



# UFBA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI

MESTRADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

SACHA DA SILVA GRAMACHO COELHO

METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO DE SITES PARA APLICAÇÃO DE  
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO ATRAVÉS DE CO<sub>2</sub>-EOR  
COMO TECNOLOGIAS DE CCUS: UM ESTUDO DE CASO NA BACIA DO  
RECÔNCAVO



**SALVADOR**  
**2019**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA INDUSTRIAL – PEI**

**MESTRADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL**

**SACHA DA SILVA GRAMACHO COELHO**

**METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO DE SITES PARA APLICAÇÃO DE  
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO ATRAVÉS DE CO<sub>2</sub>-EOR  
COMO TECNOLOGIAS DE CCUS: UM ESTUDO DE CASO NA BACIA DO  
RECÔNCAVO**

**SALVADOR**

**2019**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA**

**METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO DE SITES PARA APLICAÇÃO DE  
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO ATRAVÉS DE CO<sub>2</sub>-EOR  
COMO TECNOLOGIAS DE CCUS: UM ESTUDO DE CASO NA BACIA DO  
RECÔNCAVO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**SACHA DA SILVA GRAMACHO COELHO**

**Salvador-BA**

**2019**

**SACHA DA SILVA GRAMACHO COELHO**

**METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO DE SITES PARA APLICAÇÃO DE  
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO ATRAVÉS DE CO<sub>2</sub>-EOR  
COMO TECNOLOGIAS DE CCUS: UM ESTUDO DE CASO NA BACIA DO  
RECÔNCAVO**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Bahia, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial (PEI), para a obtenção do título de Mestre.

Orientadores: Prof. Dr. José Célio Silveira de  
Andrade

Prof. Dr. George Augusto Câmara

Salvador-BA

2019

SACHA DA SILVA GRAMACHO COELHO

**METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO DE SITES PARA APLICAÇÃO DE  
ARMAZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO ATRAVÉS DE CO<sub>2</sub>-EOR  
COMO TECNOLOGIAS DE CCUS: UM ESTUDO DE CASO NA BACIA DO  
RECÔNCAVO**

Dissertação submetida ao corpo docente do programa de pós-graduação em Engenharia Industrial da Universidade Federal da Bahia como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial.

Examinada por:

Prof. Dr. George Augusto Batista Câmara – Coorientador   
Doutor em Engenharia Industrial pela Universidade Federal da Bahia, 2012

Profa. Dra. Carine Tondo Alves  
Doutora em Engenharia Industrial pela Universidade Federal da Bahia, 2012

Prof. Dr. Luiz Carlos Lobato dos Santos  
Doutor em Engenharia Química pela The University of Manchester, 2007

Salvador-BA

2019

Coelho, Sacha da Silva Gramacho  
METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO DE SITES PARA  
APLICAÇÃO DE ARMZENAMENTO GEOLÓGICO DE CARBONO  
ATRAVÉS DE CO2-EOR COMO TECNOLOGIA DE CCUS: UM  
ESTUDO DE CASO  
NA BACIA DO RECÔNCAVO / Sacha da Silva Gramacho Coelho. --  
Salvador, 2019.

114 f.

Orientador: José Célio Silveira Andrade. Coorientador: George  
Augusto Batista Câmara. Dissertação (Mestrado - Programa de Pós  
Graduação em  
Engenharia Industrial) -- Universidade Federal da Bahia, Universidade  
Federal da Bahia, 2019.

1. . I. Andrade, José Célio Silveira. II. Câmara, George Augusto  
Batista. III. Título.

“Não há ensino sem pesquisa e pesquisa sem ensino”

(Paulo Freire)

## AGRADECIMENTOS

Ser pesquisadora nunca foi um sonho para mim, nunca foi algo que pensei ou almejei. Quando surgiu a oportunidade de fazer o mestrado, peguei e segurei a chance por motivos de mercado de trabalho entre outros conflitos.

No decorrer destes anos, junto com questionamentos, com mudanças, surgiu em mim a vontade de continuar fazendo o que já estava ao meu alcance. Pesquisar.

Pesquisar é muito mais do que se sentar na cadeira e ficar olhando para artigos, escrevendo, ir em laboratórios, fazer medições, fazer procedimentos, programar etc. Pesquisar é acertar, é errar, é se frustrar, é chorar, é sorrir, é chegar no resultado esperado, ou não. É ver todas suas ideias em união, ver o propósito do seu projeto, ver a aplicabilidade de o que pode trazer de bom para toda a sociedade.

Mas ser pesquisador é solitário, ser pesquisador são noites de insônia e ansiedade, ser pesquisador é ter que ouvir perguntas sobre trabalho pois muitos não consideram o que você faz, trabalho. Ser pesquisador é você, com sua cabeça apenas. Porém é um caminho que mesmo que você siga só, existem pessoas que te ajudam a enxergar melhor certas decisões. Pessoas que te abrem os olhos e te acalmam nessa turbulência silenciosa.

Então, primeiramente, eu queria agradecer a Ítalo Barbosa, meu companheiro de jornada, de vida, que sempre acreditou em mim e sempre ouviu minhas ideias e minha pesquisa com olhos brilhando, mesmo que não estivesse entendendo nada do que eu falava.

Depois queria agradecer à pessoa que me orientou, George Câmara. Apertava minha mente, me fazia chorar e querer desistir, mas me dizia quando tudo estava bom e assim eu ficava em paz. Queria agradecer também a peça chave para entrar nesse mestrado, meu orientador, Prof. José Célio. Alana Almeida e Rui Lima, por terem sido essenciais na pesquisa. Agradecer a Fapesb e CAPES pela concessão das bolsas, permitindo que minha jornada pudesse ser divulgada em congressos. E por último, a quem me disponibilizou todo aparato socioeconômico para que eu chegasse até aqui, meus progenitores.

Não é fácil, nunca é. Mas ciência está aí para transformar. Não desista dos seus sonhos, mude o mundo, mude o seu mundo. Não ouça as vozes do desânimo, vá em frente, apenas vá.



COELHO, Sacha da Silva Gramacho. **Metodologia de Caracterização de Sites para Aplicação de Armazenamento Geológico de carbono através CO<sub>2</sub>-EOR como Tecnologias de CCUS: Um Estudo de Caso na Bacia do Recôncavo**. 114 f. Dissertação (Mestrado)- Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2019.

## RESUMO

*Carbon Capture Use and Sotorage* (Captura, Uso e Armazenamento de Carbono) (CCUS), é tecnologia *low-carbon* que foi desenvolvida com intuito de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera ao mesmo tempo que torna possível o uso dos combustíveis fósseis, que ainda são parte da matriz energética mundial. São tecnologias tidas como relevantes no que se diz respeito ao combate das mudanças climática. Como parte desta tecnologia tem o armazenamento de carbono através do CO<sub>2</sub>-EOR. Antes de aplicar projetos de armazenamento de carbono através de injeção de CO<sub>2</sub>, como técnica de recuperação de petróleo, ambos sendo tecnologias de CCUS é necessário que se tenha um processo inicial chamado caracterização de sites, que vai selecionar e caracterizar sites que são adequados para os projetos em questão. Este trabalho traz como objetivo uma proposição de modelo de caracterização de sites para armazenamento geológico de carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR para bacias *onshore* brasileiras. Como um dos diferenciais entre as metodologias já existentes, este modelo traz como primeira etapa o Quick Screening, que consiste em uma etapa de baixo custo e que foi moldada e desenvolvida visando atingir pequenas e médias empresas, que são as maiores investidoras em campos de bacias terrestres no Brasil. Após a proposição da metodologia, alguns processos da etapa de Quick Screening vão ser colocados em prática através de um estudo de caso, sendo eles: a análise da mínima pressão de miscibilidade (PMM), para definir se a injeção de CO<sub>2</sub> vai ser do tipo miscível ou imiscível e análise de parâmetros de reservatório. A amostra estudada teve como resultado injeção imiscível de CO<sub>2</sub>. Com esta definição, cabe ao operador avaliar as outras análises preliminares também definidas no Quick Screening, além da avaliação econômica. Pensar em implementar um projeto desta relevância pode trazer diversos pontos positivos, como a implementação de um processo sustentável, no que se diz respeito a redução de emissão de CO<sub>2</sub>, a revitalização da área em que o campo se encontra trazendo assim benefícios para a sociedade que se aloja em torno do local, além de trazer lucro para o operador. É necessário se pensar em desenvolver trabalhos futuros relacionados a tal pesquisa, pois existem lacunas que precisam ser

preenchidas como o teste de toda metodologia. Outro fator que precisa ser analisado consiste no incentivo que o pequeno médio e operador pode receber do Governo, visto que grande parte das operações de CCUS são custosas e inviáveis para tais empresas e por último o destino que poderá ser dado a esse CO<sub>2</sub> depois que armazenado.

**Palavras-Chave:** CCUS; CO<sub>2</sub>-EOR; Armazenamento geológico de carbono; Bacia do Recôncavo

COELHO, Sacha da Silva Gramacho. **Metodologia de Caracterização de Sites para Aplicação de Armazenamento Geológico de carbono através CO<sub>2</sub>-EOR como Tecnologias de CCUS: Um Estudo de Caso na Bacia do Recôncavo**. 114 f. Dissertação (Mestrado)- Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2019.

### ABSTRACT

Carbono Capture Use and Storage (CCUS), is called a low-carbon technology and was developed aiming to reduce the CO<sub>2</sub> emissions while using the fossil fuel as part of world's energy matrix. These technologies are considered relevant when it comes to combating climate change. The CO<sub>2</sub> storage through CO<sub>2</sub>-EOR are considered part of this technology. Before applying carbon storage projects through CO<sub>2</sub> injection as a petroleum recovery technique, both being CCUS technologies it is necessary to have an initial process called site characterization, which will select and characterize sites that are suitable to implement this kind of Project. This paper aims to propose a site characterization model for carbon geological storage through CO<sub>2</sub>-EOR for Brazilian onshore basins. As one of the differentials between existing methodologies, this model brings Quick Screening as its first step, which consists of a low cost stage that was molded and developed in order to reach small and medium companies, which are the largest investors of these basins. After proposing the methodology, some processes of the Quick Screening step will be put into practice through a case study, as: the analysis of the minimum miscibility pressure (PMM), to define if the CO<sub>2</sub> injection will be of the type miscible or immiscible and reservoir parameter analysis. The sample studied resulted in immiscible CO<sub>2</sub> injection. With this definition, it is up to the operator to evaluate the other preliminary analyzes also defined in Quick Screening, in addition to the economic evaluation. Thinking about implementing a project of this relevance can bring several positive points, such as the implementation of a sustainable process, as regards the reduction of CO<sub>2</sub> emissions, the revitalization of the area in which the field is found, thus bringing benefits to the Society that are settled around the site, as well as bringing profit to the operator. It is necessary to think about developing future work related to such research, as there are gaps that need to be filled as the test of all methodology. Another factor that needs to be considered is the incentive that the small medium and operator can receive from the Government, since most CCUS operations are costly and unfeasible for such companies and finally the fate that can be given to this CO<sub>2</sub> once stored.

**Keywords:** CCUS; CO<sub>2</sub>-EOR; Carbon Geologic Storage; Recôncavo Basin

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Nível de CO <sub>2</sub> (ppm) x Tempo.....	17
Figura 2-Projetos de CCS, Armazenamento e/ou Captura no mundo.....	29
Figura 3-Projetos de EOR divididos por classe no mundo.....	30
Figura 4- Etapas e critérios para se montar uma de caracterização de sites segundo o IPCC (2005) .....	46
Figura 5- Etapas e processos da metodologia de caracterização de sites de acordo com Plasynski <i>et al.</i> , (2013) .....	49
Figura 6- Etapas e processos da metodologia de caracterização de sites do Kaldi e Gibson-Poole (2008) .....	52
Figura 7- Etapas e processos da metodologia de caracterização de sites segundo a norma ISO 29714 (2017) .....	57
Figura 8- Comparativo entre metodologias guias (IPCC X DOE X CO <sub>2</sub> CRC X ISO2971)....	58
Figura 9- Fluxograma da etapa do Quick Screening e seus processos.....	66
Figura 10- Fluxograma da etapa e processos do Screening .....	71
Figura 11- Processos da Caracterização .....	73
Figura 12- Áreas marginais ofertadas por cada estado através de leilões com dados da ANP (2017) .....	75
Figura 13- Processo metodológico do Quick Screening .....	79
Figura 14- Estudos preliminares realizados na Bacia do Recôncavo inseridos no contexto dos processos de Quick Screening .....	82
Figura 15- Processo para proposição da correlação de cálculo da PMM para Bacia do Recôncavo e análise das condições de miscibilidade.....	90
Figura 16- Rising Bubble Apparatus (RBA) usado no estudo .....	95
Figura 17- Diagrama Esquemático do RBA.....	95
Figura 18- Determinação da PMM por múltiplos contatos. (a) Pressão igual a 3000 psi, (b) Pressão um pouco acima da pressão do reservatório e abaixo da PMM e(c) Pressão igual a 4000 psi, sendo este o valor da PMM encontrado por múltiplos contatos .....	96
Figura 19- Dados experimentais da PMM para os óleos da Bacia do Recôncavo .....	100

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1-Projetos de CCS no Brasil.....	31
Tabela 2- Projetos de CO2-EOR que já ocorreram no Brasil.....	31
Tabela 3-Principais bacias terrestres produtoras de petróleo .....	60
Tabela 4- Volumes declarados das cinco bacias maduras terrestres .....	61
Tabela 5- Parâmetros de reservatório escolhidos através da bibliografia .....	91
Tabela 6- Composição do gás natural originado da Bacia do Recôncavo determinado pela cromatografia gasosa .....	92
Tabela 7- Composição do óleo cru originado da bacia do Recôncavo determinado pela cromatografia gasosa .....	93
Tabela 8- Propriedades do óleo cru .....	93
Tabela 9- Comparação da PMM (RBA) x PMM (Winprop) .....	98
Tabela 10- Valores de PMM e Pressão original do reservatório.....	98
Tabela 11- Análise através dos parâmetros de reservatório .....	99

## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1- Correlação de PMM para a Bacia do Recôncavo.....	87
Equação 2- Correlação para Ponto de Bolha para a Bacia do Recôncavo .....	88

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1- Critérios de análise de fluido.....	65
Quadro 2- Critérios de análise de reservatório .....	65
Quadro 3- Processos da análise preliminar da etapa de Quick Screening.....	67
Quadro 4- Processos e critérios analisados no Screening.....	69
Quadro 5- Processos da etapa de caracterização de sites .....	72
Quadro 6- Mapeamento das fontes no Recôncavo Baiano.....	81

## LISTA DE SIGLAS

ANP - Agência Nacional de Petróleo  
CCS- Carbono Capture And Storage  
CCUS- CARBONO CAPTURE USE AND STORAGE  
CE - Comissão Europeia  
CECEPAC - Centro de Excelência em Pesquisa em Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono  
CEPGN - Centro de Estudos de Petróleo e Gás Natural  
CMG - Computer Modeling Group  
CO2CRC - Comparative research center  
CO<sub>2</sub>-EOR – recuperação avançada de óleo através de injeção de CO<sub>2</sub> -  
CSIRO - Commonwealth Scientific and research Organisation  
DOE - Department of energy  
EPE- empresa de pesquisa energética  
GEE- Gases de efeito estufa  
GT - Grupo de Trabalho- Programa Reate  
IDH - Índice de Desenvolvimento Humano  
IEA- International energy Agency  
IFP - Instituto Francês de Petróleo  
INDC- Contribuição determinada nacionalmente  
IPCC- International Panel on Climate Change  
MCS -Modelo Conceitual de Site  
MPB - Manual de boas práticas  
NETL - National energy Technology Laboratory  
NOAA- National Oceanic and Atmospheric Administration  
P&G - Petróleo e Gás  
PMM - Pressão mínima de miscibilidade  
PNMC - Política Nacional sobre Mudanças Climáticas  
PNMC- Painel Nacional sobre mudanças climáticas  
PUCRS - Universidade Pontifícia Católica do Rio Grande do Sul  
QPC - Química Methanol Plant  
RBA - Rising Bubble Apparatus  
UNFCCC- United Nations Framework Convention of Climate Change



## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	17
1.1. Delimitação do problema de pesquisa .....	22
2. OBJETIVOS .....	23
2.2. Objetivos específicos.....	23
3. JUSTIFICATIVA .....	24
4. REVISÃO DA LITERATURA .....	26
4.1. CCS/CCUS Como Medida de Mitigação de Emissão de CO <sub>2</sub> para a Atmosfera .....	26
4.2. Armazenamento de Carbono Através De CO <sub>2</sub> -Eor.....	32
4.3. Sequestro de CO <sub>2</sub> Através de Armazenamento Geológico como Medida Mitigadora ..	35
4.4. Caracterização de Sites.....	38
4.5. Metodologias Guias.....	40
4.5.1. Caracterização de Sites segundo o International Painel on Climate Change (IPCC, 2005) .....	42
4.5.2. Caracterização de site de acordo com U.S Department of Energy (DOE, 2013) <sup>2</sup> ..	46
4.5.3 Caracterização de site de acordo com Cooperative Research Centre for Grenhouse Gas Technologies (CO <sub>2</sub> CRC, 2008) .....	49
4.5.4. Caracterização de site de acordo com a ISO 27914:2017.....	53
4.5.5. Comparativo entre as metodologias.....	57
5. METODOLOGIA.....	59
6. PROPOSIÇÃO DE METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO DE SITES PARA BACIAS <i>ONSHORE</i> BRASILEIRAS.....	59
6.1. Bacias <i>onshore</i> brasileiras.....	60
6.2. Modelo de caracterização de sites para bacias <i>onshore</i> brasileiras.....	62
6.2.1 Quick Screening.....	64
6.2.2. Screening .....	67
6.2.3. Caracterização.....	71
6.3. Bacia Do Recôncavo .....	74
6.4. Metodologia do Quick Screening e estudos realizados na Bacia do recôncavo .....	78

7. ESTUDO DE CASO.....	84
7.1. Metodologia para realização do Estudo de Caso .....	84
7.2. Estudo da Petrobras junto com a CEPGN.....	85
7.3. Parâmetros de análise de reservatório para fins de Quick Screening.....	88
7.4. Fluidos.....	92
7.5. Procedimento experimental para determinação da PMM através do RBA.....	93
7.6. Procedimento de modelagem para determinação da PMM através do Winprop .....	96
7.7. Resultados e discussões do Quick Screening.....	98
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	100
9. RECOMENDAÇÕES .....	102
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	103

## 1. INTRODUÇÃO

As emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) provenientes de atividades antropogênicas, como queima de combustíveis fósseis e processos industriais são um dos principais contribuintes para o aquecimento global, influenciando assim nas mudanças climáticas, representando 78% do aumento das emissões globais de gases de efeito estufa (GEE) (ZHANG E HUISING, 2016).

O CO<sub>2</sub>, é tido como o GEE mais relevante e acredita-se que as emissões desse gás sejam responsáveis por 75% do total global de GEE (HUAMAN AND JUN, 2014). Um dos maiores desafios da atualidade relacionados à energia e suas emissões é o fornecimento de energia que seja suficiente para atender e satisfazer a demanda mundial, que continua crescendo, ao mesmo tempo que se tem a necessidade de reduzir as concentrações atmosféricas de CO<sub>2</sub> (AZZOLINA *et al.*, 2015).

De acordo com o *International Painel of Climate Change* (IPCC) (2014), a atual concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera aumentou em mais de 100ppm desde os níveis pré-industriais e em 2014, a concentração atingiu 400ppm. E por meio de análise de dados mais atuais, o *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), construiu uma tabela demonstrativa da concentração de CO<sub>2</sub> que vai do ano 0 até os dias atuais. Tais dados mostram que a concentração de dióxido de carbono começou a aumentar a partir de 1950 e não houve reduções até o momento atual, sendo que a concentração no ano de 2019 está em torno de 410.93ppm (NOAA, 2019), como demonstra a Figura 1 abaixo.

**Figura 1-** Nível de CO<sub>2</sub> (ppm) x Tempo



Fonte: NOAA (2019)

O aumento das emissões de GEE na década recente tem sido dominado pelas economias emergentes, sendo explicadas pelo crescimento das suas atividades econômicas (PETERS *et al.*, 2012). Grande parte do CO<sub>2</sub> emitido é proveniente de fontes antropogênicas e o volume anual de emissões antrópicas globais, deste gás, no ano de 2017 foi de aproximadamente 36,8Gt, sendo que as emissões oriundas da combustão de combustíveis fósseis e processos industriais contribuem para 76% das atuais emissões de GEE (LECLAIRE E HELDEBRANT, 2018). Segundo *International Energy Agency* (IEA) (2018), tanto a demanda global de energia quanto as emissões de CO<sub>2</sub> relacionadas à energia continuam a aumentar, e apesar da energia renovável começar a fazer parte do cenário energético de forma mais intensa, os combustíveis fósseis ainda constituem 81% da demanda de energia há mais de três décadas

Ao se tratar da situação climática do Brasil, as emissões até 2010 foram dominadas pelos gases CO<sub>2</sub> e outros GEE como o metano, identificando o desmatamento e a agricultura com papéis fundamentais no país colocando-o assim em quarto lugar no quesito classificação de contribuições nacionais para o aquecimento global observado (MATTHEWS *et al.*, 2014).

Durante os anos 2000, o Brasil possuiu uma posição de liderança no que se diz respeito a governança climática devido ao seu sistema de baixo carbono, que era baseado em energia hidrelétrica (81% da geração de energia em 2011) e bioenergia (30% da energia primária em 2011) (IEA, 2013). Desde então, começaram a surgir conflitos entre a política energética e climática (VIOLA E FRANCHINI, 2014). A descoberta das reservas de pré-sal provocou um crescimento no setor petrolífero além de grandes expectativas e ambições em relação ao crescimento econômico. Sendo assim, desafio da política climática no Brasil mudou parcialmente do controle do desmatamento para a limitação de emissões de CO<sub>2</sub> relacionadas à energia, já que o esperado era o aumento das emissões depois de 2020 impulsionadas pela combustão de combustíveis fósseis nos setores de transporte e indústria (LÉFEVRE *et al.*, 2018; LA ROVERE *et al.*, 2013).

Com o comprometimento de fortalecer o desenvolvimento de baixo carbono até 2030, devido ao acordo de Paris de 2015, a Contribuição Determinada Nacionalmente (INDC) incluiu como objetivo reduzir as emissões totais de GEE em 43% até 2030 quando se comparada com 2005, limitando as emissões de CO<sub>2</sub> relacionadas à energia além do corte drástico nas emissões de desmatamento (UNFCCC, 2015; LÉFEVRE *et al.*, 2018).

Quando se trata de uso de energia renovável, Brasil se encontra em uma posição

favorável, pois dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica que corresponde a 65,2% da oferta interna (EPE, 2018). Ainda segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2018), as fontes renováveis representam 80,4% da oferta interna de eletricidade no Brasil, sendo resultado da soma dos montantes referentes à produção nacional mais importações.

Segundo a EPE (2018), no que diz respeito aos combustíveis fósseis, a produção de petróleo cresceu 4% em 2017, atingindo a média de 2,62 milhões de barris diários. No quesito consumo, foi registrada uma expansão de 0,6% de óleo diesel e uma alta de 2,6% de gasolina automotiva (EPE, 2018). Ainda segundo a EPE (2018), o gás natural teve uma média diária de produção de 109,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia e o volume importado foi de 29,4 milhões m<sup>3</sup>/dia, atingindo assim o patamar de 12,9% na participação na matriz energética natural.

Analisando o saldo do balanço energético do ano de 2017 referente as ofertas internas de energia no Brasil, energias renováveis como solar, eólica entre outras, ainda desempenham um papel pequeno com menos de 6% do total de energia ofertada/produzida, já o petróleo e seus derivados chegam aos seus 36,4% de energia ofertada/produzida (EPE, 2018).

O Brasil ainda é um país que se encontra em desenvolvimento socioeconômico e por este motivo existe uma grande demanda de energia que não será suprida pela energia renovável. Apesar de existir uma participação atual de renováveis no mix energético brasileiro, o país vem enfrentando uma situação dúbia, de um lado a necessidade de energia para se desenvolver e por outro o quase esgotamento de seu potencial hidrelétrico ambientalmente viável e este motivo acarretará no aumento do uso de energia fóssil (LUCENA *et al.*, 2015; NOGUEIRA *et al.*, 2014; SARAIVA *et al.*, 2014).

A atual política climática do Brasil se encontra limitada até o ano de 2020 e não há uma discussão profunda sobre uma estratégia climática após 2020 (LUCENA *et al.*, 2015). Apesar de não fazer parte do Anexo I do Protocolo de Kyoto, o qual as Partes se comprometeram em reduzir as emissões de GEE em pelo menos 18% abaixo dos níveis de 1990, o Brasil se comprometeu de forma voluntária, apresentando um compromisso nacional na COP15 de reduzir suas emissões de GEE entre 36,1% e 38,9% tendo o ano 2005 como base fazendo assim uma projeção para 2020 (ESTRELA, 2011; BRASIL, 2009; TORRES, 2018).

O compromisso nacional voluntário de adoção de ações de mitigações foi ratificada pela Lei nº12.187/2009, a qual definiu a Política Nacional sobre Mudanças Climáticas (PNMC), além do decreto nº 7.390/2010 que prevê a elaboração de Planos Setoriais que incluem ações, indicadores e metas específicas no que diz respeito a redução de emissões e

mecanismos para a verificação de seu cumprimento (TORRES, 2018).

Existe a necessidade de situar os cenários energéticos nacionais no contexto global e avaliar em que medida a combinação de um desenvolvimento econômico doméstico pautado na política do baixo carbono com as exportações de petróleo no Brasil não altera o problema de emissões no exterior, e é compatível com a ação climática global (LEFÉVRE *et al.*, 2018).

O governo do Reino Unido desenvolveu uma ferramenta chamada Calculadora 2050 que foi adaptada para diversos países e no Brasil foi desenvolvida pela EPE. Tal ferramenta permite a construção de diversos cenários energéticos até 2050 e cada cenário traz informações sobre seu impacto em relação as emissões de GEE, composição da matriz energética, dependência externa de energia, além de gráficos e tabelas representativas (EPE).

A criação desses cenários com seus possíveis resultados traz à tona a discussão sobre o futuro energético do Brasil e a importância de se aplicar tecnologias de baixo carbono e mitigação de emissão de GEE. Segundo cenários energéticos construídos pela ferramenta a matriz energética brasileira será composta por 40% originada por derivados de petróleo, 31% originada por gás natural e 25% composta por energia renováveis (Calculadora 2050 EPE). Partindo da predição desses cenários observa-se a importância de se adotar tecnologias que visam reduzir as emissões de GEE para atmosfera, no caso dos combustíveis fósseis o gás de efeito estufa em foco é o CO<sub>2</sub>, ou tecnologias de baixo carbono ou “*non-carbon*” que seriam as energias renováveis.

As reduções de emissões são induzidas por uma combinação de ações tais como uma demanda reduzida de energia, descarbonização da energia primária e do “mix” de suprimento de eletricidade, além de tecnologias que ajudam a reduzir as emissões de GEE, especialmente o CO<sub>2</sub>, para atmosfera como a captura e armazenamento de carbono (CCS) entre outros (LUCENA *et al.*, 2015).

A tecnologia de CCS ou então CCUS, tem o potencial de ser uma das tecnologias mais rentáveis no quesito “descarbonização” de energia e setores industriais tendo como vantagem adicional permitir o uso contínuo de combustíveis fósseis convencionais, sendo assim uma tecnologia estratégica e de grande importância na questão de mitigação de emissão de GEE (LUCENA *et al.*, 2015). A tecnologia de CCUS foi adotada pelo Departamento de Energia dos EUA (DOE) como uma tática para reduzir as emissões de GEE (AZZOLINA *et al.*, 2015). É considerada no momento uma das únicas tecnologias que são capazes de reduzir as emissões em grande escala, de fontes industriais, e possui um papel importante a desempenhar quando se é necessário o cumprimento do acordo de Paris no que diz respeito a redução das emissões de CO<sub>2</sub> (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2017a).

A Calculadora EPE 2050 prevê a implantação de projetos de CCS em termelétricas a gás natural e termelétricas a carvão natural. Porém dados da mesma ferramenta apontam que combustíveis fósseis irão compor uma grande parte da matriz energética e por este motivo é necessário também visar o uso de CCS/ CCUS e sua contribuição como tecnologia mitigadora de emissão de CO<sub>2</sub> aliada a produção de petróleo.

O CO<sub>2</sub> já é usado na indústria de petróleo como um ativo que ajuda a melhorar a produção de óleo. Tal processo é chamado de Recuperação Avançada de Petróleo por Injeção de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR) e é um método relevante na indústria de Petróleo e Gás (P&G) pois produz os hidrocarbonetos que se encontram trapeados no reservatório e que não seriam produzidos por métodos convencionais e que permaneceriam irrecuperáveis devido às forças capilares no reservatório (ATIA E MOHAMMEDI, 2017).

Juntamente com a injeção de CO<sub>2</sub> é possível ocorrer o sequestro geológico desse gás a longo prazo. O sequestro permanente de CO<sub>2</sub> aliado ao CO<sub>2</sub>-EOR provou ser um método eficaz e viável de redução de emissão de carbono pelo fato de após ser capturado, o gás em questão é preso de forma segura dentro da formação geológica escolhida (DAI *et al.*, 2017; AZZOLINA *et al.*, 2015; DAI *et al.*, 2013; MELZER, 2012). Com as duas tecnologias trabalhando em conjunto existe o compromisso de uma redução da pegada de carbono de fontes industriais, enquanto ao mesmo tempo se tem o impulsionamento da produção de petróleo com a grande vantagem que os estudos trazem ao mostrar que reservatórios de petróleo e gás são eficientes para sequestrar o CO<sub>2</sub> e impedir a migração do mesmo, por longos períodos (BACHU, 2016; HILL *et al.*, 2013; KOVSCEK, 2007).

Alguns projetos de CO<sub>2</sub>-EOR utilizam como fonte de CO<sub>2</sub> reservatórios naturais que se encontram próximo aos projetos. Porém, utilizar o CO<sub>2</sub> de fontes naturais não contribui para a redução da pegada de carbono, pois o objetivo do sequestro de carbono é reduzir a emissão deste gás para a atmosfera (KUUSKRAA E WALLACE, 2014). Capturar o dióxido de carbono de fontes industriais se torna uma excelente oportunidade para substituir as fontes naturais de CO<sub>2</sub>, o que pode ser extremamente favorável para projetos com pontos de emissões próximos (AMPOMAH *et al.*, 2016).

O armazenamento de CO<sub>2</sub> na formação geológica profunda surgiu nos últimos 21 anos como uma opção viável para reduzir as emissões de GEE (GEA, 2013). De acordo com Kuckshinrichs e Hake (2015), o reservatório geológico mais adequado para o armazenamento de CO<sub>2</sub> são as bacias sedimentares devido à sua composição geológica. O CO<sub>2</sub> seria retido na bacia sedimentar profunda da mesma forma que o petróleo e o gás natural são encontrados em reservatórios de hidrocarbonetos (HOLLOWAT, 1996; GUNTER *et al.*, 2004). Por essa

razão, reservatórios de petróleo e gás podem ser um local adequado para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, devido às características geológicas, químicas, entre outras.

Outro motivo que tornam os reservatórios de óleo e gás grandes alvos para implementar projetos de armazenamento de CO<sub>2</sub>, consiste no fato de se encontrarem em fase de produção ou já estiveram e, portanto, incluem dados confiáveis que podem ser usados em estudos para armazenamento de CO<sub>2</sub>, como volume, profundidade e pressão do reservatório, entre outros (IPCC, 2005). A existência de estudos anteriores pode reduzir as incertezas sobre o projeto. Campos petrolíferos depletados também podem ser alvos, pois existe um interesse crescente na recuperação do óleo que ainda permanece no reservatório que seria produzido através do método de recuperação em questão e a capacidade deste local para armazenamento de CO<sub>2</sub> é significativa e pode aumentar com a produção de petróleo quando o CO<sub>2</sub>-EOR está associado ao projeto de armazenamento (NETL, 2012; IPCC, 2005). O mesmo acontece com sites que já possuem projeto de CO<sub>2</sub>-EOR.

Mesmo sendo bons alvos para implementação de projetos de CO<sub>2</sub>-EOR e armazenamento geológico de carbono, nem todos são adequados devido a razões técnicas e econômicas e por este motivo é necessário que se tenha uma avaliação preliminar antes de selecionar os campos (GOZALPOUR *et al.*, 2005). Tal avaliação é feita através de um processo de caracterização de sites, que consiste em várias etapas, dentre elas o screening e a seleção de sites potenciais para implementar os projetos em questão.

Desta forma o objetivo deste estudo é propor um método de caracterização de sites próprio para bacias *onshore* brasileiras. Tal modelo é proposto de forma que se adequa a realidade desses locais. Como objeto de estudo, este presente trabalho traz a Bacia do Recôncavo onde uma amostra foi coletada e submetida à primeira etapa do modelo de caracterização de sites para bacias terrestres brasileiras, o Quick Screening.

