

Rita de Cássia Aragão de Oliveira

Modelagem Numérica da Injeção Alternada de Água e Gás Integrada à Geoquímica de Reservatório

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga Co-Orientador: Prof. Luís Glauber Rodrigues

> Rio de Janeiro Outubro de 2019



Rita de Cássia Aragão de Oliveira

Modelagem Numérica da Injeção Alternada de Água e Gás Integrada à Geoquímica de Reservatório

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-Rio

Prof. Luis Glauber Rodrigues

Co-orientador

Departamento de Engenharia Química – UFC-CE

Prof. Arturo Rodrigo Ferreira Pardo

PETROBRAS

Prof. Wellington Campos PUC-Rio

Rio de Janeiro Outubro de 2019 Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização do autor, do orientador e da universidade.

Rita de Cássia Aragão de Oliveira

Graduou-se em Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo pela Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (UENF-RJ) em dezembro de 2008. Especializou-se em Engenharia de Poços, fazendo parte da Campanha de Poços dos Campos de Tubarão Azul e Tubarão Martelo, na Bacia de Campos, de exploração como fiscal de operação. Auxiliou no projeto de Pré-Vestibular comunitário na EDUCAFRO ao longo de 2018. Concluiu sua pós-graduação lacto-sensu em Gerenciamento de Projetos pela PUC-Minas no final de 2019. Atualmente, trabalha como Engenheira de Poços em uma operadora offshore nacional.

Ficha Catalográfica

Oliveira, Rita de Cássia Aragão de

Modelagem numérica da injeção alternada de água e gás integrada à geoquímica de reservatório / Rita de Cássia Aragão de Oliveira ; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga ; co-orientador: Luis Glauber Rodrigues. – 2019.

125 f.: il. color.; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2019.

Inclui bibliografia

CDD: 621

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, motivo da minha fé e da minha força diária.

Agradeço a minha família, principalmente aos meus pais Vitor e Shirley, pelo olhar de ternura e por celebrar cada vitória ao meu lado e meu irmão Raphael pelo carinho dispensado nos momentos que precisava.

Ao meu orientador Arthur, pelo suporte acadêmico prestado ao longo do trabalho aqui na PUC-Rio.

Ao meu co-orientador Luís Glauber, que mesmo distante foi companheiro e grande incentivador e pode guiar meus caminhos para conclusão deste trabalho.

Ao amigo Herberth, que me auxiliou no desenvolvimento técnico dessa dissertação.

Aos amigos e amigas do meu coração, em especial Amanda, Fernanda, que foram meu suporte e souberam trazer as melhores palavras nos momentos necessários, e Marcus que foi o colo acolhedor.

Ao amigo Fernando, presente que as aulas de mestrado me trouxeram o exemplo de como ser aluno apaixonado pelo que se estuda e o que se faz.

As profissionais Rosa e Michele, que estiveram comigo nos momentos de fraqueza física e psicológica, ao longo desta caminhada.

Aos professores do corpo acadêmico da PUC-Rio, em especial, os professores Abelardo e Ivan que puderam entender algumas particularidades da vida pessoal que afetaram diretamente a minha vida acadêmica.

Aos professores da minha graduação, em especial os professores Marília, Fernando e Adolfo, que tenho muito carinho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Oliveira, Rita de Cássia Aragão; Braga, Arthur; Rodrigues, Luís Glauber. **Modelagem Numérica da Injeção Alternada de Água e Gás Integrada à Geoquímica de Reservatório**. Rio de Janeiro, 2019. 125p. Dissertação de Mestrado — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Como solução para viabilizar a produção de óleo com alto teor de dióxido de carbono, condição característica do pré-sal brasileiro, foi escolhida a estratégia de reinjeção desse mesmo gás produzido como método de recuperação de petróleo e como instrumento de mitigação da emissão atmosférica desse tipo de GEE (Gas do Efeito Estufa). A combinação de duas técnicas de recuperação, a injeção de água e a de gás, conhecida como WAG (Water Alternated Gas) se mostrou promissora por combinar benefícios como a varredura microscópica do gás com a estabilidade e economia obtidas pela injeção de água. Este projeto tem como objetivo entender o potencial de produção para traçar uma estratégia de otimização de recuperação do óleo aliado ao armazenamento da maior quantidade de CO₂ possível, por meio de simulações numéricas de fluxo contínuo por modelos composicionais. A metodologia adotada para este projeto foi a utilização de módulos comerciais de simulação de reservatórios, fornecidos pela CMG (Computer Modeling Group), para ajuste de dados PVT de um fluido com características próximas ao do pré-sal, para que este pudesse ser aplicado em dois modelos sintéticos de reservatórios, para otimização de campo e avaliação deste pós período de produção. Desta forma, o presente trabalho proporciona uma visão do comportamento do método WAG e sua influência sobre o fator de recuperação deste reservatório, além de discutir as interações envolvidas em microescala em um ambiente reativo como um reservatório carbonático na presença do CO₂. A partir dos resultados obtidos com a simulação, é possível concluir que as reações químicas entre os componentes aquosos e minerais presentes na formação porosa tem como consequência o aprisionamento do carbono.

Palavras-Chave

Recuperação Avançada de Petróleo, EOR, WAG, Simulação de Reservatório, CCS, Armazenamento de Carbono, Geoguímica de Reservatórios.

ABSTRACT

Oliveira, Rita de Cássia Aragão; Braga, Arthur (Advisor); Rodrigues, Luís Glauber (Co-Advisor). **Numerical Modeling of Water Alternating Gas Injection Incoporating Reservoir Geochemistry**. Rio de Janeiro, 2019. 125p. Msc. Dissertation – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The strategy of CO₂ produced reinjection is a solution to enable the pre-salt oil production as a petroleum recovery method and as an instrument to mitigate atmospheric emission of this GHG (Greenhouse Gas). The combination of two recovery techniques, water and gas injection, is known as Water Alternated Gas (WAG) has shown a successful combination of benefits such as microscopic gas sweeping with the stability and economy achieved by water injection. This project aims to understand the production potential to outline an optimization strategy of oil recovery coupled with the CO₂ maximum storage possible, through numerical simulations of continuous flow by compositional models. The methodology adopted for this project was the use of commercial reservoir simulation modules, provided by CMG (Computer Modeling Group), to adjust PVT data of a fluid with similar characteristics to the pre-salt oil and then it could be applied in two synthetic reservoir models for field optimization and evaluation of this postproduction period. Thus, the present work provides an insight into the behavior of the WAG method and its influence on the recovery factor of this reservoir as well as discussing the microscale interactions involved in a reactive environment as a carbonate reservoir in the presence of CO₂. Findings obtained by the simulation process shows that the chemical reactions between the aqueous and mineral components present in the porous formation result in carbon entrapment.

Keywords

EOR, Enhanced Oil Recovery, WAG, Water Alternated Gas Injection, Reservoir Simulation, CCS, Carbon Capture and Storage, Reservoir geochemistry.

SUMÁRIO

1.	INTROD)UÇÃO	15
	1.1. C	ontextualização e motivação	15
	1.2. O	bjetivo	16
	1.3. E	scopo e Organização do trabalho	17
2.	REVIS	SÃO BIBLIOGRÁFICA	18
	2.1. S	istema Reservatório – Fluidos	18
	2.1.1.	Dióxido de Carbono - CO ₂	18
	2.2. R	ecuperação avançada de petróleo (aspectos gerais)	26
	2.2.1.	CO ₂ -EOR	29
	2.2.2.	Miscibilidade	31
	2.2.3.	Pressão Mínima de Miscibilidade	32
	2.2.4.	Técnica de WAG	33
	2.2.5.	Fatores que influenciam a recuperação de óleo	34
	2.3. C	onceitos Envolvidos na Simulação Numérica	36
	2.3.1.	Dados de PVT	36
	2.3.2.	Equações de Estado	40
	2.3.3.	Propriedades do Reservatório	41
	2.3.4.	Interações Rocha-Fluidos e Fluido-Fluido	42
	2.3.5.	Modelo de Reservatório	48
	2.3.6.	Modelo Geoquímico	49
	2.3.7.	Simulação	50
3.	METC	DOLOGIA DO ESTUDO	53
	3.1. Met	odologia do trabalho	53
	3.2. Ferr	amentas Computacionais	54
	3.3. Mod	lelagem de Fluido	55
	3.4. Mod	lelagem de Reservatório	58
	3.4.1.	Estratégias de otimização	60
	3.4.2.	Construção de Cenários	61
	3.4.3.	Avaliação Geoquímica	64
4.	Result	ados e Discussões	65
	4.1 Mod	elagem do Fluido	65
	4.2. Mod	lelagem e Simulação de Reservatório	71
	4.2.1.	Estratégia de otimização do modelo A	72
	4.2.2.	Estratégia de otimização de CCS a partir das técnicas de injeção	77
5.	CONS	SIDERAÇÕES FINAIS	91
	5.1. Con	clusões Finais	91

5.1. Recomendações para trabalhos futuros	92
6. GLOSSÁRIO	94
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXO I	103
I.i Rochas Reservatório	103
I.i.a). Rochas Reservatório Carbonáticas	104
I.ii. Água	107
I.iii. Petróleo	108
I.iii.a) Propriedades de Fluidos	110
I. iv. Propriedades do Reservatório	112
APÊNDICE I – Código GEM versão 2017	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama Temperatura x Pressão do dióxido de Carbono	
Figura 2 – Formação de um composto supercrítico.	
Figura 3 – Emissões Mundial de CO ₂ a partir de combustíveis fósseis por set	
	22
Figura 4 – Capacidade de produção pelas técnicas de recuperação primárias	
secundárias.	
Figura 5 – Banco de miscibilidade esperada entre o CO ₂ e o óleo	
Figura 6 – Perfil de injeção de WAG.	
Figura 7 – Representação esquemática do aprisionamento estrutural	
Figura 8 – Representação esquemática do aprisionamento por gás-residual	44
Figura 9 – Representação esquemática da fixação do CO ₂ em carbonatos	4.5
minerais	
Figura 10 – Tempo geológico dos tipos de aprisionamentos	
Figura 11 – Eficiência de segurança de trapeamento.	
Figura 12 – Espécies iônicas na dissolução do CO ₂ a 25°C	
Figura 13 – Injeção WAG	
Figura 14 – Exemplo de discretização de um reservatório	
Figura 15 – Aplicações de simuladores numéricos de reservatório	
Figura 16 – Fluxograma de metodologia	
Figura 17 – Distribuição de poços 1	
Figura 18 – Distribuição de poços 1-2	
Figura 19 – Distribuição de poços 2	
Figura 20 – Distribuição de poços 2-2	
Figura 21 – Distribuição de poços 3	
Figura 22 – Distribuição de poços 3-2	
Figura 23 – Distribuição de poços 4	
Figura 24 – Distribuição de poços 4-2	
Figura 25 – Gráfico após regressão de dados da Razão Gás-Óleo (GOR) e d	
Volume Relativo do Óleo (ROV)	
Figura 26 – Gráfico após regressão de dados do Fator de Compressibilidade	. ,
e do fator volume de formação do gás (FVF)	
Figura 27 – Gráfico após regressão de dados de gravidade específica do gás	
gravidade específica do óleo (SG)	
Figura 28 – Gráfico após regressão de dados de teste de inchamento com CO	
Figura 29 – Diagrama Ternário representando a PMM.	
Figura 30 – Pressão Mínima de Miscibilidade	
Figura 31 – Viscosidade do Óleo.	
Figura 32 – Envelope de Fases.	
Figura 33 – Distribuição de poços 1 e 1-2, respectivamente	
Figura 34 – Distribuição de poços 2 e 2-2, respectivamente	
Figura 35 – Distribuição de poços 3 e 3-2, respectivamente	
Figura 36 – Distribuição de poços 4 e 4-2, respectivamente	
Figura 37 – Modelo Refinado e suas características	
Figura 38 – Comparação entre modelo final e modelo base	
Figura 39 – Comparação entre modelo final e modelo base	78
Figura 40 – Comparação entre modelo final WAG e modelo final WAG sem	
reação	
Figura 41 – Fator de recuperação por técnica	81

Figura 42 – Avaliação do CO ₂ Supercrítico	82
Figura 43 – Pressão Média no Reservatório	82
Figura 44 – CO ₂ dissolvido no sistema	83
Figura 45 – Variação do pH ao longo dos anos	84
Figura 46 – Concentração de H ⁺	85
Figura 47 – Concentração de HCO ₃	85
Figura 48 – Consumo Molar da Calcita	86
Figura 49 – Consumo Molar da Dolomita	86
Figura 50 – Atividade molar do Ca++	88
Figura 51 – Atividade Molar do Mg ⁺⁺	88
Figura 52 - CO ₂ Trapeado	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades físicas do CO ₂	19
Tabela 2 – Composição molar do fluido de reservatório no experimento PVT.	55
Tabela 3 – Teste de Liberação Diferencial	57
Tabela 4 – Teste de Inchamento com CO ₂ .	58
Tabela 5 – Concentração inicial dos componentes aquosos	59
Tabela 6 – Propriedades dos minerais	60
Tabela 7- Parâmetros iniciais para as reações minerais	60
Tabela 8 – Propriedades do Reservatório	60
Tabela 9 – Caracterização do fluido a partir de seus pseudocomponentes	65
Tabela 10 – Fator de Recuperação	74
Tabela 11 – Vazões e tempo de ciclo	75
Tabela 12 – Média do Fator de Recuperação a partir dos ciclos de injeção	76
Tabela 13 – Destaque do ciclo de injeção de 18 meses	76
Tabela 15 – Propriedades do Modelo Final	80
Tabela 16 – Poços abertos e fechados por ciclo – SWAG	81
Tabela 17 – Fator de Formação por técnica	82

LISTA DE ABREVIAÇÕES

API - American Petroleum Institute

CCS - Carbon Capture and Storage

CMG - Computer Modelling

CNTP - Condições Normais de Temperatura e Pressão

COP24 - 24ª Conferência das Partes

EOR – Enhanced Oil Recovery

EOS – Equation of State

FCM - First Contact Miscibility

GEE - Gases com Efeito de Estufa

GEM – Advanced Equation-of-State (EoS) Compositional and Unconventional

Simulator

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

IEA – International Energy Agency

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change

MCM - First Contact Miscibility

MLR – Multiple Liner Regression

MMC - Multiple Miscible Contact

MMP - Minimum Miscibility Pressure

MOC - Método das Características

NDC - Contruibuição Nacionalmente Determinada

PVT - Pressure Volume and Temperature

PMM - Pressão Mínima de Miscibilidade

ONU - Organização das Nações Unidas

SCN - Single Carbon Number

VME – Valor Monetário Esperado

WAG - Water Alternated Gas

"Se podemos sonhar, também podemos

tornar nossos sonhos realidade"

Johann Goethe

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contextualização e motivação

No mundo, mais de 60% das reservas de óleo e mais de 40% das reservas de gás estão em reservatórios com rochas carbonáticas (Schlumberger, 2007) e são grandes os desafios na recuperação de petróleo neste tipo de reservatório por conta de sua estrutura interna e especificidades complexas. As maiores reservas desse tipo de rocha estão situadas no Oriente Médio (SCHLUMBERGER, 2007) e, no Brasil, este tipo de reservatório tem se destacado logo abaixo das camadas de sal, o famoso Pré-Sal brasileiro.

Desde a descoberta realizada em Tupi, as atividades exploratórias na área do pré-sal identificaram campos super-gigantes, que vêm sendo desenvolvidos pela Petrobras, em parceria com outras companhias internacionais (ALMEIDA et al., 2017). Esta descoberta confirmou que, abaixo da extensa camada de sal que se estende da costa do estado do Espírito Santo até Santa Catarina, há um complexo sistema petrolífero de rochas reservatório de formação carbonática de alta qualidade (PEDROSA e CORRÊA, 2016).

Esses reservatórios do Pré-Sal apresentam grandes desafios geológicos, que impactam estudos e simulações de produção devido às propriedades heterogêneas características dos carbonatos, além de desafios econômicos, por exigir empreendimentos de capital intensivo e uso de tecnologias avançadas (PEDROSA e CORRÊA, 2016). Ainda, outro aspecto que merece atenção nos campos do pré-sal é a produção de uma elevada concentração de contaminantes, notadamente de gás carbônico, que exige custosos processos para purificação do gás natural associado (PEDROSA e CORRÊA, 2016), sendo este um desafio tanto tecnológico quanto ambiental a época da concepção do projeto.

Dados fornecidos pela PETROBRAS, 2014, indicam que o percentual de produção do dióxido de carbono nos campos do Pré-Sal da Bacia de Santos varia entre 1 e 45 por cento do total de gás produzido. Associando esta informação ao fato de que o CO₂ é um dos seis gases responsáveis pelo efeito estufa (GEE) (contribuindo com 64%) (BACHU, 2003), uma das soluções encontradas, para auxiliar na contenção do crescimento das emissões de CO₂, por conta da extração de petróleo no mundo, foi a técnica conhecida como sequestro geológico.

Esta técnica, também conhecida como Captura e Armazenamento de Carbono, a CCS (*Carbon Capture and Storage*) permite que, ao invés de o CO₂ ser liberado na atmosfera (CEVOLANI, 2016), ele seja armazenado em reservatórios de óleo e gás depletados, em leitos de carvão, aquíferos salinos e em reservatórios ativos de óleo (RAVAGGNANI, 2007). Então, em termos ambientais, a injeção de dióxido de carbono tem sido discutida intensamente pela comunidade técnica como alternativa para a mitigação do efeito estufa (RIGHETTO, 2016). Em termos práticos atuais, a injeção do CO₂ em reservatórios de petróleo também atua como um processo de deslocamento do óleo, a partir da miscilibidade entre os dois componentes, aumentando a mobilidade e consequente recuperação daquele líquido (ÖZLILIÇ, 2005), sendo uma das técnicas de destaque de recuperação avançada (EOR – *Enhanced Oil Recovery*).

A questão é que a reinjeção e armazenamento em reservatórios do CO₂ produzido exige modelagem e monitoramento contínuo. Mesmo que estas reações químicas possam ocorrer ao longo de milhares de anos, este estudo e simulação é a única maneira de se tomar providências, caso sejam necessárias (ROCHA, 2015), baseado no conhecimento geológico de que os carbonatos possuem, em sua constituição, minerais altamente instáveis e reativos quimicamente (LEÃO, 2014).

Visto isso, após dez anos da extração do primeiro óleo de Tupi (atual campo de Lula) no cenário complexo do pré-sal brasileiro, os desafios atuais se encontram nos estudos de fenômenos acoplados em meios porosos — notadamente químicos e mecânicos. Para isso, é importante que estes estudos sejam delineados em processos especiais pois são essenciais na previsão do comportamento deste meio geológico em particular, no que diz respeito ao armazenamento de dióxido de carbono, à geomecânica e geoquímica de reservatórios (RIGHETTO, 2012).

1.2. Objetivo

O objetivo principal deste projeto é simular e compreender o comportamento da produção de um reservatório carbonático produtor de óleo e, por conta da possível interação dos minerais formadores da rocha reservatório carbonática com os fluidos injetados, realizar uma análise geoquímica, através de métodos de simulação numérica, durante o período de recuperação avançada, além de avaliar os tipos de aprisionamento de CO₂ e um esperado armazenamento geológico.

1.3. Escopo e Organização do trabalho

A presente Dissertação de Mestrado estará disposta em seis capítulos e dois anexos/apêndices de forma que:

O Capítulo 1 contém uma breve Contextualização do cenário admitido como Motivação e premissa para esta Dissertação, além de expor o Objetivo geral e os Objetivos específicos que pretendem ser alcançados ao final do trabalho.

O Capítulo 2 contém uma Revisão Bibliográfica visa buscar os principais trabalhos na literatura, que se destacam por sua relevância no auxílio do atual trabalho e mapear o Estado da Arte da temática proposta. Assim, serão discutidas as principais estratégias de armazenamento geológico de CO₂ como forma de reduzir a contribuição desse gás no efeito estufa, a atuação do dióxido de carbono como um agente de atuação para recuperação avançada de petróleo e quais as principais consequências de se manter esse CO₂ retido em um reservatório ao longo de anos.

O Capítulo 3 contém a descrição da Metodologia utilizada para balizar as informações dos Resultados e Discussões, no Capítulo 4.

A partir de todas as etapas supracitadas, o Capítulo 5 apresenta as Considerações Finais com as conclusões obtidas neste estudo, a partir das análises dos dados gerados, além de propor temáticas para trabalhos futuros.

O Capítulo 6 apresenta a Referência Bibliográfica dos trabalhos levantados e consultados para construir o embasamento teórico dessa Dissertação.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Sistema Reservatório - Fluidos

O conhecimento das propriedades físicas da rocha e a interação existente entre o sistema de hidrocarbonetos e formação geológica é essencial para compreender e avaliar de que forma um dado reservatório se comporta. A apresentação e descrição do sistema de rochas, a água e o petróleo são melhor detalhados no Anexo I. Já este tópico objetiva descrever as principais características e particularidades do CO₂ e, neste caso, sua interação com o reservatório carbonático e os demais fluidos do sistema.

2.1.1. Dióxido de Carbono - CO2

De uma forma geral, o dióxido de carbono é uma substância simples e que está presente na atmosfera em pequenas quantidades. Este gás tem um papel vital no meio terrestre, como peça fundamental no ciclo de vida das plantas e animais e, quando é liberado em excesso no ar, é através das atividades antropogênicas, por meio de queimas de combustíveis fósseis, indústria alimentícia e química (SOLOMON, 2007). Este gás apresenta-se como um composto químico de dois elementos, e CO₂ é sua fórmula molecular. Geralmente apresenta-se como um gás, quando nas Condições Normais de Temperatura e Pressão, embora possa facilmente ser convertido em líquido ou sólido (BABAR et al., 2018). Caracteriza-se por ser incolor e inodoro na CNTP, além de ser 1,5 vezes mais pesado que o ar.

Suas principais características físicas podem ser resumidas na tabela 1, a seguir:

Tabela 1 – Propriedades físicas do CO₂.

PROPRIEDADES	VALOR
Peso molecular	44,01
Temperatura Crítica	31,1 °C
Pressão Crítica	73,9 bar
Densidade Crítica	467 kg.m ⁻³
Temperatura de Ponto Triplo	-56,5 °C
Pressão de Ponto Triplo	5,18 bar
Ponto de sublimação (1,013 bar)	-78,5 °C
FASE GÁS	
Densidade do Gás (1,013 bar no ponto de bolha)	2,814 kg.m ⁻³
Densidade do Gás (@STP)	1,976 kg.m ⁻³
Volume específico (@STP)	0,506 m ³ .kg ⁻¹
C _p	0,0364 mol ⁻¹ _. K ⁻¹
C _v	0,0278mol ⁻¹ _. K ⁻¹
C_p/C_v	1308
Viscosidade (@STP)	13,72 μN.s.m ⁻² (ou μPa.s)
Conditividade Termal (@STP)	14,65 mW (m.K ⁻¹)
Solubilidade em água (@STP)	1716 vol.vol ⁻¹
Entalpia (@STP)	21,34 kJ.mol ⁻¹
Entropia (@STP)	117,2 mol ⁻¹ _. K ⁻¹
Entropia de Formação	213,8 mol ⁻¹ _. K ⁻¹
FASE LÍQUIDA	
Pressão de Vapor (a 20 °C)	58,5 bar
Densidade líquida (a 20 °C e 19,7 bar)	1032,0 kg.m ⁻³
Viscosidade (@STP)	99 μN.s.m ⁻² (ou μPa.s)
FASE SÓLIDA	
Densidade do Dióxido de Carbono no Ponto de orvalho	1562,0 kg.m ⁻³
Calor Latente de vaporização (1,013 bar no ponto de sublimação)	571,1 kJ.kg ⁻¹

Onde STP significa Standart Temperature and Pressure a 0°C e 1,013 bar Fonte original: Air Liquide gas data table; Kirk-Othmer (1985); NIST (2003).

