

ENÉIAS DIAS MORAES

**AREIAS BETUMINOSAS: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ABORDANDO
A GÊNESE, CARACTERIZAÇÃO, CADEIA PRODUTIVA E
TECNOLOGIA DE EXTRAÇÃO**

**Trabalho de conclusão de graduação em
Engenharia de Petróleo – Departamento
de Engenharia de Minas e de Petróleo da
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo**

SANTOS

2019

ENÉIAS DIAS MORAES

**AREIAS BETUMINOSAS: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA ABORDANDO
A GÊNESE, CARACTERIZAÇÃO, CADEIA PRODUTIVA E
TECNOLOGIA DE EXTRAÇÃO**

**Trabalho de conclusão de graduação
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo**

**Área de concentração: Engenharia de
Petróleo**

**Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de
Azevedo**

SANTOS

2019

FICHA CATALOGRÁFICA

--

AGRADECIMENTOS

A todos que de alguma forma contribuíram para a minha formação nessa instituição de ensino. Onde esse “todos” englobam: Deus, família, professores, amigos, colegas, orientadores, o governo e a Escola Politécnica.

De toda forma gostaria de destacar alguns nomes de grande importância nesse processo, meu pai Asarias Moraes, minha mãe Irene B. Dias. Meus amigos Gilberto Walfrido Souza e sua esposa Maria José Souza. Por último e com a mesma importância vai meu agradecimento para a Kipiai, em especial pelo Bruno Cunha Lima, fez parte da minha formação na Poli.

RESUMO

O aumento da produção de petróleo, nos últimos dez anos foi influenciado pela descoberta de novas reservas. Esse aumento engloba principalmente a descoberta de reservas não convencionais, bem como o redimensionamento da quantidade de óleo presente nas reservas já conhecidas, levando então a possibilidade da escassez para um futuro bem mais distante. Este trabalho visa fazer uma análise desde a gênese, passando pela composição, sistema de extração e problemas ambientais dentro do campo dos recursos não convencionais, por possuir consideráveis reservas espalhadas pelo mundo, especificamente sobre as reservas de *oil sand*, também conhecidas como *tar sand*, ou ainda areias betuminosas, que é o termo mais utilizado no Brasil. As principais reservas de areias betuminosas se concentram em Alberta no Canadá e no Leste Venezuelano. O atual mercado relacionado a areias betuminosas é praticamente limitado ao Canadá, devido ao maior desenvolvimento de tecnologias de extração e pela proximidade dos Estados Unidos da América, que é o maior mercado consumidor do petróleo vindo dessas reservas. O crescimento econômico canadense após o início da exploração econômica dessas reservas pode ser verificado com o crescimento do PIB, passando de cerca de U\$D 740 bilhões em 2000, para cerca de U\$D 1.8 trilhões em 2013, segundo o Banco Mundial. Dentro do contexto de exploração foram analisadas três tecnologias de extração do petróleo dentro dos campos de areias betuminosas, que são os sistemas SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), CSS (*Cyclic Steam Simulation*) e CHOPS (*Cold Heavy Oil Production with Sand*). Também foi analisado o processo de mineração. As questões ambientais têm uma importância bastante acentuada, uma vez que o processo de extração e beneficiamento dessas areias é complexo e poluente. Diante da crescente na exploração, existem áreas cuja cobertura total é de 220 quilômetros quadrados - uma área aproximadamente 1,5 vezes maior do que a cidade de Vancouver – coberta por lagoas de rejeitos e a estrutura física de exploração. Estima-se que será necessário recuperar uma área de aproximadamente 3.000 km² de paisagem de regiões mineradas em Alberta no Canadá, mostrando uma parcela dos grandes problemas ambientais que circulam a extração e o beneficiamento de areias betuminosas. Concluindo-se então que as

areias betuminosas, apesar dos grandes ganhos financeiros, traz grandes perdas para o meio ambiente, mesmo diante das medidas que são tomadas para diminuir esses impactos, como a reciclagem da água nos processos de extração e beneficiamento da areia betuminosa. Para a pesquisa desse trabalho, foram utilizados jornais periódicos, trabalhos acadêmicos que discutiram brevemente o tema; uma pesquisa na literatura de: artigos, teses, manuais, normas técnicas, livros, reportagens, vídeos e revistas.

Palavras-chave: *Oil Sand. Tar Sand. Areias Betuminosas.*

ABSTRACT

The increase in oil production in the last ten years was influenced by the discovery of new reserves. This increase mainly includes the discovery of unconventional reserves, as well as the resizing of the amount of oil present in the known reserves, thus leading to the possibility of scarcity for a much more distant future. This work aims to make an analysis from the genesis, passing through the composition, extraction system and environmental problems within the field of unconventional resources, for having considerable reserves spread around the world, specifically on oil sand reserves, also known as tar sand. The main reserves of tar sands are concentrated in Alberta in Canada and in Venezuelan East. The current market related to oil sands is practically limited to Canada, due to the further development of extraction technologies and the proximity to the United States of America, which is the largest consumer market for oil coming from these reserves. Canadian economic growth after the start of economic exploitation of these reserves can be seen with GDP growth, going from about USD 740 billion in 2000, to about USD 1.8 trillion in 2013, according to the World Bank. Within the context of exploration three oil extraction technologies were analyzed within the fields of tar sands, which are the SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), CSS (Cyclic Steam Simulation) and CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand) systems. The mining process was also analyzed. Environmental issues are very important, since the extraction and processing of these sands is complex and polluting. In the face of growing exploration, there are areas whose total coverage is 220 square kilometers - an area approximately 1.5 times larger than the city of Vancouver - covered by tailings ponds and the physical structure of exploration. It is estimated that it will be necessary to recover an area of approximately 3,000 km² of landscape from mining regions in Alberta, Canada, showing a portion of the major environmental problems surrounding the extraction and processing of tar sands. We conclude then that bituminous sands, in spite of the great financial gains, bring great losses to the environment, even in the face of the measures that are taken to reduce these impacts, such as the recycling of water in the processes of extraction and processing of bituminous sand. to research this work, periodical newspapers were used, academic papers that briefly discussed the topic; a literature search of: articles, theses, manuals, technical standards, books, reports, videos and magazines

Keywords: *Oil sands. Tar sand.*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivo	11
1.2	Relevância do estudo	12
1.3	Método	14
1.4	Organização do trabalho	15
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	16
2.1	ACUMULAÇÕES	16
2.2	RECURSOS	16
2.3	RESERVAS	19
2.4	RESERVATÓRIO	19
3	AREIA BETUMINOSA: COMPOSIÇÃO, PRODUTOS E APLICAÇÕES.....	21
3.1	CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO EXTRAÍDO DAS AREIAS BETUMINOSAS.....	24
3.2	DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DO BETUME DAS AREIAS BETUMINOSAS.....	25
3.3	CARACTERÍSTICAS, SISTEMAS E DESAFIOS DA EXTRAÇÃO E BENEFICIAMENTO DAS AREIAS BETUMINOSAS.....	25
3.4	ESTIMATIVAS DE RESRVAS E PRODUÇÃO	34
3.4.1	CENÁRIO INTERNACIONAL	34
3.4.2	AREIAS BETUMINOSAS NOS ESTADOS UNIDOS.....	36
3.4.3	AREIAS BETUMINOSAS NO BRASIL	36
3.4.4	AREIAS BETUMINOSAS NA NIGÉRIA.....	37
3.4.5	AREIAS BETUMINOSAS NO CONGO.....	37
3.4.6	AREIAS BETUMINOSAS EM MADAGASCAR.....	37
3.4.7	AREIAS BETUMINOSAS NO CANADÁ	37

3.4.8	AREIAS BETUMINOSAS NA VENEZUELA	42
4	TECNOLOGIAS	44
4.1	MINERAÇÃO NAS AREIAS BETUMINOSAS.....	44
4.2	EXTRAÇÃO DE AREIAS BETUMINOSAS <i>IN SITU</i>	47
4.3	TÉCNICA SAGD	48
4.4	TÉCNICA CHOPS.....	51
4.5	TÉCNICA CSS.....	52
4.6	DEMAIS TÉCNICAS.....	53
4.7	PRODUÇÃO DE ÓLEO CANADENSE A PARTIR DE AREIAS BETUMINOSAS.....	54
5	DESAFIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA EXPLORADORA DE AREIAS BETUMINOSAS	58
5.1	CONSIDERAÇÕES SOBRE A EXPLORAÇÃO DAS RESERVAS E OS IMPACTOS ECOLÓGICOS ASSOCIADOS	58
5.2	EMIÇÃO DE GASES POLUENTES	60
5.3	USO DA ÁGUA.....	61
6	CONCLUSÃO.....	63
	REFERÊNCIAS.....	65

1 INTRODUÇÃO

A formação de oil sand dista de milhões de anos, normalmente em regiões que no passado passou pela fase de oceano, onde restos de material orgânico foram sendo comprimidos por pressão juntamente com um gradiente de calor, caminho esse para o início da formação de óleo de rocha líquida, que mais tarde ficaria conhecido como petróleo. Com a movimentação das placas tectônicas esse óleo foi sendo comprimido contra as formações sedimentares de areias, onde o óleo conseguiu permear através dos poros formados pelos grãos de areias, onde o tempo foi encarregado de selar essas formações aprisionando então o óleo nessa área arenosas (BARTOLOMEU, 2014).

Antes da I Guerra Mundial, com o acelerado crescimento da indústria automobilística e também o esgotamento das reservas de petróleo já conhecidas, houve um reaquecimento na exploração das reservas de hidrocarbonetos não convencionais, dentre os quais, além do óleo de folhelho, estavam também as areias betuminosas, óleos pesados (heavy oils) dentre outros (ESTEVES, 2016).

Os registros mais bem documentados que abordam a descoberta e uso das areias betuminosas, se deu na região do atual município de Alberta no Canadá. Alguns documentos datam de 1715, quando James Knight acabou relatando em um diário que existia uma espécie de goma que saía para fora das margens de um rio, no caso o Rio Athabaska; este foi então o primeiro relatório europeu sobre os depósitos de areias betuminosas no oeste do Canadá, onde os moradores locais usavam essa “goma” como material para impermeabilizar as canoas usadas para pesca, de acordo com o que escreveu Sir Alexandre MacKenzie em 1788; mas acreditam-se que os primeiros a utilizarem essas areias betuminosas, como impermeabilizante e material para queima, foram os Povos Aborígenes. Só em 1908 conseguiu-se determinar o potencial econômico das reservas de areias betuminosas no Canadá (CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS, 2017).

Já na Venezuela, onde iniciou-se a prospecção de petróleo em 1914; já se sabia sobre as reservas de areias betuminosas, que ficam na região conhecida como Cintão de Orinoco. Em 2006 a empresa nacional de petróleo da Venezuela começou a acessar essas reservas em Orinoco; mas com a crise financeira enfrentada no ano de 2008 e

a baixa nos preços do petróleo somados a crise política, o governo venezuelano afastou os planos de um investimento maciço na extração de óleo a partir das reservas de areias betuminosas de Orinoco (BARTOLOMEU, 2014).

Os depósitos de areias betuminosas estão espalhadas ao redor do mundo, onde o Canadá e a Venezuela possuem as reservas mais representativas. Ainda existem outras grandes reservas pelo mundo, como no Cazaquistão e na Rússia. Estima-se que as reservas mundiais de areias betuminosas são da ordem de 1,7 bilhões de barris no ano de 2018 (BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2019)

No Brasil a ocorrência de areias betuminosas se dá principalmente na Bacia do Paraná, associada com o folhelho oleífero, mas especificamente na formação Irati (TOMAZ FILHO, 2008).

1.1 Objetivo

Considerando as expressivas reservas mundiais de areias betuminosas, de onde é possível extrair grande soma de óleo e considerando o multiuso desse óleo, para abastecer principalmente grandes economias mundiais, o presente trabalho teve como objetivo realizar uma revisão bibliográfica sobre o assunto, abordando desde a gênese até as tecnologias de extração desse óleo. Também foram abordadas questões ambientais ligadas a extração e o beneficiamento dessas areias betuminosas (oil sand).

Este trabalho também visou reunir informações sobre os impactos ambientais causados pela extração das areias betuminosas, com uma análise crítica sobre as grandes perdas ambientais que são acompanhadas pelos processos de extração e beneficiamento dessas reservas. Oferecendo possíveis temas de trabalhos acadêmicos sobre os impactos ambientais que essa exploração vêm causando no Canadá e nos países que exploram e beneficiam reservas de areias betuminosas.

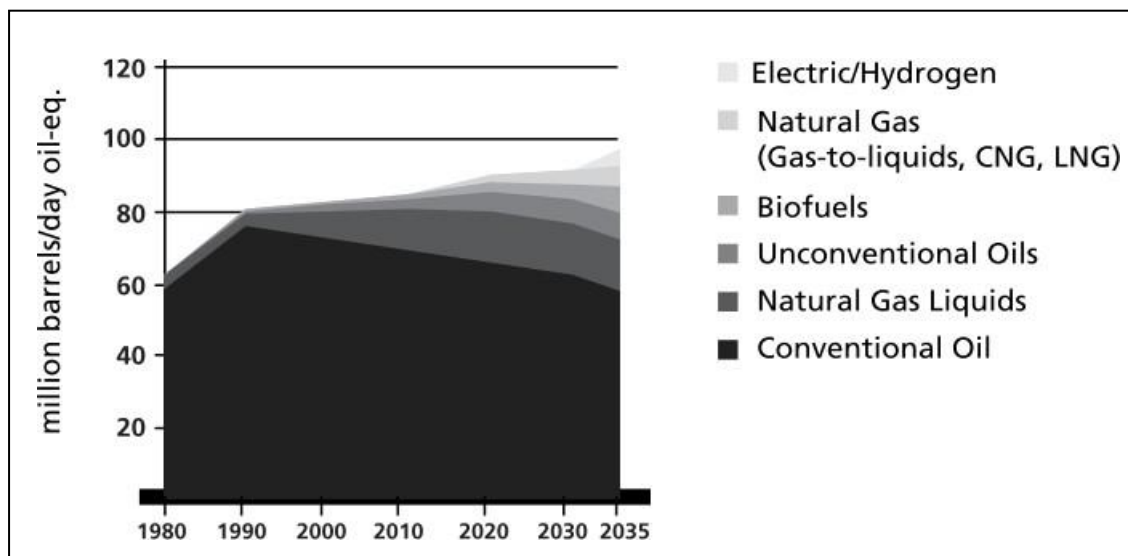
1.2 Relevância do estudo

A indústria petroleira sempre viveu às sombras da possibilidade de se esgotarem as reservas de petróleo já conhecidas; isso seria uma máxima caso essas indústrias não tivessem investido em novas tecnologias para recuperação secundárias e terciárias nessas reservas já em exploração, bem como um investimento maciço para a descoberta de novas reservas, que podem ser divididas em reservas convencionais e as não convencionais, sendo que essa última, as não convencionais englobam reservas de hidrocarbonetos conhecidas como folhelho oleífero, óleo extrapesado e areias betuminosas. Contando com essas reservas não convencionais, elevariam as reservas mundiais em quatro vezes mais do que as convencionais (WEC, 2013). Então somadas as reservas não convencionais e as convencionais podem-se afirmar que os principais combustíveis fósseis: carvão, petróleo e gás natural são abundantes e irão durar anos, também de acordo com o World Energy Council (2013).

Também segundo dados do WEC (2013), o abastecimento energético mundial em 2011 foi de 14.092 Mtoe (Mega tonelada de óleo equivalente) dos quais 82% foram supridos por hidrocarbonetos e a projeção para 2020 é de 17.208 Mtoe, com dependência de 76% de combustível fóssil (ESTEVES, 2016).

Estudos apontavam no final do século XX, que a demanda crescente por energia em todo mundo poderia ser suprida por fontes alternativas de energia, fontes menos poluentes com o consequente declínio das fontes mais poluidoras, de acordo com Gordon (2012), que pode ser visto na figura 1.

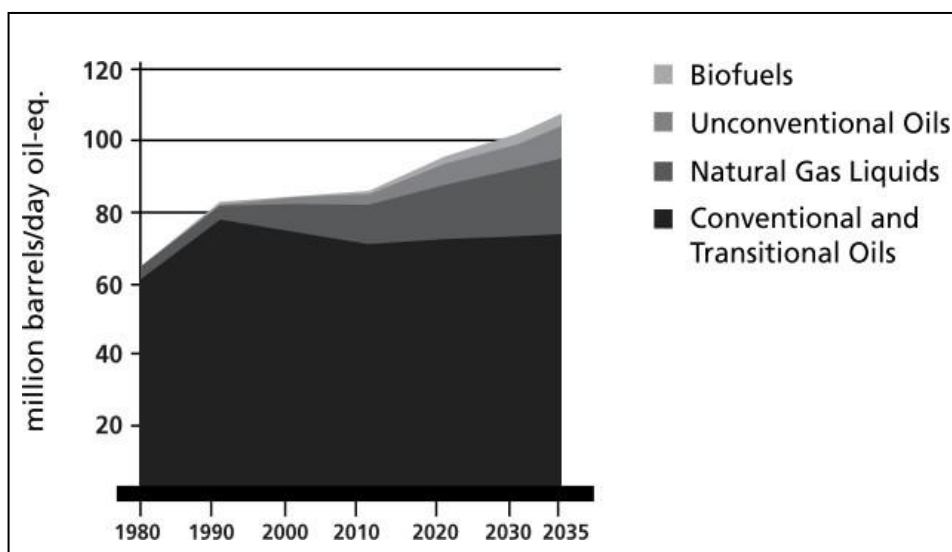
Figura 1 – Fontes alternativas versus fontes tradicionais.



