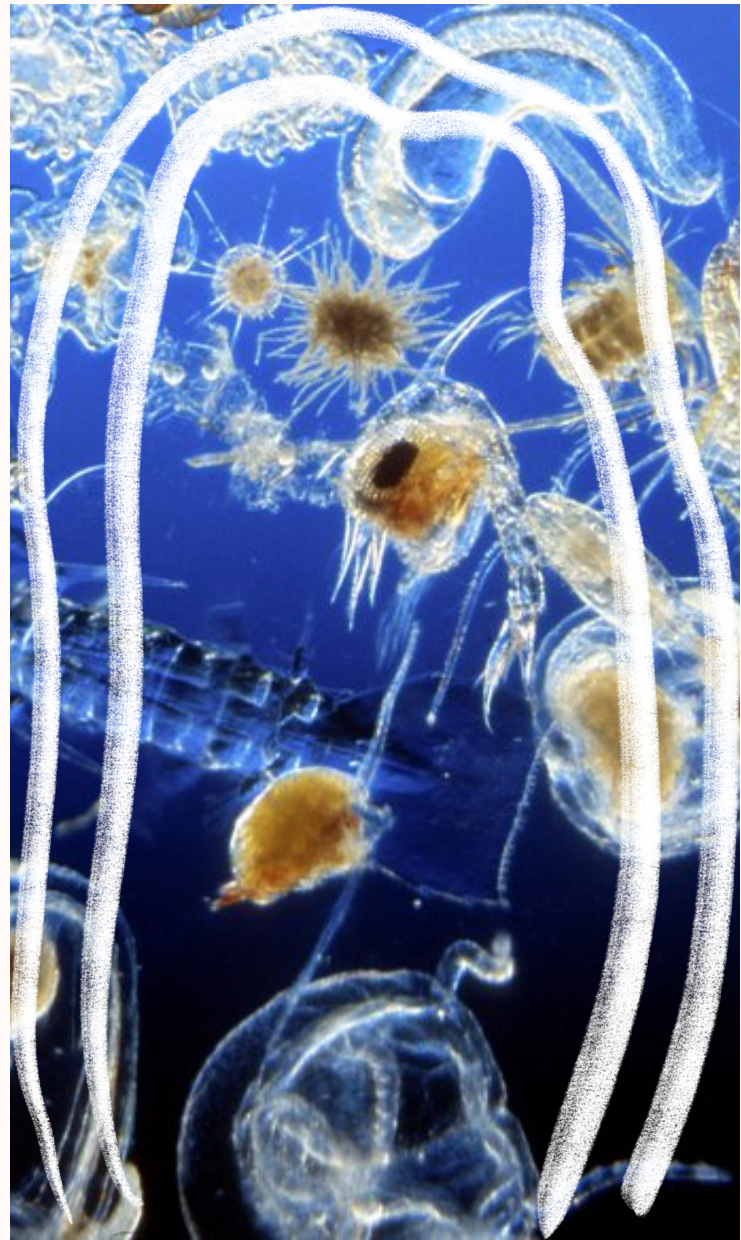
Os processos de intemperismo do ambiente ajudam com a dispersão dos hidrocarbonetos, porém afetam diversos ecossistemas marinhos. Os corais, por exemplo, que possuem uma importante função ecológica por fornecer alimento e funcionar como habitat para diversos animais, gastam uma grande parcela de sua energia para recuperação dos impactos causados pelo petróleo, restando uma pequena quantidade para as funções essenciais como crescimento e reprodução (PEREIRA J., 2018).

Quando há a dispersão e emulsificação do óleo, um dos primeiros animais a serem afetados são os zooplânctons que por não possuírem locomoção própria, ficam vulneráveis e expostos à contaminação. Os zooplânctons possuem uma posição na base da cadeia alimentar, sua contaminação traz impactos para peixes e baleias de barbatana que se alimentam desses animais (SAADOUN, 2015). Os peixes sofrem alterações respiratórias, reprodutivas e cardíacas através do contato com o óleo que pode ser pelas guelras, ingestão de alimentos contaminados como os

zooplânctons e também pela absorção dos compostos tóxicos na água durante a respiração (FARRINGTON, 2014).

As parcelas mais persistentes do óleo são as que grudam nas asas dos pássaros e pelagem dos mamíferos, além de cobrir superfícies como praias turísticas e prejudicar atividades econômicas desenvolvidas no mar como pesca e aquicultura, trazendo danos aos recursos ecológicos e também ao turismo local (CHEN, 2018).

Os acidentes causados pela extração de petróleo em ambiente marinho ocorrem principalmente nas etapas de extração e perfuração, e podem ser considerados catástrofes ambientais devido ao seu potencial causador de impactos e a sensibilidade ambiental (FERREIRA, 2018). No litoral nordestino brasileiro, depois do vazamento de óleo em 2019, foram encontrados diversos peixes, tartarugas e aves cobertas de óleo e alguns animais mortos. Os ecossistemas costeiros possuem uma relação de interdependência, algumas espécies de peixes cujas larvas ocupam os manguezais, se reproduzem no mar, portanto quando um dos ecossistemas é impactado, gera uma reação em cadeia afetando outros (ARAUJO, 2020). O vazamento aconteceu na época de reprodução dos animais marinhos, que procuram o litoral quando as águas estão mais quentes, aumentando dessa forma o impacto na fauna local (FIORAVANTI, 2019). De acordo com Nunes (2015), os danos causados ao ambiente marinho são imensuráveis em caso de vazamento de óleo. Somente Louisiana, um dos estados afetados pelo acidente *Deepwater Horizon* em 2010 em águas dos Estados Unidos, abriga mais de 40% dos mangues e pântanos do país. O acidente também afetou praias e estuários ao longo da costa. Esses ecossistemas tem uma grande importância, são parte da rota migratória de três quartos das espécies de aves aquáticas americanas e também funcionam como local de berçário para siris, tartarugas, crustáceos e caranguejos e local de desova do atum-rabilho (HAZEN, 2016).



RESULTADOS E DISCUSSÕES

O petróleo é o combustível fóssil mais utilizado no mundo e possui uma grande importância econômica, uma vez que seu refino gera diversos subprodutos que podem ser aplicados de diferentes formas. Além de gerar energia fóssil, os derivados do petróleo podem servir como manufatura para outros bens de consumo, derivados estes que são amplamente explorados pela indústria química, responsável pela transformação de petróleo em produtos.

Por se tratar da mais importante fonte de combustível da atualidade, suas formas de exploração e uso devem ser pensadas e estudadas de forma a garantir sua maior funcionalidade e consumo sustentável. O potencial causador de impactos no meio ambiente do petróleo existe desde a extração até a utilização, sendo este um recurso energético responsável pela geração de grande parte dos gases de efeito estufa.

De acordo com a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), o consumo do petróleo no mundo deve subir de 90,7 milhões de barris por dia em 2020 para 107,2 milhões de barris por dia em 2030. O relatório de projeção da OPEP também prevê que depois de 2030 a tendência é uma queda na demanda por petróleo devido a questões como uso de carros elétricos e adoção de medidas de eficiência energética (LAWLER, 2020). É importante reconhecer e aprofundar a necessidade do uso racional de energia e investir em fontes renováveis como energia solar, eólica e o uso da biomassa que não causam tantos impactos ambientais na sua utilização ou na sua produção.

O aumento da demanda por petróleo e a exploração *offshore* possibilitou a descoberta de uma quantidade muito maior do óleo do que já havia sido encontrado na costa brasileira, apesar da noção dos impactos que esse campo

de exploração causa. Além de contribuir com funções essenciais para o ser humano como o balanço energético e temperaturas das massas de ar do planeta, os oceanos possuem uma rica biodiversidade. As características sensíveis que definem os ecossistemas marinhos garantem que qualquer alteração não natural a esse ambiente seja impactante e em muitos casos, desastrosa. Nos ambientes terrestres, os derramamentos de petróleo são normalmente confinados a áreas limitadas, e nos oceanos a dispersão é maior podendo atingir regiões distantes do local de derramamento.

De acordo com Costa (2019), o acidente em Deepwater Horizon, causado por um fluxo descontrolado de hidrocarbonetos do poço para o meio ambiente chamado de blowout, é um dos riscos mais críticos em uma plataforma de petróleo, trazendo consequências financeiras, danos à fauna e flora local e à vida humana. Para Pereira R. (2016), as causas para o acidente foram a falha no sistema de resposta e controle do poço, a aprovação em testes iniciais que deveriam ter sido negados e falha em identificar os hidrocarbonetos antes de chegarem na fase final do tubo.

Corrêa (2019) afirma que dois supervisores foram acusados de não conduzir os testes de pressão do poço adequadamente. Sabendo-se do risco e gravidade de uma situação do tipo blowout, uma preocupação maior por parte dos responsáveis deveria ter existido, certificando que houvesse um sistema eficiente de resposta e controle para o caso de acidentes.

O vazamento de óleo no nordeste brasileiro em 2019 atingiu diversas praias, estuários e corais. Escobar (2019) afirma que diversos ambientalistas e a população local criticaram a postura do governo na demora da resposta e aplicação dos métodos de remediação ao vazamento.

De acordo com Santos D. (2020), somente depois de 40 dias das primeiras manchas de óleo aparecerem nas praias que o governo determinou o início das investigações.

O conhecimento dos impactos que o vazamento de óleo causa ao meio ambiente e aos ecossistemas marinhos pede que as respostas a esse tipo de acidente sejam imediatas, adotando rapidamente formas de contenção e remediação para evitar que a mancha de óleo se espalhe e afete ainda mais a fauna e flora locais. Os impactos do derramamento do petróleo não são somente ambientais, são também sociais e econômicos, portanto a preocupação deve ser maior e pública, não é apenas de interesse ecológico. A população que vive de pescaria e aquicultura, por exemplo, é diretamente impactada, afetando sua fonte de renda e de alimentação.

Do ponto de vista ambiental, todas as espécies que vivem ou utilizam o ecossistema para reprodução ou alimentação são afetadas de alguma forma, alguns animais sofrem a morte imediata por não resistir aos efeitos tóxicos dos hidrocarbonetos, outros podem ser contaminados em sua cadeia alimentar por ingestão de animal previamente contaminado através da bioacumulação ou ainda, podem ter sua rota migratória impactada.

Kurylenko e Izosimova (2016) afirmam que as frações do óleo solúveis em água, que são as mais tóxicas, continuam afetando os ecossistemas marinhos mesmo após a remoção das manchas superficiais, logo, a aplicação de técnicas que removam somente as parcelas de óleo visíveis não é suficiente para a restauração do ecossistema impactado pelo vazamento de óleo.

Os processos de remediação têm como objetivo evitar que o óleo chegue à costa, reduzir o impacto na biota marinha e acelerar a degradação dos hidrocarbonetos (OSPR, c2020).

Após um derramamento de óleo no oceano, os processos de intemperismo já agem realizando uma limpeza natural do ambiente, porém quanto maior a extensão do vazamento e mais pesados os componentes do óleo, esses processos naturais não são capazes de remediar a área e a intervenção antrópica é necessária. Os métodos de remediação precisam ser aplicados rapidamente, para evitar que o dano se espalhe e atinja a costa.

A escolha da técnica de remediação depende dos fatores ambientais como vento, correntes oceânicas e temperatura; fatores químicos e físicos do óleo derramado como viscosidade, densidade e tamanho da mancha; e também fatores econômicos como o custo da operação, que pode ter uma abordagem de limpeza para remoção do óleo, uma abordagem ambiental para mitigação de impactos na flora e fauna, e/ou uma abordagem socioeconômica quando requer intervenção no turismo ou perda de recursos. Custo este que deve ser arcado pela parte responsável pelo vazamento (PRENDERGAST, 2014).

A biorremediação, uma das técnicas mais recomendadas devido a seu caráter natural, depende também da disponibilidade dos micro-organismos capazes de degradar o hidrocarboneto. Para que o processo seja eficiente, é importante que haja uma grande quantidade de micro-organismos, de acordo com Almeida (2017), o ambiente marinho em geral não dispõe dessa abundância. Nesse sentido a intervenção antrópica é necessária a depender da magnitude do vazamento para controle das populações de micro-organismos.

O uso de dispersantes em vazamentos de petróleo offshore traz também alguns impactos negativos para o meio, diversos estudos são realizados para mensurar esses impactos. Um estudo realizado por White (2014), constatou que o dispersante utilizado no acidente

Deepwater Horizon possui uma persistência maior do que esperado. O principal agente surfactante do produto foi encontrado em sedimentos superficiais na região 6 meses depois do acidente e em materiais oleosos recolhidos por ONGs até anos depois do vazamento.

Com o aumento da exploração offshore em águas cada vez mais profundas, o risco de acidentes é mais alto devido aos ecossistemas mais frágeis dessas regiões. Conforme evidenciado por Nyankson (2015), a prevenção total a este tipo de acidentes não é viável considerando a ocasionalidade de vazamentos de óleo, apesar dos avanços no conhecimento e técnicas. Portanto é importante investir em estratégias e tecnologias que minimizem os riscos e atuem na remediação de forma rápida. A velocidade da implementação de uma ação de resposta a uma mancha de óleo é de grande importância para sua resolução.

Já Ivshina (2015) afirma que ainda é necessário desenvolver melhores tecnologias e soluções de engenharia para contenção e prevenção. Atualmente a mitigação de possíveis riscos está na etapa de design dos equipamentos e técnicas como a prevenção aos blowouts, que consiste na instalação, em todo poço perfurado, de sistemas de segurança que impedem o fluxo de óleo e gás em situações de emergência. A falha desses métodos de prevenção causa acidentes desastrosos, como ocorreu em Deepwater Horizon devido à falta de testes e avanços tecnológicos.

Os autores ainda concluem que uma maior cooperação internacional sobre os planos de contingência e investimento em tecnologias do tipo biorremediação pelas suas características sustentáveis e econômicas aumentariam os padrões de segurança e reduziriam os acidentes. Porém, a prevenção ainda é mais econômica que a remediação e deve ser o foco da indústria no que diz respeito aos avanços tecnológicos (IVSHINA, 2015).

A indústria *offshore* expandiu, contudo ainda faltam expansões tecnológicas para acompanhá-la. Os acidentes nesse tipo de produção ainda são recorrentes apesar dos conhecimentos obtidos, técnicas utilizadas e diversas legislações aplicáveis. No Brasil, em 1967 foi promulgada a primeira lei sobre o tema, a Lei nº 5.357, de 17 de novembro de 1967 que foi depois revogada pela Lei nº 9.966 de 28 de abril de 2000, e estabelece penalidades para embarcações que lançarem óleo ou detritos em águas brasileiras e dispõe sobre a fiscalização e prevenção da poluição causada pelo óleo (ASLAN, 2017).

