



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
ESCOLA DE MINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE
PRODUÇÃO, ADMINISTRAÇÃO E ECONOMIA -
DEPRO**



**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO
CONVENCIONAIS NO MERCADO INTERNACIONAL**

IVO EVANGELISTA DE AVILA FILHO

Ouro Preto – MG

2022

IVO EVANGELISTA DE AVILA FILHO

ivo.filho@aluno.ufop.edu.br

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO
CONVENCIONAIS NO MERCADO INTERNACIONAL**

Monografia submetida à apreciação da banca examinadora de graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto, como parte dos requisitos necessários para a obtenção de grau de graduado em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof^o Gustavo Moura

Ouro Preto – MG

2022



FOLHA DE APROVAÇÃO

Ivo Evangelista de Avila Filho

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INSERÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS NO MERCADO INTERNACIONAL

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro de Produção

Aprovada em 24 de fevereiro de 2022

Membros da banca

DSc - Gustavo Nikolaus Pinto de Moura - Orientador - Universidade Federal de Ouro Preto
DSc - Bruna De Fatima Pedrosa Guedes Flausino - Universidade Federal de Ouro Preto
MSc - Fidellis Bitencourt Gonzaga Louzada E Estanislau - Universidade Federal de Ouro Preto

Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 24/02/2022



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 24/02/2022, às 20:09, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fidellis Bitencourt Gonzaga Louzada e Estanislau, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 24/02/2022, às 20:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bruna de Fatima Pedrosa Guedes Flausino, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 24/02/2022, às 20:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0285364** e o código CRC **84BB2402**.

RESUMO

Com o aumento do preço do petróleo ao longo da década de 2000, o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração e produção, e a escassez da oferta de petróleo convencional no mundo, o mercado mundial de energia passa por um processo de investimento em outros tipos de petróleo não convencionais, de maior complexidade de exploração, produção, transporte e refino, com impactos variados nas estruturas de custos. As fontes não convencionais de petróleo não apenas ampliaram sua participação na matriz energética mundial, como tornaram-se fundamentais para garantir a segurança energética de grandes países, inclusive o Brasil e os Estados Unidos. No Brasil e no Canadá esses petróleos já correspondem, em 2021, a mais de 60% da produção. Em 2022, as três principais fontes não convencionais de petróleo se encontram nos Estados Unidos, Canadá e Brasil, por meio da exploração do óleo de xisto, do óleo betuminoso e no Pré-Sal, respectivamente. Cada fonte contém óleos com propriedades físico-químicas muito distintas, podendo ter sua qualidade variando de óleos ultra pesados com 8° API a óleos super leves de 45° API. Ademais, este trabalho realiza uma descrição técnico-econômica das três principais fontes de petróleo não convencional do mundo. Realizou-se um estudo sobre as tecnologias de produção e seus desafios técnicos, econômicos e ambientais considerando o contexto de seu mercado local. Para a análise, foi utilizado referencial bibliográfico de diversos autores, por meio de livros, revistas científicas, artigos publicados em congressos e relatórios de instituições privadas e estatais. Observou-se a constante necessidade de evolução tecnológica e de metodologias de exploração e produção, as quais foram capazes de reduzir em até 40% os custos totais e manter viável a produção desses óleos diante das flutuações do preço do petróleo no mercado internacional. Destaca-se o desenvolvimento tecnológico e a inovação impulsionados pelos altos investimentos na indústria petrolífera, os quais tornam essas fontes cada vez mais competitivas e próximas aos custos do petróleo convencional, em torno de US\$ 25 por barril. Por outro lado, existem grandes impactos ambientais causados associados à exploração de petróleos não convencionais, como o risco de contaminação do solo, elevado consumo de água, que pode ser de até quatro barris de água para cada barril de petróleo. Finalmente, em um contexto de mudanças climáticas, os investimentos em fontes não convencionais de petróleo permanecem em expansão, conflitando com os esforços de descarbonização da matriz energética mundial.

ABSTRACT

With the increase in the price of oil throughout the 2000s, the development of new technologies for exploration and production, and the scarcity of the supply of conventional oil in the world, the world energy market is undergoing a process of investment in other types of energy. unconventional oil, more complex exploration, production, transport and refining, with varying impacts on cost structures. Unconventional sources of oil not only increased their participation in the world energy matrix, but also became fundamental to guarantee the energy security of large countries, including Brazil and the United States. In Brazil and Canada, these oils already correspond, in 2021, to more than 60% of production. In 2022, the three main unconventional sources of oil are in the United States, Canada and Brazil, through the exploration of shale oil, bituminous oil and in the pre-salt, respectively. Each source contains oils with very different physicochemical properties, and their quality can vary from ultra heavy oils with 8° API to super light oils with 45° API. Furthermore, this work provides a technical-economic description of the three main sources of unconventional oil in the world. A study was carried out on production technologies and their technical, economic and environmental challenges considering the context of their local market. For the analysis, a bibliographic reference of several authors was used, through books, scientific journals, articles published in congresses and reports from private and state institutions. There was a constant need for technological evolution and exploration and production methodologies, which were able to reduce total costs by up to 40% and keep the production of these oils viable in the face of oil price fluctuations in the international market. Technological development and innovation are highlighted, driven by high investments in the oil industry, which make these sources increasingly competitive and close to the costs of conventional oil, around US\$ 25 per barrel. On the other hand, there are major environmental impacts associated with the exploitation of unconventional oil, such as the risk of soil contamination, high water consumption, which can be up to four barrels of water for each barrel of oil. Finally, in a context of climate change, investments in unconventional sources of oil continue to expand, conflicting with efforts to decarbonize the world energy matrix.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1: PRINCIPAIS COMPONENTES DAS ROCHAS OLÍGENAS.....	10
FIGURA 2: TIPO DE PETRÓLEO – GRAU API.....	11
FIGURA 3- FRATURAMENTO HIDRÁULICO	22
FIGURA 4- ZONAS DE EXTRAÇÃO DO PETRÓLEO BETUMINOSO	23
FIGURA 5- ETAPAS DE EXTRAÇÃO SUPERFICIAL	27
FIGURA 6- PROCESSAMENTO IN SITU CSS	28
FIGURA 7- EXTRAÇÃO IN SITU (SAGD)	29
FIGURA 8- RESERVATÓRIO DE XISTO NO EUA	33
FIGURA 9 - BLOCOS DE CADEIA PRODUTIVA DE PETRÓLEO.....	36
FIGURA 10- CUSTOS BREAK-EVEN DO ÓLEO DE XISTO NO EUA.....	41

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 -AUMENTO DA PARTICIPAÇÃO DO PRÉ-SAL EM MBPD (01/00 - 07/20).....	32
GRÁFICO 2- PARTICIPAÇÃO DO ÓLEO DE XISTO NO ESTADOS UNIDOS	34
GRÁFICO 3- EVOLUÇÃO DOS CUSTOS MÉDIO DE EXTRAÇÃO E REFINO DA PETROBRAS.....	38
GRÁFICO 4 - CUSTOS DE EXTRAÇÃO MAIS OS CUSTOS DE REFINO POR BARRIL DA PETROBRAS DE 2005-2020.....	39
GRÁFICO 5 - PERCENTUAL DE CUSTOS DA EXPLORAÇÃO DE ÓLEO DE XISTO	42
GRÁFICO 6- CUSTOS OPERACIONAIS PARA MINERAÇÃO E IN SITU, POR CATEGORIA PRINCIPAL MÉDIA POR BARRIL, 2009-2018 (C \$ / BBL).....	43
GRÁFICO 7 - CAPITAL DE SUSTENTAÇÃO PARA MINERAÇÃO E IN SITU, POR CATEGORIA PRINCIPAL MÉDIA POR BARRIL, 2015–2018 (POR CENTO DO TOTAL).....	44
GRÁFICO 8- CUSTOS OPERACIONAIS PARA IN-SITU MUDANÇA DE NÍVEL NOS CUSTOS OPERACIONAIS POR BARRIL, 2014 VS. 2018 (C \$ / BPD).....	45
GRÁFICO 9- CUSTOS OPERACIONAIS DA MINERAÇÃO MUDANÇA DE NÍVEL NOS CUSTOS OPERACIONAIS POR BARRIL, 2014 VS. 2018 (C \$ / BBL).....	46
GRÁFICO 10- PRODUÇÃO TOTAL DE BETUME CANADENSE (1970-2020).....	47
GRÁFICO 11- GRÁFICO DE DESPESAS BETUME (1997-2020)	47

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: TIPO DE PETRÓLEO API	6
TABELA 2: CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DOS CAMPOS DE PRÉ-SAL	9
TABELA 3- QUADRO COMPARATIVO DOS MÉTODOS DE EXPLORAÇÃO IN- SITU	30
TABELA 4 - QUADRO COMPARATIVO DE CUSTOS DA EXPLORAÇÃO DO ÓLEO BETUMINOSO	43
TABELA 5- QUADRO COMPARATIVO DAS TRÊS FONTES NÃO CONVENCIONAIS DE PETRÓLEO	48
TABELA 6- QUADRO COMPARATIVO QUALITATIVO	48
TABELA 7- VOLUME MÉDIO DE ÁGUA GASTO NO PROCESSO DE PERFURAÇÃO E FRATURAMENTO DOS PRINCIPAIS POÇOS NORTE AMERICANOS.....	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

API - American Petroleum Institute

WTI - Texas Intermediate

OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

ANS - Alaska North Slope

FGV - Fundação Getúlio Vargas

ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

EIA - U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION

Mbpd- Milhões de barris por dia

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Objetivo Geral.....	3
1.2. Objetivos específicos	3
2. METODOLOGIA.....	4
3. CARACTERIZAÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS	5
3.1. Parâmetros de Análise da Qualidade do Petróleo	5
3.1.1. Grau API	5
3.1.2. Teor de Enxofre.....	6
3.1.3. Teor de nitrogênio	7
3.1.4. Precificação do petróleo	7
3.2. Pré-Sal.....	8
3.2.1 Características Físico Químicas do Pré-Sal	8
3.3. Óleo de Xisto	9
3.3.1 Características Físico Químicas do Óleo de Xisto	10
3.4. Óleo Betuminoso	11
3.4.1 Características Físico Químicas do Óleo Betuminoso	12
4. EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS	14
4.1. Tecnologia de exploração do Pré-Sal	14
4.2. Tecnologia de exploração do Óleo de Xisto	18
4.3. Tecnologia de exploração do Petróleo Betuminoso	22
4.3.1. Exploração Superficial de Petróleo Betuminoso	25
4.3.2. Exploração In Situ do Petróleo Betuminoso	27
5. COMERCIALIZAÇÃO DOS PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS NO MERCADO INTERNACIONAL	31
5.1 A produção no Pré-Sal.....	31
5.2 A produção do Óleo de Xisto	32
5.3 A produção do Petróleo Betuminoso no Canadá.....	35
6. ANÁLISE ECONÔMICA DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO.....	36
6.1 Custos do Pré-Sal.....	37
6.2 Custos do Óleo de Xisto	39
6.3. Custos do Petróleo Betuminoso	42
6.4. Quadro comparativo	47

7. Impactos Ambientais.....	49
7.1. Impactos Ambientais do Pré-Sal.....	49
7.2. Impactos Ambientais do Óleo de Xisto	50
7.3. Impactos Ambientais do Petróleo Betuminoso.....	52
8. CONCLUSÃO	54
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56

1. INTRODUÇÃO

O mundo vem passando por uma longa jornada de evolução tecnológica a ponto de a energia ter se tornado requisito básico para a sobrevivência de uma civilização. Dentre as fontes energéticas atuais destaca-se o petróleo, com uma participação de 31,1%, segundo a EPE. O petróleo já se tornou item determinante e estratégico durante as duas guerras mundiais e, atualmente, é de grande importância não só pelo seu aspecto energético, mas pelo seu protagonismo industrial que teve início após a descoberta dos primeiros polímeros. A descoberta do polímero reformulou o mundo que vivemos, viabilizando novas tecnologias e barateando algumas já existentes. Hoje o mundo não vive sem este precioso recurso e acredita-se que assim seja no decorrer dos próximos anos.

Com a alta relevância desta matéria prima, o petróleo se tornou um insumo estratégico para o processo de industrialização do mundo. No decorrer do tempo houve uma corrida incansável na busca de novas formas de se adquirir esse insumo. O comércio internacional de petróleo resulta da interação de diversas variáveis de caráter técnico, econômico e geopolítico, mas esse panorama ganhou uma maior complexidade no início do século XXI devido a viabilidade de exploração de fontes pouco ou nunca exploradas antes. A adição dessas fontes não convencionais no comércio internacional, permitiu que alguns países vislumbrassem novas posições estratégicas no setor de produção energética mundial (JURBERG, 2016).

Estas fontes não convencionais são caracterizadas pelos seus atributos geológicos de rochas reservatório e não pelos seus aspectos físicos químicos, que são similares a de outras fontes convencionais (EIA, 2013). Elas têm como característica uma granulometria fina e abundante em material orgânico e suas formações rochosas podem funcionar como rocha geradora, reservatório e selante (BUSTIN, 2005).

Outro conceito utilizado é a visão econômica, na qual se leva em conta os custos de desenvolvimento e tecnologias necessárias para o processo de extração, sendo a extração não convencional a de maior custo (JACOMO, 2014).

Os óleos crus extraídos destas fontes são categorizados como: óleo de xisto, óleo de formação compacta, óleos pesados e óleos betuminosos. E cada um desses tipos de óleos

gera no processo de refino uma proporção de diferentes subprodutos (COQUEIJO e ROCIO, 2015).

Entre janeiro de 2002 e julho de 2008, o preço do *Brent* – referência de cotação do petróleo para o mercado mundial, cresceu 584% em valores nominais, passando de US\$ 19,2/barril para US\$ 132,72/barril e teve o seu pico em julho de 2008 no valor de US\$ 143,9/barril. A alta no preço, na visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), foi resultado de uma junção dos seguintes fatores: o elevado crescimento no consumo mundial de petróleo, principalmente por parte da China, a fraca expansão mundial de petróleo, redução da capacidade ociosa, mercado com maior sensibilidade a tensões geopolíticas, eventos climáticos negativos e forte incremento de posições em petróleo no portfólio de investimento de fundos financeiros (EPE, 2008).

Em 2008, houve uma crise financeira internacional que gerou uma redução da demanda global e conseqüentemente a queda dos preços do petróleo. Após dois anos de baixa (2009 – 2010), o mercado obteve uma recuperação e estabilizou-se em um patamar acima de US\$ 100/barril, se mantendo em alta até o ano 2014. Em 2015, os preços internacionais de petróleo voltaram a diminuir com o excesso de oferta impulsionado pelos Estados Unidos, que expandiu a sua produção nacional de óleo e gás por meio da revolução da exploração do *shale* ou folhelho betuminoso. A estabilização do consumo norte americano agregado com a redução na Europa e China levou a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) a buscar novos mercados. Apesar da forte dependência do mercado Chinês por energia, o consumo se manteve em redução contínua com um maior investimento em fontes alternativas de geração, desde a opção nuclear até a eólica e solar (FIEB, 2018).

No início de 2018 houve a retomada do preço do petróleo, atingindo patamares acima de US\$ 80/barril. Esta retomada está ligada a alguns fatores geopolíticos que causaram a redução da oferta mundial, como: restrições à produção dos países membros da OPEP e Rússia, reduções significativas na produção da Venezuela devido ao caos político-econômico, a saída dos Estados Unidos do acordo nuclear com o Irã gerando a volta das sanções comerciais, dentre outros fatores. Entretanto, no último trimestre de 2018, os preços caíram, atingindo o nível de US\$ 60/barril. Dentre os principais fatores que impulsionaram a queda estão: o aumento da produção na Arábia Saudita, sanções menos

rigorosas ao Irã que permitiram a venda do petróleo para alguns países, a expansão da oferta de petróleo dos EUA a partir de fontes não convencionais e a desaceleração da economia mundial (FIEB, 2018).

Devido a este cenário de incertezas, o trabalho irá visar um estudo da viabilidade e impacto das três principais fontes não convencionais do mundo, nos principais países exploradores de cada fonte.

1.1. Objetivo Geral

Identificar e analisar os aspectos técnico-econômicos das três principais fontes de petróleo não convencional do mundo entre 2015 e 2020 e sua colocação no mercado internacional de petróleo.

1.2. Objetivos específicos

Em busca de fazer uma análise com maior embasamento e qualidade, o trabalho tem como objetivos específicos:

- Caracterizar as propriedades físico-químicas do Pré-Sal, do Óleo de Xisto; e do Óleo Betuminoso;
- Caracterizar metodologia e as tecnologias utilizadas na exploração do Pré-Sal; do Óleo de Xisto e do Óleo betuminoso
- Detalhar a produção comercial do petróleo não convencional brasileiro, dos EUA e canadense;
- Fazer a análise econômica dos custos de produção, levando em consideração os custos de *upstream*, *downstream* e *breakeven* de cada fonte estudada.
- Analisar os impactos ambientais e sociais gerados pela exploração de cada fonte estudada;
- Fazer um quadro comparativo para analisar pontos fortes e fracos de cada fonte.

2. METODOLOGIA

Este trabalho tem por natureza realizar uma pesquisa exploratória com o intuito de melhor compreender o atual cenário do mercado de petróleo mundial, para tal, serão analisadas as três principais fontes de petróleo não convencional do mundo.

Será abordada uma metodologia qualitativa descritiva pela qual serão explanados os dados físico-químicos de cada fonte, determinando a qualidade de cada óleo, os aspectos econômicos dos principais países exploradores dessas fontes e os custos necessários para a produção desses óleos. Dentre as referências bibliográficas utilizadas estão artigos técnicos acadêmicos, artigos e relatórios de agências governamentais e relatórios de agências privadas do setor de petróleo mundial.

Devido ao alto impacto de aumento de demanda gerado pela entrada do petróleo não convencional no mercado, seu alto nível de complexidade exploratório e seus altos custos, o presente trabalho se propôs a analisar o cenário das três principais fontes de petróleo não convencional entre 2015 e 2020. Para tal análise, haverá um maior enfoque nos aspectos técnico-econômicos de cada uma das fontes.

Na busca de uma melhor qualificação do trabalho, serão utilizadas análises documentais de normas técnicas de mensuração da qualidade do óleo e uma revisão bibliográfica embasada em livros, artigos científicos, teses, sites especializados, relatório de órgãos governamentais, relatórios técnicos de empresas do setor e matérias de revistas especializadas.

3. CARACTERIZAÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS

Apesar de o petróleo e o gás natural serem constituídos principalmente por hidrocarbonetos, há a presença de compostos como oxigênio, enxofre, nitrogênio e outros elementos que podem causar uma série de problemas nas etapas de refinamento e processamento do petróleo, como no caso da deterioração de catalizadores pelos compostos nitrogenados e a corrosão de equipamentos por compostos de enxofre (SPEIGHT, 2001). Características como o grau API (Instituto Americano do Petróleo, do inglês *American Petroleum Institute*) afetam a viabilidade econômica da produção, pois, interferem diretamente na precificação e nos custos de produção do petróleo (FILGUEIRAS, SAD, *et al.*, 2014).