Tal estudo de caso vem com a finalidade de demonstrar a importância dos processos existentes nessa etapa e como estes podem servir para o operador decidir se vai dar continuidade no processo como todo ou escolher um novo local a ser avaliado.

### **1.1. Delimitação do problema de pesquisa**

Diante do contexto abordado na introdução, a dissertação tem como problema de pesquisa a seguinte questão:

Como a proposição de uma metodologia para caracterizar, e conseqüentemente selecionar locais potenciais para implementar armazenamento de carbono através de CO<sub>2</sub>-



EOR como tecnologias de CCUS, própria para as bacias *onshore* nacionais, pode tornar o segmento de Petróleo e Gás (P&G) terrestre mais atrativo para investimentos ao mesmo tempo que contribui para as questões climáticas brasileiras?

## 2. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral estabelecer um processo metodológico a partir da adequação e ajuste de metodologias já existentes a fim de selecionar campos em bacias *onshore* brasileiras que possam utilizar a tecnologia de armazenamento de carbono através do método de recuperação avançada de óleo por meio de injeção de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR). O foco desta metodologia de caracterização se concentra em pequenos e médios produtores que possam vir a investir em bacias terrestres no Brasil, por se tratar de uma metodologia de baixo custo.

### 2.2. Objetivos específicos

Para se alcançar o objetivo geral do projeto, foram elaborados os seguintes objetivos específicos:

- Analisar os parâmetros críticos que irão servir para fazer a triagem de campos quanto a utilização do método de recuperação avançada de injeção de CO<sub>2</sub> e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, via revisão da literatura;
- Analisar projetos e estudos já realizados na Bacia do Recôncavo;
- Através de um Estudo de Caso, aplicar parte dos processos de Quick Screening com finalidade de analisar a amostra de fluido coletada para se classificar quanto a miscibilidade do fluido injetado (CO<sub>2</sub>) com o fluido analisado (óleo de um reservatório do Recôncavo);
- Como parte dos processos, determinar a Pressão Mínima de Miscibilidade (PMM) através de procedimentos experimentais (laboratoriais), modelagem de software e correlações para calcular a PMM, utilizando amostra de óleo de um determinado reservatório da Bacia do Recôncavo;
- Analisar o reservatório através de parâmetros críticos definidos por meio da bibliografia;
- Classificar o reservatório em análise quanto a miscibilidade do óleo com o CO<sub>2</sub>.

### 3. JUSTIFICATIVA

O petróleo ainda se constitui de umas das principais fontes de energia em países em desenvolvimento socioeconômico, como o Brasil, que apesar de possuir estímulos para a utilização de energias renováveis, ainda desempenha um papel pequeno, em torno de 6%, da energia ofertada e produzida (EPE, 2018). Porém, com a preocupação mundial em torno das mudanças climáticas, com o desenvolvimento de políticas energéticas que visam a redução da emissão de GEE na atmosfera, e com o comprometimento voluntário do Brasil em reduzir as emissões é necessário que se encontre formas de atingir essa redução.

CCS/CCUS e suas tecnologias constituem umas das diversas formas utilizadas quando se pensa em reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> para atmosfera.

*Carbon capture and sotorage* (CCS), segundo o IPCC (2005), consiste de um processo de separação do CO<sub>2</sub> de fontes industriais (relacionadas a energia), transporte e armazenamento em local seguro. O CCUS consiste na captura/separação do CO<sub>2</sub> de suas fontes industriais, porém com a utilização do CO<sub>2</sub> em certos processos e o posterior armazenamento (LACY *et al.*, 2013).

O armazenamento de CO<sub>2</sub> pode ocorrer nos diversos meios geológicos em bacias sedimentares (IPCC, 2005):

- Reservatórios de petróleo e gás;
- Aquíferos salinos profundos, saturados com água salobra ou salmoura;
- Veios (camadas) de carvão.

Quando se leva em questão o armazenamento geológico através do CO<sub>2</sub>-EOR tem-se, segundo NETL (2012), que a capacidade de reservatórios de petróleo e gás depletados para armazenar CO<sub>2</sub> é bastante significativa. Porém existe um interesse em recuperar o óleo adicional injetando o CO<sub>2</sub> no reservatório antes que este vire alvo para um projeto de armazenamento.

Este se torna um dos motivos pelo qual a Bacia do Recôncavo é o objeto de estudo desta pesquisa. Por ser uma bacia madura, que passou por extenso estágio exploratório, possui em sua maioria campos marginais ou maduros e campos depletados, esgotados, os quais são interessantes para a utilização do método de recuperação em questão.

Estudos preliminares mostram que cerca de 60% do óleo descoberto da bacia tem potencial para emprego de métodos de recuperação especiais. Em especial, acredita-se que a injeção de CO<sub>2</sub> tenha o potencial de incorporar entre 18 e 53 milhões de m<sup>3</sup> a reserva da bacia

(ROCHA *et al.*,2002). Sendo assim, a Bacia do Recôncavo é uma boa candidata à aplicação do método de recuperação avançada por injeção miscível de CO<sub>2</sub> no Brasil.

Além deste, tem-se estudos já realizados na bacia para injeção de CO<sub>2</sub>, armazenamento geológico além de projetos pilotos.

Propor um modelo para caracterizar sites, baseada em metodologias já existentes, com a finalidade de selecionar campos que estejam aptos para utilizar o CO<sub>2</sub>-EOR e posteriormente armazenar o CO<sub>2</sub>, ou apenas armazenar, é uma maneira de se buscar mais interesses para a bacias *onshore* brasileiras, pois tal modelo foi adequado à realidade destes locais. Sabendo que grande parte do investimento vem de médios e pequenos produtores, que visam sempre um baixo custo no que diz respeito a análises, estudos e pesquisas, propor um modelo que atenda à estes operadores é de extrema importância para que os mesmos se atentem à necessidade de se preocupar com o lado sustentável aliado ao viés econômico deste tipo de projeto.

Colocar a Bacia do Recôncavo como objeto de estudo e uma parte importante na redução da emissão de GEE no Brasil trará benefícios no quesito mudanças climáticas e na revitalização dos campos da Bacia em estudo, pois a implementação de projetos de armazenamento de carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR vai trazer desenvolvimento socioeconômico para a região. O foco deste trabalho são pequenas e médias empresas, as quais precisam de uma análise de viabilidade simplificada e que não seja muito custosa.

## 4. REVISÃO DA LITERATURA

### 4.1. CCS/CCUS Como Medida de Mitigação de Emissão de CO<sub>2</sub> para a Atmosfera

Emissões de GEE na atmosfera, tendo como principal gás o CO<sub>2</sub> é um dos pontos mais importantes quando se fala de energia, sua demanda, fornecimento e como é obtida. Os GEE afetam o clima e alteram o mesmo, trazendo efeitos como aquecimento global que devem ser combatidos com políticas climáticas que visam uma redução na emissão destes gases e/ou utilização de energias renováveis.

No ano de 2016 as emissões de CO<sub>2</sub> atingiram um valor de 32.3 Gt, aproximadamente, sendo que a maior parte destas são oriundas da queima de combustíveis fósseis e de acordo com cenários econômicos, o nível destas emissões continuará a aumentar nos próximos anos (EIA, 2016) e em 2017 o volume anual de CO<sub>2</sub> emitido de forma antropogênica foi de 36.8 Gt (LECLAIRE E HELDEBRANT, 2018). Porém a dependência contínua dos combustíveis fósseis como fonte energética leva a necessidade de se ter uma política energética de baixo carbono e com isso a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias também conhecidas como de baixo carbono (TAPIA *et al.*, 2018).

Inúmeras análises e projeções para o sistema energético global, enfatizam a importância da tecnologia de CCS nas estratégias para reduzir os GEE (IEA 2009, 2010; ZENGHELIS, 2006). O *International Energy Agency* (IEA) fez uma projeção de aumento nas emissões de CO<sub>2</sub> em um cenário atual de 29 Gt CO<sub>2</sub> por ano, para cerca de 62GtCO<sub>2</sub> por ano até 2050 (IEA, 2008).

Potencialmente, há uma ampla gama de estratégias que possam vir a ser utilizadas como forma de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, dentre elas tem-se a melhoria da eficiência energética, tanto na demanda quanto na oferta; o uso de fontes de energia de baixo carbono como energia renovável ou nuclear; e ao se tratar do uso do combustível fóssil a captura do CO<sub>2</sub> emitido da combustão do mesmo, sua utilização e armazenamento (BAZARGLI E MANI, 2019;TAIPA *et al.*, 2018; HUAMAN E JUN, 2013).

CCS e CCUS, aparecem no cenário energético atual como potenciais tecnologias que podem ser usadas como formas de mitigar as emissões de GEE para a atmosfera e segundo o IEA (2016) podem contribuir com cerca de 19% da redução de emissões necessárias para 2050. Tais tecnologias tem como objetivo limitar o crescimento da temperatura global causada por fontes antropogênicas, reduzindo as emissões de CO<sub>2</sub> de fontes estacionárias, como geração de energia, processos envolvendo gás natural, produção de hidrogênio (H<sub>2</sub>)

oriundo de carvão ou gás, cimenteiras ou produção de ferro (GEA, 2012).

A Comissão Europeia (CE), acredita que a tecnologia de CCS pode ajudar a reduzir a pegada de carbono referente ao setor de energia, reduzindo as emissões de CO<sub>2</sub> para 80-95% abaixo dos níveis de 1990 até o ano de 2050 (HARRISON E FALCONI, 2013). A análise de custo benefício sugere que, a médio prazo, os combustíveis fósseis serão utilizados em paralelo com as energias renováveis, que estão em crescimento. Porém pensando em um futuro de baixo carbono onde esses dois tipos de forma de energia venham a coexistir de forma competitiva, é necessário o desenvolvimento da tecnologia de CCS para ser usada em grande escala (REUTERS, 2012).

CCS, segundo o IPCC (2005), consiste em um processo de separação do CO<sub>2</sub> de fontes industriais (relacionadas a energia), transporte e armazenamento em local seguro. O CCUS consiste na captura/separação do CO<sub>2</sub> de suas fontes industriais, porém com a utilização do dióxido de carbono em certos processos e o posterior armazenamento (LACY *et al.*, 2013).

Como opções de armazenamento tem-se as formações geológicas, como reservatórios depletados de petróleo e gás, depósitos de carvão e aquíferos salinos (DAVIDSON *et al.*, 2001). Diferente de outras tecnologias que podem ser opções de baixo carbono, o CCS/CCUS pode ser adaptado a usinas de energia fósseis que já existem, fazendo com que estas reduzam as emissões de CO<sub>2</sub> do gás de combustão em até 90% (GIBBINS *et al.*, 2008).

CCS/CCUS e suas tecnologias podem desempenhar um papel importante quando se pensa na gestão do carbono enquanto há uma transição de economia global energética de baixo carbono (JÄGEMANN *et al.*, 2013). Porém, apesar de seu potencial para redução das emissões de CO<sub>2</sub> e mitigação dos efeitos das mudanças climáticas, CCS/CCUS tem custos envolvidos em todo seu processo, desde a captura, transporte até o armazenamento (DE CONINCK E BENSONS, 2014). Uma das alternativas que ajudariam no custo de projetos de CCS é utilizar o CO<sub>2</sub> capturado como método de EOR (Recuperação avançada de petróleo), quando o local escolhido para armazenar o dióxido de carbono for reservatório de óleo e gás, mudando a estratégia energética de CCS para CCUS.

Inserir um uso para o CO<sub>2</sub> capturado é uma estratégia que permite a redução dos custos incorridos na instalação da infraestrutura do CCUS, dos processos de captura, transporte e armazenamento, além de gerar receita enquanto permite o uso dos combustíveis fósseis como fonte de energia (TAIPA *et al.*, 2018).

Para que um projeto de CCS/CCUS seja rentável é necessário que a captura de CO<sub>2</sub> seja realizado de fontes certas, o armazenamento seja feito em locais propícios e em quantidades corretas (HANSAN *et al.*, 2015). Assim, é necessário ter o máximo cuidado na

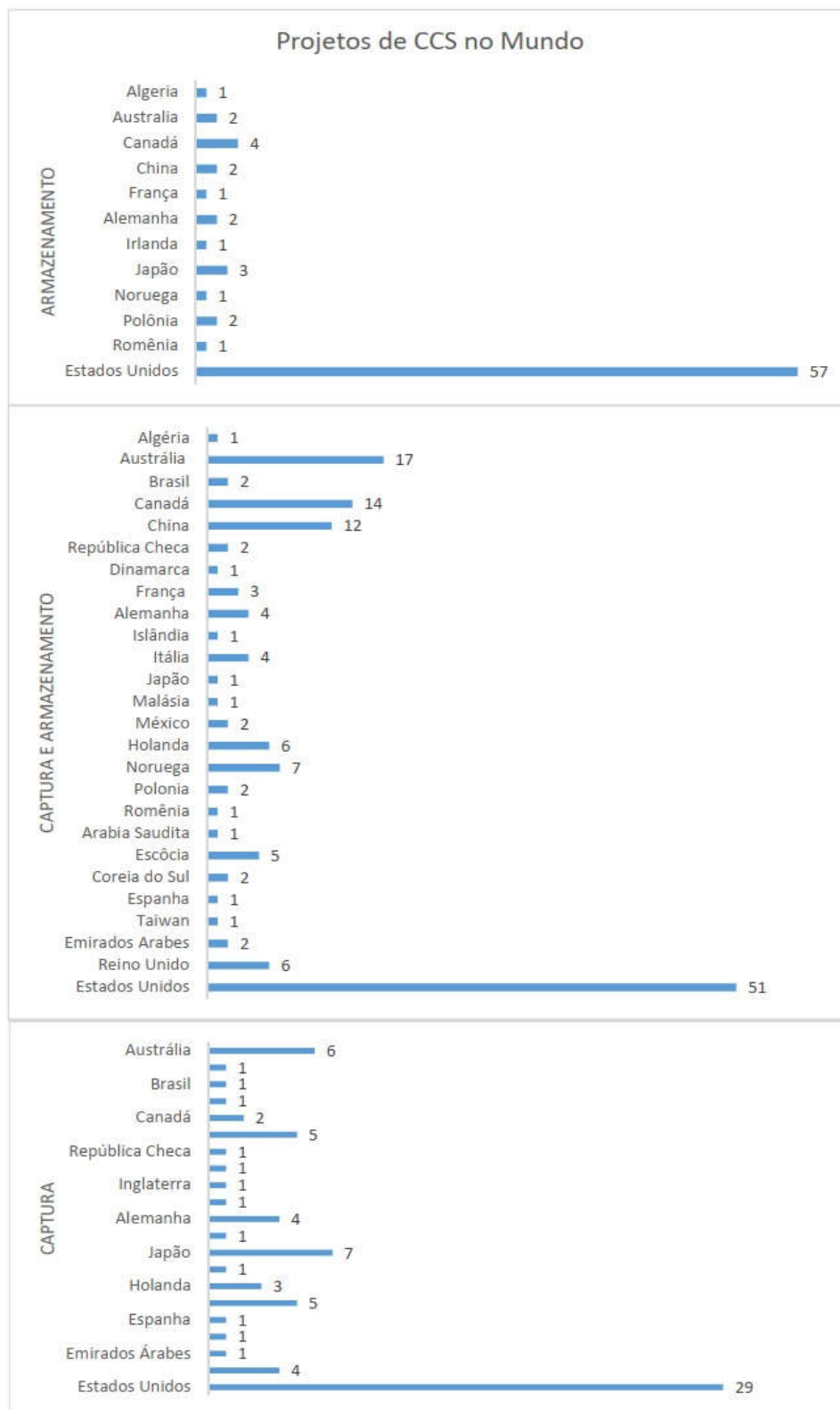
seleção de tecnologias e materiais que serão usados para a captura do CO<sub>2</sub> e no estudo e análise feitos na hora de se selecionar sites (locais), onde o dióxido de carbono será armazenando. CCS/CCUS necessita de grandes pontos estacionários de emissão com distâncias seguras dos locais destinados ao armazenamento geológico.

Para que um projeto de CCUS seja considerado um projeto sustentável e tenha eficiência energética é necessário fazer todo o estudo e análise no que se refere aos custos operacionais como captura e transporte do CO<sub>2</sub>, custos de capital como investimento em infraestrutura, materiais e os processos envolvidos, custos com armazenamento entre outros. O projeto tem que ser viável, rentável e ser eficiente no quesito energético que é a redução da emissão de CO<sub>2</sub> para atmosfera.

Por este motivo umas das soluções é se pensar em um projeto de CCUS em reservatórios de óleo e gás depletados, ou maduros, pois estes já tiveram sua fase de produção e por este motivo possuem toda uma infraestrutura existente além do fato de existir o óleo remanescente nos reservatórios, que será produzido por meio de EOR.

Existem diversos projetos de CCS em seus vários estágios, assim como existem também projetos de EOR, em diversas localidades no mundo. A Figura 2 abaixo mostra os projetos de CCS, Armazenamento e/ou Captura distribuídos pelo mundo.

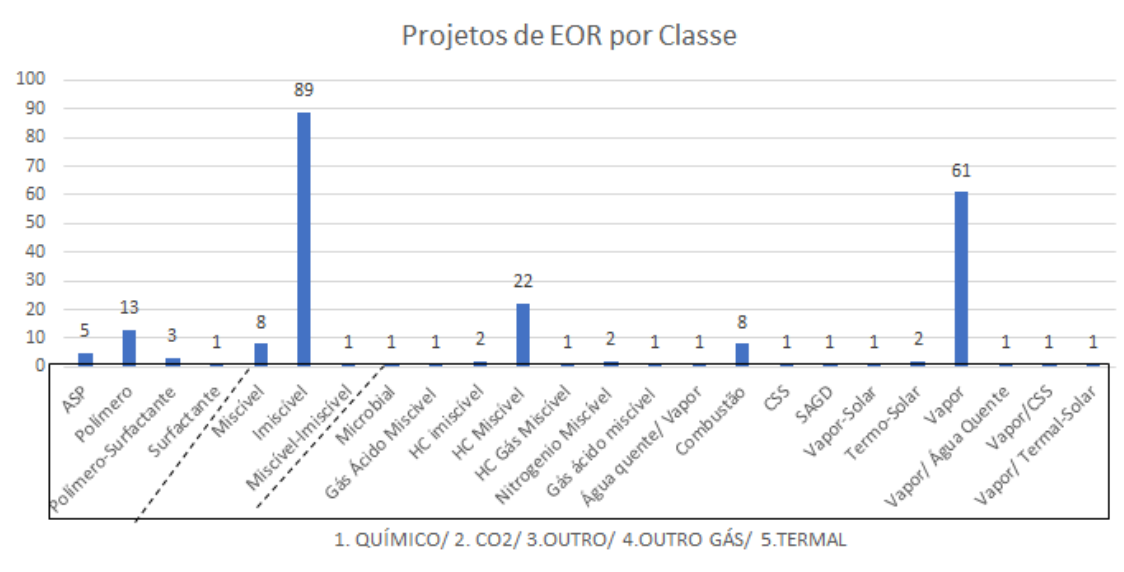
**Figura 2**-Projetos de CCS, Armazenamento e/ou Captura no mundo



Fonte: NETL (2012)

No que diz respeito aos Projetos de EOR no mundo, a Figura 3 mostra projetos de EOR divididos por classe. É importante salientar que o CO<sub>2</sub> imiscível está em maior número das tecnologias de EOR e que futuramente este se tornará um projeto de sequestro CCUS/CO<sub>2</sub>.

**Figura 3-**Projetos de EOR divididos por classe no mundo



Fonte: Modificado da base de dados do IEA (2015)

No Brasil, em relação a projetos de CCS, tem-se o Projeto de CCS do campo de Lula (pré-sal), o Projeto de Miranga, em Pojuca na Bahia e o Projeto da Planta de produção de Metanol, no Rio de Janeiro.

O projeto do campo de Lula consiste em reinjeção de CO<sub>2</sub> a partir de uma plataforma de extração de gás *offshore*, que se deu início em 2013 pela PETROBRAS. O CO<sub>2</sub> é oriundo de reservatórios naturais localizados dentro do Campo de Lula e este gás será capturado durante a extração de gás e injetado novamente para aumentar a extração de gás natural (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2010).

O Projeto de Miranga, também realizado pela PETROBRAS, teve como objetivo testar três diferentes cenários de armazenamento no município de Pojuca, no Recôncavo Baiano: EOR; reservatório de gás exaurido e aquífero salino. Este serviu de projeto piloto e estudo com a finalidade de desenvolver tecnologias que pudessem ser utilizadas no futuro no pré-sal, a fim de mitigar as emissões da bacia de Santos. A PETROBRAS começou a injetar



no campo de Miranga em 2009 (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2014).

A planta de metanol da QPC química, se situa ao norte do Rio de Janeiro se iniciou no ano de 1997 e continua em operação. O projeto possui uma planta de caldeiras a gás para fabricação de metanol onde uma parte do gás de combustão, CO<sub>2</sub>, é capturado e fornecido à indústria alimentícia (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2010).

A Tabela 1 apresenta um resumo dos projetos de CCS no Brasil e seus status.

**Tabela 1-Projetos de CCS no Brasil**

PROJETO	EMPRESA	NOME DA PLANTA	CAPTURA E ARMAZENAMENTO/CAPTURA	STATUS GERAL	STATUS DA PLANTA	FASE DO PROJETO	PAÍS	ESTADO	LOCALIZAÇÃO
Projeto de CCS do Campo de Petróleo Offshore de Lula	Petrobras	Reinjeção de CO <sub>2</sub> do campo de Lula	Captura e Armazenamento	Ativo	Existente	Injeção em andamento	Brasil		Campo de Lula
Petrobras Miranga Injeção de CO <sub>2</sub>	Petrobras	Natural CO <sub>2</sub>	Captura e Armazenamento	Ativo		Injeção em andamento	Brasil	Bahia	Pojuca
QPC Química Planta de Produção de Metanol	QPC Química	QPC Química Planta de Produção de Metanol	Captura	Ativo	Existente	Planta em operação	Brasil		Norte do Rio de Janeiro

Fonte: Baseada nos dados do Global CCS Institute (2010)

No que diz respeito os projetos de CO<sub>2</sub>-EOR no Brasil que já ocorreram, estes estão definidos na Tabela 2.

**Tabela 2- Projetos de CO<sub>2</sub>-EOR que já ocorreram no Brasil**

PAÍS	CAMPO	CLASSE DE EOR	TIPO DE EOR	EMPRESA
Brasil	Buracica	CO <sub>2</sub>	Imiscível	Petrobras
Brasil	Miranga	CO <sub>2</sub>	Miscível	Petrobras
Brasil	Campo de Lula/Sapinhoa	CO <sub>2</sub>	Miscível	Petrobras

Fonte: Baseada nos dados do Global CCS Institute (2010)

Ao analisar os projetos existentes, tanto de CCS quanto de CO<sub>2</sub>-EOR, nota-se que o Brasil se encontra muito atrás de outros países, como os EUA, Canadá, Austrália, entre outros, que estão à frente no que diz respeito à estudos relacionados à CCS e suas tecnologias e quantidade de projetos.

Tal fato só reforça a necessidade de se pensar no Brasil e sua potencialidade para implementar projetos de baixo carbono, como o CCS e suas tecnologias, para que este possa cumprir seu papel no que diz respeito a mitigação de emissão de GEE que afeta o clima mundial.

## 4.2. Armazenamento de Carbono Através de CO<sub>2</sub>-EOR

Fontes estacionárias são apontadas como grandes emissoras de CO<sub>2</sub> e podem fornecer uma grande oportunidade para reduzir o CO<sub>2</sub> emitido para a atmosfera com o processo de captura deste CO<sub>2</sub>, a utilização do mesmo e seu armazenamento em grandes reservatórios geológicos para sequestro (HASAN *et al.*, 2015). Como já abordado, uma das formas de se utilizar o CO<sub>2</sub> é como forma de recuperação de óleo em reservatórios de petróleo, CO<sub>2</sub>-EOR.

A utilização de CO<sub>2</sub> com a finalidade de recuperação terciária de petróleo, oferece oportunidades para suplementar e eventualmente substituir o CO<sub>2</sub> que ocorre de forma natural com o CO<sub>2</sub> que vem de fontes antropogênicas (AMPOMAH *et al.*, 2017; GODEC *et al.*, 2013; GODEC, 2012). Além disso, a injeção de CO<sub>2</sub> como método de recuperação avançada de óleo é uma técnica comprovada para melhorar a produção do reservatório considerado depletado (esgotado) após o uso de métodos primários ou secundários de recuperação (PAN *et al.*, 2016).

Desde 1980, CO<sub>2</sub> vem sendo usado para incrementar a extração de óleo e gás natural (EOR: *Enhanced Oil Recovery*-Recuperação Avançada de Óleo; EGR- *Enhanced Gas Recovery*- Recuperação avançada de Gás) (KUCKSHINRICHS E HAKE, 2105). Através da injeção de alta pressão do CO<sub>2</sub> nos campos de petróleo, pode-se produzir até mais de 15% de petróleo, tornando assim a utilização do dióxido de carbono economicamente atraente (DAVISON *et al.*, 2001). A indústria de CO<sub>2</sub>-EOR, ao longo de quatro décadas, capturou, transportou e injetou grandes volumes de CO<sub>2</sub> sem grandes acidentes reeportados (NEORI, 2012).

CO<sub>2</sub>-EOR é um processo de fase de produção terciária, usado após as fases de produção primária e secundária terem sido aplicadas em um reservatório e se baseia em um processo pelo qual o dióxido de carbono é injetado em um reservatório de petróleo, onde se mistura com o óleo reduzindo a viscosidade do mesmo (AZZOLINA *et al.*, 2016). Durante este processo, apenas aproximadamente 50% do CO<sub>2</sub> injetado é produzido em conjunto com o óleo, sendo separado e reinjetado, mas cerca de 95% do CO<sub>2</sub> que é fornecido ao campo, comprado, permanece aprisionado dentro da formação geológica (NETL, 2010a; MELZER, 2012; AZZOLINA *et al.*, 2015).

A injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios de petróleo pode ocorrer de três maneiras: injeção miscível; injeção perto da miscibilidade e injeção imiscível. As três condições dependem das características in-situ do reservatório como temperatura e pressão (ASGHARU E TORABI,

2008; SONG *et al.*, 2013).

A recuperação miscível de um reservatório pode ser alcançada a partir do deslocamento do CO<sub>2</sub> a uma pressão maior que uma pressão mínima determinada, e esta pressão mínima é definida como pressão mínima de miscibilidade de CO<sub>2</sub> (PMM) (YELLIG E METCALFE, 1980). A PMM é um dos parâmetros mais relevantes quando se deseja implementar um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR e é necessário se realizar um screening para se selecionar campos que são adequados para o projeto em questão. Ainda segundo Yellig e Metcalfe, (1980) conhecer a PMM é significativo para se selecionar um modelo de predição, estudo de cenário, e simular o desempenho do reservatório como resultado da injeção de CO<sub>2</sub>.

O método de CO<sub>2</sub>-EOR miscível é considerado um método de Recuperação avançada de óleo, e o fator de recuperação se dá em torno de 40% a 45% pois tem como vantagens uma grande eficiência de varredura, reduzir a viscosidade do óleo, diminuir as forças capilares e uma mobilidade favorável do óleo em relação ao CO<sub>2</sub> (DRYER E ALI, 1989; KANG *et al.*, 2013; TRAN *et al.*, 2017; ZHOU E YANG, 2017).

Já o método de injeção de CO<sub>2</sub> imiscível, possui uma mecânica de produção semelhante a uma recuperação secundária de óleo, como injeção de gás, sendo um processo mais mecânico e com fator de recuperação em torno de 20 a 35% do óleo residual do reservatório (BRESSAN, 2008). Para injeções imiscíveis de CO<sub>2</sub>, a recuperação de óleo pode aumentar devido à baixa tensão interfacial gerada entre óleo e o gás injetado, o que ajuda a reduzir o efeito negativo das forças capilares (AL-BAYATI *et al.*, 2019). Possui uma baixa eficiência de varredura, tanto microscópica quanto macroscópica, podendo gerar também uma segregação gravitacional que resultando em um precoce *breakthrough* do CO<sub>2</sub> (LAKE E JENSEN, 1989).

Porém mesmo quando imiscível existem seis diferentes tipos de processos de deslocamento através de CO<sub>2</sub> imiscível que podem ser usados para melhorar a recuperação do óleo, sendo eles: Estratégia de injeção; WAG (*Water-Alternating-Gas/ Água-Alternada-Gás*); injeção contínua; Huff-n-puff; utilização do CO<sub>2</sub>; e composição do gás (ZHANG *et al.*, 2018). Outra estratégia a ser usada seria a injeção de água neste reservatório até o mesmo atingir uma pressão, que seria a PMM. Porém o problema desta estratégia reside em se aumentar demais a pressão e acabar alcançando a pressão de fratura, por este motivo deve existir um estudo para se analisar as formações rochosas quando submetidas a pressões maiores.

A capacidade de reservatórios de petróleo e gás depletados para armazenar CO<sub>2</sub> é bastante significativa (NETL, 2012). No entanto, há um interesse crescente em recuperar o óleo adicional injetando CO<sub>2</sub> no reservatório anteriormente considerado depletado, antes que

este se torne um alvo para o armazenamento de CO<sub>2</sub> (CHOI *et al.*, 2013).

A urgência no combate as mudanças climáticas colocaram a tecnologia de CCUS em foco e acabou levantando questões no que se diz respeito ao papel exercido pelo CO<sub>2</sub>-EOR dentro deste contexto. De acordo com Neori (2012), projetos de EOR já executados e gerenciados de forma segura e viável, demonstraram que o CO<sub>2</sub> injetado nos campos de petróleo podem ficar armazenados nas formações geológicas sem que aconteçam vazamentos, sendo devidamente monitorados. A indústria americana, que possui uma forte experiência e conhecimento em projetos destinados a CO<sub>2</sub>-EOR, mostrou que aproximadamente 40% do CO<sub>2</sub> que é injetado em um poço é produzido juntamente com o óleo, o que leva a uma estimativa grosseira de que a eficiência de retenção de CO<sub>2</sub> que permanece armazenado e isolado da atmosfera é de 60% (GOLZAPOUR *et al.*, 2005).

Uma das barreiras encontradas para que um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR seja também reconhecido como projeto de armazenamento de carbono a longo prazo, como medida mitigadora, é seu escopo. Enquanto o objetivo do CCS é reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> na atmosfera, o objetivo de um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR é aumentar a produção de petróleo, sendo que o armazenamento de carbono é tido como consequência da técnica. Dessa forma, as atividades para suportar esse armazenamento não foram pensadas durante o desenvolvimento de um projeto de EOR, como por exemplo um programa de monitoramento (IEA, 2005).

Os processos combinados de CO<sub>2</sub>-EOR/ sequestro não estão isentos de custo significativos, pois, para qualquer projeto de CO<sub>2</sub>-EOR, é necessário um grande investimento inicial de capital para instalações de injeção e processamento, bem como a compra contínua de CO<sub>2</sub> para manter a injeção (AMPOMAH *et al.*, 2017). Quando apenas é considerado um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR o objetivo é obter um lucro máximo com a produção de petróleo. Porém se é pensado um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR juntamente com um armazenamento de carbono, ambos sendo tecnologias de um processo de CCUS, é necessária a avaliação de vários fatores como proximidade de fontes emissoras, quantidade de CO<sub>2</sub> ser capturado, as características dos reservatórios, se estes serão bons armazenadores ou se são propícios para utilização do método de recuperação em questão e outros demais fatores (AMPOMAH *et al.*, 2017; HASAN *et al.*, 2012).

Campos que já utilizaram ou utilizam o método de CO<sub>2</sub>-EOR como possíveis armazenadores geológicos se encontram um passo à frente pelo fato de estudos e análises já terem sido realizados. Toda a parte geológica, geofísica, a caracterização do fluido e do reservatório, a interação do fluido injetado com fluido a ser produzido, a interação do fluido injetado com a rocha reservatório, análise da rocha selante, entre outros estudos, já foram

atingidos antes de se aplicar o projeto de CO<sub>2</sub>-EOR. Além de possuir toda uma infraestrutura como poços injetores, produtores, monitoramento, se tornando assim mais vantajoso se pensar em campos que já utilizam do método.

Segundo Hasan *et al* (2012), a maioria dos estudos consideravam as atividades de CCS/CCUS sem levar em consideração a captura e utilização do CO<sub>2</sub> ao mesmo tempo. A utilização do CO<sub>2</sub> (CCUS), após sua captura, possui a finalidade de recuperar óleo de reservatórios depletados, antes de se pensar no armazenamento geológico. O intuito seria aumentar o fluxograma de processos da tecnologia de CCS e não visar apenas a redução das emissões de CO<sub>2</sub>, mas também maximizar a receita ou o lucro da utilização do CO<sub>2</sub>.