Fonte: (GORDON, 2012)

Apresentando então o declínio da produção de hidrocarbonetos convencionais e não convencionais a partir de 1990. Dado a demora no desenvolvimento de fontes limpas de energia, bem como sua baixa operação em escala e o alto custo de seu desenvolvimento, impulsionados pela queda nas reservas convencionais de hidrocarbonetos junto com a crescente demanda mundial, as fontes de hidrocarbonetos de reservas não convencionais, como as areias betuminosas, vêm ganhando um espaço cada vez maior na economia mundial, principalmente pelo início da exploração de óleo de folhelho nos EUA. Configurando assim um cenário mais focado em explorar as reservas não convencionais, como é mostrado na figura 2.

Figura 2 – Crescimento das fontes alternativas.



Fonte: (GORDON, 2012).

No início das explorações offshore em águas ultraprofundas, essas reservas eram tidas como reservas não convencionais, por apresentarem grandes limitações tecnológicas. Mas com os avanços nas pesquisas e exploração essas reservas carbonáticas e areníticas foram então contabilizadas como óleos de transição, como mostra a figura 2; onde está presente também as recentes descobertas do pré-sal brasileiro (ESTEVES, 2016).

O maior impulsionamento para as pesquisas desse trabalho foi a nova configuração do Canadá no posicionamento dos países que possuem grandes reservas de petróleo, bem como o posicionamento do país que mais comprará esse petróleo canadense, que é os EUA com um histórico de grande parceiro econômico do Canadá e uma diplomacia harmoniosa (WEC, 2013).

Outro fator que impulsiona o interesse e a pesquisa em fontes não convencionais e credita, portanto, relevância ao presente trabalho é o limitado número de publicações científicas sobre o tema.

1.3 Método

Através de uma pesquisa documental da literatura: artigos, revistas, teses, livros, manuais e handbooks; foi desenvolvida a metodologia deste trabalho. Onde foi

possível juntar o conhecimento já existente sobre areias betuminosas e identificar possíveis futuros temas para pesquisa. O foco da pesquisa se concentrou no processo de extração e beneficiamento das areias betuminosas e por último foi apresentado os impactos ambientais que esse processo impões à região de desenvolvimento dos campos de areias betuminosas.

Para a revisão bibliográfica foi utilizada as bases de dados do Sistema Integrado de Bibliotecas da USP (SIBI) que remeteu, majoritariamente, às bases: Scopus, Science Direct (Elsevier) e One Petro. As pesquisas se concentram no ano de 2017, com algumas alterações em 2018 e 2019. A pesquisa foi realizada utilizando-se as palavras-chave oil sand, tar sand, areias betuminosas, unconventional oil, unconventional resources, areias oleígenas.

1.4 Organização do trabalho

O presente trabalho está estruturado em capítulos. O capítulo 1 trata da introdução ao tema estudado e a sua relevância.

O capítulo 2 apresenta os fundamentos teóricos e traz definições e conceitos empregados no desenvolvimento e entendimento do tema estudado, onde é abordado questões como acumulação, recursos e reservas das areias betuminosas.

No capítulo 3 é abordado a classificação do petróleo presente em diversas reservas de areias betuminosas, bem como suas características, os tipos de beneficiamento e sua presença no mundo e os volumes de reservas e exploração.

No capítulo 4 desenvolveu-se uma análise sistemática das tecnologias utilizadas na extração e beneficiamento das areias betuminosas, dando destaque aos mais importantes e utilizados atualmente.

O capítulo 5 trata dos desafios ambientais e sociais envolvidos no contexto de exploração das reservas de areias betuminosas, dando total destaque às reservas de Atabasca no Canadá, devido a sua grande importância e rica fonte de dados.

No capítulo 6 são apresentados a conclusão e comentários gerais.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Serão apresentadas algumas definições referentes aos termos acumulação, recurso, reserva e reservatório de hidrocarbonetos, conceitos fundamentais para o entendimento deste trabalho.

2.1 ACUMULAÇÕES

Uma acumulação de hidrocarbonetos é toda e qualquer ocorrência natural de petróleo ou gás natural em um reservatório segundo a Society of Petroleum Engineers (2019).

2.2 RECURSOS

Os volumes de óleo e gás natural presentes nos campos de petróleo, como é o caso das reservas de areias betuminosas e nos campos de gás, onde não se leva em conta a acessibilidade e os custos de extração; estes volumes são denominados então de recursos (BRET-ROUZAUT & FAVENNEC, 2011). Os recursos de hidrocarbonetos líquidos podem ser classificados de acordo como mostra a Figura 3.

Figura 3 - Classificação dos hidrocarbonetos.

CONVENCIONAIS	TRANSIÇÃO	NÃO CONVENCIONAIS
Óleo Cru Gás Natural Líquido Condensado		
	Óleo Pesado Óleo Ultra Profundo "TIGHT" <i>Shale Oil</i>	
		Óleo Extrapesado <i>Oil Sands/ Betume</i> <i>Shale Oil/ Querogêneo</i>

Fonte: Desenvolvida pelo autor com base em (GORDON, 2012).

O petróleo contido em estruturas geológicas, que geralmente são areníticas ou

carbonáticas, são classificados como recursos convencionais.

Já as reservas de petróleo e gás não convencionais podem ser definidas como as que possuem os recursos contínuos ou quase contínuos que não são produtivas em quantidades comerciais, onde a única maneira de produção comercial é através de estimulação do reservatório, para melhorar a permeabilidade e ou a viscosidade dos fluídos, podendo então chegar a uma produtividade comercial (ZOU et al., 2013).

Os recursos não convencionais são: petróleo extrapesado (extra heavy oil), areias betuminosas (tar sands), óleo de folhelho (shale oil), gás metano oriundo do carvão (coal bed methane), hidratos de gás (gas hydrate), gás de folhelhos gaseíferos (shale gas) e de baixíssima porosidade (tight gas) (ESTEVES, 2016).

Além da questão da produtividade não comercial, há uma nova outra que engloba ou não o petróleo como convencional ou não convencional, que é o custo de produção. Normalmente o petróleo não convencional tem um custo muito elevado devido à alta demanda de técnicas tecnologicamente avançadas para a produção; o que ocasiona custos elevadas. Mas como a demanda por petróleo não para de crescer, surge então uma transição quanto a classificação para os recursos que até então eram tidos como não convencionais (GORDON, 2012).

A classificação desses recursos naturais, tanto o óleo como o gás, segue as características da Tabela 1, onde nos recursos não convencionais a permeabilidade e, conseqüentemente, a qualidade dos reservatórios tendem a diminuir, os custos de produção crescem e a quantidade explorada decai. Mesmo que estes reservatórios sejam muito maiores em tamanho do que os reservatórios de alta qualidade e demandem muita tecnologia na exploração, o que acarreta alto custo de produção, diminuindo então a competitividade (ESTEVES, 2016).

Tabela 1 - Recursos convencionais, não convencionais.

	CONVENCIONAIS	NÃO CONVENCIONAIS
QUALIDADE MÉDIA ALTA:	Areníticos e Carnonáticos (90% da produção mundial)	(sem representatividade)
QUALIDADE BAIXA:	(sem representatividade)	Óleo Extra pesado, tar sand, tight oil, shale oil
VOLUME:	Pequeno	Grande
EXPLORAÇÃO:	Fácil	Difícil

Fonte: Elaboração do autor com base em (HASAN *et al.*, 2013) e (ESTEVES, 2016).

Os métodos não convencionais são utilizados para obter tanto os óleos de transição como os óleos não convencionais. As tecnologias de extração de óleos de transição e dos não convencionais se intensificam à medida que as reservas de óleo convencionais começam a se esgotar. Então surgem novas tecnologias que permitem a perfuração de poços, tanto em ambiente *onshore* como em *offshore*, com lâminas de água quilométricas; como por exemplo é o caso do Pré-sal.

A quantidade de energia gasta na exploração de petróleo tem uma relação direta com a qualidade desse óleo. O óleo mais leve normalmente demanda menos energia e tecnologia na sua exploração, esses óleos leves são direcionados para o craqueamento onde os principais produtos são elemento de pequenas cadeias carbônicas, como a gasolina, querosene; ou seja, produtos de alto valor agregado. Já os óleos pesados são de difícil exploração, necessitando então de um maior gasto de energia e uma tecnologia mais apurada; quando direcionado para craqueamento seus subprodutos são na sua maioria de cadeias carbônicas grandes, produtos esses que possuem baixo valor agregado (GORDON, 2012).

2.3 RESERVAS

Os volumes de hidrocarbonetos se acumulam formando-se então as reservas de combustíveis fósseis, com certa probabilidade de sucesso, são ou serão recuperados (BRET-ROUZAUT & FAVENNEC, 2011).

De acordo com a Society of Petroleum Engineers (2019), as reservas são as quantidades de hidrocarbonetos previstas para serem recuperadas comercialmente de acumulações conhecidas a partir de uma determinada data em diante.

Desde a caracterização de recursos até chegar em reservas, há um funil, onde a convergência depende de uma série de fatores tecnológicos, econômicos e políticos.

Quando se trata de recursos energéticos, como o gás e o petróleo, o governo detém boa parte da participação na exploração desses recursos, o que se torna um viés não satisfatório para a indústria petroleira.

No quesito tecnologia ela pode ser insuficiente para a exploração do óleo em determinadas reservas, uma vez que ela está em desenvolvimento ou ainda é altamente onerosa, pois se trata de uma tecnologia nova ou pouco explorada, por não haver uma necessidade tão grande na exploração de tal reserva.

2.4 RESERVATÓRIO

Os reservatórios podem ser divididos em dois tipos, de acordo com o recurso que ali está contido, de acordo com o sistema de exploração, em reservatórios convencionais e não convencionais.

Reservatórios convencionais consiste em extensões volumétricas compostas de rochas reservatórios de permeabilidade média, onde acumula-se os hidrocarbonetos devido as feições estruturais localizadas ali (NAIK, 2003)

Para que ocorra o armazenamento de hidrocarboneto em um reservatório convencional, a rocha reservatória deve ter valores de porosidade e permeabilidade que permitem esse armazenamento em grande quantidade. Sendo que as rochas

geradoras não podem ter estas características, para que o hidrocarboneto se desloque para a rocha reservatório, as quais possuem estruturas petrofísica e formações estruturais e estratigráficas favoráveis para o aprisionamento do óleo e gás. Por último essa rocha reservatória deve estar recoberta por uma rocha selante (a capa), que impeça a fuga desse hidrocarboneto para formações vizinhas (MARQUES, 2011).

As rochas de reservatórios não convencionais não apresentam características petrofísicas capazes de garantir que o hidrocarboneto acumulado possa ser extraído por processos simples de recuperação (VIRGENS, 2011).

Figura 4: Amostra de areia betuminosa canadense.



(Fonte: Oil Sand Magazine, 2018).

3 AREIA BETUMINOSA: COMPOSIÇÃO, PRODUTOS E APLICAÇÕES

Numa composição típica de areias betuminosas, 75 a 80% é material inorgânico (90% é areia de quartzo), 10 a 12% de betume (sendo que a saturação de betume varia de 0 a 18% do peso), de 3 a 12% silte e argila e de 3 a 5% de água (BARTOLOMEU, 2014). Em geral, as areias betuminosas têm o caráter de material não consolidado, friável (fragmentar) (NEB, 2004).

O betume é a base da produção de petróleo bruto, dentre todos os componentes das areias betuminosas. O betume vindo de areias betuminosas é classificado de acordo com sua densidade específica (ou densidade) e o teor de enxofre contido nesse betume. As densidades brutas do petróleo são descritas pela sua gravidade API, que é medida como sendo o inverso da gravidade específica. Uma medida de 10° API representa uma densidade bruta equivalente a água (1000 kg/m³), sendo que o petróleo com um API maior que 10° é mais leve que a água. Já os betumes com gravidade API na faixa de 42° a 50° são referidos como petróleo muito leve, os condensados possuem gravidade superior a 50° API.

Quanto a presença de enxofre, pode-se classificar o betume como doce, se ele tiver uma quantidade menor ou igual a 0,5% de enxofre em sua composição, já o betume que possui uma quantidade de enxofre superior a 0,5% é classificado como azedo (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Tabela 2: Classificação do betume segundo o grau API.

CLASSIFICAÇÃO	API	DENSIDADE ESPECÍFICA
Leve	31,1°	< 870 kg/m ³
Médio	22,3 a 31,1°	870 a 920 kg/m ³
Pesado	10 a 22,3°	920 a 1000 kg/m ³
Extrapesado	< 10°	> 1000 kg/m ³

Fonte: Elaborada pelo autor (referência: Oil Sand Magazine, 2016)

O nome areia betuminosa, faz alusão ao betume impregnado nessas areias em suas reservas originais, o nome areia é devido à presença majoritária de sílica (SiO_2).

O betume produzido a partir da areia betuminosa contém uma fração significativa de moléculas complexas de hidrocarbonetos de cadeia longa conhecidas como asfaltenos, essas moléculas altamente complexas tornam o betume pegajoso, viscoso e quase sólido na temperatura ambiente. O conteúdo de asfaltenos pode variar de 10% para mais de 20%, dependendo da geologia do reservatório da areia betuminosa (BAETOLOMEU, 2014).

Figura 5 – Areias Betuminosas.



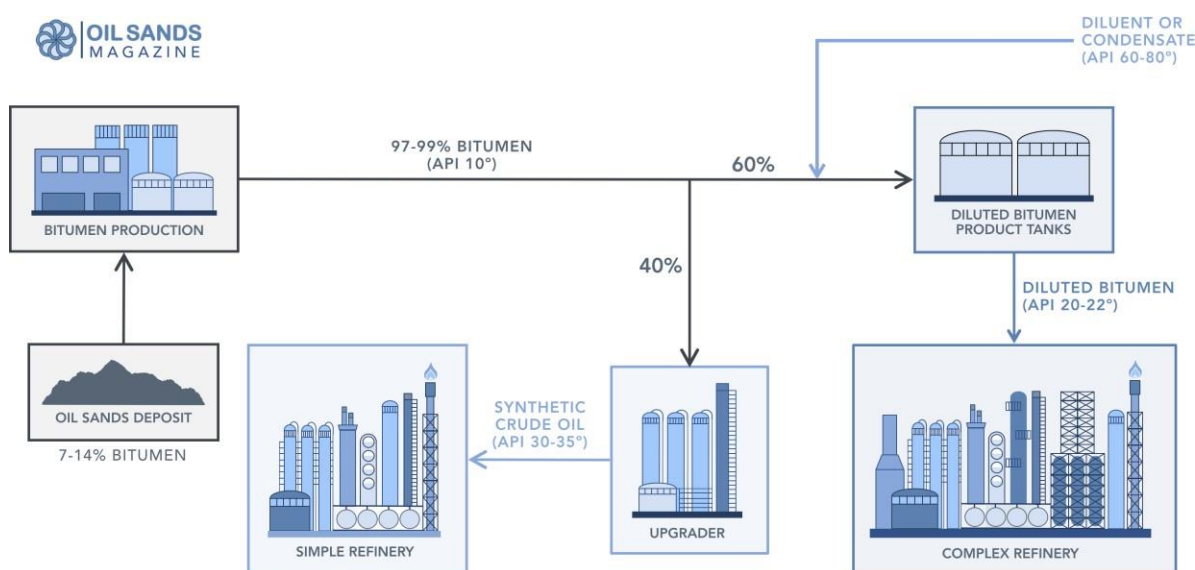
Fonte: (Houston Chronicle. International Production Companies Flee Canada's Oil Sands, 2017)

O betume de Alberta, Canadá, possui um alto teor de enxofre, cerca de 5%; o que contamina os produtos no processo de craqueamento além de ser prejudicial aos equipamentos durante todo o processo, desde a extração até o beneficiamento deste betume (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Devido à alta fração de componentes pesados e o alto teor de enxofre, o petróleo produzido a partir da areia betuminosa não pode ser enviado diretamente para uma refinaria convencional. As refinarias convencionais (às vezes referidas como refinarias "simples") são projetadas para o benefício de óleo leve (de baixo grau API) e doce (sem enxofre). Um produto de betume pesado de menor qualidade deve, portanto, ser

beneficiado para um óleo leve, removendo também a parte do enxofre antes de poder ser vendido para uma refinaria convencional. O betume beneficiado é conhecido como óleo bruto sintético (SCO). O betume de melhor qualidade com um teor relativamente baixo de água e sólidos e com menos de 10% de asfaltenos pode ser diluído e escoado diretamente para refinarias de alta conversão que têm a capacidade de aceitar uma matéria-prima de petróleo bruto mais pesada e com alto teor de enxofre, como pode ser visto na figura 6 (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Figura 6 – Processo de beneficiamento das areias betuminosas



Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016)

O principal produto das areias betuminosas é o betume, sendo extrapesado e quase sólido na temperatura ambiente, ainda mais em regiões frias como é o caso de Alberta no Canadá. Este betume será então misturado com componentes químicos que lhe dará fluidez para escoar pelos dutos. Ainda segundo a Oil Sand Magazine (2016), existem apenas três misturas de petróleo bruto comercializáveis (para serem craqueados) derivadas das areias betuminosas: Dilbit, Synbit e Synthetic Crude.