3.1. Parâmetros de Análise da Qualidade do Petróleo

O petróleo contém inúmeras características a serem analisadas para se determinar a qualidade e o preço comercial. Para uma melhor compreensão da análise da qualidade do petróleo, foram analisados os principais parâmetros descritos nos itens a seguir.

3.1.1. Grau API

O grau API é uma medida da densidade do petróleo que foi estabelecida pela *American Petroleum Institute* (API) e serve para identificação comercial de diferentes tipos de petróleo. O valor do grau API pode ser calculado pela equação:

$$\text{API}^\circ = 141,51 \text{ Densidade} - 131,50$$

Onde, a densidade calculada é a razão entre a massa de um determinado volume de matéria e a massa de igual volume de água, com a temperatura de 20°C (SPEIGHT, 2001).

Segundo a Agência Nacional de Petróleo (ANP,2000), o grau API é usado para classificar o petróleo em quatro categorias distintas: leve, mediano, pesado e extrapesado, conforme demonstrado na *Tabela 1*:

Tabela 1: Tipo de Petróleo API

Tipo de petróleo API	
Leve	$API \geq 31^\circ$
Mediano	$22^\circ \leq API \leq 31^\circ$
Pesado	$10^\circ \leq API \leq 22^\circ$
Extrapesado	$10^\circ < API$

Fonte: Adaptado de (ANP, 2000)

3.1.2. Teor de Enxofre

A presença de enxofre no petróleo bruto pode causar um grande impacto no processo de refino, pois esse composto pode gerar corrosões em materiais metálicos e entupimento em gasodutos. Outro problema, seria a formação de óxido de enxofre (SOx) durante a combustão, sendo esse, um dos gases mais poluentes ao meio ambiente. Para garantir a qualidade do petróleo bruto, é necessário monitorar frequentemente a quantidade de composto de enxofre presentes. O método utilizado é baseado na decomposição de amostras usando bombas ou tubos de combustão, seguindo a norma ASTM D-129-00 (MÜLLER, PICOLOTO, *et al.*, 2012).

O teor de enxofre tem a seguinte classificação para o óleo bruto:

1. Alto Teor de Enxofre (ATE): $>1,0\%$;
2. Baixo Teor de Enxofre (BTE): $<1,0\%$
3. Petróleo Doce (*Sweet*): $< 0,5 \%$;
4. Petróleo Azedo (*Sour*): $> 2,5 \%$.

Faixas intermediárias poderão ser classificadas como semi-doces ou semi-azedos (BARCZA, 2012).

3.1.3. Teor de nitrogênio

Os compostos de nitrogênio podem envenenar catalizadores no processo de craqueamento do petróleo, além de contribuírem para a formação de goma em produtos como o óleo combustível doméstico, logo, a qualidade do petróleo depende do baixo teor de nitrogênio. O método utilizado para fazer essa medição é através da norma ASTM D-4629, que combina técnicas de combustão oxidativa e detecção por quimiluminescência (SPEIGHT, 2002).

3.1.4. Precificação do petróleo

Segundo o boletim energético da FGV (2017), o petróleo não é um produto homogêneo, e seu preço é estipulado através das qualidades físico-químicas e da localização da extração / produção do petróleo.

A atual precificação teve início em 1988, utilizando como referência os óleos marcadores (*marker crudes*). Antes, o óleo tinha seu preço fixado pela OPEP utilizando a *Arabian Light* como parâmetro. Ao final da década de 80, a diversificação de oferta introduziu novos petróleos como referência como: *West Texas Intermediate* (WTI), *Brent* (Reino Unido), *Alaska North Slope* (ANS) e Dubai-Oman. Neste novo regime o *Brent* e o WTI ganharam maior destaque como referências diretas e indiretas de mais de 70% do mercado de petróleo mundial. Os principais locais de transações comerciais de petróleo se encontram nas Bolsas de Mercadorias de Londres e o cálculo de precificação é dado pelo termo:

$$P_p = P_r \pm D$$

Onde, o preço de um petróleo qualquer (P_p) tem como componente central o preço do petróleo de referência (P_r) – seja WTI ou *Brent* ou Dubai-Oman – acrescido ou diminuído de um fator de ajuste ou diferencial (D), periodicamente revisto pelo país produtor em função das condições de mercado. O petróleo pode aumentar seu valor de mercado através: da qualidade reconhecida por prêmios, pelo posicionamento estratégico

próximo a grandes centros de consumo e pela complexidade de extração do óleo (BARCZA, 2012).

3.2. Pré-Sal

O Pré-Sal é uma sequência de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos. Durante a separação da Pangeia para a formação dos atuais continentes, foi formado um vão, mais especificamente na divisão entre o continente africano e o americano. Com a formação desses novos continentes, surgiram simultaneamente grandes depressões que deram origem a grandes lagos. Nesses lagos, durante milhões de anos, foram depositadas rochas geradoras de petróleo e matérias orgânicas, que na medida que os continentes se afastavam, concentravam uma maior quantidade de matéria orgânica. Esses novos lagos criados durante a ruptura, foram sendo cobertos pelas águas do Oceano Atlântico, que por sua vez, formaram camadas de sal que chegam atualmente a 2 mil metros de espessura. Essas camadas se sobrepõem sobre a matéria orgânica, retendo-a por milhões de anos, até que os processos termoquímicos transformaram a camada orgânica em hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) (PETROBRAS, 2020).

3.2.1 Características Físico-Químicas do Pré-Sal

O Pré-Sal vem se demonstrando um ambiente de exploração de altíssima quantidade e também de boa qualidade, assim como o exemplo de uma faixa de 800 km do litoral entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, com largura de até 200 km, que contém uma enorme quantidade de óleo leve comprimido e está sob uma camada de sal a 3000 metros do solo marinho. Na bacia de Santos, o óleo de 28,5° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre, vem sendo reconhecido como um óleo de alta qualidade e de um bom valor de mercado (MORAIS, 2013).

Segundo relatório da EPE sobre as especificações técnicas das correntes de petróleo (2010), o Pré-Sal tem em média uma densidade API 26,63°, que o caracteriza como um petróleo mediano. Além disso, ele pode ser considerado em sua grande maioria como um óleo doce, tendo em média 0,43% de teor de enxofre (S) e 0,48 mg de acidez.

A quantidade de Nitrogênio nesse tipo de petróleo é quase irrelevante, gerando uma menor preocupação quanto à variação do teor durante a extração. Na *Tabela 2*, seguem as especificações físico-químicas dos principais campos de exploração do Pré-Sal (ANP, 2010).

Tabela 2: Características físico-químicas dos campos de Pré-Sal

Campo	Petróleo (bpd)	Densidade (API °)	Teor de S (%)	Número Total de Acidez (KOH/g)mg	Quantidade de Nitrogênio %(m/m)
Lula	876.623	31,00	0,32	0,50	0,48
Búzios	520.045	28,40	0,31	0,20	0,31
Sapinhoá	231.792	30,10	0,35	0,23	0,30
Jubarte	135.266	26,10	0,40	1,03	0,27
Sul de Lula	55.175	28,80	0,37	0,23	0,31
Berbigão	62.763	27,80	0,36	0,30	0,35
Mero	43.048	28,10	0,29	0,18	0,31
Lapa	28.107	23,00	0,60	0,50	0,48
Marlim Leste	7.703	24,70	0,55	1,05	0,35
Sudoeste de Sapinhoá	5.230	30,10	0,35	0,23	0,30
Tambuataá	3.357	23,60	0,13	0,00	0,00
Noroeste de Sapinhoá	3.042	30,10	0,35	0,23	0,30
Barracuda	3.053	25,10	0,53	0,47	0,37
Caratinga	2.818	25,10	0,53	0,47	0,37
Marlim	2.677	20,30	0,74	1,12	0,46
Voador	1.392	20,30	0,74	1,12	0,46
Nordeste de Sapinhoá	633	30,10	0,35	0,23	0,30
Média	116.631	26,63	0,43	0,48	0,34

Fonte: Adaptado de (ANP, 2010)

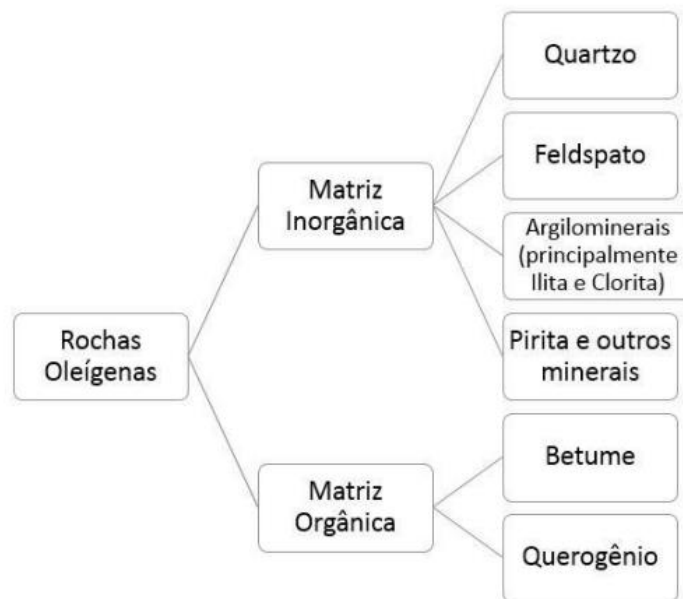
3.3. Óleo de Xisto

A nomenclatura Xisto é genérica e é empregada às rochas oleíferas com possibilidade de extração de óleo, contudo, sua nomenclatura geológica é folhelho. É uma rocha sedimentar caracterizada por finas camadas e matéria orgânica em sua composição. O Xisto pode ser classificada em duas categorias (RAJESHWAR, NOTTENBURG e DUBOW, 1979):

- Folhelho Betuminoso: rochas compactas e de fácil extração da fração orgânica denominada betume (mistura pastosa ou fluída de hidrocarbonetos naturais), através do emprego de solventes comuns;

- Folhelho pirobetuminoso: rochas com fração orgânica formada por querogênio (combinação complexa de carbono, hidrogênio, enxofre e oxigênio), que não são solúveis por solventes comuns, necessitando de um aquecimento prévio (pirólise) para a extração da matriz mineral, sob a forma de óleo e gás. Na natureza cerca de 90% do xisto existente é do tipo pirobetuminoso (SANTOS, 2010).

Figura 1: Principais Componentes das Rochas Oleíferas



Fonte: Adaptado de Santos (2010)

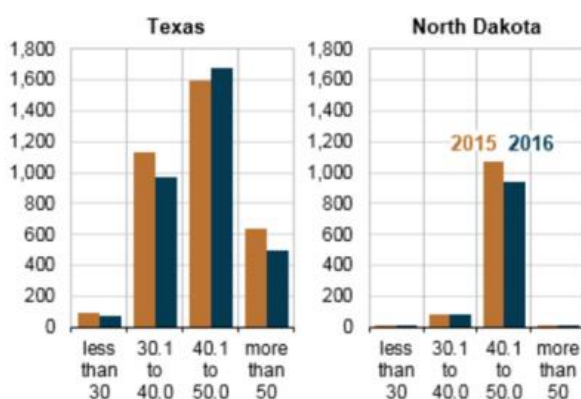
3.3.1 Características Físico Químicas do Óleo de Xisto

O xisto é composto por matéria orgânica entre 5% e 60%, carbono fixo em torno de 10% e conteúdo de cinza entre 30% e 90%, podendo conter até 13% de carbono orgânico (presente em cadeias carbônicas), 5% de hidrogênio e 87% de matéria mineral. A fração mineral da rocha pode incluir argila, minerais, carbonatos (como calcita,

dolomita e siderita e, em menores proporções de aluminossilicatos) e sílica, dependendo do ambiente de deposição. São encontrados, ainda, alguns sulfetos como pirita e marcassita, fonte de enxofre, ferro, níquel, vanádio, urânio e zinco em proporções variadas. A fração orgânica é denominada querogênio, de composição média $C_{200}H_{300}SN_5O_{11}$ (LISBOA, 1997).

Segundo dados da *U.S Energy Information Association* (2017), o grau API dos óleos de xisto costuma ser alto, acima de 30, sendo um óleo leve de bom valor comercial. A Figura 2 demonstra a relação entre o grau API e a quantidade de barris de óleo produzidos de dois estados estratégicos na produção norte americana. Os dois estados apresentados são o Texas que tem como destaque as bacias de xisto *Eagle Ford* e *Permian*, e o estado de Dakota do Norte que tem a bacia de *Bakken*.

Figura 2: Tipo de Petróleo – Grau API



Fonte: U.S. Energy Information Association (2017)

3.4. Óleo Betuminoso

A formação do óleo betuminoso se data de cerca de 50 a 100 milhões de anos atrás, com a liberação do petróleo bruto do Xisto das Montanhas Rochosas para a região leste de Alberta, no Canadá. Com a biodegradação do óleo por meio de micróbios, houve

a remoção de componentes de baixo peso molecular, deixando apenas as moléculas grandes e complexas que compõem o betume denso e viscoso (GRAY, 2009).

O betume pode ser separado em dois compostos orgânicos nominados asfalteno e malteno. Os asfaltenos têm uma estrutura molecular extremamente complexa, conferindo uma alta viscosidade ao óleo. Os asfaltenos tornam o betume pegajoso e "pesado", carregando consigo níquel, enxofre e vanádio. Isso reduz a qualidade do petróleo bruto e torna o betume muito mais difícil de refinar. O betume de Alberta contém cerca de 14 a 18% de asfaltenos. A porção restante do betume está na forma de maltenos, que podem ser posteriormente fracionados em saturados, aromáticos e resinas. A fração exata de cada componente varia de acordo com a geologia (OIL SANDS MAGAZINE, 2020).

3.4.1 Características Físico Químicas do Óleo Betuminoso

O material de um depósito típico de óleo betuminoso comercialmente viável contém entre 9% – 13% de betume, 3% –7% de água e 80% –85% de sólidos minerais. Dos sólidos, 15% -30% são partículas finas, predominantemente argilas com menos de 44µm de diâmetro. O maior desafio da produção é separar o betume dos grãos de areia e das partículas de argila de tamanho micrônico e submicrônico (GRAY, 2009).

A composição do óleo betuminoso de Alberta pode variar muito dentro até da mesma formação geológica. Um típico depósito de óleo betuminoso contém em média 10% de betume, 5% de água e 85% de sólidos, porém o betume em alguns locais pode chegar aos 20%. O betume é um hidrocarboneto complexo altamente viscoso (óleo extrapesado), que puro, tem uma densidade de 8° API, se tornando quase sólido à temperatura ambiente. O betume de Alberta também contém cerca de 4 a 5% de enxofre, perdendo apenas para o petróleo bruto Boscan da Venezuela, que contém cerca de 5,5% de enxofre e com traços de concentração de metais pesados, particularmente níquel e vanádio. Grande parte dos sólidos encontrados nesse óleo são areia de sílica e quartzo (geralmente mais de 80%), com uma pequena parcela de feldspato de potássio e argilas finas. Depósitos com maior percentual de argilas finas tendem a ter menor teor de betume e logicamente menor valor comercial (OIL SANDS MAGAZINE, 2020).

O percentual de água pode variar de zero a 9% e assim como as argilas finas, tem sua quantidade inversamente proporcional ao teor de betume. Normalmente o teor de betume, a água e o percentual de argila estão diretamente ligados. A água, através da presença de íons solúveis, tende a agrupar os finos dentro de um depósito formando as “lentes de argila” (OIL SANDS MAGAZINE, 2020).

4. EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS

4.1. Tecnologia de exploração do Pré-Sal

Em 2006, foi perfurado um poço a pouco mais de 200 km do litoral do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de cerca de 2.000 metros e atravessando uma espessa camada de rochas formadas por deposição de sal, atingindo uma camada de rochas carbonáticas impregnada com óleo. Foram encontradas nestas rochas novas acumulações de carbonatos de idade geológica aptiana, depositadas há cerca de 120 milhões de anos, colocando o Brasil de vez no rol dos países detentores de grandes reservas petrolíferas mundiais e com potencial de se tornar um dos maiores produtores do mundo (CORRÊA, 2013).

Atualmente um dos setores com maior avanço tecnológico registrado é o setor *upstream*, no qual há um maior envolvimento de riscos. A sua primeira etapa consiste na prospecção. A prospecção busca a localização em uma bacia sedimentar de possíveis formações de hidrocarbonetos por meio de estudos geológicos e geofísicos, formulando, a partir de muitas variáveis, um programa de perfuração seguro e de custo mínimo. As prospecções executadas em terra são denominadas *onshore* enquanto as realizadas em águas, mares e oceanos, são nomeadas *offshore*. A prospecção é feita nas seguintes etapas (PAIVA, 2015):

- *"Metodologia geológica: mapeia as rochas da superfície e assim permite conhecer e delimitar as bacias sedimentares e possíveis acúmulos de hidrocarbonetos.*
- *Aerofotogrametria: utiliza fotos aéreas, possibilitando o mapeamento de superfícies.*
- *Estudo de geologia da subsuperfície: determina as características geológicas das rochas de subsuperfície.*
- *Estudo geofísico: estuda a terra usando propriedades físicas. Nesse estudo se destaca a gravimetria, a qual mede a intensidade do campo*

magnético da Terra através de aparelhos conhecidos como magnetômetros. Essa medição possibilita estimar a profundidade e espessura da bacia sedimentar.

- *Método Sísmico: método mais empregado na indústria do petróleo devido ao seu custo baixo e alta eficiência. Analisa a propagação de ondas sísmicas, geradas artificialmente, através das rochas da subsuperfície. A etapa de investigação do subsolo através do método sísmico se dá através de três etapas: aquisição de dados sísmicos, processamento dos dados adquiridos, afim de eliminar erros, e interpretação*
- *Perfilagem: levantamento completo dos perfis referentes ao poço. O perfil de um poço é captado através de ferramentas que submergem no mesmo em busca de informações referentes à profundidade e as características das rochas perfuradas gerando uma imagem visual com informações que são armazenadas em arquivos digitais. Através da perfilagem é possível mapear o poço e fornecer as possíveis áreas de interesse a serem estudadas*
- *Testes de formação: Definem em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida, compilando diversas informações do poço obtidas durante a etapa de prospecção (PAIVA, 2015).”*

Após a prospecção, se inicia a atividade de perfuração, por meio de sondas de perfuração. A sonda é composta pelo conjunto dos seguintes sistemas:

- Sistema de geração e transmissão de energia (motores a diesel);
- Sistema de sustentação de cargas para sustentar a coluna de perfuração e os tubos;
- Sistema de movimentação de carga;
- Sistemas de rotação: induz a rotação da broca, e tem componentes como a mesa rotativa, que transmite rotação para a coluna de perfuração;
- Sistema de circulação de fluidos: permite o tratamento da lama de perfuração;
- Sistemas de monitoração (pressão, velocidade, nível, etc.);

- Sistemas de segurança do poço: permite o controle do poço, sendo composto por *Blowout Preventer* (BOP), válvulas, linha de controle de poço (*kill line*), etc.