Não existem barreiras técnicas que impeçam um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR seja também um projeto de CCS, porém existem barreiras legais, regulatórias e econômicas que devem ser levadas em consideração. Como exemplo, a regulação para um projeto apenas de EOR não leva em consideração um armazenamento de CO<sub>2</sub> a longo prazo e por esse motivo não existe consideração acerca do que acontecerá com o CO<sub>2</sub> injetado quando as atividades forem interrompidas (ALISSON *et al.*, 2016). Ainda segundo Alisson *et al* (2016), espera-se apenas que a injeção seja finalizada e aconteça o descomissionamento das operações, nada a ser considerado para além do término do projeto.

Uma das etapas relacionadas a um projeto de armazenamento de carbono é a caracterização do site, local, onde o mesmo será implementado. Esta caracterização nada mais é do que um estudo, uma avaliação da capacidade do local de suportar o projeto em si, sendo baseado em critérios que devem ser seguidos para que o projeto seja seguro, eficiente e viável. A caracterização de sites constitui em uma das etapas mais importantes em projetos de CCS/CCUS, pois a partir dela que se estabelece o sucesso de um projeto.

Muitos fatores, critérios, devem ser levados em consideração para determinar se um local é um potencial armazenador ou até mesmo se pode servir para aplicar a tecnologia de CO<sub>2</sub>-EOR. Os dados a serem analisados, os critérios e as necessidades variam de um local para outro pois vários fatores interferem nesse estudo, como a geologia do local escolhido para armazenamento, a localização geográfica, a regulamentação, a percepção pública do local, aspectos econômicos, sociais entre outros.

### **4.3. Sequestro de CO<sub>2</sub> Através de Armazenamento Geológico como Medida Mitigadora**

Armazenamento geológico se refere a qualquer método que tem como resultado a permanência do CO<sub>2</sub> em subsuperfície e pode ser implementado por meio de várias

estratégias, incluindo a injeção de dióxido de carbono no subsolo apenas para fins de armazenamento ou então sua utilização como fluido ou solvente para melhoria de produção industrial, como por exemplo o uso do CO<sub>2</sub> como método de EOR, utilizado em reservatórios de óleo e gás (ZHANG E HUISING, 2017).

As características principais quando se tem uma opção viável de armazenamento de CO<sub>2</sub> consistem na redução de emissão de CO<sub>2</sub>, grande capacidade de armazenamento, isolamento do CO<sub>2</sub> a longo prazo, custo razoável e penalidade energética e impacto ambiental minimizado (YAMASAKI, 2003).

O armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> é alcançado através de uma combinação física e química de mecanismos de aprisionamento, que garantem que o dióxido de carbono injetado seja retido na rocha do reservatório, e que são eficazes em diferentes períodos e escalas de tempo (IPCC, 2005). O aprisionamento físico ocorre quando o CO<sub>2</sub> fica preso como um gás livre ou fluido supercrítico. Existem dois tipos de armadilhas físicas segundo Bachu *et al.*, (2007): armadilhas estratigráficas e estruturais, ou cavidades feitas pelo homem, que proporcionam um aprisionamento do tipo estático; e retenção de gás residual no espaço poroso. Ainda segundo Bachu *et al.*, (2007), o aprisionamento químico se dá quando o CO<sub>2</sub> se dissolve em fluidos da subsuperfície (solubilidade e aprisionamento iônico) e pode reagir quimicamente com a matriz rochosa (aprisionamento de minerais), ou ser adsorvido nas superfícies minerais (aprisionamento por adsorção).

Dependendo das circunstâncias em que se encontre ao ser armazenado, o CO<sub>2</sub> que é injetado pode migrar em velocidades extremamente baixas, de forma que levaria um tempo considerável, contado em escala geológica (da ordem de dezenas de milhares a milhares de anos) para que possa potencialmente atingir a superfície, antes de ficar preso por uma combinação dos mecanismos de aprisionamento citados anteriormente, evitando assim vazamentos (BACHU *et al.*, 2007). Na menor escala de tempo, durante a injeção e diretamente após esta, o CO<sub>2</sub> injetado migra “para cima” pelo fato de ser menos denso que o fluido inicialmente presente na formação geológica. O CO<sub>2</sub> então é acumulado e se concentra fisicamente abaixo da rocha capeadora, que é normalmente uma rocha argilosa ou salina (KUCKSHINRICHS E HAKE, 2105)

O tipo de reservatório geológico a ser considerado para este trabalho, é o reservatório de óleo e gás. Segundo Aminu *et al.*, (2017), armazenamento de CO<sub>2</sub> em reservatórios depletados de óleo e gás são considerados uma das mais efetivas opções devido a várias vantagens que incluem: (1) o fato de já existir uma acumulação de hidrocarbonetos nesses reservatórios, demonstra que tal tipo de armazenador geológico permite um armazenamento

efetivo durante um longo tempo (KOVSCHEK, 2007); (2) reservatórios depletados de óleo e gás já passaram por todo processo de estudo e análises durante a fase de exploração e produção, incluindo o cálculo de capacidade de armazenamento, que pode ser tomado como a reserva provada subtraída do que foi produzido (AMINU *et al.*, 2017; IPCC, 2005) ; (3) já possuem infraestrutura, tanto de superfície quanto de subsuperfície como poços de produção e injeção e dutos de transporte, que podem ser utilizados para o processo de armazenamento com ou sem pequenas modificações (VOORMEJI E SIMANDL, 2004; BACHU E ADAMS, 2003; WILDGUST *et al.*, 2013); (4) a injeção de gases como CO<sub>2</sub> como parte de técnicas de EOR é comum e empregada no setor de óleo e gás e tal experiência pode ser aplicada no processo de armazenamento pois diversas pesquisas foram direcionadas para o movimento de CO<sub>2</sub> nos reservatórios e os riscos associados à injeção de CO<sub>2</sub> ( KOVSCEK, 2007).

Quando se trata de reservatórios depletados de óleo e gás, a segurança no processo de armazenamento a longo prazo deve ser levada em consideração, pois o CO<sub>2</sub> injetado acarretará um aumento gradual de pressão do reservatório podendo trazer alguns riscos de estabilidade à rocha capeadora (DING *et al.*, 2019).

A presença de uma boa rocha selante determina a integridade do reservatório no que diz respeito à injeção de CO<sub>2</sub> e o armazenamento do mesmo, e os estudo de reservatórios naturais de CO<sub>2</sub> podem fornecer informações importantes acerca da integridade da rocha selante e da interação do gás com as rochas e fluidos presentes no reservatório (HOLTZ *et al.*, 1999; STEVENS E GALE, 2000).

Existem requisitos que um potencial local para armazenar o CO<sub>2</sub> precisa cumprir: (1) porosidade e espessura adequadas, que se referem a capacidade de armazenamento e permeabilidade, que diz respeito a injetividade, assim sendo o local em potencial para o armazenamento deve ter volume de poros suficiente para armazenar todo CO<sub>2</sub> injetado e as características de formação devem permitir a injetividade próxima ao poço (ZHANG E HUISING, 2017); (2) o local em potencial deve possuir uma boa rocha selante que garanta a contenção do fluido injetado (ZHANG E HUISING, 2017); (3) um ambiente geologicamente estável para não comprometer a integridade do local ao injetar o CO<sub>2</sub> (ZHANG E HUISING, 2017; BACHU *et al.*, 2007); (4) e um limite mínimo de profundidade do reservatório em potencial, pois assim garante que o CO<sub>2</sub> se encontraria em um estado supercrítico com alta densidade, baixa viscosidade, boa fluidez, minimizando assim o volume de armazenamento fazendo com que o gás injetado possa fluir facilmente por entre os poros ou fraturas nas rochas (COOPER, 2009; WARWICK *et al.*, 2013; LI *et al.*, 2014b)

A capacidade de armazenamento de um reservatório é um conceito volumétrico

(espacial), enquanto que a injetividade (capacidade de injetar um fluido) é um conceito que depende do tempo (taxa de fluxo), no entanto quando se trata de capacidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> a segunda afeta a primeira, pois elimina assim espaços geológicos que possuem uma capacidade volumétrica porém não possuem injetividade (BACHU *et al.*, 2007)

A captura de CO<sub>2</sub> e armazenamento geológico é uma tecnologia que:

- É imediatamente aplicável como resultado da experiência adquirida, principalmente na exploração e produção de petróleo e gás (BACHU *et al.*, 2007);
- tem grande capacidade, embora esteja distribuída de forma desigual pelo mundo (BACHU *et al.*, 2007);
- tem tempo de retenção de séculos a milhões de anos (IPCC, 2005).

Porém, uma série de barreiras impedem a implementação imediata em larga escala do CCUS/CCS, dentre elas a falta geral de conhecimento sobre a tecnologia em si, sobre a localização e capacidade de locais potenciais armazenadores geológicos (IPCC, 2005; BRADSHAW *et al.*, 2007). Ao se selecionar um reservatório em potencial para o armazenamento geológico é necessário analisar bem os critérios apropriados para assegurar o sucesso do projeto, além de maximizar o volume de CO<sub>2</sub> que pode ser armazenado (ZHANG E HUISING, 2017), por este motivo os locais potenciais passam por uma série de processos e etapas com a finalidade de serem selecionados e caracterizados, tal etapa é chamada de Caracterização de sites.

#### **4.4. Caracterização de Sites**

Antes de ser selecionado, o site, local potencial, deverá passar por um processo de triagem a qual é constituída de critérios que deverão ser analisados, chamado de caracterização de sites. A seleção e caracterização de potenciais locais adequados são processos essenciais no que se diz respeito a implementação de projetos de CCS/CCUS e suas tecnologias. O processo de seleção deve demonstrar que o local escolhido tem capacidade suficiente para armazenar o volume esperado de CO<sub>2</sub> e injetividade suficiente para a taxa esperada de captura e fornecimento de CO<sub>2</sub> (DELPRAT-JANNAUD *et al.*, 2013).

A necessidade de se propor uma metodologia para caracterização, ou até mesmo adequar uma já existente, se deve as diferenças existentes em cada local que se deseja aplicar as referidas tecnologias e que podem influenciar em certos processos. Características como



geologia e atributos geológicos, variam de um país para outro, de uma região para outra e até mesmo de reservatórios pertencentes a uma mesma bacia. A legislação também é uma característica que varia de país ou até mesmo região, podendo influenciar de forma direta em alguns processos. A caracterização vai determinar a potencialidade da área para implementação dos projetos.

O processo de caracterização pode ser visto como uma hipótese científica, que se baseia no uso do histórico do local e que tem a necessidade de ser continuamente atualizado à medida que novas informações são obtidas. É um processo que envolve um planejamento cuidadoso, sendo necessário seguir os seguintes passos (CCME, 2006):

- Desenvolvimento de um Modelo Conceitual de Site (MCS);
- Definir as experiências anteriores de projetos que obtiveram sucesso e definir os objetivos;
- Estabelecer uma investigação dos objetivos;
- Preparar um plano de amostragem e análise;
- Conduzir um Programa de investigação do campo;
- Validação e interpretação dos dados.

A caracterização de sites é um processo multidisciplinar, sendo bastante similar aos processos de exploração de hidrocarbonetos. Porém no caso de CCS/CCUS, o foco e a área de estudo são diferentes (NEELE *et al.*, 2013). Ainda segundo Neele *et al.*, (2013) enquanto na exploração de óleo e gás a ênfase é no reservatório, em um estudo que visa a viabilidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> deve qualificar o complexo de armazenamento, analisando tudo que o engloba, incluindo assim o reservatório, a rocha capeadora ou selante, quaisquer formações de armazenamento secundárias, a pressão entre outros. A caracterização de sites tem como um dos objetivos reduzir incertezas e riscos em relação ao projeto.

A caracterização é antecedida por uma espécie de pré-seleção, que é um estudo que se baseia em dados já existentes sobre o local. Trata-se uma seleção antecipada à caracterização, sendo um processo que através da análise de características relevantes como geologia, geografia, ou outros critérios, faz-se uma pré-escolha de site com potencial para implementar um projeto de armazenamento de CO<sub>2</sub>, podendo ser considerado também para CO<sub>2</sub>-EOR (AARNES *et al.*, 2009, RODOSTA *et al.*, 2011, e DOE, 2017).

Antes de implementar qualquer projeto é necessário que se cumpram requisitos

fundamentais, os quais devem ser analisados. A triagem e seleção que antecedem a caracterização traz esses requisitos como critérios que devem ser analisados com objetivo de guiar os investimentos para a próxima etapa, selecionando assim sites que possuem o potencial para acolher o projeto (ALBERTA RESEARCH CONCIL, 2009; GLOBAL CCS INSTITUTE, 2010).

Para se realizar uma caracterização efetiva, é necessário primeiro se ter uma Estrutura Guia que consiste em uma definição de critérios de decisão para cada estágio do projeto, sendo necessário assim reunir as informações necessárias para atender a esses critérios.

Para se montar essa Estrutura Guia é necessário entender que a caracterização se constitui de etapas e cada uma deve ser seguida com a finalidade de garantir um projeto de sucesso. Independentemente do número de etapas que a Estrutura Guia venha a ter, existem fases que são totalmente relevantes para qualquer que seja o projeto que venha a ser implementado, seja ele de armazenamento através de CO<sub>2</sub>-EOR, ou apenas armazenamento.

Primeiro existe a necessidade de se ter coletado dados referentes aos locais que vão ser analisados. Dados referente à bacia, geografia, região em que se localiza o site, geologia do site, histórico do local, entre outros. Todos esses dados são dados primários, ou preliminares, que vão ser necessários para se estabelecer critérios que irão ser importantes para selecionar e caracterizar os sites. Os dados primários servirão também para se produzir modelos utilizando software, seja ele de reservatório, fluidos, geológico, econômico entre outros. Já os dados secundários, que constituem de uma análise mais detalhada de geologia, geofísica, reservatório, produção, etc. que serão coletados após início do projeto, são utilizados para alimentar esses modelos e analisar o comportamento das variáveis.

A qualidade desses dados, tanto primários quanto secundários, é fundamental para o processo de caracterização de sites, pois permite que as metas e objetivos para a caracterização sejam amplamente atendidos (CCME, 2006).

Em todos os processos para a implementação de um projeto de armazenamento através de CO<sub>2</sub>-EOR ou apenas armazenamento de carbono, a caracterização de site é a mais demorada e custosa, pois é um processo que envolve mais do que investigação da bacia e coleta de dados, existe toda uma reavaliação de geologia, update de dados existentes e busca por novos, modelagem computacional e simulações (KALDI E GIBSON-POOLE, 2008).

#### **4.5. Metodologias Guias**

Uma das finalidades deste trabalho é propor uma Estrutura Guia, uma metodologia de

caracterização de sites para bacias *onshore* no Brasil, baseada em processos de caracterização já existentes. Para tal foram levados em consideração publicações específicas sobre caracterização de sites: o *Special Report on CO<sub>2</sub> Capture and Storage* (IPCC, 2005); o manual de boas práticas (MBP) “*Site Screening, Site Selection, and Initial Characterization for Storage of CO<sub>2</sub> in Deep Geological Formations*” desenvolvido pelo *National Energy Technology Laboratory* (NETL) suportado e publicado pelo *U.S Department Of Energy* (DOE) pela primeira vez em 2010, sendo revisado em 2013 e 2017; e a ISO, “*International Standard*” 27914, publicada em 2017, cujo tema é Captura, transporte e armazenamento de geológico de CO<sub>2</sub>; e o relatório “*Storage Capacity, estimation, site selection and characterization for CO<sub>2</sub> Storage Projects*” publicado pelo *Cooperative Research Center For Greenhouse gas Technologies*, na Austrália (CO<sub>2</sub>CRC).

Além das publicações citadas, mais outras duas publicações específicas sobre caracterização são importantes, a primeira desenvolvida pelo *Alberta Research Council* (Canadá) suportada pela agência americana *International Energy Agency* (IEA); e outra desenvolvida por *Commonwealth Scientific and research Organisation* (CSIRO), suportada pelo *Global CCS Institute*.

As publicações que serão utilizadas como guias possuem características, etapas e processos de extrema relevância que irão ajudar na proposição da metodologia de caracterização para bacias *onshore* brasileiras com o propósito de selecionar sites para CO<sub>2</sub>-EOR e/ou armazenamento geológico.

O *Special Report on CO<sub>2</sub> Capture and Storage*, não traz uma metodologia pronta para ser aplicada, porém se trata de uma grande referência quando se aborda o tema CCS e suas tecnologias, sendo uma publicação citada por grandes autores mesmo após 14 anos de sua publicação. O manual de boas práticas, MBP, desenvolvido pelo NETL e suportado pelo DOE, possui uma metodologia já pronta para ser utilizada, além de seu grau de informações detalhadas. A terceira publicação, da Austrália, foi escolhida pois o laboratório do CO<sub>2</sub>CRC é um dos maiores laboratórios em pesquisas de CCS e suas tecnologias, sendo uma instituição que lidera pesquisas sobre o tema. E por fim, a ISO 27914, se trata de um material que fornece recomendações para o armazenamento seguro e eficaz de CO<sub>2</sub> em formações geológicas de subsuperfície, passando por todas as fases do ciclo de vida de um projeto de armazenamento.

Além das motivações citadas acima, outro motivo de extrema relevância que levou à escolha do MBP do DOE, dos EUA, e publicação do CO<sub>2</sub>CRC, foi a quantidade de projetos de CCS dos Estado Unidos da América e da Austrália. Observa-se na Figura 2, Projetos de

CCS no mundo, que os EUA possuem 51 projetos de CCS e a Austrália 17, ocupando assim, respectivamente, o primeiro e segundo lugar no quesito quantidade de projetos de captura e armazenamento de carbono.

Cada publicação escolhida tem seus pontos positivos que serão levados em consideração na hora de montar a metodologia de caracterização. Alguns pontos chaves que serão analisados na caracterização são: regionalização específica, onde se encontram os locais que vão ser analisados, as condições as quais esses locais estão submetidos, a geologia e geografia específica, a regulação do país/estado/região onde se encontram, a população que se encontra ao redor das localidades escolhidas e que irão ser caracterizadas, entre outros aspectos.

#### 4.5.1. Caracterização de Sites segundo o International Panel on Climate Change (IPCC, 2005)<sup>1</sup>

Nesta publicação, um capítulo inteiro será destinado ao tema de seleção e caracterização de acordo com o IPCC *Special Report on CO<sub>2</sub> Capture and Storage* (IPCC, 2005). A publicação do IPCC foi um marco no que diz respeito da tecnologia de armazenamento geológico de carbono.

A caracterização de sites para armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> tem como principais objetivos a avaliação do volume de CO<sub>2</sub> que pode ser armazenado em um local potencial, além de demonstrar a capacidade do local em atender os critérios de desempenho de armazenamento que foram escolhidos.

Para se selecionar sites propícios para o armazenamento geológico, foi estabelecido duas etapas, sendo elas o screening e a caracterização. Diferente de outras metodologias que serão abordadas neste trabalho, a caracterização ocorre duas vezes, antes e depois do screening e a justificativa se dá pelo fato de que para que um local seja escolhido para implementação de um projeto de armazenamento de CO<sub>2</sub>, este precisa estar suficientemente caracterizado, isto é, necessita-se de informações a respeito do local para saber se atende aos critérios iniciais.

---

<sup>1</sup>Todo o capítulo teve como base a publicação do IPCC (2005).

No processo de screening é onde ocorrerá de fato a seleção do local, após o ranking de potenciais sites realizado pelo processo da primeira caracterização. Nesta fase irão ser investigados outros critérios para a definição do local e a comprovação de performance do armazenamento (IPCC, 2005). Ainda segundo o IPCC, é importante lembrar que, mesmo depois de selecionado por critérios geológicos e de engenharia, deve-se analisar fatores regulatórios, econômicos, ambientais e de segurança que podem afetar a viabilidade do projeto no local.

Ainda sobre o processo de screenig, o IPCC recomenda que se analise a geologia do site de forma eficiente, coletando e estudando os dados de forma profunda, para que se escolham locais em ambientes geológicos estáveis. Quanto mais características e dados forem coletados, melhor e mais eficiente será a seleção. A análise dos fatores deve ser feita de forma integrada, para que se possa ter um estudo dinâmico do comportamento de todos estes critérios quando se injeta o CO<sub>2</sub> no local escolhido para armazenamento.

Na segunda fase de caracterização, que ocorre após os screening onde os locais são selecionados, as análises se dão em função de: geologia; pressão; temperatura; porosidade e permeabilidade; mineralogia da rocha; geomecânica; falhas; fratura e poços existentes (possíveis pontos de escape) e integridade da rocha selante. A caracterização está diretamente ligada ao screening. Além desses critérios físicos, são analisados também o risco do armazenamento, outros recursos existentes no local (ex.: hidrocarbonetos), águas subterrâneas, fauna, flora e população.

Para que a caracterização de sites ocorra é necessário que haja a coleta de dados para se construir modelos tanto geológicos, de reservatório, de fluido, modelos econômicos, com a finalidade de simular e prever o desempenho do site à medida que o projeto vai sendo implantado. Os modelos são construídos e no decorrer das fases vão sendo alimentados com mais dados coletados para que se tenha um estudo mais aprofundamento do comportamento do local como um todo, além de se reduzir as incertezas e riscos durante a implementação do projeto.

O relatório do IPCC descreveu algumas situações em que se identificou baixo potencial para armazenamento de CO<sub>2</sub> em bacias sedimentares, são elas: bacias rasas, menos de 1000 metros; selante ruim; bacia com muitas falhas ou fraturas; dentro de dobras; sequências geológicas muito discordantes; sofreu diagênese; possui reservatórios com altas pressões.

Por tais características citadas, o relatório identifica os reservatórios de petróleo como a primeira opção em se tratando de armazenamento, devido a sua natureza e aos

requisitos básicos necessários que são encontrados nestes tipos de reservatório. Já se tem provas de que o local tem um bom selo para isolar a acumulação na subsuperfície, pois ali se formou uma acumulação de óleo; devido a exploração e produção do campo, já se tem muitas informações a respeito do local, que já passou por uma espécie de caracterização; além de que, já existe uma infraestrutura que poderá ser aproveitada e utilizada no novo projeto e dados importantes como dos fluidos produzidos, da integridade do poço, entre outros.

Outro fator de grande relevância desta publicação é que a mesma cita a utilização de campos de petróleo que já utilizaram o método de CO<sub>2</sub>-EOR como um possível local de armazenamento, trazendo critérios específicos para o mesmo. Especificamente se falando da seleção de sites onde acontece CO<sub>2</sub>-EOR para a conversão em um projeto de armazenamento, alguns critérios específicos são analisados durante o screening: profundidade maior que 600m; grau API entre 12 e 25 para os casos de EOR imiscível e entre 25 e 48 para miscível; para método miscível, a pressão do reservatório deve ser maior que a pressão de miscibilidade; menos que 20 m em espessura; distância de aquíferos; permeabilidade vertical baixa; homogeneidade do reservatório. Também importante, a distância entre a fonte emissora do CO<sub>2</sub> e o local de armazenamento é um critério de seleção. Locais muito distante podem inviabilizar o projeto dado os altos custos para o transporte.

Ainda se tratando de projetos de CO<sub>2</sub>-EOR, simulações computacionais e modelos de análise, feitos a partir de softwares, possuem um papel fundamental no design e operações de campos que possuem projetos de injeção de CO<sub>2</sub>. Tem como finalidade prever a capacidade de armazenamento do local, ou do incremento de recuperação esperado em projetos de recuperação avançada de óleo, e estes fatores são de extrema importância quando se trata de avaliação inicial da viabilidade econômica de um projeto. De acordo com IPCC, a simulação pode ser utilizada em conjunto com avaliações econômicas para otimizar a localização, o número, o design e a profundidade dos poços de injeção.

Trazer esta informação adicional sobre a utilização de campos que utilizaram o método de injeção de CO<sub>2</sub> como recuperação avançada para produzir mais óleo apenas reforça a ideia do uso de campos de petróleo como potenciais locais para armazenar o CO<sub>2</sub>.

Um ponto importante em um projeto de armazenamento, ou qualquer projeto, é ter uma metodologia de análise de risco. Segundo IPCC, a avaliação de risco visa identificar e quantificar os riscos potenciais causados pela injeção subsuperficial de CO<sub>2</sub>, onde o risco denota uma combinação de um evento acontecer e as consequências do evento. Esta avaliação deve ser um elemento integrante das atividades de gerenciamento de riscos, abrangendo assim a seleção do local, a caracterização do local, o projeto do sistema de armazenamento, o

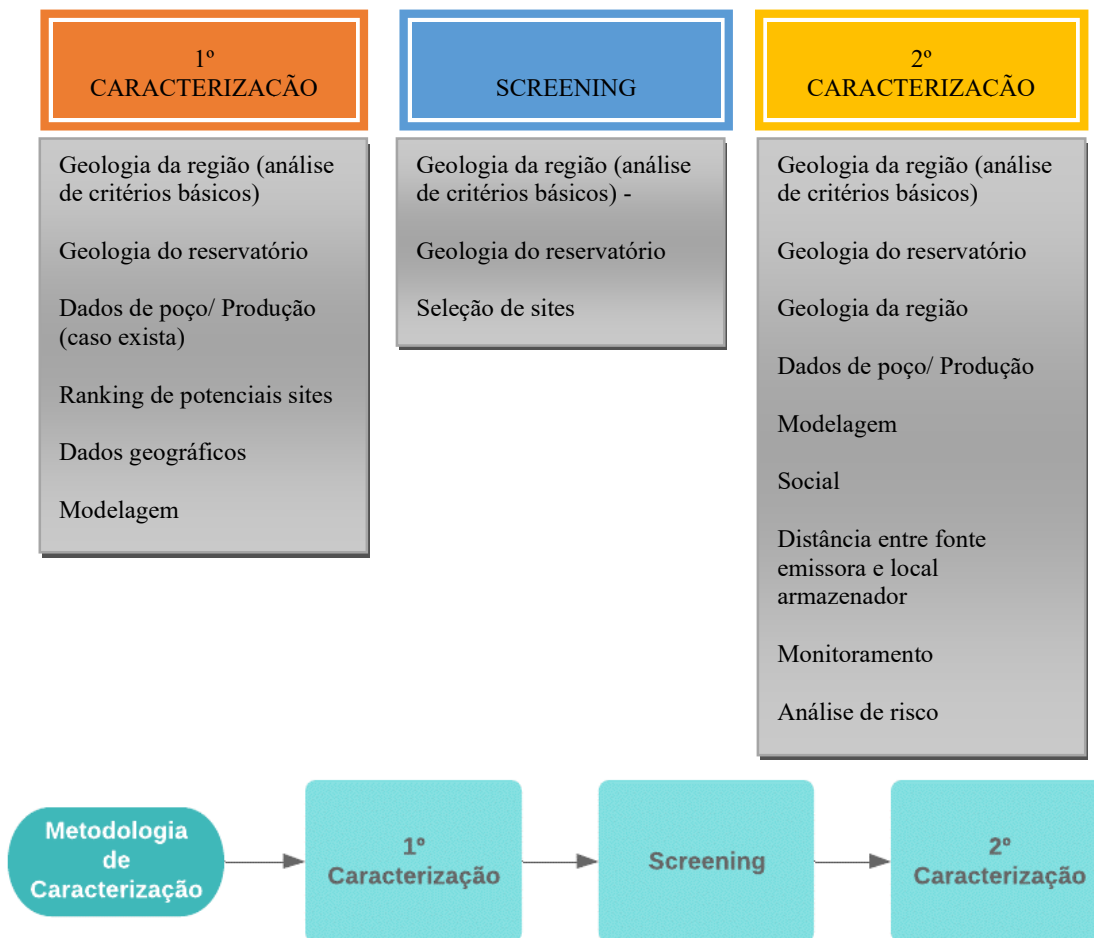
monitoramento e, se necessário, a remediação.

No quesito monitoramento, também tópico analisado pelo processo de caracterização do IPCC, este serve como recurso de otimização de processos do projeto e de verificação, porém não é considerado como um critério para selecionar o local.

Hoje, nenhuma metodologia padrão prescreve como um site deve ser caracterizado. Em vez disso, as seleções sobre os dados de caracterização do site serão feitas em uma base específica do site, escolhendo os conjuntos de dados que serão mais valiosos na configuração geológica específica.

A Figura 4 mostra de forma resumida as etapas e critérios adotados pelo IPCC (2005), para se ter uma metodologia de caracterização de sites. Cada etapa tem os dados, de forma generalizada, que devem ser analisados. A repetição destes significa que na primeira etapa os dados são públicos, da segunda em diante os dados são adquiridos e exigem um maior detalhamento e uma maior qualidade para se dar continuidade ao processo.

**Figura 4-** Etapas e critérios para se montar uma de caracterização de sites segundo o IPCC (2005)



Fonte: Baseada na metodologia proposta pelo IPCC (2005)

#### 4.5.2. Caracterização de site de acordo com U.S Department of Energy (DOE, 2013) <sup>2</sup>

O *U.S Department of Energy* (DOE) é agência federal responsável nos Estados Unidos pelo desenvolvimento e implementação de tecnologias de armazenamento de carbono. E tem como uma de suas publicações o manual de boas práticas (MBP), intitulado como “*Site Screening, Site Selection, and Initial Characterization for Storage of CO<sub>2</sub> in Deep Geological Formations*” (SSSSIC), que foi dedicado exclusivamente ao tema de seleção e caracterização de site (RODOSTA *et al.*, 2011).

<sup>2</sup>Todo o capítulo teve como base as publicações de Rodosta *et al.*, (2011); Plasynski *et al.*, (2013); DOE (2017)



O MBP identifica três fases que convergem para a escolha de um local para implementação de um projeto de armazenamento de carbono, sendo elas: screening, seleção e caracterização.

A primeira fase, o screening, é uma espécie de pré-seleção em larga escala onde as investigações acontecem inicialmente em regiões inteiras para se determinar uma lista de áreas prováveis, chamada de áreas selecionadas. A segunda fase, a seleção, é uma investigação das áreas selecionadas para a determinação dos locais em potencial que valem a pena um estudo específico. Já a terceira fase, a caracterização, é o estudo específico dos locais selecionados com investimento em novos dados para a determinação de qual local em potencial é qualificado para investimento comercial (DOE, 2017). As três etapas descritas envolvem análise de dados geológicos, sociais e de infraestrutura, entre outros.

A fase de seleção, tem como objetivo realizar novas avaliações nas áreas pré-selecionadas pelo screening, desenvolvendo assim uma lista com os potenciais sites adequados para a caracterização. A seleção do local baseia-se nas análises anteriores que foram realizadas no screening, com intuito de avaliar ainda mais as áreas que foram previamente selecionadas e assim desenvolver uma lista de sites adequados e qualificados para a caracterização inicial (RODOSTA *et al.*, 2011). Na seleção são avaliados cinco componentes: dados geológicos da subsuperfície; requerimentos regulatórios; modelos; dados locais e dados sociais.

O processo final é de caracterização, chamado pelo DOE de caracterização inicial, cujo objetivo é definir os atributos do local para o armazenamento e qualificá-lo para tal. Durante esta etapa de avaliação, são analisados cinco componentes técnicos e não técnicos: situação geológica atual da subsuperfície; requerimentos regulatórios; dados do modelo; dados sociais e desenvolvimento do site. O processo de caracterização é dividido em duas etapas, sendo elas a caracterização inicial e a detalhada, sendo que a diferença entre elas é que na inicial são usados apenas dados já existentes, enquanto na detalhada é necessária a aquisição e análise de dados novos (RODOSTA *et al.*, 2011).

Segundo Rodosta *et al.*, (2011), o objetivo do Programa de Sequestro do DOE é demonstrar que o dióxido de carbono pode ser armazenado com sucesso e segurança durante longos períodos, de uma forma compatível com as melhores práticas da engenharia geológica, fazendo assim uma ligação direta com o interesse nacional na redução dos gases de efeito estufa com interesses econômicos, ambientais, sociais, regionais e locais.