- Dilbit (920-929 kg/m³ API 20-22°): É um betume relativamente limpo (contendo menos de 1% de água e sólidos). A maioria das exportações de Alberta no Canadá, são do tipo Dilbit, principalmente provenientes de operadores in situ.

- Synthetic Crude Oil (SCO) (835-868 kg/m³ API 31-38°): É um óleo leve produzido pela mistura de enxertos de nafta, destilado e óleo gasoso. O termo "sintético" distingue o betume com a mistura de nafta, destilado e óleo gasoso do petróleo convencional, embora os dois fluxos brutos sejam quimicamente idênticos. Uma vez que o petróleo sintético é leve e sem enxofre, ele pode ser vendido para uma refinaria convencional. Os maiores produtores SCO da província de Alberta, Canadá, são Syncrude, Suncor, Canadian Natural Resources e Shell.
- Synbit (930-936 kg/m³ API 19-21°). É uma mistura de petróleo sintético e betume, tipicamente uma mistura 50/50. Como a Synbit possui uma fração menor de betume do que Dilbit, é um pouco melhor em qualidade.

3.1 CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO EXTRAÍDO DAS AREIAS BETUMINOSAS

Em Alberta no Canadá, bem como em Boscán na Venezuela tem na sua totalidade de reservas o betume extrapesado, com grau API menor que 10, ambos com propriedades de fluxo muito baixas à temperatura ambiente e requiere uma diluição significativa antes do transporte, ou seja, fator agravante em relação a custos e logística (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

A viscosidade é uma função da densidade do betume; um betume de menor densidade é menos viscoso que um betume pesado o que acarreta melhores propriedades de fluxo e fluidez. No entanto, a viscosidade está altamente correlacionada com a temperatura, com o aumento da temperatura a viscosidade decai significativamente; sendo este o princípio obedecido quando se utiliza a técnicas de extração *in situ*, onde na maioria das vezes o vapor é injetado em alta temperatura, transfere calor para o betume, aumentando assim sua fluidez devido à queda na sua viscosidade e depois drenado para a superfície.

3.2 DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DO BETUME DAS AREIAS BETUMINOSAS

O betume é um hidrocarboneto complexo altamente viscoso, que pode ser encontrado nos depósitos de areias petrolíferas; é classificado como um óleo pesado, com uma gravidade API de cerca de 8 ° e pode ser quase sólido às temperaturas ambiente. O betume de Alberta também contém cerca de 4 a 5% de enxofre com vestígios de metais pesados, particularmente o níquel e o vanádio (SPEIGHT, 2016).

O betume pode ser separado em dois compostos orgânicos: asfaltenos e maltenos. Os asfaltenos têm uma estrutura molecular extremamente complexa, conferindo alta viscosidade ao óleo, o que torna o betume pegajoso e "pesado", que pode ser carregado com níquel, enxofre e vanádio, o que reduz a qualidade do petróleo bruto e torna o betume muito mais difícil de processar em uma refinaria convencional. O betume de Athabasca contém cerca de 14 a 18% de asfaltenos. Os maltenos podem ser mais fraccionados em ácidos saturados, aromáticos e resinas. A fração exata de cada componente varia de acordo com a geologia (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Há uma diferença entre betume e o alcatrão ou asfalto. Embora o betume tenha a aparência e o cheiro do alcatrão ou asfalto, o betume natural é tecnicamente diferente. O alcatrão é o resíduo obtido da destilação de carvão, enquanto o asfalto é o resíduo do processo de destilação do petróleo. E o betume é uma mistura de hidrocarbonetos de cadeias carbônicas de todos os tamanhos, que quando craqueado dá origem à diversos subprodutos (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

3.3 CARACTERÍSTICAS, SISTEMAS E DESAFIOS DA EXTRAÇÃO E BENEFICIAMENTO DAS AREIAS BETUMINOSAS

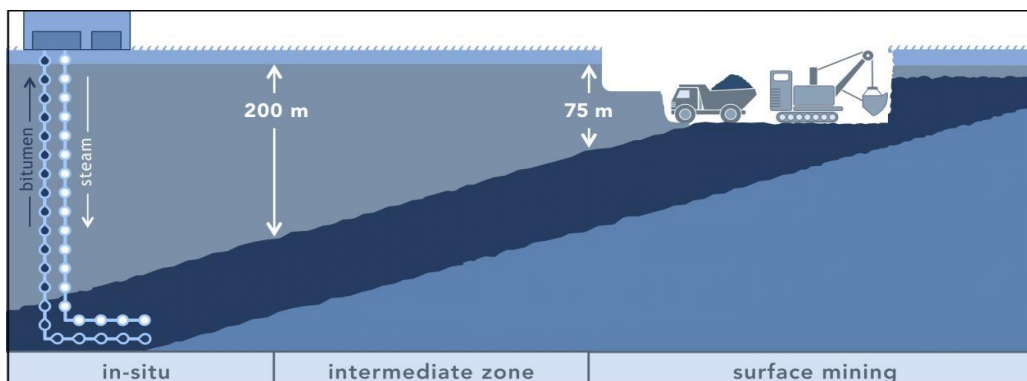
A partir de uma análise sistemática na literatura disponível, pode-se fazer um levantamento das características, desafios e beneficiamentos das areias betuminosas; análise foi voltada para as reservas canadenses, por falta de informações técnicas e verídicas de outras reservas espalhadas pelo mundo.

Existem dois métodos básicos de extração de betume das areias betuminosas: mineração superficial e extração *in situ*. O método utilizado depende da profundidade do reservatório das areias betuminosas. Os depósitos localizados a uma profundidade de até 75 metros podem, tecnicamente, ser extraídos em superfície, embora a maioria dos depósitos estejam localizados a uma profundidade superior a 50 metros abaixo do nível da superfície (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Nas reservas canadenses a mineração de superfície (ou mineração a céu aberto) só é viável para uma porção de betume localizado na região de Athabasca, ao norte de Fort McMurray. Isso representa cerca de 20% do total das reservas recuperáveis. Os 80% restantes do betume são muito profundos para serem extraídos e só podem ser extraídos *in situ* (ou no local) usando injeção de vapor superaquecido para a extração do betume. Pois com o calor proveniente desse vapor, quando em contato com a areia e logo com o betume, acabam tendo suas propriedades físicas alteradas, como por exemplo a diminuição da viscosidade, o que facilita o escoamento desse betume até o poço produtor, de onde o betume será levado até a superfície para o seu beneficiamento. A maioria das instalações *in situ* atualmente em operação extraem betume a partir de uma profundidade de pelo menos 200 metros (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

A figura 7 mostra a divisão de uma reserva de areias betuminosas em três zonas: *in situ*, intermediária e superficial. Essa divisão é feita basicamente com base no processo de extração dessas areias. Todas são possíveis em uma reserva, principalmente as canadenses, que de maneira absoluta são as mais representativas reservas de areias betuminosas no mundo.

Figura 7 – Extração de betume por mineração e *in situ*.



Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Na região superficial o processo de extração do betume é feito por mineração, onde a areia é retirada e levada para o processo de beneficiamento, como já descrito. É um processo mais simples de extração do betume, porém o que causam maiores danos ambientais por minerar uma extensa área, além de gerar uma contaminação ao solo e aos rios próximos uma vez que tudo é feito a céu aberto; um outro fator agravante é a grande quantidade de água gasta no processo de separação da areia e do betume (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Já a extração *in situ* o processo é voltado apenas ao betume, não se extrai a areia, mas diretamente o betume. Então se utiliza técnicas de recuperação avançada como o processo “Steam Assisted Gravity Drainage” (SAGD). Esse processo caracteriza-se por utilizar dois poços horizontais: um produtor, localizado próximo à base do reservatório e um injetor, situado alguns metros acima. O objetivo desse método é criar uma câmara de vapor, enquanto promove uma melhor varredura dos fluidos do reservatório (RIOS, 2011). Os maiores problemas desse processo é o alto gasto de energia e a injeção de produtos poluentes nos poços de injeção, que acabam por contaminar lençóis freáticos e todo o solo na região; a vantagem é a diminuição da poluição superficial, pois é necessária uma pequena área para efetivamente realizar o processo de extração do betume, sendo essa a maior diferença quando comparado com o processo de mineração.

Na região intermediária onde ambos os processos são tecnicamente possíveis, é feito uma análise baseada em dois pilares, que são custos e os prejuízos ambientais.

O processo de recuperação de betume é ligeiramente diferente para a mineração versus extração *in situ*. A mineração requer grandes quantidades de água no processo de separação do betume e da areia minerada; enquanto o processo *in situ* requer menos água, mas maiores volumes de vapor e por conseguinte maior consumo de energia.

Um dos grandes pontos fortes das areias betuminosas é a taxa de declínio muito baixa quando comparada ao óleo convencional. As bacias de petróleo convencionais geralmente diminuem a uma taxa de cerca de 20% ao ano, o que significa que a bacia inteira está empobrecida em cerca de 5 anos. Os depósitos de xisto podem diminuir ainda mais rápido, até 40% ao ano, exigindo movimentos constantes das plataformas

de perfuração. Mas as areias betuminosas, mais especificamente de Alberta no Canadá, diminuem a uma taxa de cerca de 4%, dando às instalações de extração de petróleo uma vida extremamente longa, muitas vezes em excesso de 30 anos, com baixíssimo risco de exploração (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Fatores que se tornam empecilhos ao desenvolvimento de grandes projetos como o de extração de betume a partir de areias betuminosas podem impedir tal desenvolvimento, fatores como preço do barril de petróleo, reconhecimento internacional, questões geopolíticas, crescimento global da demanda de petróleo, tecnologia de extração, mão de obra especializada, questões ambientais, consumo norte americano e chinês, gerenciamento de emissões atmosféricas, uso de água. São dezenas de fatores que podem influenciar de maneira direta a extração de petróleo a partir das areias betuminosas (BARTOLOMEU, 2014).

Um grande desafio no processo de extração de betume dessas areias é a diminuição da quantidade de água gasta, tanto no processo de mineração como no processo in situ, onde o método de recuperação mais utilizado é o SAGD, que injeta altas quantidades de vapor de água nos poços injetores. Para a produção de um barril de petróleo sintético (SCO) utiliza-se de 2 a 4,5 barris de água doce (BARTOLOMEU, 2014).

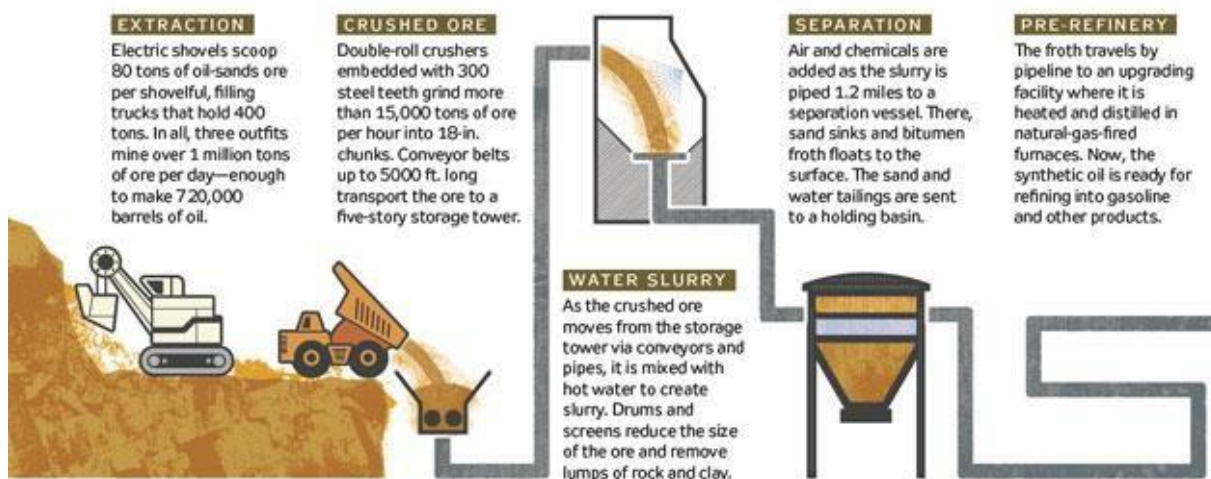
Projetos de mineração como o de Athabasca no Canadá podem retirar até 3,3 bilhões de barris de água doce por ano do rio Atabasca para o auxílio na extração do betume. Assim existe um processo de reciclagem dessa água; com grandes volumes de rejeito que é acumulado em lagoas de rejeito próximas as zonas de mineração e extração, para evitar o aumento do uso de água vinda de rios e mananciais (NEB, 2006).

Um outro fator muito agravante é a alta quantidade de enxofre presente nas reservas de areias betuminosas, o que se chama de betume azedo, com mais de 5% de enxofre, que pode causar corrosão nos equipamentos e a liberação de H₂S, que é altamente prejudicial à saúde dos trabalhadores das estações de refino (ROY, 2016).

No beneficiamento das areias betuminosas que foram removidas pelo processo de mineração é desenvolvida por algumas etapas, como mostra a figura 8, primeiramente a extração da areia, passando então pela trituração do minério (neste caso a areia

betuminosa que pode vir em aglomerados), formação da pasta de minério com a areia, a separação e por último o pré-refino (OIL SAND MAGAZINE, 2016)

Figura 8 - Cadeia de beneficiamento e refino da areia betuminosa retirada por mineração.



Fonte: (OIL SANDS MAGAZINE, 2016)

Extração da areia (Extraction): A mineração feita na superfície retira pedaços desse aglomerado de compostos de matéria orgânica e inorgânica chamado de areias betuminosas. As máquinas que fazem esse trabalho são de porte grande onde cada medida de areia minerada chega a 80 toneladas, que serão depositadas em caminhões que podem carregar até 400 toneladas, podendo chegar a minerar cerca de um milhão de toneladas por dia de areias betuminosas, o que poderia gerar até 720 mil barris de petróleo. Essas areias mineradas normalmente contêm de 7 a 13% de betume por peso (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Trituração de minério (Crushed Ore): Dois rolos compressores com mais de 300 dentes trituram todos os pedaços de areias betuminosas que foram despejados pelo caminhão na espécie de um funil, podendo chegar a 15 mil toneladas de material triturado por hora, material que será transportado até a torre de armazenamento.

Pasta de minério (Water Slurry): Da torre de armazenamento, outros três transportadores alimentam uma série de interruptores de tambor radiais que fragmentam ainda mais os pedaços; aqui, adiciona-se água quente para criar uma pasta. A lama é bombeada através de uma tubulação; à medida que é agitado ao

longo do percurso, o betume começa a se separar e as areias mais pesadas se assentam. Os dutos alimentam o vaso primário de separação, onde é adicionada mais água onde o betume continua subindo para o topo, a água que está no meio e a areia começam a se instalar no fundo. Nesta fase, a mistura é conhecida como espuma, com 60% de betume, 30% de água e 10% de sólidos (HOFFMAN, 2009).

Separação (Separation): A suspensão de areias betuminosa é bombeada para uma grande unidade de separação por gravidade, tipicamente referida como célula de separação primária ou vaso. O betume se liga às bolhas de ar que flutuam até posteriormente ser recuperado para um tanque de armazenamento de espuma. A areia de sílica pesada se deposita no fundo da unidade de separação e é bombeada para a lagoa de rejeitos para armazenamento e recuperação de água. O produto de espuma de betume produzido na extração contém cerca de 60% de betume, 30% de água e 10% de sólidos finos. Um solvente espumoso é misturado - geralmente nafta - para formar "*dilbido*", ou betume diluído, que é bombeado através de uma tubulação. Então o betume flutua e a areia se assenta; essa mistura de areia e água que fica no fundo é enviada para a bacia de retenção.