A perfuração rotativa é feita por uma coluna de perfuração com broca de aço na extremidade que desce rotacionando. A fragmentação da rocha é causada pela soma do peso da coluna sobre a broca e o movimento rotacional. Com o intuito de remover os fragmentos que impedem a perfuração, simultaneamente a esse processo há a injeção de fluido dentro da coluna, o qual, passa pela broca e regressa pelo espaço anular entre as paredes do poço e a coluna de perfuração, fazendo com que os fragmentos se misturem a lama de perfuração, subam para a superfície e sejam levados para os tanques de lama, onde são eliminados. Após a eliminação dos fragmentos, a lama é retornada para o fundo do poço (THOMAS, 2004).

Ainda segundo José Formigli, gerente da exploração da Petrobras, “*Um dos desafios é como mudar a direção das brocas sem causar o desabamento nas paredes do poço*”, visto que o furo para o poço não é um caminho vertical, mas sim um caminho milimetricamente projetado visando maior rendimento possível. A solução encontrada foi a substituição da coluna de perfuração por uma coluna revestida em aço e diâmetro inferior ao da broca quando se atingisse uma determinada profundidade (FORMIGLI, 2008).

O *riser*, tubo que sai da plataforma e vai até o fundo do oceano, se tornou um grande desafio na exploração do Pré-Sal, pois ele deve ser resistente a ponto de aguentar ondas sísmicas, correntes marítimas, flutuações da base e o efeito corrosivo gerado pela presença de dióxido de enxofre, alta concentração de dióxido de carbono e a agressividade química do sal. Outro ponto de atenção é seu peso, já que são deslocados por navios ou plataformas. Em busca de solucionar esses empecilhos, a Petrobras, em parceria com a Usiminas e outras multinacionais, desenvolveu uma liga de aço especial de resistência aumentada pela tecnologia *Continuous on Line Control* (CLC) (PETROBRAS, 2015).

Durante a perfuração, é executada a cimentação entre as uniões dos tubos de revestimento e é instalado o BOP, assegurando a estabilidade do poço durante o processo.

O BOP tem a função de testar a pressão em busca de identificar vazamentos e evitar fluxos indesejáveis de quaisquer fluidos para dentro do poço, garantindo a vedação do poço. O processo é repetido até se atingir a profundidade programada (PETROBRAS, 2017).

Segundo Beltrão *et al.* (2009) os desafios para a exploração do Pré-Sal são enormes, tendo como principais obstáculos: reservatórios localizados a 5.000 metros de profundidade e sob uma camada de sal de até 2.000 metros; alta vazão de gás natural livre, alta presença de gás carbônico (CO₂) e de gás sulfídrico (H₂S), alta pressão e baixa temperatura no ambiente submarino, além de vários tipos de sal ao longo da camada com diferentes taxas de deformação, podendo provocar o aprisionamento de tubos durante a perfuração e até o fechamento e perda do poço (BELTRÃO, SOMBRA, *et al.*, 2009).

Outro fator complicador é a logística, pois a distância entre a costa e os poços é de aproximadamente 300 km, sendo o alcance máximo da autonomia de voo de um helicóptero (PAIVA, 2015).

Para atingir uma maior precisão e um maior sucesso na extração, a Petrobras, em parceria com inúmeros institutos de pesquisa, buscou desenvolver novas tecnologias para a extração. As novas tecnologias implementadas permitiram (MORAIS, 2013):

- Caracterizar o tipo de rocha que abriga as jazidas de petróleo, por meio da descoberta de um micro fóssil que permitiu um maior conhecimento sobre o posicionamento de reservatórios e suas diferentes profundidades;
- Definir de forma mais assertiva a geometria dos poços, através de programas avançados de simulação, gerando dados técnicos que ajudam a mensurar o número de poços, os custos de implementação e a produtividade;
- Desenvolver materiais adequados para o revestimento de poços através de um material mais resistente e capaz de suportar a pressão da camada de sal e a coluna de água, permitindo que o peso excessivo não prejudique a capacidade de perfuração no processo de descida ao poço;

- Separar o CO₂ do gás natural e a remover o H₂S através de plataformas flutuantes compactas que reutilizam o CO₂ como injeção para a recuperação avançada de reservas (*Enhanced Oil Recovery* - EOR);
- Evitar depósitos de parafinas, hidratos e asfalteno, que podem restringir ou obstruir a passagem de gás e petróleo, através: da construção de *risers* com isolamento térmico, da utilização de *pigs*, da injeção de aditivos químicos que dissolvem produtos orgânicos e da utilização de produtos químicos inibidores da corrosão;
- Criar de um novo sistema de ancoragem de plataformas, utilizando novos materiais como cabos de poliéster e âncoras com carga vertical

4.2. Tecnologia de exploração do Óleo de Xisto

Para a produção de qualquer poço de petróleo, os fluídos da rocha reservatório devem dispor de uma certa quantidade de energia, nomeada de energia natural ou primária. Essa energia é mensurada pelo volume e pela natureza dos fluídos existentes, assim como, pelos níveis de pressão e de temperatura contidas no reservatório. Durante a produção, há a dissipação dessa energia primária, devido a descompressão dos fluídos do reservatório e a resistência encontrada ao fluírem em direção aos poços de produção (POLI, 2014).

O volume de hidrocarbonetos que pode ser retirado do reservatório utilizando apenas a energia primária é chamado de recuperação primária. Em busca de uma maior vida útil de um poço de petróleo, há a opção pela recuperação secundária, que consiste em suplementar a energia primária com injeção de água (POLI, 2014).

Os métodos de elevação artificial (bombeio mecânico, gas *lift*) e de estimulação de poços (faturamento hidráulico, acidificação) não se aplicam a metodologia de recuperação secundária, pois não afetam diretamente as energias expulsivas do reservatório, entretanto, essa metodologia pode contribuir quanto a eficiência do poço. Essas técnicas estão mais ligadas ao comportamento dos poços produtores do que ao comportamento do reservatório como um todo (CARVALHO, ROSA e XAVIER, 2006).

A primeira utilização do faturamento hidráulico, data de 1947 no campo de Hugoton, no estado do Kansas, EUA. Foi utilizado pelas companhias de petróleo a aplicação de um elevado diferencial de pressão, transmitido pelo fluido de faturamento, contra a rocha-reservatório até a sua ruptura (FIGUEREDO, 2012).

Após estudos de viabilidade de exploração do poço, a próxima etapa a ser executada será a perfuração. Em explorações de *shale oil* devido a horizontalidade do reservatório, o processo mais indicado é o de “perfuração direcional”. É um conjunto de métodos e ferramentas que geram maior flexibilidade de angulatura no poço perfurado, direcionando a perfuração à uma trajetória pré-determinada. O desenvolvimento desta metodologia se iniciou quando a indústria de petróleo passou a explorar campos offshore, nos Estados Unidos em 1960. O método também era empregado na recuperação de poços obstruídos por prisões de colunas ou quebras de equipamentos. Existem diversas situações que demandam este tipo de trajetória. Os poços direcionais podem ser utilizados com os seguintes objetivos (ROCHA, 2011):

- Atingir alvos de difícil acesso;
- Construir um desvio feito a partir de um poço já perfurado;
- Na exploração de poços originalmente com formação indesejada;
- Multiperfurações de poços a partir de uma plataforma;
- Perfurar em áreas urbanas e de proteção ambiental;
- Perfurar em zonas fraturadas e em áreas de domos salinos;
- Perfurar poços multilaterais;
- Perfurar poços horizontais.

Após a perfuração do poço, se torna necessário viabilizar as condições de produção, para tal, é necessário realizar a completção. A completção tem como objetivos especificar (EIA, 2012):

- Se o poço é aberto ou revestido;
- Cimentado ou canhoneado;
- Número de falhas hidráulicas;
- Geometrias e condutividades.

Através dessas informações, é possível determinar o espaçamento entre os poços e a quantidade necessária para drenar o reservatório alvo. O principal diferencial de um poço de *shale oil* está na utilização do fraturamento hidráulico em vários estágios. A completção de poços de *shale oil*, em particular o fraturamento hidráulico, se inicia ainda na fase de locação do poço. O fraturamento hidráulico não altera a permeabilidade natural das rochas-reservatórios, mas aumenta o índice de produtividade dos poços, pois (SUNGGYU, SPEIGHT e LOYALKA, 2007):

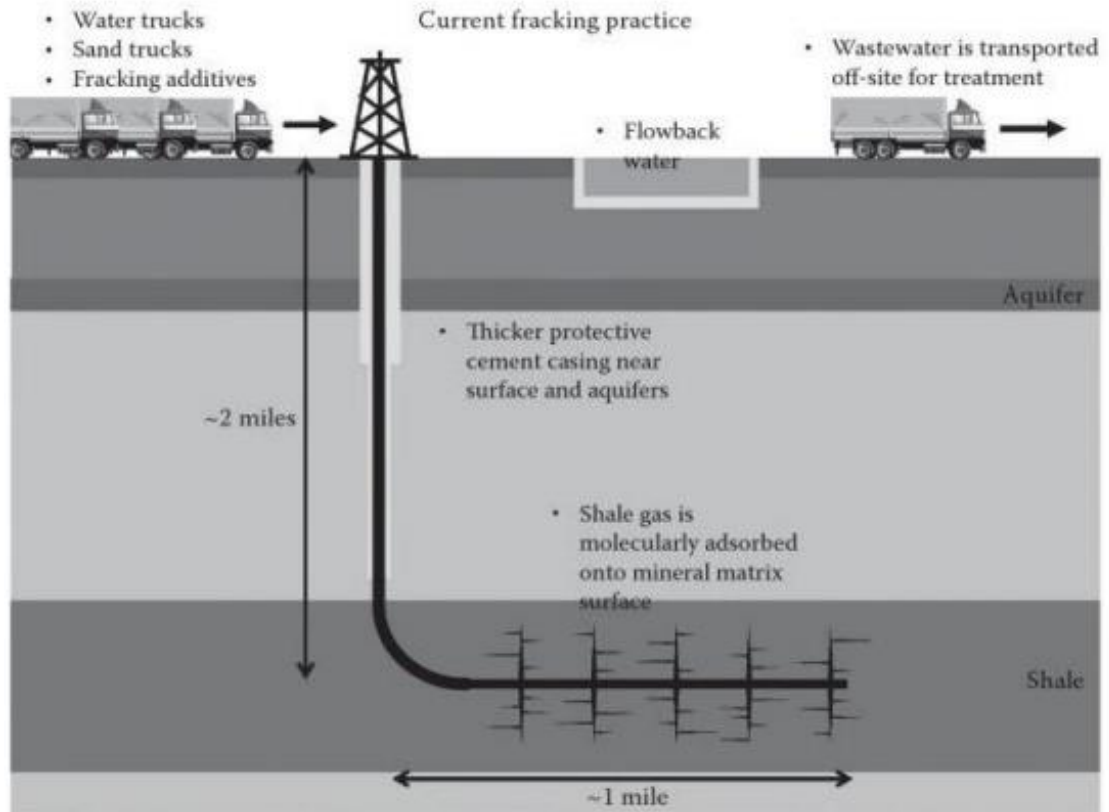
- Modifica o modelo do fluxo, ampliando a área do reservatório e gerando uma menor resistência do fluido ao percorrer os caminhos do fluxo;
- Ultrapassa regiões danificadas;
- Possibilita atingir áreas do reservatório com melhores condições;
- Em reservatórios naturalmente fraturados pode haver interconexão de áreas não produtivas inicialmente.

O processo de fraturamento hidráulico pode ser resumido em um bombeamento de fluidos de fraturamento, a uma alta pressão, capazes de superar as forças de compressão presentes nas formações rochosas do folhelho, criando fraturas estreitas em sua formação, conforme demonstrado Figura 3. Neste processo o agente de sustentação (AS ou propante) é bombeado para o interior destas fraturas, onde permite o fluxo do gás do reservatório até a superfície. Uma operação de fraturamento hidráulico típica de poços de *shale* consiste nos seguintes passos (SUNGGYU, SPEIGHT e LOYALKA, 2007):

- *“Instalar uma sonda de completção, certificar o abastecimento de água, areia e aditivos químicos e testar o poço para assegurar se ele resiste pressões hidráulicas geradas pelo bombeio do fluido.*
- *Cimentar o revestimento da superfície até a porção superior do poço. Este revestimento é de grande importância por garantir que não haverá contaminação das águas subterrâneas (lençóis freáticos). Essa etapa varia de acordo com as especificidades de cada local explorado. No início do processo é liberada uma composição de ácido clorídrico com o objetivo de retirar os resíduos deixados durante a etapa de cimentação.*
- *Instalar um revestimento de isolamento do óleo produzido.*

- *Preencher o poço com fluídos que recebem pressão, gerando altas pressões e assim fraturamento. Após a etapa de preenchimento, é injetado um fluído de fraturamento conhecido como colchão, o qual propaga a fratura;*
- *Bombear a mistura do agente de sustentação com o fluído carreador e para dentro da formação. O fluído é gradativamente filtrado para a formação e substituído pelo AS*
- *Limpar novamente o poço.*
- *É finalizado o bombeamento e é dissipada a pressão. A partir deste momento, a fratura torna-se um canal de alta condutividade preenchido com AS de alta permeabilidade.*
- *Durante a produção ocorre o flowback, parte do AS retorna para a superfície juntamente com o restante da água que ficou na fratura. A água que retorna desse flowback, é armazenada e tratada antes do descarte;*
- *Na boca do poço em superfície a árvore de natal é posicionada para que o óleo possa fluir até a estação de tratamento, compressão e, posteriormente, ser enviado para a infraestrutura de transporte e logística.”*

Figura 3- Fraturamento Hidráulico



Fonte: SUNGGYU, SPEIGHT e LOYALKA, 2007

4.3. Tecnologia de exploração do Petróleo Betuminoso

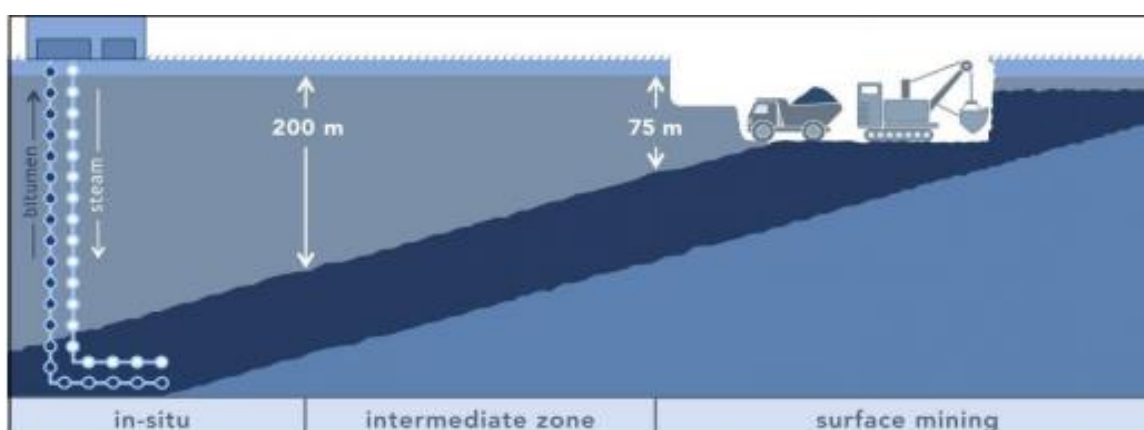
Atualmente há dois métodos de extração de betume das areias betuminosas, sendo estes a mineração superficial e a extração *in situ*. O método selecionado depende da profundidade do reservatório, caso o reservatório tenha uma profundidade até 75 metros, tecnicamente, ele pode ser extraído pela superfície, mas a maioria dos depósitos se encontra a uma profundidade já superior a 50 metros (OIL SANDS MAGAZINE, 2016).

Apenas 20% da exploração de betume canadense é viável por mineração de superfície, e os locais de viabilidade desse processo de extração se concentram na região de *Athabasca*, ao norte de *McMurray*. Os 80% restantes, estão em uma profundidade muito mais elevada, sendo necessária a exploração *in situ* (ou no local) através da injeção

de vapor superaquecido para a extração do betume. O calor do vapor ao entrar em contato com a areia e o betume, altera as propriedades físicas dos mesmos, diminuindo a viscosidade e assim, possibilitando o escoamento do betume até o poço produtor, onde o betume será conduzido até a superfície para seu devido beneficiamento. A grande maioria dos reservatórios com exploração *in situ* se encontram a uma profundidade de pelo menos 200 metros (OIL SANDS MAGAZINE, 2016).

A Figura 4 retrata a divisão das três possíveis zonas de exploração de uma reserva betuminosa. Ela pode ser dividida em *in situ*, intermediária e superficial.

Figura 4 - Zonas de extração do petróleo betuminoso



Fonte: OIL SANDS MAGAZINE, 2015

O processo de extração superficial do betume é feito por mineração, onde a areia é retirada e levada para o processo de beneficiamento. Este processo é mais simples, porém gera um alto impacto ambiental, devido a extensão da área de mineração, a contaminação de solos e rios próximos a extração em céu aberto e a alta quantidade de água gasta no processo de separação da areia do betume (OIL SANDS MAGAZINE, 2015).

Já a extração *in situ* é um processo voltado em extrair apenas o betume, não se extraíndo a areia. Para esse método de extração, é utilizado o *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD), uma técnica avançada que consiste na utilização de dois poços horizontais, sendo, um produtor, localizado próximo a base do reservatório, e outro injetor, situado alguns metros acima. O método cria uma câmara de vapor enquanto

executa uma varredura mais qualificada dos fluídos do reservatório. Os maiores desafios desse tipo de exploração se encontram no alto gasto de energia e na injeção de produtos poluentes nos poços, os quais podem contaminar lençóis freáticos e o solo da região, em contraponto a exploração superficial, ele tem como vantagem a necessidade de uma pequena área para realizar a extração, gerando menor poluição superficial (RIOS, 2011).

Em zonas intermediárias, é possível aplicar os dois processos, sendo necessária uma análise baseada nos custos e impactos ambientais. Enquanto a mineração necessita de uma grande quantidade de água no processo de separação, o processo in situ requer menos água, porém um maior gasto de energia para a geração de vapor. Uma das grandes vantagens do óleo betuminoso é a longa vida útil das instalações de extração. Esse benefício tem como maior motivador a baixa taxa de declínio do poço que diminui cerca de 4% ao ano dando uma sobrevida de até 30 anos ao poço em comparação com bacias convencionais, com taxa média de 20% ao ano. Essa diferença se torna ainda maior se comparado com depósitos de xisto que chegam até a 40% ao ano (MORAIS, 2013).

Há muitas variáveis que devem ser consideradas durante o desenvolvimento de grandes projetos de extração de betume por meio de areias betuminosas, entre eles estão (BARTOLOMEU, 2014):

- *“O preço do barril de petróleo, que interfere diretamente na viabilidade ou não de se produzir este tipo de óleo;*
- *Reconhecimento internacional;*
- *Questões geopolíticas, sendo necessário um relacionamento cada vez mais estreito com seus principais clientes;*
- *Crescimento global da demanda de petróleo, devido ao elevado custo de produção deste tipo de óleo;*
- *Tecnologia de extração;*
- *Necessidade de mão de obra altamente qualificada, devido à alta complexidade desse tipo de exploração e a baixa mão de obra disponível;*
- *Problema ambientais, como explicitado anteriormente;*

- *Consumo do mercado Chinês e Americano, maiores importadores, com destaque para os americanos os quais praticamente monopolizam a exportações do insumo;*
- *Gerenciamento de emissão de gases. Alta quantidade de enxofre, o tornando o que chamamos de óleo azedo. Há em média mais de 5% de enxofre nesse óleo, o que pode acarretar em corrosões de equipamentos e na intoxicação de trabalhadores com a liberação de H₂S;*
- *Uso excessivo de água. Tanto em processos de mineração quanto in situ. Para a produção de um barril de petróleo sintético (SCO) utiliza-se em média de 2 a 4,5 barris de água doce.”*

Em busca de mitigar o uso excessivo de água, que pode chegar em até 3,3 bilhões de barris de água doce por ano em casos como o da mineração de *Athabasca*, foi criado um processo de reciclagem da água em lagoas próximas as lagoas de rejeito, diminuindo assim, o uso de água proveniente de rios e mananciais (NEB, 2006).