Ao longo dos anos foram realizadas diversas convenções sobre o tema poluição nos mares, que se tornou mais evidente a partir da década de 70. Aslan (2017) cita a Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (MARPOL) como uma das mais relevantes, cujas diretrizes são seguidas até os dias de hoje, que estabelece regras para a eliminação da poluição intencional do meio ambiente por óleo, porém não dispõe de penalidades mais severas em caso de violação. No Brasil, a partir de determinações em legislações como a Lei 9478/97 e a 9966/00, torna-se obrigatório que o poluidor/degradador seja responsabilizado em caso de dano ambiental.

Contudo, apesar do cumprimento de legislações e realização de um estudo de impacto ambiental, cuja função é mapear os riscos da operação e a partir do seu diagnóstico e magnitude potencial, permitir que sejam criadas ferramentas de controle e prevenção, alguns riscos são inevitáveis na indústria *offshore*, como por exemplo, os estudos sísmicos. É sabido que as ondas sísmicas emitidas na etapa de prospecção afetam diretamente espécies com sentido auditivo sensível como os cetáceos, que utilizam eco localização para comunicação e alimentação, mas esse estudo é essencial para

localizar uma bacia sedimentar que possa conter hidrocarbonetos, então as espécies afetadas nessa etapa são externalidades do processo. Já as atividades perfuratórias estão sujeitas a gerar resíduos como cascalho e lama, que passam por um processo de limpeza e depois são descartados no oceano com o óleo residual, esse material interfere na biota e no meio físico marinho (BUSSMEYER, 2015).

A análise de risco se torna necessária nesse sentido, permitindo mapear e identificar os riscos potenciais ordenando-os de acordo com sua probabilidade e consequência, para que estratégias de controle e remediação sejam implementadas. De acordo com Naspolini (2018), apesar do avanço científico no conhecimento dos impactos do vazamento de óleo e tecnologias de resposta, não houve um avanço significativo na importância da análise de risco para complementar e enriquecer esses estudos.

Portanto, o desenvolvimento de novas tecnologias de segurança e a elaboração da análise de risco são ferramentas que devem ganhar destaque e investimento, uma vez que podem abrir diversas possibilidades para implementar novas normas, leis e estudos a fim de evitar os impactos negativos das atividades petrolíferas. Enquanto a produção de petróleo é a fonte energética mais utilizada atualmente e a tendência é que permaneça nesse estado durante alguns anos (EPE, 2018), a análise de risco se torna uma metodologia eficiente e em alguns aspectos diferente das atuais, devido aos algoritmos e softwares especializados para calcular as probabilidades de acidentes e facilitando a visão de oferecer novas soluções (THAPA, 2016).

Nesse artigo objetivamos reconhecer a importância do petróleo no mundo moderno, explicando o funcionamento do sistema *offshore* e das propriedades dos hidrocarbonetos extraídos nesse processo. A compreensão do sistema e das características do óleo

possibilitam entender qual é o comportamento do fluido quando entra em contato com o mar e sofre os processos de intemperismo, resultando assim nos impactos que o derramamento de óleo causa aos frágeis ecossistemas marinhos e reforçando a necessidade de conhecimento sobre as formas de remediação existentes e investimento em novas técnicas. De acordo com diversos estudos, a poluição marinha pelo óleo causa danos no funcionamento natural dos ecossistemas, trazendo impactos aos processos metabólicos, produtivos e até à eliminação de organismos, diminuindo assim a diversidade das espécies locais (KURYLENKO, 2016).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir do estudo e análise das metodologias e conhecimentos prévios no tema, pode-se concluir que o vazamento de petróleo em ambiente marinho afeta de diferentes formas as diversas comunidades que vivem, se alimentam, se reproduzem, migram ou utilizam para fins econômicos os serviços ecossistêmicos. Há um aumento da mortalidade das espécies, uma redução da taxa reprodutiva e do fornecimento de alimentos devido a contaminação do ambiente e toxicidade dos hidrocarbonetos. Esses impactos podem ser sentidos através dos processos físicos e químicos aos quais o petróleo é submetido quando em contato com o mar, denominados intemperismo.

Os processos intempéricos podem ser entendidos como um mecanismo natural do ambiente de agir eliminando o óleo, mas também agem afetando os habitats mais remotos ao local do derramamento através da dispersão, afundamento e sedimentação do petróleo.

A compreensão desse comportamento é essencial para a intervenção mitigatória dos impactos, além do conhecimento das propriedades químicas e físicas do composto, da extensão do vazamento e do habitat em questão. Dessa forma é possível escolher o método adequado para remediação, a biorremediação, por exemplo, faz parte dos processos de intemperismo do petróleo, é uma forma de controle natural através da ação de micro-organismos degradadores de hidrocarbonetos e é uma técnica bastante incentivada por não envolver a inserção de agentes externos que podem liberar compostos tóxicos na água como os dispersantes químicos. Porém, a depender da extensão do dano, componentes do óleo, temperatura e fatores oceânicos, a utilização de somente uma técnica pode não ser suficiente, sendo necessária uma combinação entre métodos físicos como instalação de barreiras, métodos biológicos como biorremediação e térmicos, como a queima in situ.

A análise de risco funciona como uma ferramenta aliada ao processo de exploração de petróleo offshore, permitindo que os riscos sejam elencados e que adequadas medidas de controle preventivo e remediação em caso de acidentes sejam propostas. A conscientização a respeito da gravidade de derramamento de óleo é fundamental para que essas ferramentas existentes sejam utilizadas e novas tecnologias sejam propostas, objetivando sempre, reduzir ao mínimo possível os impactos da atividade nos ecossistemas marinhos.



REFERÊNCIAS

- AFENYO, M.; VEITCH, B. & KHAN, F. *A state-of-the-art review of fate and transport of oil spills in open and ice-covered water*. Ocean Engineering, v. 119, p. 233 - 248, 2016.
- ALMEIDA, D. G. et al. *Biodegradation of marine fuel MF-380 by microbial consortium isolated from seawater near the petrochemical Suape Port, Brazil*. International Biodeterioration & Biodegradation, v. 116, p. 73 - 82, 2017.
- ARAÚJO, M. E.; RAMALHO, C. W. N. & MELO, P. W. *Pescadores artesanais, consumidores e meio ambiente: Consequências imediatas do vazamento de petróleo no estado de Pernambuco, Nordeste do Brasil*. Cadernos de Saúde Pública, v. 36, n. 1, 2020.
- ASLAN, J. F.; PINTO, A. E. M. & OLIVEIRA, M. M. *Poluição do meio ambiente marinho: um breve panorama dos princípios, instrumentos jurídicos e legislação brasileira*. Planeta Amazônia: Revista Internacional de Direito Ambiental e Políticas Públicas, Macapá, n. 9, p. 175-186, 2017.
- BEYER, J. et al. *Environmental effects of the Deepwater Horizon oil spill: A review*. Marine Pollution Bulletin, v. 110 n. 1, p. 28–51, 2016.
- BOOTH, D. J. et al. *Biodiversity and Climate Change in the Oceans*. Wiley Online Library, chapter 4, 2017.
- BRAGA, D. D. *Estratégias de controle inteligente para mitigação de golfadas severas em sistemas de produção de petróleo*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2017.
- BRITTO, A. C. S.; CARVALHO, C. Z. O. N. & BORBA, C. *Prevenção de acidentes ambientais em plataformas offshore*. Caderno De Graduação - Ciências Exatas E Tecnológicas - UNIT, v.3, n. 2, Sergipe 2016.
- BUSSMEYER, E. C. & HENKES, J. A. *Gestão ambiental na indústria do petróleo: Sistema de gestão ambiental nas sondas de perfuração*. Revista Gestão e Sustentabilidade Ambiental, v. 3, n. 2, p. 398-462. Florianópolis, 2015.
- CHEN, J. et al. *Identifying critical factors of oil spill in the tanker shipping industry worldwide*. Journal of Cleaner Production, v. 180, 1–10, 2017.
- CORRÊA, A. *Meio ambiente: o que aconteceu com os responsáveis por um dos maiores desastres dos EUA*. Época Negócios, Winston-Sallen, 04 de fev de 2019. Disponível em: <<https://epocanegocios.globo.com/Mundo/noticia/2019/02/meio-ambiente-o-que-aconteceu-com-os-responsaveis-por-um-dos-maiores-desastres-dos-eua.html>>. Acesso em: 2 de nov. de 2020.
- COSTA, B. G. S. *Indicador de confiabilidade da rocha para projetos e acompanhamento da perfuração de poços de petróleo*. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Exploração) – Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2019.
- DELLAGNEZZE, B. M. et al. *Bioremediation potential of microorganisms derived from petroleum reservoirs*. Marine Pollution Bulletin, v. 89, n. 1-2, p. 191-200, 2014.
- DISNER, G. R. & TORRES, M. *The environmental impacts of 2019 oil spill on the Brazilian coast: Overview*. Revista Brasileira de Gestão Ambiental e Sustentabilidade, v. 7, n. 15, p. 193-209, 2020.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco Energético Nacional 2019, Relatório Síntese / Ano Base 2018*. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>> Acesso em: 07 de jul. de 2020.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética. *Cenários de Demanda para o PNE 2050*. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: Disponível em: <<https://www.epe.gov.br>> Acesso em: 17 de set. de 2020.
- SCOBAR, H. *Mystery oil spill threatens marine sanctuary in Brazil*. Science, v. 366, p. 672. Brasil, 2019.
- EUZEBIO, C. S.; RANGEL, G. S. & MARQUES, R. C. *Derramamento de petróleo e seus impactos no ambiente e na saúde humana*. Revista Brasileira de Ciências Ambientais, n. 52, p. 79-98, 2019.
- EVANS, M. et al. *Petroleum hydrocarbon persistence following the Deepwater Horizon oil spill as a function of shoreline energy*. Marine Pollution Bulletin, v. 115, p. 47–56, 2017.
- FARRINGTON, J. W. *Oil Pollution in the Marine Environment II: Fates and Effects of Oil Spills*. Environment: Science and Policy for Sustainable Development, v. 56, n. 4, p. 16–31, 2014.
- FEM: Faculdade de Engenharia Mecânica. *O que é Petróleo*. Campinas: Unicamp, 2018. Disponível em: <<https://www.fem.unicamp.br>>. Acesso em: 18 de out. de 2020.
- FINGAS, M. *Oil Spill Science and Technology. 2nd edition: Introduction to Spill Modeling*. Gulf Professional Publishing, p. 419-453, 2017.
- FIORAVANTI, C. *Os caminhos da mancha*. Revista Pesquisa FAPESP, edição 286. Brasil, 2019.
- FERREIRA, L. S. *Identificação de riscos e implicações ambientais na perspectiva do setor de transporte de petróleo por navios no Brasil*. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo e Gás) – Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2018.
- GONÇALVES, M. M. *Avaliação do Indicador do Meio Ambiente para Selecionar um Sistema Marítimo de Produção de Petróleo*. Dissertação (Mestrado em Exploração, Reservatórios e Gestão) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.
- HAZEN, E. L. et al. *Quantifying overlap between the deepwater horizon oil spill and predicted bluefin tuna spawning habitat in the Gulf of Mexico*. Scientific Reports v. 6, n. 33824, 2016.
- IPIECA - IOGP. *Aerial observation of oil spills at sea: Good practice guidelines for incident management and emergency response personnel*. London, 2015. Disponível em: <<https://www.ipieca.org/resources/good-practice/aerial-observation-of-oil-spills-at-sea/>>. Acesso em: 10 de out. de 2020.
- IVSHINA, I. B. et al. *Oil spill problems and sustainable response strategies through new technologies*. Environmental Science: Processes & Impacts, v. 17, n. 7, 2015.
- JALIGAMA, S. et al. *Exposure to Deepwater Horizon Crude Oil Burnoff Particulate Matter Induces Pulmonary Inflammation and Alters Adaptive Immune Response*. Environmental Science & Technology, v. 49, n. 14, 2015.
- KURYLENKO, V. & IZOSIMOVA, O. *Study of the Impact of Petroleum Hydrocarbons on Sea Organism*. Journal of Ecological Engineering, v. 17, n. 1, p. 26-29, 2016.
- LAWLER, A. *Opep passa a ver platô na demanda por petróleo ao final da década de 2030*. REUTERS. Londres, 2020. Disponível em: <<https://uk.reuters.com/article/oil-opec-outlook-idBRKBN26T2Q7-OBRS>>. Acesso em: 1 de nov. de 2020.