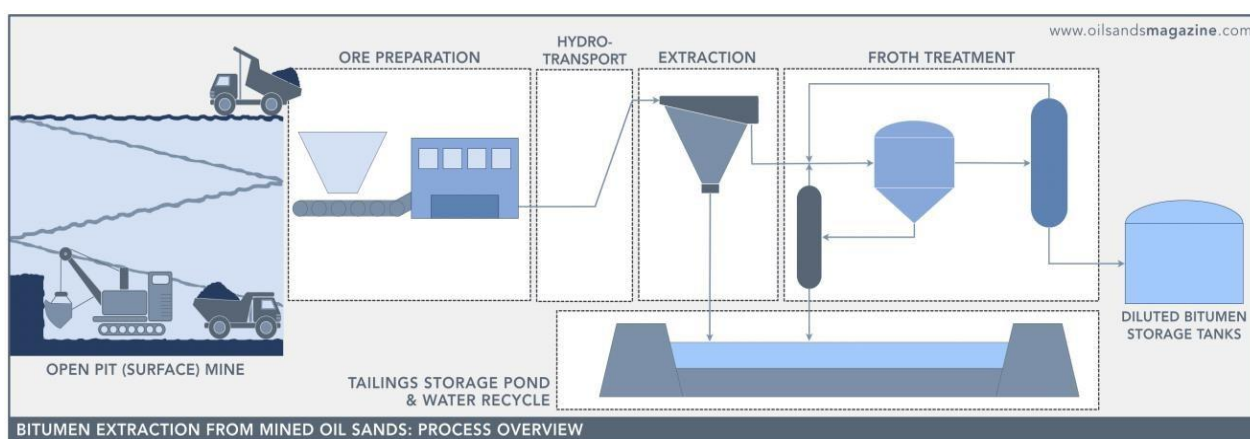
A espuma de betume produzida na Extração é misturada com um solvente para reduzir a viscosidade da mistura. Uma vez que a viscosidade é reduzida, a espuma diluída é processada através de uma série de unidades de separação por gravidade para a remoção final de sólidos finos e água.

Pré-refino (Pre-refinery): A espuma é bombeada por encanamento para uma instalação de beneficiamento, onde é aquecida e destilada. Então este óleo sintético formado está pronto para refinar em gasolina e outros produtos.

O processo de mineração pode ter algumas diferenças pontuais de acordo com a região a ser explorada, em Alberta no Canadá, por exemplo, obedece algumas características; uma vez que as areias betuminosas minerada são transportadas para a planta de processamento, o betume é separado dos sólidos e da água dentro da instalação de Produção de betume, que consiste em três etapas básicas (CANADIAN ASSOCIATION, 2016):

- Preparação de Minério (Ore Preparation): A água quente é adicionada às areias de petróleo produzindo uma pasta que pode ser bombeada para a usina de processamento.
- Extração de betume (Extraction): o betume é separado por gravidade dos sólidos (principalmente areia de sílica) produzindo um produto intermediário de espuma de betume.
- Tratamento de Froth (Froth Treatment): Adiciona-se solvente ou diluente à espuma de betume, reduzindo a viscosidade do betume e permitindo a remoção de água restante e sólidos finos.

Figura 9 – Mineração de areias betuminosas em Alberta no Canadá.



Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016)

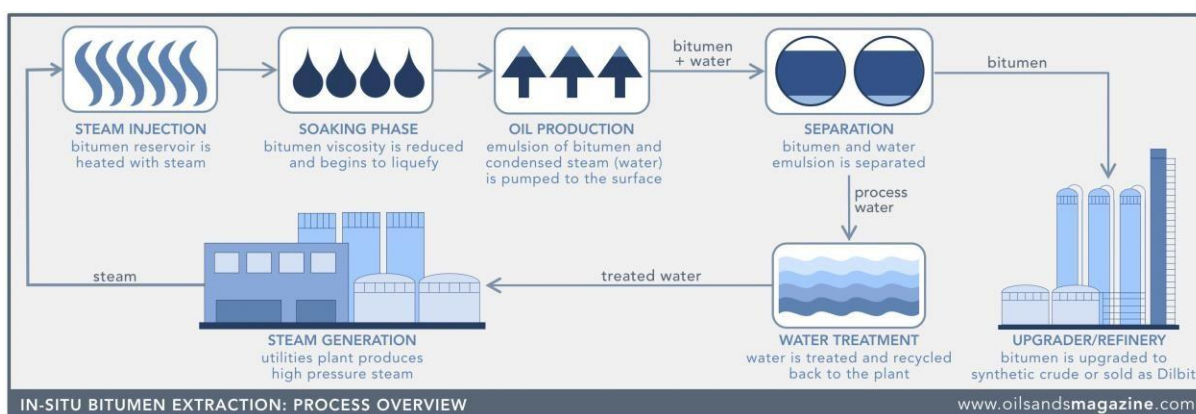
Um outro processo de extração de betume das areias betuminosas é o processo *in situ*, no qual não ocorre por meio de mineração de uma extensa área. Em reservas como as canadenses, cerca de 80% das reservas de areia betuminosas só podem ser exploradas por processo *in situ* (ALLEN, 2008).

Embora a extração *in situ* de betume tenha tradicionalmente taxas de recuperação muito baixas, os avanços recentes na tecnologia permitiram melhorias significativas nos processos de extração do betume. Pequenas usinas de transformação e maiores taxas de produção melhoraram significativamente a rentabilidade da extração *in situ*, que se tornou cada vez mais popular na exploração das areias betuminosas (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Uma planta de processamento *in situ* geralmente é muito menor e mais simples do que uma instalação de mineração. No entanto, o betume só pode ser extraído *in situ* se o depósito de areias betuminosas estiver abaixo da superfície em mais de 75

metros. A maioria dos depósitos *in situ* situa-se no mínimo 200 metros abaixo do nível da superfície onde se encontra as instalações da usina. Em cada caso, o vapor é injetado profundamente no reservatório, através do poço injetor, permitindo que o betume se aqueça e assim aumente sua fluidez. A emulsão de betume é então bombeada para a superfície e enviada para uma planta de separação, onde a água (ou vapor condensado) é removida do betume. O betume limpo é então diluído e vendido. A água do processo é limpa, tratada e reciclada de volta à planta de vapor. Todo esse processo está esquematizado na figura 10, onde mostra as principais etapas da extração de betumes das areias betuminosas a partir de processo *in situ*.

Figura 10 – Extração de betume por processo *in situ*.



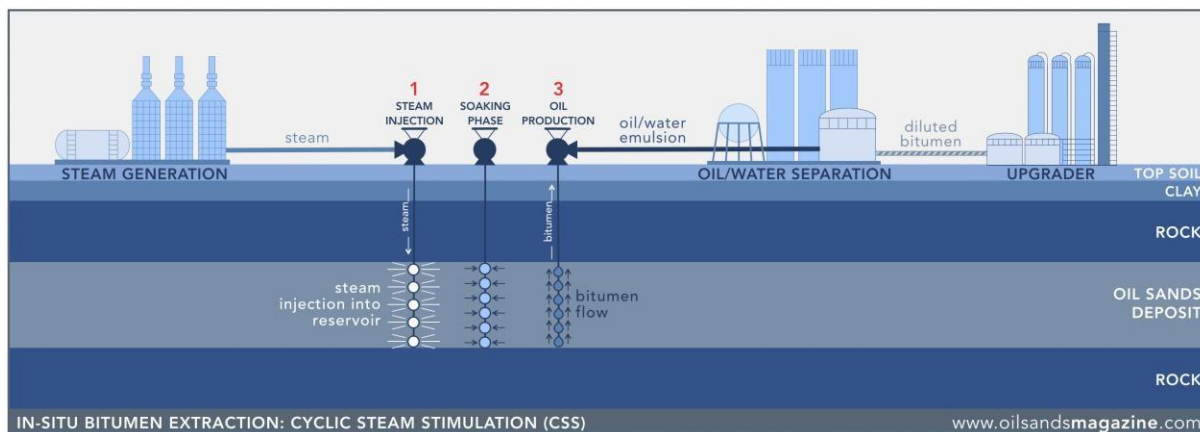
Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016)

Os avanços na tecnologia melhoraram consideravelmente as taxas de confiabilidade e recuperação de betume para operações *in situ*. De fato, espera-se que a produção de betume *in situ* supere a produção da mineração de superfície nos próximos anos.

Existem duas técnicas térmicas internas comuns utilizadas nas areias petrolíferas para a extração de óleo *in situ*: A Estimulação de vapor cíclico (CSS), na técnica de recuperação avançada CSS, um único poço vertical é perfurado no depósito de areias betuminosas. O vapor de alta pressão é injetado no reservatório para aquecer o betume e reduzir sua viscosidade. Este vapor continua a ser injetado por várias semanas, a fim de saturar completamente o reservatório. O betume é então permitido embebedar durante vários dias ou semanas no reservatório pressurizado a quente. 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.

Figura 11 - Processo CSS *in situ*.

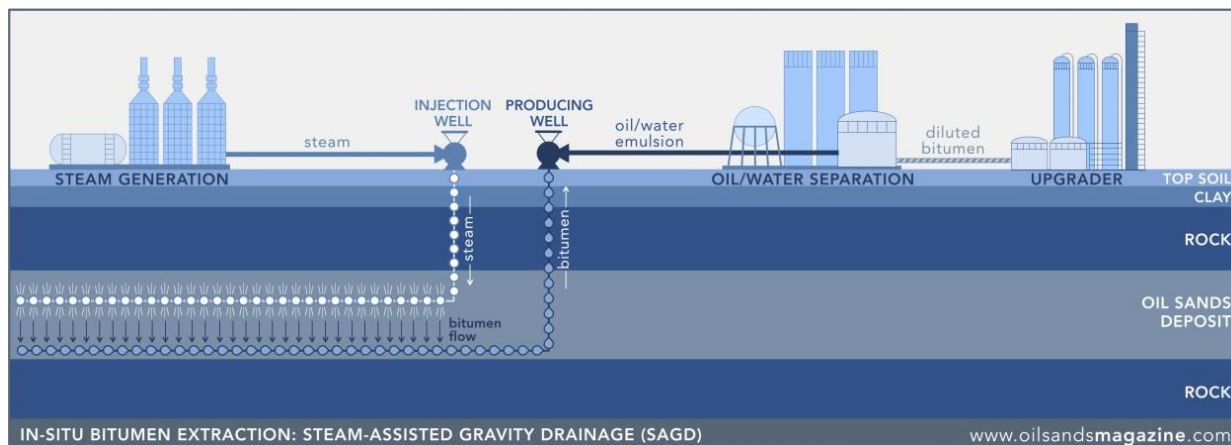


Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016)

Já na técnica de recuperação SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage), dois poços horizontais são perfurados a aproximadamente 5 metros de distância, um acima do outro. A profundidade do poço pode variar de 150 a 450 metros. Cada poço pode ter até 1.000 metros de comprimento. O vapor de alta pressão é injetado no poço superior (poço de injeção). O vapor quente aquece o betume circundante. À medida que o betume aquece, ele se liquefaz e começa a fluir pela gravidade para o poço inferior, ou o poço produtor. 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 12.

A água recuperada é tratada e reciclada de volta ao processo. O betume é enviado para um beneficiador para posterior processamento ou diluído e vendido ao mercado.

O SAGD é uma operação contínua, permitindo taxas de produção muito maiores do que CSS e recuperação de betume melhorada, perto de 60% na maioria dos casos, enquanto o CSS a taxa de recuperação gira em torno de 25%. Este avanço tecnológico permitiu um aumento importante na produção de betume das areias betuminosas com um mínimo de distúrbios terrestres (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Figura 12 - Processo SAGD *in situ*.

Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016)

Dos dois sistemas acima, de recuperação avançada, o SAGD e o CSS, a escolha é feita com base na formação geológica do reservatório em questão.

3.4 ESTIMATIVAS DE RESRVAS E PRODUÇÃO

3.4.1 CENÁRIO INTERNACIONAL

Com um aumento de quase 400% no preço do barril do petróleo entre as décadas de 70 e 90, período que ficou conhecido como crise do petróleo, deu início então a uma busca constante por novas reservas de petróleo; foi onde se intensificou o estudo sobre as reservas não convencionais, onde se encaixa as areias betuminosas.

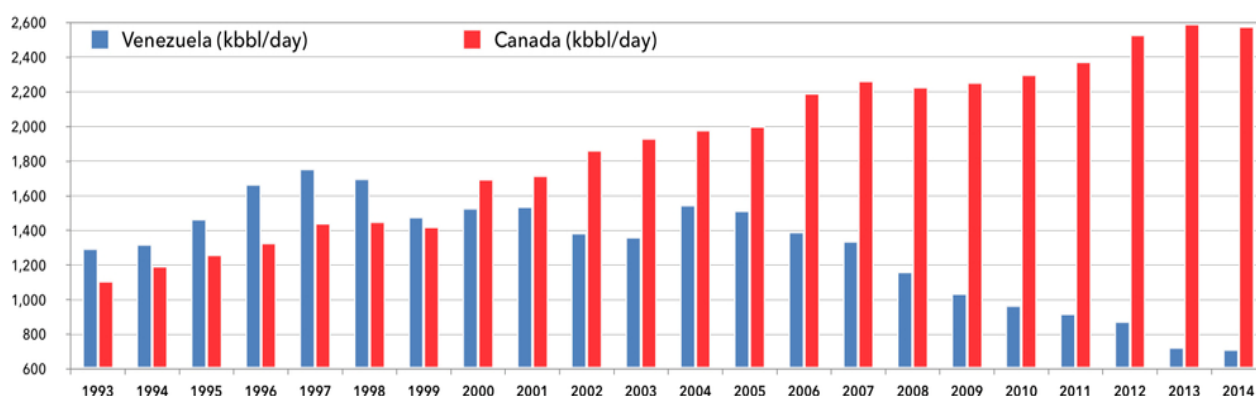
A busca por novas reservas fez com que se descobrissem duas gigantescas reservas de areias betuminosas, uma no Canadá e a outra na Venezuela. Ambas se tornariam economicamente viável com o aumento do preço do petróleo e os avanços tecnológicos.

Grande parte do petróleo do mundo (mais de 2 trilhões de barris) é na forma de areias betuminosas, embora não seja tudo recuperável. Nos Estados Unidos, os recursos de areias betuminosas são principalmente concentrados no leste de Utah, os recursos de petróleo in situ em Utah são estimados em 12 a 19 bilhões de barris (EIA, 2013).

Desde a década de 90 a produção mundial de betume a partir das reservas de areias betuminosas vêm tomando força ao longo das décadas, em especial a extração em território canadense. Como mostra a figura 13, a produção canadense, a maior do mundo a partir de areias betuminosas, só vem crescendo devido ao aumento da demanda, e ao aumento do preço do barril, também aos avanços tecnológicos experimentados por técnicas de recuperação especial. O que influencia para a queda do preço de produção de um barril de petróleo.

Nota-se uma queda na produção a partir de 2005 devido à desaceleração das grandes economias, como EUA, União Europeia e China. E uma leve melhora a partir do ano de 2010, embora o preço do petróleo ainda estivesse baixo. No caso da Venezuela a queda no nível de produção se deu também por problemas políticos na ditadura de Hugo Cháves e Nicholas Maduro (OIL SANDS MAGAZINE, 2016).

Figura 13 - Histórico de extração de areias betuminosas no Canadá e Venezuela.



Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

A maior parte da literatura trata apenas das reservas canadenses, por serem as mais exploradas e as que possuem maior fonte de dados por parte das companhias e do governo.

Reservas de areias betuminosas ou ainda oil sand, possuem representatividade em quase todos os continentes. As reservas consideradas economicamente exploráveis encontram-se nos seguintes países: Canadá, Venezuela, Estados Unidos da América, Brasil, Trindade e Tobago, Nigéria, Congo, Madagascar, Cazaquistão e Rússia (EIA, 2013).

3.4.2 AREIAS BETUMINOSAS NOS ESTADOS UNIDOS

As reservas americanas dessas areias podem ser encontradas no Colorado, Utah e Wyoming. Mesmo que nenhum depósito americano esteja sendo desenvolvido ativamente, as empresas petroleiras já estudam a fundo as medidas necessárias para explorarem esses recursos energéticos; notadamente esbarram em compartilhamento de tecnologia bem como em licenças ambientais, que controlam as indústrias que na exploração desses recursos (EIA, 2013).

O Bureau of Land Management (2012) estima que há entre 12-19 bilhões de barris de petróleo proveniente das areias betuminosas, principalmente no leste do Utah, embora nem todo esse volume possa ser recuperável devido a limitações tecnológicas e questões de ordem política e ambiental.

3.4.3 AREIAS BETUMINOSAS NO BRASIL

Com mais de 2,9 bilhões de barris de petróleo recuperáveis o Brasil se destaca no cenário internacional. O óleo pesado no Brasil, onde se encaixa o óleo vindo das reservas de areias betuminosas, podem representar 40% das reservas brasileiras comprovadas (TREVISAN et al., 2006).