Fonte: Verma, 2010.

Com auxílio da tabela 1, o CO_2 destaca-se como um composto apolar e que apresenta parâmetros críticos relativamente baixos tais quais T_c = 31,04°C (temperatura crítica) e P_c = 73,8 bar (pressão crítica), região onde gás e líquido coexistem e pode ser melhor visualizado no diagrama de fases a seguir (TAYLOR, 1996; IPCC, 2005):

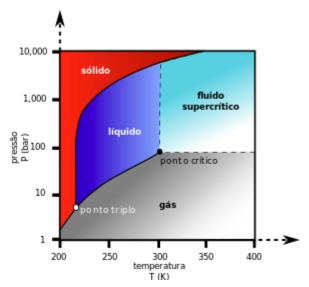


Figura 1 – Diagrama Temperatura x Pressão do dióxido de Carbono. Fonte: Wikipédia.

Como visto na figura 1, o dióxido de carbono pode existir em quatro fases distintas, dependendo de sua temperatura e pressão, a saber, vapor, líquido, sólido e supercrítico. As operações de injeção de CO₂, geralmente, o utilizam na fase supercrítica, na qual ele é estável acima do ponto crítico (STEVENS et al., 1999).

Ainda observando o gráfico da figura 1, à medida que a pressão e a temperatura aumentam, o CO₂ atinge um ponto em que seu estado vapor e seu estado líquido têm a mesma massa específica e não existe diferenciação entre as duas fases e atinge-se, assim, seu ponto crítico conforme pode se ver na figura 1. Nesse estado em que não há distinção entre as duas fases, acima de sua pressão e temperaturas críticas, a substância passa a ser descrita como supercrítica.



Figura 2 – Formação de um composto supercrítico. Fonte: Pereira, 2019.

Em sua fase supercrítica, o CO₂ se comporta como líquido, quando avaliada sua massa específica, e, como um gás, quando avaliada a sua viscosidade relativamente baixa (0,05 - 0,08 cP) além disso, nesta fase vai se difundir como um gás. Assim, age como solvente convencional, com excelentes qualidades de extração devido ao poder

de penetração similar ao dos gases. Nessas condições, as forças de solubilização dos fluidos supercríticos são maiores que as dos vapores e líquidos.

O CO₂ *líquido* existe entre o ponto crítico e o ponto triplo (–56,6 °C e 517,8 kPa) deste composto e é, nesta fase, que normalmente, o CO₂ é transportado (quando necessário) via dutos, considerando aspectos econômicos e operacionais (VERMA, 2015).

Uma vez definidos os aspectos químicos e físicos do CO₂, é importante observar o papel que o gás exerce na sociedade atual. Com a crescente demanda por energia, observa-se que desde aproximadamente 1850, o uso global de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás) aumentou, dominando o cenário de fornecimento de energia, levando a um rápido crescimento na emissão de gases poluentes (IPCC, 2005).

Com estas estatísticas, a ONU, em 2015, sinalizou sobre os níveis, sem precedentes, na concentração de gases de efeito estufa na atmosfera. Desta forma, países de todo o mundo se encontraram em dezembro de 2018, na 24ª Conferência sobre as Mudanças Climáticas da ONU (COP24) para redefinir os termos do acordo de Paris de 2015 onde, àquela época, todos os países renovaram seu comprometimento em reduzir as emissões de gases de efeito estufa, a fim de limitar o suposto aumento médio global da temperatura para menos de 2ºC (período pré-industrial) (BURCK, 2018).

Como resultado desta conferência, foi apresentado um relatório onde, após três anos consecutivos de estabilidade, as emissões de dióxido de carbono voltaram a subir, apresentando um aumento de 1,6% em sua a emissão, em 2017. Este relatório destaca o CO₂ como o maior contribuinte no aquecimento global (dentre ozônio, metano, óxido nitroso) e dá grau de urgência a necessidade dos países em adotar políticas para que, juntos, as emissões globais de CO₂ reduzam 45% até 2030 (em relação aos níveis de 2010) e atingir emissão zero até 2050 (ONU, 2015; NEIER, 2018; BURCK, 2019).

No Brasil, em 2018, o presidente da Empresa de Pesquisas Energéticas, José Mauro Coelho, relembrou dois compromissos assumidos pelo país para a redução de emissão de CO₂. A partir da COP15, em Copenhagen, 2009, o Brasil adotou a Política Nacional sobre Mudança do Clima pela lei nº 12.187/2009 e, a partir da COP21, em Paris, 2015, foi gerada a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil. Os dois documentos juntos firmam um compromisso para a redução de 37% das emissões de gases de efeito estufa, até 2025 (em relação aos níveis de 2005) e a redução de 43% até 2030 (em relação aos níveis de 2005).

Avaliando uma visão macro, a continuidade de emissão desse gás, na forma antropogênica, tem tido uma tendência de aumento desde o final do século passado. E, de acordo com a *Emission Database for Global Atmospheric Research*, a emissão global de CO₂ foi de 33,4 bilhões de toneladas em 2011, o que representa um aumento de 48% de emissão quando comparado há duas décadas. Ainda no século passado, o CO₂ atmosférico aumentou mais de 39%, de 280 ppm, durante o período pré-industrial, para o nível recorde de 400 ppm em maio de 2013, com um aumento correspondente de temperatura terrestre na superfície de 0,8 °C. Sem a participação dos países para uma política de mitigação de problemas climáticos, a emissão global de GEE em 2030 aumentará entre 25 e 90% comparando com o nível do ano 2000, com concentrações equivalentes de CO₂ na atmosfera crescendo a um ritmo entre 600 e 1550 ppm (LEUNG, 2014; IPCC, 2007).

Em um relatório especial, emitido pelo IPCC, em 2005, descreve o quanto a emissão do CO₂ seguiu uma tendência ascendente nos primeiros anos do século XXI:

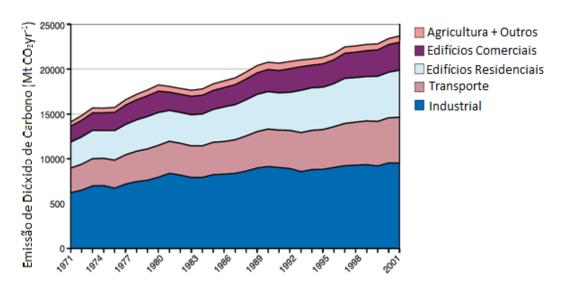


Figura 3 – Emissões Mundial de CO₂ a partir de combustíveis fósseis por setor de 1971 a 2011. Fonte: Adaptado de IEA, 2013.

Ainda sobre este relatório, foram os setores de energia e indústria que, combinados, dominavam as emissões globais de CO₂ à época, representando cerca de 60% do total de emissões de CO₂. As projeções futuras daquele momento, indicavam que a parcela dessas emissões setoriais diminuiria para cerca de 50% das emissões globais de CO₂ até 2050 (IEA, 2002). As emissões de CO₂ nesses setores são geradas, majoritariamente, pela queima de combustíveis fósseis por grandes indústrias (fontes estacionárias) e, associadas a elas, o setor de transporte (fontes móveis).

Das fontes estacionárias, citadas acima, destaca-se, em todo o mundo, o setor de refino de petróleo como um grande usuário de energia e, portanto, um emissor de

CO₂ relevante. Atualmente, este setor é responsável por aproximadamente 6% do total das emissões industriais européias de CO₂, ou seja, 3-4% de todas as emissões antrópicas na Europa (CONCAWE, 2011). Em 2011, o setor de refino brasileiro foi responsável por 5% do total de 409 milhões de toneladas (Mt) de emissões brasileiras de CO₂ relacionadas à energia (PETROBRAS, 2014; IEA, 2013; CHAN et al., 2015)

Atualmente, o que preocupa os ambientalistas mundiais é que a quantidade de carbono nas reservas destes combustíveis fósseis não queimados tem o potencial de adicionar quantidades de CO₂ para a atmosfera - se queimado nos próximos séculos - que excederia a previsão de qualquer cenário possivelmente considerado.

Avaliando o cenário brasileiro, o relatório da Empresa de Pesquisa Energética emitido em agosto de 2018, traz uma análise estatística que mostra que os óleos produzidos na Bacia de Campos possuem concentrações de CO₂ na faixa de 0,5% ocorrendo, entretanto, concentrações de até 20% na região limítrofe com a Bacia de Santos. Já na Bacia de Santos, é notável a quantidade de poços com concentrações acima de 5%, podendo alcançar até 80% de CO₂ em algumas regiões. Concentrações mais elevadas de CO₂ foram observadas na região sudeste da bacia de Santos, em áreas de águas ultraprofundas na região das grandes formações de sal.

O CO₂ da forma que é encontrado nos óleos brasileiros é originado, conforme descrito por Holloway e Hosgomez em 2014, por diferentes mecanismos, dando-lhe o nome de CO₂ geológico. Ele migra e/ou é acumulado em reservatórios de óleo, após a:

- Decomposição de carbonatos e/ou reações entre os minerais a uma temperatura acima de 250°C, a partir do metamorfismo térmico, ou seja, pelo contato de intrusões de magma com rochas carbonáticas;
- Desgaseificação de uma intrusão de magma e consequente acúmulo de CO₂
 nas rochas mais porosas e permeáveis;
- 3. Decomposição bacteriana ou mesmo termal da matéria orgânica, sendo o CO₂ o produto de um processo geoquímico, ou seja, a maturação do querogênio do tipo 3. E, no caso deste processo em específico, a alta temperatura e alta pressão decorrente da sedimentação, transforma o querogênio em diversos componentes, sendo um deles o CO₂ que, além da possibilidade de se tornar um dos constituintes do cimento das rochas carbonáticas, pode, também, ficar retido nos poros das rochas que receberam a deposição deste querogênio.

Uma das tecnologias mais importantes disponíveis para reduzir o acúmulo de CO₂, independente de qual seja o tipo de emissão, é a técnica de Captura e Armazenamento de CO₂ (ou CCS - Carbon Capture and Storage). O CCS destaca-se

pelo seu enorme potencial em termos de volumes de CO₂ que podem ser armazenados em meios geológicos por milhões de anos.

Detalhando um pouco mais, o armazenamento geológico de CO₂ é uma das possíveis medidas dentre várias, em um pacote de frentes de trabalho mundial para a significativa redução dos gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera e consequente aquecimento global (FLEURY et. al., 2010). Basicamente, a técnica consiste em capturar o CO₂, injetá-lo em rochas permeáveis e mantê-lo armazenado nesta formação e, a garantia desse armazenamento depende de como e onde isso ocorrerá. Para facilitar o mapeamento de todos os riscos envolvidos no processo, Cooper (2009) sugere que um projeto de armazenamento geológico seja desenvolvido e avaliado em quatro etapas principais, sendo elas: seleção da locação e desenvolvimento, operações, fechamento e pós-fechamento. Estas etapas são julgadas como importantes pois, uma vez que o CO₂ é injetado em uma formação, espera-se que permaneça lá por um período geológico de tempo, sem que ofereça riscos.

Todo esse processo de armazenamento do dióxido de carbono pode ser realizado em reservatórios de água, em campos maduros, abandonados ou campos de petróleo em produção por EOR (BASILE, 2015; ROCHA, 2015; SOLDAL, 2008), e para isso, devem ser considerados, além de aspectos científicos / tecnológicos, fatores como impacto ambiental, legislação e regulamentação, e especialmente a viabilidade económica e o apoio do governo (KARAYANNIS, 2014).

De acordo com Cooper, 2009 e Leung, 2014, para iniciar um projeto de CCS, algumas etapas são primordiais, já que não são todos os tipos de rocha que conseguem reter o CO₂ de maneira segura (ROCHA, 2015). Para tal, deve-se avaliar a porosidade, a espessura (capacidade de armazenamento) e a permeabilidade (injetividade) da rocha reservatório; uma rocha capeadora, com boa capacidade de selo, além de um ambiente geológico estável (para evitar comprometer a integridade do local de armazenamento) (LEUNG, 2014; PIRES, 2011). ANDRÉ et. al. (2007) complementa que a injeção de CO₂ tem que ocorrer em sua forma supercrítica para que este gás ocupe menos espaço na subsuperfície. Pham (2012) traz ainda que, para selecionar uma locação, esta deve ser suficientemente capaz de reter este CO₂ supercrítico que, de uma forma bem simplista, se comporta como hidrocarboneto, diferindo apenas, no comportamento das fases e suas solubilidades em água.

Raza et. al. (2016) destaca a importância de estudos laboratoriais e numéricos para balizar e complementar os critérios de seleção de uma locação potencial. Além disso, deve-se avaliar, também, vias preferenciais para potenciais vazamentos e restrições

econômicas, que podem ser limitantes na avaliação da viabilidade de armazenamento em uma determinada locação.

Cevolani (2016) apresentou um mapeamento sobre projetos de CCS mais recentes à época. Ela cita o Relatório de 2016 da Agência Internacional de Energia, que apresenta que dos 32 projetos de captura em estágio de planejamento avançado, construção ou operação, 21 projetos estão fornecendo CO₂ para EOR, enquanto 11 estão armazenando ou irão armazenar CO₂ em aquíferos salinos ou campos depletados de óleo e gás.

No Brasil, o petróleo que é produzido no pré-sal da Bacia de Santos possui concentração de CO₂ variando de 20% a 60%. Uma vez verificados estes níveis de CO₂ em diversas amostras dos reservatórios dessa área, as empresas operadoras se comprometeram a não emitir esse gás para a atmosfera (CRUZ, 2016). Para tal, a fase gasosa que chega à superfície é tratada em uma planta de processamento de forma que o CO₂ é separado do gás natural através de sistema de membranas, ainda na plataforma de produção. O dióxido de carbono capturado é, então, reinjetado nos reservatórios numa estratégia de implementação antecipada de recuperação especial.

Cevolani (2016) apresenta que combinação de CCS com EOR (*Enhanced Oil Recovery*) é uma prática comercial bem conhecida e que já vem sido aplicada nas últimas décadas em diversos projetos ao redor do mundo. Simplesmente porque o uso de CO₂ oferece uma oportunidade para aumentar efetivamente a produção de petróleo (SHOGENOV, 2017) sendo esta uma combinação financeiramente vantajosa, pois gera receita para o projeto ao recuperar uma quantidade de petróleo, que não seria produzida sem a aplicação deste método (ROCHA, 2015).

Assim, a recuperação avançada pela técnica de injeção de CO₂ se apresenta como uma alternativa, aliada a CCS para a não emissão do dióxido de carbono para a atmosfera. De uma forma geral, o CO₂ é injetado no reservatório de petróleo e atua no aumento da mobilidade do óleo, promovendo o aumento da produção deste óleo ou mesmo a manutenção da produção e, grande parte o CO₂ injetado permanece preso no reservatório (ÖZKILIÇ, 2005). Isso ocorre porque, como Pham (2012) descreve em seu trabalho, existem alguns mecanismos que funcionam como trapas do CO₂ injetado no meio poroso.

Dentro da etapa de estudo de viabilidade de armazenamento em uma determinada formação, é necessário avaliar bem a capacidade de selo do sistema e a estabilidade geológica da região, de forma que exista uma capacidade de retenção suficiente para evitar vazamentos ou mesmo rompimento. Ao destacar regiões de estabilidade

geológica, exclui-se, certamente, áreas tectonicamente ativas, priorizando bacias intracratônicas e bacias de margem continental (IPCC, 2005). A capacidade de selo é avaliada através dos parâmetros da formação: não precisa ser totalmente impermeável mas possuir espaços porosos pequenos suficientes de forma que o CO₂ não consiga ali penetrar e que seja preferencialmente extensas, como exemplo tem-se xistos, folhelhos, sal ou anidrita, para garantir que o CO₂ não escape para rochas vizinhas ou mesmo superfície (IPCC, 2005).

Um dos estudos que visa desenvolver métodos para acompanhamento de reservatórios de CO₂ destes estudos é o apresentado por Adebayo (2014) que a partir de perfil de resistividade de uma amostra, ele consegue avaliar as etapas seguintes a injeção de CO₂ e, avaliar as consequências após do fluxo de CO₂ com a rocha, tais quais migração do CO₂ para além daquela rocha quanto a interação rocha-fluido.

2.2. Recuperação avançada de petróleo (aspectos gerais)

A estimativa das reservas e consequente valor econômico de um determinado projeto tem como uma de suas variáveis o método de recuperação que será aplicado em um campo, e pode envolver escolha por um mecanismo natural de produção (métodos primários), pela injeção de fluídos imiscíveis, como água ou alguns gases (métodos secundários) ou mesmo por técnicas especiais de recuperação avançada (métodos terciários) (ROSA et al., 2011).

A seleção do método de recuperação durante o projeto de um campo é um estágio muito importante e complicado, envolvendo uma variedade de áreas, desde geologia, a mecânica dos fluidos, dimensionamento de plataforma, logística, entre outros. Entender qual o melhor método a ser aplicado na área permite o mapeamento e possível redução de riscos tecnológicos e econômicos de um determinado projeto, além de poder garantir um bom retorno quando entendida e aplicada a engenharia de reservatório corretamente (MISCHENKO, 2001).

Rosa et al. (2011) citam e detalham, em seu livro, estes três principais métodos de recuperação de óleo de sua rocha reservatório:

1. Recuperação primária: onde o reservatório utiliza a energia determinada pelo volume e pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, além dos níveis de pressão e temperatura consequentes de todas as situações e circunstâncias pelas quais a jazida passou até se formar completamente.

- 2. Recuperação secundária: Quando a recuperação primária não é mais efetiva, ou seja, a partir do momento que ocorre o decréscimo da pressão do reservatório e consequente redução da produtividade, opta-se pela injeção de fluidos imiscíveis no meio poroso do reservatório, de forma a suplementá-lo com energia complementar para a obtenção de uma quantidade adicional de óleo, além daquela proporcionada pela recuperação primária.
- 3. Recuperação melhorada, especial, avançada ou terciária: Funciona, basicamente, na recuperação de uma parte adicional do óleo remanescente nos poros do reservatório. Tende a reduzir as resistências viscosas e/ou capilares por meio de métodos especiais, sendo eles métodos miscíveis, métodos térmicos e métodos químicos. Para tal processo, é necessário que haja uma avaliação técnica e econômica para validação de um determinado projeto.

Rosa et al. (2011) preferem que os métodos terciários sejam referenciados como métodos especiais de recuperação secundária, retirando o perfil cronológico dos métodos, referenciando-os assim, a partir da convencionalidade do uso.

No passado, mesmo após a aplicação das técnicas de recuperações primárias e secundárias, uma grande parcela de óleo ainda fica retida nos poros, por conta de diversos aspectos, entre eles o efeito de capilaridade ou mesmo a diferença de viscosidade entre o fluido deslocante e deslocado, resultando em uma eficiência de recuperação de cerca de 33% do *original oil in place* (OOIP) conforme figura 4 a seguir:

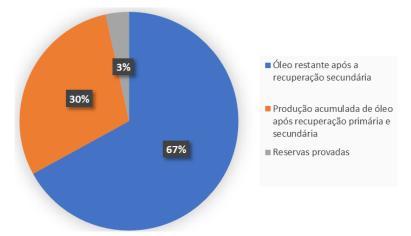


Figura 4 – Capacidade de produção pelas técnicas de recuperação primárias e secundárias. Fonte: Verma, 2010.

Em um cenário de aplicação do método especial, que o objetivo é de melhorar a eficiência de recuperação após a aplicação dos métodos primários e secundários, pode ocorrer a recuperação de até 30% a mais de óleo. E, o que inicialmente essas técnicas seriam aplicadas apenas para obter volumes adicionais de recuperação, atualmente já

tem sido visto como primeira opção na produção de campos não-convencionais que, devido às suas características particulares, exigem métodos avançados desde o início (HERRERA & HERRERA, 2010).

Assim, o relatório apresentado pela IEA, de 2015, abrange a descrição da recuperação especial como o conjunto de técnicas que, quando aplicadas, objetivam a mudança de propriedades do óleo, ou mesmo alteração do padrão de fluxo do reservatório. Isto implica na injeção de substâncias que interajam com o óleo, ou que sejam capazes de mudar a molhabilidade da rocha, ou mesmo sua permeabilidade.

Uma das definições, proposta por Herrera & Herrera (2010), para Recuperação Avançada é "o conjunto de processos que usam fontes externas de materiais e energia para recuperar o óleo de um reservatório que não pode ser produzido, de forma economicamente viável, por meios convencionais".

Na literatura de língua inglesa é comum encontrar o termo EOR para os métodos especiais, sigla para Enhanced Oil Recovery, ou ainda IOR para Improved Oil Recovery, esta última em uma tentativa de englobar, além dos métodos já conhecidos de recuperação avançada, mais quaisquer outros métodos e técnicas mais modernas e avançadas que auxilie a indústria do petróleo.

De uma forma geral, a definição do método que será aplicado no desenvolvimento de um determinado campo dependerá, basicamente, das características petrofísicas do reservatório, dos fluidos ali encontrados e suas propriedades, e a escolha influenciará o projeto e a vida produtiva desse campo. O Relatório *Oil and Gas Governance and Efficiency Study*, apresentado pela *Foreign and Commonwealth Office* ao Governo brasileiro, em 2017, descreve melhor tais parâmetros, sendo eles: litologia, grau de mergulho da formação, profundidade, temperatura e pressão do reservatório, porosidade, permeabilidade, densidade e viscosidade do óleo.

A definição do método considera, também, três variáveis fundamentais na avaliação de um reservatório, sendo elas a eficiência de varrido vertical (E_V) , a eficiência de varrido horizontal (E_H) e a eficiência microscópica (E_m) . As duas primeiras estão ligadas à capacidade de um fluido injetado atingir as diversas regiões do reservatório, enquanto a última determina o quanto se pode remover de óleo, microscopicamente, de uma determinada porção de rocha que efetivamente é contatada pelo fluido deslocante (ROSA et al., 2016).

Os principais e mais conhecidos métodos EOR podem ser agrupados da seguinte forma:

- 1. Métodos Biológicos;
- 2. Métodos Químicos (polímero/surfactante);
- Métodos Térmicos (Injeção de vapor, injeção de água quente, combustão insitu);
- 4. Métodos Miscíveis (Hidrocarbonetos, CO₂, nitrogênio...).