- LIMMER, F. C. O Licenciamento ambiental da indústria petrolífera. *Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia*, v. 5, p 225-242. Rio de Janeiro, 2018.
- LOPES, S. M. O que diz a Resolução Conama 237/97. *Mata Nativa*, Viçosa, 7 de julho de 2020. Disponível em: <<https://www.matanativa.com.br/resolucao-conama-237-97/>>. Acesso em: 24 de ago. de 2020.
- MARTINHO, H. M. G. Petróleo no ambiente marinho e os impactos ambientais e socioeconômicos. *Atas de Saúde Ambiental*, v. 4. São Paulo, 2016.
- MARTINS, L. L. Terpanos pentacíclicos como indicadores de heterogeneidades composicionais em reservatório de petróleo biodegradado. *Quím. Nova*, v. 37, n. 8, p. 1263-1268. São Paulo, 2014.
- MIRANDA, L. S.; ANJOS, J. A. S. A. & MOREIRA, I. T. A. *Avaliação de Tecnologias de Remediação em Zonas Costeiras Impactadas Pela Indústria de Petróleo*. *Revista Eletrônica de Energia*, Universidade Salvador, v. 4, n. 1, p. 19-37. Salvador, 2014.
- MISHRA, A. K. & KUMAR, G. S. *Weathering of Oil Spill: Modeling and Analysis*. Elsevier, v. 4, p. 435-442. India, 2015.
- MORAIS, J. M. *Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. IPEA – Petrobras. Brasília, 2013.
- MOREIRA, E. T. A. & MARQUES, I. M. *Biorremediação de áreas costeiras impactadas por Petróleo*. Seminário estudantil de produção acadêmica, v. 18. Universidade Salvador, Salvador, 2019.
- NASPOLINI, G. F. *Prevenção e resposta ao derramamento de petróleo na exploração e produção offshore: Análise internacional e recomendações para o Brasil*. Dissertação (Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2018.
- NATIONAL GEOGRAPHIC. *Marine Ecosystems*. Resource Library, National Geographic, 2020. Disponível em: <<https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/marine-ecosystems/>>. Acesso em: 14 de out. de 2020.
- NIXON, Z. et al. *Shoreline oiling from the Deepwater Horizon oil spill*. *Marine Pollution Bulletin*, v. 107 n. 1, p.170–178, 2016.
- NUNES, F. C. et al. *Impactos ambientais causados por vazamento de petróleo no Golfo do México*. CONEPETRO, Campina Grande. Editora Realize, 2015.
- NYANKSON, E.; RODENE, D.; & GUPTA, R. B. *Advancements in Crude Oil Spill Remediation Research After the Deepwater Horizon Oil Spill*. *Water, Air, & Soil Pollution*, v. 227, 2015.
- OLIVEIRA, C. M. *Análise paramétrica do projeto bidimensional de plataformas offshore do tipo jaqueta baseado em técnicas de otimização e elementos finitos*. Dissertação (Bacharel em Engenharia Naval) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2017. Santa Catarina, 2017.
- OSPR - Office of Spill Prevention and Response. *Cleanup*. California Department of Fish and Wildlife, 2020c. Disponível em: <<http://www.oilspillprevention.org/oil-spill-cleanup>>. Acesso em: 15 de out. de 2020.
- PEREIRA, J. E. S. *Prospecção e Caracterização Para a Biorremediação de Ambientes Marinhos Contaminados por Petróleo e Misturas de Óleo Diesel/Biodiesel*. Tese (Mestrado em Biologia Celular e Molecular) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2018.
- PEREIRA, M. M. C. & HADDAD, A. N. *Riscos ambientais da exploração de petróleo offshore: Uma análise comparativa das atividades na costa brasileira*. Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental, X, IBEAS – Instituto Brasileiro de Estudos Ambientais. Fortaleza, 2019.
- PEREIRA, R. F. *Análise do Deepwater Horizon Blowout: Aplicação dos Métodos FRAM e STAMP*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.
- PETROBRAS. *Fatos e dados*. 21 de mai. de 2015b. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>>. Acesso em: 19 de out. de 2020.
- PETROBRAS. *Fatos e dados*. 07 de abr. de 2015a. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-diferentes-tipos-de-pocos-de-petroleo-e-gas-natural.htm>>. Acesso em: 19 de out. de 2020.
- PRENDERGAST, D. P. & GSCHWEND, P. M. *Assessing the performance and cost of oil spill remediation technologies*. *Journal of Cleaner Production*, v. 78, p. 233–242, 2014.
- REATE. *Comitê para revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres: Relatório do Subcomitê de Licenciamento Ambiental*. Ministério de Minas e Energia, Brasil, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ministerio-de-minas-e-energia-publica-relatorios-finais-do-comite-reate-2020>>. Acesso em: 15 de set. de 2020.
- RODRIGUES, E. M. & TOTOLA, M. R. *Petroleum: From basic features to hydrocarbon bioremediation in oceans*. *Open Access Library Journal*, v. 02, p. 1-17, 2015.
- SAADOUN, I. M. K. *Impact of Oil Spills on Marine Life: Emerging Pollutants in the Environment - Current and Further Implications*. IntechOpen, 2015.
- SANTIAGO, L. C. *Análise do processo de licenciamento ambiental para perfuração nas atividades de E&P offshore de petróleo e gás natural*. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Ambiental) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2017.
- SANTOS, D. *O que se sabe até agora sobre o derramamento de óleo no Nordeste*. WWF Brasil, 12 de nov. de 2019. Disponível em: <<https://www.wwf.org.br/?73944/O-que-se-sabe-ate-agora-sobre-o-derramamento-de-oleo-no-Nordeste>>. Acesso em: 2 de nov. de 2020.
- SANTOS, V. C. P. & SILVA, D. J. R. *Análise física de amostras de petróleo na bacia de SE-AL utilizando o método do densímetro do API*. *Cadernos de Graduação: ciências exatas e tecnológicas – Engenharia de Petróleo*, v. 5, n.3, p. 53-60. Alagoas, 2019.
- SILVA, L. *Análise modal e controle de plataformas offshore sujeitas a perturbações persistentes*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Sergipe. São Cristóvão, 2014.
- SOUZA, C.A. et al. *Biodiversidade e conservação dos manguezais: importância bioecológica e econômica*. Educação Ambiental sobre Manguezais, cap. 1, p. 16-56. São Vicente: UNESP, Instituto de Biociências, Câmpus do Litoral Paulista, 2018.
- TARR, M. A. et al. *Weathering of Oil Spilled in the Marine Environment*. *Oceanography* v. 29, no. 3, p. 126-35. Washington, 2016.
- THAPA, P. B. *Oil Gas Offshore Safety Case (Risk Assessment)*. Memorial University of Newfoundland, Canada, 2016.
- WALKER, A. H. *Oil Spill Science and Technology 2nd edition: Oil Spills and Risk Perceptions*. Gulf Professional Publishing, 2017.
- WHITE, H. K. et al. *Long-Term Persistence of Dispersants following the Deepwater Horizon Oil Spill*. *Environmental Science & Technology Letters*, v. 7, p. 295-299, 2014.



POLUIÇÃO E DEGRADAÇÃO NO PORTO DE SANTOS

Natalie Regina Tagawa Bahia
Guillermo Ruperto Martin Cortés

RESUMO

A poluição e degradação dos portos é o resultado de ações antropológicas e afeta os meios hidrológicos, terrestres e aéreos, podendo ser afetados de maneiras diferentes e com substâncias diversas. Sendo que é um acúmulo de poluição que não vem somente dos portos, mas também de regiões próximas aos portos que chegam e fazem com que aumente significativamente sua poluição. Para o porto de Santos existem três órgãos gerenciadores ambientais, que são: a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), o Instituto Brasileiro de Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e a Companhia Docas do Estado de São Paulo (Codesp), são os responsáveis para a fiscalização através de monitoramentos em relação ao licenciamento ambiental. E a Santos Port Authority (SPA) é a responsável pela gestão ambiental a fim de entregar os relatórios técnicos de licenciamento ambiental para esses órgãos, porém não é só isso que está empresa gerenciada faz pelo porto de Santos, existe a responsabilidade de participação da execução de planos, projetos ambientais para o Porto de Santos.

PALAVRAS-CHAVE: Poluição e degradação no Porto de Santos. Competências administrativas portuárias. Medidas preventivas e mitigadoras. Tratamento ambiental. Gestão ambiental portuária.

INTRODUÇÃO

Com base do relatório da ANTAQ o porto de Santos possui diversas instalações, tendo uma parte separa para uso comum, outra a manuseio de cargas por entidades privadas, tendo mais ou menos 78 milhões de instalações. Houve um momento que a poluição e degradação do porto de Santos podia ser visto como um problema ou ônus a ser aturado, mas hoje em questão dos tratamentos ambientais pode ser vista com um novo sentido voltado para a proteção ao meio ambiente. Esta nova visão viabiliza ter um tipo de insumo, através da gestão ambiental para ter uma ampla base empresarial, tendo como seu objetivo ter o compromisso com o meio ambiente relacionado com a área do porto. Ainda com o conteúdo da ANTAQ é possível analisar pontos mais criticos de desafio ambiental na região, como na borda direita. Outro ponto de complicação é que onde está localizado o porto de Santos é um ponto onde tem um cruzamento de toda poluição não tratada do estuário.

A competência da administração para acompanhamento do atendimento à legislação ambiental do porto de Santos é da empresa Santos *Port Authority* (SPA). Sendo responsável por gerenciar a área do meio ambiente e segurança do trabalho, como por exemplo desenvolver ações para amparar os acontecimentos do passado, presente e futuro, sendo para mitigar ou prevenir os problemas ambientais. (Porto de Santos)

OBJETIVO

O objetivo desse documento será apresentar pontos de poluição e degradação do porto de Santos, se está em um nível crítico, como ocorre, se está havendo algumas mudanças de visão em relação ao meio ambiente para tratamento da área.

DESENVOLVIMENTO

A poluição e a degradação dos portos, não tem relação somente com o meio hidrológico, mas pode ser relacionado no meio terrestre e aéreo, como por exemplo as poluições vindas dos portos podem afetar o meio hidrológico como efluentes líquido dos navios, meio terrestre pode ser afetado se houver um contato com a água poluída, pois o solo pode absorver a água com sua poluição, podendo possuir contaminação e o exemplo do meio aéreo que pode ser por material particulado do diesel (MPD), pois essas partículas são oriundas das fumaças dos navios. (Portogente, 2009)

O porto de Santos recebe poluição advinda de outras áreas como o pólo de Cubatão, pois em alguns anos atrás Cubatão tinha a média de 58 km² considerados como degradados por poluição, então é considerado que a poluição de Cubatão faz parte do aumento considerável do volume de poluição no canal do porto, pois se houver uma grande quantidade novamente de poluição e se não for barrado a tempo pode chegar ao canal do porto de Santos. Pode ser visto então que a poluição do porto de Santos não vem somente das suas atividades, mas também de outras regiões. (Mossini, 2002)

Outros exemplos de poluição não somente em Santos, mas em todos os portos, são: Geração de resíduos sólidos, de efluentes e emissões atmosféricas dos navios que entram e saem, acidentes ocorridos, movimentação e armazenamento de cargas no porto, dragagem do canal de acesso, reparos e manutenções dos navios no porto, instalação de complexos industriais na zona portuária. (Silva & Gomes, 2012)

E é através da gestão ambiental que será feita as mudanças nas áreas ambientais que foram poluídas ou estão com potencial de poluição, para o porto de Santos são compartilhadas em três órgãos: a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), o Instituto Brasileiro de

Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e a Companhia Docas do Estado de São Paulo (Codesp), são responsáveis por fiscalizar e monitorar a área com baseamento das licenças ambientais emitidas, sendo assim eles possuem o dever de ver se a área está cumprindo com suas obrigações legais. (A Tribuna, 2018)

Acima está descrito os órgãos competentes de dar os pareceres ambientais dos licenciamentos, porém quem é o gestor ambiental do Porto de Santos é o SPA, é o responsável de fazer as ações e os relatórios para o licenciamento e para o porto continuar a funcionar, garantindo a qualidade do meio ambiente. Além de realização dos relatórios eles são responsáveis de cumprir com as exigências postas pelos órgãos, tendo então que trabalhar com implantações de projetos para mitigar as poluições já existentes de muitos anos, onde a legislação e os controles ambientais ainda não existiam para as áreas portuárias. Para as atuais ações que podem gerar poluição e degradação, a SPA gerencia projetos e implantações desses para a diminuição dos impactos ambientais tanto no meio hídrico, como terrestre e aéreo. Tendo como meta ter um porto sustentável. (Porto de Santos)

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Observando assim que o porto de Santos é uma área que possui uma poluição e degradação ambiental, atualmente controlada, porém já houve picos críticos de poluição em todas os três meios. Pode-se se ter noção de na região portuária ser potencial área contaminada referente aos tipos de poluição que há, por conta das atividades executadas no local.

Os três órgãos gestores do licenciamento do Porto de Santos e a SPA são os principais responsáveis da qualidade ambiental do porto, sendo assim, a capacidade desses órgãos pode fazer a diferença no presente momento e no

futuro, pois se todos cumprirem a legislação iram criar um porto sustentável, podendo manter a biodiversidade existente por muitas décadas e gerar um novo desenvolvimento, trazendo turismo e outras atividades, crescendo o giro capital do porto, assim melhorando até a economia do porto de Santos.

REFERÊNCIAS

A Tribuna. (2018). Conheça o Porto: A gestão Ambiental do cais santista. A Tribuna. Disponível em: <<https://www.atribuna.com.br/noticias/portoemar/conhe%C3%A7a-o-porto-a-gest%C3%A3o-ambiental-do-cais-santista-1.5888>>. Acesso em 31 de maio de 2020.

ANTAQ. (s.d.). Relatório de Gestão Ambiental - Avaliação da Gestão Ambiental no Porto de Santos a Cargo da CODESP. Superintendência de Portos Gerência de Meio Ambiente. Disponível em: <<http://web.antaq.gov.br/portaiv3/PDF/MeioAmbiente/Relatorios/RelatoriosSIGA20062007/Santos.pdf>>. Acesso em 29 de maio de 2020.

Mossini, E. (2002). O estuário de Santos como cenário de negociação ambiental. Em I. A. Cunha, Política Ambiental, Negociação de Conflitos e Sustentabilidade. Santos: Editora Univesitária Leopoldianum. Disponível em: <<https://www.unisantos.br/edul/ebook/politicaambiental/html/cap10.html>>. Acesso em 30 de maio de 2020.

Porto de Santos. (s.d.). Fonte: Santos Port Authority. Disponível em: <<http://www.portodesantos.com.br/outros-links/porto-sustentavel/>>. Acesso em 29 e 31 de maio de 2020.

Portogente. (07 de Dezembro de 2009). Fonte: Portogente. Disponível em: <<https://portogente.com.br/artigos/26457-a-poluicao-dos-portos-brasileiros>>. Acesso em 30 de maio de 2020.

Silva, O. R., & Gomes, M. d. (2012). Impactos das atividades portuárias no Sistema estuarino de Santos. Revista Metropolitana de Sustentabilidade, 64-81. Disponível em: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiO6luy9N7pAhUpHrkGHQTaAJ4QFJAAegQIBRAB&url=http%3A%2F%2Fwww.revistaseletronicas.fmu.br%2Findex.php%2Ffrms%2Farticle%2Fdownload%2F186%2Fpdf_1&usq=AOvWaw0ZqUcYMrjzy920ZjTa0yq5>. Acesso em 30 de maio de 2020.

Imagem: Disponível em: <https://exame.com/economia/bolsonaro-pode-deixar-privatizacao-de-porto-de-santos-para-fim-do-mandato/>. Acesso em 01 out. 2021.

A RELAÇÃO QUALIDADE-VIABILIDADE ECONÔMICA DOS PETRÓLEOS NO BRASIL. ALGUNS CASOS.

Tamires Mendes Gobetti

Guillermo Ruperto Martin Cortés

RESUMO

As potentes bacias petrolíferas brasileiras apresentam grande variedade de hidrocarbonetos. Por exemplo, tanto em Urucu, Amazônia, e Santos no offshore do pré-sal apresentam óleos de alta a média qualidade, outras mostram óleos densos e pesados de menor qualidade. O Brasil apresenta atualmente nove bacias sedimentares que possuem enorme quantidade de campos petrolíferos e estes por sua vez, vários depósitos em cada um. Como os hidrocarbonetos são fluídos retidos nos poros das rochas reservatório, seu API indica maior ou menor qualidade destes hidrocarbonetos. O presente trabalho, pretende, sem exaurir o tema, analisar alguns dos hidrocarbonetos presentes em algumas destas bacias e mostrar como seu conteúdo de não hidrocarbonetos influi no processo de refino, no seu rendimento econômico e na sua viabilidade de aproveitamento técnico-econômico.