O processo que permite identificar e selecionar locais que são potenciais e adequados para o armazenamento geológico envolve uma análise metódica e meticulosa dos recursos

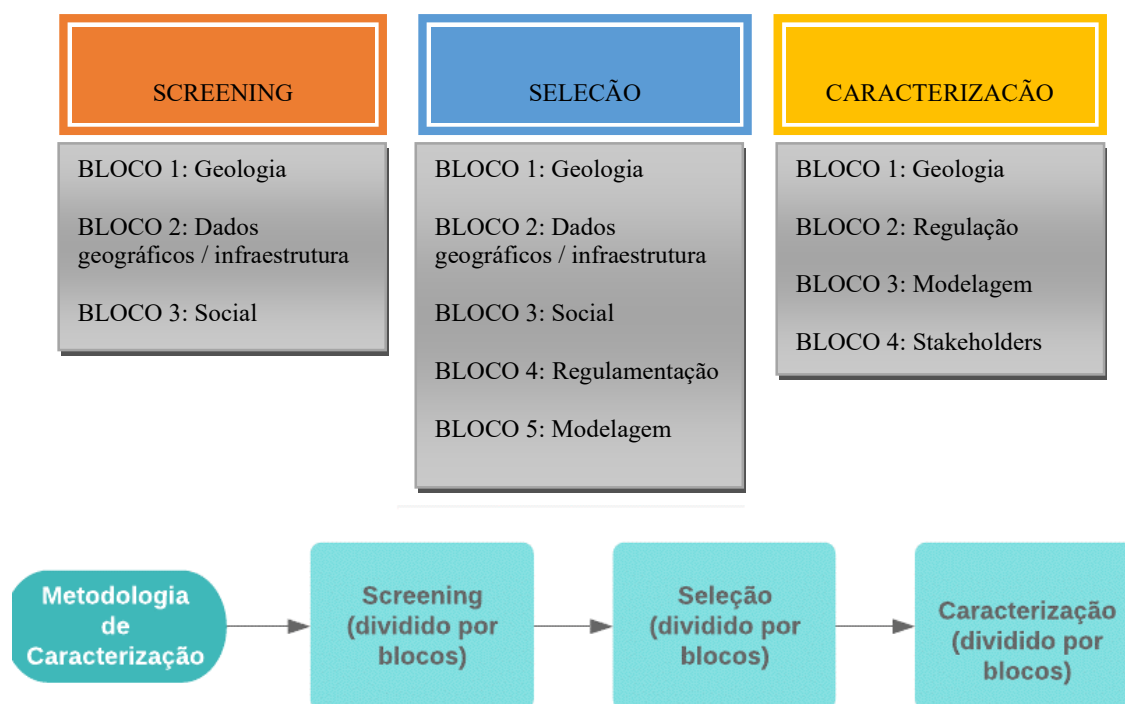
técnicos e não técnicos que são utilizados para caracterizar esses locais para um armazenamento seguro a longo prazo. O processo descrito pelo MBP SSSSIC possui uma estrutura de classificação de armazenamento geológico baseada nas melhores práticas que ocorreram na indústria petrolífera (RODOSTA *et al.*, 2011). Essa estrutura fornece um roteiro para as expectativas padrões no que se refere a coleta de dados e análise destes, classificando os projetos em um “status de projeto” que pode ser usado como um comparativo no mundo todo.

Como já foi descrito nesse trabalho, o processo de identificação de sites adequados para armazenar CO<sub>2</sub> é análogo de diversas formas ao processo de exploração de petróleo e gás e por este motivo ressalta-se mais uma vez a importância de se pensar em reservatórios de óleo e gás como locais para armazenamento.

O DOE enfatiza bem a necessidade de se ter uma padronização de um sistema de classificação para que possa se comparar status de projetos ao redor do mundo. Porém ainda assim sabe-se que serão necessárias pequenas mudanças na metodologia de caracterização devido à regionalização e diversos outros fatores que influenciam de forma relevante na viabilidade do projeto de armazenamento, como a regulamentação do local por exemplo.

A Figura 5 mostra de forma resumida as etapas e critérios analisados em cada uma delas para a caracterização de site, segundo Plasynski *et al.*, (2013).

**Figura 5-** Etapas e processos da metodologia de caracterização de sites de acordo com Plasynski *et al.*, (2013)



Fonte: Baseada na metodologia proposta pelo Plasynski *et al.*, (2013)

Da mesma forma com a metodologia do IPCC (2005), o fato de existir a aquisição de dados geológicos nas três etapas, não significa uma redundância de dados e sim um maior detalhamento destes em cada etapa. Ressaltando mais uma vez que não estão descritos de forma exata os tipos de dados, apenas de forma generalizada.

#### 4.5.3 Caracterização de site de acordo com Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO<sub>2</sub>CRC, 2008) <sup>3</sup>

O CO<sub>2</sub>CRC é uma organização sem fins lucrativos que se dedica a pesquisas relacionadas às tecnologias de CCS. Por muitos anos se encontra envolvida em questões que se referem a determinação da capacidade de armazenamento de CO<sub>2</sub> e a seleção e caracterização de locais potenciais para armazenamento de CO<sub>2</sub> (KALDI E GIBSON-POOLE, 2008).

<sup>3</sup>Todo o capítulo teve como base as publicações do Kaldi e Gibson-Poole (2008)

A publicação do CO<sub>2</sub>CRC se baseia em duas publicações referentes ao tema armazenamento geológico que fornecem metodologias para estimativa de capacidade de armazenamento em formações geológicas. São elas: a publicação do DOE (2006) “*Methodology for Development of Carbon Sequestration Capacity Estimates*” e a publicação do CSLF (2007), “*Estimation of CO<sub>2</sub> Storage Capacity in Geological Media-Phase II*”.

De acordo com o Kaldi e Gibson-Poole (2008), a seleção de um local adequado para o armazenamento de volumes significativos de CO<sub>2</sub> compreende principalmente a avaliação geológica em escalas detalhadas. Os diferentes níveis de avaliação do local variam de um screening inicial da região a uma caracterização bem específica e detalhada do site em questão. Quanto mais detalhes, dados e informações sobre o local, mais as incertezas serão reduzidas

Kaldi e Gibson-Poole (2008) divide a caracterização em três tipos: caracterização geológica, caracterização de engenharia e caracterização socioeconômica. A geológica é subdividida em três partes: injetividade, integridade e capacidade, que já foram citadas como requisitos fundamentais a um projeto de CCS.

A caracterização de engenharia acontece logo em seguida a caracterização geológica. Nesta etapa são realizadas simulações numéricas para o desenvolvimento de modelos que predizem dados da futura injeção. A caracterização socioeconômica é a etapa final de uma caracterização detalhada. Nela, serão criados modelos econômicos para análise de capital e custos do projeto. Trata-se, também, da percepção pública da comunidade a respeito dos impactos sociais e ambientais que um projeto de armazenamento de carbono pode trazer.

Kaldi e Gibson-Poole (2008), define como uma das fases da caracterização de site, o Screening em nível de escala País/Região, que é um nível de avaliação do armazenamento de CO<sub>2</sub> que representa uma escala mais grosseira de avaliação, possuindo um menor nível de detalhe do local. Consiste em um screening concentrado em grandes áreas geográficas, com intuito de avaliar a adequação geral das bacias sedimentares para o armazenamento de CO<sub>2</sub> dentro de um país ou estado, antes que locais específicos sejam identificados e selecionados para uma investigação adicional.

Segundo Kaldi e Gibson-Poole (2008), processos para uma etapa de screening são:

1. Identificar bacias sedimentares com potencial para armazenar CO<sub>2</sub>
2. Revisar as características das bacias sedimentares, como geologia, geografia, características industriais entre outras que podem ser usadas como critério para screening.
3. Fazer um ranking qualitativo e quantitativo das bacias das mais adequadas para se armazenar CO<sub>2</sub> para as menos adequadas, com base nos critérios estabelecidos.

Uma vez que uma bacia sedimentar tenha sido identificada como potencial para armazenar CO<sub>2</sub>, deve ser realizada uma avaliação para que se possa localizar possíveis locais de injeção e armazenamento (KALDI E GIBSON-POOLE, 2008). Locais potenciais podem ser pontuados e classificados de forma a identificar aqueles que tem a perspectiva mais alta de armazenamento de CO<sub>2</sub> e que garantem uma caracterização detalhada do local.

Após a identificação dos prospectivos sites, as características mais importantes e relevantes de um site em potencial devem ser comparadas com as de outro site potencial, por meio de um esquema de classificação. Dados são compilados para que se possa fazer uma análise dos cinco fatores fundamentais para qualquer site potencial para armazenar CO<sub>2</sub>, sendo eles: capacidade de armazenamento; potencial de injetividade; logística do local; contenção e recursos naturais existentes.

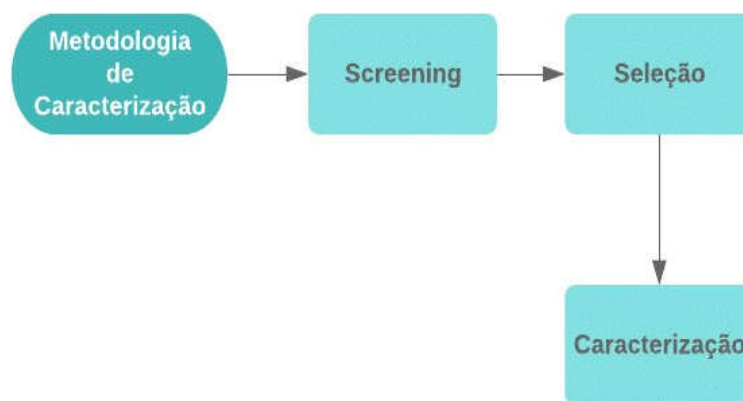
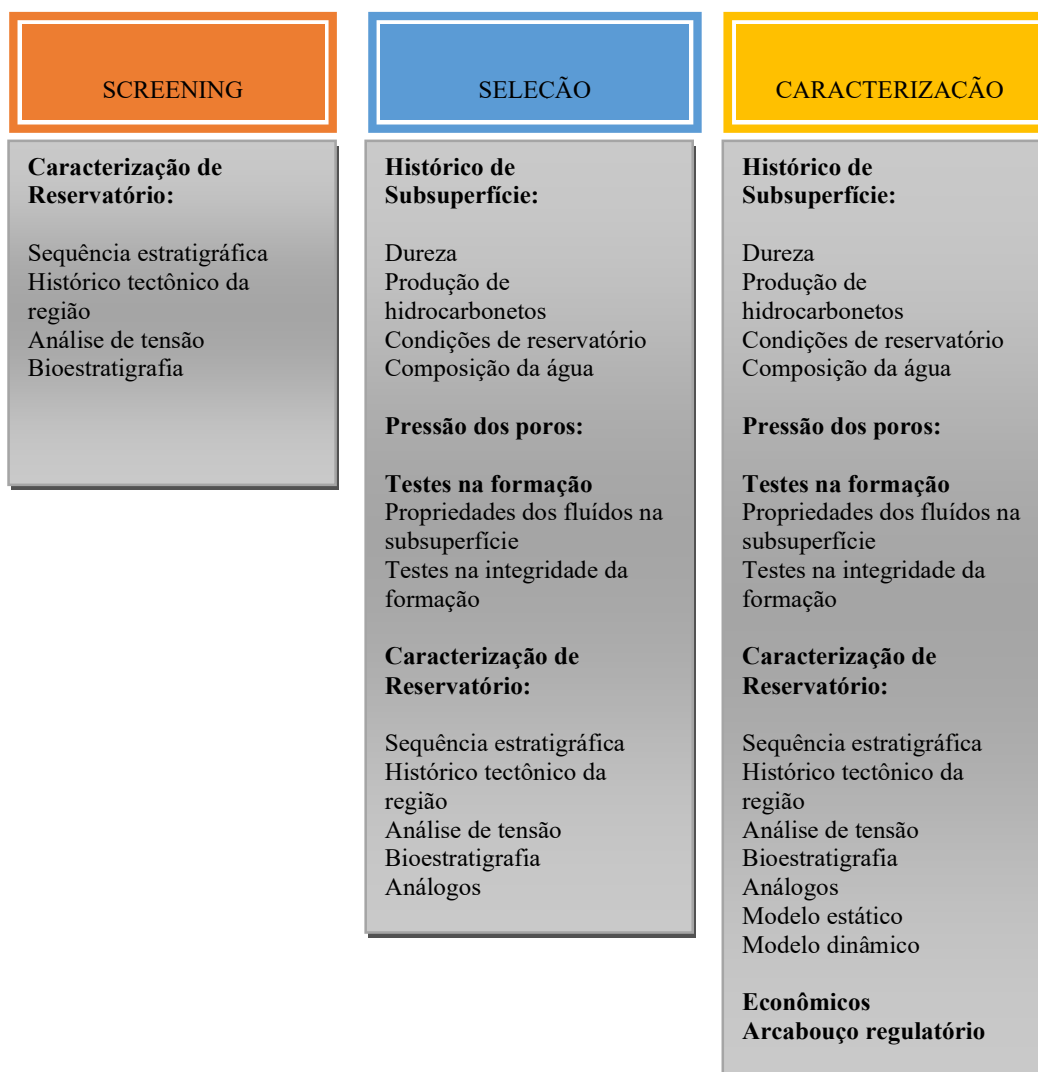
Feito toda a classificação e identificação dos potenciais locais de armazenamento durante o estágio de avaliação na bacia, um local prospectivo deve ser avaliado através de um processo de caracterização detalhada do local (KALDI E GIBSON-POOLE, 2008). A caracterização do site é definida como

“Coleta, análise e interpretação de dados de subsuperfície, superfície, atmosféricos (geocientíficos, espaciais, sociais econômicos e ambientais) e a aplicação desse conhecimento com intuito de julgar, com um grau de confiança, se o site que foi identificado irá armazenar geologicamente uma quantidade específica de CO<sub>2</sub> por um período de tempo definido, atendendo a todos os padrões de saúde, segurança, ambientais e regulatórios exigidos” (COOK, 2000).

Todas as etapas de caracterização precisam ser integradas e o processo de análise deve ser interativo. Quanto maior o detalhamento dos dados coletados, menor as incertezas e os riscos relacionados ao projeto.

CO<sub>2</sub>CRC sintetizou todos os dados necessários a cada etapa da seleção e caracterização de um local para mostrar seu potencial em armazenar carbono, conforme mostra a Figura 6 a seguir. Os critérios em negrito definem blocos a serem estudados, e dentro de cada bloco se encontram as análises que devem ser feitas. A diferença consiste no nível de detalhamento de cada dado necessário. As etapas de caracterização e instalação possuem como blocos: histórico de subsuperfície; pressão de poros etc. Porém cada etapa vai precisar de um dado necessário para aquele processo, com um nível de detalhamento diferente e para um fim diferente, seja para alimentar modelos ou fazer outras análises.

**Figura 6-** Etapas e processos da metodologia de caracterização de sites do Kaldi e Gibson-Poole (2008)



Fonte: Baseada na metodologia proposta pela Kaldi e Gibson-Poole (2008).

#### 4.5.4. Caracterização de site de acordo com a ISO 27914:2017<sup>4</sup>

Por ser tratar de uma norma relacionada à armazenamento geológico e como implementar um projeto de forma segura e viável, talvez seja uma das publicações mais relevantes e de maior significância no quesito metodologias de caracterização de sites.

O objetivo da ISO é trazer recomendações para o armazenamento geológico seguro e eficaz de CO<sub>2</sub> em subsuperfície, passando por todas as fases do ciclo de vida de um projeto de armazenamento. A ISO só se refere ao armazenamento, deixando bem claro que não se aplica a CO<sub>2</sub>-EOR.

A ISO foi tomada como um guia para a proposição da metodologia de caracterização para bacias *onshore* brasileiras pois traz em seu documento informações importantes que deverão ser levadas em conta em um projeto de armazenamento geológico.

A norma deixa bem claro as atribuições do operador do projeto, as quais incluem o desenvolvimento de uma estratégia aberta de engajamento público com a finalidade de construir um entendimento público, gerando assim confiabilidade e credibilidade no projeto a ser desenvolvido. A estratégia de engajamento deve incluir a comunicação pública de informações que venham a ser respostas para certas indagações da comunidade, como questões regulatórias, ambientais, sociais, de segurança etc. Pesquisas com o público devem ser realizadas com o intuito do operador obter informações sobre a eficácia do envolvimento.

Sobre a comunicação interna, o pessoal que faz parte do projeto deve ser plenamente informado sobre a natureza e circunstâncias do projeto de armazenamento, suas metas, objetivos e progresso no andamento do projeto. A comunicação deve ser feita da forma mais direta, clara e precisa possível. As informações acerca de expectativas e requerimentos regulatórios dos órgãos governamentais devem ser passadas para todos que fazem parte do projeto.

---

<sup>4</sup> Todo o capítulo teve como base a norma ISO 29714 (2017).

Sobre a documentação, a ISO 27914, afirma que os sistemas de documentação devem ser projetados para atender às necessidades do operador do projeto e das autoridades reguladoras, tanto da perspectiva interna quanto da externa da coleta de dados e relatórios. O conhecimento institucional deve ser registrado de forma a permitir a transferência de informações pertinentes do projeto para um operador de projeto subsequente, a fim de atender aos requisitos regulamentares.

Ainda segundo a ISO 27914, a documentação do projeto de armazenamento deve incluir:

- a) declarações de objetivos e princípios;
- b) planos, procedimentos e registros exigidos por este documento, incluindo o plano de gerenciamento de riscos, o plano de monitoramento, o plano de participação das partes interessadas e o plano de fechamento;
- c) informações do projeto de armazenamento, incluindo documentos, registros e outros dados determinados pelo operador do projeto como necessários para o planejamento, operação e controle efetivos de seus processos.

A norma propõe três fases, sendo elas: Screening, Seleção de Sites e Caracterização de Sites.

O objetivo do screening e da seleção de sites é identificar os possíveis locais de armazenamento de CO<sub>2</sub>, reunindo todas as informações necessárias sobre os possíveis locais e usando essas informações para selecionar os locais que serão candidatos para a caracterização adicional e subsequente. Já a caracterização e avaliação seguinte de um site, tem como objetivo reduzir as incertezas geradas durante o projeto, causada pela heterogeneidade geológica e disponibilidade de dados as vezes limitadas. Como nas outras publicações usadas como guia, a caracterização deve demonstrar que o site candidato é adequado e capaz de aceitar o fluxo de CO<sub>2</sub> oriundo das taxas de injeção projetadas, e que possui as características de armazenamento que irão garantir que o CO<sub>2</sub> permaneça armazenado e contido ao longo das escalas de tempo que são exigidas pelas autoridades reguladoras.

Segundo a norma, com base em análises científicas sólidas e metodologias de práticas que já foram utilizadas e consideradas eficientes e dados disponíveis, o processo de caracterização e avaliação deve demonstrar que o armazenamento de CO<sub>2</sub> nos locais candidatos não apresentam riscos para (ISO 27914, 2017):

- Outros recursos;



- Meio ambiente;
- Saúde humana;
- Infraestrutura existente;
- Desenvolvedores do projeto, proprietários e funcionários do projeto.

Uma relação iterativa de colaboração e coordenação é necessária entre as fases de site screening, seleção de site e caracterização de sites, juntamente com atividades que fazem parte do projeto como captura, composição e transporte do CO<sub>2</sub>.

De acordo com a ISO 27914 existem certos critérios que devem ser levados em consideração durante o processo de site screening, que são usados com a finalidade de identificar e eliminar os locais que são inadequados para o armazenamento. Os sites potenciais devem compor um ranking de sites cujo critérios de avaliação são: técnicos, legais e regulamentares. O site screening deve levar em consideração os requisitos legais e regulamentares, assim como as restrições de um determinado local para o armazenamento de CO<sub>2</sub> e avaliar os riscos de falha no cumprimento. As políticas locais assim como os requisitos legais devem determinar que a falha em satisfazer os critérios necessários torna o site inadequado para o armazenamento.

Ainda que durante o processo de screening o site não atenda nenhum dos critérios necessários, ainda podem ser adequados para o armazenamento de CO<sub>2</sub> se durante o processo de caracterização e avaliação do projeto, for demonstrado que os riscos referentes ao não atendimentos desses critérios pode ser minimizado de alguma forma à níveis aceitáveis, através da redução das incertezas geológicas e pela inclusão de um projeto de tratamento de risco, engenharia e operação do local.

A seleção de site de acordo com a norma, deve se basear nas atividades realizadas no processo de screening do site. Os dados que foram adquiridos durante o processo de screening, assim com as informações e os conhecimentos, devem ser incorporados nessa fase dois, de seleção. Quando se tem áreas onde existem dados suficientes (sejam eles diretos e/ou análogos), que estão disponíveis, pode se desenvolver modelos geológicos, de fluido, de reservatórios, estes que irão ser utilizados para se analisar o projeto no seu decorrer à medida que mais dados serão coletados para alimentar os modelos. Os modelos serão uteis para se identificar lacunas de dados e para quantificar as incertezas em relação ao projeto.

Após a fase de screening alguns critérios devem ser analisados e estes são subdivididos em: critérios de subsuperfície e de superfícies. Alguns critérios referentes à superfície não estão relacionados de forma direta à capacidade de armazenamento, taxa de

injeção, segurança, entre outros fatores, porém, devem ser considerados relevantes pois podem afetar a seleção do local além de inviabilizar o projeto. Ao se analisar os critérios de subsuperfície e os de superfície, a seleção deve trazer como resultado uma lista de locais potenciais para serem caracterizados.

A última fase, que consiste na caracterização e avaliação do site, segundo a norma, é a fase que deve fornecer os dados necessários para a modelagem a avaliação de risco. Os dados adicionais que são coletados pelo monitoramento durante todas as fases do projeto devem ser avaliados e aplicados para melhorar a caracterização.

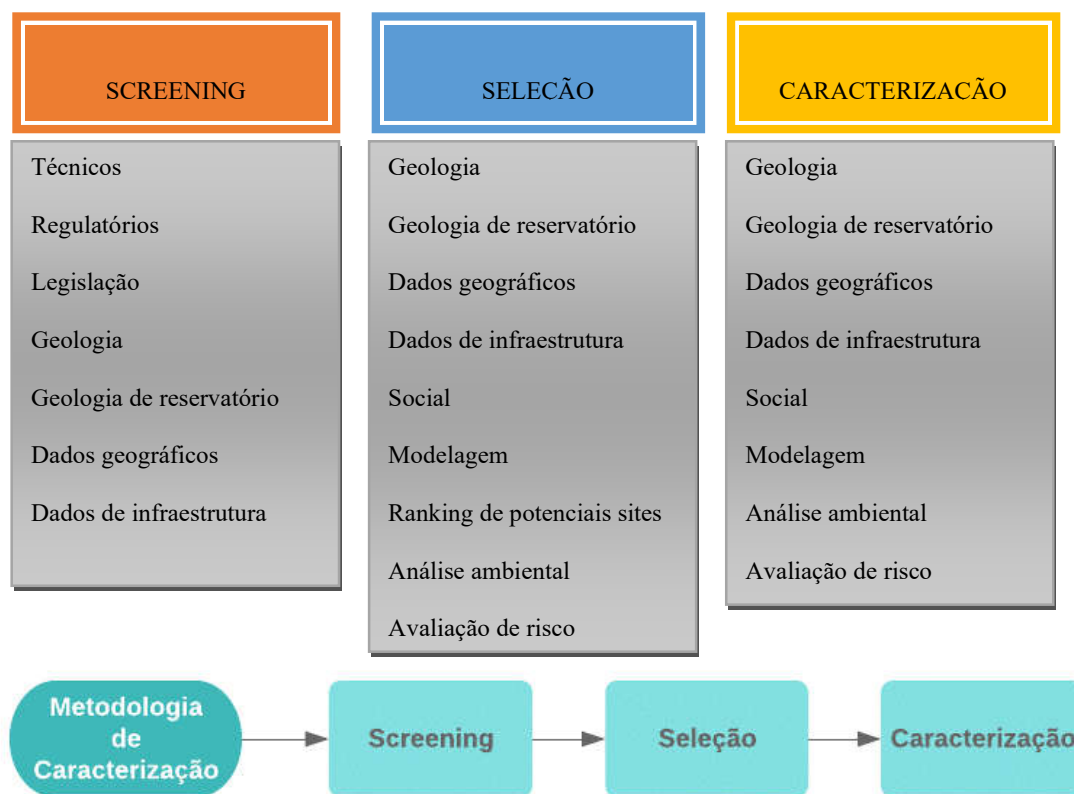
A caracterização deve ser feita em vários âmbitos do projeto, considerando vários critérios e coletando dados, são eles:

- Caracterização geológica e hidrogeológica da unidade de armazenamento, que tem como finalidade fornecer uma estimativa razoável da capacidade e injetividade, para gerenciar o risco. Deve ser concluída antes da injeção;
- Caracterização de “estratos de confinamento”, que consiste na caracterização do selo primário, que deve ser avaliado e qualificado antes da injeção do fluxo de CO<sub>2</sub> para fornecer uma confiança adequada na contenção do fluxo;
- Caracterização de barreiras secundárias ao vazamento de CO<sub>2</sub>, que devem ser avaliadas;
- Caracterização de aquíferos superficiais utilizados para recursos hídricos. Caracterização da composição química do fluxo de CO<sub>2</sub> que vai ser injetados e dos fluidos presentes na unidade e armazenamento, além da mineralogia das rochas;
- Caracterização geomecânica específica da unidade de armazenamento. caracterização dos poços que serão utilizados para injetar o fluxo de CO<sub>2</sub>.

A ISO 27914, identificou vários modelos que podem ser usados como forma de avaliar o andamento do projeto de armazenamento e promover melhorias. Esses modelos são: Modelo geostático (geológico); Modelo de fluidos; Modelo Geoquímico; Modelo geomecânico, entre outros.

A Figura 7 mostra de forma resumida as etapas e critérios analisados em cada uma delas para a caracterização de site, segundo a ISO 27914 (2017). A diferença entre os dados analisados consiste no detalhamento da aquisição. Os dados obtidos para a caracterização são utilizados para alimentar os modelos que foram construídos na etapa de seleção, por este motivo são outros dados geológicos, ou geográficos, ou de reservatório etc.

**Figura 7-** Etapas e processos da metodologia de caracterização de sites segundo a norma ISO 29714 (2017)



Fonte: Baseada na metodologia proposta pela ISO 27914 (2017)

#### 4.5.5. Comparativo entre as metodologias

Ao observar o resumo das metodologias de caracterização de site que foram usadas como guia para montar uma metodologia para bacias *onshore* no Brasil observa-se as semelhanças de dados que necessitam ser coletados e analisados.

Existem, portanto, pequenas diferenças nos 4 modelos de metodologia e abordagem destes quanto aos aspectos importantes para se selecionar e caracterizar sites para armazenar CO<sub>2</sub>.

As metodologias possuem ordem de processos diferentes e apesar de todas necessitarem de basicamente dos mesmos dados, cada etapa analisa critérios diferentes. As etapas presentes nas três são o screening, a seleção e a caracterização.

Outra diferença está na amplitude de avaliação da metodologia, enquanto o IPCC leva em consideração armazenamento através de projetos de CO<sub>2</sub>-EOR, o DOE, CO<sub>2</sub>CRC e ISO

27914 apenas levam em consideração o armazenamento geológico para a definição da metodologia de caracterização. A norma ISO 27914 (2017) e a publicação do DOE abordam as atribuições da empresa que vai implementar o projeto, como comunicação com a população, comunicação interna, estratégia de engajamento entre outros.

A necessidade de se fazer esse breve comparativo consiste em utilizar as informações das metodologias citadas, fazendo uma adequação e ajuste para a realidade Brasileira, montando assim a metodologia para bacias *onshore* brasileiras. A Figura 8 mostra um breve comparativo entre as metodologias, as quantidades de fases de cada uma, os critérios gerais abordados por todas e o tipo de abordagem, se é apenas armazenamento ou armazenamento levando em consideração formas de uso do CO<sub>2</sub>.

**Figura 8-** Comparativo entre metodologias guias (IPCC X DOE X CO<sub>2</sub>CRC X ISO2971)

METODOLOGIA	IPCC Ano: 2005	DOE Ano: 2013	CO <sub>2</sub> CR Ano: 2008	ISO297 Ano: 2017
Nº DE FASES	2	3	4	3
CRITÉRIOS ANALISADOS	Geologia/Geoquímica/ Dados de Fluido/ Dados de reservatório/ Legislação/ Avaliação Econômica/ Avaliação Social/ Avaliação de Risco/ Modelagem			Análise de critérios de forma multidisciplinar Integração e Interação de
ABORDAGEM	Armazenamento de carbono e uso do CO <sub>2</sub>		Apenas armazenamento	

Fonte: Autoria própria

## 5. METODOLOGIA

Na construção da metodologia deste trabalho, foi proposto um modelo de caracterização de sites adequado para bacias *onshore* brasileiras. Este modelo foi feito utilizando como guias metodologias já existentes e descritas nos capítulos acima.

Como segunda parte, tem-se a análise das bacias terrestres brasileiras e do objeto de estudo, a Bacia do Recôncavo, além do contexto de ambas no presente trabalho.

A terceira parte consta da análise de pesquisas já realizadas no Brasil no que se refere a estudos relacionados a injeção de CO<sub>2</sub>, armazenamento geológico de carbono e outros trabalhos que estão inseridos nos processos do modelo de caracterização de sites. Dois destes trabalhos realizados são de extrema importância e serviram como guia para se realizar o estudo de caso, sendo eles:

- Trabalho da Petrobras junto ao Centro de Estudos em Petróleo e Gás natural (CEPGN), (2006);
- Screening de campos da Bacia do Recôncavo e os parâmetros de reservatório utilizados (2015).

A quarta etapa deste trabalho consta de um estudo de caso utilizando uma amostra coletada de um reservatório de um campo da Bacia do Recôncavo. Tal amostra foi analisada de acordo com os primeiros processos da etapa de Quick Screening, que é a primeira etapa do modelo de caracterização de sites proposto.

## 6. PROPOSIÇÃO DE METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO DE SITES PARA BACIAS *ONSHORE* BRASILEIRAS

A proposição de metodologia de caracterização de sites para bacias *onshore* brasileiras foi feita ao se adequar e ajustar as metodologias já existentes, que serviram como guias. Consistiu na união das partes mais importantes de cada uma e em um alinhamento que torna a Caracterização de Sites para bacias terrestres brasileiras um método que seleciona e caracteriza sites para CO<sub>2</sub>-EOR e/ou armazenamento geológico.

O modelo de caracterização foi proposto de uma forma que abordasse o uso do CO<sub>2</sub> como método de injeção para recuperação visando um futuro armazenamento, além de levar em consideração as características dos campos terrestres de óleo e gás no Brasil. A

peculiaridade dessas regiões e a forma de investimento que estas atraem, que são em sua grande maioria pequenas e médias empresas, trouxe a necessidade de se ajustar as metodologias já existentes e propor uma nova.

### 6.1. Bacias *onshore* brasileiras

O histórico de produção das bacias *onshore* brasileiras remontam à década de 1940 e somente a partir de 2003 o volume absoluto da produção terrestre passou a entrar em declínio e são bacias pouco exploradas devido ao fato de que a Petrobras transferiu para o mar todo seu esforço exploratório, a partir do início dos anos de 1970 (Mendes *et al.*, 2019).

Segundo Mendes *et al.*,(2019), baseado em BRASIL (2017), os 67 principais campos de petróleo estão distribuídos nas seguintes bacias sedimentares: Alagoas (AL), Camamu-Almada (BA), Espírito Santo-Mucuri (ES/BA), Parnaíba (MA/PI), Potiguar (RN), Recôncavo (BA) e Sergipe (SE), compreendendo uma superfície total de 745,4 mil quilômetros quadrados e uma área efetiva de 513,8 mil quilômetros quadrados, o equivalente a 69% do total.

Do ponto de vista exploratório, das 53 bacias emersas ou com porções emersas em territórios brasileiros, cinco são consideradas maduras (Alagoas, Espírito Santo-Mucuri, Potiguar, Recôncavo e Sergipe) e 48, novas fronteiras (ANP, 2018). A Tabela 3 mostra as principais bacias terrestres produtoras de petróleo.

**Tabela 3**-Principais bacias terrestres produtoras de petróleo

<i>Nome da Bacia</i>	<i>Área Sedimentar (Km<sup>2</sup>)</i>	<i>Área efetiva (km<sup>2</sup>)</i>	<i>Maturidade exploratória</i>
<b>Alagoas</b>	8.090	5.808	Madura
<b>Camamu-Almada</b>	2.737	2.572	Nova Fronteira
<b>Espírito Santo-Mucuri</b>	17.496	5.327	Madura
<b>Parnaíba</b>	674.329	468.923	Nova Fronteira
<b>Potiguar</b>	27.854	17.434	Madura
<b>Recôncavo</b>	9.809	9.730	Madura
<b>Sergipe</b>	5.067	4.045	Madura

Fonte: Modificada de Mendes et al. (2019)

A Tabela 4 mostra volumes e recursos contingentes declarados por operadores, das cinco bacias terrestres maduras.

**Tabela 4-** Volumes declarados das cinco bacias maduras terrestres

<i>Bacias</i>	<b>Petróleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>		<b>Gás natural (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	
	Reservas 1P <sup>1</sup>	Reservas 3P <sup>2</sup>	Reservas 1P <sup>1</sup>	Reservas 3P <sup>2</sup>
<b>Alagoas</b>	0,57	1,37	1.159	2.482,94
<b>Espírito Santo-Mucuri</b>	4,04	7,85	404,83	485,64
<b>Potiguar</b>	27,78	36,82	1.599,12	2.254,83
<b>Recôncavo</b>	23,47	35,49	6.196,47	10.302,23
<b>Sergipe</b>	32,16	54,85	1.027,42	1.580,23
<b>Total (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>88,02</b>	<b>136,38</b>	<b>10.387,69</b>	<b>11.106,07</b>
<b>Total (milhões de barris)</b>	<b>553,63</b>	<b>857,8</b>		

Fonte: Modificada de Mendes et al. (2019)

<sup>1</sup>Reservas provadas <sup>2</sup>Reservas provadas, prováveis e possíveis

Dada a existência de muitos campos maduros ou marginais nas bacias terrestres brasileiras, a exploração de petróleo nestas áreas surge como uma oportunidade de investimento através de empresas de pequeno e médio porte. A definição de campos maduros e marginais na maioria das vezes é tida como sinônimo, porém são distintos.