Estudos da Petrobras relatam que os óleos pesados correspondem a 20% do volume total produzido pelo país em 2010 (PETROBRAS, 2010).

A acumulação de areias betuminosas no Brasil se concentra na Bacia do Paraná restritas à margem oriental, esta mesma bacia também é rica em oil shale, ocorrendo principalmente na Formação Triássica de Pirambóia. O reservatório de óleo é estimado em mais de 5 milhões de barris, com um teor médio de 5,5% de óleo pesado. Sendo um betume altamente viscoso e possui alto teor de enxofre (de 2 a 3% em peso) (TOMAZ FILHO, 2008). A Bacia do Paraná é uma bacia intracratônica onde as reservas de areia betuminosa são atribuídas ao sistema petrolífero de Irati-Pirambóia (ARAÚJO et al., 2005).

3.4.4 AREIAS BETUMINOSAS NA NIGÉRIA

A Nigéria, possui reservas de petróleo da ordem de 30 bilhões de barris, de onde cerca de 15 bilhões de barris vêm das reservas de areias betuminosas na região de Ofosu na região sudoeste desse país, espalhadas por uma área de quase 200 km² essas reservas de areias betuminosas têm em média 20 metros de espessura, sendo que sua exploração tem iniciativa privada e estatal, segundo dados de 2010 (NFOR et al., 2011).

3.4.5 AREIAS BETUMINOSAS NO CONGO

Segundo o governo do Congo as reservas de areias betuminosas chegariam a cerca de 500 milhões de barris de petróleo, uma baixa quantidade quando comparada com as reservas canadenses e venezuelanas (EIA, 2013).

3.4.6 AREIAS BETUMINOSAS EM MADAGASCAR

As reservas de areias betuminosas ocupam dois terços de todo o território da ilha de Madagascar. O governo estima uma reserva na região de Melaky, uma região árida no nordeste de Madagascar, com uma extensão territorial de 30 mil quilômetros quadrados onde as reservas de areias betuminosas podem chegar a somar cerca de 25 bilhões de barris de óleo recuperáveis. As reservas localizam-se a cerca de 15 metros abaixo da superfície, onde o processo de mineração torna-se o mais indicado na exploração dessas reservas. Já o campo de Tsimiroro tem cerca de 4,5 bilhões de barris de reservas, com capacidade de produção de mais de 100 mil barris de petróleo por dia. As operadoras de ambos os campos têm um capital misto, sendo 60% do governo e 40% da iniciativa privada (BANCK TACK, 2016).

3.4.7 AREIAS BETUMINOSAS NO CANADÁ

O fato da alta densidade do betume e o alto custo para extrair o óleo das areias betuminosas, faz com que dos 2 trilhões de barris de reservas estimadas no Canadá,

apenas 170 bilhões possam ser recuperáveis. Onde é necessária uma grande evolução nas tecnologias existentes, para que seja economicamente viável a extração desse betume das areias betuminosas (SKINNER, 2005).

Embora a origem das areias betuminosas continue sendo motivo de controversas por décadas, a maioria dos geólogos do petróleo acredita que esse recurso foi formado da mesma forma que os outros combustíveis fósseis - petróleo convencional, gás natural e carvão. A matéria orgânica antiga morreu e foi coberta por camadas de sedimentos que exerceram pressão e temperaturas suficientes para transformar a matéria em petróleo (BARTOLOMEU, 2014).

O óleo das areias petrolíferas foi formado a partir dos organismos marinhos que caíram no fundo do vasto mar que uma vez cobriu a região de Alberta. À medida que a própria Terra mudou e se reformou, esse óleo migrou para o norte, onde ficou preso nas grandes quantidades de areia de quartzo deixada pelos rios que uma vez drenados para o antigo mar. Dentro desses depósitos, hidrocarbonetos mais leves evaporaram ou foram consumidos por bactérias, deixando o betume viscoso e grosso. À medida que as geleiras se moviam sobre os leitos de areia, os destroços ficaram para trás e as areias de petróleo foram obscurecidas por camadas de rocha, argila e musgo, deixando apenas os afloramentos ao longo dos rios Athabasca e Peace para revelar as riquezas escondidas abaixo (OIL SANDS MAGAZINE, 2016).

Dentre todas as regiões no mundo onde ocorre a presença de areias betuminosas (tar sand), a província de Alberta no Canadá é a que mais se destaca por dois motivos, o tamanho da reserva e o avanço na exploração dessas gigantescas reservas.

O atual mercado relacionado a areias betuminosas é praticamente limitado ao Canadá, que é um produtor e consumidor, e aos EUA que é um consumidor. O desenvolvimento das tecnologias de extração desse betume tem trazido enormes vantagens econômicas ao Canadá e uma posição estratégica em termos de disponibilidade de recursos energéticos Segundo Bartolomeu (2014).

As areias betuminosas canadenses representam o principal petróleo não convencional produzido no mundo. No entanto sua exploração vem despertando uma série de polêmicas por causa dos grandes impactos ambientais associados à sua exploração, ao ponto de algumas indústrias como a Shell, considerada uma

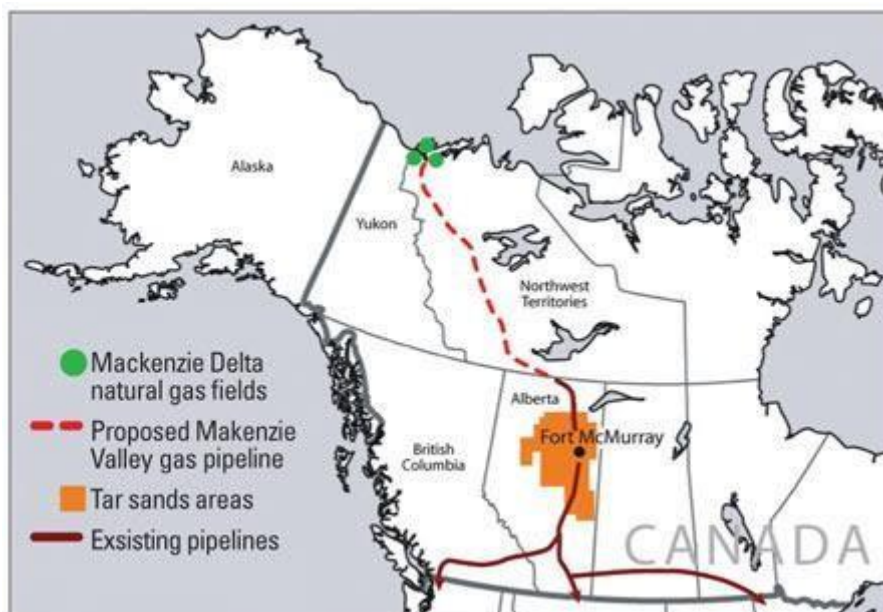
companhia que investe no meio ambiente, ter de vender suas participações a outras empresas, motivada pelas pressões internacionais. Por outro lado, o crescimento econômico canadense após o início da exploração econômica das reservas de Alberta das areias betuminosas pode ser verificado com o crescimento do PIB, passando de cerca de U\$D 740 bilhões em 2000, para cerca de U\$D 1.8 trilhões em 2013, segundo o Banco Mundial.

Em 1951, Karl Clark e Sid Blair, pioneiros na exploração de areias betuminosas, descobriram a forma de separar o betume das areias (BARTOLOMEU, 2014). Contudo, comparativamente à produção de petróleo convencional este processo não é nem economicamente e nem ambientalmente favorável. No entanto, diversos setores têm se interessado em explorar as areias betuminosas, pois tem enorme volume e potencial de produção de petróleo. Mais de 80% das areias betuminosas do mundo localizam-se no Canadá segundo Bartolomeu (2014). Este valor faz com que o Canadá se posicione como um dos três principais países no mundo em termos de volume de reservas de petróleo, depois da Arábia Saudita e da Venezuela, (HUMPHRIES, 2008).

Os métodos mais recentes para a recuperação do betume e sua posterior refinação a partir das areias betuminosas baseiam-se numa indústria altamente tecnológica, principalmente com os avanços desenvolvidos em tecnologias para exploração in situ. O betume de Alberta é insuficiente em hidrogênio, sendo necessário efetuar a injeção de hidrogênio ou a remoção de carbono para se obter um produto adequado às exigências das refinarias, que são preparadas para receber petróleo convencional (BARTOLOMEU, 2014).

É necessário adicionar um solvente para que o transporte possa ser feito através de oleodutos, cuja função é manter a viscosidade e densidade ideal no transporte para as refinarias, (NEB, 2004). No Canadá, as areias betuminosas, ou ainda oil sand ou tar sand, encontram-se na sua grande maioria na província de Alberta; Athabasca, Cold Lake e Peace River, como mostra a figura 14.

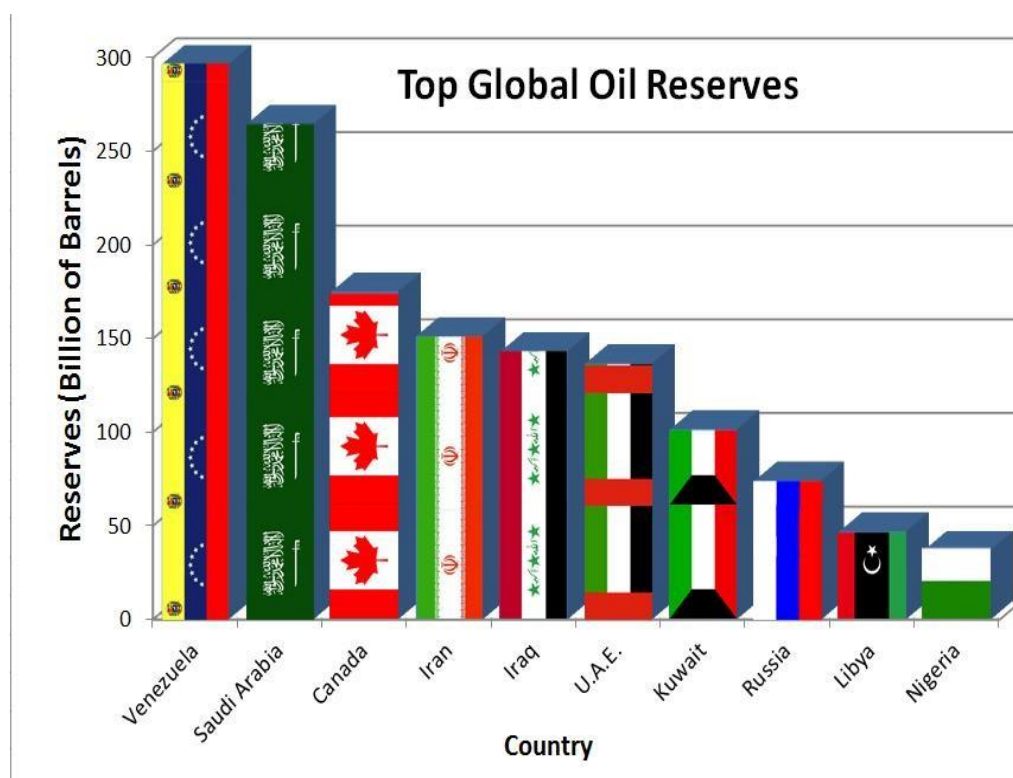
Figura 14 - Depósitos de Oil Sand (areias betuminosas) em Alberta, Canadá.



Fonte: (CANADIAN ASSOCIATION, 2016)

De acordo com o governo do condado de Alberta estima-se um potencial para mais de 100 anos de produção, com reservas na ordem de 170 bilhões de barris de petróleo (CANADIAN ASSOCIATION, 2016). Colocando o Canadá numa posição política e economicamente estratégica, ainda mais tendo os EUA como principal mercado para o óleo vindo de terras canadenses, a figura 15 mostra a distribuição das reservas mundiais e fornece um parâmetro de comparação em relação aos outros países (ENERGY BC, 2015).

Figura 15 - Distribuição das reservas mundiais de petróleo por país.



Fonte: (ENERGY BC, 2015).

Alberta é líder na utilização de sistema in situ para recuperação térmica no local e no petróleo pesado. Imperial (empresa canadense) inventou a estimulação de vapor cíclico (CSS), a tecnologia principal por trás de sua operação maciça de Cold Lake, o maior projeto de petróleo pesado in situ no mundo. A Imperial também é titular da patente original para drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD), outra forma de recuperação térmica in situ. A empresa agora está focada no SAGD assistido por solvente (SA-SAGD), que tem o potencial de impulsionar dramaticamente a recuperação e reduzir a intensidade energética (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Como todo projeto de exploração que cause danos ao meio ambiente, o Canadá tem sido o foco de ONG's internacionais, como o Greenpeace, devido ao grande risco da destruição da vida selvagem local, onde pode ocasionar uma série de efeitos maléficos não apenas no ecossistema canadense, mas afetar dezenas de outros ecossistemas ao redor do mundo, principalmente na América do Norte. Entre esses efeitos estão o aumento da emissão de gases de efeito de estufa, a destruição de habitats e florestas e a degradação de aquíferos, que alimentam o sistema fluvial dos

EUA, numa difícil equação entre energia, economia e proteção do ambiente. Mesmo havendo essas discussões ambientais envolvendo o governo e órgãos ambientais, a abundância de recursos e a exigência do grande mercado consumidor, os EUA, pesam consideravelmente sobre as decisões políticas a serem tomadas (BARTOLOMEU, 2014).

O governo canadense é o grande responsável por zelar pelo desenvolvimento sustentável dos recursos, pois as florestas do Canadá são de propriedade pública. Alberta tem cerca de 38 milhões de hectares de florestas boreais cada vez mais fragmentadas e sofrendo os efeitos da exploração de hidrocarbonetos, dos recursos hídricos e do ecossistema no seu conjunto (BARTOLOMEU, 2014).

A destruição da superfície, através de operações de exploração e processamento de betume derivado da mineração, inclui o desmatamento e a remoção de extratos da superfície e do solo. Essas atividades resultam em desmatamento de florestas e bosques. O processo in situ, mais localizado, apresenta menos desvantagens neste aspecto, uma vez que é muito menos prejudicial em termos de danos superficiais para as florestas, a fauna e a flora, quando comparado com o processo de mineração, (NEB, 2004).

3.4.8 AREIAS BETUMINOSAS NA VENEZUELA

A Venezuela já foi o maior fornecedor de petróleo pesado para os EUA. O país tomou medidas para liberalizar seu setor de petróleo na década de 1990, permitindo investimentos privados em sua indústria de petróleo e gás. As refinarias dos EUA da Costa do Golfo do México reorganizaram suas operações para acomodar esta matéria-prima. As importações para os EUA atingiram 1,8 milhão de barris por dia em 1997.

As reservas estimadas venezuelanas são de 298 bilhões de barris de reservas de petróleo provadas, as maiores do mundo e quase o dobro do Canadá (173 bilhões de barris). A maioria das reservas de petróleo comprovadas da Venezuela está localizada na região conhecida como Orinoco Petroleum Belt como mostra a figura 16. Embora

muitas vezes designadas por areias petrolíferas (ou areias betuminosas), as areias petrolíferas da Venezuela são tecnicamente depósitos de "óleo extrapesado", uma vez que não contêm betume (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Figura 16 – Áreas de reservas de areias betuminosas na Venezuela.



Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Na superfície, as areias betuminosas de Alberta e Venezuela se parecem muito. Ambos são depósitos de arenito não consolidados, com densidades semelhantes e teor de enxofre. Mas existem algumas diferenças importantes. E algumas dessas pequenas distinções dão à Venezuela várias vantagens.

Graças à proximidade com o equador, os depósitos de areias petrolíferas na Venezuela estão mais próximos de 50 ° C, muito mais quentes do que as areias petrolíferas de Alberta, que tendem a uma média mais próxima de 20 ° C na profundidade subterrânea e apenas 5 ° C perto da superfície. Isso significa que é necessária muito menos energia para levar o óleo a uma temperatura de fluxo (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

4 TECNOLOGIAS

Esse capítulo tratará sobre os diferentes métodos de desenvolvimento das reservas de areias betuminosas, suas principais tecnologias de extração e uma estimativa de custos de produção por barril e impactos ambientais associados. Onde o foco será nas tecnologias utilizadas no processo de extração de óleo das reservas canadenses e venezuelanas, pois ambas compõem a maior parte do corpo desse trabalho por serem as mais relevantes sob os aspectos econômicos de volume de reserva, todas essas tecnologias foram abordadas anteriormente, mas sem grandes detalhes.