Destacando o Método Miscível, ele ocorre pela injeção de um fluido solvente que, a partir de sua miscibilidade com a fase óleo, desloca como resultado da redução da tensão interfacial entre o óleo e o fluido injetado (MUGGERIDGE et al., 2013). Tais solventes podem ser um hidrocarboneto miscível, nitrogênio ou mesmo o dióxido de carbono, dependendo da disponibilidade e das condições de reservatório.

Neste trabalho, ganharão destaque os aspectos do Método Miscível de Recuperação Avançada, através da injeção do CO₂ no reservatório.

2.2.1. CO₂-EOR

A engenharia de reservatório tem dado uma maior atenção ao potencial de recuperação do CO₂-EOR. Primeiro, pelo seu alto potencial de recuperação e consequente retorno econômico; segundo, por conta do aumento da pressão para combater as mudanças climáticas, aplicando e desenvolvendo da tecnologia de CCS como uma ferramenta de mitigação de emissões (IEA, 2015).

O método de injeção de CO₂ é baseado na habilidade desse gás se dissolver tanto na água quanto no petróleo (MISCHENKO, 2001) e a técnica de recuperação utilizando o CO₂ se utiliza dessa habilidade, a partir da injeção de um volume do CO₂, a altas temperaturas (IPCC,2005), para mover e deslocar o óleo residual que se encontra no reservatório (AL-JARBA, 2009).

Empregado pela primeira vez nos EUA no início dos anos 70, ela é aplicada atualmente em mais de 100 projetos neste país, além de ser a segunda técnica, dentre os métodos especiais, mais aplicada no mundo, ficando atrás apenas do Método Térmico de Recuperação (GODEC et. al., 2011; PERERA, 2016). Tal experiência gera uma grande rede de conhecimento sobre os aspectos técnicos e sobre os benefícios econômicos dessa metolodogia (IEA, 2015)

Existe uma variedade de esquemas de injeção miscível de CO₂, destacando-se a injeção contínua e a injeção de CO₂ alternada com água, e a escolha acontece a partir

da avaliação do comportamento da fase da mistura entre o CO₂ com o óleo bruto, que por sua vez, depende da temperatura e da pressão do reservatório além da composição do óleo (IPCC, 2005).

Basicamente, o CO₂ também atua na redução da tensão interfacial do óleo a ser deslocado com a rocha, a partir da miscibilidade entre o gás deslocante e o fluido deslocado (AL-JARBA, 2010), a pressões iguais ou superior a pressão mínima de miscibilidade (NWIDEE et al., 2016). Isso acontece quando o CO₂ entra em contato com o óleo e ocorre a transferência de hidrocarbonetos mais pesados da fase óleo para o dióxido de carbono, possível por conta da miscibilidade por múltiplos contatos entre estas duas fases (NWIDEE et al., 2016). E assim, então, se acelera a mobilidade do óleo através de seu inchamento e consequente redução de sua viscosidade.

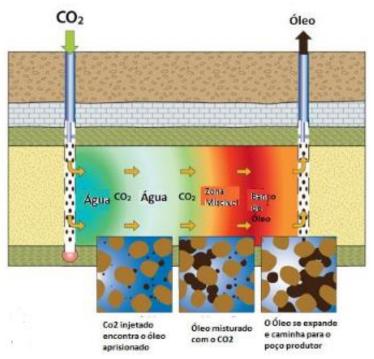


Figura 5 – Banco de miscibilidade esperada entre o CO₂ e o óleo. Fonte: Rodrigues, 2017.

No documento lançando pelo IPCC, em 2005, apresenta um trabalho de Bondor (1992) que explica que varia entre 50-67% o retorno de CO₂ junto com o óleo produzido e o CO₂ é geralmente separado e novamente injetado no reservatório. A quantidade restante, fica presa no reservatório de óleo por diversos mecanismos de aprisionamento.

No Brasil, o pré-sal da Bacia de Santos se destaca por ser pioneiro na aplicação da técnica de CO₂-EOR em campos de águas ultra profundas. A aplicação da técnica funcionou como alternativa a elevada concentração de CO₂ presente no óleo do campo de Lula, funcionando assim como um estudo de caso, a fim de validar as futuras

implantações desta técnica nos demais campos que abrangem aquela área (MORAIS, 2013).

Sendo o CO₂-EOR uma técnica comumente utilizada na recuperação de óleo residual em campos maduros, a implementação antecipada desta técnica nos campos do pré-sal, além de melhorar a eficiência do capital (liberando o operador de ter que, posteriormente, modernizar os sistemas de produção e encontrar espaço na plataforma para reciclagem de CO₂), impede futuras operações de paradas e/ou fechamento da produção para a entrada de EOR mais tarde na vida do campo de petróleo (BARRERO, 2015).

Como são muitos os projetos de CO₂-EOR associados a armazenagem geológica de CO₂ no mundo, o relatório apresentado pelo IPCC em 2005 descreve que, quando ocorrem essas duas operações associadas, os projetos devem atender a alguns critérios como:

- A injeção miscível é recomendada para recuperação de óleos leves e de baixa viscosidade (grau API variando de 25 a 48);
- A pressão do reservatório deve ser maior que a mínima pressão de miscibilidade e depende da composição do óleo e massa específica, temperatura do reservatório e pureza do CO₂;
- O ideal seria a aplicação em reservatórios com profundidade a partir de 800 metros, relativamente delgados (20m), com alto ângulo, formação homogênea e baixa permeabilidade vertical; competente, de forma a suportar a pressão de injeção necessária, sem que haja faturamento da formação.

2.2.2. Miscibilidade

Dois ou mais fluidos são considerados miscíveis entre si quando, misturados nas devidas proporções, formam uma mistura homogênea. A miscibilidade entre dois ou mais fluidos depende das suas composições e das condições de pressão e temperatura as quais encontra-se o sistema submetido (ROSA et al., 2011) e o CO₂ só alcança a miscibilidade com o petróleo bruto depois de inúmeros contatos deste gás com a fase óleo. Neste processo, conhecido como Miscibilidade por Múltiplos Contato (ou MCM em *Multiple Contact Miscible*), os hidrocarbonetos do petróleo são transferidos (vaporizados) para a fase de CO₂ depois de inúmeros contatos e consequentes transferências de massa entre os fluidos. A miscibilidade entre o óleo e o CO₂ injetado é alcançada, ocasionando o aumento correspondente no número de capilaridade

(ALVARADO & MANRIQUE, 2010) e consequente deslocamento da mistura como uma fase única dos poros da rocha para o poco produtor (NWIDEE et al., 2016).

Uma das vantagens em relação a injeção de outros tipos de gases, tipo GLP, é que o CO₂ pode extrair componentes mais pesados do óleo, abrangindo um intervalo amplo, que vai de C2 a C30. Isso significa que a injeção de CO₂ pode ser vantajosa, inclusive, com óleos cujas quantidades de componentes C2-C6 sejam menores (ROMERO, 2014).

2.2.3. Pressão Mínima de Miscibilidade

Para definir se o processo de injeção de CO₂ será miscível ou imiscível, uma das análises fundamentais é se os fluidos estarão submetidos a um ambiente com uma pressão mínima para alcançar a miscibilidade. Nwidee et al. (2016) descrevem a PMM, (Pressão Mínima de Miscibilidade ou *Minimum Miscibility Pressure* - MMP) como o valor mínimo de pressão na qual o óleo se torna miscível com o gás injetado. Mansour (2016) complementa, dizendo que o gás e o óleo se tornam miscíveis a partir de múltiplos contatos a uma temperatura fixa.

É a partir desse parâmetro que se pode definir se o processo de injeção de CO₂ será miscível ou imiscível (ROMERO, 2014), e sua prévia determinação é de extrema importância para posterior acompanhamento da pressão do reservatório e da injeção de gás, já que a eficiência de deslocamento é altamente dependente da PMM (NWIDEE et al., 2016), fazendo assim sustentar uma determinada taxa de recuperação de óleo após atingir e manter esse valor de pressão.

Basicamente, os fatores que influenciam a determinação da PMM são temperatura, massa específica, contaminantes do CO₂ e principalmente a composição do petróleo (ROMERO, 2014). Sua definição pode ser dada através de (ALOMAIR & IQBAL, 2014):

- a) Métodos experimentais, tal como testes de slim tube e teste de rising bubble apparatus, os mais comuns na indústria de petróleo;
- b) Métodos teóricos, baseados na teoria analítica de injeção de gás usando o método das características (MOC);
- c) Métodos empíricos, que associam diferentes parâmetros de fluidos e aos de reservatórios, onde os mais conhecidos são MLR, Alston, Yell-Metcalf, Orr-Jensen, Glaso e Cronsqt, este último demostrado por:

$$PMM = 15,988 \cdot T^{(0,744206+0,0011038.M_{C_{5+}}+0,00152279.\gamma_{C_1})}$$
 (1)

Onde T é a temperatura do reservatório (°F), $M_{C_{5+}}$ é a massa molecular de pentanos e γ_{C_1} é a fração molar de metano e nitrogênio.

2.2.4. Técnica de WAG

A injeção alternada de água e gás foi desenvolvida para mitigar as desvantagens técnicas da injeção contínua de gás (MUGGERIDGE, 2013). Assim, o WAG (*Water alternating Gas*) se apresenta como a junção sinergética dos processos de recuperação secundária por injeção de água e injeção de gás, combinando as melhores eficiências de deslocamento do gás e de varrido da água (ROSA et al., 2016). Resumidamente, o processo é dado quando um volume predeterminado de CO₂ é injetado em ciclos alternados com volumes de água. Esta água que alterna com a injeção de CO₂ auxilia no deslocamento do óleo, reduzindo possíveis canalizações do gás (VERMA, 2015).

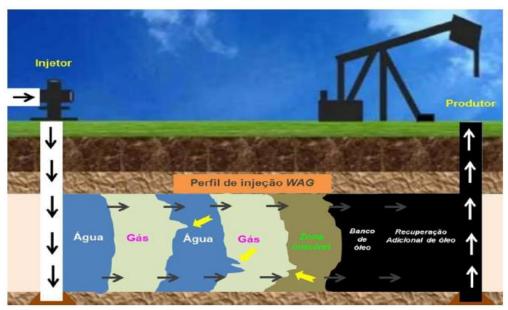


Figura 6 – Perfil de injeção de WAG. Fonte: Rosa et al., 2016.

A técnica de WAG, apresentada na literatura como uma das técnicas com melhores condições de aplicação, surgiu, também, como uma alternativa no âmbito econômico, aos altos custos para a instalação sistemas de injeção contínua de CO₂, sendo o WAG a solução mais viável economicamente para implantação de projetos com esse viés de recuperação. Os ciclos de injeção são repetidos conforme determinado pelo operador (COGHLAN, 2017).

Descrevendo um pouco melhor, o processo envolve essencialmente duas etapas: (1) primeiro, o gás é injetado acima da PMM (pressão mínima de miscibilidade), que faz com que o óleo inche, reduzindo sua viscosidade; (2) A água é injetada de forma a expulsar como um pistão o óleo recém-mobilizado.

Se tomarmos o conceito de tensão interfacial como um indicativo de semelhança entre as moléculas das fases consideradas, onde quanto maior a semelhança entre essas moléculas, maior a energia de interação entre os fluidos e consequentemente, menor é a tensão interfacial entre estas fases, a tensão interfacial entre o gás e o óleo é menor do que a tensão interfacial entre água e óleo. Esta diferença permite que o óleo seja mais bem deslocado pelo gás (interação) que não teria sido deslocado apenas pela água (pistão) (SANABRIA, 2013). É desta forma que o WAG tende a melhorar tanto a eficiência de deslocamento microscópica como a eficiência de deslocamento macroscópica (COGHLAN, 2017)

Uma das vantagens técnicas do WAG é sua tendência em reduzir a formação de fingers, que pode ser causado pela elevada mobilidade do CO₂, através da injeção dos ciclos de água. Atua, ainda, na eficiência na varredura vertical pois a água, sendo mais pesada que o óleo, tende a afundar na parte inferior do reservatório, enquanto o gás, sendo mais leve, sobe até o topo. A injeção WAG por muitas vezes é usada após a operação de recuperação secundária por injeção de água, atuando na redução da saturação residual do óleo. O potencial típico de recuperação avançada, como EOR por injeção WAG quando comparado com injeção só de água, é citada na literatura como 5-10% (COGHLAN, 2017).

Importante destacar que a técnica de WAG pode ser aplicada em qualquer litologia de reservatório, tanto ela arenítica ou carbonática, desde que seja a formação seja competente o suficiente para que a pressão mínima de miscibilidade seja alcançada e haja um volume substancial de óleo a ser recuperado (NETL, 2010).

Rosa et al., (2016) destacam, em seu trabalho, limitações e problemas operacionais face à injeção WAG tais quais o bloqueio por água, possível fuga de CO₂, breakthrough precoce de gás, fadiga de colunas, danos a equipamentos, dispersão, segregação gravitacional, incrustação, corrosão, precipitação por asfaltenos, formação de hidratos, problemas geomecânicos, perda de injetividade e queda da permeabilidade por questões geoquímicas, tópico este a ser melhor observado com detalhes neste trabalho.

2.2.5. Fatores que influenciam a recuperação de óleo

Muggeridge et al. (2013) apresentam uma relação que auxilia no entendimento do fator de recuperação em injeções inicialmente de água. Assim:

$$R_{f} = E_{ps}.E_{s}.E_{d}.E_{c}$$
 (2)

Onde E_{ps} é o fator de eficiência de deslocamento microscópico, E_s é o fator de eficiência de deslocamento macroscópico, E_d é o fator de volume conectados e E_c fator de eficiência econômica.

Quando se avalia o E_{ps} , é necessário considerar dois aspectos importantes. O primeiro avalia como o óleo fica trapeado nos poros e, o segundo, quanto há de influência das forças capilares.

$$Ca = v_i \cdot \mu_i / \gamma \tag{3}$$

O número de capilaridade, representado por Ca é um número adimensional, v_i é a velocidade intersticial de Darcy (m/s), μ_i é a viscosidade do fluido deslocante (Pa.s) e gama é a tensão interfacial (N/m). Para ter como base, quando $Ca < 10^{-5}$, o fluxo é dominado pelos efeitos capilares, onde o trapeamento de óleo dentro dos poros tende a ocorrer com mais facilmente. Com parâmetros já conhecidos de velocidade de Darcy média em um campo de petróleo e a viscosidade de um óleo leve, a tendência é que o engenheiro de reservatório atue aumentando o número capilar através da diminuição da tensão interfacial, resultando na diminuição da saturação de óleo residual (MUGGERIDGE, 2013; ROMERO, 2014).

O segundo aspecto é o de permeabilidade relativa da rocha, que afeta diretamente a mobilidade de óleo e água dentro dos poros e, junto com a capilaridade, são influenciadas pela molhabilidade da rocha. Muitos especialistas acreditam que a maior parte dos reservatórios de petróleo apresentam uma molhabilidade neutra (ABDALLAH et al., 2007) e, como informação complementar, Manrique et al. (2010) destaca que, neste grupo, se incluem os reservatórios carbonáticos, o que resulta em menor recuperação uma vez comparado aos reservatórios areníticos.

Já a E_s (eficiência volumétrica ou de varrido) é afetada pelas heterogeneidades geológicas de um reservatório, regidas pela distribuição espacial da porosidade e permeabilidade. Este efeito é caracterizado pela razão de mobilidade M, que compara a mobilidade do fluido deslocante pelo fluido deslocado:

$$M = \frac{\lambda_d}{\lambda_o} \cdot \frac{k_d \cdot \mu_o}{k_o \cdot \mu_d} \tag{4}$$

Na qual λ é a mobilidade, k é a permeabilidade e μ a viscosidade, onde os subíndices d e o indicam fluido deslocante e fluido deslocado (óleo), respectivamente, e a viscosidade tende a ter um comportamento dominante.

Quando a razão de mobilidade tem valores próximos a 1 ou menores, é dita favorável, pois indica um escoamento mais lento do fluido deslocante, favorecendo uma frente de deslocamento mais uniforme de óleo residual, aumentando, portanto, a eficiência de varrido do reservatório. O varrido macroscópico será baixo quando M >> 1, afetando a estabilidade do processo de deslocamento, formando uma frente de avanço não uniforme, tendendo à formação de *fingers* (MUGGERIDGE, 2013; ROMERO, 2014)

Pode ser afetada, também, pelos efeitos de segregação gravitacional, o que tende a ocorrer mais em recuperações de óleo através de injeção de gás, devido ao contraste de densidades entre os dois fluidos. A otimização deste parâmetro é feita a partir de técnicas que minimizem o impacto dessas heterogeneidades, geralmente alcançado pela alteração da viscosidade de um dos fluidos, diminuindo a viscosidade do óleo e/ou promovendo o aumento da viscosidade do fluido deslocante (MUGGERIDGE, 2013; ROMERO, 2014).

2.3. Conceitos Envolvidos na Simulação Numérica

2.3.1. Dados de PVT

Uma das etapas críticas nos processos de exploração e de produção de petróleo é a garantia de obtenção de amostras de fluidos do reservatório de qualidade, para que essas sejam representativas, de forma que atestem, por meio de testes laboratoriais, suas propriedades. Portanto, é importante que as amostras de fluido do reservatório sejam armazenadas sob condições que mantenham a composição e características da condição original (EZEKWE, 2011).

Assim, através da amostragem, pode-se realizar os testes PVTs, que resultam em um conjunto de dados que, juntos, poderão comprovar o comportamento de fases do fluido, além prever seu equilíbrio termodinâmico, do reservatório até a superfície. Essas informações são utilizadas, então, para posterior caracterização e modelagem do fluido do reservatório e consequentes estudos e avaliações técnico-econômicas, na previsão do comportamento do sistema de fluidos a ser produzido em um determinado campo.

Para as análises PVT, os fluidos de reservatórios amostrados passam por uma combinação de inúmeros procedimentos, destacando (EZEKWE, 2011; AHMED, 2011):

- Composição de Fluido;
- Expansão a Composição Constante;
- Liberação Diferencial;

- Depleção a Volume Constante;
- Testes de Separador;
- Teste de Inchamento:
- Teste Slim-Tube
- Medidas de Viscosidade.

Batycky et al. (2007) citam que, para o cálculo do comportamento de fases em um modelo de reservatório, existem duas formas de realizá-lo: através do Modelo Black-Oil, com sua metodologia baseada na interpolação de propriedades PVT, como função da pressão; ou através do Modelo Composicional, baseado nas interações termodinâmicas do sistema, aplicando as Equações de Estados Cúbicas, que serão melhor detalhado adiante.

Neste trabalho, os dados que balizaram a construção de modelo composicional e a caracterização e modelagem do fluido para tais simulações de fluxo foram obtidos, a partir do trabalho de Moortgat et al. (2010;2013), de testes experimentais de Composição do Fluido, Liberação Diferencial, Teste de Inchamento, Medidas de Viscosidade.

a) Composição do Fluido

A maioria dos parâmetros obtidos em um estudo de fluido do reservatório pode ser calculada, com algum grau de precisão, a partir de sua composição. No passado, as composições de fluido de reservatório eram normalmente apresentadas desde o metano até o hexano, com os heptanos e componentes mais pesados agrupados como um único componente (também conhecido como pseudocomponente), reportado com o peso molecular e densidade médios desses pseudocomponentes. Com o desenvolvimento de equações de estado para calcular as propriedades do fluido, entendeu-se que era necessária uma descrição mais completa dos componentes pesados, estendendo a análise a até C₃₀₊ (AHMED, 2011).

A composição do fluido presente no reservatório é obtida através da cromatografia, que detecta a massa de certas substâncias e responde desenhando picos que, agrupados, formam um *fingerprint* (impressão digital). A área sob a curva de um determinado pico indica a massa relativa dessa substância. Atribuindo a área a um composto específico é, então, possível definir a composição do fluido estudado (AUSTAD et al., 1983).

b) Liberação Diferencial

No processo de liberação diferencial, o gás de solução liberado a partir de uma amostra de óleo, durante um processo de redução da pressão, é continuamente removido deste óleo. Este tipo de teste é caracterizado por uma variação da composição total do sistema de hidrocarbonetos (AHMED, 2007).

Os dados experimentais obtidos retornam com:

- A quantidade de gás na solução, em função da pressão;
- O encolhimento do volume de óleo, em função da pressão;
- Propriedades do gás, incluindo a composição do gás liberado, o fator de compressibilidade do gás e a gravidade específica do gás;
- A densidade do óleo residual, em função da pressão.

O teste de liberação diferencial é considerado um dos melhores para descrever a separação no processo similar ao que ocorre no reservatório, além de, também, ser o mais considerado para simular o comportamento de fluxo de hidrocarbonetos em condições acima da saturação crítica de gás.

c) Teste de Inchamento

O teste de inchamento, também conhecido como swelling test, é um dos testes de PVT de multicontato mais comuns e visa caracterizar o comportamento do ponto de bolha de uma mistura em função do percentual molar de um gás. Neste teste, a amostra de óleo é carregada na célula PVT, a temperatura do reservatório, e o ponto de bolha e o volume de amostra na célula é definido para esta etapa inicial. Um volume pequeno e predeterminado de gás é injetado (geralmente, o próprio gás de injeção proposto), a temperatura de reservatório é mantida, e a pressão na célula é aumentada para a determinação de uma nova pressão de bolha e volume de óleo. Este processo se repete, variando as proporções de gás injetado (quantificado em termos de porcentagem molar), em várias etapas, até que se atinja a concentração máxima de gás ou quando até quando se atinja uma pressão de saturação que seja a pressão máxima de injeção possível para aquele reservatório.

Os dados obtidos do teste incluem (AHMED, 2007):

- A relação entre a pressão de saturação e o volume de gás injetado;
- A pressão de saturação pode mudar após volumes significativos de injeção de gás;

A partir desses dados, são geradas, de forma geral, informações do comportamento do fluido a ser produzido durante o processo de injeção de um gás miscível e, por isso, ele é tão importante para a avaliação de projetos de recuperação avançada de óleo (EOR) uma vez que define as condições de miscibilidade e as propriedades físicas do óleo e do gás injetado necessárias para otimizar a recuperação e os custos de produção nos processos de injeção de gás. O teste de inchamento é a simulação laboratorial do processo de injeção de gás em um reservatório contendo um óleo, onde o gás (solvente de injeção) entra em solução com o óleo fazendo com que este inche.