4.3.1. Exploração Superficial de Petróleo Betuminoso

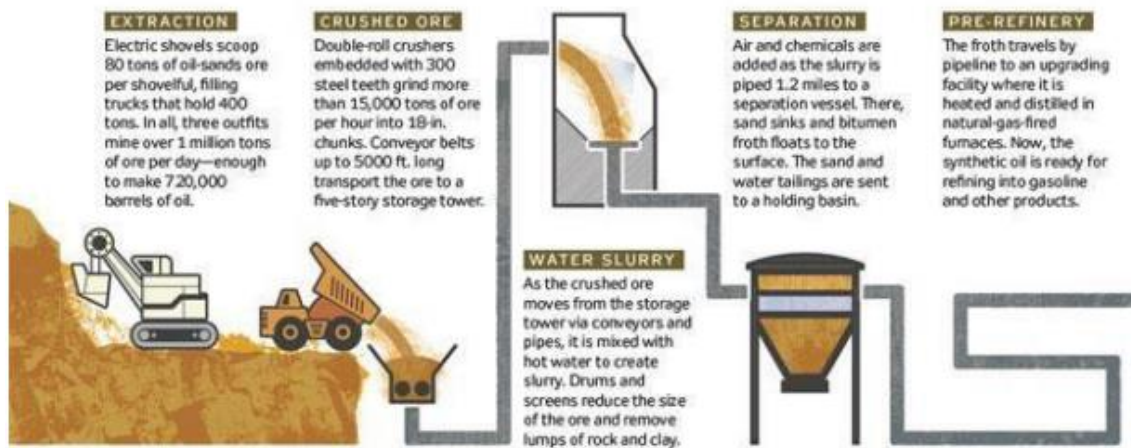
O beneficiamento de areias betuminosas por meio de mineração, é desenvolvido em algumas etapas, como demonstrado na Figura 5. O processo será dividido em (OIL SANDS MAGAZINE, 2015):

- *“Extração da Areia (Extraction): É feita a mineração na superfície para retirar pedaços aglomerados dessa areia betuminosa. Assim como na mineração convencional, as máquinas que operam nesta extração são de grande porte, com caminhões com capacidade de transporte de até 400 toneladas de minério, possibilitando que em um dia se minere cerca de um milhão de toneladas de areia betuminosa, podendo gerar até 720 mil barris de petróleo. A areia minerada costuma ter de 7 a 13% de concentração de betume;*
- *Trituração do minério (Crushed Ore): O minério é despejado em uma espécie de funil com dois rolos compressores de 300 dentes cada, os quais*

podem triturar até 15 mil toneladas por hora. Após a trituração, o minério é transportado para uma torre de armazenamento;

- *Pasta de Minério (Water Slurry): Da torre de armazenamento, outros três transportadores alimentam uma série de interruptores de tambor radiais, que por sua vez fragmentam ainda mais os pedaços. Nesta etapa é adicionada água quente para criar uma pasta. A lama é bombeada e agitada ao longo do percurso, fazendo com que o betume seja separado das areias mais pesadas. Os dutos alimentam o vaso primário de separação com água, gerando uma decantação em que o betume sobe para o topo e a água, em conjunto com a areia, começa a se depositar no fundo do vaso. Esta fase é conhecida como espuma, e contém 60% de betume, 30% de água e 10% de sólidos (HOFFMAN, 1883);*
- *Separação (Separation): Há o bombeamento da areia betuminosa suspensa para uma grande unidade de separação por gravidade (vaso de separação primária). O betume que se liga às bolhas de ar geradas por um solvente espumoso injetado no vaso, é recuperado por um tanque de armazenamento de espuma, já a sílica que se depositou no fundo do vaso, é bombeada para a lagoa de rejeitos junto com a água, para que seja feita a recuperação da água para reaproveitamento;*
- *A espuma produzida na extração é misturada a outro solvente, o qual reduz a viscosidade da mistura. Assim que a viscosidade é reduzida, a espuma diluída é processada através de uma série de unidades de separação por gravidade para remoção final da água e dos sólidos finos;*
- *Pré-refino: (Pre-refinery): A espuma é bombeada por encanamento para uma instalação de beneficiamento para ser aquecida e destilada, possibilitando que óleo sintético esteja apto para refino.”*

Figura 5- Etapas de Extração Superficial

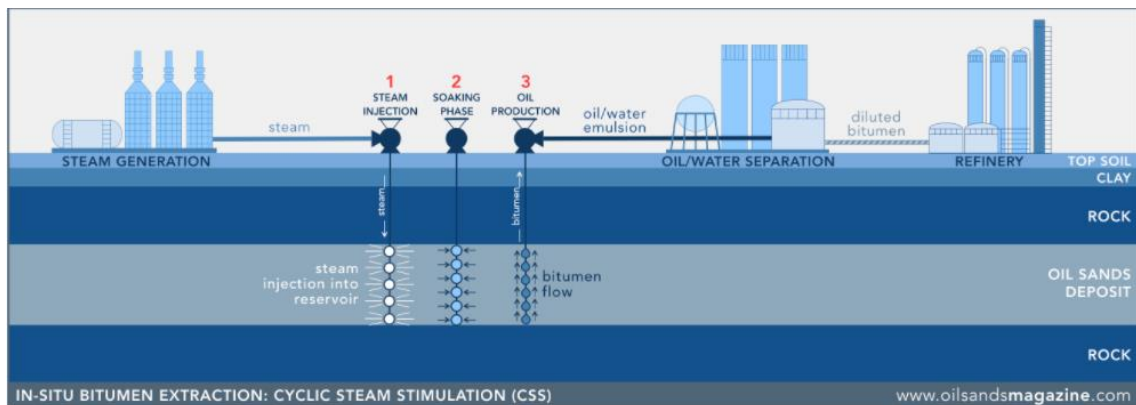


Fonte: OIL SANDS MAGAZINE,2016

4.3.2. Exploração In Situ do Petróleo Betuminoso

Como mencionado anteriormente, a extração *in situ* só pode ser feita em depósitos localizados 75 metros abaixo da superfície. Como 80% dos depósitos canadenses se encontram com uma profundidade superior a 200 metros, essa se tornou a metodologia mais frequentemente utilizada no território. O processo consiste na injeção de vapor no reservatório, gerando o aquecimento do betume que por sua vez se torna mais fluido. A emulsão do betume é então bombeada para a superfície e enviada para uma planta de separação, onde a água (em estado gasoso) é removida do betume. O betume então é diluído e vendido. O processo está esquematizado na Figura 6, a qual mostra as principais etapas deste tipo extração.

Figura 6- Processamento *in situ* CSS



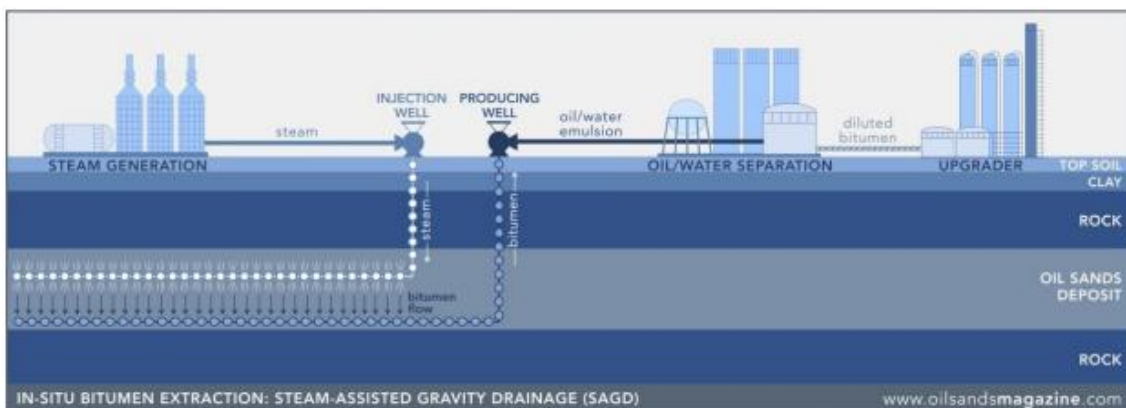
Fonte: OIL SANDS MAGAZINE, 2018

A extração *in situ* causa menor impacto ambiental que a extração por meio de mineração. Esse menor impacto se dá pela diminuição do uso de água e não produção de um fluxo de rejeitos. Além da redução do impacto ambiental, por ser necessário a presença de usinas menores de transformação e maiores taxas de produção, a rentabilidade da extração se torna maior em comparação com a mineração, tornando esse processo cada vez mais popular, e tornando-o a metodologia que lidera o crescimento da produção de betume para as próximas décadas. Os processos de extração de betume a partir das areias betuminosas mais utilizados em Alberta no Canadá são (OIL SANDS MAGAZINE, 2018):

- “*Estimulação de vapor cíclico ou Cyclic Steam Stimulation (CSS): Técnica em que um único poço vertical é perfurado no depósito de areias betuminosas. É injetado um vapor de alta pressão no reservatório para aquecer o betume e reduzir sua viscosidade. A injeção ocorre por várias semanas, em busca de saturar completamente o reservatório e permitindo que o poço opere por vários dias ou até semanas de forma pressurizada. À medida que o reservatório esfria, isso proporciona a força motriz para levar o óleo para a superfície. O fluxo é então invertido para que a emulsão de betume/água possa ser bombeada de volta à superfície. Esta fase de produção pode durar várias semanas. A taxa de recuperação do poço gira em torno de 25% devido a descontinuidade do processo;*

- *Técnica de recuperação Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD): Dois poços horizontais são perfurados com distância média de 5 metros e um devendo estar acima do outro. O poço deverá ter profundidade entre 150 e 450 metros e até 1000 metros de comprimento. Há a injeção de vapor à alta pressão no poço superior (poço de injeção) para o aquecimento do betume circundante. Na medida que o betume aquece, ele se liquefaz e começa a deslocar para o poço inferior, devido à gravidade do poço. A emulsão de betume e vapor condensado contida no poço inferior é bombeada para a superfície e enviada para uma usina de processamento, onde o betume e a água são separados, como mostra a Figura 7. A água recuperada é tratada e reutilizada no processo. O betume então é enviado para um beneficiador para processamento ou diluído e vendido ao mercado. A taxa de recuperação do betume é próxima de 60% devido ao fato de ser um processo contínuo e gerar menos distúrbios terrestres.”*

Figura 7- Extração in situ (SAGD)



Fonte: (OIL SANDS MAGAZINE, 2018)

A escolha por qual sistema será utilizado depende da formação geológica do reservatório em questão. Na *Tabela 3* se encontra um quadro comparativo dos dois métodos *in-situ*.

Tabela 3- Quadro comparativo dos métodos de exploração *in-situ*

Quadro Comparativo		
Método	CSS	SAGD
Nº de perfurações	1	2
Entrada	Vapor em alta pressão	Vapor em alta pressão
Objetivo	Aquecimento do Betume	Aquecimento do Betume
Saída	Emanação por saturação do poço	Deslocamento para poço inferior
Processo	Batelada	Contínuo
Taxa de Recuperação	25%	60%

Fonte: Elaboração própria

5. COMERCIALIZAÇÃO DOS PETRÓLEOS NÃO CONVENCIONAIS NO MERCADO INTERNACIONAL

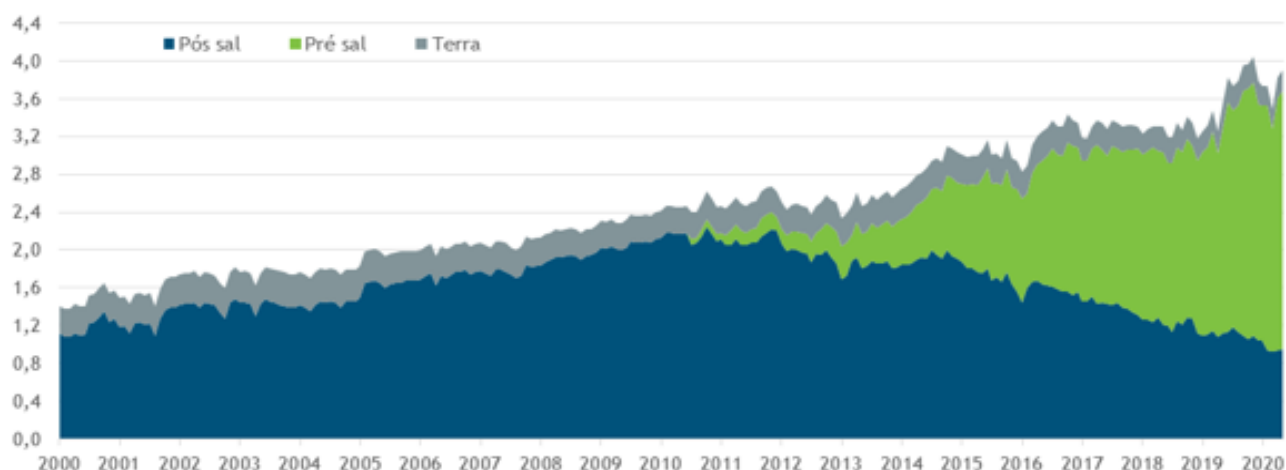
5.1 A produção no Pré-Sal

Em 2018, a produção nacional de petróleo apresentou queda de 1,3% na comparação anual, atingindo 944,1 milhões de barris (média de 2,6 milhões de barris/dia). A produção de petróleo no Pré-Sal passou de 469,9 milhões de barris em 2017 para 521,5 milhões de barris em 2018, alcançando, na média, a marca de 1,4 milhão de barris/dia no ano, representando 55,2% da produção nacional total. Em 2018, foram exploradas 72 correntes de petróleo, as quais continham densidade média de 26,7° API e teor de enxofre de 0,5% em peso. A relação reserva/produção (R/P) de petróleo apresentou aumento de 13,4 anos, em 2017, para 14,2 anos em 2018, em função do aumento das reservas e queda na produção. O Brasil ficou na 10ª colocação do *ranking* mundial de produtores de petróleo em 2018 (ANP, 2019).

Segundo a ANP, o Pré-Sal brasileiro, em 2019, produziu 633,9 milhões de barris de petróleo, registrando crescimento de 21,5%, sobre o volume consolidado em 2018 cuja produção foi de 521,5 milhões de barris de petróleo. Em 2019, a produção de óleo somente do Pré-Sal, correspondeu a 58% dos 1,09 bilhões de barris produzidos no Brasil, obtendo um crescimento de 7,78% em comparação ao ano anterior (ANP, 2019).

Segundo o boletim da produção de petróleo e gás natural de março de 2020 da ANP, a produção de óleo mensal, foi de 2,97 Mbpd (milhões de barris por dia). Somente os 117 poços do Pré-Sal, produziram 1,99 Mbpd de óleo, obtendo uma participação de aproximadamente 67% da produção total do mês de março. Ainda segundo o boletim, foi possível constatar uma redução de 0,2% em relação ao mês anterior e um aumento de 28,8% se comparada ao mesmo mês de 2019. Apenas o Pré-Sal correspondeu a 66,7% de toda produção energética do país (ANP, 2020). É possível observar através do Gráfico 1 o aumento da participação do Pré-Sal na produção nacional no decorrer do tempo.

Gráfico 1 -Aumento da Participação do Pré-Sal em Mbpd (01/00 - 07/20)



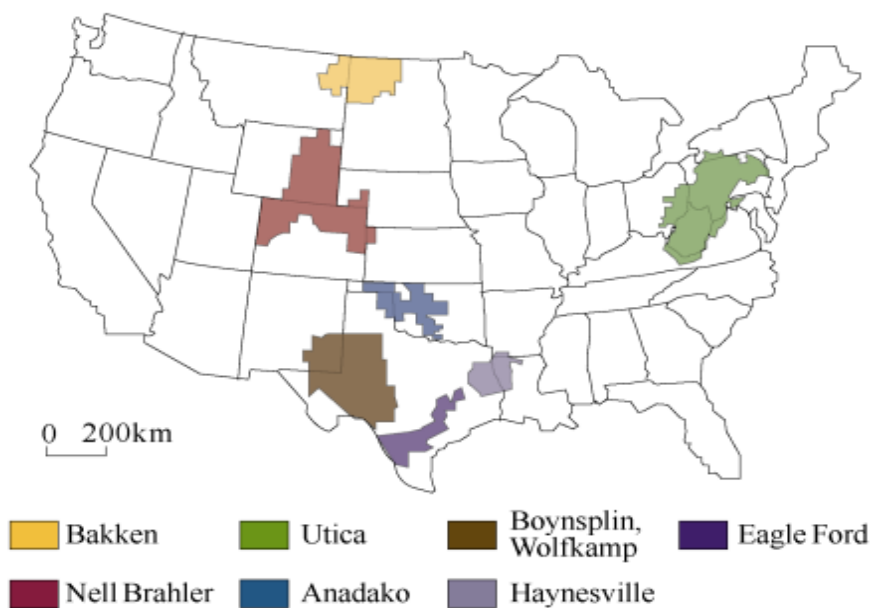
Fonte: Elaboração da IBP com dados ANP, 2021

5.2 A produção do Óleo de Xisto

O rápido crescimento da produção de óleo de xisto nos Estados Unidos o tornou um dos maiores exportadores de petróleo bruto no mundo. Em 2018, a produção de óleo de xisto nos Estados Unidos atingiu um recorde, com pico de produção diária superior a 15,3 Mbpd e continuou a mostrar crescimento rápido. Foi estimado para 2021, após 70 anos, a troca histórica da importação norte americana para exportação líquida de petróleo, gerando independência energética do maior consumidor de petróleo do mundo. O desenvolvimento do óleo de xisto nos Estados Unidos mudou o padrão de oferta e demanda de petróleo e gás global e criou um profundo impacto na geopolítica (YANG LEI, 2019).

O conceito de óleo de xisto nos Estados Unidos é relativamente amplo, referindo-se principalmente ao petróleo leve de xisto de rochas geradoras, por abranger características físico químicas diversas. Os recursos do óleo de xisto são amplamente distribuídos nos Estados Unidos e a maior parte é produzida nas bacias de *Williston (Bakken)*, Golfo do México (*Eagle Ford*), *Permian (Born Spring e Wolf Camp)*, Denver (*Neybral e Anadarko*), Apalaches (*Utica*) dentre outras, como demonstrado pela Figura 8 (EIA, 2021).