4.1 MINERAÇÃO NAS AREIAS BETUMINOSAS

A mineração de um campo aberto ou de uma talha caracteriza uma mineração de superfície, também conhecida como mineração a céu aberto, onde todo o material de interesse é removido e levado para um local de beneficiamento. Esse tipo de extração só pode ser economicamente viável se as reservas betuminosas estiverem próximas à superfície, como ocorre em menos de 20% das reservas de betume de Alberta. Os depósitos de areias petrolíferas extraídas são normalmente inferiores a 50 metros abaixo da superfície, mas podem ter a profundidade superior a 75 metros abaixo do nível de superfície. Quando essa profundidade é superior a 75 metros, essa areia betuminosa não pode ser extraída economicamente através da mineração a céu aberto, pois é necessário remover muito material de desperdício antes o que encarece o processo (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Um terreno típico de areias de betuminosas é composto de vegetação, areia, argilas e água em várias formas. A camada superior é normalmente coberta de árvores e arbustos, muskeg (solo ácido típico de região com floresta boreal), como é o caso de Alberta no Canadá, podendo conter pântanos úmidos. O primeiro passo para o início da mineração é remover toda a cobertura vegetal local onde será iniciado o processo de mineração. Logo após a remoção da cobertura vegetal será removido qualquer solo que não dê sustentação para as instalações de mineração que serão construídas ali; como é o caso do solo ácido e encharcado das áreas de floresta boreal conhecido como muskeg; muito presente na região de Alberta (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Um fator importante em praticamente todas as áreas de mineração é o acúmulo de água contínuo, devido ao solo úmido e o lençol freático, então torna-se necessário a perfuração de poços coletores de água de onde a água será bombeada para lagoas de retenção de resíduos. Em locais de mineração como em Alberta, a quantidade de água se torna um grande problema durante a mineração, uma vez que ela vem de diferentes fontes, então esse processo de captação e bombeamento deve ser constante e bem assistido.

A remoção da camada de sobrecarga localizada no topo do depósito de areias petrolíferas que contém areia, xisto, limo, argila e uma pequena quantidade de betume é o próximo passo para a mineração das areias betuminosas. Ter que remover muita sobrecarga pode fazer com que algumas seções do depósito de areias petrolíferas sejam economicamente inviáveis para a mina.

Na região de Alberta essa camada de sobrecarga que é produzida durante a mineração é um excelente material para a construção de estradas, aterros e diques de rejeitos. Embora a sobrecarga forneça material de construção valioso, os terrenos com menos sobrecarga são mais desejáveis, pois é necessário remover menos material de "desperdício" para acessar as areias betuminosas que são ricas em betume (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

O corte de abertura é a primeira escavação que atingirá o depósito de areias betuminosas. Os caminhões então transportam as areias betuminosas para a fábrica de processamento do betume, como acontece em Alberta e é comum em vários campos de reservas de areias betuminosas.

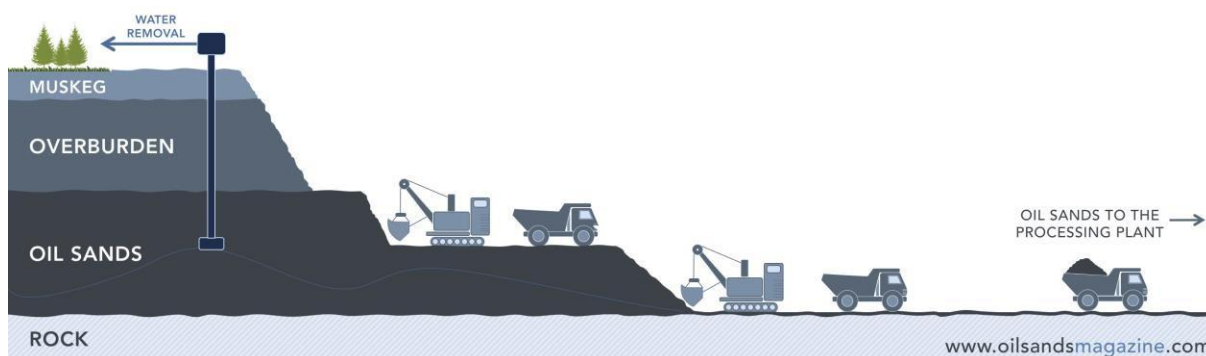
Uma vez que há muito poucas areias betuminosas expostas neste ponto, ou seja, na primeira face da área minerada, há uma capacidade limitada de mistura de minério e pouco controle sobre a qualidade do minério enviado para a usina de processamento. Isso faz com que a alta variabilidade na matéria-prima e normalmente se traduz em operação instável da instalação de produção de betume. Gerando assim um desempenho variado, sendo baixo no início do funcionamento dessas instalações de beneficiamento do betume.

Com o progresso da mineração como mostra a figura 1 uma mina típica terá várias faces de minas expostas e várias pás em operação. Isso permite a mistura de minério

e produz mais matéria-prima "normalizada" para a instalação de produção de betume, com menor variabilidade na qualidade de alimentação.

A mineração continua até que o poço seja esgotado ou até a mineração se tornar não econômica (por exemplo, se as areias de petróleo restantes forem de baixa qualidade ou muito profundas para serem extraídas) (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Figura 18 – Processo de mineração típico de areias betuminosas canadenses.



Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Uma vez que a região é minerada, o espaço vazio é preenchido com rejeitos livres de betume, sobrecargas e qualquer material residual que foi originalmente escavado para fora da mina. É importante que o material de enchimento tenha boa estabilidade do solo e um baixo teor de água. Por último é feito uma recuperação da área superficial, com o plantio de árvores nativas local, para que se tenha uma recuperação saudável da fauna e flora local (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

No início das primeiras minerações de areias betuminosas, onde as tecnologias ainda estavam em desenvolvimento, os equipamentos e processos de mineração eram emprestados da mineração de carvão. Com o aumento da produção foram necessárias algumas adaptações aos equipamentos para se adaptar ao processo de mineração das areias betuminosas que demandam mais dos equipamentos em relação a mineração de carvão.

Para que a mineração de superfície seja economicamente viável, a proporção de resíduos (ou sobrecargas) para minério de areias petrolíferas deve ser relativamente baixa. À medida que o depósito de areias betuminosas se aprofunda abaixo do nível

da superfície, cada vez mais sobrecargas devem ser removidas antes da valiosa reserva de betume contida nessas areias betuminosas. A maioria dos depósitos de areias o óleo extraído está localizado a 50 metros da superfície. A taxa de tiragem (SR) é a medida mais simples da eficiência da mineração. Definido como o peso da sobrecarga (ou minério de resíduo) dividido pelo peso de minério de areias de petróleo (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

4.2 EXTRAÇÃO DE AREIAS BETUMINOSAS *IN SITU*

Quando as reservas de areias betuminosas se encontram a uma profundidade superior a 70 metros, em relação a superfície, o processo de mineração começa a se tornar inviável, devido à grande quantidade de rejeito a ser retirado até se atingir as reservas. Então são necessários outros processos, classificados como *in situ*; um desses processos que é o mais utilizado, estudado e tecnologicamente mais desenvolvido que é o processo de extração *in situ* conhecido como SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage), processo de drenagem por gravidade assistida (BARTOLOMEU, 2014).

Nos processos de extração do betume *in situ*, o betume é aquecido e bombeado para fora do solo, deixando a maioria dos sólidos para trás. A extração *in situ* traz menos problemas ambientais do que a mineração, usa menos água e não produz um fluxo de rejeitos.

Pequenas usinas de transformação e maiores taxas de produção melhoraram significativamente a rentabilidade da extração *in situ*, que se tornou cada vez mais popular nas areias betuminosas e espera liderar o crescimento da produção de betume nas próximas décadas; é um cenário recorrente na região de Alberta no Canadá, onde o processo de extração de betume *in situ* é o mais utilizado, pois mais de 80% das reservas só podem ser economicamente recuperáveis por processos *in situ*, uma vez que a mineração se torna cara, pouco eficiente com uma baixa taxa de rentabilidade.

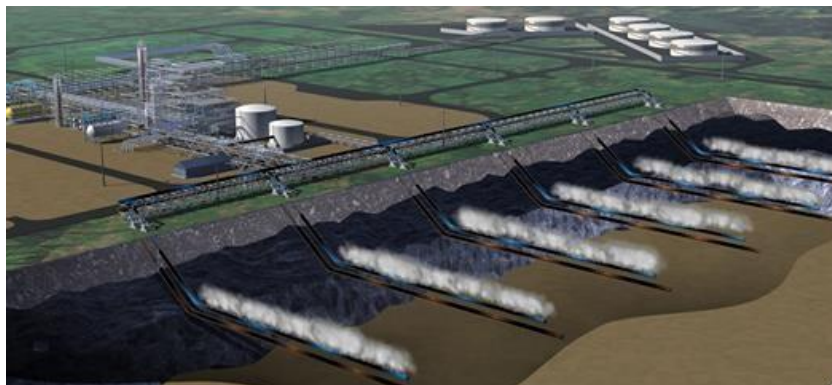
Dos processos de extração de betume a partir das areias betuminosas os mais utilizados ao redor do mundo e principalmente em Alberta Canadá e na Venezuela são (EOR), CHOP (Cold Heavy Oil Production with Sand), SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage) PPT (Pressure Pulse flow enhancement Technology), THAI (Toe-to-Heel Air Injection), VAPEX (Vapor Assisted Petroleum Extraction) e CSS (Cyclic Steam Simulation). Onde abordaremos os mais utilizados nessas reservas de areias betuminosas, trazendo uma abordagem panorâmica de todo o processo.

4.3 TÉCNICA SAGD

Tecnologia de injeção de vapor amplamente utilizada a Drenagem por Gravidade Assistida a Vapor ou apenas SAGD (sigla em inglês), está sendo usada para a recuperação de óleo de areias betuminosas nos vastos depósitos que ocorrem nas províncias de Alberta e Saskatchewan no Canadá (ESTEVEES, 2016).

O SAGD é basicamente formado por dois poços horizontais, um poço de produção próximo ao fundo da formação e um poço de injeção de vapor, aproximadamente 6 metros acima e alinhado com o poço de produção como mostra a figura 19. O vapor é circulado entre os dois poços, causando aquecimento, por condução, da formação interveniente. Uma vez que a comunicação é alcançada, o vapor aumenta na formação devido à sua densidade relativamente leve, aquecendo a formação acima do poço de injeção. O óleo aquecido, o condensado de vapor e a água de formação são então recolhidos no poço de produção (EIA, 2013).

Figura 19 – Representação (corte) do sistema SAGD.



Fonte: (EIA, 2013).

À medida que o crescimento da produção muda para métodos *in situ*, a disponibilidade de água é menos preocupante, quando comparada com o processo de mineração. As operadoras do processo SAGD trabalharam para aumentar as taxas de reciclagem e o uso de água salobra para reduzir substancialmente os a contaminação de água subterrânea fresca.

Na maioria das vezes é injetado juntamente com o vapor de água alguns solventes que facilitam o escoamento do betume, com a finalidade de diminuir os gastos, as emissões de gases poluidores e a diminuição da quantidade de água poluída.

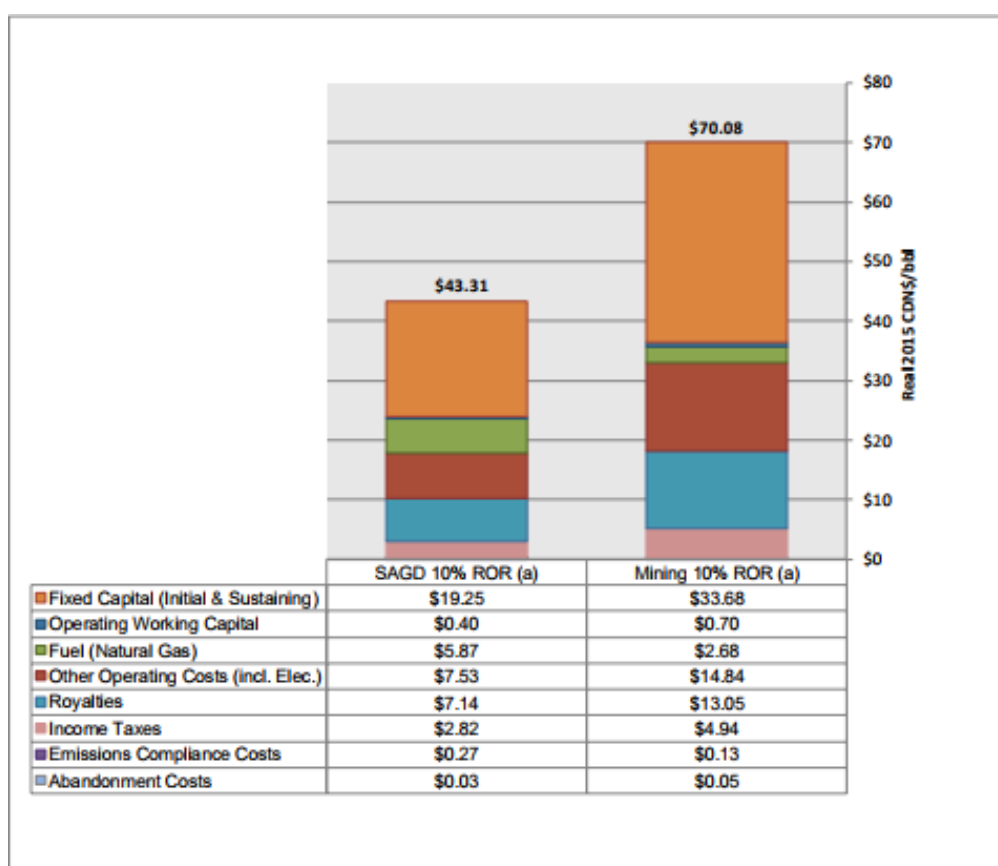
Sob as condições de mercado (dados de 2006), a mineração integrada e a SAGD eram estimadas entre US \$ 30 e US \$ 35 por barril de custo no sistema SAGD (ALBERTA ENERGY, 2006).

Para uma ordem de grandeza em termos de valores monetários, foi feito uma análise em um campo hipotético que caracteriza os campos de Alberta no Canadá, por ter mais dados estudos publicados na literatura, como mostra um artigo do Alberta Energy (2016), departamento canadense de estudos envolvendo a área energética. E considerando que o custo da oferta é o preço em dólar constante necessário para recuperar todas as despesas de capital, custos operacionais, royalties e impostos e obter um retorno específico do investimento; os custos de fornecimento neste estudo são calculados usando uma taxa de desconto anual de 10% (real), o que equivale a um retorno anual de investimento de 12,0% (nominal) com base na taxa de inflação assumida de 2,0% ao ano; taxas comuns ao mercado canadense de acordo com a Generation Energy (2016). Com base nessas premissas, os custos de fornecimento

de betume bruto usando drenagem gravídica assistida por vapor (SAGD) e mineração de superfície foram calculados para um projeto hipotético. A Figura 20 ilustra os custos de fornecimento para esses projetos comparando o sistema SAGD com o sistema de mineração a céu aberto, já discutido acima. Os custos só com a extração, que excluem os custos de transporte e mistura, são de US\$ 43,31 / bbl (barril de petróleo) para um projeto SAGD e US\$ 70,08 / bbl para uma mina autônoma (mineração a céu aberto) (CERI, 2014).

No entanto, como observado na indústria, a posição relativa dos projetos de areias betuminosas contra outros óleos brutos é comparativamente competitiva e como os preços do petróleo deverão se recuperar, a lucratividade dos projetos de areias betuminosas serão certas.

Figura 20 – Custos no SAGD e na mineração.



Fonte: (CERI, 2016)

Embora cada projeto seja diferente em sua localização geográfica, qualidade das reservas e estrutura financeira, essa análise que depende fortemente dos custos de

capital e operação, as estimativas estão preparadas para um projeto mais genérico. A especificação genérica do projeto é com base no método de produção.

4.4 TÉCNICA CHOPS

Uma técnica amplamente usada no Canadá chamada produção de óleo pesado a frio com areia CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand) também usada para separar óleo pesado de areia. O sistema CHOPS envolve a produção contínua de areia e óleo, que apresenta restrições de separação e descarte. Esse sistema de separação é contabilizado como uma das técnicas emergentes de produção primária em reservatórios de areia não consolidados, as areias betuminosas, principalmente aplicados em Alberta, Canadá. A coprodução agressiva de areia e óleo pesado usando PCPs (bomba de cavidade progressiva) aumenta a taxa de produção de óleo em condições econômicas. Portanto, CHOPS tem um baixo custo, mas uma tecnologia de produção prática. No entanto, as mudanças nas propriedades petrofísicas e geomecânicas não são inevitáveis devido à retirada de areias do reservatório. Ele cria canais de alta permeabilidade, no reservatório e consequentemente pode se transformar em uma rede que serve como um sistema multi-ramificado natural entre os poços. O chamado óleo espumoso é outro problema a ser considerado neste processo de recuperação.