Para o teste, de forma a obter uma mistura com um predeterminado percentual molar de CO₂, o volume de CO₂ a ser adicionado ao sistema é calculado:

$$m_{adicionalCO_2} = \rho_{CO_2} \cdot V_{CO_2}$$
 (5)

$$n_{\text{parcialCO}_2} = \frac{m_{\text{CO}_2}}{M_{\text{CO}_2}} \tag{6}$$

$$n_{adicionalCO_2} = n_{adicionalCO_{2_{inicial}}} + n_{parcialCO_2}$$
 (7)

$$P_{\%\text{finalCO}_2} = \frac{(n_{\text{mistura}}.P_{\%\text{inicialCO}_2} + n_{\text{adicionalCO}_2}.T_{\%\text{CO}_2})}{(n_{\text{mistura}} + n_{\text{adicionalCO}_2})}$$
(8)

Onde:

A equação 5 apresenta o cálculo de $m_{adicionalCO_2}$ que é a massa e o V_{CO_2} é o volume, e ambos os parâmetros relacionados ao CO_2 a ser adicionado e ρ_{CO_2} é a massa especifica dessa mesma substância.

A equação 6 calcula o número de moles de CO₂ que se deseja adicionar utilizando-se da massa presente e da massa molar de CO₂.

A equação 7 traz o cálculo de $n_{adicionalCO_2}$ a partir do número de moles calculado anteriormente, somado aos moles adicional-CO₂-inicial de que, quando na primeira injeção, este parâmetro é nulo.

A equação 8 apresenta a porcentagem final de CO₂ considerando o número de moles totais iniciais e adicionais de CO₂ além da porcentagem inicial de CO₂ e do teor de CO₂ presente no fluido de injeção.

De posse desses cálculos, consegue-se estabelecer uma relação entre o comportamento do fluido, a partir de suas propriedades, e a quantidade do CO₂, determinando, assim, o fator de inchamento dado por:

$$F_{\text{inchamento}} = \frac{V_{\text{sat}}}{V_{\text{sat original}}} \tag{9}$$

Onde se calcula o fator de inchamento da mistura através do quociente entre o volume de saturação da mistura após da injeção de um $V_{\rm CO_2}$ e o volume de saturação inicial.

d) Medidas de Viscosidade

Realizada através de um viscosímetro onde, em alguns testes, ocorre sob pressão e com uma manta de controle térmico ao seu redor, de forma a garantir a tomada de viscosidade em condições próximas do real, das condições de pressão e temperatura do reservatório.

2.3.2. Equações de Estado

Uma equação de estado (ou *Equation of State* – EoS) é uma expressão analítica que relaciona pressão a temperatura e ao volume de um fluido. Quando se descreve apropriadamente esta relação, consegue-se determinar o comportamento volumétrico e equilíbrio de fases de fluidos de reservatórios (AHMED, 2011). A aplicabilidade da equação de estado para fluidos reais na indústria de petróleo fica por conta da EOS do tipo cúbica que, ao considerar a composição do fluido (AUSTAD et al., 1983), introduz à simulação composicional de reservatórios um comportamento importante na representação das propriedades volumétricas, termodinâmicas e de equilíbrio de fases (WEI et al., 2001).

Muitas evoluções das EOS cúbicas foram apresentadas desde Van der Waals, em 1873 e, dentre estas, estão a EOS-Soave-Redlich-Kwong (SOAVE, 1972) e a EOS-Peng-Robinson (1976), como as mais populares na indústria de petróleo, devido a simplicidade, resolubilidade e generalização dessas equações (WEI et al., 2011).

$$p = \frac{RT}{(v-b)} - \frac{a}{(v-b+\alpha b)(v-b+\beta b)} \tag{10}$$

Assim, a modelagem de uma mistura de hidrocarbonetos, deve-se ajustar os parâmetros da equação de estado escolhida, de forma que esta possa reproduzir dados experimentais da mistura. O ajuste deve ser refinado tal que se possa reduzir as imprecisões próprias da equação, relativas à complexidade da mistura e considerar a determinação de suas propriedades críticas do fluido para serem utilizadas na equação. (BASILE, 2015)

Ao iniciar um ajuste, primeiramente, é necessário fazer um levantamento de todos os dados de PVT experimentais disponíveis para o fluido (SCANAVINI et al., 2013). Como por exemplo, se o estudo realizado envolver a injeção de gás, é imprescindível ter dados de teste de inchamento a disposição para que o modelo do fluido seja capaz de representar o comportamento do escoamento no reservatório, independente da estratégia de injeção adotada. O conhecimento de dados de miscibilidade também passa a ser importante nesses casos (SCANAVINI et al., 2013).

Outro processo importante dentro do ajuste da EOS é a redução do número de componentes utilizados na simulação, conhecida como pseudoização. Esta deve ser feita de forma cuidadosa, decidindo quais frações de hidrocarbonetos serão agrupadas no mesmo pseudocomponente, sendo que as propriedades deste pseudocomponente serão calculadas baseadas nas propriedades dos componentes na fração original (Pedersen e Christensen, 2007). Esta técnica apresenta como benefício a redução do tempo computacional, mas apresenta como ponto crítico um possível impacto na precisão dos resultados.

Por fim, para que a EoS consiga representar o comportamento fluido mais próximo do real, aplica-se à modelagem o procedimento de regressão de parâmetros da EOS. Em modelos composicionais, que é o caso do presente trabalho, costuma-se trabalhar com o ajuste de parâmetros críticos tais quais pressão, temperatura e volume, além de fatores acêntricos, fator volume *shift* e os coeficientes de interação binária, ômega A e B (AKOSA, 2015). Como citado por Haro (2004) não há procedimento padrão para ajuste dos parâmetros apesar de que a literatura apresenta diversas orientações e metodologias.

2.3.3. Propriedades do Reservatório

Na indústria do petróleo, o estudo e a representação das propriedades de um reservatório mais próximo do real é sempre um grande desafio, principalmente quando há a necessidade de definir os parâmetros de um reservatório carbonático, devido a sua heterogeneidade característica e a anisotropia, que ainda varia em cada um dos tipos

de carbonatos. Basicamente, para que os carbonatos sejam classificados como reservatório, a rocha deve apresentar espaços vazios interconectados que possibilitem acumulação e circulação de fluidos (MILANI, 2016).

Assim, todo e qualquer reservatório precisa que a qualidade de suas propriedades básicas seja avaliada e, no caso do presente trabalho, estas mesmas propriedades serão de extrema importância para a adequação da simulação do reservatório que armazenará o CO₂ e estudo do comportamento geoquímico deste reservatório. Para tal, essas propriedades encontram-se discriminadas no Anexo I.

2.3.4. Interações Rocha-Fluidos e Fluido-Fluido

Como tem sido descrito ao longo deste trabalho, o método de Recuperação Avançada de Petróleo pela técnica de WAG é aplicado, também, como uma possibilidade de captura de CO₂ e consequente armazenamento subterrâneo (CCS) deste gás. Em campos como os do pré-sal, o CO₂ que chega à superfície associado ao gás natural é separado, recomprimido e reinjetado ciclicamente ao longo do período de desenvolvimento deste campo. A tendência é que o CO₂ ocupe os espaços antes preenchidos pelo óleo, permanecendo nos poros da rocha, tornando o WAG uma proposta satisfatória para a redução da concentração atmosférica de CO₂. De uma forma geral, o armazenamento pode acontecer em qualquer espaço poroso tais como reservatórios de óleo, no início de sua produção ou mesmo depletados e aquíferos salinos. No entanto, é extremamente importante que haja uma seleção adequada das propriedades do reservatório que receberá e armazenará o gás, assim como a avaliação de rocha selante desse sistema, pois o CO₂ pode causar uma série de reações geoquímicas que podem afetar a integridade e potencial de retenção desse conjunto.

Por conta de questões de complexas e as escalas de tempo envolvidas, muitas vezes não é possível realizar experimentos de laboratório suficientemente realistas para observar o comportamento a longo prazo da consequência da injeção do CO₂. Assim, são aplicados modelos geoquímicos de forma que estes possam ser usados para interpretar e prever processos que podem ocorrer em escalas de tempo que não são diretamente alcançadas em experimentos. Apesar de não ser um substituto para o experimento, a modelagem e simulação computacional são uma valiosa ferramenta preditiva que pode ser usada para preencher a lacuna entre experimentos de laboratório, observações de campo e o comportamento de longo prazo de sistemas geoquímicos

No presente trabalho, estas reações rocha-fluido serão avaliadas, principalmente por envolver a injeção de CO₂ pois, uma vez que este é o gás a ser considerado a

injeção no sistema, é importante entender como ele forma uma solução altamente reativa com a água, causando dissolução e precipitação de algumas porções da rocha. A dissolução do CO₂ em água depende principalmente da temperatura, pressão e salinidade do meio reacional.

Veiga, 2017, em seu trabalho, cita que de primeiro momento o CO₂ tende a abrir poros e Smith et al. (2013) complementam a tendência que as frentes de dissoluções sejam mais desiguais em rochas com predominância de calcitas e, em contraste, mais uniformes em rochas com predominância de dolomita. Assim, Veiga, 2017, consegue afirmar que a injeção de CO₂ modifica consideravelmente o perfil de porosidade das rochas carbonáticas aspecto este, dentro de um projeto que visa a armazenagem do CO₂, muito positivo como um dos objetivos a ser alcançado, já considerando o fim do ciclo de produção.

Na literatura, são apresentados diversos mecanismos de geo-sequestramento do CO₂ em subsuperfície, destacando (BACHU, 2008; IPCC, 2005; XU, 2004; RIGHETTO, 2016; IEA, 2007):

a) Aprisionamento físico

a.1) Estrutural

Tipo dominante de aprisionamento, ele acontece quando a injeção de CO_2 é feita ou como gás ou mesmo como fluido supercrítico em uma formação. Como a densidade de ambos os estados é baixa, o fluido tende a migrar no reservatório em um movimento de segregação gravitacional até que encontre uma rocha de baixa permeabilidade. É também conhecida como trapa estratigráfica ou trapa hidrodinâmica.

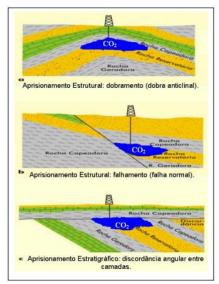
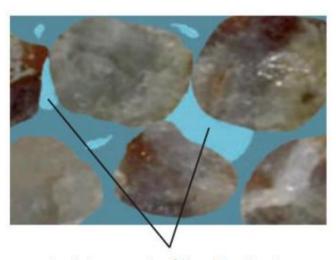


Figura 7 – Representação esquemática do aprisionamento estrutural. Fonte: Moure, 2017.

a.2) Residual

Com a migração do CO₂ para o topo do reservatório e contínua movimentação para essa região, os efeitos de permeabilidade relativa, faz com que parte deste composto permaneça retido nos poros da rocha após o término da injeção, impedido de se mover pelos poros da rocha.



Aprisionamento Gás - Residual

Figura 8 – Representação esquemática do aprisionamento por gás-residual. Fonte: IEA, 2007.

b) Aprisionamento químico

b.1) Solubilidade

O CO₂ se dissolve na água de formação/injetada a qualquer momento que estas fases entrem em contato e fica retido em espécies dissolvidas (CO₃²⁻, HCO₃⁻, variando de acordo com o pH). Com o consequente aumento da acidez dessa água ocorre o aumento a solubilidade de minerais presentes na rocha. A taxa dessa dissolução varia, basicamente, em função da pressão, temperatura, e da saturação de CO₂, e uma outra consequência é o aumento da densidade dessa mistura, que migra para o fundo do reservatório, expondo mais água salobra insaturada a injeção de novo CO₂.

$$CO_{2(g)} \leftrightarrow CO_{2(aq)}$$
 (11)

$$CO_{2(aq)} + H_2O \leftrightarrow H_2CO_{3(aq)}$$
(12)

b.2) Mineral

O CO₂ pode reagir direta ou indiretamente com minerais da formação e a água de formação/injetada, conduzindo a formação íons bicarbonatos. Estes

reagem com espécies de íons presentes ou na formação ou na água, resultando na dissolução e precipitação de diversos minerais, de forma a imobilizar o carbono na estrutura de uma fase sólida, como calcita ou dolomita. Este mecanismo é termodinamicamente favorável e, mesmo sendo considerado lento, é atrativo porque imobiliza o CO₂ por muito tempo como um "novo" mineral, sendo a estratégia mais segura para fixar o CO₂ em subsuperfície.

$$HCO_{3(aq)}^{-} \leftrightarrow H^{+} + CO_{3(aq)}^{2-}$$

$$\tag{13}$$

$$HCO_{3(aq)}^{-} + Ca^{2+} \leftrightarrow CaCO_{3(sol)} + H^{+}$$
 (14)

$$HCO_{3(aq)}^{-} + Mg^{2+} \leftrightarrow MgCO_{3(sol)} + H^{+}$$
 (15)



Figura 9 – Representação esquemática da fixação do CO₂ em carbonatos minerais. Fonte: IEA, 2007.

O somatório desses mecanismos conduz ao armazenamento do CO₂ como um gás livre no espaço poroso, uma fase dissolvida na água de formação e um CO₂ convertido a rocha matriz. A precipitação mineral do CO₂ até poderia ocorrer no momento em que este gás for injetado, porém a dissolução tende a ser priorizada. A capacidade de armazenamento depende das condições mineralógicas e da superfície da rocha que entrará em contato com água saturada de CO₂, onde este processo é extremamente lento (BACHU, 2007).

Khan et al. (2015) simularam a injeção de CO₂ em um aquífero, separando os casos por hidrodinâmicos (considerando os trapeamentos estrutural, residual e por dissolução) dos casos geoquímicos (que considera o trapeamento mineral acoplado aos mecanismos hidrodinâmicos).

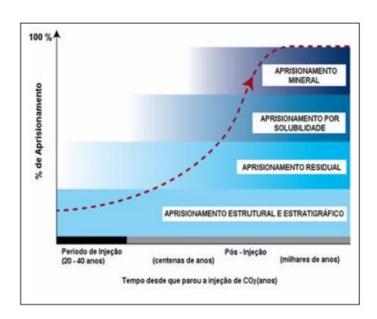


Figura 10 – Tempo geológico dos tipos de aprisionamentos. Fonte: IPCC, 2005.

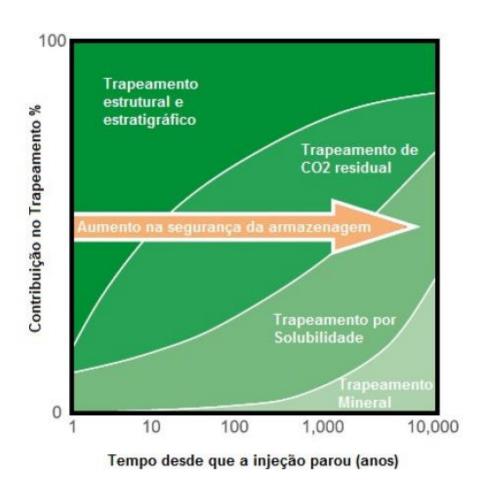


Figura 11 – Eficiência de segurança de trapeamento. Fonte: IPCC, 2005.

Em um resumo dos fenômenos anteriormente descritos, as reações induzidas pela injeção de CO₂ são descritas por Xu, 2004. Primeiro CO₂ se dissolve na água para produzir um ácido carbônico fraco:

$$CO_{2(g)} \leftrightarrow CO_{2(aq)}$$
 (11)

$$CO_{2(aq)} + H_2O \leftrightarrow H_2CO_{3(aq)}$$
(12)

Com a redução do pH do sistema, segue-se uma rápida dissociação do ácido carbônico para formar o íon bicarbonato, num primeiro estágio desta dissociação:

$$H_2CO_{3(aq)} \leftrightarrow H^+_{(aq)} + HCO^-_{3(aq)}$$

$$\tag{17}$$

$$CO_{2(aq)} + OH^- \leftrightarrow HCO_{3(aq)}^-$$
 (18)

$$HCO_{3(aq)}^{-} \leftrightarrow H^{+} + CO_{3(aq)}^{2-}$$
 (13)

Com ao aumento da acidez do sistema, a dissolução de muitos minerais da rocha é induzida, e os íons metálicos (Ca, Mg e Fe II) reagem com o íon carbonato para formar e precipitar minerais carbonáticos para a esperada imobilização do CO₂.

$$HCO_{3(aq)}^{-} + Ca^{2+} \leftrightarrow CaCO_{3(sol)} + H^{+}$$
(14)

$$HCO_{3(aq)}^{-} + Mg^{2+} \leftrightarrow MgCO_{3(sol)} + H^{+}$$
 (15)

Em um sistema de equilíbrio, onde:

$$H_2O + CO_2 + CaCO_3 \leftrightarrow Ca(HCO_3)_2$$
 (19)

$$H_2O + CO_2 + MgCO_3 \leftrightarrow Mg(HCO_3)_2CO_{2_{(aq)}}$$
 (20)

É através do pH que se determina quais etapas estão predominantes no conjunto de reações e a proporção das espécies carbônicas. Em um pH baixo, (~ 4), predominase a produção de H₂CO₃ no sistema. Em um pH médio (~ 6), o HCO₃- está em maior quantidade e em pH alto (~ 9) o CO₃²- é a espécie predominante. Em pH básicos a precipitação de carbonatos minerais é favorecida porque existe uma disponibilidade predominante de íons carbonatos. A dissolução dos carbonatos aumenta à medida que a solução se torna cada vez mais ácida (SOUZA, 2013).

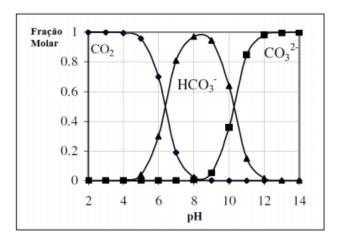


Figura 12 – Espécies iônicas na dissolução do CO₂ a 25°C. Fonte: Rodrigues, 2017.

Quando se avalia as interações fluido-fluido, esta ocorre através da miscibilidade por múltiplos contatos. Ao injetar um ciclo de gás carbônico, o primeiro contato entre este e o óleo faz com que este óleo fique "pobre", em um processo que ele perde componentes para este gás. Através de sucessivos contatos, o óleo será progressivamente empobrecido até que se atinja a miscibilidade destes fluidos, formando, então, uma frente miscível entre o banco de óleo e o banco de CO₂ injetado. Não se percebe uma interface nítida entre o gás e o óleo, mas sim uma gradação nos fluidos, na proporção em que a composição varia desde o gás injetado até o óleo do reservatório. A garantia de uma posterior injeção de água resulta em um melhor deslocamento do óleo, à medida que esta água varre o óleo através da formação (ROSA et al., 2011).

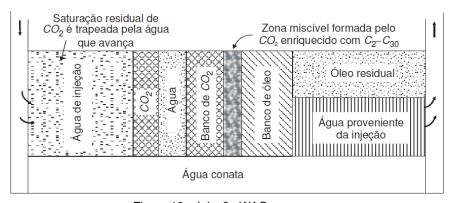


Figura 13 – Injeção WAG. Fonte: Rosa et al. 2011.

2.3.5. Modelo de Reservatório

Ao se modelar um reservatório, entende-se que, através de uma ferramenta, pode-se descrever uma formação geológica e suas propriedades através de uma série de expressões matemáticas que representam um determinado processo daquele sistema (SOUZA, 2013).

Os métodos mais antigos de modelagem admitiam o reservatório como um único elemento, utilizando as propriedades médias e não considerando as variações espaciais e temporais. Com o advento da simulação numérica foi possível detalhar o reservatório em elementos menores com propriedades individualizadas em ambientes computacionais tridimensionais (BARTOSZECK, 2009).

Antes da simulação em si, é necessária a inserção de diferentes tipos de parâmetros para que seja construído um modelo matemático que represente a geologia do local e suas características petrofísicas, tais quais como porosidade, permeabilidade, espessura e etc., associado a um modelo hidráulico desse reservatório, onde se avalia as variáveis resultantes tais como direções preferencias de fluxo, continuidade, transmissividade e etc., de forma que o modelo funcione como o esperado (BARTOSZECK, 2009).

Assim, montar um modelo de reservatório significa transformar as formações geológicas em um sistema discreto, onde o reservatório se torna um problema matemático descrito por equações diferenciais contínuas e de forma que o problema e as equações matemáticas envolvidas naquele sistema possam ser resolvidas.



Figura 14 – Exemplo de discretização de um reservatório. Fonte: Rodrigues, 2015 - Introdução à Simulação de Reservatórios Petrolíferos.

O que a literatura recomenda é que, em torno de áreas críticas de interesse de estudo, a malha de reservatório se apresente ainda mais refinada, para melhor representação e solução pontual da região (BATYCKY et al., 2007).

2.3.6. Modelo Geoquímico

A modelagem geoquímica é uma ferramenta fundamental para o entendimento e gerenciamento no armazenamento geológico de CO₂. Através desta ferramenta, podese calcular a concentração das espécies químicas de interesse e sua distribuição na fase aquosa ou mesmo solucionar as equações de transporte de escoamento e as equações de equilíbrio químico em escalas de tempo e espaço, se utilizando ou não deste equilíbrio químico, ou até se utilizar de uma sequência de estados de equilíbrios que se alteram gradualmente (SOUZA, 2013).

Quando se abrange para a análise do armazenamento geológico do CO₂, os modelos geoquímicos exigem ainda uma avaliação espaço/temporal, onde as modelagens partem para o âmbito de avaliação dos impactos da injeção deste gás ao longo dos anos e os processos de aprisionamento do mesmo. Esses modelos geoquímicos, ainda, atingem a complexidade de uma calibração contínua dos modelos de transporte dos fluidos, de forma a conseguir avaliar as mudanças físicas e químicas, em pequenas e/ou grande escalas, numa possível avaliação geoquímica local ou mesmo do reservatório como um todo (SOUZA, 2013).

Por isso que é essencial que todo o processo de modelagem esteja o mais alinhado possível aos dados e informações de fluido e rocha de forma que a simulação final consiga descrever o mais próximo do real a injeção e entrada do CO₂, sob as condições de reservatório, na formação, consiga captar a interação fluido-fluido e fluidos-rocha e resulte nas consequentes dissoluções e precipitações minerais, resultado esperado para a técnica CCS.

2.3.7. Simulação

As simulações numéricas de reservatórios são resultadas de modelos matemáticos, criados para solucionar problemas específicos de reservatórios (SOUZA, 2013) se apresentando, assim, como uma potente ferramenta para prever sua produção e as alterações de suas propriedades, sob determinadas condições de explotação e desenvolvimento (ALVARADO & MANRIQUE, 2010). Ela se refere a construção e operação de um modelo que assume o comportamento de um reservatório real a partir de uma construção tanto física quanto matemática (BATYCKY, et al, 2007).

Basicamente, através da simulação, é possível estimar e otimizar variáveis e prever o comportamento de um reservatório (ROSA et al, 2011), através de uma completa caracterização desse reservatório, usando, inicialmente, um modelo geológico concebido a partir de informações inferidas de métodos não diretos, e que ao longo do tempo pode ser atualizado cada vez que novos dados são coletados. Com essa técnica, é possível, também, gerar mais dados de previsão de produção e, com o tempo, ajustar desses dados a partir do histórico de produção (ALVARADO & MANRIQUE, 2010).