Como definição de campo marginal tem-se:

“Todo e qualquer campo produtor de petróleo, em geral de pequeno porte, cuja lucratividade seja economicamente marginal, tendo em vista fatores como a produtividade do campo, custos operacionais e gerenciais da operadora, preço de venda do gás, condições de acesso e logística, entre outros [...]” (FERNANDEZ; PEDROSA JR.; DE PINHO, 2009, p. 77).

E para campos maduros a definição é:

“Campo de petróleo ou gás que se encontra em estágio avançado de sua vida produtiva. 2. Campo produtor de petróleo ou gás natural cujo perfil de produção se encontre em seu declínio final, aproximando-se da fase de abandono. O campo de petróleo ou gás que esteja em declínio de produção, em função do estágio avançado de sua vida produtiva, poderá, entretanto, eventualmente e a depender da economicidade, receber métodos de recuperação mais avançados para manter a produção ou mesmo evitar seu declínio” (FERNANDEZ; PEDROSA JR.; DE PINHO, 2009, p. 77).

Para se ter um pleno aproveitamento dos campos maduros é necessário o uso dos

métodos de recuperação, secundária ou terciária, que são os métodos especiais ditos EOR, com objetivo de aumentar o fator de recuperação (FR) do campo (MENDES *et al.*, 2019).

Pensar em implementar projetos de armazenamento de carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR, como tecnologias de CCUS, como forma de investir nestes ativos é de extrema significância. A maioria dos campos terrestres estão localizados no interior do País, como por exemplo a Bacia do Recôncavo localizada no interior da Bahia, e revitalizar estes campos irá trazer um benefício socioeconômico para os municípios ao redor. “Os municípios envolvidos na sua grande maioria possuem baixa renda e baixo índice de desenvolvimento humano (IDH) e os royalties do petróleo pesam de forma significativa em seu desenvolvimento e orçamento.” (MENDES *et al.*, 2019).

Além dos benefícios sociais e econômicos relacionados à população dos municípios existe o benefício ambiental no que diz respeito à redução de emissão de CO<sub>2</sub> de fontes estacionárias, de preferência próxima a estes campos, ao se armazenar o carbono após seu uso para injeção com fins de aumento de produção de óleo.

## **6.2. Modelo de caracterização de sites para bacias *onshore* brasileiras**

O modelo proposto é destinado as bacias *onshore* brasileiras, que possuem como características campos que já passaram ou estão na fase de exploração e produção e campos com características maduras e marginais.

O objetivo desta metodologia é selecionar locais para implementar projetos de armazenamento de carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR (miscível ou imiscível). A maioria das metodologias que foram analisadas e tomadas como guias neste trabalho possuem como pauta apenas o armazenamento geológico. O objetivo de inserir o CO<sub>2</sub>-EOR como tecnologias de uso para o sequestro do carbono traz a possibilidade de se aumentar o fator de recuperação dos campos, produzindo óleo e assim gerar rentabilidade para que se possa reduzir custos referentes ao projeto.

A metodologia de caracterização para bacias *onshore* brasileiras consta de três etapas. Cada etapa é composta de vários processos que envolvem coleta de dados com a finalidade de responder perguntas referentes ao projeto, diminuir as incertezas deste, dando assim prosseguimento às etapas seguintes.

Tal modelo de caracterização de sites foi proposto de uma forma a se adequar às bacias terrestres do Brasil e por este motivo foram acrescentados processos que estudam e analisam a viabilidade da injeção de CO<sub>2</sub>, seja esta miscível ou imiscível. Além disso, possui



uma etapa diferencial que é o Quick Screening, que foi proposta levando em consideração a atuação e o investimento das pequenas e médias empresas que operam nas bacias terrestres brasileiras.

Este trabalho visa atingir as bacias terrestres e as mesmas não possuem reservas naturais de CO<sub>2</sub> ao redor, além do mais, o objetivo de se propor esta metodologia é para que se possa implementar tecnologias que visem reduzir as emissões de GEE, como o CO<sub>2</sub>, para atmosfera e por tal a captura de CO<sub>2</sub> advindo de fontes industriais se torna relevante. A existência de fontes próximas reduz o custo de transporte e pode tornar o projeto viável. E ao se tratar do histórico de investimento nas bacias terrestres brasileiras, quanto menor o custo necessário para se implementar projetos, mais chances de empresas investirem.

O processo de caracterização de sites vem para responder perguntas chaves que permitirem dar continuidade no processo até que resulte em campos que possam armazenar carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR. Algumas das perguntas chaves foram adaptadas do IPCC (2005), sendo elas:

1. Existe oportunidade para recuperação de óleo através de injeção de CO<sub>2</sub>?
2. Qual tipo de injeção, miscível ou imiscível?
3. Quanto de óleo será produzido através do método de injeção definido?
4. A produção de óleo é viável?
5. Como o CO<sub>2</sub> é armazenado? O que acontece com o mesmo quando injetado?

Quais os processos físico-químicos de interação do CO<sub>2</sub> com o fluido e com as rochas do reservatório?

6. Quais as características geológicas do local escolhido para armazenar o CO<sub>2</sub>?
7. O CO<sub>2</sub> pode ser monitorado após injetado?
8. Existe chance de vazamento de CO<sub>2</sub> e como isto seria remediado caso acontecesse?

9. Existem questões legais e regulatórias acerca do armazenamento geológico e uso da injeção de CO<sub>2</sub>?

10. O projeto é viável economicamente?
11. Qual a distância das fontes emissoras?

Todas essas questões serão respondidas por meio da coleta de dados e análises que serão realizadas por meio de estudos e modelos.

As etapas do modelo de caracterização de sites proposto são:

- Quick Screening

- Classificação/Pré-Seleção
- Screening
- Ranking de Potenciais Sites
- Caracterização

A classificação/ Pré-Seleção e Ranking de Potenciais Sites não são etapas que necessitam de coleta de dados, são resultados das etapas de Quick Screening e Screening respectivamente.

### 6.2.1 Quick Screening

O Quick Screening (QS) é a primeira etapa do processo e tem como finalidade avaliar uma bacia em seu âmbito regional. Serão analisados campos potenciais para aplicação de projetos de CO<sub>2</sub>-EOR e armazenamento geológico de carbono.

O Quick Screening é um processo avaliativo que não pode ter muito custo pois ainda não se sabe se os locais que vão ser analisados são adequados para implementação dos projetos escolhidos. Por este motivo, esta etapa focará mais na coleta de dados públicos para uma análise mais superficial.

Com o foco desta metodologia são bacias *onshore* brasileiras, a maioria dos campos passaram pelo processo de exploração e produção, ou então são campos tido como marginais e por este motivo já passaram pelo processo de estudo e coleta de dados. Sendo assim, estes dados já existentes serão utilizados para se pré-avaliar os campos.

O Quick Screening é a etapa que diferencia a metodologia de caracterização de sites dos projetos guias, da metodologia para as bacias terrestres. Consiste em uma etapa que visa um menor gasto em relação à estudos e avaliações, pois tem como foco a sua utilização para pequenas e médias empresas, as quais não podem ter um gasto muito grande em relação à análises.

Primeiramente o local que será avaliado vai passar pelo processo de Quick Screening para definir se o tipo de CO<sub>2</sub>-EOR aplicado no campo vai ser do tipo miscível ou imiscível. Este fator poderá ser determinante na escolha do local para se continuar a avaliação para seleção e caracterização, pois a miscibilidade ou não miscibilidade do CO<sub>2</sub> com o fluido do reservatório é um indicativo do fator de recuperação, que vai influenciar na avaliação econômica do projeto como um todo.

Como dito anteriormente, o fator de recuperação da injeção miscível de CO<sub>2</sub> é maior que a da injeção imiscível de CO<sub>2</sub>, e adequação do local para CO<sub>2</sub>-EOR vai depender da quantidade de óleo remanescente no reservatório.

Após a identificação do método de injeção vem a análise em relação ao armazenamento. Porém de acordo com estudos já realizados e citados neste trabalho, a maioria dos campos de petróleo são bons armazenadores de carbono devido ao fato de confinarem hidrocarbonetos por longos períodos, não deixando que o fluido migre para a superfície devido a rocha selante.

Para aplicar CO<sub>2</sub>-EOR como método de recuperação, os critérios que devem ser estudados de forma primária são: características do fluido, injetado e produzido; análise do comportamento dos fluidos quando juntos; determinação de parâmetros como PMM e Pressão de bolha e análise de dados do reservatório em questão.

Os quadros 01 e 02 mostram, respectivamente, os dados que devem ser analisados para se realizar uma análise de fluido e reservatório nos processos do Quick Screening.

**Quadro 1-** Critérios de análise de fluido

<b>CARACTERÍSTICAS DO ÓLEO</b>
<b>PMM</b>
<b>Ponto de Bolha</b>
<b>Densidade</b>
<b>°API</b>
<b>Viscosidade</b>

Fonte: Autoria própria

**Quadro 2-** Critérios de análise de reservatório

<b>CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO</b>
<b>Profundidade</b>
<b>Temperatura</b>
<b>Pressão Original</b>
<b>Saturação de óleo</b>
<b>Permeabilidade</b>

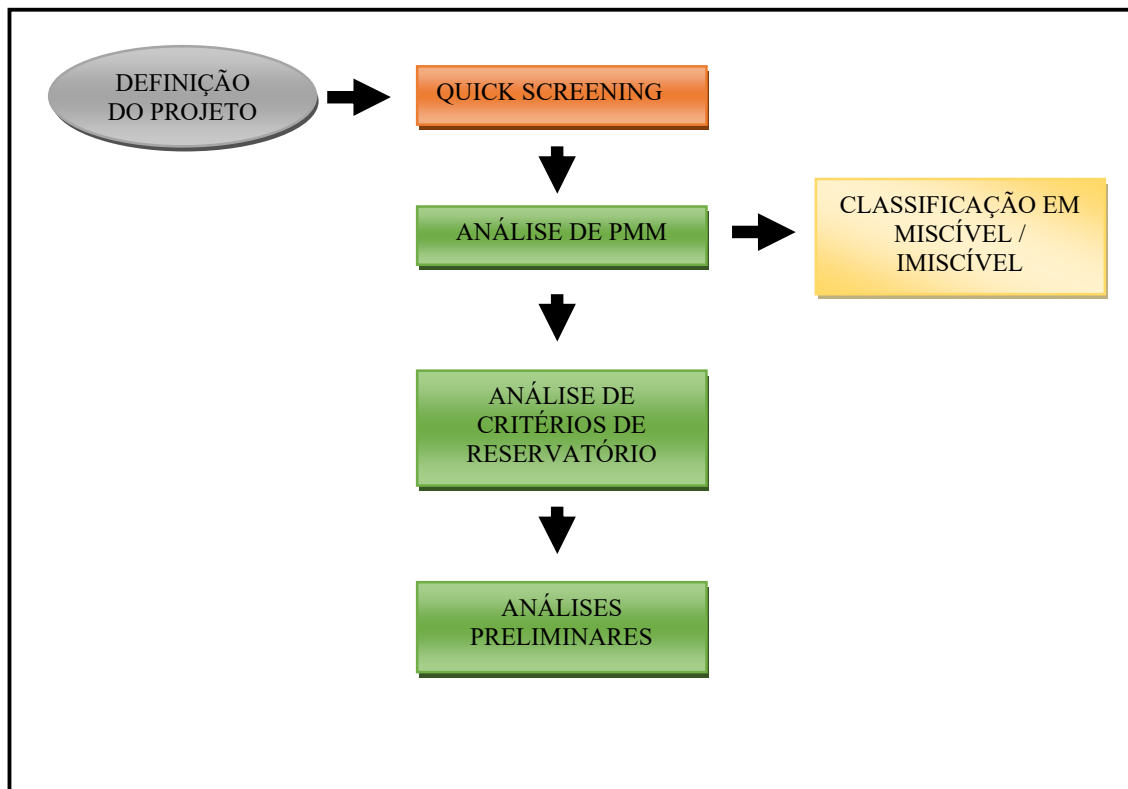
Fonte: Autoria própria

Os critérios a serem analisados foram propostos por diversas referências encontradas na literatura ao processo de screening para CO<sub>2</sub>-EOR. Foi feita a compilação dos critérios mais significativos e mais acessíveis de se obter para se analisar os locais potenciais.

Após a análise dos critérios, tanto de fluido quanto do reservatório, este campo passará por processos avaliativos preliminares que compõe o QS. Toda análise preliminar será realizada com os dados coletados publicamente, para campos que já possuem esse estudo realizado e a utilização de softwares, os quais os inputs sejam de fácil acesso.

A Figura 9 mostra o fluxograma da etapa de Quick Screening e seus respectivos processos.

**Figura 9-** Fluxograma da etapa do Quick Screening e seus processos



Fonte: Autoria própria

O Quadro 3 abaixo mostra quais são as análises preliminares que devem ser realizadas na etapa de QS.

**Quadro 3-** Processos da análise preliminar da etapa de Quick Screening

<b>Quick Screening</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análise econômica por meio de softwares (CO<sub>2</sub> Prophet, ou outros)</li> <li>• Avaliação ambiental preliminar, que envolve uma análise da área do campo e tudo que existe ao redor da mesma. Se o campo já passou pela fase de exploração e produção essa avaliação já existe.</li> <li>• Percepção Pública por meio de pesquisa realizada junto a população que reside ao redor do campo em estudo, em relação a aplicação do projeto em questão e tudo que este pode trazer de prós e contras.</li> <li>• Mapeamento das fontes emissoras estacionárias próximas</li> </ul>

Fonte: Autoria própria

Após a realização do Quick Screening os campos serão classificados de acordo com o tipo de injeção que vai correr, miscível ou imiscível, e depois de realizada as outras análises preliminares, estes campos estarão classificados e pré-selecionados e serão analisados pela segunda etapa, o Screening.

### 6.2.2. Screening

Depois de definido o tipo de injeção de CO<sub>2</sub> e de realizadas as análises preliminares nos locais pré-avaliados, estes campos vão passar pela segunda etapa do processo de caracterização que é o Screening. Esta etapa é um pouco maior e mais detalhada pois como a maioria dos dados públicos foram utilizados no Quick Screening, é necessária uma coleta de dados.

O Screening tem como função analisar os locais em estudo no que diz respeito a recuperação através da injeção de CO<sub>2</sub> e o potencial de armazenamento do mesmo. Nesta etapa são construídos modelos que são alimentados com os dados coletados com a finalidade de reduzir as incertezas e estudar a viabilidade do projeto.

Esta etapa analisa dados que são de extrema importância e que podem avaliar se um projeto é viável no quesito recuperação do óleo e se o local é propício para armazenamento.

Porém por se tratar de um modelo que visa a redução de custos para as empresas que vão realizar o processo, a quantidade de dados foi reduzida, sendo necessário apenas dados que são críticos e que podem tornar o projeto viável ou inviável.

Mesmo com a redução da quantidade de dados a qualidade dos mesmos deve ser mantida para que se tenha uma análise correta e que consiga diminuir as incertezas do operador referentes ao projeto.

Se o tipo de injeção for imiscível, é preciso ter o valor da reserva provada do local e, se necessário e possível, definir o tipo de processo que pode ser usado para se ter uma melhor recuperação de óleo (processos de deslocamento de óleo a partir de injeção imiscível de CO<sub>2</sub> definidos no capítulo 3.4).

Outro fator importante se diz a respeito da escolha de softwares para análise: softwares de reservatório, de fluido, de produção, geológicos, geoquímicos, econômicos etc. Tais modelos vão ser usados para estudar os cenários de injeção de CO<sub>2</sub>, produção, econômicos e de armazenamento.

Durante este processo, os critérios devem ser utilizados para identificar e eliminar os locais que: a injeção de CO<sub>2</sub> como método de recuperação não seja viável do ponto de vista produtivo/ a capacidade de armazenamento não é viável para fazer valer todo o processo que envolve a captura e transporte.

É importante salientar que mesmo que o campo não seja viável do ponto de vista produtivo, porém viável para se armazenar carbono, o operador pode decidir não dar continuidade ao projeto, mas deve tornar público todo o estudo feito mostrando que aquele local pode ser utilizado como sumidouro de CO<sub>2</sub>.

Os critérios necessários estão listados no Quadro 4.

#### Quadro 4- Processos e critérios analisados no Screening

<b>CRITÉRIOS PARA SCREENING</b>
<p><b>1. Geologia/ Geofísica</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Formação de injeção (vai analisar o reservatório como dinâmico e a resposta deste quando submetido à mudança de pressões e estresse)</li> <li>• Profundidade do reservatório (se é viável para armazenamento)</li> <li>• A zona de confinamento (se a rocha capeadora/selante vai aprisionar o CO<sub>2</sub> não permitindo que este migre e vaze para a superfície)</li> <li>• Recursos do prospectivo armazenamento (vai analisar a extensão da área, a porosidade, permeabilidade e espessura média da formação de injeção, a densidade do CO<sub>2</sub> nas condições de reservatório entre outros)</li> <li>• Se o reservatório do campo escolhido já tiver passado pela fase de exploração e produção, é necessária a avaliar a integridade do mesmo para o armazenamento.</li> <li>• Capacidade da formação de injeção</li> <li>• Zona de confinamento e segurança de armazenamento (contenção da pluma, fluidos deslocados e potencial de vazamento)</li> <li>• Mecanismos de Trapeamento do CO<sub>2</sub></li> </ul>
<p><b>2. Geoquímica</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Interação do CO<sub>2</sub> com o fluido presente no reservatório (neste caso, hidrocarbonetos)</li> <li>• Comportamento do CO<sub>2</sub> após injeção (análise feita a partir das condições de reservatório e das características do fluido injetado)</li> </ul>
<p><b>3. Fluidos do Reservatório</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Análise das características dos fluidos presentes no reservatório. Caso o local escolhido já tenha passado por algum processo de exploração e produção, é necessário o estudo dos dados de produção.</li> <li>• Avaliar as reservas possíveis e prováveis para fins de produção a partir da injeção de CO<sub>2</sub></li> <li>• Se a injeção for do tipo imiscível e for definido outros processos que ajudem no processo de recuperação do óleo, vai ser necessário fazer o estudo destes processos e tudo que os envolve.</li> </ul>
<p><b>4. Infraestrutura</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se for um local que já utilizado para exploração e produção, avaliar a estrutura que já foi instalada, quantidade de poços (injetores e produtores)</li> <li>• Avaliar a infraestrutura necessária para um projeto de injeção de CO<sub>2</sub> (de onde esse gás vai vir e como será transportado)</li> <li>• Avaliar estrutura necessária para o armazenamento de CO<sub>2</sub></li> </ul>
<p><b>5. Análise ambiental</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudo ambiental das áreas ao redor do local escolhido para a devida proteção. A empresa operadora deve estar dentro dos conformes legais referentes à atividade perante o órgão ambiental da região, sempre visando um projeto com a menor quantidade de impactos possíveis e/ou formas de mitigação.</li> <li>• Análise de proximidade de áreas Ambientais que necessitam de proteção (rios, habitats naturais, áreas ambientais sensíveis)</li> <li>• Análise de proximidade de parques nacionais e áreas reservadas</li> <li>• Análise de proximidade de áreas industriais</li> <li>• Análise de proximidade de áreas expostas a tráfegos</li> </ul>
<p><b>6. Social</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Análise das áreas populacionais ao redor do local o qual o projeto vai ser implementado, análise cultural e social do espaço em volta</li> <li>• Análise da tendência demográfica e do histórico da região com a finalidade de se entender o contexto social do local</li> <li>• Analisar os projetos anteriores e como foi a aceitação da população em relação a estes</li> <li>• Avaliação de forma mais detalhada de como o projeto vai ser conduzido e como isso trará benefícios para a sociedade que está envolvida</li> </ul>

<p><b>7. Desenvolvimento dos recursos já existentes</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Caso os reservatórios dos campos escolhidos já tenham passado pela fase exploração e produção, toda a infraestrutura existente deve ser analisada sendo ela industrial, não industrial, subsuperficial e superficial, para que se saiba até que ponto vai haver impacto nas propostas de injeção e armazenamento.</li> </ul>
<p><b>8. Aquisição de dados e construção de modelos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definição dos parâmetros dos modelos</li> <li>• Aquisição de dados e custo relacionados, com intuito de reduzir as incertezas referente ao projeto</li> <li>• Modelos geológicos</li> <li>• Modelos de reservatório</li> <li>• Modelos de fluidos</li> <li>• Modelos econômicos</li> <li>• Integração de dados já adquiridos ou já existentes, como sísmicos, nos modelos que estão sendo criados</li> <li>• Plano de monitoramento do CO<sub>2</sub> que vai ser injetado e armazenado</li> </ul>
<p><b>9. Regulamentação</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os requisitos legais e regulamentares devem estar presentes no processo de Screening. Regulamentos ou políticas podem determinar a inviabilidade de um projeto caso não se cumpram todos os requisitos necessários.</li> </ul>

Fonte: Autoria própria

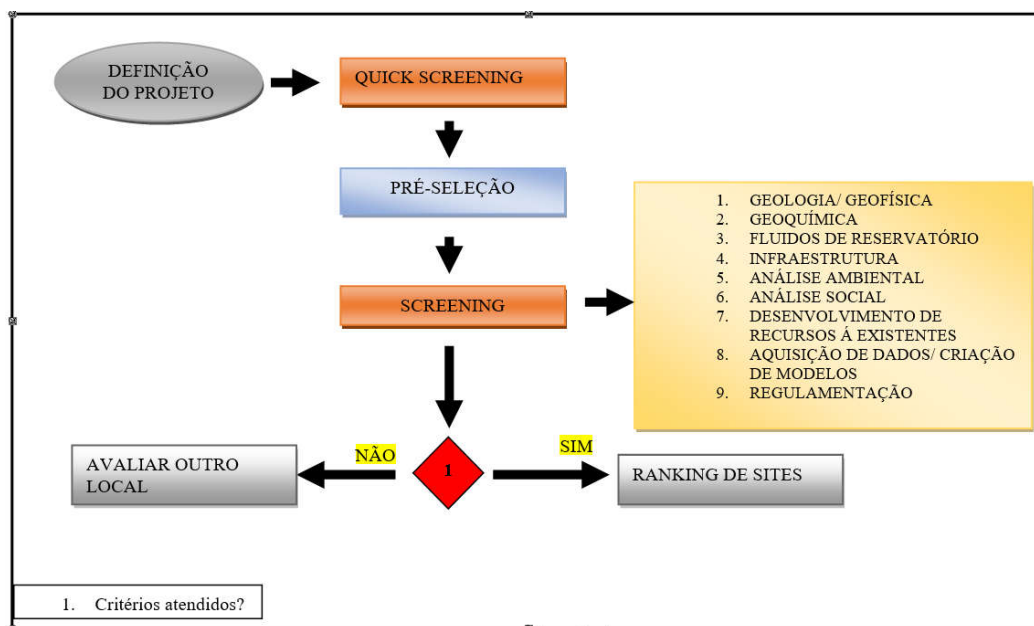
A partir dos critérios citados e dos resultados obtidos através dos modelos vai ser criado um ranking de potenciais sites para se implementar projeto de armazenamento através de injeção de CO<sub>2</sub>.

Após ser feito o ranking, que consiste em uma lista de Sites Qualificados, a partir deste ponto os locais que foram escolhidos como potenciais são caracterizados. Tais locais são enquadrados em um Plano de Desenvolvimento e uma Avaliação Econômica.

O Plano de Desenvolvimento deve ser feito para todos os Sites Qualificados e tem como função avaliar todos os parâmetros do projeto e incluir novos, como o volume de CO<sub>2</sub> que vai ser injetado para fins de armazenamento através de CO<sub>2</sub>-EOR, toda a infraestrutura que vai ser necessária ou a melhoria da que já existe, incluindo a parte da captura e transporte, os equipamentos necessários para injeção e produção, o número de poços que vão precisar ser construídos ou já existentes (produtores e injetores), o volume de armazenamento, o tempo operacional do projeto, plano de contingência e como vai ser feito o monitoramento. Todos os parâmetros citados deverão ser avaliados e pesados no quesito econômico, para se ter um estudo da viabilidade econômica do projeto. Outro fator que deve ser levado em consideração no estudo de viabilidade econômica é o tipo de injeção, a miscibilidade ou a não miscibilidade pode afetar bastante o quesito econômico pois a quantidade de óleo que vai ser recuperada é um fator significativo, assim como se vai ser necessário injetar outro fluido, como água, para que a recuperação seja melhorada. A Figura 10 mostra o fluxograma da etapa de Screening e seus processos.



**Figura 10-** Fluxograma da etapa e processos do Screening



Fonte: Autoria Própria

### 6.2.3. Caracterização

A última etapa do processo é a Caracterização de Sites, que vai avaliar os locais que foram classificados como Sites Qualificados pela etapa de Screening. Nesta fase são coletados mais dados para alimentar os modelos desenvolvidos na fase de Seleção de Sites e para avaliação de risco do projeto. Também é proposto um plano de mitigação de riscos e monitoramento.

Os critérios para se ter uma Caracterização estão dispostos no Quadro 5 abaixo:

**Quadro 5-** Processos da etapa de caracterização de sites

<b>CRITÉRIOS PARA CARACTERIZAÇÃO DE SITES</b>
<p><b>Bloco 1: Dados de Base</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Geológico</li> <li>• Geoquímico</li> <li>• Geomecânico</li> <li>• Hidrológico</li> <li>• Base de fluxos</li> </ul>
<p><b>Bloco 2: Requerimentos Regulatórios</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinação dos Regulamentos Aplicáveis</li> </ul>
<p><b>Bloco 3: Modelos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Teste dos Modelos</li> <li>• Análise dos cenários</li> <li>• Análise dos resultados</li> <li>• History Matching (analisar e comparar os modelos construídos no software com os resultados obtidos)</li> </ul>
<p><b>Bloco 4: Caracterização de Poços</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Avaliação da Formação</li> <li>• Design dos poços (campos que não entraram na fase de exploração e produção)</li> <li>• Teste dos Modelos</li> <li>• Teste dos poços</li> <li>• Teste de Injeção</li> <li>• Revitalização do campo (campos que já passaram pela fase de exploração e produção)</li> <li>• Avaliação da infraestrutura do campo (campos que já passaram pela fase de exploração e produção)</li> </ul>
<p><b>Bloco 5: Social</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificar as partes interessadas (Investidores)</li> <li>• Através da avaliação dos dados Sociais já coletados, desenvolver uma forma de divulgação do projeto</li> </ul>
<p><b>Bloco 6: Desenvolvimento do Site</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Levar em consideração todos os critérios do Plano de Desenvolvimento e enquadrar os locais selecionados</li> <li>• <b>Desenvolver Requisitos para Implementação</b></li> <li>• Realizar estudos que trabalhem em conjunto com o Plano de Desenvolvimento para identificação de problemas e atualizações de</li> <li>• Notificar acionistas/partes interessadas</li> </ul>

Fonte: Autoria própria

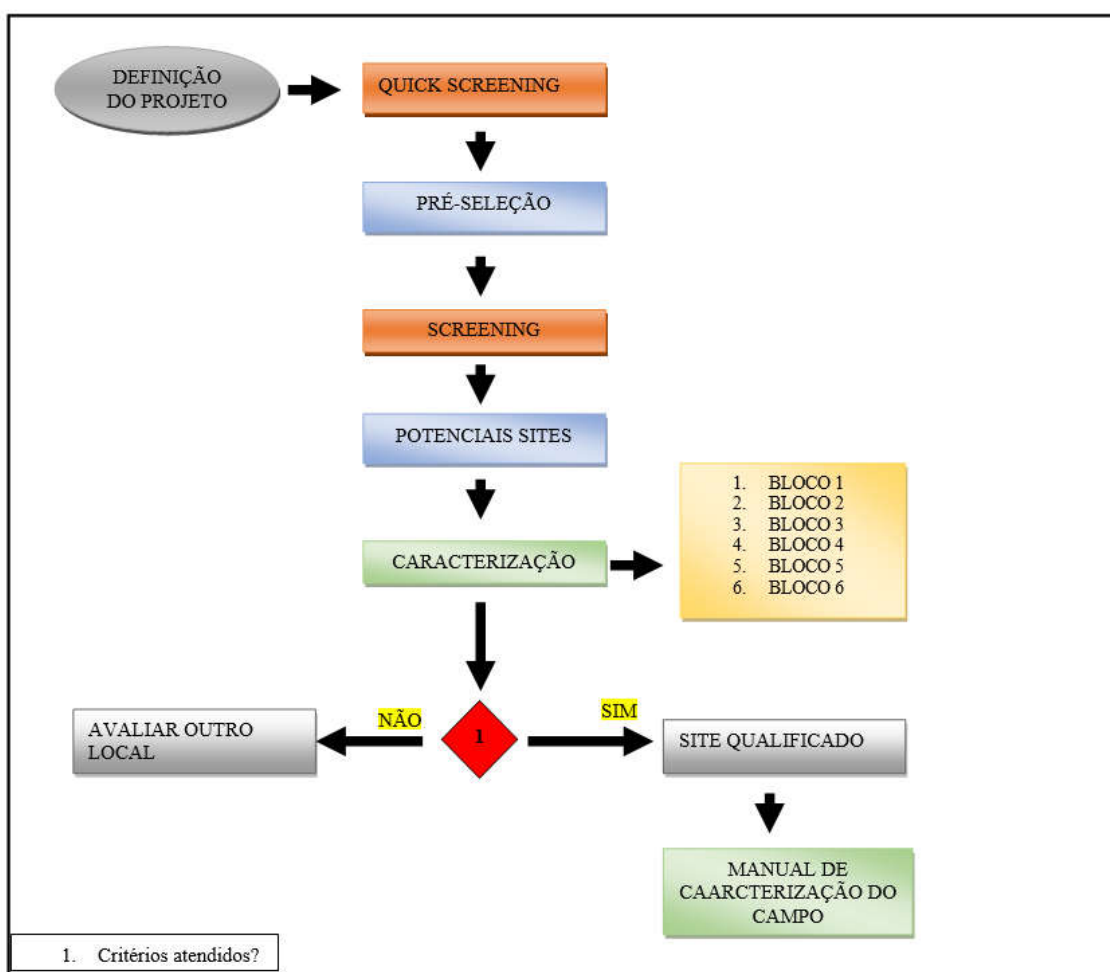
Dados de base consiste em se desenvolver uma linha de base específica do site em análise, com todas informações coletadas e com máximo de detalhamento possível. Trata-se de um documento que traz um viés caracterizador do local escolhido, especificando todos os critérios que foram analisados desde a primeira etapa do processo até a etapa final. Esta

avaliação deve ser atualizada à medida que informações novas vão sendo adquiridas.

Desenvolver Requisitos para Implementação é a parte da caracterização que aborda todos os aspectos de um local escolhido tratando este como comercial, se baseando em toda análise realizada, subsuperfície, superfície, modelagem, e critérios que foram estabelecidos quando o projeto foi definido. O plano de implementação deve ser específico do local e deve incluir: plano de aquisição de dados; planos e relatórios ambientais; questões operacionais e plano de mitigação e planos de extensão.

Os Dados de Base e a parte de Desenvolver Requisitos para Implementação são características direta do modelo de caracterização de sites do DOE (2013). A Figura 11 mostra o fluxograma do processo de caracterização de sites.

**Figura 11-** Processos da Caracterização



Fonte: Autoria Própria

Após caracterizado, se estabelecer um plano de Gerenciamento de Risco para o site, que deve ser implementado para cada projeto de armazenamento de carbono, através de CO<sub>2</sub>-EOR, em todas as fases do ciclo da vida do projeto.

Após concluída a etapa de Caracterização de Sites para armazenamento de carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR, todo o processo necessário deve ser transcrito em forma de Manual de Caracterização para Bacias *Onshore* (referente ao local avaliado) com a finalidade de compartilhar informação adquirida e incentivar novos operadores a investirem em campos *onshore* no Brasil. O manual deve conter todo o processo que foi realizado, de forma detalhada, especificando dificuldades, prós e contras, e trazendo como contribuição a quantidade de CO<sub>2</sub> que foi armazenada e não emitida para a atmosfera.

Como a metodologia foi proposta para bacias terrestres, o objeto de estudo selecionado para se ter um estudo de caso foi a Bacia do Recôncavo, que é uma bacia com campos predominantemente maduros, marginais e depletados. Foi escolhida por possuir um histórico antigo de exploração e produção além pesquisas, análises e projetos, voltados para CO<sub>2</sub>-EOR e armazenamento.

### **6.3. Bacia Do Recôncavo**

A indústria de produção e exploração de energia não renovável, P&G, possui uma grande representatividade na matriz energética do Brasil como foi mostrado em capítulos anteriores. Esta se divide em duas áreas, a *onshore* e a *offshore*. O objeto de estudo deste trabalho, Bacia do Recôncavo faz parte da indústria *onshore*.

Por um certo tempo as atividades de P&G se encontravam restritas ao monopólio da PETROBRAS. Tal restrição deixou de existir após a promulgação da lei N°9.478 em 6 de agosto de 1997, conhecida como “Lei do Petróleo”. A partir da promulgação da Lei, as atividades exploratórias poderiam ser agora desempenhadas por instituições privadas por meio de concessões, autorizações e contratos via regime de partilha de produção (NOVAES, 2010).