Palavras-chave: Não hidrocarbonetos, custos operacionais, técnico-econômico.

ABSTRACT

The mighty brazilian oil basins have a wide variety of hydrocarbons. For example, both in Urucu, Amazônia, and in Santos, the pre-salt offshore presents oils of high to medium quality, as well as dense and heavier lesser quality oils. Brazil currently has nine sedimentary basins that contain a large amount of oil fields and these, in turn, have several deposits in each one. As hydrocarbons are fluids retained in the pores of reservoir rock, it's API indicates higher or lower quality hydrocarbons. This work, intends to, without exhausting the theme, analyze some of the hydrocarbons present in some these basins and to show how its non-hydrocarbons contents influences the economic yield of the refining process as well as it's technical-economic feasibility.

Keywords: Non-hydrocarbons, operational costs, technical-economic.

A exploração e produção de petróleo compõem um pilar fundamental para economia mundial, no Brasil se encontra em 3º lugar no ranking das principais atividades econômicas do país, em quesito de exportações ocupa o 4º lugar, atrás apenas das exportações de soja, materiais de transporte aéreo, terrestre e ferroviários e dos minérios metalúrgicos (FIRMO).

O primeiro campo comercial no Brasil foi descoberto em Candeias, BA no ano de 1941, embora o decreto de sua extração na província da Bahia tenha sido assinado em 1858, concedendo a permissão a José de Barros Pimentel. Antes de se chegar ao primeiro poço comercial, até meados de 1939, já haviam sido perfurados aproximadamente 80 poços (THOMAS, 2001).

Os trabalhos de prospecção da Petrobras na região amazônica, mostraram a Província Petrolífera de Urucu (PPU) e o potencial econômico em petróleo e gás descoberto nessa área. Os desafios deparados na PPU dentro da logística seguem desde a prevenção do ecossistema local e a locomoção na região, o que fez necessário o contato com diversos especialistas em meio ambiente, para promover diretrizes de caráter preventivo, de modo que fosse considerado toda a cadeia, desde a produção até o transporte aos seus mercados consumidores (ALMEIDA, 2005). Sua comercialidade econômica, no entanto, foi declarada apenas em 1986, devido a expansão da área de buscas de petróleo e gás natural nas proximidades do Rio Urucu (LEYEN, 2018), com uma produção de volumes significativos de gás natural no município de Coari (SANTANA).

Segundo a (PETROBRAS, s.d.), na Bacia de Santos, no cenário do pré-sal, as operações de produção foram iniciadas no dia 1º de maio de 2009, porém sua produção definitiva só veio após um ano, em 28 de outubro de 2010 no campo de Tupi, a uma profundidade de 2.200 m, isso foi porque tudo o que foi feito entre

2007 e 2010 foi considerado como Testes de Elevação de longa duração por parte dos FPSO. O objetivo do estudo é estabelecer a relação entre as características qualitativas e geotécnicas dos hidrocarbonetos das áreas selecionadas e os fatores que determinam sua viabilidade econômica.

O petróleo

O petróleo é definido pela American Society for Testing and Materials (ASTM, 2011) como “Uma mistura de ocorrência natural, consistindo predominantemente em hidrocarbonetos e derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados e oxigenados e outros elementos.” Os hidrocarbonetos predominantes compreendem o tipo saturado, sendo eles os alcanos normais, isoalcanos e cicloalcanos; os compostos sulfurados, os quais são indesejáveis por promover danos corrosivos nos equipamentos utilizados por frações de petróleo; os compostos nitrogenado se apresentam como piridinas, quinolinas, pirrós, entre outros; já as substâncias inorgânicas presente contém predominantemente metais como ferro, zinco e cobre; e os gases inorgânicos aparecem como H₂S e CO₂ (TERRON, 2017).

Classificação do Petróleo

A classificação do petróleo é indispensável, cada reservatório origina um respectivo perfil de petróleo, devido às suas condições de formação. As suas propriedades juntamente a toda sua cadeia upstream e downstream determinam o potencial econômico que vem a justificar a exploração do reservatório em questão (FERREIRA, 2018). A importância de sua classificação implica no conhecimento do seu grau de degradação, com relação à rocha-mãe e quais frações serão obtidas do fluido em que

se deseja explorar e produzir (THOMAS, 2001). Por meio da tabela 1 apresentado por (FARAH, 2012), é possível analisar a característica de cada classe demonstradas nas características gerais anteriormente.

Tabela 1 – Classificação do Petróleo

Propriedades	Hidrocarbonetos saturados			Hidrocarbonetos insaturados	
	Cadeia aberta		Cadeia fechada	Cadeia fechada	Cadeia aberta
	Normais parafínicos	Ramificados	Naftênicos	Anel benzênico	Duplas ligações olefínicos
Massa específica	Baixa	Baixa	Média	Elevada	Baixa
Número de octanos	Baixo	Médio a alto	Alto	Muito Alto	Médio a alto
Ponto de congelamento	Alto	Médio a alto	Alto	Muito baixo	Médio
Número de cetano	Baixo	Médio a alto	Médio	Muito alto	Médio a alto
Craqueamento	Fácil	Fácil	Moderado	Difícil	Fácil
Variação da viscosidade com a temperatura	Pequena	Pequena	Média	Grande	Pequena a média
Resistência a oxidação	Boa	Boa	Boa	Boa	Má

Fonte: Adaptado de Farah (2012)

Classe Parafínica

Os hidrocarbonetos dessa classe são conhecidos como alcanos ou parafínicos, onde todos os átomos de carbonos apresentam ligações simples e cadeia normal ou ramificada. O produto comercial parafina é constituído por cadeia normal e longa. Os parafínicos cujo possuem cadeias normais encontram-se majoritariamente nas frações leves, obtidas em até 120° C, já os parafínicos que possuem ramificações em suas cadeias, podem ser obtidos a uma temperatura de aproximadamente 150° C, que pode apresentar uma variação de 20 a 50% dos parafínicos normais em sua fração (FARAH, 2012). Os óleos dessa classe são leves, fluídos ou possuem alto ponto de fluidez, possuem densidade inferior a 0,85, baixo teor de resinas e asfaltenos em uma porcentagem inferior a 10%, sua viscosidade é baixa, com exceção dos casos em que há n-parafinas em um teor elevado por ter um alto peso molecular. Os aromáticos presentes nessa classe possuem baixo teor de enxofre,

são de anéis simples ou duplos. São denominados parafínicos os óleos que é constituído por 75% ou mais de parafinas. O petróleo produzido no Nordeste brasileiro é predominantemente da classe parafínica (THOMAS, 2001).

Classe Parafínico-Naftênica

Os óleos são classificados como parafínico - naftênicos os óleos que possuem em sua constituição uma variação de 50 a 70% de parafinas e mais de 20% de naftênicos. O seu teor de resina e asfaltenos está entre 5 e 15%, possui baixo teor de enxofre sendo menos de 1%, o teor de naftênicos é entre 25 e 40%, a viscosidade apresenta valores maiores do que os óleos parafínicos, porém ainda considerado moderados e a sua densidade é inferior a 0,85. Dos óleos produzidos na Bacia de Campos, RJ é predominante a produção de óleos dessa classe em questão (THOMAS, 2001).

Classe Naftênica

Os óleos dessa classe são oriundos de uma alteração bioquímica nos óleos das classes parafínico e parafínico-naftênica, poucos óleos se enquadram nesta classe, possuem baixo teor de enxofre e são compostos por mais de 70% de naftênicos. São localizados alguns desses óleos na América do Sul, na Rússia e no Mar do Norte (THOMAS, 2001).

Classe aromática Intermediária

Os óleos pertencentes a esta classe são frequentemente pesados, são constituídos de 10 a 30% de asfaltenos e resinas, e o seu teor de enxofre ultrapassa 1%. É baixo o teor de monoaromáticos, no entanto é elevado o teor de tiolefinos e de dibenzotiofenos, a densidade característica desta classe é maior que 0,85. São localizados em alguns óleos do Oriente Médio, África Ocidental, Venezuela, Califórnia e Mediterrâneo (THOMAS, 2001).

Classe aromático naftênico

Nesta classe o óleo é oriundo dos óleos parafínicos e parafínico-naftênicos por meio do processo de biodegradação ao se remover as parafinas, pode apresentar em sua constituição mais de 25% de resinas e asfaltenos, o seu teor de enxofre é em cerca de 0,4 e 1%, e possui mais de 35% de naftênicos. Pode ser encontrado esta classe em alguns óleos da África Ocidental (THOMAS, 2001).

Classe aromático-asfáltica

Esta classe compreende majoritariamente óleos pesados e viscosos, é resultado das alterações dos óleos aromáticos e intermediários. Este óleo sofre um processo avançado de biodegradação onde deveria ocorrer a promoção da reunião de

monocicloalcenos e oxidação. Possui um alto teor de asfaltenos e resinas, assim há um equilíbrio entre ambos, o teor de enxofre possui alto valor em casos extremos, oscila em um range de 1 a 9%, é constituído por mais de 35% de asfaltenos e resinas. Os óleos desta classe estão localizados no Canadá ocidental, Venezuela e sul da França (THOMAS, 2001).

Impurezas no Petróleo

São consideradas como impurezas os não-hidrocarbonetos encontrados no petróleo, os principais são enxofre, nitrogênio e oxigênio. Os não-hidrocarbonetos mesmo com uma concentração maior nas frações mais pesadas e resíduos voláteis, estão presentes em todas as faixas de ebulição do petróleo bruto. Pode ocorrer, em menores quantidades, compostos organometálicos em solução e sais inorgânicos em suspensão coloidal (TERRON, 2017).

Compostos Sulfurados

O enxofre é encontrado no petróleo nas formas de sulfetos, polissulfetos, benzotiofenos e derivados, moléculas policíclicas com nitrogênio e oxigênio, gás sulfídrico, dissulfeto de carbono, sulfeto de carbonila e enxofre elementar, sendo esse último uma forma rara de se encontrar. Encontra-se em terceiro lugar em questão de abundância, possui concentração média de 0,65% em peso, apresenta uma faixa com valores variados entre 0,02 e 4,00%, embora presente em todos os tipos de petróleo, quanto mais denso for o petróleo, maior será o seu teor.

Os compostos sulfurados são indesejáveis por promoverem o aumento da polaridade dos óleos ao aumentar a estabilidade das emulsões, corrosão dos produtos do petróleo, contaminação dos catalizadores, determinação

da cor e odor dos produtos finais, além de serem tóxicos, produzem SO₂ e SO₃ por combustão, gases altamente poluentes na atmosfera, que implica na formação de H₂SO₃ e H₂SO₄ (ácido sulfúrico) em meio aquoso (THOMAS, 2001).

Compostos nitrogenados

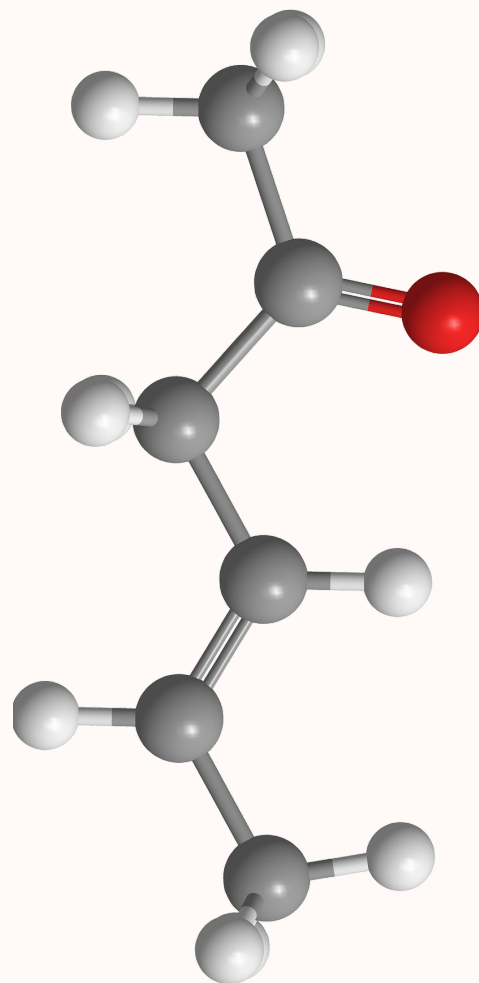
Estes compostos são encontrados em maior concentração nas frações pesadas, são termicamente estáveis, apresentam-se na forma orgânica em quase sua totalidade, tem em média 0,17% em peso de nitrogênio. Ocorrem nas formas de piridinas, quinolinas, pirróis, indóis, porfirinas, e compostos policíclicos com enxofre, oxigênio e metais. Promovem o aumento da capacidade do óleo em reter a água em emulsão, propicia a formação de gomas e alteração da coloração, contaminam os catalisadores e tornam instáveis os produtos finais (THOMAS, 2001).

Compostos Oxigenados

Presentes em maior concentração nas frações mais pesadas, forma gomas, promove a corrosividades das frações do petróleo. Por conta dos ácidos naftênicos são responsáveis pela coloração e acidez, já o odor fica por conta dos fenóis. Encontram-se em formas mais ou menos complexas, como ácidos carboxílicos, fenóis, cresóis, ésteres, amidas, cetona e benzofuranos (THOMAS, 2001).

Resinas e Asfaltenos

Possuem em sua estrutura básica de 3 a 10 ou mais anéis em cada molécula, em sua maioria são anéis aromáticos. São grandes moléculas, com alta relação carbono/hidrogênio e presença de enxofre, oxigênio e nitrogênio de 6,9 a 7,3%. Embora sejam estruturalmente semelhantes as resinas e o asfaltenos, as diferenças entre os dois são respectivamente na primeira que são facilmente solúveis, já o segundo não se encontra dissolvido no petróleo, mas sim dispersos em forma coloidal. Os asfaltenos puros são sólidos e escuros e não voláteis, e as resinas puras são líquidos pesados ou sólidos pastosos, são voláteis como um hidrocarboneto de mesmo tamanho, quando leves possuem pouca coloração, em contra partida, as resinas pesadas possuem coloração avermelhadas (THOMAS, 2001).



Compostos Metálicos

São encontrados, tanto como sais orgânicos dissolvidos na água emulsionada ao petróleo, é de fácil remoção pelo meio de processo de dessalgação, quanto na forma de compostos organometálicos complexos com maior tendência de concentração nas formações pesadas.