De uma forma geral, todo o processo de simulação de um reservatório é estruturado da seguinte maneira:

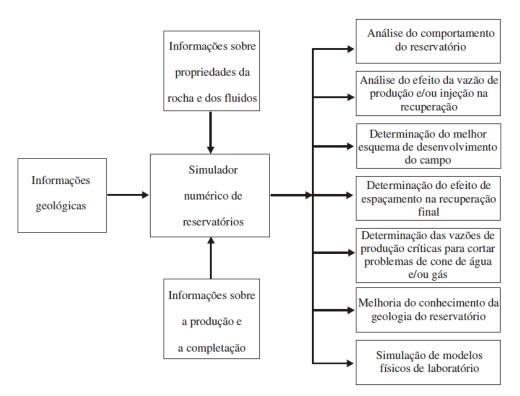


Figura 15 – Aplicações de simuladores numéricos de reservatório. Fonte: Rosa et al., 2011.

Assim, de posse deste fluxograma, o profissional encarregado da função de avaliação de um reservatório recebe e trata os parâmetros de forma que:

- Os parâmetros do sistema físico sejam determinados pelo sistema proposto em estudo (reservatório, fluido etc.);
- Os parâmetros de estratégia de produção sejam arbitrados pelo pela equipe multidisciplinar responsável pelo projeto, que funciona como base de decisão;

Com o auxílio da interface de modelagem gráfica do simulador, a inserção destes parâmetros faz funcionar um sistema que roda toda a formulação matemática da simulação numérica, da qual consiste as equações governantes do fluxo em meios porosos. Estes modelos matemáticos são baseados em leis físicas básicas (conservação de massa e energia) e relações empíricas verificadas experimentalmente, que são validados a partir de hipóteses simplificadoras e que representam o comportamento físico esperado.

O tipo de simulador que foi utilizado nesta dissertação é do tipo tridimensional multifásico e, para o presente caso de injeção de CO₂ e as possíveis interações com fluido e rocha, é importante que o modelo seja construído em simuladores composicionais. Este tipo de modelo envolve a transferência de massa e a composição do fluido, onde existe um número finito de componentes de hidrocarbonetos usado para representar a composição dos fluidos do reservatório. O tratamento matemático desse

tipo de modelo, além de considerar a pressão e a temperatura do reservatório a ser estudado, considera, de uma forma resumida, as composições das diversas fases presentes no meio poroso.

Enquanto as equações diferenciais que regem este tipo de modelo são fáceis de se desenhar, sua resolução é relativamente complexa e, apesar disso, o modelo composicional tem sido amplamente utilizado na indústria de petróleo. O recomendado é descrever o modelo sob condições de um processo isotérmico, com componentes formando, no máximo, três fases (vapor, líquido e água), e sem troca de massa entre a fase da água e as fases de hidrocarbonetos (isto é, as fases de vapor e líquido).

O método de cálculo numérico que vem por trás dos simuladores comerciais mais utilizados na indústria de petróleo é o método das diferenças finitas. Rosa et al. (2011) defendem é que ao formular os problemas matematicamente, eles são conduzidos a equações ou sistemas de equações diferenciais parciais não-lineares, que não se prestam aos métodos analíticos de solução, pois soluções analíticas, embora úteis, são limitadas a situações relativamente simples; Já as soluções numéricas conseguem atingir problemas de alta complexidade, baseadas no conceito de discretização (espacial e temporal).

Assim, é precisamente neste caso que o método das diferenças finitas se aplica, possibilitando obter soluções aproximadas para as equações diferenciais ordinárias, que regem o problema, através de uma aproximação do operador diferencial por um quociente de diferenças baseada na expansão desta diferença através de uma série de Taylor.

As equações bases que regem o comportamento do complexo sistema de fluxo multifásico no meio poroso de reservatório são compostas pelas leis básicas, tais como da conservação de massa (ou lei da continuidade), da conservação de energia e da conservação de momentum (segunda lei de newton), além dos fenômenos de transporte (avaliado o fluxo viscoso de um fluido em um meio poroso e a transferência de calor) e as equações do estado.

Associadas a essas equações bases, dentro das previsões de distribuições em tempo e espaço do armazenamento geológico do CO₂, deve-se aliar os processos químicos. De uma forma mais ampla, o sistema conta com o transporte das espécies fluidas, a formação dos minerais, e as reações químicas entre o dióxido de carbono, a água e os íons e minerais primários na rocha. Quando o processo geoquímico é avaliado, atribui-se os termos fonte/sumidouro às equações de conservação de massa e energia.

3. METODOLOGIA DO ESTUDO

3.1. Metodologia do trabalho

Nesta seção, será apresentada o procedimento metodológico, privilegiando o estudo e a análise das consequências geoquímica de um reservatório de óleo após injeção de CO₂, a partir da recuperação avançada pelo método de WAG. Para tal, foram seguidos os seguintes procedimentos:

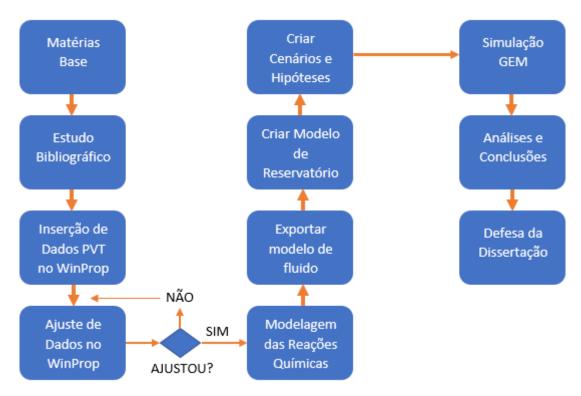


Figura 16 – Fluxograma de metodologia.

Para identificar e analisar o que vem sendo estudado e aplicado nesta área, o Capítulo de Revisão Bibliográfica foi preparado de forma a apresentar conceitos teóricos e estudo da arte sobre temas e subtemas que balizam aspectos e funcionalidades gerais pretendidas nesta dissertação. Foram identificados e analisados trabalhos, distribuídos em artigos científicos, reportagens, relatórios, dissertações e teses, nacionais e internacionais. Para consulta do acervo aqui referenciado, foram realizadas consultas à diversos livros, bases, bancos de dados e bibliotecas on-line de literatura técnica, para acesso às publicações em periódicos científicos.

A partir do embasamento teórico, foram necessárias ferramentas que auxiliassem na modelagem do fluido escolhido e de seu comportamento de fluxo em um modelo de reservatório sintético, além compreender o processo de injeção do CO₂ e análise das consequências desta injeção, em um recorte temporal de 27 anos de injeção

de gás e definir o tempo que se consegue perceber a possível mineralização para a armazenamento do CO₂. Para tal estudo, foi de extrema importância a disponibilidade e licença de um simulador numérico de reservatórios que é, atualmente, a ferramenta mais importante nos estudos e análises de reservatórios na indústria do petróleo.

3.2. Ferramentas Computacionais

A depender do objetivo, os programas de simulação podem ser tanto comerciais quanto desenvolvidos academicamente. Para balizar o estudo aqui apresentado, foram utilizados alguns dos módulos disponíveis de simuladores comerciais da empresa CMG (Computer Modeling Group Ltd.) destacando, principalmente, o WinProp e GEM. A partir desses módulos, insere-se as características base do fluido e do reservatório e esperase que as condições de reservatórios idealizadas sejam reproduzidas e apresentadas com qualidade.

Inicialmente, foi utilizada o **WinProp**, que é uma ferramenta que caracteriza e modela o comportamento das fases e das propriedades dos fluidos do reservatório e possíveis fluidos de injeção, tudo a partir da caracterização de seus componentes e inserção dos resultados de testes experimentais de PVT. Como consequência dessa modelagem, a ferramenta, também, consolida e ajusta os dados das tabelas e curvas do teste PVT, que alimentam o simulador de fluxo composicional, a partir do ajuste final, por regressão, da equação de estado (EOS). Com o programa também é possível a pseudoização dos componentes e construção do diagrama de fases, além da simulação de processos de contato múltiplo entre fluidos miscíveis. O WinProp segue atuando em conjunto com o simulador de fluxo composicional quando distribui as propriedades do fluido modelado dentro do reservatório e permite a visualização das consequências da interação deste fluido com o fluido injetado.

Uma vez, de posse de todos os dados do fluido e modelagem o mais próximo do real, o modelo sintético de reservatório é criado no módulo de simulação de fluxo composicional **GEM** (Generalized Equation-of-State Model), para compreensão dos efeitos composicionais do fluido do reservatório durante a recuperação, desde a primária até a avançada. Traz, também, a possibilidade de compreensão dos ciclos de injeção, sejam eles por processos miscíveis ou não, e da recuperação de fluídos em um sistema multifásico e poroso. O módulo cria uma malha de simulação, com um grau de refinamento escolhido pelo usuário, para definição do reservatório, de forma que cada um de seus *grids* possua propriedades gerais do reservatório, influenciando de maneira tal que as propriedades do fluido se alterem em função de sua própria composição e da temperatura, pressão do reservatório. A otimização de um determinado reservatório é dada a partir da simulação de diversos cenários e possibilidades, e do quão refinada é

a malha simulada, utilizando por trás da interface com o usuário, do método de cálculo numérico de diferenças finitas.

3.3. Modelagem de Fluido

De forma geral, a modelagem do fluido iniciou, com o auxílio do WinProp, com a inserção de dados de um ensaio PVT, de um fluido com características bem próximas às amostras do Pré-Sal.

Os dados de fluidos utilizados nesta Dissertação são de um estudo realizado por Moortgat et al. (2010;2013), e que balizaram os resultados para publicações de seus trabalhos, um em 2010 e sua evolução, em 2013, ambos trabalhos referenciados nesta dissertação. Seus dados também foram utilizados nas teses de Diniz (2015) e Mello (2015), além de publicações científicas de Ligeiro e Schiozer (2014) e Scanavini et al. (2013). Esses trabalhos, que apresentam particularidades da metodologia para a modelagem de fluido e da injeção WAG-CO₂, viram na amostra estudada por Moortgat et al. (2010;2013) uma oportunidade de modelar um fluido leve e com 8% molar de CO₂, cujas características podem ser consideradas semelhantes às dos fluidos extraídos dos reservatórios do pré-sal (Diniz, 2015).

Alguns dados que serão apresentadas nessa seção foram obtidas a partir de informações fornecidas, principalmente, pelos trabalhos de Moortgat et al. (2010;2013), e trabalhadas, conforme necessidade do presente trabalho.

A tabela 2 a seguir apresenta a composição de fluido apresentada no trabalho de Moortgat et al., 2010.

Tabela 2 – Composição molar do fluido de reservatório no experimento PVT.

Composição do Fluido do Reservatório no Experimento de PVT			
Componente	Fração Molar	Componente	Fração Molar
CO2	0,0824	C 9	0,0169
N2	0,0037	C10	0,0155
C1	0,5129	C11	0,0126
C2	0,0707	C12	0,0115
C3	0,0487	C13	0,0119
iC4	0,0090	C14	0,0098
nC4	0,0179	C15	0,0096
iC5	0,0059	C16	0,0075
nC5	0,0086	C17	0,0068
C6	0,0113	C18	0,0069
C7	0,0164	C19	0,0063
C8	0,0210	C20+	0,0762
TOTAL			1,0000

Fonte: Moortgat et al. (2010, p.9); Moortgat et al. (2013, p.343).

Na tabela 2, o fluido se apresenta em componentes SCN (Single Carbon Number), com uma exceção, C20 +, que é um pseudocomponente composto por todos os componentes maiores que C20. Por causa disso, há uma incerteza inerente quanto à composição e comportamento desse pseudocomponente.

No trabalho original de Moortgat et al, 2010, foram testadas e simuladas pseudoizações de sete, oito, nove, dez e onze pseudocomponentes, no intuito de reduzir o número de elementos e obter uma simulação mais eficiente.

Com estes mesmos dados, Scanavini et al. (2013) apresentaram um estudo tanto com a composição original quanto com sete pseudocomponentes, apresentando um trabalho para desenvolvimento de uma metodologia de pseudoização e ajuste da EOS para óleos leves com certo teor de CO₂. O trabalho foi validado através da análise dos desvios dos ajustes em relação aos dados de PVT experimentais, além dos bons resultados obtidos com a simulação composicional. Importante destacar que Scanavini et al., 2013, em seu trabalho, descrevem que existem diferentes possibilidades para agrupamentos dos componentes, mas não podem afirmar qual é a melhor ou a mais correta; a melhor pseudoização para um fluido pode não ser adequada para outro (SCANAVINI et al., 2013).

Esta Dissertação seguiu o mesmo esquema de pseudoização ótima definida por Moortgat et al., 2013, que foi assumida em termos de precisão e número mínimo de pseudocomponentes, onde a melhor modelagem foi alcançada obtendo-se uma lista de nove compostos, puros e pseudocomponentes.

A partir do processo de *lumping*, com o auxílio do próprio software WinProp, as propriedades dos pseudocomponentes são calculadas baseadas nas propriedades dos componentes SCN, apresentados na tabela 2.

O modelo de fluido foi criado a partir dos dados dos gráficos, resultantes de testes PVT de Liberação Diferencial e Teste de Inchamento, realizado e apresentado por Moortgat et al., 2010. A presente Dissertação trabalhou com estes dados, que foram extraídos ao artigo com auxílio do programa Web Plot Digitalizer (ROHATGI, 2012), tratados em planilhas e aplicados no WinProp.

De posse dos dados deste óleo, de API 27 e, uma vez preenchidos os dados do teste de Liberação Diferencial, foi possível realizar a regressão, utilizando o menor número de parâmetros possíveis, obtendo-se relatórios e gráficos com resultados quantitativos e qualitativos, respectivamente, aliando o ajuste dos pontos experimentais com parâmetros da EOS e consequente curvas ajustadas. Devido a criticidade do parâmetro de pressão de saturação, a mesma foi priorizada, ajustando seu valor com menor desvio possível. A partir daí, os parâmetros de Fator Volume de Formação do óleo (Bo), Fator Volume de Formação do gás (Bg), Razão de Solubilidade (Rs), Razão

Gás-Óleo (RGO), Densidade e Viscosidade também seguiram sendo avaliados com desvios mínimos, para um ajuste ideal da EOS-PR.

Tabela 3 – Teste de Liberação Diferencial.

Resultado do Teste de Liberação Diferencial					
Pressão (Kg/cm2)	Fator Volume- Formação do Óleo	Razão Gás/Óleo (volume/ volume)	Densidade do Óleo (g/cm3)	Fator Volume- Formação do Gás	Viscosidade do Óleo (cP)
549.22	1.55	235.6	0.726		1.36
529.07	1.56	235.6	0.724		1.33
508.98	1.56	235.6	0.722		1.29
489.13	1.57	235.6	0.721		1.25
469.29	1.57	235.6	0.718		1.23
448.76	1.57	235.6	0.717		1.21
431.89	1.58	235.6	0.715		1.19
428.04	1.58	235.6	0.714		1.18
415.66	1.58	235.6	0.713		1.18
411.76	1.58	235.6	0.712		1.18
399.07	1.59	235.6	0.711		1.19
390.42	1.59	235.6	0.710		1.17
349.46	1.51	203.3	0.726	0.00331	1.30
309.49	1.45	178.3	0.739	0.00345	1.40
269.72	1.40	155.3	0.750	0.00369	1.52
229.75	1.35	133.6	0.762	0.00403	1.65
189.93	1.30	112.7	0.773	0.00481	1.81
149.71	1.26	92.1	0.785	0.00621	1.89
110.07	1.22	71.9	0.798	0.00872	2.35
69.97	1.17	50.6	0.812	0.01443	2.99
34.57	1.13	31.0	0.826	0.03058	4.02
1.35	1.03	0.0	0.855	0.00000	8.52

Fonte: Adaptado de Moortgat et al. (2010).

Uma vez alcançado o ajuste ótimo nessa primeira etapa, o teste de inchamento é inserido no WinProp, com as informações das relações das concentrações molar de CO₂, Pressões de Bolha e Fator de Inchamento associado. Importante destacar que, para fins de simulador, neste passo do ajuste, é necessário definir o gás a ser injetado.

Concluída a inserção dos dados de testes e seus ajustes, seguiu-se para ajuste da Pressão Mínima de Miscibilidade e então, para ajuste de viscosidade, via Pedersen modificada (1987).

Tabela 4 – Teste de Inchamento com CO₂.

Resultado do Teste de Inchamento com CO2			
Composição de CO2 (fração molar)	Pressão de Bolha (Kg/cm2)	Fator de Inchamento (volume/volume)	
0.083	391.0	1.000	
0.137	401.8	1.020	
0.228	425.2	1.080	
0.293	449.9	1.120	
0.339	501.0	1.171	
0.408	537.9	1.199	

Fonte: Adaptado de Moortgat et al. (2010).

Finalizada esta última etapa, foram reavaliados os valores e desvios de todas as propriedades previamente ajustadas, de forma a garantir que o fluido foi corretamente modelado, sem alteração dos valores ajustados anteriormente e, uma vez ajustadas, as propriedades dos componentes foram salvas e, com auxílio do WinProp, é possível gerar um formulário de entrada para o simulador de fluxo.

3.4. Modelagem de Reservatório

Com o fluido modelado, segue-se com a importação desses dados para o simulador composicional GEM, definindo antes, ainda no WinProp, as reações que deverão ocorrer com a injeção alternada de água e gás carbônico, considerando estes fluidos entre si além dos minerais que se destacam nesse reservatório, admitindo eventos de dissolução e precipitação mineral, tem-se:

$$CO_2 + H_2O \leftrightarrow H^+ + HCO_3^-$$
 (Dissolução) (21)

Calcita +
$$H^+ \leftrightarrow Ca^{++} + HCO_3^-$$
 - Precipitação Mineral (22)

$$Dolomita + H^+ \leftrightarrow Ca^{++} + Mg^{++} + 2. HCO_3^- \text{ (Precipitação Mineral)} \tag{23}$$

A partir desta importação, segue-se a inserção dados e modelagem do reservatório para a análise de fluxo por WAG em um reservatório sintético.

Para a concepção dessa dissertação, tomou-se algumas características dos campos do pré-sal brasileiro de forma que o desenvolvimento do campo a ser modelado retornasse dados o suficiente para análises efetivas, em torno da região dos poços. Para tal, foi aplicado ao campo uma geometria retangular para um reservatório horizontal e suas dimensões são levadas a uma profundidade de 4922 m, com o contato óleo-água

a 5112 m. Dentro de um ideal de uma malha de cartesiana convencional, foram criados dois modelos que se diferem em seu refinamento, de forma que:

- Modelo Base: Malha 27 x 17 x 4, de forma a simular cenários de otimização da produção;
- 2. Modelo Final: Malha refinada 81 x 51 x 12, para avaliação geoquímica, tanto no reservatório quando na região do poço.

Importante destacar que, uma vez definidas as características desse reservatório, cada uma das células que compõem os modelos carrega consigo estas mesmas definições e funcionam como pequenos reservatórios e, cada uma dessas célula da malha é identificada pelas suas coordenadas x, y e z, ao longo do reservatório. Por isso, o trabalho de migrar de um modelo mais simples para um mais refinado precisa ser realizado com cautela para que o processo de otimização não seja perdido.

Mesmo com esse desafio, a concepção de dois modelos com malhas diferentes auxilia no tempo de simulação dos diversos cenários e consequente definição dos melhores de operação de um reservatório. Tanto para a construção do modelo base quanto para o modelo final foi considerado um ciclo de produção de 27 anos, dentro dos moldes de concessão no Brasil (ANP, 2007), em um reservatório homogêneo e isotrópico. E ainda, foram usados os módulos Builder e Cedit, da CMG, para construção de um modelo baseado em características geoquímicas de rochas reservatório previamente trabalhados por Rodrigues (2017), onde a mesma apresentou a avaliação das consequências geoquímicas devido a injeção de CO₂ em um aquífero, com dados da literatura.

Assim, considerando um reservatório carbonático, tendo como minerais principais a calcita e a dolomita, fossem carregadas no modelo as características utilizadas por Rodrigues (2017), tais quais as concentrações iniciais para os componentes aquosos e as propriedades minerais:

Tabela 5 – Concentração inicial dos componentes aquosos.

Componentes aquosos	Concentração	
Componentes aquosos	(mol/kg H₂O)	
H ⁺	1,00 E ⁻⁰⁷	
Ca ²⁺	9,11 E ⁻⁰⁵	
Mg ²⁺	2,32 E ⁻¹¹	

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2017) apud Nghiem et al., 2004.

Tabela 6 – Propriedades dos minerais.

Minerais	Fórmula	Peso Molecular (g/mol)	Fração volumétrica inicial
Calcita	CaCO ₃	100,00	0,0088
Dolomita	CaMg(CO ₃) ₂	184,40	0,0088

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2017) apud Nghiem et al., 2004.

Tabela 7- Parâmetros iniciais para as reações minerais.

Minerais	Rate Constante (log10Kmol/m².s)	Área Reativa (m²/m³)	Energia de Ativação (EA)
Calcita	-8,7800	88	41870
Dolomita	-9,22185	88	41870

Fonte: Adaptado de Rodrigues (2017) apud Nghiem et al., 2004 & Khan, 2015.

Dentro do processo de modelagem das reações que ocorrerão devido as interações rocha-fluido e fluido-fluido, os dados das concentrações iniciais dos minerais coitadas na tabela 5 e características associadas (tabelas 6 e tabela 7) são extremamente importantes para o simulador realizar os cálculos, modelar as reações de dissociação e precipitação mineral e apresentar as informações relevantes.

Para inserção dos dados de reservatório através dos módulos oferecidos pela CMG, foram usados os dados base:

Tabela 8 – Propriedades do Reservatório.

PROPRIEDADES	VALOR
Espessura porosa	240,00 m
Pressão original	55.378,15 KPa
Contato óleo-água	5115,00 m
Porosidade média	25%
Permeabilidade absoluta média	2000,00 mD
Permeabilidade vertical	200,00 mD
Compressibilidade da rocha (estimada)	3.10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Saturação de água conata	18%
Massa específica da água em condições s	62,4 lb / ft ³
Viscosidade da água em condições de res	0,40 cP
Raio do poço	0,35 ft

3.4.1. Estratégias de otimização

Para prosseguir na construção do modelo de fluxo, é necessário que se entenda todos as teorias de engenharia de reservatório de forma a agregar valor ao estudo. Assim, uma vez definida que é possível o desenvolvimento da produção em uma determinada área, é importante entender como as propriedades do reservatório e como

a qualidade do fluido ali existente vão interferir na produção, na definição da malha de poços a serem distribuídos na área, quantos são os poços injetores e quantos são os produtores, mecanismo de produção daquele reservatório, tipo de injeção, qual fluido a ser injetado, periodicidade de injeção, parâmetros de produção, dentre outros.

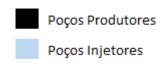
De primeiro momento, dentro da estratégia de otimização de parâmetros de injeção e melhor recuperação, a principal ferramenta será o modelo base, de forma a definir distribuição dos poços injetores e produtores, vazões ótimas de injeção e tempo do ciclo de injeção.