Figura 8- Reservatório de Xisto no EUA



Fonte: Relatório de produtividade e perfuração EIA (2019)

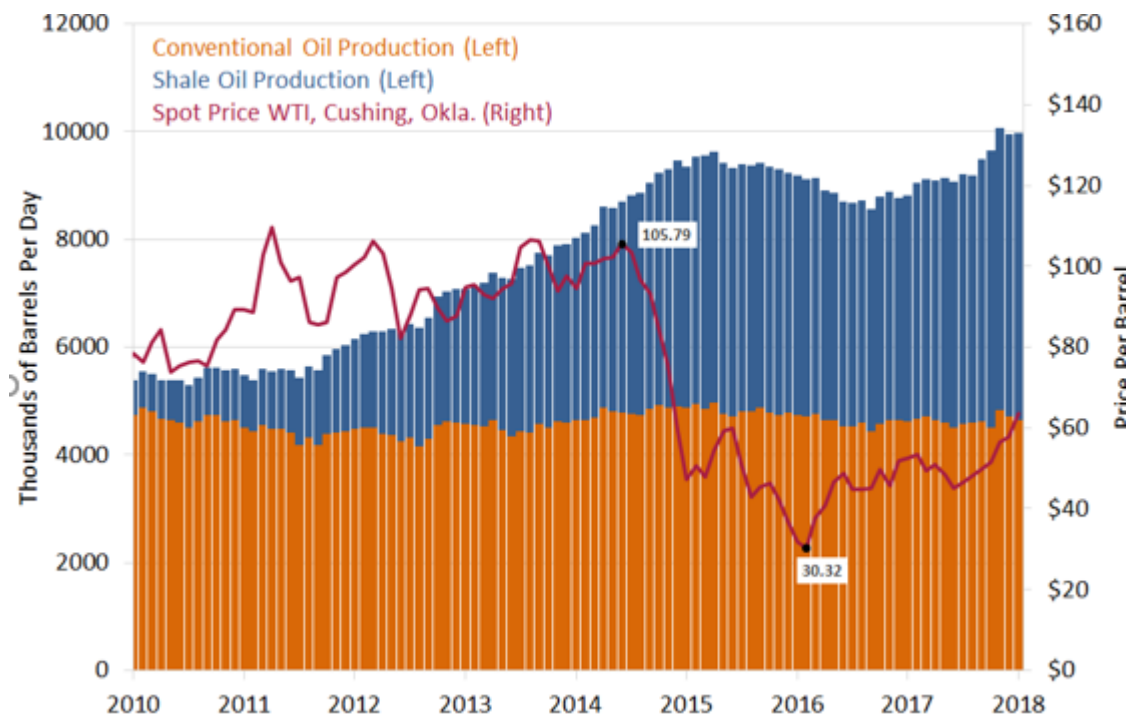
O desenvolvimento do óleo de xisto nos Estados Unidos passou por um longo período de preparação. Nas décadas de 1980-1990, com a melhoria gradual do fraturamento hidráulico e da tecnologia de poços horizontais, o desenvolvimento se deu gradualmente, mas não formou uma escala de capacidade de produção por muito tempo. No meio da Formação *Bakken* em 2000, o campo petrolífero *Alm Coulee* foi comercializado com sucesso usando poços horizontais. Em 2006, a *Eagle Ford Zone* começou a produzir óleo de xisto. Em 2007, a produção da Formação *Bakken* excedeu 12.000 bpd por fraturamento escalonado em poços horizontais. O óleo de xisto começou a entrar na fase de desenvolvimento comercial em grande escala. Depois de 2010, nos Estados Unidos chegou-se a um estágio de rápido crescimento. Em apenas 8 anos, a produção aumentou mais de dez vezes. Em alguns períodos, a produção aumentou em mais de um milhão de barris por dia, criando um crescimento sem precedentes (YANG LEI, 2019).

Segundo o *Short-Term Energy Outlook* (2017), relatório desenvolvido pela U.S. Energy Information Administration (EIA), a produção de petróleo em 2018 já tinha a previsão de superar a produção de petróleo de 1970, alcançando incríveis 9,9 Mbd. Na

realidade as expectativas foram superadas, pois segundo o anuário estatístico da ANP (2019), os americanos produziram 13,16 Mbpd em 2018 e 15,3 Mbpd em 2019 (ANP, 2019). Vale destacar que mais da metade dessa produção diz respeito a óleos produzidos a base de xisto, destacando-se as bacias *Permian* e *Eagle Ford*, no estado do Texas, e a bacia *Bakken* na Dakota do Norte (EIA, 2017).

Em dezembro de 2018, xistos nortes americanos tiveram produção de cerca de 7 milhões de barris por dia (b/d) de petróleo bruto (60% da produção total de petróleo dos EUA). Há uma década, em dezembro de 2008, o óleo pesado representava cerca de 12% da produção total de petróleo bruto dos EUA. Esse avanço é demonstrado no Gráfico 2 (EIA, 2019).

Gráfico 2- Participação do óleo de xisto no Estados Unidos



Fonte: EIA e FRED (2019).

5.3 A produção do Petróleo Betuminoso no Canadá

Na primeira década do século XXI, a produção de petróleo bruto do óleo betuminoso cresceu em mais de 1 milhão de barris por dia, a um custo de produção de Can \$ 35 (US\$ 28) por barril, se tornando um preço satisfatório para o alto investimento na exploração (GRAY, 2009). Segundo o BP'S 2019 *World Energy Review*, o Canadá possui a terceira maior reserva comprovada de petróleo do mundo, com um total de 168 bilhões de barris.

O óleo betuminoso de Alberta têm a terceira maior reserva de petróleo do mundo, depois da Venezuela e da Arábia Saudita. Apenas o óleo btuminoso, contêm cerca de 164 bilhões dos 168 bilhões de barris de petróleo recuperáveis do Canadá, obtendo uma participação 97,6% nesse montante. Ainda segundo *Alberta Energy Regulator* (2018), espera-se que a produção de óleo betuminoso aumente de 2,8 Mbpd em 2017 para 3,9 Mbpd em 2027 (AER, 2018).

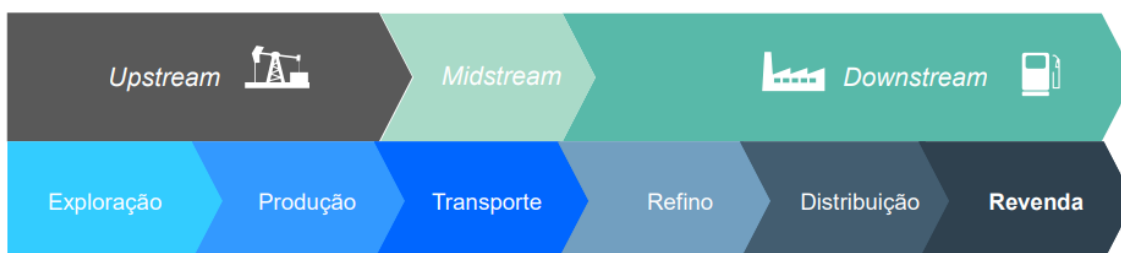
Segundo o (NRC, 2019), o Canadá é o quarto maior produtor e terceiro maior exportador de petróleo no mundo, e tem como principal cliente os Estados Unidos. Que importam 98% do petróleo canadense. Em 2019, haviam 167,7 bilhões de barris de reserva provada no país, representando 10% das reservas mundiais. Ao final de 2019 a produção média foi de 4,7 Mbpd, sendo que 1,7 Mbpd eram enviados para refinarias nacionais e 3 Mbpd, eram exportados sem processo de refinamento. Destes 4,7 Mbpd, produzidos, 3,8 Mbpd, foram para exportações enquanto apenas 0,8 Mbpd, foram importados.

Segundo a associação canadense de produtores de petróleo (CAPP), em 2019, a produção total de petróleo canadense correspondia a 4,7 Mbpd, sendo desses, 2,95 Mbpd apenas de areia petrolíferas, o que corresponde a 63% do total produzido. O crescimento na participação do óleo betuminoso é nítido se compararmos que em 1984 a produção média era de 1,4 Mbpd, e desses apenas 0,2 Mbpd eram oriundos do óleo betuminoso, correspondendo a 14% do total produzido.

6. ANÁLISE ECONÔMICA DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO

Neste capítulo, serão estudados os custos produtivos das três fontes analisadas no presente trabalho. A métrica utilizada comumente no mercado para a mensuração de custos é US\$/barril e será a mesma utilizada no presente trabalho. A cadeia produtiva do petróleo é bastante ampla e pode ser dividida tradicionalmente em três blocos, como visto na Figura 9 (PAIVA, 2015).

Figura 9 - Blocos de Cadeia Produtiva de Petróleo



Fonte: O Mercado Natural O&G no Brasil (FGV, 2019)

- *Upstream* engloba as atividades de exploração, perfuração e produção;
- *Midstream* são as atividades de refinamento, onde ocorre a transformação da matéria-prima;
- *Downstream* faz referência à logística da produção, incluindo distribuição e transporte dos produtos da refinaria até o consumo.

Além dos custos do ciclo produtivo, também será analisado o custo *breakeven* de cada fonte. Segundo o *site* especializado em energia *Eurasia Ventures* (2021), *breakeven* é o preço em que se torna interessante ao produtor, produzir e comercializar o petróleo. Em uma situação de mercado perfeito, o custo do *breakeven* é determinante para mensurar a sobrevivência de uma empresa. Caso uma empresa obtenha um *breakeven* superior ao preço praticado pelo mercado, sua produção deixa de se tornar atrativa, fazendo com que a produção não se pague e inviabilize o processo produtivo. Seguindo a mesma lógica, quanto menor o *breakeven* da empresa, maior será sua possibilidade de obter um bom percentual de lucro. Para se determinar os custos do *breakeven*, são necessários cálculos de alta complexidade, pois além de incluir os custos de produção do petróleo, devem ser

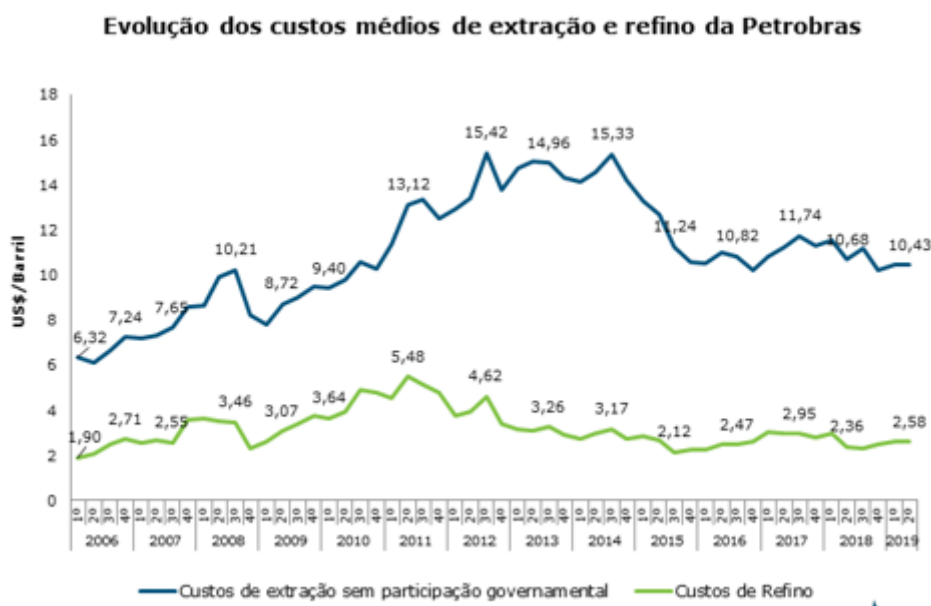
somados também os custos de impostos, investimentos, custos de exploração, custos de funcionamento, custos de transporte, pagamento de dividendos, entre outros (CBIE, 2019).

6.1 Custos do Pré-Sal

Segundo dados da *Rystad Energy Ucube*, empresa de pesquisa em energia, que coletou dados em mais de 500 empresas do segmento, o custo de exploração do Pré-Sal recuou 61% de 2014 até 2019, reduzindo de US\$ 15,3 por barril para US\$ 6. Apoiada pelo Pré-Sal, a Petrobras reduziu em 7,3% seu custo de extração total de US\$ 10,43/barril para US\$ 9,67/barril nos meses de julho e setembro de 2019. Esse novo cenário aproxima a estatal de gigantes do setor como Shell, ExxonMobil, BP e Chevron, que apresentaram no mesmo período de análise, um *lifting cost* médio de US\$ 5,40/barril. Apesar da visão otimista dos analistas, a Petrobras ainda tem um caminho longo para se equiparar com o Oriente Médio, cujo custo médio de extração de óleo convencional é de US\$ 3,20/barril (RYSTAD ENERGY, 2019).

Segundo a ANP (2019), até janeiro de 2019, a Petrobras, foi responsável como operadora, por 94,91% de todo petróleo explorado no Brasil, sendo seguida por Equinor (1,94%), Shell (1,49%), Total (1,0%) e Chevron (0,64%). Sendo assim, é possível utilizar os custos de exploração da Petrobras como bom espaço amostral. De acordo com o relatório financeiro expedido pela mesma sobre o terceiro trimestre de 2019, o custo de extração do Pré-Sal alcançou um nível de US\$ 5 por barril. Esse baixo preço, está associado a alta quantidade de petróleo extraída por operação. Segundo a Petrobras, sua produção *offshore* corresponde atualmente a um pouco mais de 94% de todo o petróleo produzido pela empresa e apenas o Pré-Sal corresponde por mais de 60% de produção nacional. Entre 2014 e 2019, houve um recuo de 67% no custo de exploração, caindo de US\$ 15,3 para US\$ 5 por barril. A previsão com a maximização da produção de algumas plataformas já operantes e o início da operação de novas unidades, é que o custo de extração caia mais (CBIE, 2019).

Gráfico 3- Evolução dos custos médios de extração e refino da Petrobras

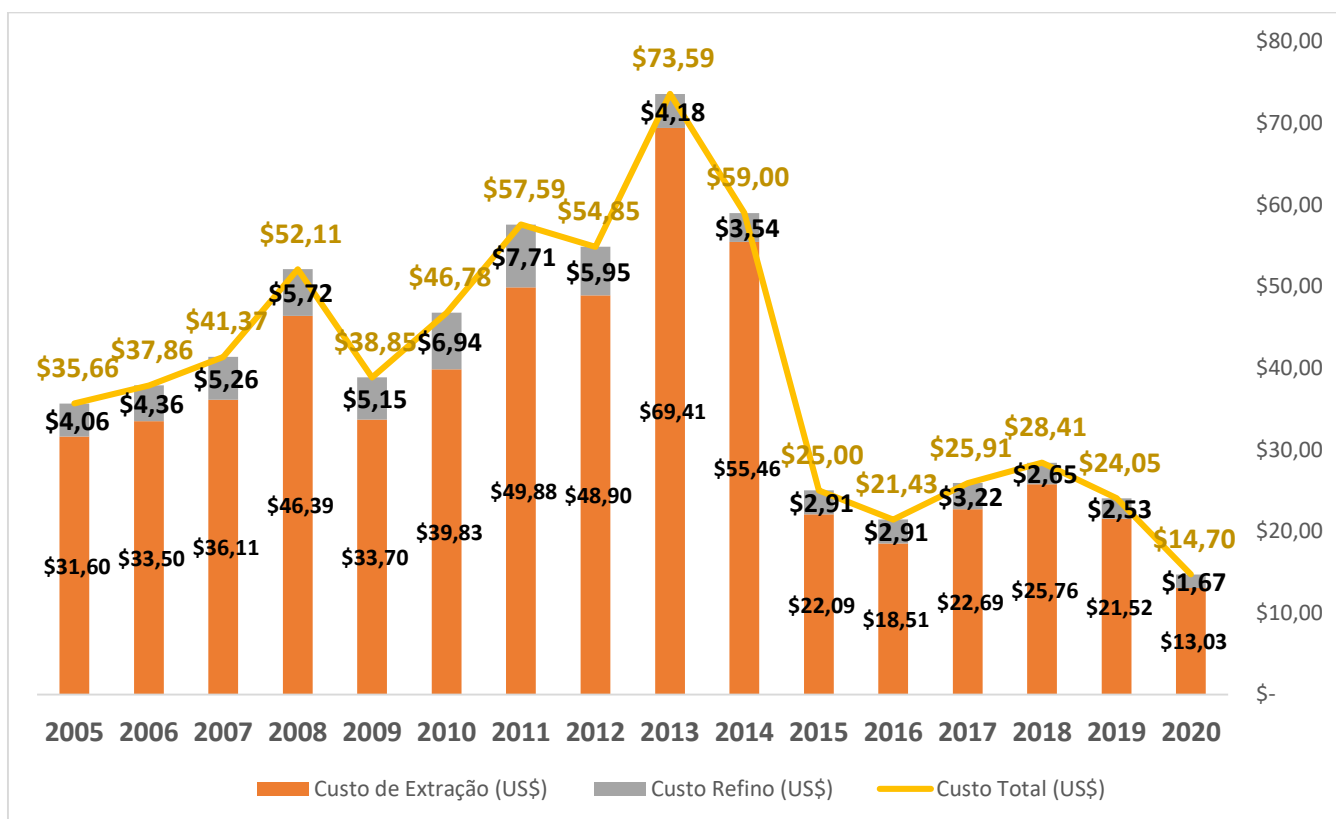


Fonte: Elaboração IBP com dados Petrobras (2019)

Segundo os relatórios de produção anuais da Petrobras e a tabela de preços de refino acima apresentada, o custo do refino até o segundo trimestre de 2019 atingiu um valor médio de 2,58 US\$/barril, um valor baixo, mas que ainda poderia sofrer uma redução maior segundo a própria Petrobras (PETROBRAS, 2020).

Segundo a Petrobras (2021), o custo do refino em 2020 ficou muito abaixo da média histórica, tendo ficado atrás apenas do ano de 2014 como o ano de menor custo. Além dos 15% a menos da média histórica, houve um aumento da participação de óleo nacional na carga processada pelas refinarias da estatal, reduzindo os efeitos do câmbio (SINDIPETRO SJC, 2021).