Estes compostos são responsáveis também pela contaminação dos catalisadores, o sódio nos combustíveis para fornos promove a redução do ponto de fusão dos tijolos refratários e o vanádio presente nos gases de combustão pode agir nos tubos de exaustão. Em geral, os metais que podem ocorrer são: ferro, zinco, cobre, chumbo, molibdênio, cobalto, arsênio, manganês, cromo, sódio, níquel e vanádio, o teor destes metais varia de 1 a 1.200 ppm (THOMAS, 2001).

Bacias Brasileiras

As bacias sedimentares, segundo (SELLEY, 2016):

(...) são áreas da crosta terrestre abaixo das quais ocorrem espessas sucessões de rochas sedimentares. Os hidrocarbonetos comumente ocorrem nas bacias sedimentares. A maioria das bacias abrange dezenas de milhares de quilômetros quadrados e podem conter mais de 5 km de preenchimento sedimentar.

No Brasil, as bacias sedimentares correspondem a cerca de 60% do território nacional (STOODI, 2020), onde as explorações são realizadas em ambientes terrestre e marítimo, ambas as atividades são reconhecidas respectivamente como onshore e offshore respectivamente. Nas atividades de prospecção, exploração e extração, há ainda o desafio das águas ultraprofundas, com a descoberta do pré-sal, com reservatórios cujo teto se encontra, em média até 7 km de profundidade (PETROBRAS, s.d.). No entanto

serão compreendidas as bacias de Urucu, Amazônia, e Santos no pré-sal, suas características gerais e será aprofundado em alguns campos de cada uma das bacias, com atenção especial em suas respectivas características geológicas de reservatórios e seus hidrocarbonetos.

O presente trabalho não pretende exaurir todos os aspectos das bacias mencionadas, na Província Petrolífera de Urucu (PPU) os campos abordados serão Leste do Urucu e Rio Urucu, no pré-sal, na Bacia de Santos devido a sua também enorme extensão, diversidade geológica, produção em diferentes profundidades e suas particularidades de acessibilidade os campos abordados serão Tupi e Sapinhoá.

Província Petrolífera de Urucu

Segundo a Petrobras, a província petrolífera de Urucu está localizada na Bacia do Solimões, 650 km ao sudoeste de Manaus (AM), em Coari. É a maior reserva terrestre brasileira já provada de óleo equivalente, cujo óleo é um dos mais leves produzido em território nacional (OLIVEIRA N. d., 2016).



Figura 1 - Província Petrolífera de Urucu

Na tabela 2 podemos ver as características gerais dos campos existentes na província e exceto pelo campo de Juruá que se encontra ainda em fase de desenvolvimento, o restante dos campos apresentados encontram-se em produção.

Tabela 2 – Características gerais de Urucu

Campo	API	TIPO	POROSIDADE (%)	PERMEABILIDADE (mD)
Juruá	67°	Condensado	10	30
Arara Azul	41°	Leve	15	100
Araracanga	54°	Condensado	17	250
Carapanaúba	60°	Condensado	18	400
Cupiúba	63°	Condensado	18	400
Leste do Urucu	42°	Leve	20	1000
Rio Urucu	42°	Leve	19	700
Sudoeste Urucu	42°	Leve	19	700

Fonte: Elaboração própria com dados coletados do plano de desenvolvimento da ANP, 2016

Na tabela 2 podemos ver as características gerais dos campos existentes na província e exceto pelo campo de Juruá que se encontra ainda em fase de desenvolvimento, o restante dos campos apresentados encontram-se em produção.

Geologia dos reservatórios de Urucu

Leste do Urucu

O perfil geológico dos reservatórios do campo Leste do Urucu apresentado pela ANP em seu plano de desenvolvimento de 2016, diz que os reservatórios são arenitos carboníferos de idade namuriana, resultantes de sedimentação em ambiente costeiro, formando depósitos de antepraia, barra de maré e eólicos. Os arenitos compõem reservatórios muito bons, com sua porosidade média de 20%, permeabilidade da ordem de 1000 mD nas melhores zonas de produção e saturados, o óleo possui 42° API. Seu mecanismo de produção é expansão da capa de gás, que está em equilíbrio com o óleo e o gás que é reinjetado é para fins de armazenamento e sua venda posteriormente.

Tabela 3 – Volume in place Leste do Urucu

Volume “in place”	31/12/2015
Óleo (Milhões de Barris)	409
Condensado (Milhões de m ³)	4,75
Gás associado (Milhões de m ³)	39.100,00
Gás não associado (Milhões de m ³)	17.449,47

Fonte: Modificada do Boletim Anual de Reservas 2015

Tabela 4 – Produção acumulada Leste do Urucu

Produção acumulada	31/12/2015
Óleo (Milhões de Barris)	144
Condensado (Milhões de m ³)	0,06
Gás associado (Milhões de m ³)	28.141,55
Gás não associado (Milhões de m ³)	323,86

Fonte: Modificada do Boletim Anual de Reservas 2015

Rio Urucu

O campo Rio Urucu possui uma área de 197,65 km², o perfil geológico de seus reservatórios é caracterizado por sua composição de arenitos com excelentes porosidade e permeabilidade, com ótimo selecionamento e bimodalidade dos grãos do arcabouço, resultantes dos processos eólicos que atuaram durante a deposição. A porosidade média do reservatório é de 19%, enquanto os valores da permeabilidade se encontram em torno de 700 mD. Os arenitos possuem boa continuidade lateral e espessura máxima de 30 metros.

Tabela 5 – Volume in place Rio Urucu

Volume “in place”	31/12/2015
Óleo (Milhões de Barris)	299
Condensado (Milhões de m ³)	2,42
Gás associado (Milhões de m ³)	31.044,28
Gás não associado (Milhões de m ³)	17.981,96

Fonte: Modificada do Boletim Anual de Reservas 2015

Tabela 6 – Produção acumulada Rio Urucu

Produção acumulada	31/12/2015
Óleo (Milhões de Barris)	121
Condensado (Milhões de m ³)	0,10
Gás associado (Milhões de m ³)	31.070,91
Gás não associado (Milhões de m ³)	518,06

Fonte: Modificada do Boletim Anual de Reservas 2015

Bacia de Santos

Segundo o (Enauta, s.d.), a bacia está localizada na costa leste brasileira, com área de 350.000 km², sua extensão vai desde o litoral sul do Rio de Janeiro até o norte de Santa Catarina, fazendo limite ao norte com a Bacia de Campos e ao sul com a Bacia de Pelotas. A Bacia de Santos, se tornou a maior produtora nacional de petróleo e gás natural. De acordo com a Petrobras, é a maior bacia sedimentar offshore no país.

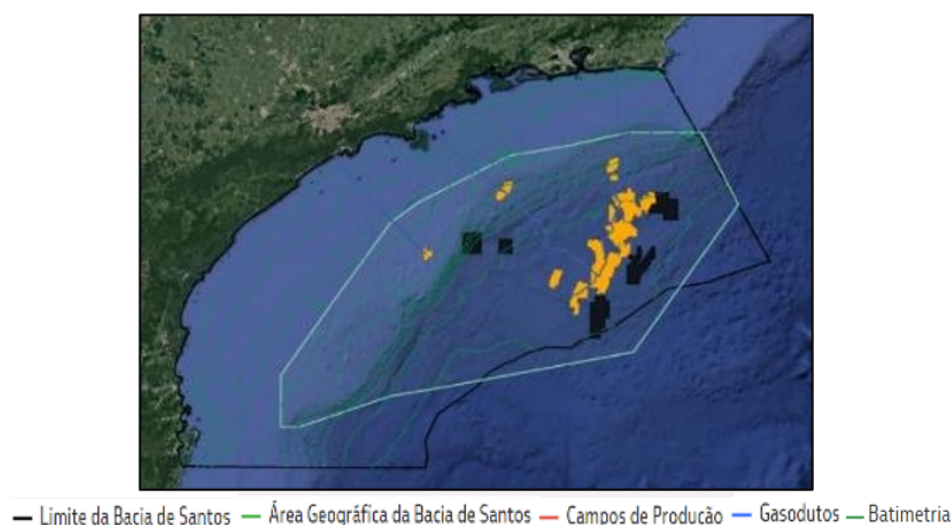


Figura 2 – Mapa Bacia de Santos

Geologia dos reservatórios da Bacia de Santos

Campo Tupi

O campo Tupi possui reservatórios com um perfil geológico constituído por rochas carbonáticas (microbiolitos e coquinas) com idade aptiana. Os reservatórios deste campo estão entre 4.700 a 6.000 m abaixo do nível do mar e abaixo de uma espessa camada de sal que pode chegar até 2.000 m. Tais carbonatos foram depositados em ambiente transicional entre continental e o marinho raso, os quais são compostos por calcários microbiais, estromatólitos e laminitos e folhelhos, respectivamente em porções próximas e distais, possuem grande variabilidade lateral e vertical em suas propriedades permoporosas. O petróleo bruto encontrado neste campo possui 28° API (Nakano, Pinto, Marcusso, & Minami, 2009), o que o enquadra como um petróleo de boa qualidade.

Tabela 7 – Volumes e produção de Tupi

Produção acumulada	31/12/2017
Petróleo (Milhões de Barris)	736
Gás Natural (Milhões de m ³)	32.232

Fonte: Boletim Anual de Reservas 2016

Campo Sapinhoá

O plano de desenvolvimento do campo de Sapinhoá, elaborado pela ANP, apresenta o perfil geológico dos reservatórios do campo em questão, com idade aptiana como o campo de Tupi, ambos representados pela formação Barra Velha. Em sua composição há rochas carbonáticas (microbiolitos), originada de ambientes lacustres com influência marinha. O fluido principal do campo é óleo com 30° API (Althun & Landi, 2019).

Tabela 8 – Volumes Sapinhoá

Volume Original “in situ”	
Petróleo (Milhões de Barris)	3.311
Gás Natural (Milhões de m ³)	99.307

Fonte: Boletim Anual de Reservas 2016

Tabela 9 – Produção Sapinhoá

Produção Acumulada	
Petróleo (Milhões de Barris)	193
Gás Natural (Milhões de m ³)	6.741

Fonte: Boletim Anual de Reservas 2016

Custos

As atividades da cadeia produtiva do petróleo despendem de altos valores, o seu planejamento deve ser preciso, incluindo a previsão de ocorrências que impliquem na redução de seu potencial econômico. Diante da variedade de fatores que influenciam a cadeia produtiva em seu aspecto econômico, o foco serão os custos na fase operacional, contemplando a extração, separação, transporte e o processo de refino.

Tabela 10 – Classificação dos poços segundo os objetivos

Grupo	Descrição	Tipo	Descrição
Poços de desenvolvimento	São poços que são perfurados após a acumulação ter sido confirmada e atestada como economicamente viável. Eles têm a função de extrair o petróleo do reservatório para a superfície	Poços de desenvolvimento (development well)	É o poço perfurado para a produção de petróleo
		Poços de injeção (injection well)	É o poço através do qual são injetados fluidos como água, gás ou outras substâncias químicas, com o intuito de manter constante ou até elevar a pressão do reservatório para que a produção se mantenha estável
		Poços de serviço (service well)	É realizado para efetuar serviços relativos à produção, como disposição de água salina, entre outros

Fonte: Adaptado de GAUTO (2016)

Extração

Os custos da extração são aqueles que decorrem após as fases de exploração e perfuração, conhecido como “lifting cost”, são os custos pertinentes a fase operacional de produção (CBIE, 2019). São os custos operacionais, OPEX, que determinam quando o término do período da atividade econômica do campo. A competência da operação de extração é retirar da jazida o petróleo e gás natural nela contida (FILHO, 2016). Segundo a (PETROBRAS, 2015):

O custo de extração é o custo operacional médio de cada barril de petróleo (...). Com a queda do preço do petróleo, os custos também tendem a se reduzir, tanto da participação governamental quanto de operação. Dessa forma, os sistemas em fase de produção, enquanto o preço estiver acima de seus custos operacionais, continuam viáveis.

A extração de petróleo e gás da Província Petrolífera de Urucu, embora possua desafios logísticos, o seu custo está entre os menores do Brasil (Petróleo Brasileira S.A - Petrobrás, 2018), onde a média diária de extração é de 11 mil m³ de gás natural e 54 mil barris de óleo condensado (SISTEMA FIRJAN, 2018). Ainda, segundo a (PETROBRAS, s.d.), as tecnologias desenvolvidas para águas ultraprofundas, como é o caso do pré-sal, reduziram os custos de toda cadeia exploratória, o que inclui também a fase de extração.

Os valores de investimentos aumentam conforme a dificuldade de acesso à região que se irá produzir. O que pode diminuir esses custos a longo prazo são as aplicações de métodos secundários para elevação do petróleo, prolongando assim a vida útil e o tempo de produção (Rosa, Carvalho, & Xavier, 2011).

A média em valores reais apresentados nos relatórios da Petrobras apontam custos de extração no pré-sal de US\$ 5/b, em águas rasas de US\$ 31,6/b, águas profundas de US\$ 13,6/b, onshore US\$ 19,5/b, o que manteve a média nacional em US\$ 9,7/b (CBIE, 2019).

Os poços dessa fase são denominados como poços de desenvolvimento e são classificados de acordo com a tabela 10.

Separação

Após a extração do petróleo é realizada a separação de três componentes fundamentais do fluido – gás, líquido e as impurezas sólidas (LYONS & PLISGA, 2005), a natureza do processo, no entanto, é sempre lidar com a separação física dos fluidos (GIRARD, 2007). Em ambos os campos, terrestres e marítimos, se faz necessário instalações que promovam a execução desta etapa de modo que seja possível o controle das condições para a separação do óleo, água e gás natural (BRASIL, ARAÚJO, & SOUZA, 2011).

ó é possível realizar esta operação por meio dos vasos separadores, que podem ser bifásicos ou trifásicos e atuarem tanto em sério, quanto em paralelo. A fabricação dos vasos separadores é feita nas formas verticais e horizontais, sendo de maior uso o segundo tipo por ser mais eficiente devido as suas características, pois possuem maior área superficial de interface, o que implica significativamente para que seja realizada uma melhor separação (THOMAS, 2001).

Os problemas que influem na separação é a formação de espuma provocada pelas impurezas contidas no petróleo que ocupa o espaço destinado a coleta do líquido no separador; obstrução por parafinas que ocorrem por conta de sua acumulação; presença de areia que chega aos separadores juntamente com o líquido e sua presença pode causar erosão nas válvulas e obstrução dos elementos internos além de se acumular no fundo; as emulsões que ocorrem na interface óleo/água reduz a eficácia do processo; e o arraste quando o gás carrega o líquido junto, as circunstâncias dessa ocorrência são: nível de líquido alto, formação de espuma, dano em algum elemento interno, saída de líquido obstruída ou produção se encontra acima do limite operacional, já o arraste de gás indica baixo nível do líquido (THOMAS, 2001).