3.4.2. Construção de Cenários

A) Estudo da disposição dos poços

Para avaliar de que forma os poços precisariam estar distribuídos no reservatório modelado, foram desenhadas possibilidades de posicionamento de poços injetores e produtores. Os poços foram estruturados de forma que houvesse 3 camadas de canhoneados abertas, a depender, para injeção ou para produção.

Em um projeto de injeção, é prática comum posicionar os poços, injetores e produtores, em uma padronagem geométrica regular para que seja formada uma rede simétrica e interconectada. Assim, foram testadas sete configurações, considerando apenas injeção secundária por água, apenas para avaliação de varrido e recuperação, onde:



A.1) Layout 1

8 poços produtores

7 poços injetores

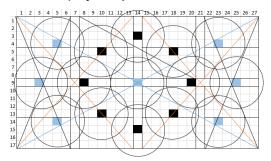


Figura 17 – Distribuição de poços 1.

A.3) Layout 2

2 poços produtores

6 poços injetores

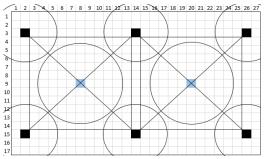


Figura 19 – Distribuição de poços 2.

A.5) Layout 3

7 poços produtores

4 poços injetores

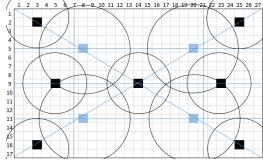


Figura 21 – Distribuição de poços 3.

A.2) Layout 1 invertido

7 poços produtores

8 poços injetores

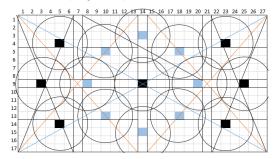


Figura 18 - Distribuição de poços 1-2.

A.4) Layout 2 invertido

6 poços produtores

2 poços injetores

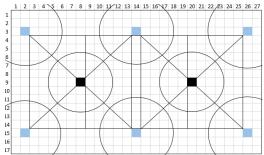


Figura 20 – Distribuição de poços 2-2.

A.6) Layout 3 invertido

4 poços produtores

7 poços injetores

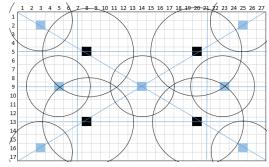


Figura 22 – Distribuição de poços 3-2.

A.7) Layout 4 7 poços produtores 8 poços injetores

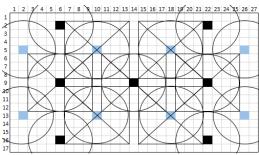
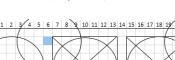


Figura 23 - Distribuição de poços 4.

A.8) Layout 4 invertido 8 poços produtores



7 poços injetores

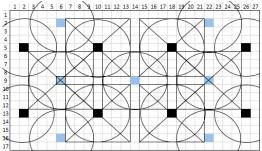


Figura 24 – Distribuição de poços 4-2.

B) Estudo das vazões

Para compreender e definir a melhor vazão para obter a melhor recuperação com a técnica WAG, foram simulados os efeitos da variação da vazão e no cenário onde a distribuição de poços é definida considerando a injeção de apenas um fluido, seja ele água ou o dióxido de carbono, no modelo A de reservatório.

Para o cenário de apenas injeção com água, foi definido um intervalo de avaliação de vazões, variando de 100 m³/d a 1500 m³/d. A partir do teste inicial, foram definidas 3 vazões para a posterior avaliação combinada das vazões já no processo de WAG.

O mesmo teste foi realizado para o cenário de injeção apenas com gás, variando a vazão entre 100 Mm³/d a 500 Mm³/d e, por fim, definindo as 3 melhores vazões para combinação WAG.

Com a definição de três vazões para os dois tipos de fluido, o fim do processo resulta, inicialmente, na construção de 32 cenários para simulação e o retorno das melhores recuperações para o projeto de acordo com as vazões de injeção.

C) Estudo do tempo de Ciclo

Foram definidos que os períodos de alternância de gás e água tomariam o mesmo tempo de injeção ao longo de todo o período de produção, de forma que, ao definir-se os ciclos, são considerados tempos iguais (meses) de injeção de gás e água, por 27 anos de concessão.

Desta forma, os cenários que foram aqui foram assumidos são os de 3 meses, 6 meses, 12 meses e 18 meses, de forma a entender como esses tempos de injeção, junto as vazões previamente definidas, irão interferir no processo de recuperação de óleo no reservatório.

Ao final desse processo, estima-se que terão sido realizadas, no mínimo, 36 simulações na primeira fase, de forma a obter as melhores condições de produção para as etapas seguintes.

3.4.3. Avaliação Geoquímica

Uma vez todas as variáveis definidas para modelo base, adota-se o modelo final, com todas as mesmas propriedades definidas inicialmente, porém, considerando o refino da malha, apresentando assim, as dimensões 81 x 51 x 12 para esse momento. Espera-se que uma malha mais refinada traga mais detalhes ao estudo e as reações geoquímicas esperadas.

Esta etapa consiste em primeiro avaliar o processo de injeção de CO₂ sem a modelagem geoquímica acoplada ao modelo de fluxo. De posse desse primeiro cenário, pode-se avaliar os parâmetros do reservatório após o período de produção e comparar com a simulação acoplada ao modelo geoquímico que apresentará as reações de dissolução e a possível mineralização do CO₂ na formação. Dentro desta etapa, também, será avaliada se existe alguma alteração no cenário pós injeção caso a injeção se inicie com gás ou com água ou mesmo com a injeção simultânea de água e o gás, alternando- se, apenas, quais os poços estarão abertos para o que. E, uma vez entendido qual é a melhor técnica de injeção, segue-se o estudo e avaliação geoquímica na região dos poços.

4. Resultados e Discussões

No presente capítulo, são apresentados os resultados obtidos ao longo do estudo e desenvolvimento desta dissertação.

4.1 Modelagem do Fluido

C20+

0,0762

Utilizando como nove, o número de pseudocomponentes no processo de pseudoização ótima apresentada por Moortgat et al. (2013), a tabela 9 a seguir apresenta o resultado do processo de *lumping*, realizado com o auxílio do WinProp.

As propriedades apresentadas na tabela 9 são calculadas a partir das propriedades dos componentes SCN, apresentados na tabela 2, e que também fazem parte da biblioteca do módulo.

Parâmetros obtidos pela caracterização do fluido Acêntrico Shift (VSP) (g/mol) (Kg/cm2) 44 304,20 -0,055 CO2 0,0824 75,20 0,239 N2 + C1 0,5166 16 190,12 46,81 0,011 -0,155 49,79 C2 0,0707 30 305,40 0,099 -0,100 **C**3 0,0487 43,28 -0,085 44 369,80 0,153 C4 - C5 436,27 -0,059 0,0414 63 36,87 0,212 C6 - C9 0,0656 104 30,50 0,379 0,035 561,27 C10 - C14 159 0,596 0,111 0,0613 659,97 22,80 C15 - C19 0,0371 233 744,77 17,15 0,681 0,166

Tabela 9 – Caracterização do fluido a partir de seus pseudocomponentes.

Uma vez de posse dessas informações, conseguiu-se o ajuste da EOS para o fluido apresentado na tabela 9, de forma que o módulo GEM receba as informações do fluido e reproduza o comportamento do fluido modelado dentro do reservatório.

907,90

1,477

8,14

0,308

536

Para ajuste dos parâmetros, foram utilizados os dados de PVT de Liberação Diferencial, Teste de Inchamento e Teste de Múltiplos Contatos, dados estes fornecidos na tabela 3 e 4; além da regressão das propriedades críticas (temperatura e pressão), fator acêntrico e volume shift da fração mais pesada do óleo. Ainda, foi necessário usar para a regressão, os coeficientes de interação binária entre o CO₂ e as frações de N2+C1, C2, C15-19 e C20+.

Priorizando sempre a Pressão de Saturação, e tentando encontrar os menores erros possíveis para as demais propriedades, foi possível chegar a um erro da P_{sat} próximo de 0% e da PMM menor que 2%.

Desta forma, as curvas foram bem ajustadas após regressão se apresentam da seguinte forma:

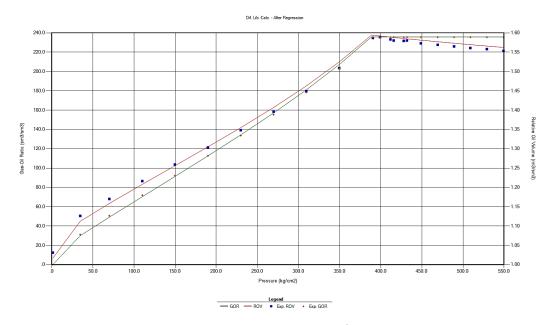


Figura 25 – Gráfico após regressão de dados da Razão Gás-Óleo (GOR) e do Volume Relativo do Óleo (ROV).

Observar o gráfico 25 é entender que, o R_s se mantém constante à medida que a pressão diminui e, ao atingir a pressão de saturação, uma maior quantidade de gás é liberada. Assim, a R_s decresce continuamente. Já o B_o , que tem um ligeiro aumento do seu valor até atingir a P_{sat} , após esse ponto, ao passo que a pressão cai, um volume de óleo na superfície será obtido a partir de um volume progressivamente menor de óleo do reservatório, e por isso vê-se este parâmetro caindo progressivamente.

As figuras 26 e 27 apresentam as curvas ajustadas de compressibilidade e fator de volume de formação do gás além da gravidade específica do óleo e do gás, este último sem dados fornecidos, onde sua curva foi estimada a partir do desenho das demais curvas.

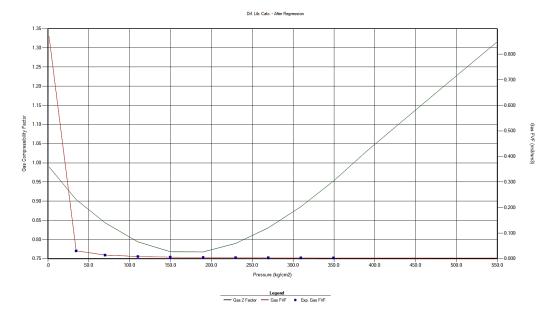


Figura 26 – Gráfico após regressão de dados do Fator de Compressibilidade (Z) e do fator volume de formação do gás (FVF).

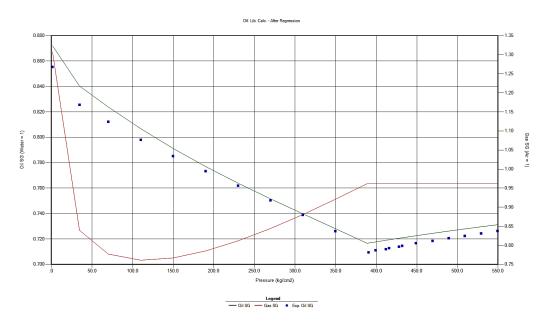


Figura 27 – Gráfico após regressão de dados de gravidade específica do gás e gravidade específica do óleo (SG).

As curvas ajustadas a seguir fazem parte do combo de testes PVTs especiais, extremamente necessários para quando há a possibilidade de recuperação por injeção de um fluido miscível, definindo-se assim o ponto de pressão de bolha e o inchamento do óleo, ambas curvas dadas partir do CO₂ dissolvido (fração molar).

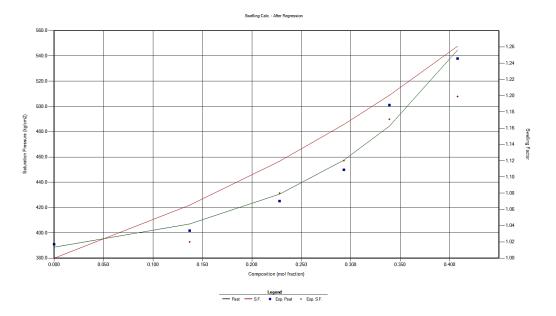


Figura 28 – Gráfico após regressão de dados de teste de inchamento com CO₂.

Moortgat et al. (2013), já em seu trabalho, descreviam as incertezas dos dados de pressão de bolha acima de 35,5% molar de CO₂. Somado a isso, o ajuste das curvas na figura 28 carrega consigo os desvios dessas incertezas somadas as incertezas de coleta de dados via Web Plot Digitalizer (ROHATGI, 2012).

Aos observarmos os gráficos apresentados anteriormente, a correção dos pequenos desvios das curvas modeladas, comparando com os pontos experimentais apresentados se daria através da inclusão ou exclusão de alguns parâmetros, o que poderia desajustar propriedades mais relevantes na regressão, como a pressão de saturação, outrora citada como prioridade. A escala que se apresentam os gráficos também pode ser um dos fatores que aguçam o olhar para a comparação "desvios curva modelada x dados" presentes.

Importante destacar que a literatura apresenta inúmeras metodologias e recomendações para ajuste de dados, dados de regressão, agrupamento de componentes, dentre outros e, neste projeto, foram seguidas as recomendações e metodologia adotada por Whitson (1983) para os ajustes por regressão dos parâmetros da EoS.

Com auxílio do Winprop, também foi possível ajustar a Pressão Mínima de Miscibilidade (PMM) com o CO₂, tanto de primeiro (FCM) quanto de múltiplos contatos (MCM), sendo elas 68,6MPa e 52,7 MPa. O mecanismo de miscibilidade por múltiplos contatos se dá via vaporização por gás, onde os hidrocarbonetos intermediários evaporam devido a injeção do CO₂ que atua como solvente. Com o "enriquecimento" do CO₂, ele tende a ser tornar miscível com o óleo,

promovendo, assim o deslocamento miscível do petróleo, uma vez que a pressão do reservatório esteja acima da pressão mínima de miscibilidade

A seguir, podemos visualizar o diagrama ternário de miscibilidade, que é a ferramenta usada para a visualização da miscibilidade entre o CO₂ e o fluido a ser recuperado, uma vez que exista um equilíbrio termodinâmico entre as diferentes fases.

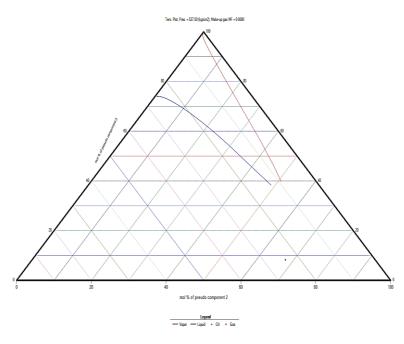


Figura 29 - Diagrama Ternário representando a PMM.

O ajuste da PMM está bem alinhado ao apresentado no trabalho de Moortgat et al. (2013), uma vez que a 35,5% molar de CO₂ a tensão interfacial entre o fluido modelo e o dióxido de carbono é nula, caracterizando a miscibilidade próxima a 537 kg/cm² (52,7 MPa), como modelado na figura 28 e apresentado no trabalho referência a figura 30:

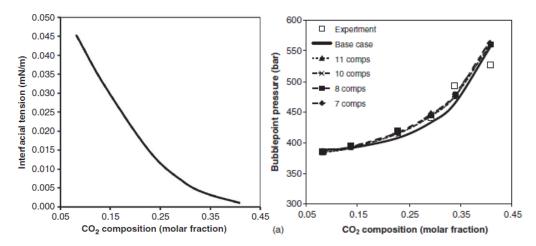


Figura 30 – Pressão Mínima de Miscibilidade. Fonte: Moortgat et al, 2013.

Com um alinhamento considerável entre os dados experimentais e as curvas ajustadas até então, pode-se seguir para o ajuste da viscosidade, na qual foi considerada a correlação de Pederson modificada (1987), onde a regressão considerou 1, 2, 3, 4 e 5 como parâmetros de ajuste, resultando na figura 31:

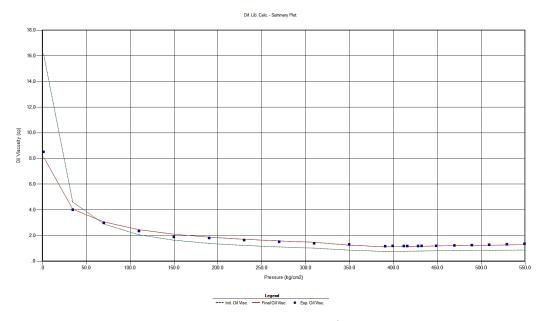


Figura 31 – Viscosidade do Óleo.

Com todas as propriedades ajustadas, foi gerado o diagrama de fases, representado na figura 32, que ajuda a entender o comportamento do fluido no reservatório ao longo da produção, com a consequente alteração da pressão e temperatura do sistema.

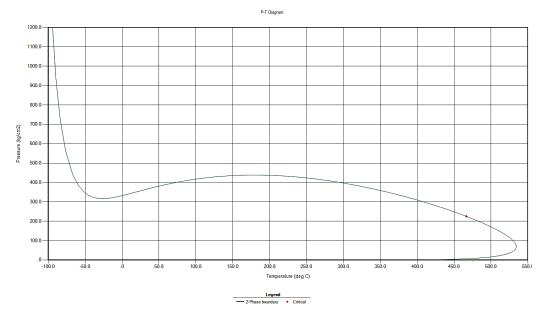


Figura 32 - Envelope de Fases.

A figura 32 apresenta um diagrama de fases típico de óleo pesado. Com o auxílio de Dake (2014) uma vez que o óleo contém maiores proporções dos componentes pesados da série das parafinas, a envoltória de fases apresenta-se mais horizontalizada em relação ao diagrama de fases comumente encontrado.

Concluído o ajuste dos parâmetros da PR-EOS, próximo ao que fora apresentado por Moortgat et al. (2010;2013), pode-se avançar para a etapa seguinte, que é a modelagem de reservatório.

4.2. Modelagem e Simulação de Reservatório

Construir um modelo de reservatório significa alinhar as propriedades do reservatório que se possui à estratégia de produção que se deseja traçar, objetivando-se o melhor retorno financeiro, com menor custo possível.

A simulação é a ferramenta mais ágil para a definição os passos dessa estratégia. Porém, primeiro, é necessário estar familiarizado com o programa que se possui e sua linguagem, de forma que essa relação usuário x ferramenta auxilie na definição de quais as variáveis que possuem valor de informação, que seja possível replicar no programa a necessidade da simulação e que o programa retorne as informações relevantes para o estudo.

Assim, o GEM foi a ferramenta aplicada neste projeto, onde foi possível desenhar layouts, estudar parâmetros, definir variáveis importantes para que, enfim a análise geoquímica do reservatório, dentro de um contexto de reinjeção e armazenamento do CO₂ fosse possível.

4.2.1. Estratégia de otimização do modelo A

Para verificar a melhor estratégia de produção para se obter a melhor recuperação de óleo, o modelo base foi usado como ferramenta para distribuir os poços e estudar a produção acumulada após 27 anos de injeção. De posse desse modelo e das configurações da tabela 8, o reservatório foi concebido e a distribuição dos poços que foram inicialmente idealizados com auxílio da ferramenta Excel se apresentam como a seguir, pelo Builder:

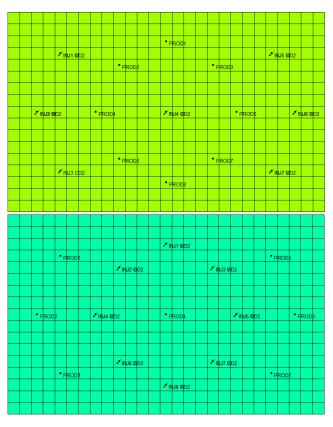


Figura 33 – Distribuição de poços 1 e 1-2, respectivamente.

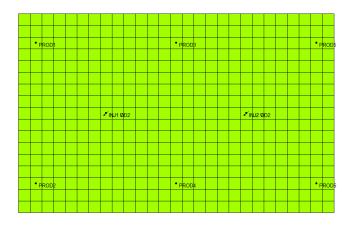




Figura 34 – Distribuição de poços 2 e 2-2, respectivamente.

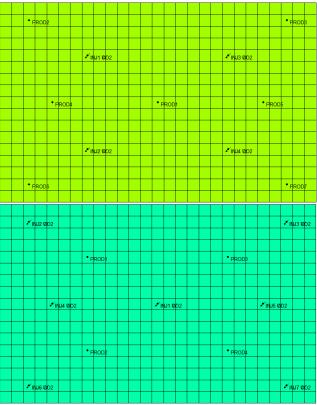
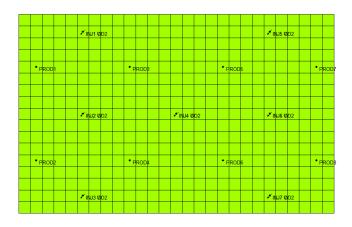


Figura 35 – Distribuição de poços 3 e 3-2, respectivamente.



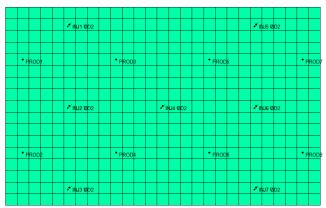


Figura 36 – Distribuição de poços 4 e 4-2, respectivamente.

Assim, foram testados os cenários de injeção, com água de primeiro momento, apenas para balizar a escolha dentre as oito configurações possíveis. O critério final de avaliação das simulações foi feito a partir do melhor fator de recuperação em cenários que consideraram um mesmo somatório de vazão de injeção para todos eles, de forma que a comparação pudesse ser apenas em torno de como os poços estariam distribuídos no campo. A importância dessa etapa consiste em conseguir perceber como o reservatório responde ao posicionamento dos poços com cada uma das possibilidades de injeção nos oito possíveis layouts, e o critério final de escolha nessa etapa foi o maior fator de recuperação.

Desta forma, a tabela 10 mostra a eficiência de recuperação, quantitativa, considerando os diferentes layouts.

Tabela 10 - Fator de Recuperação

Arranjo	Fator de Recuperação		
Layout 1	55,0		
Layout 1 invertido	55,2		
Layout 2	54,4		
Layout 2 invertido	48,5		
Layout 3	55,0		
Layout 3 invertido	53,9		
Layout 4	55,2		
Layout 4 invertido	55,9		

A configuração 4 invertida foi escolhida apenas por apresentar um valor de fator de recuperação ligeiramente maior que as demais. Na verdade, a diferença entre as configurações é irrisória ao se comparar as configurações 1, 1-invertido, 3 e 4 dentro de uma análise mais criteriosa.

Importante discutir neste ponto que, mais importante que tomar um número de fator de recuperação, quando se considera um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo real, deve-se fazer um estudo multidisciplinar das diversas áreas de conhecimento, associado a um mapeamento dos possíveis riscos associados. A análise dos diversos cenários gera dados suficientes para se obter valor monetário esperado (VME), que baliza a aprovação ou não de um projeto. Porém essa temática não será abordada nessa dissertação.

Associando os desenhos dos layouts com o fator de recuperação, verificase que quanto mais o arranjo dos poços se aproxima do desenho de *five spot*, que proporciona um melhor deslocamento frontal, somando ao fato de apresentar uma malha densa, melhor a eficiência de recuperação de um campo. Isso é verificado quando se compara o layout 4 invertido com o layout 1, já que ambos possuem o mesmo número de poços, porém um desenho diferente de distribuição de poços, ratificando-se, assim, o arranjo de poços do layout 4 invertido como o ideal para as próximas etapas do trabalho.