Gráfico 4 - Custos de extração mais os custos de refino por barril da Petrobras de 2005-2020



Fonte: Autoria própria, com dados do IBGE

6.2 Custos do Óleo de Xisto

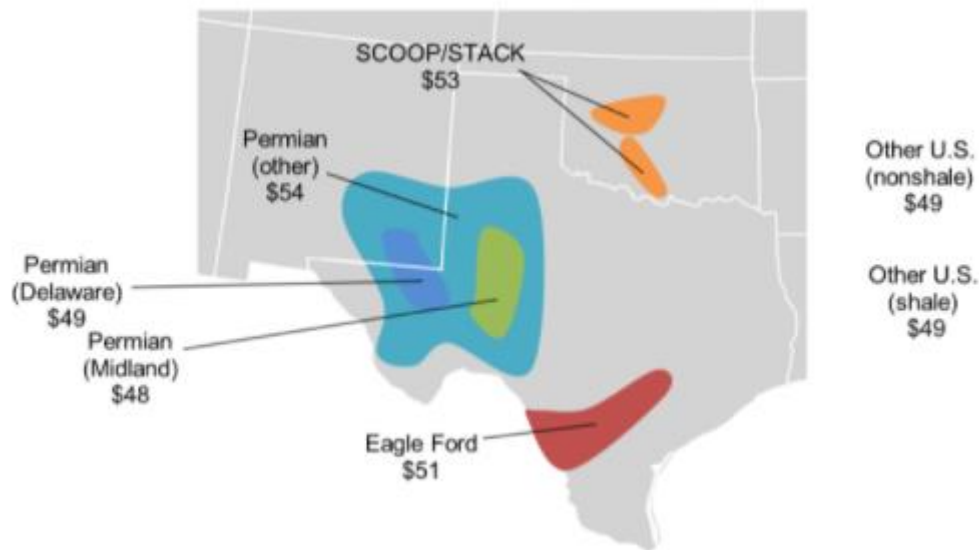
A produção de óleo leve na América do Norte foi duramente atingida em 2020 com a queda drástica nos preços do petróleo, causada pelo excesso de oferta global e supressão da demanda. Os níveis de atividade e produção mostram um declínio notável em 2020. Desde a retração ocorrida entre 2014 e 2016, o método exploratório de óleo de xisto vem se adaptando ao contexto do mercado mundial. Em 2019 a produção de petróleo norte americano atingiu 8,6 milhões de bpd, representando um crescimento de 20% comparado ao ano de 2018, porém em 2020, com a queda de demanda e preços mundial, os produtores se viram obrigados a cortar orçamentos de capital e ajustar os programas de perfuração e conclusão, enquanto se concentram nos fluxos de caixa e retornos. Além da

redução de investimentos, muitos produtores também tiveram que reduzir a produção, mão de obra e equipamentos (RYSTAD ENERGY, 2019).

À medida que os preços do petróleo melhoram no médio prazo, estima-se que a atividade e a produção de petróleo aumentem novamente, atingindo 13,6 milhões de bpd até 2030. A Bacia do *Permian* será o principal contribuinte para o crescimento expansivo daqui para frente, com o *Permian Delaware* permanecendo mais resiliente durante a desaceleração em curso. Em 2014 houve um pico de investimento em cerca de US\$ 180 bilhões, o qual sofre uma queda abrupta para US\$ 60 bilhões em 2016. Após a queda de valores nos anos de 2014 à 2016 (US\$100-US\$45) e a recuperação de 2017 até 2019, os produtores novamente tiveram que se adaptar a um contexto de queda em 2020, reduzindo seus investimentos em perfuração e conclusão na casa dos 58% em média nas principais bacias exploradas no país (RYSTAD ENERGY, 2020).

Segundo o *Dallas Fed Energy Survey* (2019), o *breakeven* do óleo de xisto caiu 4% (ou US\$ 2 por barril) em 2019, atingindo o valor de US\$ 50 por barril. O valor de US\$ 50 mascara algumas diferenças importantes. Áreas como as bacias de *Midland e Delaware* na Bacia do Permiano, com foco na atividade de xisto, são rotineiramente mais baixas, em média, do que outras localidades, como demonstrado pelo Gráfico 10. Há também variabilidade entre os operadores da Bacia do Permiano, por exemplo, a qual os preços de cada poço podem variar entre US\$ 23 a US\$ 70. Essa grande variação se dá pela realidade de alguns poços caracterizados como *sweet spots*, os quais há um menor custo de exploração e uma maior produtividade. Um bom exemplo dessa variação se encontra na *Bloomberg New Energy Finance* no Permiano, onde os custos variam de US\$ 46 por barril em *Loving County* a US\$ 87 por barril em *Reagan County*. A ampla variabilidade entre esses dois poços se dá em grande parte pela qualidade da rocha, com poços em *Loving County* normalmente produzindo a taxas mais altas e custos mais baixos em relação a *Reagan County*.

Figura 10- Custos *breakeven* do óleo de xisto no EUA

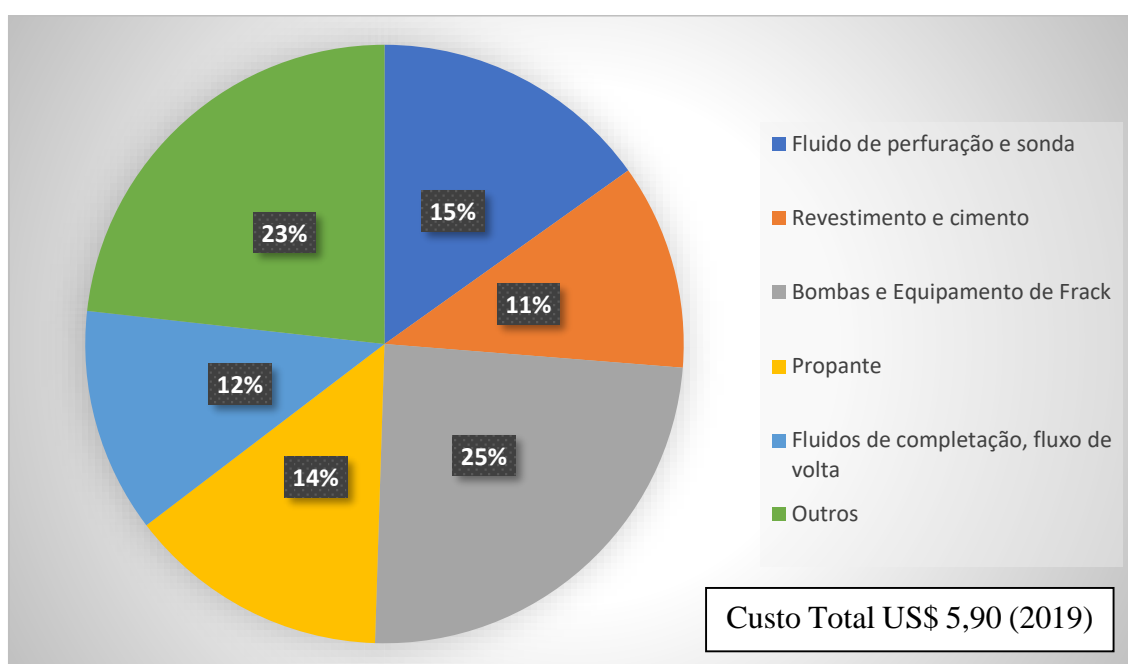


Fonte: Energy Information Administration, Federal Reserve Bank of Dallas (2019)

Em 2015, forçado pela queda do preço do barril de petróleo mundial o qual estava na casa dos US\$ 36,57, foi necessário reduzir os custos de produção do barril que apresentou uma queda de custo de 33,5% do custo bpd. Para tal, foi necessária uma readequação das petroleiras reduzindo em 34,5% o custo de perfuração e 25,6% o custo de conclusão. Essa redução se manteve em 2016 apesar do aumento de 69,4% no preço do barril, atingindo o valor de US\$ 52,62/barril. O aumento foi acompanhado da redução de 17,7% do custo de perfuração e 17,3% no custo de conclusão. Em 2017, com o reaquecimento da demanda, houve um aumento de investimento na exploração de óleo de xisto, levando o custo do óleo a atingir um aumento de 7,1% tendo um aumento de 4,1% na perfuração e 10% na conclusão. No ano de 2018 houve um aumento 10,7% no índice de custo do xisto norte americano, levando um aumento de 10% na perfuração e 12,2% na conclusão. Em 2019 houve uma estabilização do custo de xisto mantendo valores similares aos de 2018. Em 2020 houve uma redução no custo devido ao contexto gerado pela pandemia e a falta de acordo firmado entre Rússia e Arábia Saudita para reduzirem a oferta no mercado internacional levando o preço do barril a despencar para US\$ 21,04 em abril de 2020. (INFORMATION ENERGY ADMINISTRATION (IEA), 2021).

É possível observar através do Gráfico 5, que os principais custos da exploração do óleo de xisto são: equipamentos de *fracking*/bombeamento (25%) e o custo dos fluidos utilizados na perfuração (15%) (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), 2016). Ao levar em consideração os preços de exploração levantados pela *Rystard Energy* Cube (2020), referentes a exploração em 2019, no valor de US\$ 5,90/barril, o custo dos equipamentos de bombeamento e *fracking* seria de US\$ 1,48/barril, enquanto o custo dos fluídos de perfuração ficariam na casa dos US\$ 0,89/barril.

Gráfico 5 - Percentual de custos da exploração de óleo de xisto



Fonte: EIA, 2016

6.3. Custos do Petróleo Betuminoso

A exploração do óleo betuminoso requer elevado investimento de capital inicial para a construção das instalações de produção em grande escala. Os projetos *in situ* quando comparados com as minas de exploração, são mais rápidos de construir e podem ser entregues em fases menores, gerando uma maior flexibilidade quanto ao capital inicial investido. Durante o período de produção, os dois métodos de extração podem ter uma vida útil longa, entre 40-50 anos, graças ao baixo declínio de produção e a alta taxa de

recuperação do poço. A vantagem competitiva do óleo betuminoso está na longa duração do ativo e no fluxo de produção constante, o qual sofre pouca exposição à volatilidade dos preços de curto prazo como mostrado na Tabela 4 (CONSELHO DO TESOIRO E FINANÇAS DE ALBERTA, 2019).

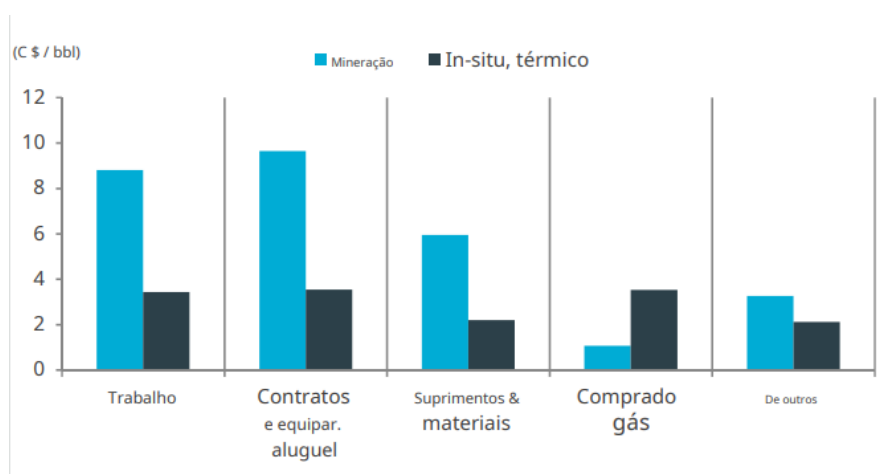
Tabela 4 - Quadro Comparativo de custos da exploração do óleo betuminoso

	Capital Inicial	Recuperação	Produção	Exposição a curto prazo
	Custos	Avaliação	Taxa de declínio	Volatilidade do preço a prazo
Mineração	Muito Alto	Muito Alto	Muito Baixo	Baixo
In-situ	Alto	Alto	Baixo	Baixo
Óleo Escasso	Médio	Baixo	Alto	Alto

Fonte: Conselho de tesouro e finanças de Alberta, 2019

Segundo a Alberta Energy (2019), as minas normalmente exigem um contingente maior de mão de obra, equipamentos e suprimentos em todas as fases do projeto, em comparação com a operação *in situ*, porém o custo com a aquisição de gás para criação de vapor é bem superior na exploração *in situ* como visto no Gráfico 6.

Gráfico 6- Custos operacionais para mineração e *in situ*, por categoria principal Média por barril, 2009-2018 (C \$ / bbl)

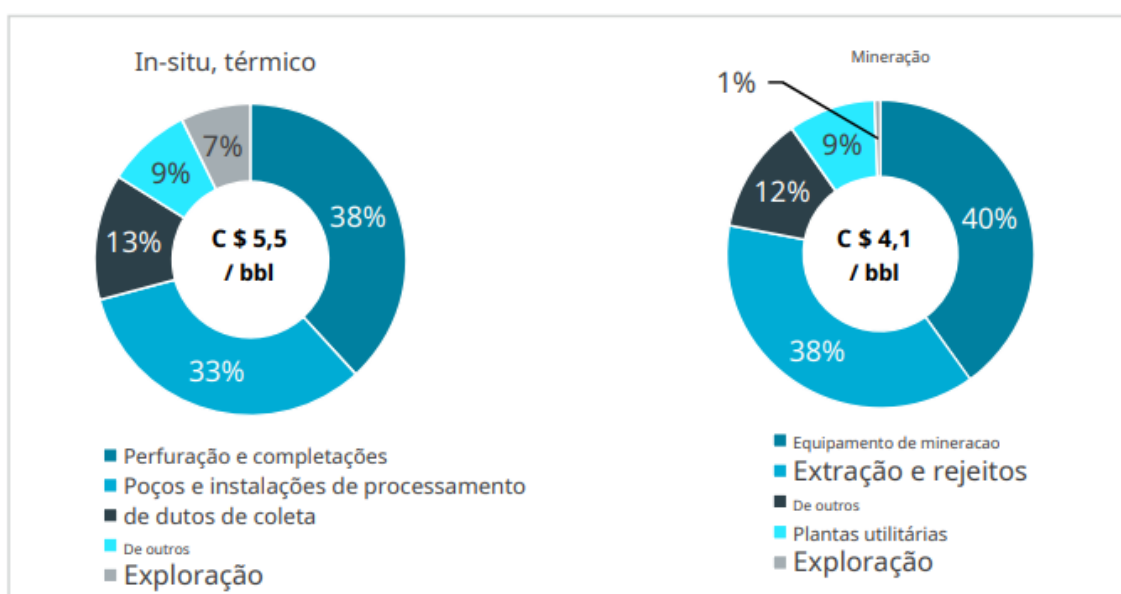


Fonte: Alberta Energy (2019)

Para os operadores *in situ*, a perfuração, completação, os poços e as tubulações de coleta representam mais de 70% dos custos de capital de sustentação. Por outro lado, os operadores de mineração gastam cerca de 80% de seu capital de sustentação para apoiar

e manter os equipamentos de mineração e extração e reservatórios de rejeitos (Gráfico 7). Outras diferenças ocorrem depois que o betume é extraído. Atualmente, a maior parte do betume produzido pelas minas vai para modernizadores locais, onde o óleo cru sintético (SCO) é produzido. O betume *in situ* e uma porção crescente de betume extraído que não é enviada para melhoradores no local são normalmente misturados com condensado, o diluente mais comumente utilizado. A mistura é necessária para atender às especificações do oleoduto para transportar o betume misturado para instalações de refino (CONSELHO DO TESOIRO E FINAÇAS DE ALBERTA, 2019).

Gráfico 7 - Capital de sustentação para mineração e *in situ*, por categoria principal Média por barril, 2015–2018 (por cento do total)



Fonte: Alberta Energy (2019)

Mesmo com a queda dos preços do petróleo em 70% em meados de 2014 até 2016 (US \$ 100 / bpd. - US \$ 30 / bpd), a exploração de petróleo betuminoso ganhou sobrevida com a priorização da redução de custos durante o período prolongado de baixos preços. Houve uma grande redução nos custos operacionais e de capital, otimizando os custos de mão de obra, do contrato de aluguel de equipamento, mudando para um design modular simplificado de instalações, melhorando as práticas de perfuração e focando nas necessidades de curto prazo. Além da redução destes custos, houve uma queda no preço do gás natural comprado, o qual, diminuiu C \$ 2,80 nos poços *in situ* (Gráfico 8) (CONSELHO DO TESOIRO E FINAÇAS DE ALBERTA, 2019).

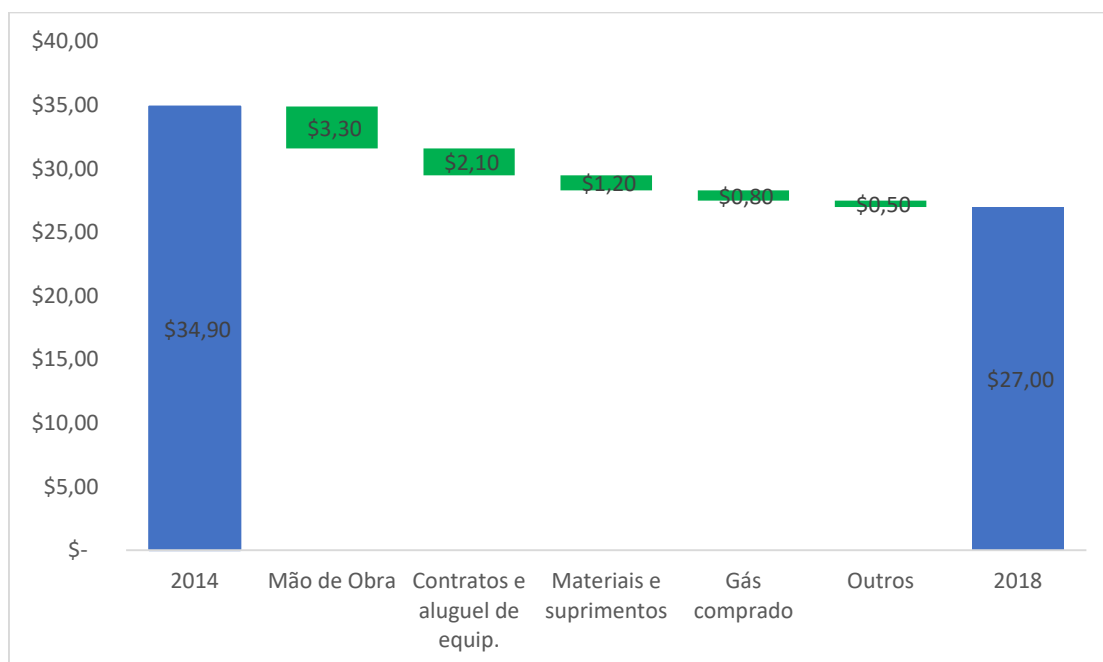
No setor de mineração, a mão de obra corresponde a um terço dos custos totais de operação, e teve uma forte queda com a redução do histograma de funcionários e uma maior eficiência do trabalho gerando uma economia de C \$ 3,30 / bpd. Serviços de contrato e aluguel de equipamentos, juntamente com suprimentos e materiais, foram as outras grandes fontes de economia de custos. A renegociação de contratos com prestadores de serviços de campos petrolíferos e fornecedores de insumos, juntamente com um maior foco em compras, reduziu o custo operacional médio por barril em C \$ 2,10 e C \$ 1,20. As reduções de custos encontradas em outras áreas melhoraram ainda mais os custos operacionais em C \$ 0,50 / bpd (Gráfico 9) (CONSELHO DO TESOURO E FINAÇAS DE ALBERTA, 2019).