Transporte

Segundo a (TRANSPETRO, s.d.) a respeito do seu Terminal Aquaviário Coari – AM, responsável pelo recebimento e armazenamento dos fluídos produzidos pela Petrobras:

Fundamental no escoamento de petróleo e gás produzidos pela Petrobras na região de Urucu. Recebe o petróleo e o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) da Petrobras UM-BSOL, pelo Oleoduto Rio Solimões (Orsol I), armazena e entrega a navios para o abastecimento de petróleo da Refinaria de Manaus (Reman) e suprimento do mercado de GLP no Pará, Rondônia, Maranhão e parte do Ceará e de Pernambuco.

O Terminal Aquaviário de Coari é interligado ao Polo Arara por meio de um oleoduto com 14" de diâmetro nominal, onde é transportado petróleo e C5+ e um gasoduto com 18" de diâmetro nominal, importante para o transporte de GLP, ambos os dutos possuem uma extensão de 281 km (TRANSPETRO, 2019).

O gasoduto Coari-Manaus é constituído pelos trechos A, B1 e B2. Para a construção do GLPduto Urucu-Coari compõe o trecho A, houve o investimento no valor de R\$ 342,6 milhões, pelo consórcio OAS/Esteco. O investimento no trecho B1, que liga Coari a Anamã foi de aproximadamente R\$ 667,0 milhões, construído pelo consórcio Andrade Guitierrez/Carioca Engenharia. O terceiro trecho B2, que se estende de Anamã a Manaus, de responsabilidade do consórcio Camargo Correa/Skanska, teve como valor de investimento orçado R\$ 428 milhões. Ao todo, a extensão dos dutos chega a uma somatória de 125,5 km, que além dos consórcios mencionados, gerou um custo adicional para a Petrobras na ordem de R\$ 70 milhões (COMISSÃO DA AMAZÔNIA, INTEGRAÇÃO NACIONAL E DESENVOLVIMENTO REGIONAL DA CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2007)

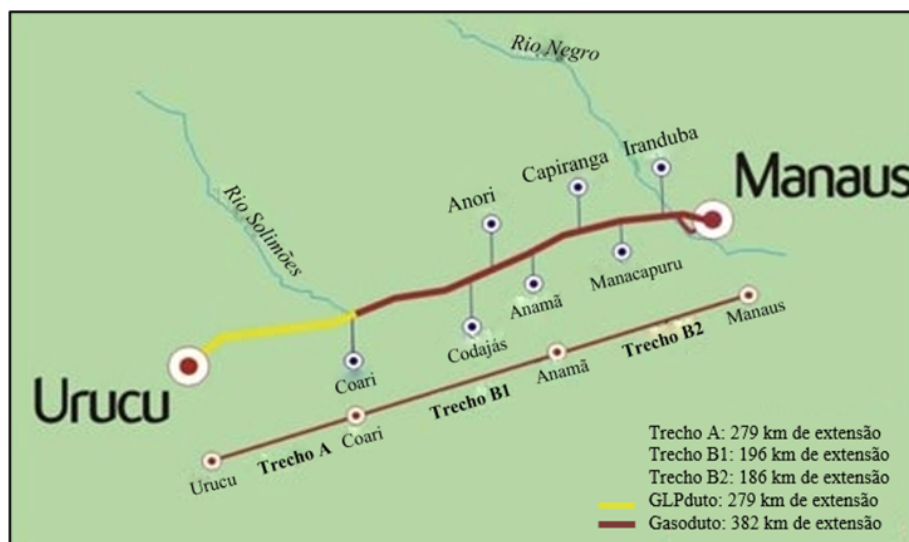


Figura 3 – Gasoduto URUCU-COARI-MANAUS

Na bacia de Santos a comunicação foi dividida em duas etapas, no projeto como Etapa 1 realizado por Testes de Longa Duração (TLDs), Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) e Projetos Pilotos e Desenvolvimento de produção contemplado por 3 unidades, além de contar também nessa etapa com trechos de gasoduto para o escoamento do gás produzido. Entre as áreas em que foram realizados os TLDs encontram-se as áreas de interesse Tupi Sul, Tupi Central e Guará Norte, Sapinhoá (PETROBRAS, s.d.).

A Etapa 2 é a realização dos projetos mencionados na Etapa 1, permite que seja possível a produção e escoamento do petróleo e gás natural da Bacia de Santos no que se refere ao pré-sal, cuja realização é em profundidades de 2.000m à 200 km da costa. O destino da Rota 1 do gasoduto é a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), Caraguatatuba (SP), o destino da Rota 2 é o Terminal Cabiúnas (Tecab) com 382 km de gasoduto, 24" de diâmetro e capacidade de escoamento de 16 milhões de m³ diários de gás natural; Macaé (RJ) e a Rota 3 tem como destino a Unidade de processamento de Gás Natural (UPGN), Itaborí (RJ), além do consumo próprio nas plataformas para geração de energia e reinjeção nos reservatórios, o gasoduto no trecho marítimo tem extensão de 307 km e no trecho terrestre é 48 km, com capacidade para escoar diariamente cerca de 18 milhões de m³. Enquanto o transporte do óleo que é produzido é realizado por navios aliviadores para os terminais nacionais e estrangeiros devido à exportação (PETROBRAS, s.d.). Ainda sobre a rota, segundo (OLIVEIRA W. d., 2018):

O volume de recursos fiscalizados alcançou o montante de R\$ 369.139.496,63, sendo R\$ 245.586.208,00 referentes à estimativa do valor da contratação do serviço de construção e montagem do trecho terrestre do Gasoduto Rota 3 e R\$ 123.553.288,63 referentes ao valor dos tubos adquiridos em 2014, para a realização desse serviço. É possível ver na Figura 4 as três rotas e seus respectivos destinos.



Figura 4 – Mapa rota dos gasodutos da Bacia de Santos

Processos de Refino

Segundo a (EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2019) “Contabilmente, os custos operacionais de uma refinaria podem ser divididos em dois grandes grupos: i) processamento; e ii) depreciação.” No primeiro grande grupo, que se refere ao processamento, para os derivados produzidos apenas em refinarias nacionais, são considerados para a definição dos custos:

- Energia: É o principal fator analisado no que diz respeito aos custos operacionais da planta de uma refinaria devido a necessidade da alta demanda de energia. No entanto, algumas das correntes internas são destinadas ao consumo da própria geração de energia, sendo por meio de queima em fornos ou em caldeiras para que se obtenha geração de vapor;
- Manutenção: O valor destinado a manutenção é um percentual que varia de 3 a 8% do CAPEX da refinaria, sendo a média cerca 5,5%. Abrange além da fase já em operação, a construção da refinaria, a fim de minimizar a ocorrência de acidentes e paradas não programadas;
- Pessoal: É um custo, que apesar de não ser tão intensiva em mão de obra, a qualificação dos profissionais requer remunerações elevadas, o que torna tão primordial quantos os itens citados anteriormente em relação aos custos.
- Outros: É indispensável que estejam dentro dos custos os processos indiretos de produção, sendo eles: água de resfriamento, tratamento de efluentes, recuperação de enxofre e o flare que poderia ser evitado, pois cada vez mais, no mundo todo, é combatido como desperdício de energia.

O segundo grande grupo, a depreciação, para a contabilização de custos é realizado pelo método de depreciação linear, considerando a vida útil de 20 anos para uma refinaria, mesmo que as operações continuem após esse período, como é o caso da Refinaria de Paulínia (Replan), que está em operação desde 1972. O custo em destaque da depreciação é sobre os revamps, que são as reformas realizadas para a adequação da planta industrial, a fim de atender, se necessário, novas legislações e regulações.

A literatura disponível não disponibiliza a informação necessária para chegar aos custos reais, mas é possível fazer a comparação de alto e baixo custo, considerando o que as impurezas influem no processo de refino.

O hidrotreatamento é a etapa onde é promovida a remoção das impurezas, fundamental para a melhorar a qualidade dos produtos. A tabela a seguir apresenta os compostos removidos e os seus efeitos negativos. E, além da qualidade, também eleva o rendimento dos produtos de alto valor, por possibilitar o processamento de petróleos mais pesados. As impurezas como enxofre, nitrogênio e os metais no hidrorrefino são removidas na presença de catalisador a partir de uma reação com o hidrogênio (QUELHAS, 2012).

Tabela 11 – Impurezas e seus efeitos

Compostos	Efeitos negativos
Olefinas e <u>diolefinas</u>	Instabilidade de produtos
Aromáticos	Excessiva formação de coque nos processos de FCC E HCC. Formação de fuligem e emissões de particulados na combustão, potencial toxicológico e redução do número de <u>cetano</u> (diesel)
Sulfurados	Corrosão, poluição e envenenamento de catalisadores como a reforma catalítica e de catalisadores automotivos
Nitrogenados	Instabilidade de produtos e envenenamento de catalisadores de processo
Oxigenados	Acidez e corrosividade
Organometálicos	Envenenamento dos catalisadores
<u>Asfaltenos</u> e resíduos	Elevação da cor dos produtos e desativação dos catalisadores de processo

Fonte: Quelhas (2012)

Segundo (QUELHAS, 2012) "As reações mais importantes nos processos de hidrorrefino (...) são: hidrogenação de aromáticos (HDA), hidrossulfurização (HDS), hidrodensnitrogenação (HDN), hidrodessoxigenação (HDO), hidrogenação de olefinas e diolefinas (HO), hidrocraqueamento (HC) e hidrometalização (HDM). Os aromáticos altamente condensados, assim como os asfaltenos, levam à formação de coque sobre os catalisadores de HDR. Em alguns casos, a unidade recebe a denominação da reação de maior interesse, como é o caso das unidades de HDS". A tabela 12 apresenta as principais reações no hidrorrefino.

Ainda, segundo (QUELHAS, 2012), a ordem de reação é feita de acordo com as facilidades, como apresentada na Figura 5:

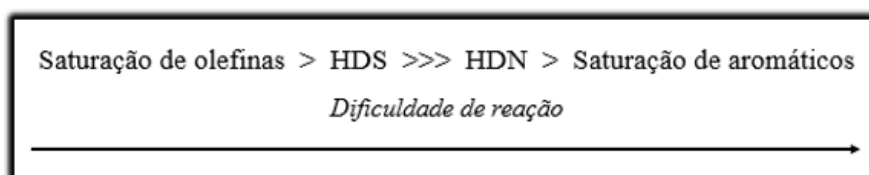


Figura 5 – Dificuldade de reação

Tabela 12 – Reações no Hidrorrefino

Sigla	Finalidade	Característicaa
HO	Saturação das olefinas	Provenientes dos processos de conversão (FCC e UCR), são reações rápidas e altamente exotérmicas, o que pode comprometer o controle da temperatura
HDA	Hidrodesaromatização	As pressões parciais necessárias de H ₂ são muito elevadas (9 Mpa) e as temperaturas devem ser altas para as reações com os catalisadores empregados
HDS	Hidrodessulfurização	As reações são irreversíveis e exotérmicas, os compostos reagem com o hidrogênio em temperaturas e pressões relativamente baixas
HDN	Hidrodensnitrogenação	Em cadeia aberta não há muita atenção, mas há nos compostos aromáticos heterocíclicos. A reação ocorre primeiramente no anel aromático, sofre limitações termodinâmicas e demanda de altas pressões
HDO	Hidrodessoxigenação	É de pouco interesse de estudo por haver baixa concentração de compostos oxigenados
HDM	Hidrodessmetalização	Remove os metais como níquel e vanádio, os compostos possuem altos pontos de ebulição, <u>mass molar elevada</u> . Ao final da vida útil nos leitos catalíticos é possível que tenha de 1 a 2% de metais depositados
HIDW	Hidroisodesparafinação	Demanda de alta temperatura e pressão, reduz o ponto de fluidez devido a ramificação de cadeias lineares
HCC	Hidrocraqueamento	Demanda de uma elevada pressão e temperatura na presença de hidrogênio
HDF	Hidroacabamento	Demanda uma pressão menos elevada em relação aos demais processo de hidrotreamento e hidrocraqueamento

Fonte: Adaptado de QUELHAS (2012)

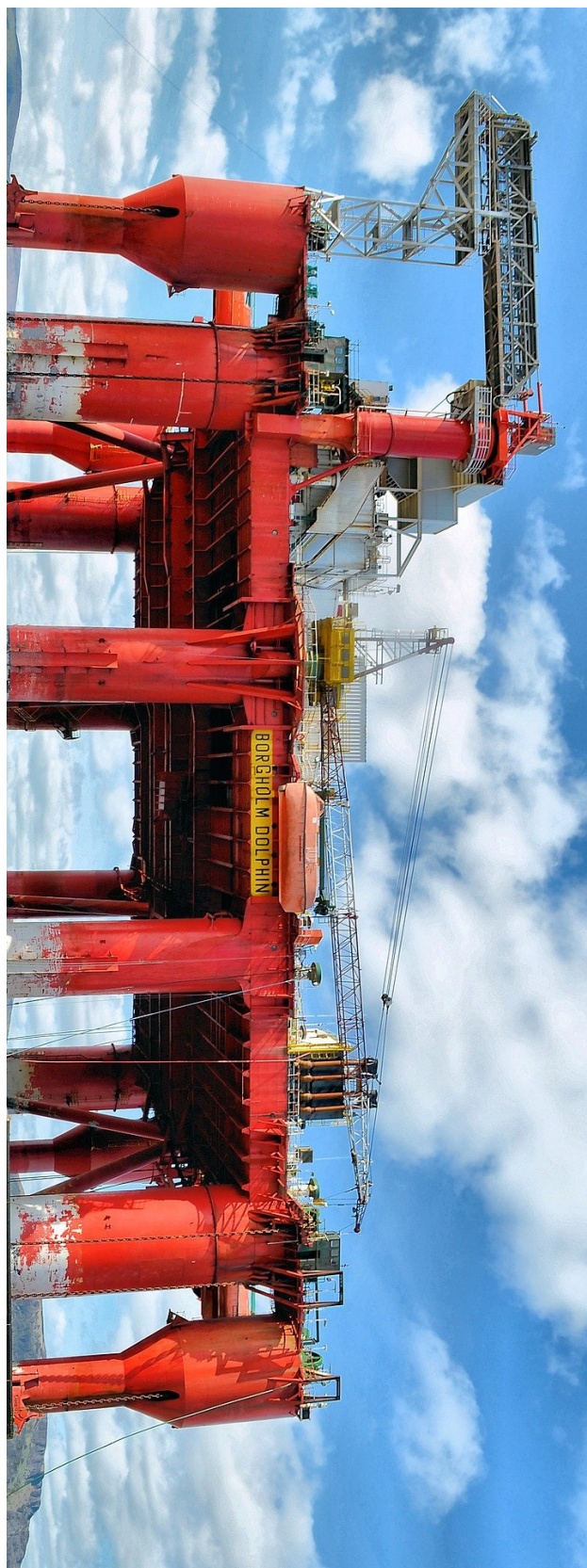
Os processos mais custosos, para fins de comparação, seguem intuitivamente com a relação entre os fatores que mais geram gastos e o grau de facilidade dos processos de hidrorrefino. Os processos que são possíveis realizar com pressões e temperaturas menos elevadas, despendem menos energia na planta da refinaria, como já mencionado anteriormente, é maior fator de custo operacional. A saturação de olefinas (HO) apresentada como a reação com maior facilidade de ocorrência, pode então ser vista como o processo menos custoso, em contrapartida com a saturação dos aromáticos (HDA), que se encontra dentre os outros, com a maior dificuldade de reação, onde só sua pressão parcial já necessita que seja elevadíssima (9 MPa), o que para a refinaria implica mais consumo de energia, elevando os custos, além do grau de dificuldade implicar no tempo dos processos, o que não é viável para a indústria.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo geral foi cumprido através das análises feitas, sendo possível correlacionar os prós e contras a respeito da qualidade do petróleo, o que suas impurezas influem no seu processamento e que elevem seus custos e também por identificar, entre os campos apresentados, qual região detém os hidrocarbonetos de melhor qualidade. E a escolha das bacias onshore e offshore foi proposital para fins de comparação tanto para a qualidade dos hidrocarbonetos, quanto ao acesso, fatores primordiais para o desenvolvimento deste trabalho.