Uma vez definido o layout, prossegue-se para a avaliação da combinação das vazões de injeção e tempo de ciclo de injeção que serão aplicadas aos poços desse reservatório. Dentro do exposto na metodologia, foram avaliadas isoladamente, dentro do layout escolhido, diferentes vazões para injeção de água e de gás, compreendidas dentro do intervalo de 100 m³/d a 1500 m³/d e 100 Mm³/d a 500 Mm³/d respectivamente. Assim três vazões escolhidas foram as que melhores responderam aos testes realizados e então, os tempos de ciclo de injeção foram incluídos aos cenários definidos de vazão, de forma que:

Tabela 11 – Vazões e tempo de ciclo.

3 me	eses	6 me	eses	12 m	eses	18 m	eses
Q _a (m³/d)	Q _g (Mm³/d)						
750	150	750	150	750	150	750	150
750	200	750	200	750	200	750	200
750	250	750	250	750	250	750	250
1000	150	1000	150	1000	150	1000	150
1000	200	1000	200	1000	200	1000	200
1000	250	1000	250	1000	250	1000	250
1250	150	1250	150	1250	150	1250	150
1250	200	1250	200	1250	200	1250	200
1250	250	1250	250	1250	250	1250	250

É importante relatar que a baixa complexidade da malha de simulação desenhada para o modelo base auxilia na rapidez de testes e assim foi possível realizar inúmeras simulações para ajustar demais parâmetros críticos de produção do reservatório, tais como pressão de fundo dos poços de injeção e de produção assim como as vazões mínimas e máximas desses poços. Assim, com os ajustes das variáveis de poços, e de posse dos cenários apresentados possíveis da tabela 11, foram obtidos os seguintes valores médios de fator de recuperação, apresentados na tabela 12:

Tabela 12 – Média do Fator de Recuperação a partir dos ciclos de injeção.

Tempo (Meses)	Média Fator de Recuperação
3	61,65
6	61,56
12	61,60
18	61,84

Com as médias apresentadas na tabela 12, pode-se escolher as combinações contidas dentro do intervalo de alternância de injeção de 18 meses para seguir a avaliação do modelo.

Dentro de um aspecto prático, ao se realizar alternâncias de injeção com tempos maiores, aproveita-se as poucas manobras operacionais no sistema de produção, ora alinhando para o sistema de injeção de água, ora injetando para o sistema de injeção de gás.

Os dados compilados na tabela 13 permitem combinar o tempo de ciclo de 18 meses com as vazões mais altas de injeção aqui apresentadas, com uma melhor recuperação de óleo.

Tabela 13 – Destaque do ciclo de injeção de 18 meses.

Tempo (Meses)	Q _g (Mm³/dia)	Q _a (m³/dia)	Fator de Recuperação
18	250	1250	62,6
18	250	750	62,5
18	250	1000	62,4
18	200	1250	61,9
18	200	1000	61,9
18	200	750	61,8
18	150	1250	61,2
18	150	750	61,1
18	150	1000	61,1

Assim, os testes realizados no modelo base resulta numa combinação de parâmetros, onde define-se uma malha de 7 poços injetores para 8 poços produtores, considerando uma vazão de 250 Mm³/dia de gás por 18 meses e vazão de 1000 m³/dia de água por outros 18 meses, trazendo um fator de recuperação de 62,6% para o reservatório modelado. Importante destacar que até então, os parâmetros desta seção foram delineados considerando o processo WAG iniciando com a injeção de gás.

Definidos os parâmetros que entregam as melhores recuperações, o trabalho segue seu objetivo, na avaliação geoquímica pós o período de produção.

4.2.2. Estratégia de otimização de CCS a partir das técnicas de injeção

Ainda dentro dos processos de melhoria na engenharia de um reservatório, um projeto de desenvolvimento associado a CCS, de forma geral, além de retornar o investimento nele realizado, também precisa ser ecologicamente efetivo, ou seja, uma estratégia deve ser traçada para que o reservatório possa reter a maior quantidade possível de CO₂ em seus poros.

Para tal, nesta etapa, avançou-se para o refinamento da malha (figura 37), numa tentativa de estar mais próximo possível da solução analítica do problema proposto, para assim facilitar a observação e detalhamento das reações geoquímicas que, por outro lado, demanda maior tempo computacional.

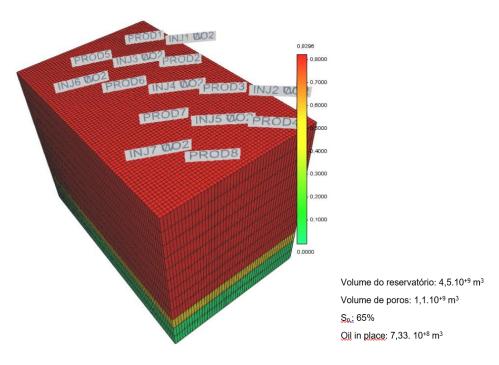


Figura 37 – Modelo Refinado e suas características

Se as células permanecessem muito grandes para esse tipo de estudo, o grau de diluição do CO_2 poderia ser elevado a ponto de não possível avaliar o seu efeito nas reações químicas.

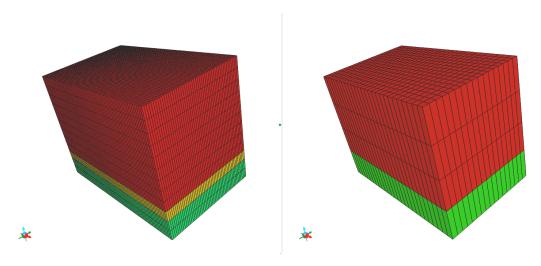


Figura 38 – Comparação entre modelo final e modelo base.

No trabalho de Rodrigues (2017) a importância do grau refinamento foi apontada, principalmente para a avaliação das consequências dos mecanismos de aprisionamento no reservatório, de forma que realmente pode-se perceber, no gráfico da figura 39, uma grande diferença entre os dois modelos:

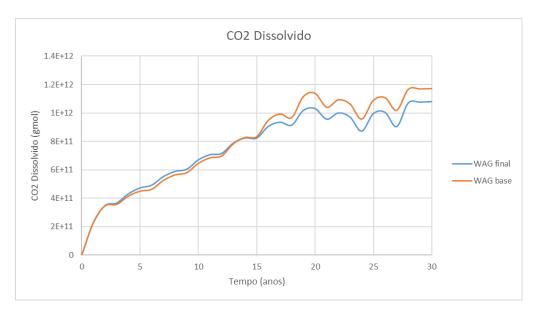


Figura 39 – Comparação entre modelo final e modelo base.

Na análise da figura 39 é possível se perceber a variação de concentração de CO₂ dissolvidos, comparando o modelo base e o modelo refinado, onde este último tende a apresentar melhor a realidade da consequência de injeção do CO₂.

Ainda no grau de importância de se ter uma linha zero para análises finais das figuras e gráficos que foram geradas nesse trabalho, foi simulado um modelo sem reações (figura 40) de forma que fosse possível a comparação dos resultados para se obter melhores análises:

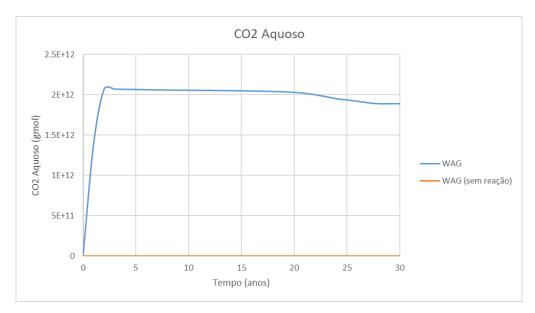


Figura 40 – Comparação entre modelo final WAG e modelo final WAG sem reação.

Onde o gráfico da figura 40 mostra claramente que, sem a aplicação de reações em um modelo composicional não é possível se perceber a interação entre o gás injetado e o óleo no reservatório.

Assim, tabela 15 apresenta os parâmetros de reservatório trabalhados para o modelo final e, junto aos resultados anteriormente obtidos, foram rodados mais quatro cenários de injeção: iniciando a injeção com gás (WAG) porém sem considerar a modelagem geoquímica, iniciando a injeção com gás (WAG), iniciando a injeção com água (WAG invertido) ou mesmo injetando simultaneamente gás e água (SWAG – Simultaneos Water alternated Gas).

Tabela 14 – Propriedades do Modelo Final.

PROPRIEDADES	VALOR
Malha de simulação	81 x 51 x 12
Vazão de injeção de gás	250 Mm³/dia
Vazão de injeção de água	1250 m³/dia
Vazão máxima de produção de óleo	15000 m³/dia
Espessura porosa	240,00 m
Pressão original	55.378,15 kPa
Contato óleo-água	5115,0 m
Porosidade média	25%
Permeabilidade absoluta média	2000,00 mD
Permeabilidade vertical	200,00 mD
Compressibilidade da rocha (estimada)	3.10 ⁻⁶ psi ⁻¹
Saturação de água conata	18%
Massa específica da água em condições standard	62,4 lb / ft ³
Viscosidade da água em condições de reservatório	0,40 cP
Raio do poço	0,35 ft

4.2.2.1. Sistema WAG e influências geoquímicas

A análise nesta etapa considera os parâmetros essenciais definidos anteriormente, aplicando a técnica WAG, garantindo a injeção do gás em caráter supercrítico, a vazões constantes de 1250 m³ de água e 250 Mm³ de gás, por 18 meses cada fluido.

Para esta etapa, ainda, serão consideradas três das diversas subtécnicas de injeção WAG, onde: a injeção iniciando por gás (aqui referenciada como WAG), a injeção iniciando por água (aqui referenciada como WAG inv) e a injeção simultânea de água e gás, considerando que, o ciclo de injeção, neste caso, se dá com a alternância de poços ativos na injeção de CO₂ e de água, retratada na tabela 16:

Tabela 15 – Poços abertos e fechados por ciclo – SWAG.

	CICLO 1			CICLO 2
INJ1W	Χ	FECHADO	0	ABERTO
INJ1CO2	0	ABERTO	Χ	FECHADO
INJ2W	Χ	FECHADO	0	ABERTO
INJ2CO2	0	ABERTO	Χ	FECHADO
INJ3W	0	ABERTO	Χ	FECHADO
INJ3CO2	Χ	FECHADO	0	ABERTO
INJ4W	Χ	FECHADO	0	ABERTO
INJ4CO4	0	ABERTO	Χ	FECHADO
INJ5W	Χ	FECHADO	0	ABERTO
INJ5CO2	Χ	FECHADO	0	ABERTO
INJ6W	Χ	FECHADO	0	ABERTO
INJ6CO2	0	ABERTO	Χ	FECHADO
INJ7W	Χ	FECHADO	0	ABERTO
INJ7CO2	0	ABERTO	Χ	FECHADO

Como o fator de recuperação tem sido um parâmetro que baliza algumas das comparações aqui apresentadas, ao final do tempo de produção e comparando-se as técnicas, tem-se o gráfico da figura 41:

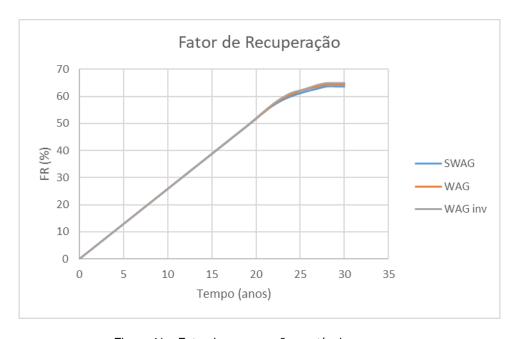


Figura 41 – Fator de recuperação por técnica.

A técnica de injeção WAG invertida resulta em um fator de recuperação ligeiramente maior (tabela 17).

Tabela 16 – Fator de Formação por técnica.

TÉCNICA	FR (%)
SWAG	63,7
WAG	64,3
WAG inv	64,8

Outro ponto relevante é verificar que os modelos adotados garantem a injeção do CO₂ em sua forma supercrítica (figura 42):

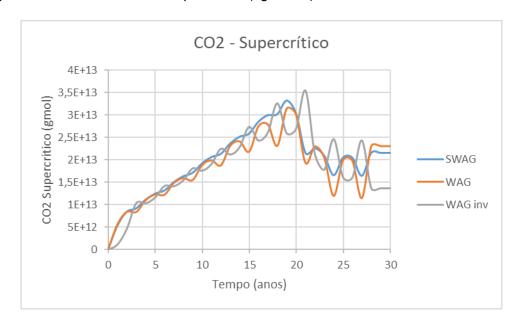


Figura 42 – Avaliação do CO₂ Supercrítico.

A garantia do processo de miscibilidade se dá, também, ao se avaliar o comportamento da pressão no reservatório na figura 43, que se mantem acima da PMM por um bom tempo da produção:

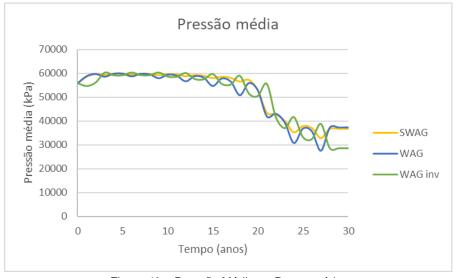


Figura 43 – Pressão Média no Reservatório.

O gráfico da figura 43 apresenta o comportamento da pressão média do reservatório durante o período de produção pelas três técnicas, mostrando que o esquema de injeção consegue manter a pressão do sistema alta o suficiente para que a injeção de CO₂ seja miscível, pelo menos, até aproximadamente o ano 21 (2041), independentemente da técnica aplicada.

O comportamento de dissolução de CO₂ ao longo do tempo, pode ser observado na figura 44, a seguir:

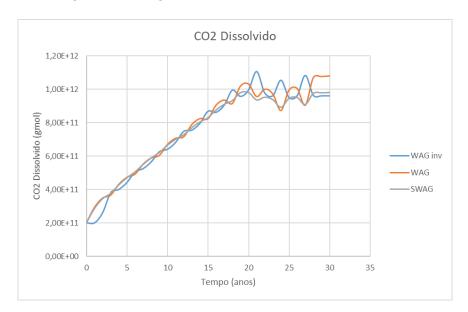


Figura 44 – CO₂ dissolvido no sistema.

Como parte do CO₂ injetado tende à dissolução com a água, o comportamento do sistema tende a funcionar como descrito na equação 11:

$$CO_{2(g)} \leftrightarrow CO_{2(aq)}$$
 (11)

Onde, dentro de um sistema aquoso, existe a tendência de ocorrer a formação do ácido carbônico (12) que, se mantem em equilíbrio com sua forma iônica (17), tendendo a apresentar uma queda no pH do sistema, a partir das equações:

$$CO_{2(aq)} + H_2O \leftrightarrow H_2CO_{3(aq)}$$
 (12)

$$H_2CO_{3(aq)} \leftrightarrow H^+_{(aq)} + HCO^-_{3(aq)}$$
 (17)

$$HCO_{3(aq)}^{-} \leftrightarrow H^{+} + CO_{3(aq)}^{2-}$$
 (19)

A figura 45 mostra conjuntos as variações do pH para as três técnicas, respectivamente, SWAG, WAG e WAG inv: 1. No primeiro ano; 2. Após os dez primeiros anos de injeção; 3. Após 20 anos; 4. No ano de fechamento dos poços.

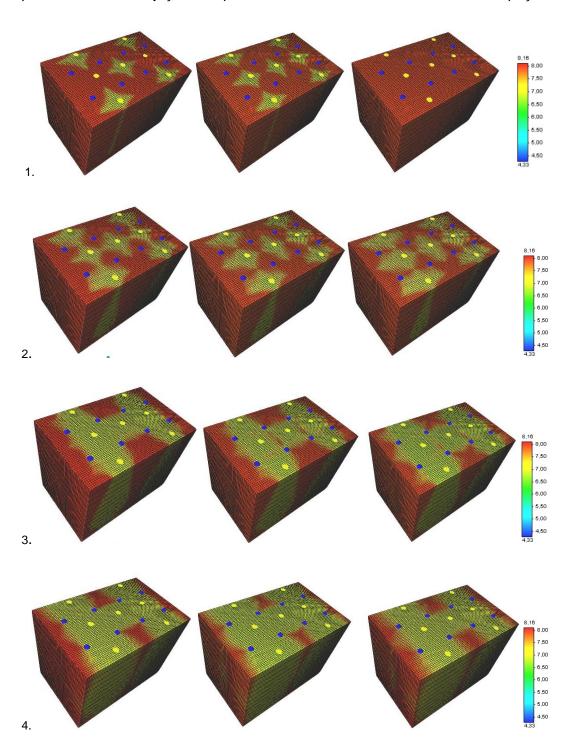


Figura 45 – Variação do pH ao longo dos anos.

Os gráficos das figuras 46 e 47 são complemento ilustrativo do apresentado da segunda parte da dissociação do CO₂, representada pela equação (19), representada no sistema como:

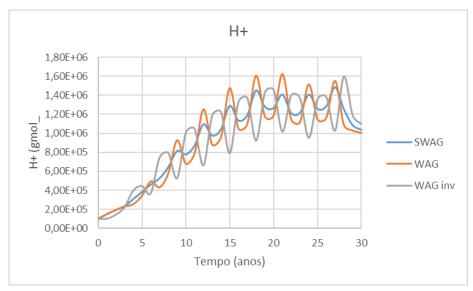


Figura 46 - Concentração de H+.

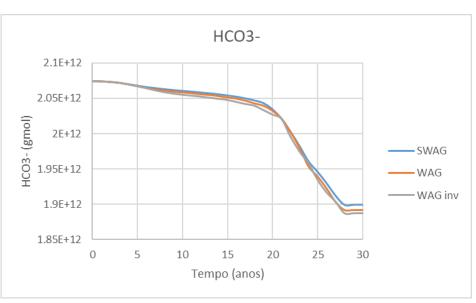


Figura 47 – Concentração de HCO₃-.

Onde se percebe que a equação de equilíbrio (17) tende, ao longo dos anos, a se deslocar para o sentido de consumo de HCO_3^- , e formação de H^+ e CO_3^{2-} .

Concomitante a esse processo, cátions divalentes predominantes nas formações carbonáticas aqui consideradas, tais elas calcita e dolomita, também

iniciam seu processo de dissolução. Os íons da formação simulada se comportam da seguinte forma (figuras 48 e 49), ao longo do período considerado:

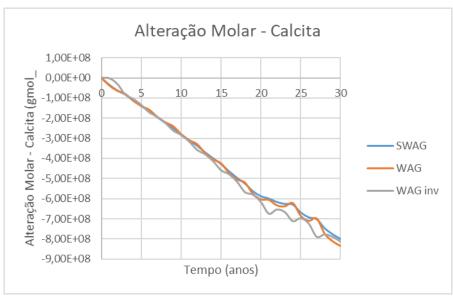


Figura 48 - Consumo Molar da Calcita.

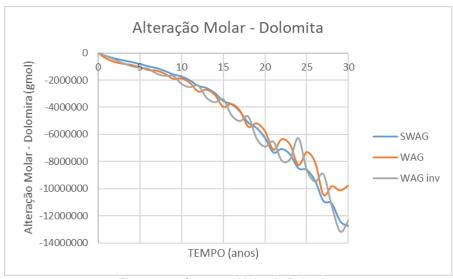


Figura 49 – Consumo Molar da Dolomita.

Ou seja, acionando todo o sistema de reações descritas no capítulo 2, tanto a calcita quanto a dolomita, na presença do íon H⁺, tendem para seu "consumo", devido a dissociação dos íons que os compõe.

$$CaCO_{3(sol)}(calcita) + H^+ \leftrightarrow HCO_{3(aq)}^- + Ca^{2+}$$
 (24)

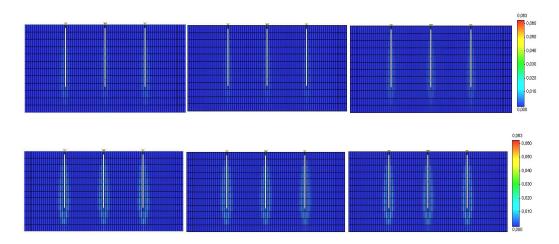
$$MgCO_{3_{(sol)}}(dolomita) + H^+ \leftrightarrow HCO_{3_{(aq)}}^- + Mg^{2+}$$
 (25)

Comportamentos tais retratados pelos gráficos 48 e 49 acima, onde é verificada a dissolução da calcita para todas as técnicas, e uma dissolução da dolomita para as técnicas WAG e WAG invertida.

El-hajj et al. (2013) que apresentam seu trabalho associado a uma análise experimental, conclui que a variação de pressão durante a injeção de CO₂ pode provocar alterações significativas na porosidade e permeabilidade nas regiões próximas ao poço injetor, onde ocorre a dissolução da rocha, quando o sistema se encontra a alta pressão, e precipitação mineral, quando ocorre a queda da pressão.

Os resultados de Gupta (2010) mostram que as propriedades petrofísicas de suas amostras tiveram dissolução em alguns poros e precipitação em outros, mas não traz uma conclusão sobre o que rege esse comportamento. Moh et al. (2010) complementam que estas mudanças na porosidade e na permeabilidade são independentes entre si.

Buscando uma avaliação qualitativa, considerando a visão 2D-IK consegue-se enxergar, na figura 50, respectivamente, os poços de injeção centrais inj. 3, inj. 4 e inj. 5 nas técnicas SWAG, WAG e WAG invertido, respectivamente. A observação da região dos poços através dos gráficos gerados pelo simulador apresenta as atividades molares do Ca⁺⁺, que se iniciam em 2028, seguida de um retrato de 2039 além de 2047, ano de conclusão de injeção, onde se apresenta, na figura 50:



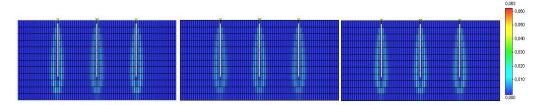


Figura 50 - Atividade molar do Ca++.

Já para dolomita, as atividades molares de Mg⁺⁺, só se iniciam a partir de 2028, seguindo pelos demais retratos de 2039 e 2047, onde (figura 51):

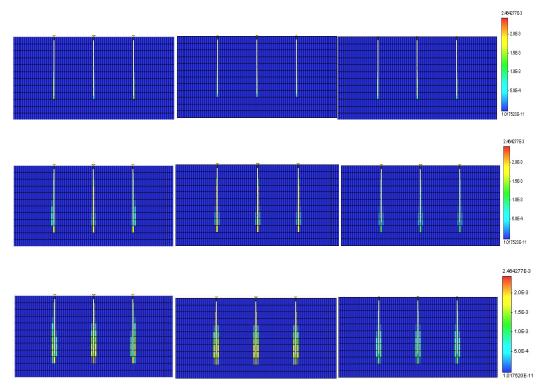


Figura 51 - Atividade Molar do Mg++.