Por meio de rodadas licitatórias, a ANP realiza licitações de áreas para exploração e posterior produção de P&G, nestas são leiloados blocos *onshore* e *offshore* ocorrendo assim a segregação das áreas leiloadas em concessões de blocos exploratórios, em partilhas de produção e em acumulações marginais (ALMEIDA, 2018).

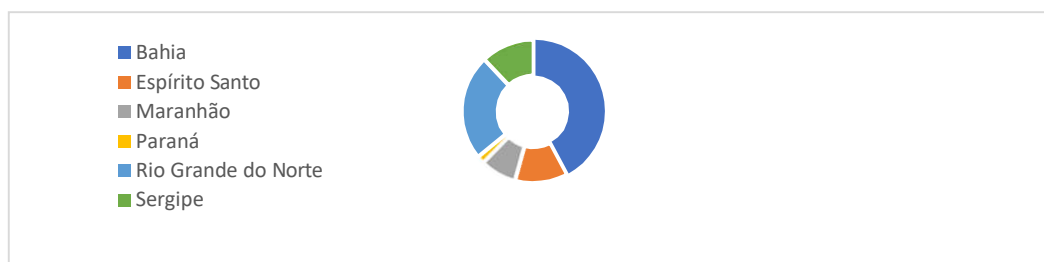
Ainda segundo Almeida (2018), “a análise das áreas que são ofertadas permite

observar que são encontrados leilões de áreas *onshore* na concessão de blocos, exploratórios, por meio das “novas fronteiras” da indústria de petróleo e gás e nas acumulações marginais, através da oferta das áreas que encontram inativas”.

Na concessão de acumulações marginais, as rodadas da ANP tem como objetivo ofertar as áreas inativas, onde não houve produção de petróleo e/ou gás natural, ou então a produção foi interrompida por algum motivo e tais áreas são selecionadas em bacias sedimentares maduras, possuindo como finalidade ampliar o conhecimento destas e oferecer oportunidade a pequenas e médias empresas (ANP, 2018). Possibilitar que se dê continuidade nas atividades destes locais, principalmente no Recôncavo que é um local com grande número de municípios que viviam basicamente da atividade petrolífera no início da exploração, é uma forma de exercer um papel socioeconômico de grande relevância para a região em questão.

A partir de dados coletados pela ANP em relação as áreas marginais ofertadas por cada estado através de leilões, tem-se que a região nordeste foi responsável por 86% do número de áreas ofertadas até o ano de 2017, tendo os estados da Bahia e Rio Grande do Norte se destacando dos demais como mostra a Figura 12 (Almeida, 2018).

**Figura 12-** Áreas marginais ofertadas por cada estado através de leilões com dados da ANP (2017)



Fonte: Modificada de Almeida (2018).

Segundo dados da ANP, 2017, a Bahia foi responsável por 42% de todas as áreas ofertadas. E analisando dados coletados da ANP (2018), tem-se que a Bahia detém 23% da produção *onshore* nacional. Tal fato só demonstra a relevância que este estado tem na indústria de P&G no que se refere as acumulações marginais e aos blocos exploratórios ofertados em leilões (ALMEIDA, 2018).

Ao observar os dados referentes a produção e campos ofertados percebe-se a necessidade de se pensar na Bahia como uma área produtiva e compreender que esta região necessita de revitalização e isso será adquirido com receita oriunda da indústria de P&G.

O objeto de estudo desta pesquisa é a Bacia do Recôncavo, localizada no Nordeste do

Brasil e é a pioneira na indústria petrolífera brasileira. Esta bacia tem um intenso processo exploratório que deu início no bairro de Lobato, Salvador, no ano de 1939. Quanto as características de fluido presentes nos reservatórios têm-se o óleo classificado como leve devido ao seu grau API com valor em torno de 30 (FEIJÓ, 2005). A região do Recôncavo é responsável pela maior produção de óleo no estado da Bahia e é considerada uma bacia majoritariamente madura e com campos considerados marginais (ZAMITH E SANTOS, 2007).

De acordo com dados extraídos da ANP (2018), sobre exploração e produção de hidrocarbonetos a Bacia do Recôncavo é considerada madura e no ano de 2018 a produção de óleo se deu em torno de 28.753 bbl/d, a de gás foi 2.005 Mm<sup>3</sup>/d e a produção total gerou um valor de 41.305 boe/d contando com um número de 79 campos produtores.

Com histórico de exploração e produção de petróleo e sendo uma das bacias pioneiras no Brasil, tem-se que nos dias de hoje a Bacia do Recôncavo não é mais um alvo primário para a produção de hidrocarbonetos, e de acordo com estudos preliminares realizados, 60% do óleo descoberto tem potencial para utilização de CO<sub>2</sub>-EOR, e a bacia é considerada um alvo para estudos de EOR (por meio de injeção de CO<sub>2</sub>) e/ou armazenamento geológico de carbono, desde que os pré-requisitos sejam alcançados (DINO E GALLO, 2009; ROCHA *et al.*, 2002). Durante alguns anos, projetos de CO<sub>2</sub>-EOR foram realizados na Bacia além de estudos na área de CCS.

A relevância da Bacia do Recôncavo na área de projetos de CO<sub>2</sub>-EOR e futuro armazenamento geológico de carbono se mostra a partir do momento que foram idealizados e concretizados estudos, análises e projetos pilotos referentes aos temas em questão. Estes projetos são citados abaixo.

No ano de 1991 a PETROBRAS deu início a um projeto de injeção de CO<sub>2</sub> no campo de Buracica, localizado na Bacia do Recôncavo, com objetivo de recuperar o óleo residual dos reservatórios (LINO, 2005). Entretanto, desde 1987 que o dióxido de carbono vem sendo transportado e injetado como método de EOR em alguns campos da bacia em evidência, como o campo de Araçás (KETZER *et al.*, 2015). Rocha *et al.* (2002), analisou e avaliou o campo de Buracica para implementação de projeto de armazenamento de CO<sub>2</sub> como produto de CO<sub>2</sub>-EOR e em seu trabalho foi mostrado o potencial do recôncavo para projetos de EOR e “facilidades” para as tecnologias que envolvem a captura e transporte de CO<sub>2</sub>, como fontes emissoras e instalações próximas aos campos

Em agosto de 2007, a PETROBRAS juntamente com o IFP (Instituto Francês de Petróleo) começou um projeto intitulado “Bahia Project” com o objetivo de investigar o

comportamento do CO<sub>2</sub> injetado no campo de Buracica, depois de 20 anos de injeção com propósito de recuperação (HATIMOND *et al.*, 2011). Além disso, o estado da Bahia possui um gasoduto que foi construído para transportar o CO<sub>2</sub> capturado de fontes antropogênicas da fábrica de fertilizantes FAFEN e da indústria petroquímica OXITENO, situadas no município de Camaçari, no estado da Bahia, o CO<sub>2</sub> foi injetado no campo de Buracica (KETZER *et al.*, 2015). Outro registro que se tem é a injeção de 370 toneladas de CO<sub>2</sub> no campo de Miranga, que se deu início em 2009 e durou até abril de 2011, com propósito de testar e estudar a tecnologia para ser aplicada no pré-sal, na Bacia de Santos (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2014). Também no ano de 2009, foi iniciado o primeiro projeto piloto referente ao armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, nomeado “CCS no Recôncavo”, no qual era injetado CO<sub>2</sub> no aquífero salino do Rio Pojuca (HATIMOND *et al.*, 2011). A PETROBRAS também criou o programa “Programa de Recuperação de Campos com Grande Potencial de Exploração” (Recage) que teve como foco a utilização de EOR, incluindo CO<sub>2</sub>-EOR, em campos maduros (KETZER *et al.*, 2015).

Outra publicação de extrema relevância é o Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub>, publicado pelo Centro de Excelência em Pesquisa em Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono (CEPAC) que pertence a Universidade Pontifícia Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), que representa o resultado de uma pesquisa dedicada à compreensão, desenvolvimento, análises, estudos e disseminação das tecnologias envolvidas na captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> (CCS) no Brasil como uma solução reconhecida para a redução das emissões de GEE (KETZER *et al.*, 2014). Ainda segundo Ketzer *et al.* (2015), o lançamento desse Atlas coloca o Brasil em uma posição entre os países que estão no caminho para realizar a tarefa do desenvolvimento de tecnologias de CCS, por isso trouxe um esforço internacional no mapeamento de fontes de CO<sub>2</sub> e avaliação de potenciais reservatórios que estão aptos para o armazenamento geológico.

Tais projetos citados demonstram a importância do histórico de estudos e análises realizados no Recôncavo em relação a CO<sub>2</sub>-EOR e armazenamento geológico de CO<sub>2</sub> além de mostrar também a relevância da disseminação de tecnologias de CCS no Brasil como forma de mitigar as emissões de GEE. Além destes citados, existem outros relatórios e estudo feitos que vem corroborar a ideia presente nesta dissertação.

Tem-se o relatório que foi publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) que teve como objetivo mostrar o diagnóstico de um estudo da parte de produção e exploração de óleo e gás natural *onshore* (E&P). O Grupo de Trabalho- Programa Reate Gt, criado em 2017 foi quem fez a análise e tem como representantes membros do MME; Agência Nacional de

Óleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (MME, 2017). Uma das motivações desse relatório é dar mais atenção para as atividades da indústria de óleo e gás *onshore* nas bacias maduras, mostrando os benefícios de se investir nesta área e como o governo está agindo para atrair esses investimentos neste setor, tendo como objetivo o uso da energia mineral de uma forma sustentável, a necessidade de um ambiente de confiança (inovação e competitividade para os setores de energia e mineração) e melhor planejamento e monitoramento dos setores (MME, 2017). Visando criar uma sinergia entre todos os ramos da indústria petrolífera, que vai de produtores, fornecedores a financiadores, com intuito de aumentar a exploração *onshore*, este programa vem com a proposta de triplicar a produção de petróleo em terra em pouco mais de uma década (RAMALHO, 2017). Este relatório vem trazendo mais uma motivação para se dar atenção a Bacia do Recôncavo e a implementação de projetos de armazenamento através de CO<sub>2</sub>-EOR, pois é uma bacia considerada madura e é *onshore* em sua totalidade.

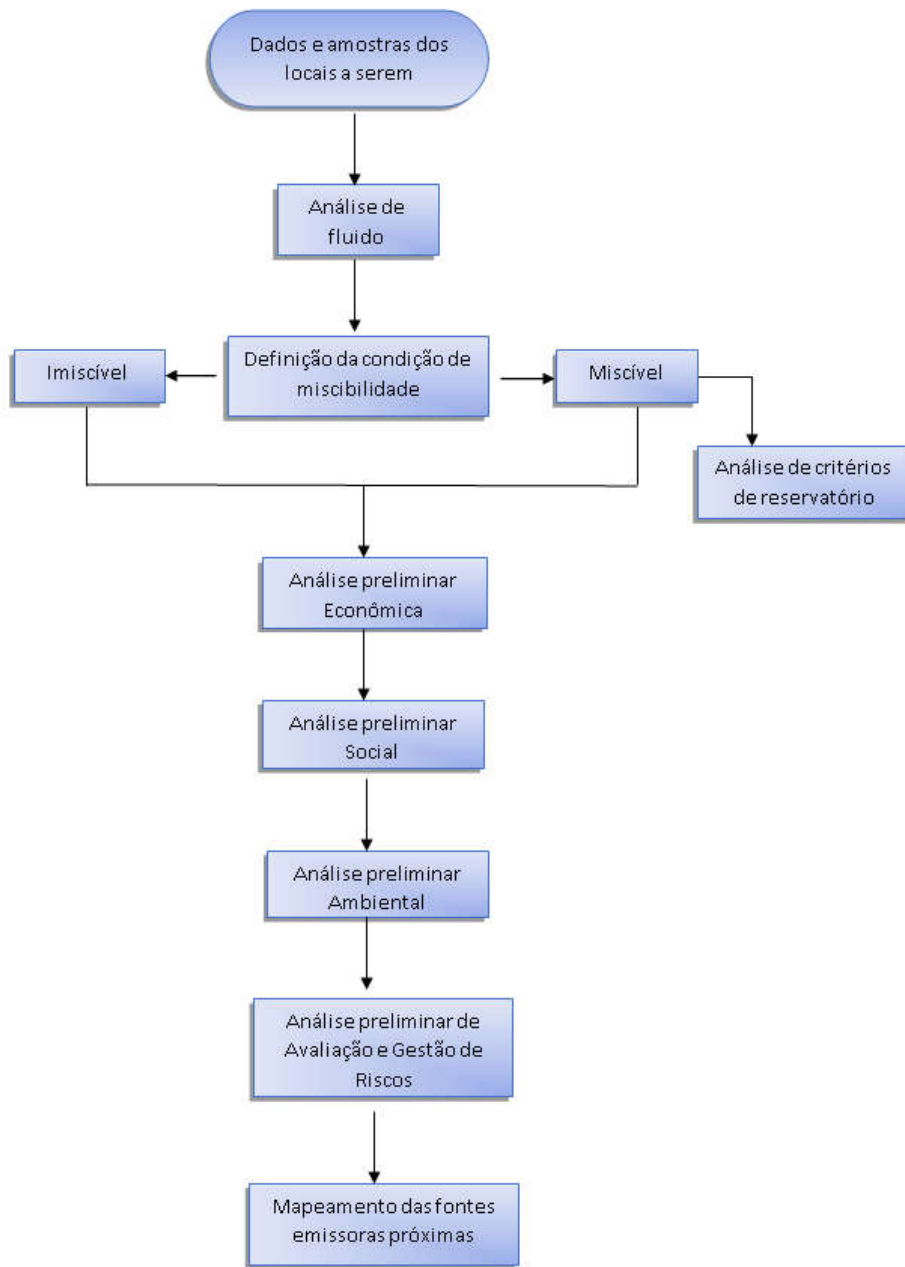
#### **6.4. Metodologia do Quick Screening e estudos realizados na Bacia do recôncavo**

Levando em consideração a metodologia proposta, especificamente o processo de QS, neste capítulo serão revisados os trabalhos já realizados na Bacia do Recôncavo que podem estar inseridos no processo de QS, etapa da caracterização de sites. Ao total foram cinco estudos: Análise do fluido do reservatório; Análise de dados de reservatório; Avaliação de Risco; Percepção Pública e Avaliação Econômica.

A metodologia de processos de Quick Screening está mostrada na Figura 13:



**Figura 13-** Processo metodológico do Quick Screening



Fonte: Autoria própria

Os primeiros trabalhos a serem citados são a “Avaliação do Potencial de Utilização de CO<sub>2</sub> para a Exploração de Jazida de óleos em Campos Maduros” que foi realizado pela PETROBRAS juntamente com a equipe técnica do Centro de Estudos em Petróleo e Gás Natural (CEPGN), em 2006, e uma avaliação inicial de locais potenciais da Bacia do Recôncavo para implementação de projetos de CO<sub>2</sub>-EOR, realizado por Fróes *et al.* em 2015, ambos trabalhos analisaram amostras de reservatório de campos da Bacia do Recôncavo, tais trabalhos vão ser mais detalhados no estudo de caso pois contribuíram de forma significativa para montar a análise de fluido e de reservatório.

O estudo feito pela PETROBRAS junto com CEPGN, analisou as amostras com a finalidade de estudar campos que possam aplicar o método de CO<sub>2</sub>-EOR, além disso propôs correlações de cálculos de PMM e Ponto de Bolha próprias para a bacia em estudo pois as correlações já existentes não puderam ser aplicadas. Após o cálculo, a PMM calculada foi comparada com a PMM encontrada por meio experimental, encontrado valores com margens de diferença pequenas, mostrando assim que a correlação para o Recôncavo é válida. O estudo realizado por Fróes *et al.*, (2015), analisou 45 amostras de fluido de reservatórios da Bacia do recôncavo, e a partir da correlação feita para o Recôncavo achou a PMM calculada, depois analisou a partir de critérios selecionados pela bibliografia e selecionou 23 potenciais campos que seriam potenciais para utilizar o método de injeção de CO<sub>2</sub>, miscível.

Da mesma forma, o mesmo estudo realizado pela Petrobras junto ao CEPGN (CEPGN, 2006), mapeou e levantou os dados das emissões gasosas na Bacia do Recôncavo, no ano de 2005. Foi feito o mapeamento de 3.620 indústrias, registradas no estado da Bahia, e destas 1.499 estavam localizadas na área de contorno definida pelo projeto, totalizando 41% do total. Partindo do número 1.499, apenas 107 descartavam emissões gasosas para a atmosfera, sendo 7% do total. Este mesmo trabalho chegou a um número de 69 empresas selecionadas na região do Recôncavo, que poderiam fornecer CO<sub>2</sub> para projetos deste fim. O quadro abaixo demonstra esses valores, porém vale ressaltar que esta pesquisa foi realizada no ano de 2005, não possuindo valores atuais o que demonstra a necessidade de se realizar novas pesquisas.

**Quadro 6-** Mapeamento das fontes no Recôncavo Baiano

Quantidade de Indústrias mapeadas na Bahia	3.620
Quantidade de indústrias delimitadas na região do projeto	1.499
Quantidade de indústrias com geração de emissões gasosas	69
Ano do estudo	2005

Fonte: CEPGN (2007)

Mapeamento de fontes emissoras necessita de dados como: localização; quantidade emitida; composição da emissão; temperatura; pressão e sazonalidade das emissões, assim como o perfil da planta do processo industrial analisado.

Além dos trabalhos citados acima, tem-se que Câmara (2012) discutiu aspectos relevantes da infraestrutura existente para projetos de CCS na Bahia. Paraguassu (2012), simulou uma análise de risco no Campo de Mamoeiro, considerando um projeto CO<sub>2</sub>-EOR na área. Uma simulação econômica e técnica sobre CO<sub>2</sub>-EOR miscível em campos da Bacia do Recôncavo foi realizada por Santana (2017), que concluiu que apesar do investimento elevado desses projetos, a quase totalidade dos mesmos em operação ou já encerrados obteve sucesso no resultado no quesito técnico e econômico.

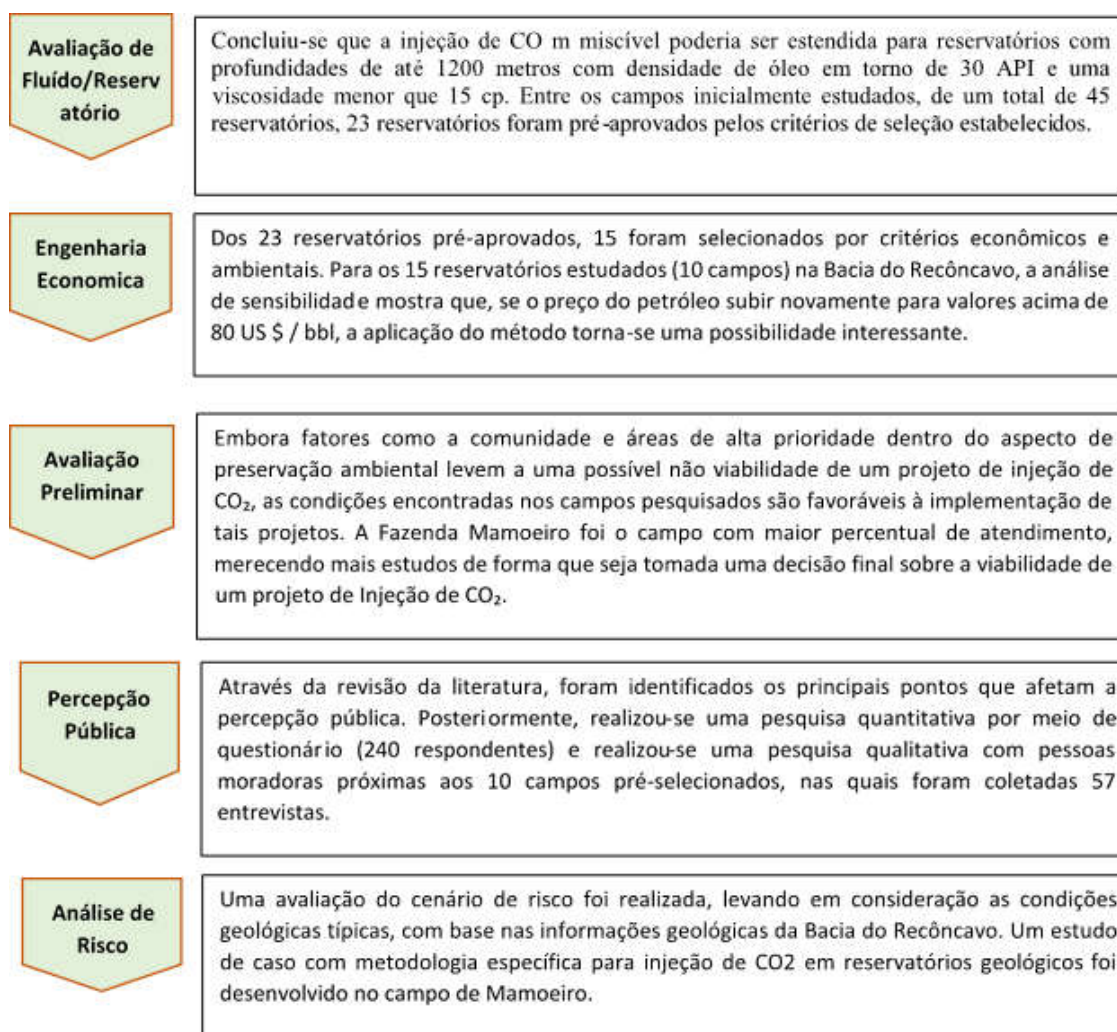
Outro ponto comentado por Santana (2017) é a questão do mercado de carbono, que poderia ser abordado nos projetos de injeção de CO<sub>2</sub> visando um futuro armazenamento, pois o mesmo incentiva as atividades relacionadas ao sequestro de carbono permitindo a “venda” dos créditos. Nas simulações realizadas por Santana (2017), 10% do carbono ficaria retido após a injeção, porém visando uma maior quantidade a ser armazenada, seria necessário se pensar em uma reinjeção do CO<sub>2</sub> que é produzido junto com o óleo, e mesmo após a produção poderia se injetar mais CO<sub>2</sub> visto que o campo já chegou na fase de exaurido e não irá mais produzir.

Como amplamente conhecido, os dados sociais são significativos e necessários para realizar uma avaliação correta do projeto, e assim, Netto *et al.*, (2016), realizaram um estudo social na área do Recôncavo. E por último, Câmara *et al.*, (2016), destacou a necessidade de uma regulamentação para a aplicação de CCS e suas tecnologias, como a captura e o armazenamento geológico através do CO<sub>2</sub>-EOR. Estes são os estudos mais recentes que

avaliam e analisam o Recôncavo como um potencial para aplicar Injeção de CO<sub>2</sub> como uma das tecnologias de CCS.

A Figura 14 apresenta um fluxograma que resume os estágios de desenvolvimento de um estudo de pré-viabilidade de um projeto de Injeção de CO<sub>2</sub>. Tais estudos foram desenvolvidos pelo Grupo de Governança para Sustentabilidade e Baixo Carbono. Basicamente, existem 5 (cinco) etapas formadas por: Triagem, Engenharia Econômica, Avaliação Preliminar, Percepção Pública e Análise de Risco. A Figura 14 resume os resultados dessas avaliações e mostram que estas estão inseridas no contexto de processos da etapa de Quick Screening.

**Figura 14-** Estudos preliminares realizados na Bacia do Recôncavo inseridos no contexto dos processos de Quick Screening



Fonte: Câmara (2018)

Os estudos realizados na Bacia do Recôncavo podem servir de análise preliminar para saber se o campo é um potencial local para se aplicar projetos de CO<sub>2</sub>-EOR (miscível ou imiscível) com futuro armazenamento, porém algumas perguntas não conseguem ser respondidas apenas com esses processos.

Os trabalhos que analisaram o reservatório com finalidade de montar o screening para selecionar campos aptos para CO<sub>2</sub>-EOR, apenas selecionaram campos que poderiam aplicar a injeção miscível de CO<sub>2</sub>. Este fator reduz a capacidade de análise da bacia no que se diz respeito a implementação de projetos de armazenamento de carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR imiscível, visto que alguns campos podem produzir óleo através da injeção imiscível de CO<sub>2</sub> ou até mesmo só utilizar o campo como sumidouro para armazenamento geológico de carbono. Todo estudo de avaliação deve levar em conta os dois tipos de injeção, para que se possa ampliar a quantidade de campos a serem analisados e selecionados.

O QS não vai responder algumas perguntas pertinentes ao projeto, porém vai classificar os campos estudados em potenciais e depois desta etapa as outras serão realizadas com coleta e aquisição de dados que vão responder as questões em aberto.

O objetivo principal do modelo de caracterização proposto, é servir de procedimento de qualificação baseado nas diretrizes adequadas ao processo. É necessário que todos os procedimentos de todas as etapas sejam realizados e a quantidade e qualidade de dados coletados sobre o local interfere de maneira significativa na continuidade do processo pois diminui as incertezas.

Ter um número grande de incertezas pode inviabilizar o projeto economicamente. Por exemplo, qual a distância entre fonte emissora e o local que será injetado o CO<sub>2</sub>?; como o gás será transportado?; quem vai arcar com os custos do transporte?; como os riscos serão mitigados?; quanto de petróleo pode vir a ser recuperado?; qual volume de CO<sub>2</sub> vai ficar retido no reservatório?; qual volume de CO<sub>2</sub> vai precisar ser reinjetado pois será produzido com óleo em algum momento?; como o município e a população que se encontram em torno do campo vão ser afetadas positivamente e negativamente com a implantação do projeto?; existe regulação específica referente aos projetos que vão ser implementados e como esta influencia em todas etapas dos processos entre outras questões?

O projeto tem que ter todas essas perguntas e mais outras respondidas e o processo de caracterização de sites tem como função responder todas elas para que o projeto possa ser colocado em prática.

## 7. ESTUDO DE CASO

O objeto de estudo deste trabalho é a Bacia do Recôncavo. Uma amostra coletada de um reservatório desta bacia foi analisada e caracterizada com a finalidade de se fazer uma avaliação preliminar referente a viabilidade do reservatório para implantação de um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR. Foi escolhida por exibir campos depletados/esgotados e maduros em quase toda sua totalidade, que podem ser usados como potenciais locais para projetos de CO<sub>2</sub>-EOR e armazenamento geológico de carbono, além de possuir projetos e estudos anteriores já realizados que podem servir como guias e parâmetros para as análises atuais que estão sendo realizadas.

Grande parte dos estudos, projetos e análises que foram realizados no Recôncavo relacionados a CO<sub>2</sub>-EOR e armazenamento geológico de carbono são datados a partir de 6 anos atrás. Por este motivo, esta publicação tem como objetivo trazer uma análise que fortaleça e colabore com os trabalhos já previamente realizados com intuito de trazer uma visibilidade maior para o Recôncavo e sua potencialidade no que diz respeito a aplicabilidade de projetos de CO<sub>2</sub>-EOR (miscível e imiscível) pensando em um posterior armazenamento geológico.

### 7.1. Metodologia para realização do Estudo de Caso

A amostra coletada de um reservatório da Bacia do Recôncavo foi analisada e caracterizada com intuito de determinar se o óleo presente no reservatório pode ser produzido através do método de CO<sub>2</sub>-EOR. Após essa confirmação, o reservatório foi analisado através de um processo de triagem o qual identificou sua potencialidade para se aplicar tal projeto.

Esta única amostra coletada não é representativa da população que é a Bacia do Recôncavo, a mesma serviu apenas para se testar os primeiros do Quick Screening, mostrando a aplicabilidade e importância do mesmo.

Se pegarmos os trabalhos anteriores, tanto do da CEPGN (2007) quanto o de Fróes *et al.*, (2015), estes tiveram uma amostra significativa para realizar o estudo. O trabalho realizado por Fróes *et al.*, (2015), selecionou 23 potenciais sites para CO<sub>2</sub>-EOR (miscível) de uma amostra de 45, podendo-se então considerar que o restante poderia ter um estudo de viabilidade no que se refere a injeção imiscível de CO<sub>2</sub>, podendo entrar no conjunto de potenciais locais para armazenar através do método de recuperação em questão.

É destacada a importância de fazer uma caracterização do fluido como primeira parte de um processo de triagem. A caracterização do fluido vai responder à primeira questão de viabilidade: o fluido pode ser recuperado pela injeção de CO<sub>2</sub>? Se a resposta for sim, outras análises serão realizadas para comprovar a viabilidade total do projeto.

Para se ter uma caracterização adequada do fluido é necessário realizar experimentos laboratoriais com amostras de fluidos coletadas do reservatório que está sendo estudado para utilizar o método CO<sub>2</sub>-EOR.

O Estudo de Caso é apresentado da seguinte forma, a primeira e segunda parte traz um resumo dos trabalhos diretrizes. O estudo da PETROBRAS com a CEPGN que demonstra como a regionalidade do Recôncavo influencia e afeta as correlações usadas para se calcular a PMM e ponto de bolha.

O cálculo da PMM é de extrema significância pois se trata da pressão na qual ocorre a múltipla miscibilidade de contato do fluido injetor e do fluido do reservatório, e a comparação desta com a pressão de bolha vai indicar se o óleo poderá ser produzido quando se injetar o CO<sub>2</sub>.

O segundo estudo mostra como foi montado o processo de análise das características do reservatório, com base na literatura, que vão dizer se o local é um potencial para se utilizar o CO<sub>2</sub>-EOR e como foram os definidos os parâmetros de reservatório para a Bacia do Recôncavo. Uma breve análise do trabalho de Fróes *et al.*, (2015) mostrando a relevância do seu trabalho para execução do estudo de caso e as lacunas encontradas.

A terceira parte consiste em se medir o valor da PMM por meios laboratoriais, através do software Winprop e utilizando a correlação desenvolvida para a Bacia do Recôncavo para achar a PMM calculada.

A quarta parte consiste na análise dos critérios do reservatório e avaliando se este está apto ou não para se implementar o método de recuperação escolhido para estudo.

## **7.2. Estudo da Petrobras junto com a CEPGN<sup>5</sup>**

---

<sup>5</sup>Todo capítulo foi baseado na publicação da Petrobras juntamente com a CEPGN (CEPGN, 2007)

O estudo realizado pela PETROBRAS juntamente com a CEPGN-UNIFACS teve como objetivo investigar a viabilidade técnica e econômica da utilização de CO<sub>2</sub> em campos maduros, utilizando o dióxido de carbono como ativo para CO<sub>2</sub>-EOR com a finalidade de produzir petróleo na Bacia do Recôncavo além de elaborar projetos conceituais e estudos econômicos relacionados a alta concentração de CO<sub>2</sub> em unidades de produção.

Como metodologia, este estudo propôs o desenvolvimento de diversas atividades técnico-científicas que foram divididas em etapas, sendo elas: revisão bibliográfica; aquisição de dados; comissionamento e operação de equipamentos; aquisição de consultoria técnica; amostragem de petróleo e gás; experimentos laboratoriais e a necessidade de desenvolver uma correlação adequada para o cálculo da PMM dos óleos da Bacia do Recôncavo; aquisição e operação de unidades pilotos de absorção e adsorção; regulação das tecnologias de unidades de separação; modelagem e simulação dos processos de separação e elaboração de um manual de investimentos.

É um projeto considerado mais completo quando se trata de estudar a viabilidade de CO<sub>2</sub>-EOR no Recôncavo, e os estudos preliminares mostram que grandes volumes de CO<sub>2</sub>, em torno de milhões de toneladas, são necessários para a recuperação avançada de petróleo na bacia. Apesar de não existir, próximas ao Recôncavo, correntes com esta concentração de CO<sub>2</sub> que possam disponibilizar tais volumes, existem indústrias que descartam correntes gasosas que contém grandes volumes de CO<sub>2</sub> e se encontram próximas aos campos alvos. O dióxido de carbono pode ser sim usado como matéria para projetos de CO<sub>2</sub>-EOR caso seja viável, levando em consideração os custos de captura, transporte, compressão, separação entre outros.

Duas linhas de pesquisa interdependentes foram formadas: engenharia de reservatório e projeto; gerenciamento e engenharia de processos químicos. A engenharia de reservatório foi responsável pela investigação e análise da PMM. Antes de determinar a PMM é necessário se ter o ponto ou pressão de bolha do óleo contido no reservatório, esses dois valores são analisados em conjunto, pois a equação da PMM depende do valor do ponto de bolha. A pressão de bolha é uma propriedade de extrema importância quando se estuda comportamento de fases de um fluido.

Após uma pesquisa bibliográfica com a finalidade de encontrar uma correlação empírica para o ponto de bolha em função dos dados coletados do campo observou-se que nenhuma delas foi adequada para se aplicar à Bacia do Recôncavo pois cada correlação possui seu aspecto regional devido a geografia dos locais onde foram desenvolvidas e aplicadas. Por



este motivo, foi necessário se criar uma correlação específica para o Recôncavo que levasse em consideração os aspectos regionais e geográficos deste local. As correlações já existentes podem ser aplicadas em algumas bacias, onde os aspectos regionais não influenciam muito nas equações. Porém outros locais, como já citada a Bacia do Recôncavo, tais aspectos da região tenham uma influência maior e por isso seja necessário se desenvolver uma nova correlação.