Os objetivos específicos conseguiram levar ao objetivo geral porque foram realizados levantamentos dos dados das literaturas disponíveis, para fins de compreensão dos aspectos geotécnicos e a qualidade dos hidrocarbonetos nos campos Leste do Urucu e Rio Urucu na Província Petrolífera de Urucu e Tupi e Sapinhoá, no pré-sal na Bacia de Santos, através das abordagens dos apenas dos aspectos geológicos dos reservatórios mencionados.

A importância deste estudo é o apontamento das operações que implicam em maior demanda de tempo, energia, gastos operacionais, que assim indicados, possibilitam que novos estudos sejam realizados para o desenvolvimento de novas tecnologias que promovam a otimização de toda a cadeia, principalmente para minimizar os custos de acessibilidade aos campos em regiões mais complexas e dentro das diretrizes ambientais, e também em relação ao hidrorrefino, para a economia dos recursos afim de melhorar a qualidade dos derivados.



Imagens: (Pixabay) Tumisu, Mario Olaya, Gordon Johnson e A. Quinn.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Arara Azul.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Araracanga.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Carapanaúba.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Cupiúba.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Juruá.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Leste do Urucu.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Rio Urucu.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2016). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Sudoeste Urucu.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2017). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Sapinhoá.

Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. (2018). Plano de Desenvolvimento Aprovado - Lula.

ALMEIDA, W. S. (2005). COARI: PETRÓLEO E SUSTENTABILIDADE. Brasília.

Althun, M., & Landi, M. (2019). PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO ESTADO DE SÃO PAULO. ENSAIO & Conjuntura, 12.

ASTM, A. (2011). section 05- Petroleum Products, lubricants and fossil fuels. Em Annual Book of ASTM Standards. Pennsylvania: ASTM.

BRASIL, N. d., ARAÚJO, M., & SOUZA, E. d. (2011). Processamento Primário de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro: LTC.

CBIE. (15 de Novembro de 2019). O QUE SÃO OS CUSTOS DE EXTRAÇÃO DO PETRÓLEO. Fonte: CBIE: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-os-custos-de-extracao-do-petroleo/#:~:text=Nos%20Estados%20Unidos%2C%20os%20dois,%24%205%2C9%2Fb>.

COMISSÃO DA AMAZÔNIA, INTEGRAÇÃO NACIONAL E DESENVOLVIMENTO REGIONAL DA CÂMARA DOS DEPUTADOS. (28 de Maio de 2007). GASODUTO COARI-MANAUS E PROVÍNCIA PETROLÍFERA DE URUCU UM MARCO NO DESENVOLVIMENTO DO PAÍS. Fonte: Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados: <https://bd.camara.leg.br/bd/Enauta>. (s.d.). BACIA DE SANTOS. Fonte: Enauta: <https://www.enauta.com.br/onde-estamos/exploracao/bacia-de-santos/>

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. (2019). SÉRIE: FORMAÇÃO DE PREÇOS DE COMBUSTÍVEIS - Preço de Realização.

FARAH, M. A. (2012). PETRÓLEO E SEUS DERIVADOS. Rio de Janeiro: GEN | Grupo Editorial Nacional.

FERREIRA, F. G. (Março de 2018). CLASSIFICAÇÃO DE PETRÓLEOS. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

FILHO, V. J. (2016). Gestão de Operações e Logística na Produção de Petróleo. Rio de Janeiro: ELSEVIER.

FIRMO, J. (s.d.). A relevância do Petróleo & Gás para o Brasil.

Gauto, M., Apoluceno, D. d., Amaral, M. C., Auríquio, P. C., & Pinto, V. R. (2016). PETRÓLEO E GÁS PRINCÍPIOS DE EXPLORAÇÃO, PRODUÇÃO E REFINO. Porto Alegre: bookman.

GIRARD, M. H. (2007). Apuração de Custos em Refinarias de Petróleo: Um caso simulado. Recife, PE, Brasil.

LEYEN, B. d. (2018). ECO-EFICIÊNCIA NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS EM REGIÕES DE FLORESTAS TROPICAIS ÚMIDAS: O CASO DA PETROBRAS NA AMAZÔNIA. Rio de Janeiro.

LYONS, W. C., & PLISGA, G. J. (2005). Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering. Massachusetts: Elsevier.

Nakano, C. M., Pinto, A. C., Marcusso, J. L., & Minami, K. (04 de Maio de 2009). Pre-Salt Santos Basin-Extended Well Test and Production Pilot in the Tupi Area - The Planning Phase. Fonte: OnePetro: <https://doi.org/10.4043/19886-MS>

OLIVEIRA, N. d. (10 de 12 de 2016). Urucu completa 30 anos de exploração de petróleo em plena Amazônia. Fonte: Agência Brasil: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-12/urucu-completa-30-anos-de-exploracao-de-petroleo-em-plena-amazonia>

OLIVEIRA, W. d. (2018). Relatório de Fiscalização. Rio de Janeiro.

PETROBRAS. (23 de Janeiro de 2015). Preço do petróleo: respostas ao Valor Econômico. Fonte: Fatos e Dados Petrobras: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/preco-do-petroleo-respostas-ao-valor-economico.htm>

PETROBRAS. (s.d.). Bacia de Santos. Fonte: Petrobras: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-santos.shtml#:~:text=A%20opera%C3%A7%C3%A3o%20no%20pr%C3%A9-sal,mas%20para%20todo%20o%20pa%C3%ADs>.

PETROBRAS. (s.d.). COMUNICAÇÃO BACIA DE SANTOS. Fonte: Comunicação Bacia de Santos Etapa 1: <https://www.comunicabaciadesantos.com.br/empreendimento/etapa-1>

PETROBRAS. (s.d.). COMUNICAÇÃO DA BACIAS DE SANTOS. Fonte: Comunicação Bacia de Santos Etapa 2: <https://www.comunicabaciadesantos.com.br/empreendimento/etapa-2>

PETROBRAS. (s.d.). Petrobras. Fonte: Tecnologias pioneiras do PRÉ-SAL: <https://presal.hotsitespetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#0>

Petróleo Brasileira S.A - Petrobrás. (2018).

OFÍCIO "S" Nº 26, DE 2018. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

QUELHAS, A. D. (2012). Processamento de Petróleo e Gás. LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda.

Rosa, A. J., Carvalho, R. d., & Xavier, J. A. (2011). Engenharia de RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO. Rio de Janeiro: INTERCIÊNCIA.

Sant' Anna, A. A., Medeiros, J. L., & Araújo, O. d. (2 a 5 de Outubro de 2005). SIMULAÇÃO DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL EM PLATAFORMA OFFSHORE. 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS.

SANTANA, P. V. (s.d.). Dimensões espaciais de cidades amazonenses: do dinheiro do petróleo aos serviços públicos de educação.

SELLEY, R. (2016). Série Engenharia de Petróleo - Geologia do Petróleo. Elsevier Editora Ltda.

SISTEMA FIRJAN. (2018). AMBIENTE ONSHORE DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL.

STOODI. (05 de Julho de 2020). Bacias Sedimentares: o que são, como se formam e as principais bacias sedimentares do Brasil. Fonte: Stoodi:

<https://www.stoodi.com.br/blog/geografia/bacias-sedimentares/>

TERRON, L. R. (2017). Propriedades Dos Fluídos Derivados Do Petróleo. Rio de Janeiro: GEN | Grupo Editorial Nacional.

THOMAS, J. E. (2001). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência.

TRANSPETRO. (2019). INFORMAÇÕES PORTUÁRIAS - TERMINAL AQUAVIÁRIO DE COARI - TA-COARI.

TRANSPETRO. (s.d.). Terminais Aquaviários. Fonte: TRANSPETRO: <http://transpetro.com.br/transpetro-institucional/nossas-atividades/dutos-e-terminais/terminais-aquaviarios/coari-am.htm>

Entrevista com Profissional



Qual seu nome e idade?

Meu nome é Renata Fernandes Souza e tenho 41 anos.

Qual sua atuação profissional e formação?

Sou formada em Bacharel em Química e pós graduada em Assuntos Regulatórios e Registro de Produtos no Âmbito da Anvisa.

Conte-nos um pouco mais sobre a sua história.

Minha trajetória profissional iniciou-se em 1997 na lanchonete de uma concessionária de veículos, após 1 ano nesse trabalho fui convidada a fazer parte da área de vendas de acessórios automotivos, onde trabalhei por 9 anos. Em um dado momento senti que era hora de escolher um curso universitário e por admiração à um amigo que trabalhava na área química voltei minha atenção à esse curso e logo decidi ingressar na Universidade, a princípio não tive tanta certeza se gostaria, mas no meu primeiro ano da universidade, um professor me motivou muito, ele era aposentado da Indústria, diferente de muitos outros professores que eram somente acadêmicos, hoje vejo que isso foi fundamental para meu interesse em prosseguir no curso e almejar um trabalho na área.

Como começou sua história na área química?

No segundo ano da universidade através de um amigo de classe fui indicada a trabalhar em uma empresa multinacional japonesa no ramo de Soluções de engenharia para tratamento de águas industriais. Foi fantástico, pois poder estudar e aplicar o conhecimento na prática me motivou ainda mais a seguir. Trabalhei no laboratório onde passei pelas áreas de análises físico-químicas e controle de qualidade, posteriormente, nessa mesma empresa tive a oportunidade de trabalhar na área técnica como consultora técnica, onde nessa ocasião além de contribuir com o sistema integrado de gestão pude supervisionar o laboratório, que foi a minha porta de entrada. Foram 6 anos de muito aprendizado. Atualmente trabalho na Associação Brasileira da Indústria Química – Abiquim, como Assessora Técnica, tratando de assuntos relevantes para a indústria química nacional.

Quais foram seus maiores desafios na área?

Meu maior desafio foi quando me deparei com a imensidão desse universo e assimilar as complexidades de cada setor, confesso que até hoje é um grande desafio, mas esse mesmo desafio é o que me fez e me faz evoluir pessoal e profissionalmente.

Qual foi a sua maior influência?

Tive algumas influências, como de um amigo que trabalhou muitos anos na área, professores e alguns colegas de trabalho que ao longo dessa trajetória me inspiraram muito, muitos deles hoje são grandes amigos.

O que recomenda para os futuros profissionais da área de Química?

Quando iniciei o curso de química pude perceber o quão interessante era essa área, porém somente quando iniciei minha trajetória profissional pude constatar a imensidão desse universo e o quanto a química está presente positivamente em nossas vidas. É uma indústria de base para todas as outras indústrias e isso abre um leque de oportunidades em diversos setores. Nesse sentido poder incentivar e motivar os alunos de hoje e profissionais da área de química de amanhã é uma grande satisfação. A indústria Química conta com a nova geração para continuar transformando e melhorando a qualidade de vida no mundo.





SPE Student Chapter FMU

SPE x Capítulo Estudantil

Fundada em 1957, na Pensilvânia (EUA), a SPE - Society of Petroleum Engineers - se tornou uma das referências de estudo e integração do conteúdo de O&G em todo o mundo, atingindo mais de 140 países como uma das maiores e eficientes associações relacionadas a este campo. A parceria se estabelece com o Brasil há 30 anos em diversas universidades e possui como premissa atividades voluntárias, conhecimentos e talentos dos estudantes das instituições associadas.

O Capítulo Estudantil é o que relaciona as universidades à comunidade científica ao setor energético. A partir do incentivo e apoio de recursos da SPE, o capítulo atualmente encontra-se realizando diversas palestras ao vivo e vários eventos com profissionais da área.

O Capítulo Estudantil SPE FMU, fundado no ano de 2019, conta com sua terceira gestão em 2021-2022, composta por alunos e alunas da instituição e orientada por professores e professores. A organização não possui fins lucrativos.

Capítulo Estudantil SPE FMU 2020-2021

O capítulo estudantil se empenha em continuar os projetos e parcerias em tempos de pandemia, inovando na realização de palestras e eventos em plataformas online, e busca promover a integração e contato entre estudantes e profissionais da indústria energética, apresentando temas para crescimento e desenvolvimento pessoais e/ou profissionais.

Gestão: Exedito Queiroz, Tamíres Santos, Letícia Oliveira, Jéssica Vasconcelos, Millena Millioti, Jean Costa, Henrique Torres, Arthur Alecrim, Vitória Gramorelli, Matheus Castro, Miguel Assis, Andrew Gonçalves, Tarita Lima e Nayara Gonçalves.



Centro Universitário
das Faculdades
Metropolitanas Unidas
SPE Student Chapter

Eventos Realizados



Agora são Elas!