Gráfico 8- Custos operacionais para *in-situ* Mudança de nível nos custos operacionais por barril, 2014 vs. 2018 (C \$ / bpd)



Fonte: Alberta Energy (2019)

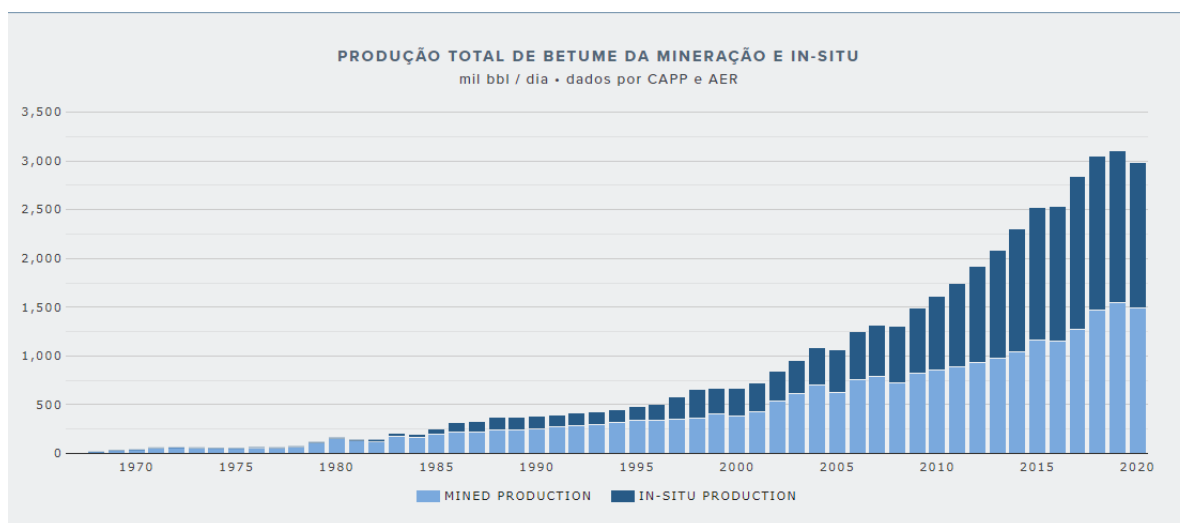
Gráfico 9- Custos operacionais da mineração Mudança de nível nos custos operacionais por barril, 2014 vs. 2018 (C \$ / bbl)



Fonte: Alberta Energy (2019)

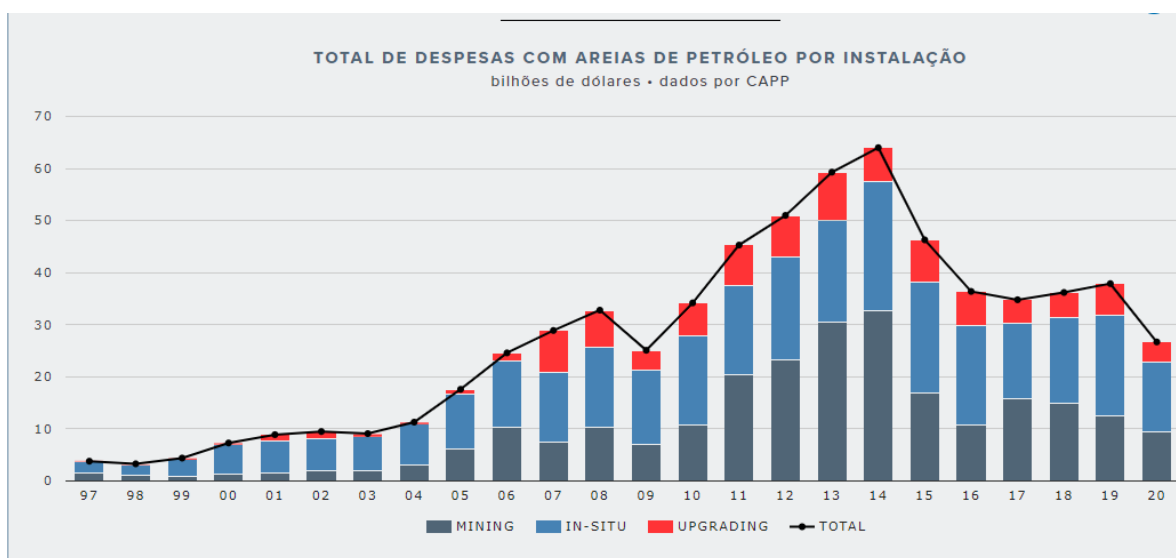
A produção do petróleo betuminoso seguiu uma crescente de exportações nos anos subsequentes a 2019 tendo uma breve queda em 2020, causada pela redução de demanda global com a chegada da pandemia de COVID-19. Segundo *Stats Can* (2021), os preços do petróleo caíram 300% no mês de abril, atingindo um preço negativo recorde de US\$ -37,63 bbl e se recuperando ao final do ano ao atingir o valor de US\$ 51,80, uma queda de 21,5% em comparação ao mesmo mês de 2019 (US\$ 66,00). Esta queda foi ocasionada devido aos desdobramentos da pandemia e a falta de acordo entre Rússia e Arábia Saudita os quais não conseguiram chegar a um acordo para apoiar os preços do petróleo, limitando assim a produção. As empresas canadenses de petróleo e gás reagiram rapidamente à queda dos preços reajustando seus gastos de capital (Gráfico 10) e a sua produção reduzindo entre 5-7% de sua produção diária (Gráfico 11) (WANG, 2020).

Gráfico 10- Produção total de Betume Canadense (1970-2020)



Fonte: OIL SANDS MAGAZINE, 2021

Gráfico 11- Gráfico de Despesas Betume (1997-2020)



Fonte: OIL SANDS MAGAZINE, 2021

6.4. Quadro comparativo

É possível observar o tamanho do impacto energético que essas três fontes possuem sobre os principais países exploradores, uma vez que apresentam uma participação superior a 60% de todo petróleo produzido em seus respectivos países, mas se distinguem quanto a sua qualidade e viabilidade de mercado.

Apesar da alta qualidade do óleo de xisto, com grau API médio de 40°, o seu *breakeven* é bem elevado, demonstrando que a sua viabilidade é bem inferior ao Pré-Sal, que em contraponto, possui um grau API mediano de 26,6°. Já o petróleo betuminoso mostrou-se o menos atrativo entre os três, pois quando são considerados os aspectos de qualidade e *breakeven*, sua viabilidade é compatível com a alta dos preços e devido a sua imensa disponibilidade em território canadense. Levando em consideração os aspectos levantados no decorrer do trabalho, evidencia-se que a fonte mais viável de exploração entre as três analisadas é o Pré-Sal, enquanto a de melhor qualidade é o óleo de xisto. As *Tabela 5* e *Tabela 6*, a seguir, ilustram de forma compilada os resultados do presente trabalho.

Tabela 5- Quadro comparativo das três fontes não convencionais de petróleo

Quadro comparativo das tres fontes não convencionais (2019)			
Tipo de óleo	Pré-sal	Óleo de Xisto	Areia Petrolífera
Produção diária (Mbpd)	1,74	15,3	2,95
Grau API (°)	26,63	40	8
Breakeven (US\$)	\$ 24,05	\$ 50,00	\$ 55,00
Participação na produção do país (%)	67%	60%	63%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 6- Quadro comparativo qualitativo

Quadro de competitividade		
Pré-Sal	Óleo de Xisto	Areia Petrolífera
Produção inferior	Maior produtor	Produtor intermediário
Alta competitividade	Baixa competitividade	Baixa competitividade
Óleo Intermediário;	Óleo Leve	Óleo Extrapesado
Altíssima participação no mercado nacional;	Forte impacto no mercado internacional	Forte participação no mercado nacional/internacional

Fonte: Elaboração própria

7. Impactos Ambientais

7.1. Impactos Ambientais do Pré-Sal

Apesar dos benefícios para o desenvolvimento de setores fundamentais para a sociedade, especialistas em meio ambiente questionam a escolha do governo brasileiro em investir na exploração de uma fonte altamente poluente e de recurso finito, enquanto o restante do mundo está ampliando seus investimentos em fontes mais limpas e renováveis. É pontuado que além do alto nível de emissão de poluentes, o processo de exploração do Pré-Sal, traz consigo um enorme risco de vazamentos causado pela alta complexidade de executar perfurações em altas profundidades e difícil contenção de possíveis vazamentos. Esses acidentes, independente das proporções, poderiam ser catastróficos para o meio ambiente. Agrega-se a esse contexto, a baixa segurança jurídica em prol de preservar o meio ambiente e de punir eventuais responsáveis por desastres ambientais. Organizações como o Greenpeace, classificam o Pré-Sal brasileiro como a nona iniciativa mais poluente do planeta, em termos de gases do efeito estufa (GREENPEACE, 2013). Já a Aliança Global pelos Combustíveis Renováveis (GRFA, na sigla em inglês), apontou o campo de Tupi, um dos dez projetos petrolíferos mais perigosos no que tange riscos operacionais (THE GUARDIAN, 2010).

Segundo o RIMA (Relatório de Impacto Ambiental) do polo do Pré-Sal da Bacia de Santos, em grande maioria, os impactos gerados estão voltados para: a mudança da qualidade da água do oceano, a disposição de sedimentos e alterações geológicas causadas pela ancoragem, a emissão de gases (hidrocarbonetos totais, dióxido de carbono, metano, óxidos nitrosos, óxidos de nitrogênio, óxidos de enxofre, monóxido de carbono e material particulado) causados pela queima de gás e o impacto direto no habitat da fauna marítima (PETROBRAS, 2017).

Segundo dados governamentais, no processo de extração do petróleo, emitimos de 20 a 30 quilogramas de CO₂ por cada barril de óleo extraído. Em busca de reduzir essas emissões, empresas com a Equinor almejam alcançar a meta ambiciosa de gerar zero emissões de carbono até 2050, com uma redução gradual de 40% até 2030 (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021).

7.2. Impactos Ambientais do Óleo de Xisto

O crescimento das atividades de extração de óleo de xisto nos EUA vem causando preocupações na sociedade acadêmica e na população em geral, gerando divergências sobre o desenvolvimento dessa fonte energética. Apesar de ser uma energia com baixa emissão de gás carbônico e de uso moderado da água em comparação com outros tipos de exploração do mesmo insumo, inúmeras organizações ambientais alertam para o alto nível de emissões de poluentes atmosféricos, o uso de grandes áreas de superfície, a geração de desmatamento e o risco de contaminação do solo. Além dos problemas acima citados, há ainda, o impacto em fontes de água doce, lagos e rios no entorno da área de exploração, trazendo risco a saúde pública na região (ONG, 2014).

A produção do óleo de xisto é menos intensiva no uso de água que as explorações convencionais, utilizando 20 L a 40 L / por barril de petróleo, enquanto as fontes convencionais americanas utilizam em média 7000 L/ por barril. Logo, a produção de não convencional usa uma menor quantidade de água por quantidade de energia gerada (SCALON, REEDY e NICOT, 2014).

Para cada área de exploração, a quantidade de água necessária irá depender de uma série de fatores da quantidade de óleo recuperável e o número de vezes em que será necessário injetar o fluido de fraturamento. A medida em que os métodos e tecnologias de extração vem se desenvolvendo, a quantidade de água utilizada vem reduzindo gradualmente (KUWAYAMA, OLMSTEAD e KRUPNICK, 2013).

A água utilizada no fraturamento hidráulico é usada para o transporte do fluido composto por: água, areia e produtos químicos. Esse fluido tem como objetivo fraturar hidráulicamente as camadas de rochas liberando o óleo que estava preso. É imprescindível que haja uma disponibilidade elevada de água para esse processo, visto que o processo de perfuração e fraturamento utilizam, em média, de 15.000 m³ a 25.000 m³ (1m³=1000 L). Além do grande volume, é necessário que a água seja de boa qualidade, impedindo que impurezas reduzam a eficiência do processo. Na maioria das vezes, a água é obtida de fontes superficiais como lagos, rios e águas subterrâneas (CAMBI, SILVA, *et al.*, 2019).

Na Tabela 7, é possível observar os volumes médios de água gasta em m³, para a perfuração e fraturamento hidráulico nos principais poços norte americanos.

Tabela 7- Volume médio de água gasto no processo de perfuração e fraturamento dos principais poços norte americanos

Reservatórios de Shale gas	Vol. Médio de Água potável para perfuração.	Vol. Médio de Água potável para fraturamento.
Barnett	900 m ³	16.560 m ³
Eagle Ford	450 m ³	18.000 m ³
Haynesville	2160 m ³	18.000 m ³
Marcellus	306 m ³	20.160 m ³
Niobrara	1080 m ³	10.800 m ³
Horn River (Apache)	900 m ³	insignificante

Fonte: (IHS, 2012)

A água misturada aos produtos químicos tóxicos utilizados no fraturamento, é de grande risco caso contamine lençóis freáticos e cursos de águas locais próximos a áreas de exploração. Há um risco potencial entre 1 a 5% de probabilidade de poços serem contaminados. Este potencial risco tem como causa possíveis infiltrações do líquido de fraturamento em poços de águas próximos a exploração (COMMUNITY SCIENCE INSTITUTE, 2007).

Além disso, as grandes pressões geradas pelo bombeamento do líquido de fraturamento para dentro do subsolo podem causar rachaduras nas rochas, induzindo a saída do líquido por vazamentos em junções defeituosas das tubulações, como também na cimentação precária. Como efeito, pode haver comprometimento da integridade do poço, gerando contaminação do solo e dos lençóis freáticos próximos (MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT), 2011).

Os produtos químicos do fluido de fraturamento são de grande importância no processo, porém 75% dos produtos químicos utilizados são agressivos ao meio ambiente e à saúde humana, afetando pele, olhos, sistema respiratório e gastrointestinal. Entre 40% a 50% desses químicos podem afetar o sistema cerebral nervoso, sistema imunológico, cardiovascular e renal. Há 37% de componentes que podem afetar o sistema endócrino e

25% podem causar câncer e mutações. Esses indicadores apontam para a precarização da qualidade de vida da população próxima a exploração e aos trabalhadores. Estima-se que entre 25% a 50% da água utilizada durante o processo retorna a superfície com líquido residual, o qual contém toxinas e metais pesados. Apesar de serem tratados, esses líquidos ficam a céu aberto em lagos de decantação, sendo sujeitos a evaporação em parte antes de serem recolhidos para a reciclagem. Esse cenário traz preocupação, pois os gases liberados são em grande maioria tóxicos (COLBORN, KWIATKOWSKI, *et al.*, 2011).

7.3. Impactos Ambientais do Petróleo Betuminoso

Toda área de prospecção de petróleo é danosa ao meio ambiente. O nível de impacto vai de acordo com o processo de extração e sua complexidade. A profundidade dos hidrocarbonetos e o fato de estarem misturados a areia, faz com que o processo de extração do betume seja duplamente danoso ao meio ambiente. A necessidade de uma remoção considerável de material de superfície em minerações, principalmente em locais de floresta boreal e a utilização de uma enorme quantidade de água no processo no SAGD e mineração, fazem com que haja impactos incalculáveis ao ecossistema local (ESTEVEZ, 2016).

Os impactos ambientais na exploração do óleo betuminoso se concentram em seis diferentes tópicos: alta emissão de carbono, uso excessivo de água, qualidade da água, tratamento de resíduos (rejeito), interferência no habitat selvagem e efeitos na saúde humana (MORAIS, 2019).

A gestão de lagoas de rejeitos é um dos desafios ambientais mais difíceis associados ao desenvolvimento do óleo betuminoso hoje e sua existência é extremamente controversa. Atualmente, as lagoas de rejeitos ocupam uma quantidade razoável de espaço em Alberta - cobrindo cerca de 77 quilômetros quadrados. Incluindo todas as estruturas de lagoas de rejeitos junto com as próprias lagoas, a área coberta total é de 220 quilômetros quadrados - uma área aproximadamente 1,5 vezes maior do que a cidade de Vancouver (cerca de 176 quilômetros quadrados no Canadá em 2010) (ALBERTA ENVIRONMENT & WATER (AEW), 2015) . Estas lagoas contêm inúmeros produtos químicos tóxicos e nocivos, como amônia, mercúrio e ácidos naftênicos. Pelo fato de não serem lagos bem isolados, há o risco de organismos aquáticos entrarem nestes lagos,

gerando danos irreversíveis. Outro problema oriundo desse baixo isolamento se dá pela possível penetração desta água no solo, contaminando águas subterrâneas e prejudicando a vida selvagem que envolve a lagoa. Além da indefinição sobre o tratamento de resíduos dado aos lagos, a geração de rejeito se mantém muito elevada, gerando uma média de 1,5 barris de rejeito para cada barril de petróleo produzido (UNIVERSITY OF CALGARY, 2018).

A partir da soma de todas as liberações de dióxido de carbono em sua produção, um único barril de petróleo betuminoso, gera 134 quilogramas de dióxido de carbono, sendo o valor médio de emissão para fontes convencionais de 35,2 quilogramas no Canadá e 24,5 quilogramas nos Estados Unidos. A grande diferença nas emissões se dá ao processo de atualização adicional, o qual requer uma grande quantia de energia (UNIVERSITY OF CALGARY, 2018).

Outro grande impacto ambiental causado pela exploração do petróleo betuminoso se dá pelo uso excessivo da água, a qual é utilizada na separação da areia do óleo extraído na mineração e na geração de vapor para o SAGD (OIL SANDS MAGAZINE, 2015).

Apesar da reciclagem da água utilizada no processo de mineração, pouca água retorna ao seu ciclo natural após a utilização. Como as águas residuais são tóxicas e necessitam de um tratamento, a água é armazenada em lagoas de rejeito, os quais aumentam a área de impacto ambiental. No processo SAGD, a água velha é injetada de volta ao solo sem reciclagem, podendo gerar contaminações em lençóis freáticos da região. A mineração de superfície do óleo betuminoso usa de três a quatro barris de água nova para produzir um barril de betume, enquanto os processos in situ usam uma média de 0,4 barris de água doce para cada barril de produção (GOVERNMENT OF CANADA, 2016).

Em Alberta, a maior parte da água usada no desenvolvimento do óleo betuminoso é reciclada – 80% para operações de mineração estabelecidas e aproximadamente 94% para recuperação in situ (GOVERNMENT OF CANADA, 2016). Apesar da redução do consumo oriundo pela alta reciclagem, a água aumenta sua salinidade antes do seu descarte nas bacias de sedimentos, pois no beneficiamento é adicionado hidróxido de sódio (ALLEN, 2008).

8. CONCLUSÃO

O petróleo se tornou um insumo estratégico para o desenvolvimento da humanidade, não só em seu aspecto energético, mas também de seus diferentes derivados que se encontram ao nosso redor no cotidiano. Em um contexto em que a demanda por petróleo aumenta de forma exponencial e a oferta de petróleo convencional não supre tal demanda, houve a viabilização de formas alternativas e não convencionais de petróleo.

As três fontes não convencionais estudadas no presente trabalho são de grande importância para a atual balança comercial dos países, tendo reservas representativas e participação maior que 60% na produção total, impactando tanto na oferta quanto na formação de preço dos *marked crudes*.

Nesse sentido, o estudo teve como objetivo descrever de forma técnico-econômica cada uma dessas fontes, demonstrando as características físico-químicas, as metodologias e desafios de exploração, o panorama comercial e os custos de produção de cada uma delas. Por meio deste, foi possível observar os inúmeros desafios que cada uma das fontes não convencionais teve que enfrentar desde o início de sua exploração. Devido à alta volatilidade do preço do petróleo, especialmente em épocas de excesso de demanda, uma fonte que depende de um alto custo de investimento para extração, acaba ficando menos atrativa ou até inviável, porém a partir do momento que se inicia a utilização do poço, não é possível parar a produção na espera da retomada dos preços. Muitas vezes para que se torne vantajosa a exploração tanto do óleo de xisto quanto do petróleo betuminoso, o petróleo deverá ser comercializado acima dos US\$ 50 e US\$ 55 respectivamente.