No que diz respeito ao cálculo da PMM, a revisão de muitas correlações empíricas foi feita e foi necessário se fazer ajustes de dados experimentais. Para isso foi construída uma base de dados da literatura que utilizou 31 referências bibliográficas, constituída de 186 combinações de óleos, temperaturas, solventes e valores de PMM obtidos por meios experimentais e calculados. Os valores experimentais e calculados foram comparados e o erro encontrado é significativo e por este motivo também foram desenvolvidas correlações para o cálculo da PMM específicas para o Recôncavo.

A correlação para cálculo da PMM para a Bacia do Recôncavo é dada por:

**Equação 1-** Correlação de PMM para a Bacia do Recôncavo

$$PMM=A_0.T^{(E_0)}+A_1.T^{(E_1)}+A_3.P_b^{(E_2)}$$

Onde:

$$A_0=1420,361586$$

$$A_1=1,241148624$$

$$A_2=0,601327567$$

$$A_3=2,2323,8468$$

$$E_0=-3,529$$

$$E_1=1,509$$

$$E_2=0,839$$

T- Temperatura, °C

P<sub>b</sub>- Ponto de Bolha, psia

PMM- Pressão Mínima de Miscibilidade, psia

Fonte: CEPGN (2007)

Para se calcular a PMM é necessário se ter valores de pressão de bolha que podem ser ajustados a partir da correlação de Standing (1981) para ponto de bolha, chegando na seguinte correlação:

## Equação 2- Correlação para Ponto de Bolha para a Bacia do Recôncavo

$$P_b = 18,2 \cdot \{[(R_s/d_g)^{0,83} \cdot 10^{(0,00091 \cdot T - 0,0125 \cdot API)}] - 1,4\}$$

Onde:

$R_s$ - Razão Solubilidade – adimensional

$D_g$ - Densidade relativa do gás – adimensional

API – Densidade API do óleo – API

$P_b$ - Pressão de Bolha – psia

Fonte: CEPGN (2007)

Com este projeto nota-se a relevância de se realizar estudos mais atuais sobre o uso de CO<sub>2</sub>-EOR na Bacia do Recôncavo e aliar o uso dessa tecnologia ao sequestro geológico de carbono. Outro fator que deve ser levado em consideração nos estudos do Recôncavo é a regionalidade, a peculiaridade deste local, provando que é necessário se fazer um estudo adequado e específico para esta região e não apenas aplicar metodologias já existentes.

### 7.3. Parâmetros de análise de reservatório para fins de Quick Screening

Antes de se implementar qualquer projeto é necessário que seja feita uma avaliação da área escolhida, analisando todos os critérios com a finalidade de confirmar se o local está adequado ou apto para receber o projeto em questão.

Ao se pensar em implementar um projeto de armazenamento de carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR, é necessário avaliar se o campo em estudo pode utilizar o método de recuperação escolhido. Como foi designado, como primeira parte do processo de caracterização de sites tem o Quick Screening (QS), que é um processo preliminar que visa fazer uma triagem rápida e *low cost*, com intuito de avaliar áreas num quesito regional para depois se fazer um estudo mais detalhado e qualificado com uma maior aquisição de dados.

Um dos objetivos do QS é definir se o método de injeção de CO<sub>2</sub> é miscível ou imiscível, o que irá garantir a continuidade do processo de caracterização, pois a depender do volume de óleo ainda remanescente no reservatório o método imiscível não seja viável. Após a definição do tipo de injeção, caso o resultado seja injeção miscível de CO<sub>2</sub> o reservatório também será analisado a partir de critérios definidos com intuito de reduzir as incertezas.

Critérios de seleção de sites foram propostos em vários locais que tinham como finalidade tornar real um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR para se aumentar a produção de petróleo do local (TABER *et al.*, 1997A e B). Ao se avaliar a potencialidade de um reservatório para

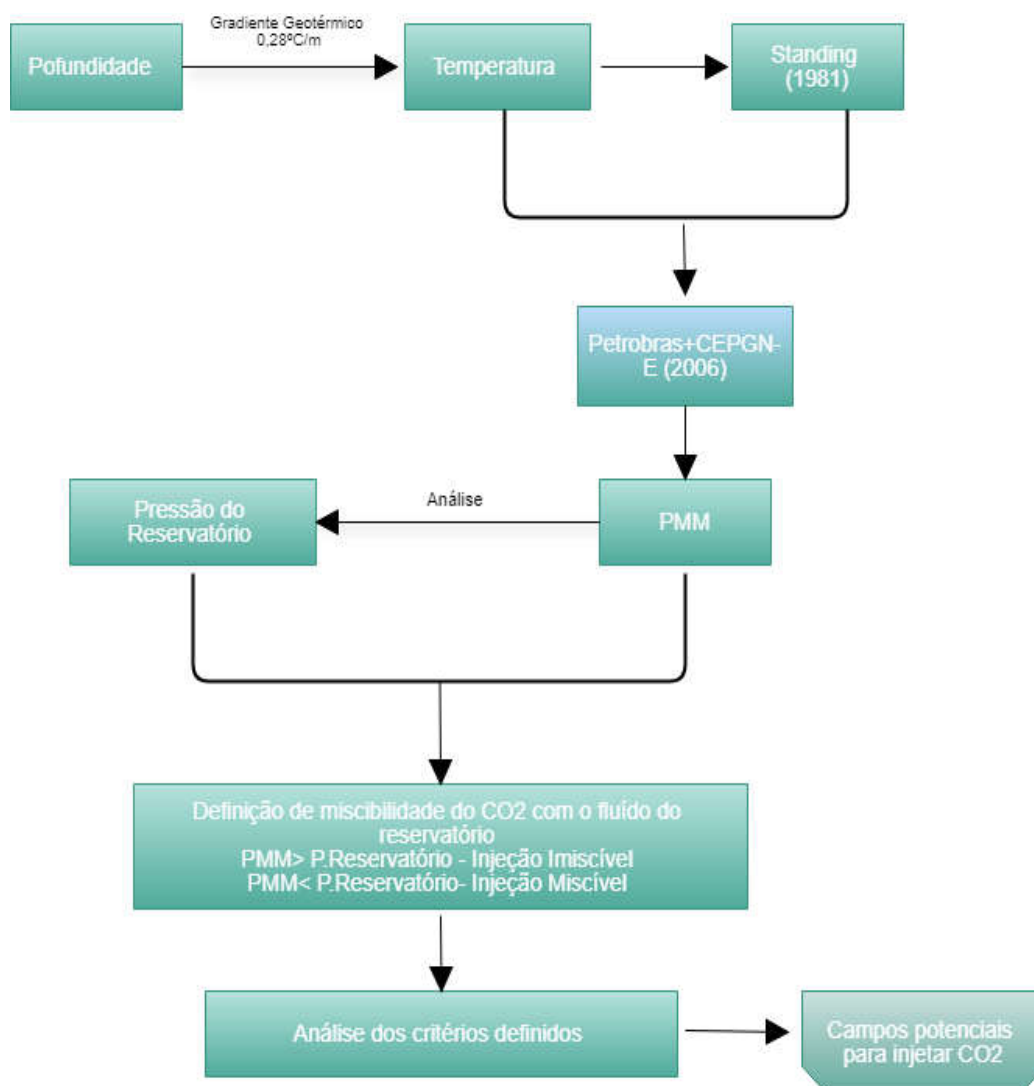
injetar CO<sub>2</sub> e estimar a quantidade de óleo que seria recuperado juntamente com a quantidade de CO<sub>2</sub> que seria necessário, são utilizados modelos numéricos e software para compor cenários de avaliação e estudo (SHAW E BACHU, 2002). Para se propor modelos e cenários é necessária uma quantidade significativa de dados coletados ou adquiridos, que precisam servir de *input* para se ter os resultados esperados. Porém, na maioria das vezes tais dados não estão disponíveis e, por isso, tais modelos mais complexos não são adequados para se fazer um estudo rápido de “pré-viabilidade” e avaliação inicial, que tem como finalidade fazer uma seleção generalizada em âmbito regional, de uma bacia considerada potencial no que diz respeito à sua adequação para utilizar CO<sub>2</sub>-EOR (SHAW E BACHU, 2002).

Segundo a literatura, incluindo Taber *et al.*, (1997 A e B), os critérios que se entendem como necessários para se fazer o screening inicial precisam se encontrar em uma faixa de valores que classifiquem os locais potenciais em “adequados” ou “não adequados”, tais critérios são: profundidade, temperatura, pressão original, grau óleo (API), permeabilidade, viscosidade e fração do óleo remanescente. São critérios mais simples e fáceis de serem obtidos.

Além destes critérios citados, tem-se que o fator que é preponderante para se ter uma análise inicial, a miscibilidade do CO<sub>2</sub> com o óleo quando este se encontra na fase oleosa, esse fator permite medir a eficiência do CO<sub>2</sub> como fluido injetado (KOVSCHEK, 2002). O parâmetro relacionado a essa miscibilidade é PMM, que se torna um dos parâmetros mais críticos a serem avaliados. A miscibilidade entre o CO<sub>2</sub> e o óleo residual ocorre quando a pressão do reservatório é maior que a PMM, sendo assim, a PMM é a pressão mínima que existe no reservatório escolhido para se avaliar.

Após a medição da PMM e a análise deste primeiro parâmetro, outros serão coletados e estudados a fim de se ter a primeira avaliação inicial. A Figura 15 mostra o processo que levou à proposição da correlação de cálculo da PMM para a Bacia do Recôncavo e análise das condições de miscibilidade.

**Figura 15-** Processo para proposição da correlação de cálculo da PMM para Bacia do Recôncavo e análise das condições de miscibilidade



Fonte: Modificada de Fróes *et al.* (2015).

Taber *et al.*, (1997) propôs critérios de screening para diversos tipos de injeção imiscível de gás, porém não para injeção imiscível de CO<sub>2</sub>. Por este motivo, os critérios que foram utilizados nesse trabalho servem apenas para identificar campos aptos para CO<sub>2</sub>-EOR miscível.

Assim que as condições de miscibilidade sejam definidas, os sites vão ser classificados como “Injeção Miscível” e “Injeção Imiscível”. Os que podem utilizar o CO<sub>2</sub>-EOR miscível vão ser analisados a partir dos critérios de reservatório definidos. Para se propor um critério específico de seleção para a bacia do recôncavo, foram aceitas posições tradicionais para os critérios clássicos de seleção, que foram estudados através das revisões bibliográficas. Porém

alguns parâmetros como a viscosidade dos óleos do recôncavo, que são consideradas altas, estes são tidos como parâmetros flexíveis e analisados segundo critérios também flexíveis Fróes et al., (2015). A Tabela 11 apresenta os parâmetros e critérios adotados, os parâmetros selecionados de vermelho foram os adotados para a Bacia do Recôncavo.

**Tabela 5-** Parâmetros de reservatório escolhidos através da bibliografia

Parâmetros de Reservatório	Parâmetros da Bibliografia							
	Geffen (1973)	Lewin (1976)	NPC (1976)	McRee (1977)	Iyoho (1978)	Carcoana (1982)	Taber (1983)	Taber (1997)
<b>Viscosidade (cP)</b>	<3	<12	≤10	<5	<10	<2	<15	<10
<b>Densidade (°API)</b>	>30	>30	≥27	>35	30 to 45	>40	>26	>22
<b>Saturação de óleo (%)</b>	>25	>25	*	>25	>25	>30	>30	>20
<b>Profundidade (m)</b>	*	>914.4	>701.1	>609.6	>762	*	>609.6	>762
<b>Temperatura (°F)</b>	*	NC	<250	*	*	<195	NC	NC
<b>Permeabilidade(md)</b>	*	NC	*	>5	>10	>1	NC	NC

Fonte: Adaptada de Klins, 1983

NC-Não crítico / \* Depende da temperatura

Em sua pesquisa, Fróes *et al.*, (2015), coletou dados públicos de 45 amostras de reservatório de campos da Bacia da Recôncavo. Após a coleta, a PMM de cada reservatório foi calculada através da correlação desenvolvida pela CEPGN (2007), porém não foram realizados procedimentos experimentais para se encontrar valores de PMM para fins comparativos. Depois tais amostras passaram pelo crivo de análise de reservatório definidos na tabela 5, com a finalidade de selecionar campos potenciais para utilizar o método de CO<sub>2</sub>-EOR (miscível). Apesar de possuir uma amostra grande que poderia ser considerada representativa, tal pesquisa apenas chegou a um total de 23 campos selecionados para aplicar o método de injeção miscível de CO<sub>2</sub>, descartando a potencialidades dos outros 22 para se ter um projeto de recuperação através de injeção imiscível de CO<sub>2</sub>.

Outra lacuna se deve ao fato do valor da PMM ter sido apenas encontrado utilizando a correlação para o cálculo. Quando se trata de testes e análises para se chegar a um resultado, é necessário que se tenha mais de um valor medido para que se reduzir incertezas referentes as análises.

O caso de estudo apresentado nesse artigo consiste na aquisição do valor da PMM tanto experimental quanto pela correlação. Depois de confirmada o tipo de injeção que vai ocorrer no local em estudo, se for miscível, será analisado a partir dos critérios definidos, confirmando o potencial do local para se implementar um projeto de CO<sub>2</sub>-EOR.

#### 7.4. Fluidos<sup>6</sup>

Neste estudo foram utilizadas amostras de um óleo leve e gás natural de um poço na Bacia do Recôncavo. A amostra de óleo cru foi submetida à pressão atmosférica e o gás natural sob pressão de separação. A Tabela 6 e a Tabela 7 mostram a composição do gás e do óleo cru determinados por cromatografia gasosa, respectivamente. Ambos os fluidos foram recombinados em células DB Pressão Volume Temperatura (PVT) ( $P_{max} = 10.000$  psi,  $T_{max} = 200^{\circ}\text{C}$ ) no laboratório, para obtenção do óleo bruto vivo a fim de se realizar análises de PMM de acordo com as condições de reservatório. A temperatura do reservatório foi de  $96,5^{\circ}\text{C}$  e a pressão do reservatório foi de 2.778 psi. A Tabela 8 mostra as propriedades do óleo cru em condições padrão ( $20^{\circ}\text{C}$ , 14,7 psi), bem como a viscosidade do óleo cru vivo nas condições de reservatório.

**Tabela 6-** Composição do gás natural originado da Bacia do Recôncavo determinado pela cromatografia gasosa

Componente	Quantidade %mol]
N <sub>2</sub>	1.96320
CO <sub>2</sub>	0.21450
C <sub>1</sub>	71.97060
C <sub>2</sub>	11.72980
C <sub>3</sub>	7.86930
i-C <sub>4</sub>	2.14470
n-C <sub>4</sub>	3.81920
C <sub>6</sub>	0.28870

Fonte: Autoria própria

<sup>6</sup> Os tópicos 7.4 ao 7.6 foram realizados em colaboração com o laboratório LAPEG, juntamente com os colaboradores Alana Almeida e Rui Lima, que ajudaram nos procedimentos experimentais.

**Tabela 7-** Composição do óleo cru originado da bacia do Recôncavo determinado pela cromatografia gasosa

Componente	Quantidade %
C5	2.33
C6	1.81
C7	5.08
C8	3.47
C9	2.93
C10	1.39
C11	1.17
C12	1.12
C13	6.33
C14	1.17
C15	5.17
C16	1.2
C17	2.03
C18	4.73
C19	2.83
C20+	57.23

Fonte: Aatoria própria

**Tabela 8-** Propriedades do óleo cru

Equipamento	Anton Paar 4500			Brookfield DV-III Rheometer	Cambridge Viscosity ViscoPVT
	Condições Padrão (20°C, 14.7 psi)				Condições de reservatório (96.5 °C, 3.000 psi*)
Temperatura	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	°API	Gravidade Específica	Viscosidade (cP)	Viscosidade (cP)
20 °C	833,50	38,26	835,0	> 84,2*	0,99

Fonte: Aatoria própria

\*A temperatura do reservatório é 2.778psi, porém no equipamento foi considerada 3.000psi psi

## 7.5. Procedimento experimental para determinação da PMM através do RBA

O Rising Bubble Apparatus (RBA) é utilizado para determinar a PMM adotando-se como abordagem a miscibilidade através de múltiplos-contatos. O fluido é injetado a uma pressão e temperatura inicialmente definidas, e sua movimentação através da coluna de óleo é observada, por meio de uma câmera. Ao se injetar a bolha de gás pode-se observar três comportamentos que estão ligados as condições de PMM.

1. Ao ser injetada, a bolha de gás faz um movimento ascendente através da coluna de óleo e seu comportamento diante do fluido que se encontra na coluna é monitorado.

Se a bolha de gás não se dissolve ou não se mistura com o óleo tornando-se uma única fase, as condições definidas se encontram abaixo da PMM.

2. Ao injetar a bolha de gás, se essa se mistura de forma instantânea como óleo, as condições de temperatura e pressão que foram definidas são maiores que as condições de PMM.

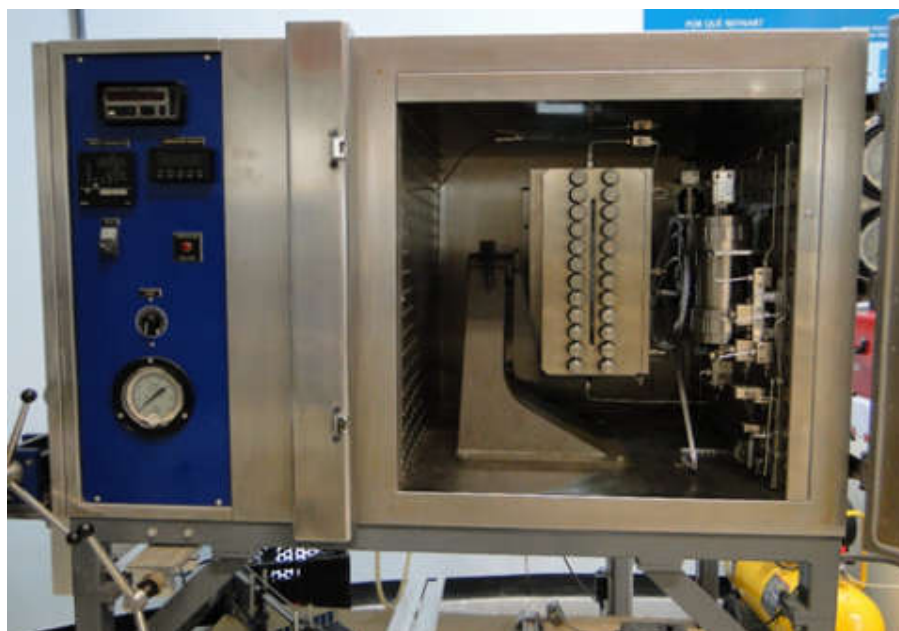
3. Quando injetada, a bolha de gás faz seu movimento ascendente através da coluna de óleo e sua dissolução com o fluido pode ser observada enquanto se a mesma sobe até o topo do aparato, a pressão definida é a PMM.

Esta distância percorrida representa a área de múltiplo-contato entre o óleo e o gás injetado, que poderia ocorrer através da vaporização ou condensação a depender dos intermediários presente no gás de injeção (SRITVASTAVA E HUANG, 1998).

Para a determinação da pressão mínima de miscibilidade do CO<sub>2</sub> no reservatório, por meio experimental, utilizou-se o DB RBA, P<sub>max</sub> = 10.000 psi, T<sub>max</sub> = 200 ° C, como mostra a Figura 17. A célula RBA de alta pressão possui um tubo de vidro, que foi preenchido com a amostra de óleo cru vivo. A temperatura manteve-se controlada a 96,5°C, a mesma temperatura do reservatório como mencionada anteriormente. A bolha de gás de CO<sub>2</sub> foi injetada na coluna de óleo através de uma agulha oca localizada na parte inferior da célula RBA. A célula RBA possui janelas frontal e traseira que permitem a observação visual da forma da bolha de gás à medida que esta vai se deslocando, subindo, pela coluna de óleo. Todo o experimento foi gravado em vídeo para avaliar as condições miscíveis de acordo com as mudanças de movimento e forma da bolha de CO<sub>2</sub>. O diagrama esquemático do sistema é mostrado na Figura 17.

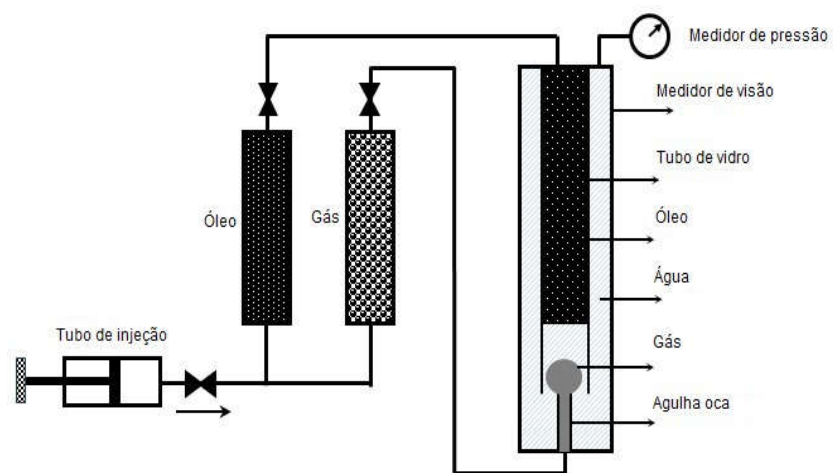


**Figura 16-** Rising Bubble Apparatus (RBA) usado no estudo



Fonte: Aatoria própria

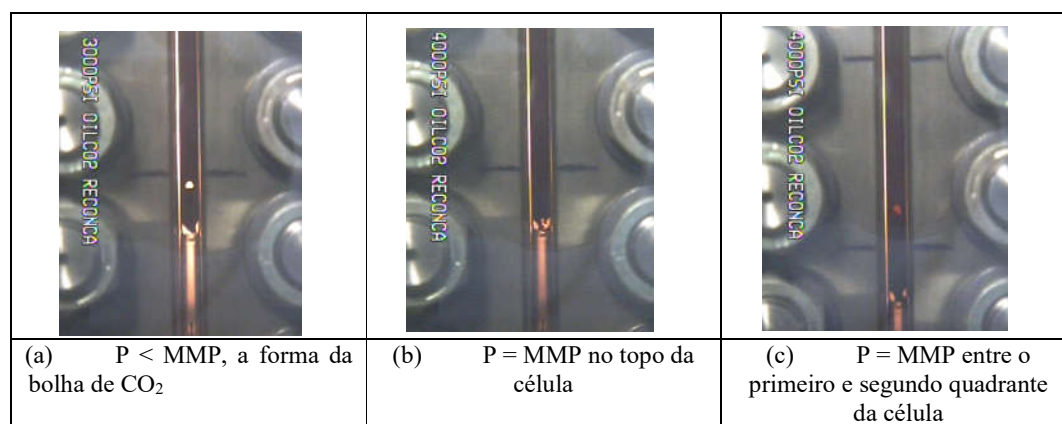
**Figura 17-** Diagrama Esquemático do RBA



Fonte: Aatoria própria

A determinação das condições de miscibilidade de CO<sub>2</sub> é apresentada na Figura 18. O experimento começou com uma pressão de 3.000 psi. É possível observar nessa pressão que a bolha ainda se mantinha esférica, embora tivesse reduzido seu volume até chegar ao topo da coluna. A PMM foi alcançada em 4.000psi, notando-se que a bolha de CO<sub>2</sub> estava desaparecendo no contato múltiplo com a coluna de óleo. Nessa pressão, o movimento e a forma da bolha de CO<sub>2</sub> desaparecem antes que a bolha chegue ao topo da célula, que é quando ocorre a vaporização dos componentes leves do óleo vivo no CO<sub>2</sub>.

**Figura 18-** Determinação da PMM por múltiplos contatos. (a) Pressão igual a 3000 psi, (b) Pressão um pouco acima da pressão do reservatório e abaixo da PMM e(c) Pressão igual a 4000 psi, sendo este o valor da PMM encontrado por múltiplos contatos



Fonte: Autoria própria

## 7.6. Procedimento de modelagem para determinação da PMM através do Winprop

O módulo Winprop foi usado para o modelo de óleo cru, que é um módulo do pacote CMG (Computer Modeling Group). Os métodos de cálculo de PMM pelo Winprop foram importantes para a triagem de gases de injeção e ajuste de equação de estado (EOS) para dados experimentais de RBA. A composição do óleo e do gás foi inserida em Winprop e o envelope de fases foi construído e combinado com os experimentos de PVT. Em seguida, os dados experimentais foram incluídos para ajustar a EOS e avaliar os métodos de PMM que melhor correspondiam com os estudos de laboratório.

O Winprop permite o cálculo de PMM utilizando métodos de simulação que são: Método Célula- Célula (Cell to Cell Method); Método Semi-Analítico (Semi-Analytical Method); Método Célula de Mistura (Multiple Mixing-Cell Method); Método de Célula de Mistura Múltipla + Célula para Célula (Multiple Mixing-Cell + Cell To Cell Method ); Correlações do Winprop.

A determinação da PMM por meio do Winprop ocorre ao se testar uma gama de pressões, que são inseridas no modelo. Além da PMM pode se determinar o nível mínimo de enriquecimento do gás que é necessário para que se atinja a miscibilidade desejada a uma pressão específica, ao se inserir uma gama de frações molares do gás que são testadas. O programa informa tanto a PMM quanto o Enriquecimento Mínimo de Miscibilidade (EMM), que tem por definição ao mínimo enriquecimento do gás injetado com componentes leves em que a miscibilidade do gás no óleo pode ser alcançada com a temperatura existente no reservatório (AYRALA E RAO, 2006), caso seja encontrado e o mecanismo pelo qual a miscibilidade é alcançada, seja por acionamento de vaporização ou condensação, ou a combinação de ambos.

Para prever a PMM de miscibilidade de contato múltiplo (MCM MMP) no Winprop, as composições de óleo e gás foram recombinaadas para criar um modelo de óleo vivo. A tabela 9 mostra o PMM usando o Winprop com os respectivos erros, comparando com o PMM achando usando a técnica RBA. Os resultados das simulações encontrados utilizando a correlação interna de Winprop e o método célula a célula foram os que apresentaram boa correspondência em comparação aos dados experimentais. O método *cell-to-cell* (célula-para-célula) é usado para estimar a miscibilidade, detectando a pressão na qual a linha de amarração atinge o ponto crítico (ABDURRAHMAN *et al.*, 2019). Por outro lado, a maior diferença em relação ao método EOS é o resultado do método de célula de mistura múltipla + célula a célula. A correlação interna Winprop tem o valor mais próximo da PMM da técnica RBA, que foi de 3.923,8 psi e 4.000 psi, respectivamente.

Foram utilizados todos os métodos citados acima para o cálculo da PMM, para se comparar com a PMM encontrada através do RBA e da correlação para Bacia do Recôncavo. A Tabela 9 mostra os valores encontrados a partir dos métodos do Winprop e a margem de erro quando comparados com a PMM encontrada pelo RBA.

**Tabela 9-** Comparação da PMM (RBA) x PMM (Winprop)

<b>PMM Experimental Data (RBA):</b>	<b>4000</b>	<b>psi</b>
<b>Método</b>	<b>MISCIBILIDADE POR MÚLTIPLOS CONTATOS (psi)</b>	<b>Erro</b>
<b>WinProp Correlation</b>	3923,8	-1,91%
<b>WinProp Cell to Cell Method</b>	4450	11,25%
<b>WinProp Semi-Analytical Method</b>	3450	-13,75%
<b>WinProp Multiple Mixing-Cell Method</b>	6312	57,80%
<b>WinProp Multiple Mixing-Cell + Cell To Cell Method</b>	10258	156,45%

Fonte: Aatoria própria

Legenda:

Melhor Resultado Comparado ao Experimental
Melhor Entre os Métodos
Pior entre os Métodos

### 7.7. Resultados e discussões do Quick Screening

A amostra foi devidamente analisada e o valor da PMM foi medido por meios experimentais e calculado a partir da correlação do Recôncavo, chegando aos seguintes valores expressos na Tabela 10.

O valor escolhido para comparação, quando se diz respeito as simulações realizadas pelo Winprop, foi o melhor resultado obtido.

**Tabela 10-** Valores de PMM e Pressão original do reservatório

<b>PMM Experimental (psi)</b>	<b>4000</b>
<b>PMM Software (psi)</b>	3923,8
<b>PMM Calculada (psi)</b>	5000
<b>Pressão Original (psi)</b>	3000

Fonte: Aatoria própria

A partir desses valores, esse reservatório será analisado pelo primeiro critério, que é a análise de fluido. Passando dessa primeira fase e sendo considerado como potencial para produzir através de injeção de CO<sub>2</sub>, este reservatório será estudado a partir dos critérios definidos caso seja adequado para CO<sub>2</sub>-EOR miscível.

Analisando os valores da Tabela 10, tem-se que PMM > Pressão Original, significando que este reservatório não está apto para CO<sub>2</sub>-EOR miscível, apenas para injeção imiscível de CO<sub>2</sub>. Após esta constatação, cabe ao operador analisar a viabilidade do reservatório estudado para utilização deste método e se vai utilizar processos adicionais para melhoria do processo

de recuperação.

Caso o operador/empresa, decida utilizar o método imiscível para produção e armazenamento, ou apenas armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>, o campo passará por todo processo de metodologia de caracterização descrito, com intuito de avaliar a adequação do local escolhido para se armazenar o carbono com objetivo de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> para atmosfera.

Após a definição da condição de miscibilidade, se tido como miscível, o reservatório vai passar pelo crivo de parâmetros de reservatório. A amostra em estudo não necessitaria de tal crivo pois a injeção é imiscível. Mas ainda assim a amostra foi submetida a este processo apenas para fins de análise.

A Tabela 11 mostra essa análise e o resultado.

**Tabela 11-** Análise através dos parâmetros de reservatório

<b>CRITÉRIOS</b>	<b>VALORES PARA ANÁLISE*</b>	<b>DADOS DO RESERVATÓRIO</b>	<b>CANDIDATO</b>
<b>Viscosidade (cP)</b>	<15	0,99	SIM
<b>Temperatura (°C)</b>	NC	96,5%	SIM
<b>API°</b>	>35	38,26	SIM
<b>Saturação de óleo (%)</b>	>30	(Não consta)	?
<b>Profundidade (m)</b>	>914,4	(Não consta)	?
<b>Permeabilidade (mD)</b>	NC	(Não consta)	SIM

Fonte: Autoria Própria

\*Os valores para análise foram escolhidos na Tabela 5

Ao analisar os parâmetros de reservatório, percebe-se que este campo estaria apto para CO<sub>2</sub>-EOR miscível, se só estes critérios tivessem sido analisados. Concluindo que se não existisse a parte de análise de fluido e cálculo de PMM como ponto inicial, este reservatório seria considerado apto para injeção miscível de CO<sub>2</sub> levando a um erro significativo que poderia levar todo o projeto a inviabilidade. Por este motivo é necessário que se faça a análise do fluido como primeira parte do processo.

Ao se comparar os valores de PMM, calculada e medidos, existe uma discrepância de valores, porém no trabalho da CEPGN (2007) são demonstrado valores divergentes entre PMM calculada e medida experimentalmente com margens de Erro (%) que variavam de 0.2 a -12.4 (%), como mostra a Figura 19.

**Figura 19-** Dados experimentais da PMM para os óleos da Bacia do Recôncavo

Amostra	Temp / °C	PB / (kPa)	PMM Experimental	PMM Calculada	Erro / (%)
1	70	689,5	13961	16100	-3
2	70	4929,7	16892	14970	-3,4
3	70	9893,9	19305	17650	-6,2
4	70	14685,7	23786	20040	2,5
5	70	22752,5	28613	23700	4,1
6	64	6860,2	17581	15040	-3,2
7	64	9307,9	19649	16260	0,2
8	66	12548,4	21718	18200	0,3
9	66	1965	16202	12380	7,1
10	105	9790,5	25165	19260	3,7
11	105	17064,4	27923	23070	-1,2
12	93	9307,9	24476	19510	7,9
13	81	8756,3	22407	18590	6,6
14	88	17029,9	23786	23530	-10,5
15	88	6894,7	18270	17970	-12,4

Fonte: CEPGN (2007)

## 8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente pesquisa teve como delimitação de problema a proposição de uma metodologia que permite selecionar e caracterizar sites apropriados para armazenar carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR, como tecnologias de CCUS, poderia, de alguma forma, incentivar pequenas e médias empresas no que diz respeito ao investimento em bacias *onshore* brasileiras.

Ao trazer a realidade dessas bacias no quesito produção, investimento e condição de seus campos, torna-se claro que estas estariam aptas para se avaliar a implementação de projetos de injeção de CO<sub>2</sub>, miscível ou imiscível, com objetivo de aumentar o fator de recuperação desses campos no quesito produção e armazenar o carbono.

Implementar tais tecnologias citadas seria de extrema relevância no que diz respeito a revitalização dos campos terrestres e de toda a área populacional em torno, visto que a maioria destes campos se situam no interior dos estados brasileiros que são regiões com desenvolvimento e IDH menores que as capitais.