Apesar do seu baixo fator de recuperação primária, o CHOPS recebeu uma grande atenção devido ao menor custo comparado à mineração superficial e a outros métodos de separação citados acima. A experiência de campo suporta a ideia de geração de um meio de canal de alta permeabilidade durante a produção por CHOPS. A produção contínua de areia faz com que canais cresçam mais, levando a uma rede de canais que conectam os poços entre si. A imagem sísmica 4D de alguns reservatórios CHOPS indica dezenas de metros de canais lineares longe do poço (LOUGHEAD et al., 1992).

A técnica de recuperação térmica CHOPS é ainda utilizada nas reservas de Alberta no Canadá, mas devido à alta degradação do subsolo e a alta taxa de produção de areia, esses sistema de produção vem dando espaço para técnicas menos agressivas e mais modernas como o SAGD, mesmo que o custo de produção pela técnica

CHOPS possa ser mais barato que o SAGD em alguns campos (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

4.5 TÉCNICA CSS

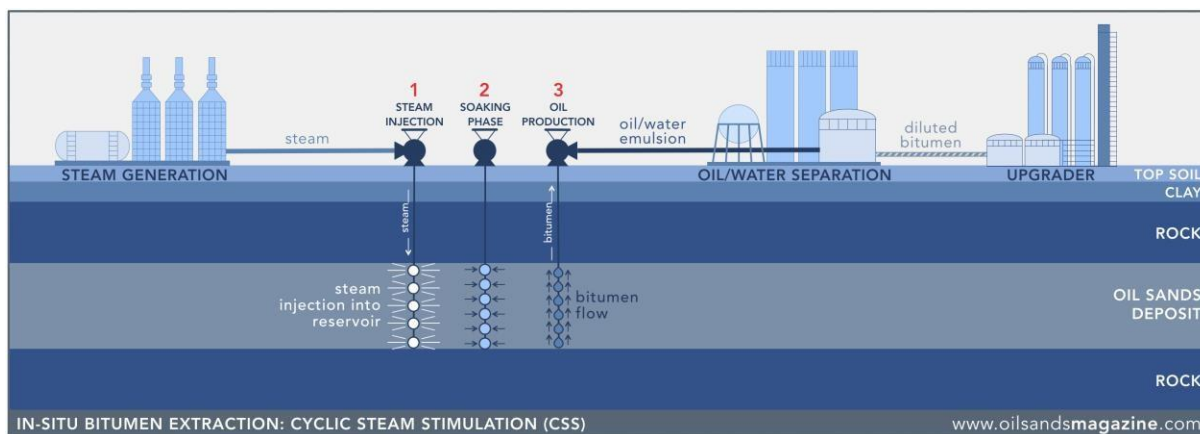
A estimulação do vapor cíclico (CSS), ou "huff and puff", como às vezes é conhecido, é uma técnica de produção térmica na qual um único poço é usado para injetar vapor e produzir óleo. O vapor é injetado a pressões suficientemente altas para que as fraturas hidráulicas sejam induzidas no reservatório, permitindo que o vapor atinja e aqueça novas áreas do reservatório. Após semanas ou mesmo meses, o ciclo de injeção é completado; são necessários alguns dias para que o vapor se condense e em seguida a produção de óleo e água comece. A produção ocorre inicialmente devido ao aumento das pressões do reservatório, mas com o tempo os ciclos requerem tecnologias de elevação artificial para produzir o óleo restante durante o ciclo de produção. Este ciclo é então repetido depois que as taxas de produção se tornam muito pequenas (conforme determinado pelo produtor). O CSS é uma opção viável para os reservatórios mais profundos que têm um xisto grosso, de alta densidade. A alta pressão de injeção e múltiplos mecanismos de recuperação permitem que o CSS funcione efetivamente com uma ampla gama de reservatórios, especialmente com heterogêneos (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

É uma técnica muito utilizada nos reservatórios de areias betuminosas, por ter sua tecnologia já muito conhecida e difundida. Um único poço é perfurado no depósito de areias betuminosas. O vapor de alta pressão é injetado no reservatório para aquecer o betume e reduzir sua viscosidade. Este vapor continua a ser injetado por várias semanas, a fim de saturar completamente o reservatório. O betume é então drenado durante vários dias ou semanas no reservatório pressurizado a quente.

À medida que o reservatório esfria, isso proporciona a força motriz para mover 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. Na planta de processamento como mostra a figura 21, a água é removida do betume, tratada e reciclada de volta ao processo. O betume é enviado para um

beneficiador para posterior processamento ou diluído e vendido diretamente ao mercado (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

Figura 21 – Esquema do sistema CSS.



Fonte: (OIL SAND MAGAZINE, 2016)

Com os avanços tecnológicos as técnicas de recuperação foram sendo aprimoradas ao longo dos anos. As taxas iniciais de recuperação do CSS foram de apenas 20-25%, mas com as recentes melhorias na tecnologia essas taxas de recuperação aumentaram para a faixa de 50% para algumas operações (OIL SAND MAGAZINE, 2016).

4.6 DEMAIS TÉCNICAS

Sendo o Canadá o país desenvolvido com a maior reserva de petróleo do mundo e a Venezuela passando por inúmeros problemas estruturais e políticos, é notório que quase a totalidade do investimento em tecnologia e desenvolvimento da exploração do petróleo a partir das reservas de areias betubinosas se dê em terras canadenses.

Produtores e consórcios de pesquisa estão em vários estágios de testes de campo piloto e laboratório; testes de novas tecnologias que incluem THAI, VAPEX e processos híbridos térmicos/solventes, todos visando aumentar ainda mais fatores de recuperação, redução de necessidades energéticas e redução de custos (CERI, 2014).

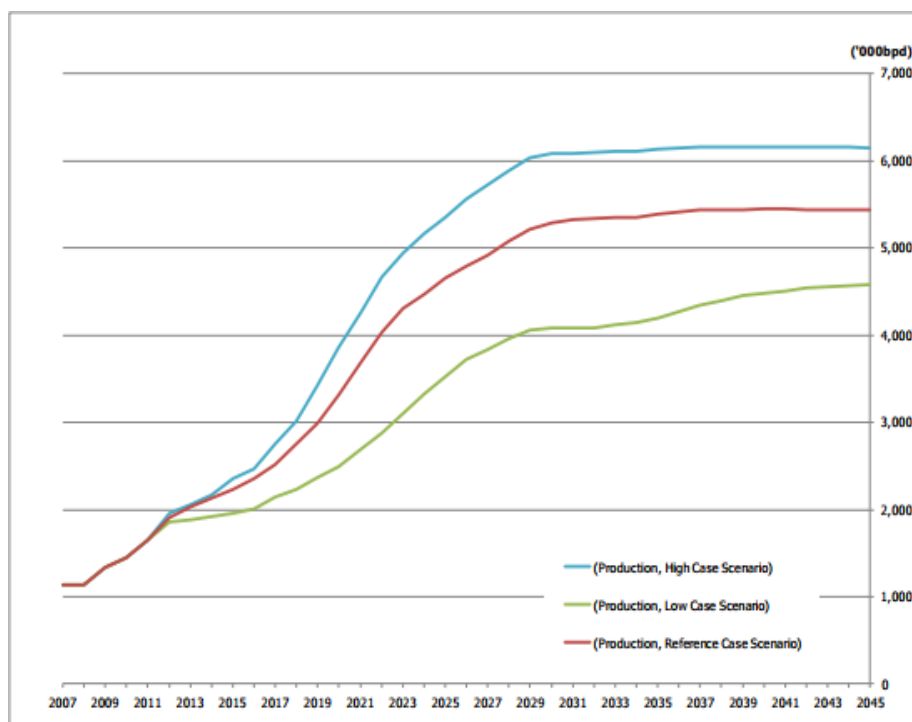
A incerteza e o tempo continuam a ser características-chave da pesquisa e da inovação. Não é conhecido quando e qual das tecnologias atualmente na fase piloto se tornará sucessos comerciais. Com o tempo, um ritmo contínuo de investimentos em pesquisa e inovação e uma política governamental sólida, é razoável esperar que os próximos 35 anos poderemos ver a implementação de novas tecnologias de na exploração das areias betuminosas, com uma grande redução no impacto ambiental, mantendo a viabilidade econômica.

4.7 PRODUÇÃO DE ÓLEO CANADENSE A PARTIR DE AREIAS BETUMINOSAS

Como já exposto em todo o corpo do trabalho, o estudo sobre areias betuminosas tem uma convergência muito grande com o estudo das reservas de Atabasca no Canadá; por dois grandes motivos: O Canadá possui a segunda maior reserva de areias betuminosas do mundo, ficando atrás apenas da Venezuela e é o maior investidor nos sistemas de extração de óleo dessas reservas.

A Figura 22 ilustra os possíveis caminhos para a produção sob três cenários. Para um país explorador de areias betuminosas, como o Canadá, a viabilidade de um projeto depende de muitos fatores, tais como, mas não limitado, a relação demanda-suprimento entre produção, operação e transporte e o preço de mercado do betume. Todos os três cenários mostram um crescimento significativo na exploração de areias betuminosas para os 35 anos, que é o período de projeção dentro do contexto das reservas de Atabasca (CERI, 2014).

Figura 22 – Produção de óleo para os próximos 35 anos.



Fonte: (CERI, 2014).

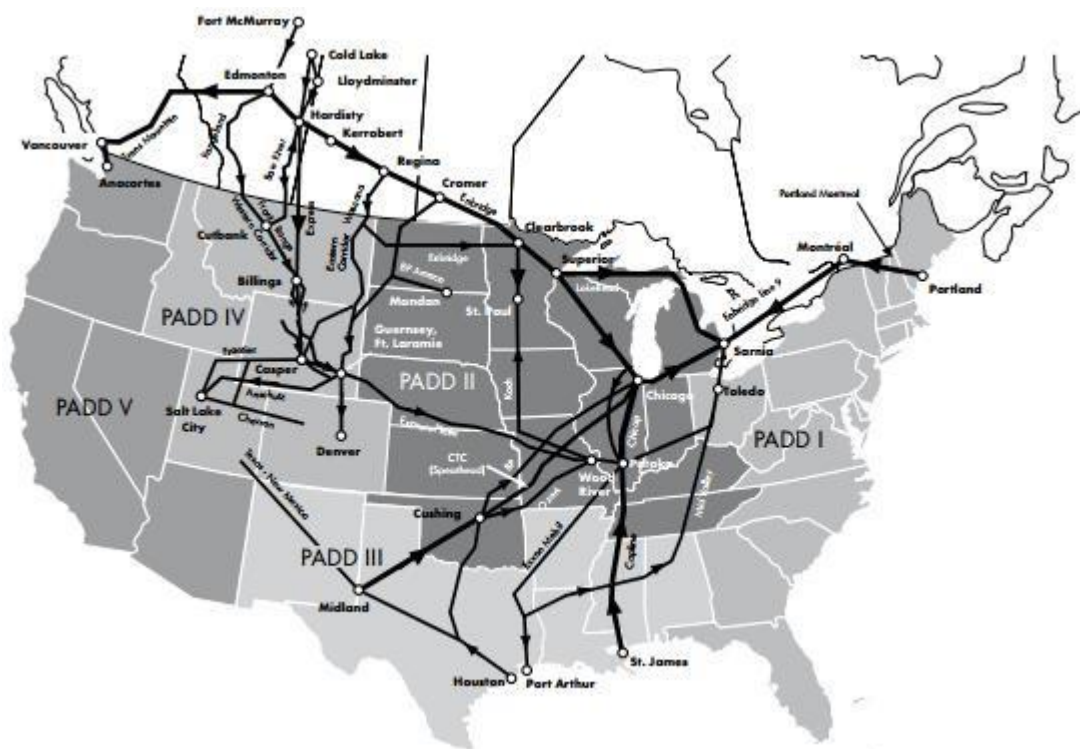
A produção de mineração de superfície e operações in situ tem em média 1,5 MMBPD (milhões de barris de petróleo) em 2010, crescendo para 1,6 MMBPD em 2011, o que representa um aumento ano-a-ano de 13%. A produção de areias betuminosas compreende uma parcela crescente do petróleo no Canadá. Em 2010, a produção de betume e SCO (Synthetic Crude Oil) representou 52% da produção total de petróleo canadense e 76% da produção total de Alberta. No Cenário High Case, a produção de mineração e extração in situ deve crescer de 1,5 MMBPD em 2010 para 3,9 MMBPD até 2020 e 6,2 MMBPD até 2045. No baixo (cenário) a produção aumenta para 4.1 MMBPD até 2030 e 4.6 MMBPD até o final de período de previsão. O cenário do caso de referência do CERI fornece uma visão mais plausível da produção de areias betuminosas. O volume de produção projetado aumentará de 1,5 MMBPD em 2010 a 3,3 MMBPD até 2020 e 5,4 MMBPD em 2045, como mostrado na figura 25 (CERI, 2014).

Ao longo do período de projeção de 35 anos de 2011 a 2045 inclusive, o capital inicial total requerido é de US\$ 253 bilhões no cenário High Case, US\$ 220 bilhões cenário pessimista do caso de referência e US\$ 190 bilhões (CERI, 2014).

Com um planejamento cuidadoso, o cenário de caso de referência pode ser um alvo viável. Por 2015, foram necessários US\$ 17,4 bilhões em investimentos de capital; no entanto, em 2030 o investimento cairá para US \$ 1,3 bilhão, ou um total de US\$ 216,8 bilhões entre 2011 e 2030, são previsões feitas pelo Ceri (2014).

O Canadá entrega petróleo bruto ao mercado de exportação através de três principais linhas de dutos canadenses como mostra a figura 23. Na figura é possível perceber que todos os dutos têm como destino do óleo produzido o mercado estadunidense, uma vez que os EUA é o maior consumidor de petróleo no mundo e um grande parceiro comercial do Canadá, por possuírem economias mistas e muito semelhantes.

Figura 23 – Planta de escoamento da produção de óleo canadense.



Fonte: (NEB, 2015)

A linha principal da Enbridge é originária de Edmonton, Alberta e se estende para o outro extremo da pradaria canadense para a fronteira dos EUA perto de Gretna, Manitoba. Na fronteira dos EUA, ele se conecta com o Lakehead sistema para entregar petróleo a ser refinado para os EUA do meio oeste e norte para Sarnia em Ontário.

O oleoduto Trans Mountain (anteriormente Terasen) da Kinder Morgan é originário de Edmonton, Alberta e se estende para o oeste em toda a Colúmbia Britânica para entrega a Burnaby, British Columbia, Wessidge Dock e o estado de Washington nos EUA.

O oleoduto Kinder Morgan's Express origina-se em Hardisty, Alberta e oferece petróleo bruto para locais em PADD IV e se conecta ao sistema Platte em Casper, Wyoming para entrega para o sul do PADD II, como representado na figura 23.

O sistema Enbridge no Canadá e o sistema Lakehead nos EUA representam o maior petróleo bruto pipeline no mundo e o principal transportador de petróleo bruto do oeste do Canadá para mercados no leste do Canadá e o meio oeste dos EUA. O sistema fornece aproximadamente 333 000 m³/d (2,1 MMb/d) de petróleo bruto. No terceiro trimestre de 2005, para facilitar o crescimento do petróleo bruto pesado, Enbridge completou o projeto de expansão Terrace Phase III (NEB, 2015).

5 DESAFIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA EXPLORADORA DE AREIAS BETUMINOSAS

O surgimento e desenvolvimento de uma indústria para exploração de areias betuminosas deve vir sempre conectada a fatores recorrentes e importantes dentro do atual contexto das grandes economias mundiais, tais como impactos ambientais e sociais e econômicos. Este capítulo descreve de forma resumida esses fatores.

5.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE A EXPLORAÇÃO DAS RESERVAS E OS IMPACTOS ECOLÓGICOS ASSOCIADOS

Todo e qualquer desenvolvimento na área de prospecção de petróleo é danoso ao meio ambiente de alguma maneira. Sendo que alguns tem um rastro ambiental maior que outros, tudo depende do processo utilizado na extração desse óleo e o quão difícil é sua extração.

As reservas de areias betuminosas, como as de Alberta, estão em profundidade e o hidrocarboneto está misturado à areia. Fazendo com que o processo de extração desse betume seja duplamente danoso ao meio ambiente, pois será necessária uma remoção considerável de material de superfície, no caso de mineração, onde se engloba as reservas florestais boreal. Ou mesmo a utilização de uma enorme quantidade de água no processo, sendo na mineração ou mesmo utilizando o sistema SAGD.

De modo geral, uma área explorada tem uma diversidade considerável de ecossistemas correspondendo a tipos de comunidades de plantas, aves, animais terrestres e aquáticos (ESTEVEES, 2016).

As questões ambientais relativas ao desenvolvimento de areias petrolíferas se concentram em seis diferentes, mas conectados, tópicos relacionados à poluição: Intensidade do carbono ou qualidade do ar; uso da água e qualidade da água, efeitos do tratamento de resíduos e rejeitos, efeitos na vida selvagem e no habitat da vida selvagem, efeitos na saúde humana (CELS, 2012).