Um projeto criado e desenvolvido pelas integrantes do capítulo, na semana do dia da mulher 2021. Foram três dias eventos moderados por mulheres, em que as convidadas abordaram tópicos como a representação feminina nas áreas de P, D & I, na liderança e experiências no mercado de trabalho e na academia. Tivemos, no total, mais de 200 pessoas nos três dias de eventos, de Norte a Sul do país e de outros países, como Angola e França.

Chama os Universitários: um projeto com foco em trazer universitários e universitárias de cursos relacionados ao ramo energético de todo o país para contar suas experiências acadêmicas e no mercado de trabalho.

The collage features three main event sections, each with a circular icon containing a number:

- 1 A IMPORTÂNCIA DA REPRESENTAÇÃO FEMININA NAS ÁREA DE P,D & I NA INDÚSTRIA**: Accompanied by a 2x2 grid of four individual speaker photos.
- 2 MULHERES NO TOPO: O CAMINHO ATÉ A LIDERANÇA**: Accompanied by a 2x2 grid of four individual speaker photos.
- 3 ROUNDTABLE: EXPERIÊNCIAS NO MERCADO DE TRABALHO E NA ACADEMIA**: Accompanied by a large grid of 12 individual speaker photos.

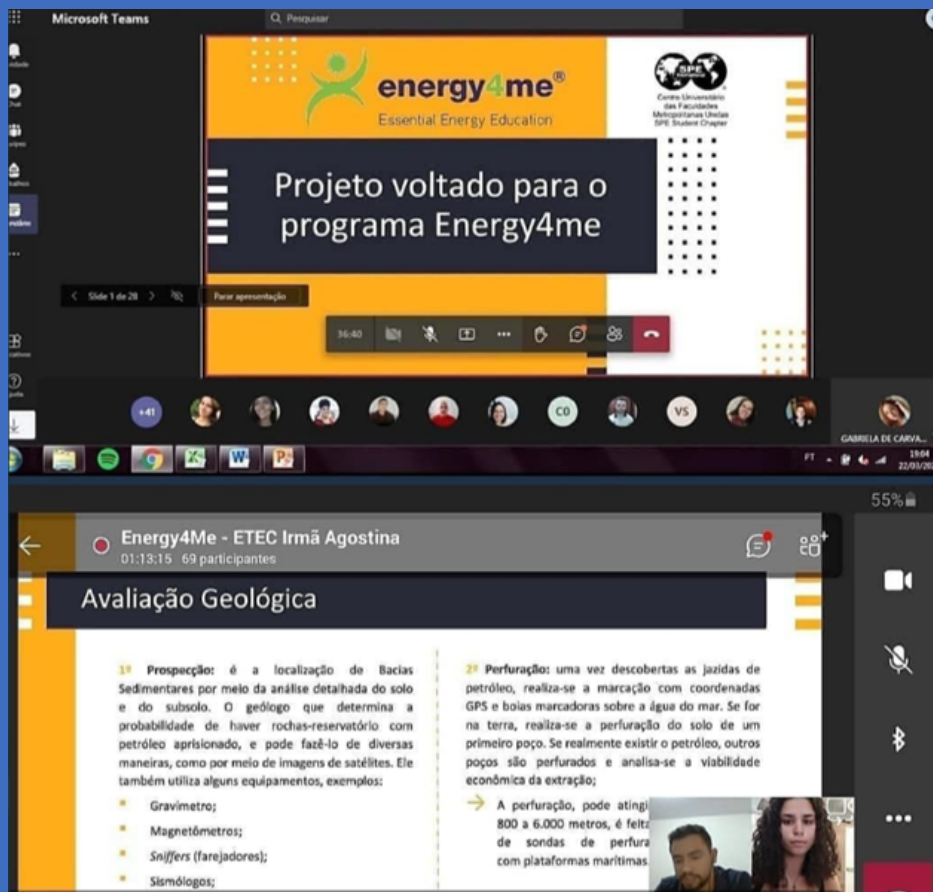
The SPE logo and name are visible in the bottom right corner of the collage.

Palestras Técnicas

Tópicos diversos abordados para conhecimento profissional e/ou pessoal, com foco na indústria. Temas ministrados: Sismologia, pré-comissionamento de dutos offshore, gerenciamento de reservatórios e nanotecnologia.

Energy for Me

Um projeto de autoria SPE, voltado para a educação para turmas do ensino médio – 3º ano – a fim de abordar sobre os estudos do curso de Engenharia de Petróleo, oportunidades no mercado e atividades exercidas. Realizados em escolas dos estados de SP e PE.



Petro Battle

Parceria entre os capítulos SPE FMU e SPE USP em uma gincana com outras três universidades com perguntas e respostas sobre economia, química, história e conhecimentos gerais sobre o petróleo.

PetroFMU 2ª edição

O maior projeto e evento do capítulo até então, que aconteceu entre 21 e 25 de setembro de 2020. É uma semana de integração e conhecimento com profissionais da indústria petrolífera, ministrando palestras de diversificados temas. Os temas abordados foram transição energética, diversidade de gênero, evolução das soft skills, pequenas empresas no espaço onshore e novas tecnologias na indústria de O&G. Contamos com a participação de mais de 500 pessoas nos 5 dias de evento, de todas as regiões da país e da Angola, França e Moçambique.

SPE Cares

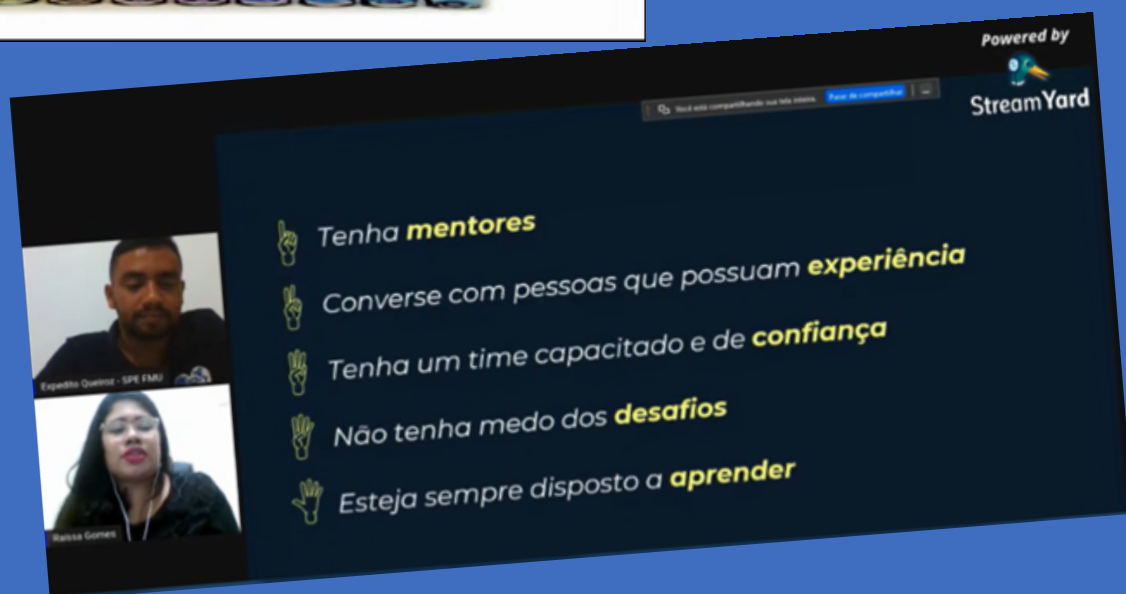
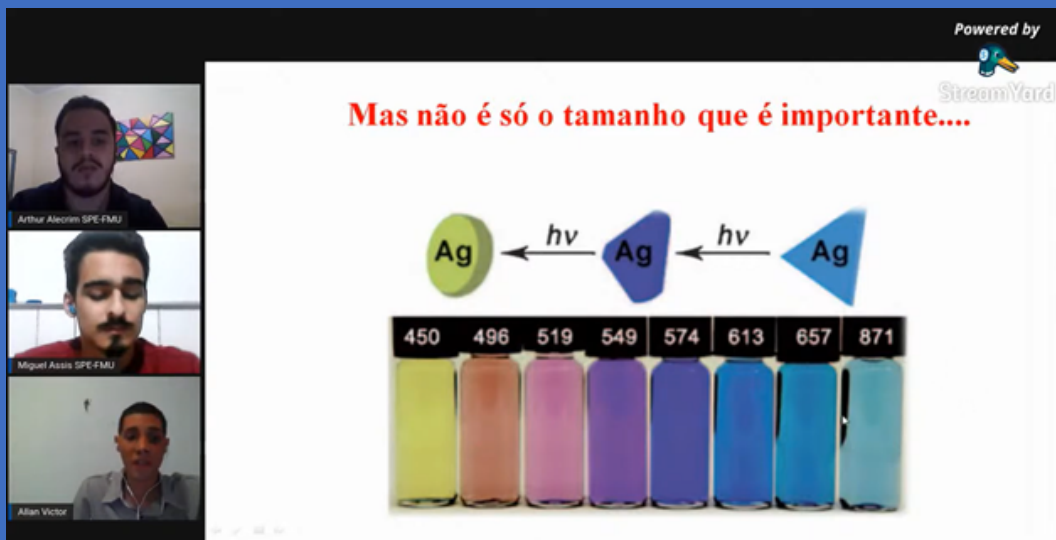
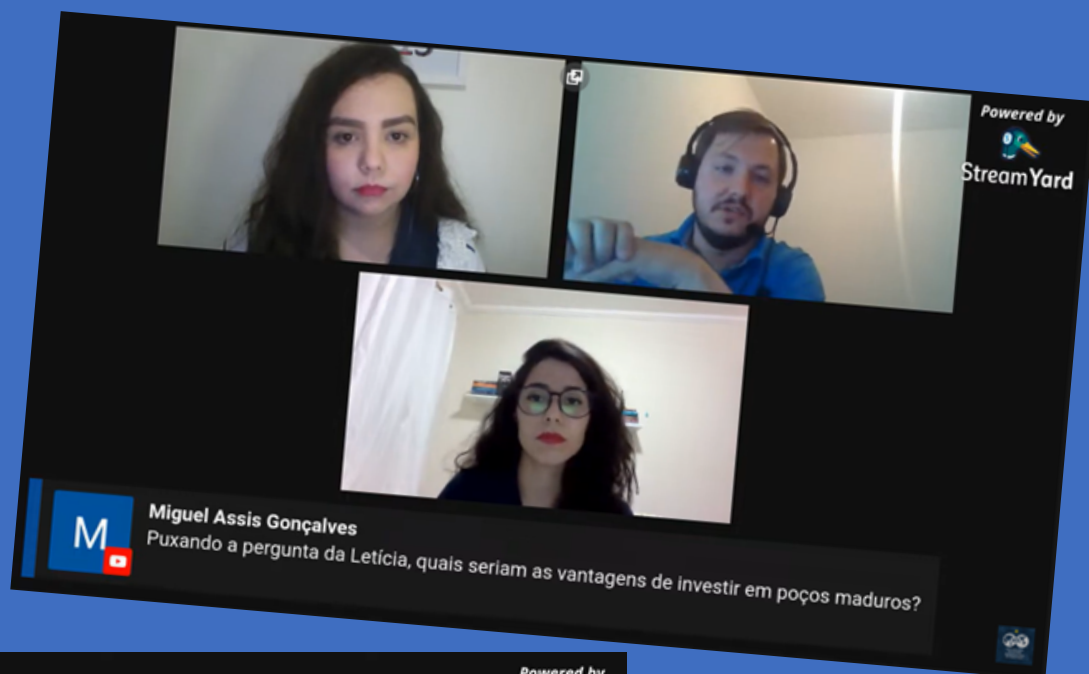
É uma iniciativa de voluntariado global com o objetivo de promover o serviço comunitário em todo o mundo, ao mesmo tempo que reúne estudantes, jovens profissionais e profissionais experientes.

Talking To SPE FMU

Podcast disponível em diversas plataformas digitais e conta com a participação de vários profissionais super qualificados da indústria, onde falam sobre experiências, carreira, dicas e as tendências do segmento de O&G.

World Energy

Projeto de autoria do Capítulo Estudantil SPE FMU, conta com o apoio do IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás– e tem como finalidade a integração entre os estudantes e profissionais estrangeiros/brasileiros que trabalham no exterior, trazendo visões sobre diferentes aspectos da engenharia, criando uma análise mais real sobre a indústria de acordo com a visão de um profissional, apresentando assim como é trilhar uma carreira de sucesso fora do país.



Prêmio



Prêmio Presidential Award for Outstanding Student Chapter

O Capítulo Estudantil SPE FMU foi laureado com o Presidential Award for Outstanding Student Chapter 2021, a maior premiação que a SPE International concede a 5% dos Capítulos Estudantis do mundo que tiveram o maior desempenho frente à suas atividades.

Para nós, que começamos nossa jornada em 2019, é um fato inédito na história da nossa instituição. Que esta premiação justifique nossas esperanças depositadas na excelência de ensino que vem sendo almejada pela FMU, como também todo o trabalho que nos dedicamos há 2 anos ininterruptamente, que tanto nos leva a superar desafios, e formar futuros profissionais de excelência.

Os prêmios e reconhecimento do capítulo estudantil reconhecem aqueles que tiveram sucesso em cumprir a missão da SPE servindo aos membros locais. Os prêmios homenageiam esforços exemplares em engajamento da indústria, operações e planejamento, alcance comunitário e social e muito mais.

O Prêmio Presidencial para Capítulo Estudantil de Destaque é a maior homenagem que um Capítulo pode receber. Ele reconhece os 5% dos principais capítulos estudantis do mundo todo que são exemplares nas categorias de pontuação.

1. Engajamento da indústria
2. Operações e planejamento
3. Envolvimento da comunidade
4. Desenvolvimento profissional
5. Inovação



VOCÊ SABE

COMO SER UM MEMBRO SPE?

Preparamos esse passo a passo para te ajudar.

POR QUE SE ASSOCIAR?

Ser membro SPE é unir forças, dividir aprendizagem, adquirir percepções incomparáveis, compartilhar experiências para conquistar o sucesso profissional e aliar-se ao futuro promissor da indústria.

Os benefícios são diversos, como workshops, eventos temáticos, palestras técnicas, livros e revista, além de oportunidades exclusivas para cursos promovidos pela SPE e estabelecer contato com diversos profissionais importantíssimos no ramo.



QUER SABER MAIS? ENTÃO, VAMOS LÁ!



Entre em contato conosco!



SPE_FMU



CHAPTER.SPEFMU



STUDENT CHAPTER SPE FMU



FMU_CHAPTER@SPEMAIL.ORG