Além da melhoria socioeconômica, existe a questão sustentável e ambiental envolvida nestes projetos. Ao capturar CO<sub>2</sub> advindo de fontes emissoras estacionárias que se encontram

próxima à estas bacias e injetar para fins produtivos e um posterior armazenamento, impedindo que este seja emitido para a atmosfera, estariam contribuindo para a redução da emissão de GEE para a atmosfera como forma de minimizar o aquecimento global.

Como forma de corroborar a necessidade de se voltar os olhos para os campos terrestres brasileiros, o presente trabalho abordou projetos, com a mesma temática, que já foram realizados na Bacia do Recôncavo, além de projetos voltados para todo o Brasil que trazem como pauta a necessidade de se investir em tais segmentos, a captura e armazenamento de carbono e o investimento e revitalização da indústria P&G terrestre.

Como objetivo, este trabalho buscou analisar as metodologias de caracterização de sites com intuito de ajustar e adequar estas para a realidade brasileira, propondo assim uma metodologia de caracterização de sites para armazenamento de carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR para Bacias *onshore* brasileiras.

Através da análise de parâmetros críticos, que foram coletados por meio da bibliografia, foi possível montar um processo de seleção e caracterização de campos que estão aptos para armazenar carbono através de CO<sub>2</sub>-EOR. Esta metodologia difere das que foram usadas como guias por vários aspectos, dentre eles a existência de uma etapa inicial chamada de Quick Screening, que tem a função de analisar de forma generalizada uma região com objetivo de classificar os campos de acordo com o tipo de injeção de CO<sub>2</sub>: miscível ou imiscível. Além da classificação de acordo com a miscibilidade do fluido injetado com o fluido do reservatório, o Quick Screening é uma avaliação preliminar que consta de processos rápidos que serão realizados com um maior detalhamento no decorrer da caracterização. Processos como análise econômica, ambiental e social, que acontecem em função de dados coletados majoritariamente de meios públicos, reduzindo assim um custo do projeto na aquisição inicial de dados. O QS foi proposto visando atingir pequenas (os) e médias (os) empresas/operadores, pois é um processo mais econômico que visa uma análise mais abrangente da área que se deseja implementar os projetos em questão.

Para se montar a metodologia de Quick Screening foi preciso a análise de projetos já realizados na Bacia Recôncavo, já que esta é o objeto de estudo de aplicação desta etapa como teste. Tais projetos demonstram que a regionalidade influencia em certos processos, como o cálculo da PMM que foi necessário o desenvolvimento de uma correlação própria para a Bacia do Recôncavo.

No que diz respeito aos objetivos específicos, todos foram atendidos. Os parâmetros críticos que serviram para propor a metodologia de caracterização foram analisados e adequados para a realidade do Recôncavo. Os projetos e estudos realizados na Bacia do

Recôncavo foram analisados, mostrando assim a importância desta bacia no que diz respeito a aplicabilidade de implementação de tecnologias de CCUS como armazenamento através de CO<sub>2</sub>-EOR. Com parte final, este trabalho testou a etapa de Quick Screening em uma amostra coletada de um reservatório da Bacia do Recôncavo, Estudo de Caso, comparando resultados de valores de PMM encontrados por meios experimentais e calculadas com a pressão original do reservatório, chegando à conclusão de que este reservatório utilizaria o CO<sub>2</sub>-EOR imiscível.

## 9. RECOMENDAÇÕES

Posteriormente este estudo pode ser expandido para se ter um estudo de caso completo, passando por todas as etapas do processo de caracterização de sites. Para tal é necessário que se tenha um estudo mais detalhado e uma maior aquisição de dados.

Com forma de expansão deste estudo também pode ser proposto um modelo econômico para implementação de tecnologias de CCUS em bacias *onshore*, levando em consideração todo histórico e maturidade dos campos, distância das fontes emissoras de CO<sub>2</sub> e como este gás seria transportado, se seria de responsabilidade de operador, o que aumentaria o custo do projeto podendo inviabilizar o mesmo, ou se o Estado tomaria parte deste processo criando gasodutos que ligassem as áreas às fontes.

É necessário que se tenha mais estudos atualizados, principalmente os que envolvem a área populacional próxima aos campos, com finalidade de se ter uma análise mais aprofundada da região ao redor, da opinião e conhecimento em relação aos projetos e como tais áreas poderiam ser beneficiadas caso se implementasse.



## 10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AARNES, Jørg E. et al. Towards guidelines for selection, characterization and qualification of sites and projects for geological storage of CO<sub>2</sub>. **Energy Procedia**, v. 1, n. 1, p. 1735-1742, 2009.

AL-BAYATI, Duraid et al. Insights into immiscible supercritical CO<sub>2</sub> EOR: An XCT scanner assisted flow behaviour in layered sandstone porous media. **Journal of CO<sub>2</sub> Utilization**, v. 32, p. 187-195, 2019.

ALBERTA RESEARCH CONCIL. **CCS Site Characterisation Criteria**. Disponível em: [http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/95881/ccs-sitecharacterisation\\_criteria.pdf](http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/95881/ccs-sitecharacterisation_criteria.pdf). Acesso em 4 de maio de 2018.

ALMEIDA, ÍTALO XESTERES SILVA. Campos marginais e novas fronteiras Onshore de petróleo e gás natural: Breve análise do cenário atual e de oportunidades para produtores independentes, via Programa REATE. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado)- Curso de Ciências Econômicas - **Universidade Federal da Bahia**. Salvador, 2018

AMINU, Mohammed D. et al. A review of developments in carbon dioxide storage. **Applied Energy**, v. 208, p. 1389-1419, 2017.

AMPOMAH, William et al. Co-optimization of CO<sub>2</sub>-EOR and storage processes in mature oil reservoirs. **Greenhouse Gases: Science and Technology**, v. 7, n. 1, p. 128-142, 2017.

AMPOMAH, William. et al. Optimization of CO<sub>2</sub>-EOR Process in Partially Depleted Oil Reservoirs. In: **SPE Western Regional Meeting**. Society of Petroleum Engineers, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Oportunidades no Setor de Petróleo e Gás do Brasil**. Ações em Curso e Rodadas de Licitações 2018-2019. Rio de Janeiro, 2018.

ATIA, Abdelmalek; MOHAMMEDI, Kamal. A Review on the Application of Enhanced Oil/Gas Recovery through CO<sub>2</sub> Sequestration. **Carbon Dioxide Chemistry, Capture and Oil Recovery**, p. 241, 2018.

ATIA, Abdelmalek; MOHAMMEDI, Kamal. State of the art on enhanced oil recovery with CO<sub>2</sub> sequestration for low carbon industry. **Algerian Journal of Environmental Science and Technology**, v. 3, n. 1, 2017.

AYIRALA, Subhash C. et al. Comparative evaluation of a new MMP determination technique. In: **SPE/DOE Symposium on improved oil recovery**. Society of Petroleum Engineers, 2006.

AZZOLINA, Nicholas A. et al. CO<sub>2</sub> storage associated with CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 37, p. 384-397, 2015.

AZZOLINA, Nicholas A. et al. How green is my oil? A detailed look at greenhouse gas accounting for CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR) sites. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 51, p. 369-379, 2016.

BACHU, S.; ADAMS, J. J. Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO<sub>2</sub> in solution. **Energy Conversion and management**, v. 44, n. 20, p. 3151-3175, 2003.

BACHU, Stefan et al. CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Methodology and gaps. **International journal of greenhouse gas control**, v. 1, n. 4, p. 430-443, 2007.

BARZAGLI, Francesco; MANI, Fabrizio. The increased anthropogenic gas emissions in the atmosphere and the rising of the Earth's temperature: are there actions to mitigate the global warming?. **Substantia**, v. 3, n. 1, p. 101-111, 2019.

BATISTA, G. A., & ORDER, I. S. O. S. INTERNATIONAL STANDARD- **Carbon dioxide capture, transportation and geological storage- Geologica Storage**. ISO 27914, 2017.

BLUNT, Martin; FAYERS, F. John; ORR JR, Franklin M. Carbon dioxide in enhanced oil recovery. **Energy Conversion and Management**, v. 34, n. 9-11, p. 1197-1204, 1993.

BRADSHAW, John et al. CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: issues and development of standards. **International journal of greenhouse gas control**, v. 1, n. 1, p. 62-68, 2007.2

BRASIL ENERGIA. **Majors precisam ajustar investimentos para mudanças climáticas, alerta Carbon Tracker**, 2016 Disponível em: <<http://brasilenergiaog.editorabrasilenergia.com/daily/bog-online/empresas/2016/05/majors-precisam-ajustar-investimentos-para-mudancas-climaticas-alertacarbontracker-469419.html> > Acesso em 02 de Agosto de 2018.

BRASIL. Lei n.12.187, de 29 de dezembro de 2009. Institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, Seção 1, Edição Extra, p.109-10, 2009.

BRASIL. Ministério De Minas e Energia. **Grupo de trabalho do programa de revitalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres – REATE**. Brasília, 2017. 34 p.

BRESSAN, Lia Weigert. Recuperação avançada de petróleo. **Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono, PUC/RS, Porto Alegre**, 2008.

CÂMARA, George Augusto Batista et al. The use of CCS technologies in large scale: an analysis of the brazilian legal framework. **Brazilian Journal of Petroleum and Gas**, v. 10, n. 4, 2016.

CÂMARA, George Augusto. Fatores Condicionantes para o Uso em Larga Escala das Tecnologias de Captura e Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono no Brasil e sua Aplicação no Estado da Bahia. Tese de Doutorado (**Programa de Pós Graduação em Engenharia Industrial-PEI**)- **Universidade Federal da Bahia**. Salvador-Bahia,

2012.

Canadian Consul of Ministers of the Environment (CMME). **Guidance manual for environmental site characterisation in support of human health risk assessment**. Volume 1 Guidance Manual. PN 1551 ISBN 978-1-77202-026-7, 2016.

CENTRO DE ESTUDO EM PETRÓLEO E GÁS NATURAL (CEPGN). **Avaliação do potencial de utilização de co2 para a exploração de jazidas de óleos em campos maduros** (2007). – **Relatório Final Convênio Petrobras**: Nº 0050.0007783.04.2 - Petróleo Brasileiro S/A – PETROBRAS

CHOI, Jong-Won et al. CO2 recycling accounting and EOR operation scheduling to assist in storage capacity assessment at a US gulf coast depleted reservoir. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 18, p. 474-484, 2013.

COOK, P. J.; RIGG, A.; BRADSHAW, J. PUTTING IT BACKWHERE IT CAME FROM: IS GEOLOGICAL DISPOSAL OF CARBON DIOXIDE AN OPTION FOR AUSTRALIA?. **The APPEA Journal**, v. 40, n. 1, p. 654-666, 2000.

COOPER, Cal et al. A technical basis for carbon dioxide storage. **Energy Procedia**, v. 1, n. 1, p. 1727-1733, 2009.

COOPERATIVE RESEARCH CENTRE FOR GREENHOUSE GAS TECHNOLOGIES (CO<sub>2</sub>CRC). Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO<sub>2</sub> Storage Projects. **Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies**, Canberra. CO<sub>2</sub>CRC Report No. RPT08-1001. 52pp, 2008.

COUNCIL, Canadian. A Protocol for the Derivation of Environmental and Human Health Soil Quality Guidelines. 2006.

DAI, Zhenxue et al. An integrated framework for optimizing CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced oil recovery. **Environmental Science & Technology Letters**, v. 1, n. 1, p. 49-54, 2013.

DAVIDSON, J.; FREUND, P.; SMITH, A. Putting carbon back into the ground: **EIA Greenhouse Gas R&D Programme**. 2001.

DELPRAT-JANNAUD, F. et al. State of the Art Review of CO<sub>2</sub> Storage Site Selection and Characterization Methods. **CGS Europe Report**, 2013.

DEPARTMENT OF ENERGY (DOE), 2017. Best Practices: Site Screening, Site Selection, and Site Characterization for Geologic Storage Projects, 2017. Disponível em: <<https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Project-Portfolio/BPM-SiteScreening.pdf>> Acesso em 03 de outubro de 2018.

DING, Shuaiwei et al. CO Storage Capacity Estimation in Tertiary and Depleted Oil Reservoirs. In: **International Petroleum Technology Conference**. International Petroleum Technology Conference, 2019.

DING, Shuaiwei et al. CO Storage Capacity Estimation in Tertiary and Depleted Oil

Reservoirs. In: **International Petroleum Technology Conference**. International Petroleum Technology Conference, 2019.

DINO, Rodolfo; LE GALLO, Yann. CCS project in Recôncavo Basin. **Energy Procedia**, v. 1, n. 1, p. 2005-2011, 2009.

DRYER, S. B. et al. The potential of the immiscible carbon dioxide flooding process for the recovery of heavy oil. In: **Technical Meeting/Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section**. Petroleum Society of Canada, 1989.

EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – U.S. 2016. Disponível em: <<http://www.eia.gov/>>; Acessado em: dezembro de 2018. EPDT

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2018. 2018. Disponível em:<[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018\\_Int.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018_Int.pdf)> Acesso em: 20 de setembro de 2019.

ESTRELA, Diogo Alves. Quantificação da Pegada de Carbono da Empresa Vestas Portugal. Dissertação (Mestrado em Engenharia do Ambiente – Ramo de Gestão). **Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto**, Porto, 2011.

FEIJO, F. Juarez Geologia, Geofísica E Geopolítica De Petróleo. Rio de Janeiro, Universidade Corporativa Petrobras, 2005. 220f. Notas de aula.

FERNANDEZ, E. F.; PEDROSA JR., O. A.; DE PINHO, A. C. (ed.). **Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás: uma colaboração Brasil, Portugal, Angola**. Rio de Janeiro: Lexikon, 2009.

FRÓES, H.M.; GRAMACHO, S., CÂMARA, G.; ROCHA, P. Seleção de campos candidatos à aplicação de método de recuperação de petróleo por injeção miscível de CO<sub>2</sub> na bacia do recôncavo. 3rd Brazilian Congresso on CO<sub>2</sub>. **Instituto Brasileiro de Gás e Biocombustíveis-IBP**, 2015.

GIBBINS, Jon; CHALMERS, Hannah. Carbon capture and storage. **Energy policy**, v. 36, n. 12, p. 4317-4322, 2008.

GLOBAL C.C.S. INSTITUTE. **Projects Database: Miranga CO2 Injection Project**. Disponível em: <<http://www.globalccsinstitute.com/projects/miranga-co2-injection-project>> Acesso em 03 de Setembro de 2018.

GLOBAL C.C.S. INSTITUTE. **Projects Database: Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS**. Disponível em: <<http://www.globalccsinstitute.com/projects/petrobras-santos-basin-pre-salt-oil-fieldccs-project>> Acesso em 03 de Setembro de 2018.

GLOBAL C.C.S. INSTITUTE. **The Global Status of CCS: 2010**. Disponível em: <<http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/12776/globalstatus-ccs-2010.pdf>> Acesso em 10 de outubro de 2018.

GLOBAL CLIMATE CHANGE (NASA), 2017. Climate change: How do we know? Disponível em: <https://climate.nasa.gov/evidence/> Acesso em 03 de Maio de 2019.

Global Energy Assessment (GEA) — Toward a Sustainable Future. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 2012.

GLOBAL, C. C. S. Institute, 2016: The Global Status of CCS: 2016 Summary Report. **Global CCS Institute, Canberra, Australia.**

GODEC, M. L. Opportunities for Utilizing Anthropogenic CO<sub>2</sub> for Enhanced Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Storage. In: **presentation to Workshop: Introduction to Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub>-EOR), Houston Texas.** 2013.

GODEC, Michael L.; KUUSKRAA, Vello A.; DIPIETRO, Phil. Opportunities for using anthropogenic CO<sub>2</sub> for enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> storage. **Energy & Fuels**, v. 27, n. 8, p. 4183-4189, 2013.

GODEC, Michael; CARPENTER, Steven; CODDINGTON, Kipp. Evaluation of technology and policy issues associated with the storage of carbon dioxide via enhanced oil recovery in determining the potential for carbon negative oil. **Energy Procedia**, v. 114, p. 6563-6578, 2017.

GOZALPOUR, Fatollah; REN, Shao R.; TOHIDI, Bahman. CO<sub>2</sub> EOR and storage in oil reservoir. **Oil & gas science and technology**, v. 60, n. 3, p. 537-546, 2005.

GUNTER, William D.; BACHU, Stefan; BENSON, Sally. The role of hydrogeological and geochemical trapping in sedimentary basins for secure geological storage of carbon dioxide. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 233, n. 1, p. 129-145, 2004.

HARRISON, Bob; FALCONE, Gioia. Carbon capture and sequestration versus carbon capture utilisation and storage for enhanced oil recovery. **Acta Geotechnica**, v. 9, n. 1, p. 29-38, 2014.

HASAN, MM Faruque et al. A multi-scale framework for CO<sub>2</sub> capture, utilization, and sequestration: CCUS and CCU. **Computers & Chemical Engineering**, v. 81, p. 2-21, 2015.

HASAN, MM Faruque et al. Modeling, simulation, and optimization of postcombustion CO<sub>2</sub> capture for variable feed concentration and flow rate. 2. Pressure swing adsorption and vacuum swing adsorption processes. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 51, n. 48, p. 15665-15682, 2012.

HASAN, MM Faruque et al. Nationwide, regional, and statewide CO<sub>2</sub> capture, utilization, and sequestration supply chain network optimization. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 53, n. 18, p. 7489-7506, 2014.

HASAN, MM Faruque; FIRST, Eric L.; FLOUDAS, Christodoulos A. Cost-effective CO<sub>2</sub> capture based on in silico screening of zeolites and process optimization. **Physical**

**Chemistry Chemical Physics**, v. 15, n. 40, p. 17601-17618, 2013.

HATIMONDI, Sueli Akemi et al. Initiatives in carbon capture and storage at PETROBRAS Research and Development Center. **Energy Procedia**, v. 4, p. 6099-6103, 2011.

HILL, Bruce; HOVORKA, Susan; MELZER, Steve. Geologic carbon storage through enhanced oil recovery. **Energy Procedia**, v. 37, p. 6808-6830, 2013.

HOLTZ, Mark H.; NANCE, Peter K.; FINLEY, Robert J. Reduction of greenhouse gas emissions through underground CO<sub>2</sub> sequestration in Texas oil and gas reservoirs. **University of Austin, US-DOE Final Report, Contract no. WO4603-04**, 1999.

HUAMAN, Ruth Nataly Echevarria; JUN, Tian Xiu. Energy related CO<sub>2</sub> emissions and the progress on CCS projects: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 31, p. 368-385, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring & Storage Project. IEA Greenhouse R&D Programme, United Kingdom, 2009. Disponível em: < [http://www.ieaghg.org/docs/general\\_publications/weyburn.pdf](http://www.ieaghg.org/docs/general_publications/weyburn.pdf) > ; Acessado em 10 de fevereiro de 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2005. **Energy and Climate Change**. Paris: International Energy Agency (IEA).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2013. Energy technology perspectives – scenarios & strategies to 2050. **International Energy Agency OECD/IEA**, Paris.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2014. **World Energy Outlook**. Paris: International Energy Agency (IEA).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2015. **Energy and Climate Change**. Paris: International Energy Agency (IEA).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2016. Energy and Climate Change. Paris: **International Energy Agency (IEA)**.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World energy outlook 2009**. International Energy Agency OECD/IEA, [www.iea.org](http://www.iea.org), 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **CO<sub>2</sub> capture in the cement industry**. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report, 2008a.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Energy technology perspectives – scenarios & strategies to 2050**. International, 2008b.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Energy technology perspectives 2008: scenarios & strategies to 2050 in support of the G8 plan of action. 217, Paris, 2008.

Disponível em:< <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/etp2008.pdf>> ; Acessado em fevereiro de 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **World energy outlook 2008**. International Energy Agency OECD/IEA, [www.iea.org](http://www.iea.org), 2008c.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2014: Synthesis Report**. Geneva, Switzerland. Preparado pelos Grupos de Trabalho I, II e III do IPCC, 2014.

KALDI, J. G.; GIBSON-POOLE, C. M. Storage capacity estimation, site selection and characterisation for CO<sub>2</sub> storage projects. **Report No: RPT08-1001, CO2CRC, Canberra, ACT, AU**, 2008.

KANG, Siwei et al. Scientific Research and Field Application of CO Immiscible Flooding in Heavy Oil Recovery. In: **SPE Enhanced Oil Recovery Conference**. Society of Petroleum Engineers, 2013.

KETZER, J. M. et al. Brazilian Atlas of CO<sub>2</sub> Capture and Geological Storage. **Porto Alegre. EDIPUCRS**, 2015.

KLINS, Mark A. Carbon dioxide flooding; basic mechanism and project design. – USA, **International Human Resources Development Corporation**, 1984.

KOVSCHEK, A. R. Screening criteria for CO<sub>2</sub> storage in oil reservoirs. **Petroleum Science and Technology**, v. 20, n. 7-8, p. 841-866, 2002.

KUCKSHINRICHS, Wilhelm; HAKE, Jürgen-Friedrich. **Carbon Capture, Storage and Use**. Springer International Pu, 2016.

KUUSKRAA, Vello; PETRUSAK, Robin; WALLACE, Matthew. Residual oil zone “fairways” and discovered oil resources: expanding the options for carbon negative storage of CO<sub>2</sub>. **Energy Procedia**, v. 114, p. 5438-5450, 2017.

LA ROVERE, Emilio Lèbre et al. Brazil beyond 2020: from deforestation to the energy challenge. **Climate Policy**, v. 13, n. sup01, p. 70-86, 2013.

LACY, Rodolfo et al. Initial assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO<sub>2</sub> captured from fossil fuel industrial plants. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 19, p. 212-219, 2013.

LAKE, Larry W. et al. A review of heterogeneity measures used in reservoir characterization. 1989.

LAKE, Larry W.; LOTFOLLAHI, Mohammad; BRYANT, Steven L. CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery Experience and its Messages for CO<sub>2</sub> Storage. In: **Science of Carbon Storage in Deep Saline Formations**. Elsevier, 2019. p. 11-23.

LECLAIRE, Julien; HELDEBRANT, David J. A call to (green) arms: a rallying cry for

green chemistry and engineering for CO<sub>2</sub> capture, utilisation and storage. **Green Chemistry**, v. 20, n. 22, p. 5058-5081, 2018.

LEFÈVRE, Julien; WILLS, William; HOURCADE, Jean-Charles. Combining low-carbon economic development and oil exploration in Brazil? An energy–economy assessment. **Climate policy**, v. 18, n. 10, p. 1286-1295, 2018.

LI, Qi et al. Challenging combination of CO<sub>2</sub> geological storage and coal mining in the Ordos basin, China. **Greenhouse Gases: Science and Technology**, v. 4, n. 4, p. 452-467, 2014.

LINO, Ulysses RA et al. Case history of breaking a paradigm: improvement of an immiscible gas-injection project in Buracica Field by water injection at the gas/oil contact. In: **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**. Society of Petroleum Engineers, 2005.

LUCENA, André FP et al. Climate policy scenarios in Brazil: A multi-model comparison for energy. **Energy Economics**, v. 56, p. 564-574, 2016.

MAC DOWELL, Niall et al. The role of CO<sub>2</sub> capture and utilization in mitigating climate change. **Nature Climate Change**, v. 7, n. 4, p. 243-249, 2017.

MELZER, L. Stephen. Carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub> EOR): Factors involved in adding carbon capture, utilization and storage (CCUS) to enhanced oil recovery. **Center for Climate and Energy Solutions**, 2012.

MENDES, André Pompeo do Amaral et al. Produção de petróleo terrestre no Brasil. <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/16961>, 2019.

METZ, Bert et al. **IPCC special report on carbon dioxide capture and storage**. Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva (Switzerland). Working Group III, 2005.

National Energy Technology (NETL). Carbon dioxide enhanced oil recovery-untapped domestic energy supply and long term carbon storage solution. **The Energy Lab**, 2010a.

National Energy Technology Laboratory (NETL). **Carbon Capture and Storage Database**, 2012. Disponível em: < <https://www.netl.doe.gov/coal/carbon-storage/worldwide-ccs-database> > Acesso em janeiro de 2019.

NATIONAL ENHANCED OIL RECOVERY INITIATIVE (NEORI) et al. Carbon dioxide enhanced oil recovery: A critical domestic energy, economic, and environmental opportunity. Disponível em: < [neori.org/publications/neori-report](http://neori.org/publications/neori-report) >, 2014. Acesso em 2 de dezembro de 2018.

NEELE, Filip et al. The SiteChar approach to efficient and focused CO<sub>2</sub> storage site characterisation. **Energy Procedia**, v. 37, p. 4997-5005, 2013.

NETTO, A. L., CÂMARA, G. B., ANDRADE, J. C. & ROCHA, P. Projetos de Captura e Armazenamento de CO<sub>2</sub>: Uma visão sobre a percepção pública. **IBP1209\_17**,



apresentado no Rio Oil & Gas, Rio de Janeiro, 2016.

NOGUEIRA, Larissa Pinheiro Pupo et al. Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 24, p. 115-123, 2014.

NOVAES, R.C.S. Campos Maduros E Áreas De Acumulações Marginais De Petróleo E Gás Natural: Uma Análise Da Atividade Econômica No Recôncavo Baiano. 2010.179f. Dissertação (Mestre em Emergia) – **Universidade de São Paulo, São Paulo**.

PAN, Feng et al. Uncertainty analysis of carbon sequestration in an active CO<sub>2</sub>-EOR field. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 51, p. 18-28, 2016.

PARAGUASSÚ, M. M. Proposta de Metodologia Qualitativa para Avaliação de Riscos no Armazenamento Geológico de CO<sub>2</sub>: Um Estudo de Caso Ilustrativo do Campo Fazenda Mamoeiro na Bacia do Recôncavo. 2012. 178 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) - **Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial**, Universidade Federal da Bahia, UFBA, Salvador, Brasil, 2012.

PETERS, Glen P. et al. Rapid growth in CO<sub>2</sub> emissions after the 2008–2009 global financial crisis. **Nature Climate Change**, v. 2, n. 1, p. 2, 2012.

PLASYNKI, SEAN; LITYNSKI, JHON; RODOSTA, TRACI. Best Practices for: Site screening, Site Selection, and Initial Characterization for Storage of CO<sub>2</sub> in Deep Geologic Formations. **National Energy Technology Laboratory**. 2013

RAMALHO, A. **Governo quer triplicar produção de petróleo em terra até 2030**, 2018. Disponível em: <https://www.valor.com.br/brasil/4850468/governo-quer-triplicar-producao-de-petroleo-em-terra-ate-2030> Acesso em: 05 de novembro de 2018

REUTERS. **UK won't get EU cash for carbon storage: EU sources**, 2012

ROCHA, P. S.; SOUZA, A.O.A.B; CÂMARA, R. Bacia Recôncavo – Onde a História da Indústria Petrolífera Brasileira Nasceu, **Petrobrás**, Salvador, Bahia, 2002.

RODOSTA, Traci D. et al. US Department of energy's site screening, site selection, and initial characterization for storage of CO<sub>2</sub> in deep geological formations. **Energy Procedia**, v. 4, p. 4664-4671, 2011.

SANTANA, MARIA LUIZA DE ANDRADE. Metodologia para Avaliação Técnica e Econômica do Uso de Co<sub>2</sub> Oriundo de Instalações Industriais para Rejuvenescimento de Campos Maduros. 171 f. Dissertação (Mestrado) - **Programa de Pós-graduação em Engenharia Química** -- Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, 2017.

SARAIVA, Tiago Abilio et al. Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant. **Fuel**, v. 115, p. 24-31, 2014.

SHAW, Jerry et al. Screening, evaluation, and ranking of oil reservoirs suitable for CO<sub>2</sub>-flood EOR and carbon dioxide sequestration. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 41, n. 09, 2002.

SONG, Yongchen et al. Magnetic resonance imaging study on near miscible supercritical CO<sub>2</sub> flooding in porous media. **Physics of Fluids**, v. 25, n. 5, p. 053301, 2013.

SRIVASTAVA, Raj K. et al. New Interpretation Technique for Determining Minimum Miscibility Pressure by Rising. In: **SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition**. Society of Petroleum Engineers, 1998.

STEVENS, Scott H.; GALE, John. Geologic CO<sub>2</sub> sequestration may benefit upstream industry. **Oil & Gas Journal**, v. 98, n. 20, p. 40-44, 2000.

TABER, Joseph John et al. EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. **SPE Reservoir Engineering**, v. 12, n. 03, p. 189-198, 1997.

TAPIA, John Frederick D. et al. A review of optimization and decision-making models for the planning of CO<sub>2</sub> capture, utilization and storage (CCUS) systems. **Sustainable Production and Consumption**, v. 13, p. 1-15, 2018.

TORRES, Rita de Cássia. Impactos das emissões de GEE de uma distribuidora de energia elétrica brasileira no resultado econômico e na tarifa de energia elétrica: estudo de caso Coelba, 2018. **Dissertação (Doutorado em Engenharia Industrial)**. Universidade Federal da Bahia, Bahia, Brasil, 2018.

TRAN, Truynh Quoc My Duy et al. Stability of CO<sub>2</sub> Displacement of an Immiscible Heavy Oil in a Reservoir. **SPE Journal**, v. 22, n. 02, p. 539-547, 2017.

UNFCCC. **Convención Marco sobre el Cambio Climático**. 2018. Disponível em:<[https://unfccc.int/sites/default/files/resource/07s\\_0.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/07s_0.pdf)>. Acesso em 15 de agosto de 2018.

VIOLA, Eduardo; FRANCHINI, Matías. Brazilian climate politics 2005–2012: Ambivalence and paradox. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change**, v. 5, n. 5, p. 677-688, 2014.

VOORMEIJ, Danae A.; SIMANDL, George J. Geological and mineral CO<sub>2</sub> sequestration options: A technical review. **British Columbia Geological Survey, Geological Fieldwork**, v. 265, 2002.

WARWICK, Peter D. et al. US Geological survey geologic carbon dioxide storage resource assessment of the United States. **Energy Procedia**, v. 37, p. 5275-5279, 2013.

WILDGUST, Neil; GILBOY, Chris; TONTIWACHWUTHIKUL, Paitoon. Introduction to a decade of research by the IEAGHG Weyburn–Midale CO<sub>2</sub> Monitoring and Storage Project. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, n. 16, p. S1-S4, 2013.

WILLIAMS, James H. et al. The technology path to deep greenhouse gas emissions cuts by 2050: the pivotal role of electricity. **science**, v. 335, n. 6064, p. 53-59, 2012.

YAMASAKI, Akihiro. An overview of CO<sub>2</sub> mitigation options for global warming—emphasizing CO<sub>2</sub> sequestration options. **Journal of Chemical Engineering of Japan**, v. 36, n. 4, p. 361-375, 2003.

YELLIG, W. F. et al. Determination and Prediction of CO<sub>2</sub> Minimum Miscibility Pressures (includes associated paper 8876). **Journal of Petroleum Technology**, v. 32, n. 01, p. 160-168, 1980.

YU, Wei et al. Simulation study of CO<sub>2</sub> huff-n-puff process in Bakken tight oil reservoirs. In: **SPE Western North American and rocky mountain joint meeting**. Society of Petroleum Engineers, 2014.

ZAMITH, R., & SANTOS, E. M. D. Atividades Onshore no Brasil.Regulação, políticas públicas e desenvolvimento local. São Paulo: Annablume, Fapesp. 2007

ZENGHELIS, Dimitri. Stern Review: The economics of climate change. **London, England: HM Treasury**, 2006. Disponível em: < [http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.hm-treasury.gov.uk/stern\\_review\\_report.htm](http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+http://www.hm-treasury.gov.uk/stern_review_report.htm) >. Acessado em 10 de novembro de 2018

ZEROCO2.NO. Petrobras Miranga CO<sub>2</sub> Injection. Disponível em: <<http://www.zeroco2.no/projects/petrobras-ccs>>. Acesso em 4 de março de 2019

ZEROCO2.NO.QPC Quimica Methanol Plant. Disponível em: <<http://www.zeroco2.no/projects/metanol-plant-prosint>>. Acesso em 4 de março de 2019.

ZHANG, Na et al. Comprehensive Review of Worldwide CO<sub>2</sub> Immiscible Flooding. In: **SPE Improved Oil Recovery Conference**. Society of Petroleum Engineers, 2018.

ZHANG, Zhihua; HUISINGH, Donald. Carbon dioxide storage schemes: technology, assessment and deployment. **Journal of Cleaner Production**, v. 142, p. 1055-1064, 2017.

ZHOU, Deyue; YANG, Daoyong. Scaling criteria for waterflooding and immiscible CO<sub>2</sub> flooding in heavy oil reservoirs. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 139, n. 2, p. 022909, 2017.

**UFBA**  
UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
ESCOLA POLITÉCNICA

**PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL - PEI**

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA  
CEP: 40.210-630  
Telefone: (71) 3283-9800  
E-mail: [pei@ufba.br](mailto:pei@ufba.br)  
Home page: <http://www.pei.ufba.br>