Um sinal positivo para superar essas adversidades se encontra na boa resposta de investimentos em avanços tecnológicos que reduzam tanto o custo de extração quanto de refino, possibilitando uma maior competitividade dessas fontes no mercado mundial. Um exemplo claro do retorno destes investimentos ocorreu com o petróleo betuminoso que teve seu *breakeven* reduzido em 40% após constantes aportes no desenvolvimento e aperfeiçoamento das metodologias de exploração *in-situ* e a necessidade de reduzir os valores operacionais forçados pela queda do preço do petróleo. Outro ponto favorável se dá pelo aumento constante da produção, a qual, proporcionalmente, reduz os custos de

produção. Um caso claro se dá pelo Pré-Sal que teve US\$ 10,30 de redução no custo de exploração do barril entre 2014 e 2019, muito devido ao aumento de produção de poços já explorados em 2014.

Após a contextualização das três fontes, é possível identificar que os próximos desafios se concentraram na busca contínua de redução de custos *upstream* e *downstream*. Para que seja alcançado esse objetivo, é necessário que se mantenha um alto investimento em novas tecnologias que visem a redução de custos e a busca por novas metodologias focadas em redução de perdas processuais.

Visto que são setores relativamente novos em exploração, a projeção de crescimento e desenvolvimento desses setores ainda é muito grande, impossibilitando saber se é possível que essas fontes cheguem a *breakeven* similares aos de explorações *onshore* mais competitivas. A tendência natural é que com o passar do tempo essa diferença diminua cada vez mais, causando a tão desejada estabilidade e segurança para um investimento tão alto. Outro ponto que ainda necessita de muito avanço é a garantia de uma produção mais sustentável e verde, reduzindo os impactos ambientais diretos, como o uso excessivo de água que no caso americano chega a 25.000 m³ para perfuração e faturamento e no canadense a uma média de 4 barris de água para cada barril de petróleo no processo de mineração, além da redução do risco de contaminação de lençóis freáticos, que nos Estados Unidos podem chegar a ter 5% de chance de acontecer.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AER. **Relatório da Alberta Energy Regulator**. Alberta Energy Regulator. Alberta. 2018.

ALBERTA ENVIRONMENT & WATER (AEW). Total Area of the Oil Sands Tailings Ponds over Time. **Alberta Environment Parks**, 2015. Disponível em: <<http://osip.alberta.ca/library/Dataset/Details/542>>. Acesso em: 19 Janeiro 2022.

ALLEN, E. W. Process Water Treatment in Canada's Oil Sands Industry: Target Pollutants and Treatment Objectives. **Journal of Environmental Engineering and Science**, v. 7, n. 2, p. 123-138, Março 2008. ISSN 1496-256X.

ANP. PANP 9 - 2000. **Site da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2000. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/portarias-anp/tecnicas/2000/janeiro&item=panp-9--2000>>. Acesso em: 16 Setembro 2020.

ANP. **ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DAS CORRENTES DE PETRÓLEO**. Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Brasília. 2010.

ANP. **Anuário Estatístico- Seção 2 - Indústria Nacional do Petróleo e do Gás Natural**. Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro, p. 5-7. 2019.

ANP. **Panorama Internacional do Petróleo**. Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Brasília, p. 2-3. 2019.

BARCZA, M. V. **Processos Químicos Industriais 3**. USP. São Paulo, p. 20-22. 2012.

BARTOLOMEU, S. J. A. **A exploração não convencional de recursos energéticos: Exemplo de Alberta (Canadá)**. Universidade Nova de Lisboa. [S.l.]. 2014.

BELTRÃO, R. L. C. et al. **Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil**. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. Houston, USA: OTC 19880. 2009. p. 4-7.

BRITISH PETROLEUM. **World Energy Review 2019**. British Petroleum. [S.l.], p. 15-35. 2019.

BUSTIN, R. M. **Xisto o gás aproveitado para pagar muito**, 2005.

CAMBI, R. C. et al. **MPACTOS DA PRODUÇÃO DO SHALE GAS & OIL NOS EUA**. **Revista Humanidades e Inovação**, SÃO PAULO, v. 6, n. 12, p. 7-10, AGOSTO 2019.

CARVALHO, R. D. S.; ROSA, A. J.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. In: ROSA, A. J.; CARVALHO, R. D. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1º. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

CBIE. O que são os custos de extração do petróleo. **Centro Brasileiro de Infraestrutura**, 2019. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-os-custos-de-extracao-do-petroleo>>. Acesso em: 10 Outubro 2021.

CBIE. O QUE SÃO OS CUSTOS DE EXTRAÇÃO DO PETRÓLEO? **CBIE.com**, 2019. Disponível em: <<https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-os-custos-de-extracao-do-petroleo/>>. Acesso em: 12 Dezembro 2021.

COLBORN, T. et al. Natural gas operations from a Public Health Perspective. **Human and Ecological Risk Assessment**, Paonia,CO,USA, v. 17, n. 5, p. 1039-1056, 20 Setembro 2011. ISSN 1080-7039. Disponível em: <https://www.biologicaldiversity.org/campaigns/fracking/pdfs/Colborn_2011_Natural_Gas_from_a_public_health_perspective.pdf>. Acesso em: 21 Janeiro 2022.

COMMUNITY SCIENCE INSTITUTE. Gas Well “Signature Chemicals, 2007. Disponível em: <<http://www.communityscience.org/gas-wells/>>. Acesso em: 18 Janeiro 2022.

CONSELHO DO TESOURO E FINAÇAS DE ALBERTA. **Alberta Weekly Economic Review**. Conselho do Tesouro e Finaças de Alberta. Alberta, p. 1-5. 2019.

COPPE. Os desafios tecnológicos e ambientais do Pré-Sal. **Site da COPPE/UFRJ**, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <<http://www.coppe.ufrj.br/coppe/publicacoes.html>>. Acesso em: 15 Setembro 2020.

COQUEIJO, H.; ROCIO, V. D. **Fraturamento hidráulico e a Geopolítica do Mercado Energético**. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2015.

CORRÊA, A. C. D. F. **A Extração do petróleo da camada pré-Sal: desafios e oportunidades**. Adtir. [S.l.], p. 3-4. 2013.

DELGADO, J. F. et al. **Boletim Energético**. Fundação Getúlio Vargas. [S.l.]. 2017.

EIA. TODAY IN ENERGY. **Pad drilling and rig mobility lead to more efficient drilling**, 2012. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7910>>. Acesso em: 1 Dezembro 2021.

EIA. Short-Term Energy Outlook 2017. **ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION [EIA]**, 2017. Disponível em: <www.eia.gov>. Acesso em: 02 Julho 2020.

EIA. Today in Energy. **U.S Energy Adminstratio Information**, 2019. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38372>>. Acesso em: 06 Janeiro 2022.

EIA. Relatório de Produtividade de Perfuração. **U.S Energy Information Administration**, 2021. Disponível em: <<https://www.eia.gov/petroleum/drilling/>>. Acesso em: 11 outubro 2021.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Trend in U.S Oil and Natural Gas Upstream Costs**. EIA. Washington,DC, p. 3-4. 2016.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States., Washington, DC, 2016. Disponível em: <www.epa.gov>. Acesso em: 15 julho 2020.

EPE. **CONTEXTO MUNDIAL E PREÇO DO PETRÓLEO: UMA VISÃO DE LONGO PRAZO**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília. 2008.

ESTEVES, R. L. **Folheto Oleígeno:revisão bibliográfica sobre gênese,caracterização, cadeia produtiva, aplicações e tecnologias de extração**. Universidade de São Paulo. Santos/SP. 2016.

FIEB. **Relatório Técnico da Indústria Brasileira e Gás da Bahia**. Federação das Indústrias dos Estados Brasileiros. Salvador - BA, p. 3-6. 2018.

FIGUEREDO, E. A. Fraturamento Hidráulico. **InfoEscola**, 2012. Disponível em: <<https://www.infoescola.com/geologia/fraturamento-hidraulico/#:~:text=Sua%20t%C3%A9cnica%20foi%20utilizada%20pela,madura%20a%20p%C3%B3s%20o%20ano%201955.>>. Acesso em: 30 Novembro 2021.

FILGUEIRAS, P. R. et al. Determination of API gravity, kinematic viscosity and water content in petroleum by ATR-FTIR spectroscopy and multivariate calibration. **Fuel**, v. 116, p. 123-130, 2014.

GOVERNMENT OF CANADA. A strategic resource for Canada, North America and the global market. **Oil Sands: Water Management**, 2016. Disponível em: <<https://www.nrcan.gc.ca/energy/publications/18750>>. Acesso em: 23 Janeiro 2022.

GRAY, M. R. Physic in the Oil Sands of Alberta. **Physics Today**, Alberta University, Março 2009. 2-3.

GREENPEACE. Point of no return. **The massive climate threats we must avoid**, Amsterdam, Janeiro 2013.

HOFFMAN, G. C. **First Attempt to separate bitumen from oil sand using water**, 1883.

IHS. America's New Energy Future. **The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy**, 1, 2012. Disponível em: <http://www.energyxxi.org/sites/default/files/pdf/americas_new_energy_future-unconventional_oil_and_gas.pdf>.

INFORMATION ENERGY ADMINISTRATION (IEA). **US Shale Cost Upstream Cost Index, 2005-2020**. IEA. Paris. 2021.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Annual Energy Outlook 2013 with projections to 2040**. U.S. Energy Information Administration. [S.l.]. 2013.

JACOMO, J. C. P. **Os hidrocarbonetos não convencionais: Uma análise da exploração do gás de folhelho na Argentina à luz da experiência norte americana.** Dissertação de Mestrado apresentada ao programa de Pós Graduação em Planejamento Energético(COPPE) - UFRJ. Rio de Janeiro. 2014.

JURBERG, R. F. **A Evolução da Indústria Petrolífera Mundial e os Impactos no Comércio Internacional de Petróleo do Século XXI Após o Início da Exploração de Fontes Não Convencionais Pelos Estados Unidos.** Monografia de Bacharelado no Instituto de Economia - UFRJ. Rio de Janeiro. 2016.

KUWAYAMA, Y.; OLMSTEAD, S. M.; KRUPNICK, A. Water Resources and Unconventional Fossil Fuel Development. **Linking Physical Impacts to Social Costs**, Washington/DC, 06 Novembro 2013. Disponível em: <https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2352481>. Acesso em: 15 Janeiro 2022.

LISBOA, A. C. L. Investigations on oil shale particle reactions. **Tese de Doutorado em Engenharia Química**, The Faculty of Graduate Studies Chemical and Bio-Resource Engineering, University of British Columbia, 1997. 440.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). The future of natural gas. **An Interdisciplinary MIT Study**, Massachusetts, 2011. Disponível em: <<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/06/MITEI-The-Future-of-Natural-Gas.pdf>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022.

MAUGERI, L. The Shale Oil Boom: A U.S. Phenomenon. **Cambridge, Massachusetts:** Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, Cambridge, Massachusetts, 2013. Disponível em: <<https://www.belfercenter.org/publication/shale-oil-boom-us-phenomenon>>. Acesso em: 12 Agosto 2020.

MORAES, E. D. **AREIAS BETUMINOSAS.** à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Santos. 2019.

MORAIS, E. D. **AREIAS BETUMINOSAS: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ABORDANDO.** Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Santos/SP, p. 60. 2019.

MORAIS, J. M. D. **PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS:** Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. Brasília: IPEA/Petrobras, v. I, 2013.

MÜLLER, A. L. H. et al. Total sulfur determination in residues of crude oil distillation using FT-IR/ATR and variable selection methods. **Spectrochimica Acta - Part A: Molecular and Biomolecular Spectroscopy**, v. 89, p. 82-87, 2012.

NEB. **Areias petrolíferas do Canadá: oportunidades e desafios para 2015.** NEB- Conselho Nacional de Energia. Calgary Alberta. 2006.

NRC. Natural Resources Canada. **Government of Canada**, 2019. Disponível em: <<https://www.nrcan.gc.ca/home>>. Acesso em: 19 Setembro 2021.

OIL SANDS MAGAZINE. Oil Sand 101: Process Overview. **Oil sands magazin.com**, 2015. Disponível em: <<https://www.oilsandsmagazine.com/technical/oilsands-101>>. Acesso em: 05 Dezembro 2021.

OIL SANDS MAGAZINE. Why Venezuela is Alberta's Biggest Competitor. **Ste da Oil Sands Magazine**, Fervereiro 2016. Disponível em: <<https://www.oilsandsmagazine.com/news/2016/2/15/why-venezuela-is-albertas-biggest-competitor>>. Acesso em: 05 Dezembro 2021.

OIL SANDS MAGAZINE. IN SITU BITUMEN EXTRACTION. **Oil Sands Magazin.com**, 2018. Disponível em: <<https://www.oilsandsmagazine.com/technical/in-situ>>. Acesso em: 11 Dezembro 2021.

OIL SANDS MAGAZINE. GEOLOGIA DAS AREIAS PETROLÍFERAS E AS PROPRIEDADES DO BETUME. **Site Oil Sand Magazine**, Alberta, fevereiro 2020. Disponível em: <<https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties>>. Acesso em: 11 Agosto 2021.

OIL SANDS MAGAZINE. OPERAÇÕES DE AREIAS PETROLÍFERAS. **oilsandsmagazin.com**, 2021. Disponível em: <<https://www.oilsandsmagazine.com/projects/bitumen-production>>. Acesso em: 16 Dezembro 2021.

ONG, B. The potential impacts of hydraulic fracturing on agriculture. **European Journal of Sustainable Development**, v. 3, n. 3, 2014.

PAIVA, V. S. C. **ESTUDO DA CADEIA PETROLÍFERA NO BRASIL: UMA CONTEXTUALIZAÇÃO DAS TENDÊNCIAS DA INDÚSTRIA NACIONAL E DAS RELEVÂNCIAS DO PRH48**. Guaratinguetá - SP, p. 15-16. 2015.

PETROBRAS. Dez principais feitos tecnológicos do pré-sal. **Site da Petrobras**, 2015. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/dez-principais-feitos-tecnologicos-do-pre-sal.htm>>. Acesso em: 29 Novembro 2021.

PETROBRAS. Parceria com Embraer aumenta a segurança em poços submarinos. **Site da PETROBRAS**, 2017. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/parceria-com-embraer-aumenta-a-seguranca-em-pocos-submarinos.htm>>. Acesso em: 27 Novembro 2021.

PETROBRAS. **RIMA**. Mineral engenharia e Meio Ambiente. Santos/SP, p. 46-53. 2017.

PETROBRAS. Pré-Sal. **Site da Petrobras**, 2020. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/?gclid=Cj0KCQjwwuD7BRDBARIsAK_5YhX-orLwqWrWoWGpOPWz0Rw1emokKTPD0YI1zLqtR2BDR8bmMWT3DXcaApznEALw_wcB>. Acesso em: 15 Setembro 2020.

PETROBRAS. **Relato Integrado**. Petrobras. Rio de Janeiro. 2020.

POLI, M. D. **RECURSOS ENERGÉTICOS NÃO CONVENCIONAIS: ASPECTOS TECNOLÓGICOS E EXPANSÃO DA PRODUÇÃO DE SHALE GAS**. Universidade Federal Fluminense. Niterói. 2014.

PRÉ-SAL PETRÓLEO. Empresas buscam redução de emissões de carbono no Pré-Sal. **Site da Pré-Sal Petróleo.gov**, 2021. Disponível em: <<https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/noticias/empresas-buscam-reducao-de-emissoes-de-carbono-no-pre-sal>>. Acesso em: 24 Janeiro 2022.

RAJESHWAR, K.; NOTTENBURG, R.; DUBOW, J. Review: Thermophysical properties of oil. **Journal of Materials Scienc**, v. 14, n. 9, p. 2025-2052, 1979.

RIOS, V. D. S. **Estudo experimental da injeção de vapor pelo método SAGD na recuperação melhorada de óleo pesado**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2011.

ROCHA, L. A. S. **Prfuração direcional**. 3º. ed. [S.l.]: Inteciencia, 2011.

ROY, M.-C. **Marsh reclamation in the oil sands of Alberta: providing benchmarks and models of vegetation development**. University of Alberta. Alberta. 2014.

RYSTAD ENERGY. Petrobras set to become world's largest oil producer. **Site da Rystad Energy Cube**, 2019. Disponível em: <<https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/petrobras-set-to-become-worlds-largest-oil-producer/>>. Acesso em: 18 Setembro 2021.

RYSTARD ENERGY. Produção de óleo de xisto na América do Norte deve cair ainda mais no próximo ano. **rystardenergy.com**, 2020. Disponível em: <<https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/newsletters/EandP/ep-october-2020/>>. Acesso em: 17 Dezembro 2021.

SANTOS, M. M. D. Xisto: Um estudo de viabilidade econômica para o Brasil–. **Tese de Doutorado**, São Paulo, 2010.

SCALON, R. B.; REEDY, R. C.; NICOT, J. P. Comparison of Water Use for Hydraulic Fracturing for Unconventional Oil and Gas versus Conventional Oil. **Environmental Science Technology**, v. 48, n. 20, p. p. 12386-12393, Setembro 2014. Disponível em: <<http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es502506v>>. Acesso em: 08 Janeiro 2022.

SCOTCHMAN, I. Shale Gas and Fracking: Exploration of Unconventional Hydrocarbons. **Proceedings of the Geologists' Association**, Londres, 2016.

SINDIPETRO SJC. Enquanto custo de produção cai, preço dos combustíveis só aumenta. **Site do Sindicato dos Petroleiros de São José dos Campos**, 2021. Disponível em: <<https://www.sindipetrosjc.org.br/p/2269/enquanto-custo-de-producao-cai-preco-dos-combustiveis-so-aumenta>>. Acesso em: 29 Novembro 2021.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of Petroleum Analysis**. Nova York: John Wiley & Sons, 2001.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of Petroleum Product Analysis**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2002.

SUNGGYU, L.; SPEIGHT, J. G.; LOYALKA, S. K. **Handbook of Alternative Fuel Technologies**. 2º. ed. New York, EUA: CRC Press, 2007.

SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Brasília. 2020.

THE GUARDIAN. Deepwater oil drilling under scrutiny as Brazil's Petrobras delays flotation. **The Guardian**, 2010. Disponível em: <<https://www.theguardian.com/business/2010/jun/23/deepwater-oil-drilling-brazil-petrobras-flotation>>. Acesso em: 12 Janeiro 2022.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004.

UNIVERSITY OF CALGARY. Climate impacts of oil sands. **Energy education**, 2018. Disponível em: <https://energyeducation.ca/encyclopedia/Climate_impacts_of_oil_sands>. Acesso em: 22 Janeiro 2022.

WANG, W. O declínio da produção e do investimento no setor de petróleo e gás do Canadá e seu impacto na economia. **Statistics Canada.com**, 2020. Disponível em: <<https://www150.statcan.gc.ca/n1/pub/11-626-x/11-626-x2020007-eng.htm>>. Acesso em: 11 Dezembro 2021.

YANG LEI, J. Z. Desenvolvimento e perspectivas globais de óleo de xisto. **EXPLORAÇÃO DO CHINA PETRÓLEO**, Universidade de Ciência e Tecnologia da China, v. 24, n. 5, p. 1-8, Setembro 2019.