O desenvolvimento de depósitos de betume (neste caso conhecidos como areias de petróleo ou areias betuminosas) é um dos mais importantes projetos de desenvolvimento de recursos de petróleo no Canadá e possivelmente do mundo. Os depósitos de betume de Alberta e Saskatchewan estão entre as últimas fontes principais restantes de petróleo no mundo. Sendo estes um fator impulsionador para a continuação do desenvolvimento dos processos de extração do betume, deixando as questões ambientais em segundo plano.

A gestão de lagoas de rejeitos é um dos desafios ambientais mais difíceis associados ao desenvolvimento das areias betuminosas 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) (AEW, 2015).

Existem várias preocupações ambientais que estão associadas à existência de lagoas de rejeitos. O principal problema com as lagoas é que eles incluem produtos químicos tóxicos e nocivos, como amônia, mercúrio e ácidos naftenicos. A água que contém esses produtos químicos é tóxica para animais, particularmente organismos aquáticos. Se os organismos aquáticos entrarem nessas lagoas, podem ocorrer níveis significativos de dano. Além disso, estas lagoas não estão bem fechadas. Em vez disso a água e os contaminantes da lagoa penetram no solo que o rodeia, potencialmente contaminando as águas subterrâneas e prejudicando a vida selvagem que envolve a lagoa. Além disso, essas lagoas existem quase indefinidamente, com mais de 830 milhões de metros cúbicos que requerem contenção a longo prazo. Outra preocupação com o uso de lagoas de rejeitos é o volume de minerais de areias de petróleo produzidas a partir da extração de betume. Para cada barril de betume extraído das areias de petróleo, produz-se 1,5 barris de resíduos de rejeitos (Pembina Institute, 2015).

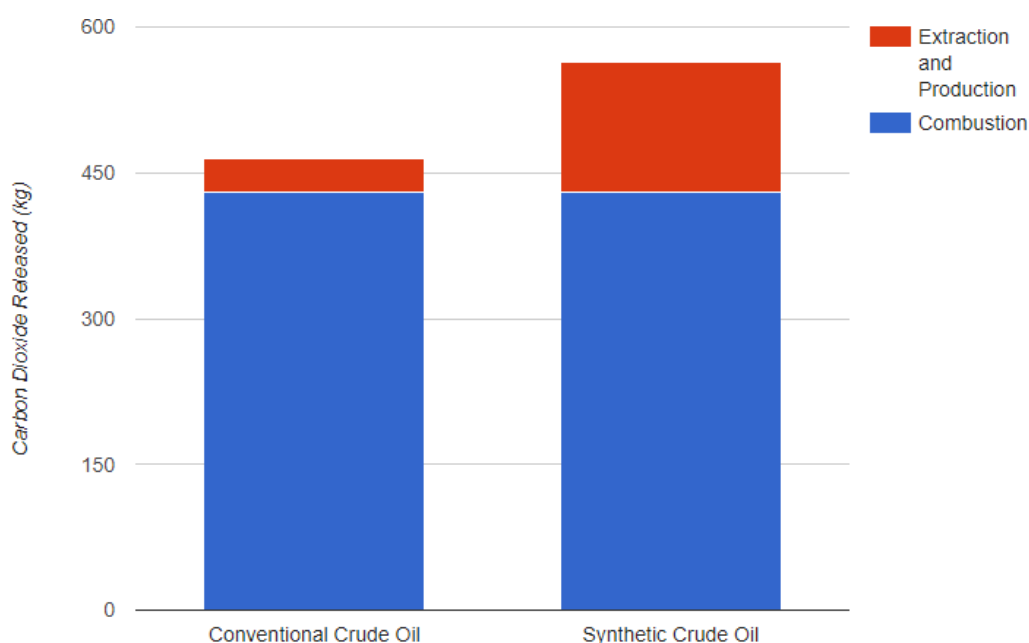
Este grande volume de rejeitos requer uma grande área de armazenamento, e o tamanho total dos lagos de rejeitos pode ser um problema, pois eles invadem o território da vida selvagem.

5.2 EMISSÃO DE GASES POLUENTES

Os impactos climáticos a partir da exploração das areias betuminosas são significativos e as emissões de gases de efeito estufa para extração e processamento dessas são significativamente maiores do que para o petróleo bruto convencional (Pembina Institute, 2015).

O uso e extração de combustíveis fósseis libera dióxido de carbono e outros gases de efeito estufa. Existem dois componentes principais que compõem o dióxido de carbono liberado total, sendo a primeira a quantidade de CO₂ liberada através da combustão real e do uso do combustível (em um veículo, por exemplo). Para o óleo extraído em métodos tradicionais e óleo extraído das areias betuminosas, esse valor é cerca de 430 quilos por barril (EPA, 2015). Onde a diferença está na quantidade de dióxido de carbono liberada através da extração, refino e transporte do óleo. Uma vez que o betume das areias betuminosas é mais difícil de extrair e, em seguida, deve ser beneficiado em óleos sintéticos que podem ser usados. A extração de areias betuminosas libera comparativamente mais dióxido de carbono na atmosfera do que a extração de petróleo tradicional como mostra a figura 24.

Figura 24 – Comparação da quantidade de CO₂ liberado.



Fonte: (ENERGY BC, 20115).

No total, a produção de um único barril de petróleo bruto sintético das areias de petróleo libera cerca de 134 quilogramas de dióxido de carbono. Em contraste com esses grandes valores de emissão, as emissões médias por barril de petróleo bruto convencional são 35,2 quilogramas de dióxido de carbono no Canadá e 24,5 quilogramas nos EUA. A diferença fundamental nessas emissões é resultado da atualização adicional que deve ser feita ao betume bruto extraído do solo para obter óleos crus sintéticos, um tipo de combustível que está "a par" com o petróleo bruto tradicional. Este processo de atualização é intensivo em energia. As emissões liberadas, incluindo o dióxido de carbono, contribuem negativamente para os efeitos das mudanças climáticas e contribuem para o aquecimento global bem como a contribuição com uma quantidade mais significativa desses gases de efeito estufa do que o petróleo convencional (EPA, 2015).

5.3 USO DA ÁGUA

Um outro grande impacto ambiental que vem da extração nas areias betuminosas é a necessidade do uso excessivo de água. A água utilizada no desenvolvimento de areias petrolíferas é utilizada na mineração de superfície para separar a areia de óleo extraída em componentes de areia e betume, também a água é convertida em vapor nas operações SAGD para separar o betume da areia antes de ser extraído (RSC, 2015).

A água utilizada nas areias petrolíferas pode ser reciclada, no entanto atualmente apenas pequenas quantidades desta água são realmente retornadas ao ciclo natural. Uma vez que as águas residuais são tóxicas e não podem simplesmente ser liberadas, a água usada é armazenada em lagoas de rejeitos. Isso aumenta o tamanho dessas lagoas, contribuindo ainda mais para seus impactos ambientais negativos. Quando uma operação SAGD é usada, a água velha é injetada de volta ao solo em vez de reciclar para uso posterior, o que pode gerar contaminação nos lençóis freáticos da região. Sendo a floresta boreal canadense um dos principais ecossistemas para a geração de oxigênio e a captação de gás carbônico, além de ser a fonte de quase toda a água doce consumida na América do Norte. O volume inicial necessário para extrair o betume é outro problema potencial. Os operadores estimaram que 170 milhões de metros cúbicos de água foram utilizados em operações de areias

petrolíferas no Canadá em 2011, o que equivale ao consumo de água de 1,7 milhão de canadenses em um ano (RSC, 2015). Essencialmente, isso representa um requerido 2,4 barris de água doce necessária para extrair e atualizar um único barril de betume. As técnicas in situ requerem menos, cerca de 0,8 a 1,7 barris de água para cada barril de petróleo extraído. Alguns argumentam que o uso desta quantidade de água não é responsável (ROY et. al.; 2016).

Os ecossistemas que dependem de uma fonte de água, como o ecossistema do rio Athabasca, podem estar em risco devido as retiradas contínuas de água, uma vez que a maioria da água utilizada para mineração é retirada deste rio. Este é o caso em Alberta; a retirada de água coloca a disponibilidade de habitats de peixes em risco e pode reduzir a saúde do ecossistema em geral. Em 2050, se o uso de água não for alterado, então o fluxo a jusante do Rio Athabasca deverá diminuir em 30% segundo o Pambina Institute, 2015. Isso mudaria drasticamente o ecossistema do rio. A maioria da água que é tomada é usada em operações de mineração de superfície, com extração in situ que exige um pouco menos de água no geral.

Em Alberta, a água utilizada nas refinarias e nos processos de beneficiamento são recicladas por diversas vezes, o que aumenta sua salinidade, antes do seu descarte nas bacias de sedimentos, pois no beneficiamento é adicionado hidróxido de sódio (ALLEN, 2008).

Até este ano é previsto um volume de rejeitos na região de Alberta, devido a extração e beneficiamento das areias betuminosas, da ordem de 1,1 bilhões de m³ de rejeitos que ficaram acumulados nessas lagoas, o que coloca o tamanho dessas lagoas em um outro patamar de grandeza (SCHINDLER, 2014).

Temos destaques para dois grupos de rejeitos, os FFT (Fluid Fine Tailings) que são os fluídos finos e os NA (Naphthenics Acids) que são os Ácidos Naftalenos. Os FFT são rejeitos sólidos finos, como areia, argila, sais, NA, e hidrocarbonetos aromáticos cíclicos. Sendo que os NAs são extremamente tóxicos para os biomas aquáticos (SCHRAMM et al.; 2003).

6 CONCLUSÃO

Este trabalho de formatura tratou dos principais pontos sobre as informações de campo e extração das reservas de areias betuminosas no contexto energético mundial, foi descrito aqui o uso, as reservas mundiais, os processos de extração, o principal uso do óleo extraído, o principal mercado consumidor, o principal mercado produtor, os desafios de ordem social, econômica e ambiental.

As areias betuminosas, dado o seu volume mundial, onde o destaque vai para o Canadá, são altamente promissoras, pois essas reservas de óleo não convencional já ultrapassa as reservas de óleo convencional. Embora exista inúmeras reservas de areia betuminosa ao redor do mundo, as duas mais expressivas sob o aspecto econômico são a de Athabaska no Canadá e de Orinoco na Venezuela. O maior desenvolvimento dessas reservas de areias betuminosas se dá no Canadá, devido a um investimento acentuado em pesquisas e desenvolvimento das técnicas de extração e beneficiamento. Com destaque para os sistemas de exploração in situ SADG e o sistema CSS. Já o processo de exploração por mineração vem desacelerando, pois de todas as técnicas de exploração é a que mais traz impactos ambientais para a região. Além da mineração superficial começa a ser inviável, pois a formação encontra-se abaixo de 75 metros a partir do nível da superfície. Em ambos os processos de exploração a água é muito utilizada, que após alguns ciclos de utilização, é descartada em lagoas de rejeito que acaba por contaminar o solo com materiais tóxicos como enxofre e metais pesados, poluição esta que pode chegar até os lençóis freáticos. Dado o fato de que o Canadá possui uma das maiores reservas ambientais do planeta, a exploração de areias betuminosas, que afetam diretamente essas reservas ambientais, são fortemente criticadas por ONGs internacionais como o GreenPeace.

Esta revisão bibliográfica permitiu concluir que a extração e beneficiamento das areias betuminosas é muito lucrativo sobre o aspecto econômico, mas desvantajoso sob a ótica ambiental, pois a extração e beneficiamento das areias betuminosas gera uma degradação do solo e por conseguinte uma degradação do meio ambiente, além de gerar inúmeros rejeitos tóxicos que são depositados em lagoas de rejeitos, que são potencialmente contaminadores de lençóis freáticos e todo o bioma aquático. O Canadá

como principal explorador das areias betuminosas vive um processo de estudo contínuo para minimizar os danos causados pela exploração dessas reservas, uma vez que o Canadá se posiciona tendo uma das maiores reservas florestais do mundo, e a maior reserva de floresta boreal do planeta. Os únicos estudos presentes na literatura se resumem às reservas canadenses, devido ao poderio econômico desta nação e aos interesses dos EUA.

A indústria petroleira vem passando por diversas mudanças nas últimas décadas, onde as reservas recentemente descobertas mostram isso. A diminuição das reservas de óleo tradicional vem sendo o combustível para a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias para a extração de reservas não convencionais, como é o caso das reservas de areias betuminosas, também conhecidas como oil sand ou tar sand.

REFERÊNCIAS

ALBERTA ENVIRONMENT & WATER (AEW). Oil Sands Information Portal: Tailings Ponds – Tailings Ponds Surface Area- Alberta, 2015. Disponível em: <<http://osip.alberta.ca/library/Dataset/Details/542>>. Acesso em 15 set. 2017.

ALLEN, E. W. Allen. Process Water Treatment in Canada's Oil Sands Industry: Target Pollutants and Treatment Objectives. J. Environ. Eng. Sci., 7 (2008), pp. 123-138.

BARTOLOMEU, Sérgio José Amiguiño. A exploração não convencional de recursos energéticos: exemplo de Alberta (Canadá). 2014.

BRET-ROUZAUT, N., & FAVENNEC, J.-P. (2011). PETRÓLEO & GÁS NATURAL - COMO PRODUZIR E A QUE CUSTO. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: CENTER FOR ECONOMICS AND MANAGEMENT (IFP SCHOOL).

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS. Oil Sands History and Milestones. Acesso de 10 a 20 de 11 de 2017, disponível em <<http://www.canadasoilsands.ca/en/what-are-the-oil-sands/oil-sands-history-and-milestones>>.

EIS OIL SHALE & TAR SANDS PROGRAMATIC. About Tar Sands. Acesso em 13 de 8 de 2017. disponível em <http://ostseis.anl.gov/guide/tarsands/index.cfm>

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

DEMAISON, G. J., 1977. Tar sands and supergiant oil fields In: The oil sands of Canada – Venezuela. Canadian Institute of Mining and Metallurgy Special volume 17, p 9-16.

GORDON, D. Understanding unconventional oil. The Carnegie Papers, n. May, p. 1–21, 2012.

MARQUESE, A. R. Caracterização de Reservatórios Petrolíferos, Athabaska: 2011.

MARTINS, L. L. et al. Characterization of Acidic Compounds in Brazilian Tar Sand Bitumens by LTQ Orbitrap XL: Assessing Biodegradation Using Petroleomics. Alberta's Energy Industry, 2012.

NAIK, G.C. Tight Gas Reservoir, 2013. An Unconventional Natural Energy Source for the Future. Acesso em 13 de 8 de 2017. disponível em http://www.pinedaleonline.com/socioeconomic/pdfs/tight_gas.pdf

OIL SANDS MAGAZINE, 2016. Why Venezuela is Alberta's Biggest Competitor. Acesso em 15 a 20 de 11 de 2017, disponível em <http://www.oilsandsmagazine.com/news/2016/2/15/why-venezuela-is-albertas-biggest-competitor>

RIOS, V. S. Estudo Experimental da Injeção de Vapor pelo Método SAGD na Recuperação Melhorada de Óleo Pesado. 2011. 148p. Dissertação – Universidade de Campinas, Campinas, 2011.

ROY, M. C. Roy. Marsh Reclamation in the Oil Sands of Alberta: Providing Benchmarks and Models of Vegetation Development. Tese de PhD. University of Alberta, Edmonton, Canadá (2014).

SCHINDLER, D. W. Schindler. Unravelling the Complexity of Pollution by the Oil Sands Industry. Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A., 111 (2014), pp. 3209-3210.

SCHRAMM et. al. L.L. Schramm, E.N. Stasiuk, M. MacKinnon. Surfactants in Athabasca Oil Sands Slurry Conditioning, Flotation Recovery, and Tailings Process. Cambridge University Press, U.K. (2000), pp. 365-432.

SPEIGHT, J. G. The Chemistry and Technology of Petroleum. FIFTH EDIT ed. New York: CRC Press, 2014.

Thomaz Filho, A.; Mizusaki, M. P.; Antonioli, L.; Mar. Pet. Geol. 2008, 25, 143.

OLIVEIRA, V. A. A. Caracterização de Reservatórios Não Convencionais/ Tight Gas. Niterói, RJ. Universidade Federal Fluminense, 2014.

VIRGENS, G. B., 2011, Revisão Bibliográfica dos Folhelhos com Gás da Formação Barnett, Texas, Eua: Um Exemplo de Reservatório Não Convencional. Bacharel em Geologia, Universidade Federal da Bahia, Salvador.

WORLD ENERGY COUNCIL. World Energy Resources: 2013 surveyWorld Energy Council. London: 2013.

ZOU, C. et al. Concepts, characteristics, potential and technology of unconventional hydrocarbons. On unconventional petroleum geology. Petroleum Exploration and Development, v. 40, n. 4, p. 413–428, 2013.