As atividades molares do Ca⁺⁺ se estendem para as regiões de 3 blocos laterais a mais, fato este que não ocorre com as atividades molares e Mg, que ocorre para mais um bloco ao seu redor. Não há atividade molar com estes cátions próximo aos poços produtores.

Assim, os dados gerados pelas simulações e as referências citadas mostram que as atividades de dissolução estão fortemente associadas as altas pressões, parâmetro este essencial nas atividades de injeção miscível por CO₂. Inclusive, a pressão é um dos parâmetros que, além de afetar a solubilidade de um determinado composto, afeta, ainda, a taxa de uma reação.

Como o presente projeto trabalha com uma pressão média de 59 MPa até cerca de 2041, temos, também, a formação de íons bicarbonato próximo aos poços de injeção, pela influência da pressão tendendo a formação de bicarbonatos solúveis próxima essa região, onde:

$$H_2O + CO_2 + CaCO_3 \leftrightarrow Ca(HCO_3)_2 \tag{19}$$

$$H_2O + CO_2 + MgCO_3 \leftrightarrow Mg(HCO_3)_2 \tag{20}$$

A injeção de CO₂ e de água associado ao aumento de pressão faz com que as equações (19) e (20) tenham uma tendência para o sentido de formação dos bicarbonatos solúveis.

Como a taxa de reação da calcita é maior que a da dolomita (tabela 7), a dissolução do primeiro mineral tende a ser priorizada, e por conta disso, sua atividade molar tende a ser mais alta que a da dolomita (comparação figuras 50 e 51)

De primeiro momento, considerando o período de produção, atividade e o comportamento químico dos compostos envolvidos tendem a formar efetivamente um mecanismo de trapa por solubilidade, consequência do processo de interação do sistema rocha-fluido-fluido.

Ainda observando o gráfico da figura 42, mesmo após a queda de pressão depois daquele ano, as atividades dos cátions Ca²⁺ e Mg²⁺ não cessam, até o período de fechamento do poço, porém não foi achado na literatura nenhuma associação de dados experimentais e teóricos suficientes que consiga prever o comportamento de deposição mineral sem que haja uma simulação refinada, amarrada ao histórico de produção de poço até o momento de fechamento do poço.

Para concluir, é possível analisar mais um mecanismo de trapeamento, com auxílio da figura 52:

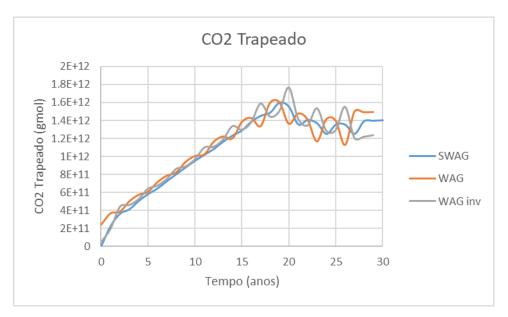


Figura 52 - CO₂ Trapeado

O CO₂ trapeado apresentado na figura 52 se caracteriza por aquela parcela do composto que ficou retida nas gargantas dos poros, tais quais óleo e água residual. A depender dos efeitos de permeabilidade relativa e da interação que o dióxido de carbono tem com a rocha, parte deste composto pode ficar retido nos poros da rocha após o término da injeção, sendo uma das vantagens que esperava-se mapear.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As principais conclusões desta dissertação são apresentadas nessa seção. Estas conclusões foram avaliadas alinhando-se a ideia inicial a que se propõe a simulação de um projeto real de desenvolvimento de um campo de petróleo, que é a entrega de um fator de recuperação, à ideia de armazenamento do CO₂ produzido e reinjetado em subsuperfície.

5.1. Conclusões Finais

O fluido escolhido e a disponibilidade de seus dados experimentais nos trabalhos de Moortgart et al. (2013;2010) foram primordiais para o desenho do sistema de fluxo proposto.

Foi importante adotar uma metodologia (priorizar a pressão de saturação) e amarrar o ajuste do fluido ao método escolhido. Assim foi possível definir os parâmetros de regressão em torno do erro mínimo para a pressão de saturação, a modelagem do fluido seguisse bem ajustada à EOS que representa o comportamento do fluido apresentado no trabalho referência.

Ainda considerando o processo de recuperação avançada pela injeção de CO₂, ter acesso aos dados de teste de inchamento é essencial para modelagem de um fluido que vai passar por um processo de injeção miscível, de forma que foi possível averiguar neste trabalho a interação com o CO₂ e alterações consequentes deste processo.

Interessante destacar que os dados do trabalho de Moortgart et al. (2013;2010) foram extraídos, para esta dissertação, a partir de uma ferramenta online. Ou seja, todos os parâmetros experimentais aqui reproduzidos, que já carregam consigo erros e incertezas inerentes ao processo de medição e, no caso, estão aqui apresentados com graus de erros e incertezas adicionais com a extração e que não foram dimensionados.

Ainda de acordo com a tendência prática de campo, foi percebido que o arranjo de poços de produção e injeção mais próximos a ideia de *five spot* invertido retornou um melhor varrido areal e consequente melhor fator de recuperação. Adensar a malha de poços, também, auxiliou a obter uma recuperação eficiente.

Foi muito importante trazer da literatura técnica as referências teóricas e práticas de vazões para os testes nesse trabalho. Ao aplicá-las ao campo sintético

aqui apresentado, junto as possibilidades de tempo de ciclo, verifica-se que, para uma análise mais profunda de como essa produção é afetada, é necessária uma ferramenta de análise de sensibilidade, de forma a obter a melhor otimização possível para o campo.

Os estudos geoquímicos desse trabalho, em um cenário de produção, conseguiram resultar em uma tendência a aprisionamento por mecanismo de trapa por solubilidade, consequência do processo de interação do sistema rochafluidos envolvidos no reservatório. Porém, mesmo percebendo esta tendência, não se pode garantir, após o período de produção, o aprisionamento do CO₂ e qual seria o mecanismo predominante.

5.1. Recomendações para trabalhos futuros

Este projeto encontrou algumas dificuldades para sua conclusão pois os dados de fluido e reservatório do pré-sal ainda são sigilosos, por conta da estratégia de produção das empresas.

Interessante que um trabalho desse tipo possa estar alinhado a análises experimentais para amarração da simulação com o real, mesmo que, dado o tempo geológico para a estratégia CCS não consiga ser reproduzido, os dados experimentais podem auxiliar a averiguar os princípios que regem as reações que acontecem na formação.

Somado a isso, recomenda-se que dados de otimização possam ser trabalhados no CMOST de forma a retornar quais as variáveis que realmente afetam a produção de óleo e o armazenamento do CO₂. Desta forma pode-se ter uma melhor percepção do início do dano a formação e a parede do poço devido as possíveis precipitações minerais, não prejudicando a produção do poço.

As análises geoquímicas precisam de um estudo quantitativo que observe, inclusive, o período pós fechamento de produção de um determinado campo. Recomenda-se, ainda, inserir parâmetros como difusividade, salinidade, temperatura e pH e suas influências, de forma que se traga com mais detalhes o impacto dos processos de dissolução e precipitação mineral nas principais propriedades petrofísicas da rocha, como esses fenômeno afeta o reservatório tanto no período da produção, afetando a produtividade, quanto no período pósprodução, afetando a captura de CO₂.

Ainda, recomenda-se um trabalho de avaliação geomecânica pois, quando a pressão do sistema cai para menos da PMM, o processo segue quase miscível,

e pode haver segregação gravitacional do CO₂ e é de extrema importância se conhecer a competência da rocha selante do sistema petrolífero que ali existe. É importante conhecer, também, de que forma a formação se comporta com o CO₂ que já não está mais associado ao óleo e que, como gás, busca sua expansão.

Na visão de mercado, este projeto é um trabalho inicial dentro de uma grande ideia, onde grandes empresas de petróleo se juntam para discutir formas de reduzir a emissão de CO₂ na atmosfera. A ideia é coletar e agrupar trabalhos que incorporem a aplicação total do CO₂ produzido na reinjeção em reservatórios como ferramenta na recuperação de óleo e para a redução dos gases do efeito estufa.

6. GLOSSÁRIO

- Coeficientes de Interação Binária: variáveis de ajuste entre a equação de estado e os dados experimentais de uma série de sistemas binários contendo no mínimo um alcano.
- Equações de Estados Cúbicas: relação matemática entre grandezas termodinâmicas de estado e entre funções de estado de um sistema termodinâmico.
- Fator Acêntrico: parâmetro que representa o comportamento termodinâmico de compostos com estruturas moleculares complexas, permitindo avaliar o quanto o comportamento de um determinado fluido se desvia do Princípio dos Estados Correspondentes, que implica que o fator de compressibilidade Z é aproximadamente o mesmo para todos os gases, às mesmas pressões e temperaturas reduzidas.
- Fator Volume Shift: aplicado como correção do volume crítico, da densidade e das propriedades volumétricas e funciona como forma de corrigir a deficiência da EOS de PR na região líquida.
- Ômega A e Ômega B: parâmetros de ajuste do método Coats e Smart definidos como a diferença que o coeficiente de interação do metano possui em relação aos demais hidrocarbonetos.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDALLAH, W. et al., Fundamentals of wettability. Oilfield Review. 19. 44-61. 2007.

ADEBAYO, A.; MAHMOUD, M. An Experimental Study of the Effect of Rock/Fluid Interaction on Resistivity Logs during CO₂ Sequestration in Carbonate Rocks. Journal of Geoscience and Environment Protection, Arabia Saudita, 2014.

AHMED, T. H. **Equations of state and PVT analysis:** Applications for improved reservoir modeling. Houston: Elsevier, 2007.

AHMED, T. K. Modeling Density Effects in CO2 Injection in Oil Reservoirs and a Case Study of CO₂ Sequestration in a Qatari Saline Aquifer. Master's thesis, Texas A&M University, 2011.

AHR, W. M. Geology of Carbonate Reservoirs: the identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks. New Jersey, USA: John Wiley & Sons, 2008. 277p.

AKOSA, S.P. **Assessment and Modelling of Reservoir PVT Properties**. Abeerden, 2015. 83p. Master's thesis – University of Abeerden.

AL-JARBA, M.; AL-ANAZI, B.D. A Comparison Study of the of the CO₂-Oil Physical Properties Literature Correlations Accuracy Using Visual Basic Modelling Technique. NAFTA, Arabia Saudita, 2009.

ALOMAIR, O.; IQBAL, M. CO₂ Minimum Miscible Pressure (MMP) Estimation using Multiple Linear Regression (MLR) Technique. Kuwait, 2014.

ALMEIDA, E. et al. **Gás do Pré-Sal:** Oportunidades, Desafios e Perspectivas. Rio de Janeiro. Cooperação e Pesquisa Instituto Brasileiro de Petróleo e Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2017.

ALVARADO, V.; MANRIQUE, E. **Enhanced oil recovery:** field planning and development strategies. Burlington, USA: Elsevier, 2010.

ANDRÉ, L., et al. Numerical modeling of fluid-rock chemical interactions at supercritical CO₂-liquids interface during CO₂ injection into a carbonate reservoir, the Dogger aquifer. Energy Conversion and Management, Paris, 48. p. 1782-1797. 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP Contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Rio de Janeiro, p. 235-317. 2004.

AUSTAD, T., et al. **Practical Aspects of Characterization Petroleum Fluids**, In: Conference on North Sea Condensate Reservoirs and Their Development, London, 1983.

BABAR, M., et al. Identification and Quantification of CO₂ Solidification in Cryogenic CO₂ Capture from Natural Gas. International Journal of Automotive and Mechanical Engineering. Volume 15, Issue 2 pp. 5367-5376. Malasya, 2018

- BARTOSZECK, M. K., **Simulação de fluxo em um modelo 3D análogo a um reservatório fraturado de gás.** Curitiba, 2009. 135p. Tese (Doutorado em Geologia) Departamento de Geologia, Universidade Federal do Paraná.
- BASILE, F. R. Avaliação da injeção de WAG-CO₂ para a recuperação de petróleo e armazenamento geológico de dióxido de carbono. Rio de Janeiro, 2015. 139p. Dissertação (Mestrado em Petróleo e Energia) Departamento de Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- BACHU, S.; ADAMS, J. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution. Energy Conversion and management, 2003. 44(20):3151–3175.
- BATYCKY, R.P. et al., **Reservoir Simulation**. In Lake, L.W. **Petroleum engineering handbook**: Reservoir Engineering and Petrophysics, v.5, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007. Cap.17, p V-1399-V-1478, 2007.
- BURCK, J et al. **The Climate Change Performance Index: Results 2019**. Germanwatch, Bonn, 2018. Disponível em: https://www.climate-change-performance-index.org/sites/default/files/documents/ccpi2019 results.pdf>. Acesso em: fev/2019.
- CEVOLANI, T. C. Modelagem matemática do armazenamento geológico de CO₂ em aquíferos salinos profundos. Espírito Santo, 2016. 139 f. Dissertação (Mestrado). Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo.
- CHAN, W. N. et al., Assessment of CO₂ Emission Mitigation for a brazilian oil refinery. Braz. J. Chem. Eng., v. 33, n. 4, p. 835-850. São Paulo, 2016.
- CHEN, Z., HUAN, G., MA, Y. **Computational methods for multiphase flows in porous media**. Southern Methodist University, Dallas, Texas: SIAM (Society for Industrial and Applied Mathematics). Philadelphia, 2016.
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. **GEM user guider**: compositional and unconventional reservoir simulator Version 2014. Calgary: Computer Modelling Grpup Ltd.
- CONCAWE, The potential for application of CO₂ capture and storage in EU oil refineries. Report No. 7/11. CONCAWE, Brussels, 2011.
- COOPER, C. A technical basis for carbon dioxide storage, Energy Procedia, 2009. Volume 1, Issue 1, Pages 1727-1733, ISSN 1876-6102.
- WORLD HEALTH ORGANIZATION. **COP24 special report**: health and climate change. World Health Organization, 2018. Licença: CC BY-NC-SA 3.0 IGO.
- CÔRREA, A.C.F., **A Extração do Petróleo da Camada Pré-Sal Brasileira Desafios e Oportunidades**, 2013. Disponível em: http://bit.do/faFp2>. Acesso em dez/2018.
- COSENTINO, L. **Integrated reservoir studies**. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2003 v. 51, n. 2, p. 209 211.
- CRUZ, D.A. Estudo das Curvas de Permeabilidade Relativa Água-Óleo Considerando o Efeito de Força Capilares na Produção Adicional de Óleo.

Rio de Janeiro, 2015. 121 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- DAKE, L. P. Fundamentals of reservoir engineering. Elsevier, 1983. 488p.
- DINIZ, A. A. R. **Estudo da injeção de água e CO₂ em reservatório carbonático de óleo lev**e. 2015. 186f. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós -Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- DUNHAM R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W.E. (Ed.) Classification of carbonate rocks. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1962. Memoir 1: p.108-122.
- ELIAS JUNIOR, **A. Caracterização PVT de petróleo contendo CO₂.** Campinas, São Paulo, 2015. Tese (Doutorado). Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.
- COELHO, J.M. **Painel: Emissões de CO**₂: Cenário Brasileiro. Congresso Brasileiro de CO₂ na indústria do petróleo, gás e biocombustíveis Apresentação. EPE, Rio de Janeiro, 2018.
- EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Balanço Energético Nacional (BEN) 2018**: Ano base 2017, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em < https://ben.epe.gov.br>. Acesso em mar/2018.
- EZEKWE, N. **Petroleum Reservoir Engineering Practice**. Boston, Massachusetts: Pearson Education/Prentice Hall, 2011.
- FALCÃO, F.O.L. 2013 **Simulação hidromecanica de reservatório carbonático de petroleo através de pseudoacoplamento**. Rio de Janeiro, 2013. 201p. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- FERNANDEZ **Bacia de Santos**: Sumário Geológico e Setores em Oferta. Superintendência de Definição de Blocos, ANP, 2017.
- FLEURY M, et al. **Evaluating sealing efficiency of caprocks for CO₂ storage**: an overview of the geocarbone-integrity program and results. Oil & Gas Sci and Technol, 2010 Rev IFP 65:435–444
- FLUIDO SUPERCRÍTICO. In: Wikipédia: a enciclopédia livre. Disponível em: < http://bit.do/faFHv > Acesso em: 7 ago 2019.
- GODEC, M. et al. CO₂ Storage in Depleted Oil Fields: The Worldwide Potential for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Energy Procedia, 2011. 4. 2162-2169. 10.1016/j.egypro.2011.02.102.
- GUILLEN, J.M. Estudo sobre a caracterização de reservatórios por programação genética. Rio de Janeiro, 2015. 113 f. Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia Elétrica Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- HAJJ, H.; ODI, U.; GUPTA, A. Study of Use of Supercritical CO2 to Enhance Gas Recovery and its Interaction With Carbonate Reservoirs. Proceedings of

- the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering OMAE, 2013. 6. 10.1115/OMAE2013-11253.
- HARO, H.A.V. Simulação de injeção de CO₂ em reservatórios de petróleo para EOR e Armazenamento de carbono. Rio de Janeiro, 2015. 172f. Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia Mecânica Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- HERRERA, I.; HERRERA-ZAMARRÓN, G.S. Unified Formulation of Enhanced Oil-Recovery Methods. Geofísica Internacional, 2011. 50. 85-98.
- HOSGORMEZ, H. et al., Origin of the hydrocarbon gases carbon dioxide and hydrogen sulfide in Dodan Field (SE-Turkey). Marine and Petroleum Geology, 2014. 57. 433–444. 10.1016/j.marpetgeo.2014.05.012.
- HUANG, Y. et al., **The Effects of Heterogeneity and Wettability on oil Recovery from Laminated Sedimentary Structures.** SPE 30781, Dallas, Texas, 1995.
- IEA. International Energy Agency. Technology Roadmap: Carbon Capture and torage 2013. Paris: OECD/IEA, 2013b. 60 p. Disponível em: < http://bit.do/faFKK>. Acesso em: jan/2018.
- IPCC **Special report on carbon dioxide capture and storage**. In: Metz B, Davidson O, de Coninck HC, Loos M, Meyer LJ (eds) Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom/New York, NY, USA, 2005. p 442
- __. Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 2007.104 pp.
- KARAYANNIS, V., CHARALAMPIDES G., LAKIOTI E. Socio-economic Aspects of CCS Technologies, Procedia Economics and Finance, Volume 14, 2014, Pages 295-302, ISSN 2212-5671,
- KENDALL, C.G.S., FLOOD, P.G. Encyclopedia of Modern Coral Reefs: Structure, form and process. Edited by David Hopley. Chapter Carbonate Classification Encyclopedia of Earth sciences series. Ed Springer, 2009.
- KHAN, C., GE, L., RUDOLPH, V. Reservoir Simulation Study for CO₂ Sequestration in Saline Aquifers. International Journal of Applied Science and Technology, 2015. 4. 30-45.
- KLUNK, M. A. Sequestro de CO₂ sob a forma mineral: precipitação de carbonato de magnésio. Rio Grande do Sul, 2009. 63f. Dissertação (Mestrado) Programa de pós-graduação, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- LEÃO, A. L. S. Estudo da injeção de CO₂ em reservatórios carbonáticos de dupla-porosidade. Rio Grande do Sul, 2014. 108 f. Dissertação (Mestrado). Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- LEUNG, Y.C. Caramanna G., Maroto-Valer, M., An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies, Renewable and

- Sustainable Energy Reviews, 2014. Volume 39, 2014, Pages 426-443, ISSN 1364-0321,
- MACHADO, J. C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos** Ênfase na Indústria do Petróleo, ed. Interciência, 2002a.
- MEDINA, P.L.N. Abordagem da teoria dos jogos para ratear benefícios da injeção de gás rico em CO₂ no pré sal. Rio de Janeiro, 2012. 73p. Dissertação (Mestrado) Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia COPPE Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- MELANI, L. H. Caracterização petrofísica de reservatório carbonático. 2015. 103 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão) Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015.
- MILANI, E.J.; de ARAUJO, I.M. **Recursos Minerais Energéticos**: Petróleo. Capítulo 5, Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, CPRM, Brasília, 2003.
- MELLO, S.F, et al. Influence of Lumping and Equation of State Tuning Methods on the SubSalt Reservoirs Simulation, 2011. 10.2118/143041-MS.
- MELLO, S.F. Caracterização de Fluido e simulação composicional de injeção alternada de água e CO₂ para reservatórios carbonáticos molhaveis a água. Campinas, São Paulo 2015. 298p. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia Mecânica Universidade Estadual de Campinas.
- MOORTGAT, J.B., FIROOZABADI, A., LI, Z., ESPOSITO, R. O. Experimental coreflooding and numerical modeling of CO₂ injection with gravity and diffusion effects. Proceedings SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 7. 5301-5321, 2010.
- ___. CO₂ Injection in Vertical and Horizontal Cores: Measurements and Numerical Simulation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/135563-PA, 2013.
- MORAIS, J.M. **Petróleo em águas Profundas**: uma história tecnológica da Petrobrás na exploração e produção *offshore*. Brasília, IPEA, 2013
- MUGGERIDGE, A. et al. **Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits.** Philosophical transactions. Series A, Mathematical, physical, and engineering sciences, 2013. 372. 20120320. 10.1098/rsta.2012.0320.
- MUÑOZ, E.R. Campinas, São Paulo, 2015 **Estudo da alteração da molhabilidade de carbonatos com injeção de água e CO**₂. Tese. (Doutorado) Faculdade de Engenharia Mecânica Universidade Estadual de Campinas.
- NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. **Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery**. Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution. National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, 2010.
- NAVEIRO, J. T. Presença de CO₂ em projetos de desenvolvimento de campos de petróleo: arcabouço teórico e estudo de caso. Rio de Janeiro, 2012.134p.

- Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia Mecânica Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- NEIER, H., Neyer, J. and Radunsky, K., **International Climate Negotiations** Issues at stake in view of the COP 24 UN Climate Change Conference in Katowice and beyond, Study for the Committee on Environment, Public Health and Food Safety, European Parliament, Policy Department for Economic, Scientific and Quality of Life Policies, Luxembourg, 2018.
- NWIDEE, L., EOR **Processes, Opportunities and Technological Advancements**. 2016. 10.5772/64828.
- ODI, U.; GUPTA, A. Visualization and Analysis of Interaction of Carbonate Reservoir Rocks with Carbon Dioxide During CO₂ Enhanced Gas Recovery Process. SPE 147801 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonésia, 2011. doi:10.2118/147801-MS.
- ONU ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Convenção-Quadro das Nações Unidas para mudanças climáticas**: Acordo de Paris 2015. 2015. Disponível em: https://nacoesunidas.org/wp-content/uploads/2016/04/Acordo-de-Paris.pdf>. Acesso: ago/2019.
- OZKILIÇ, O. I. **Simulation CO₂ sequestration in a depleted gas reservoir**. Eylül, 2005. 129p. Thesis (Master of Science). Graduate School of Natural and Applied Sciences of Middle East Technical University.
- PEDROSA, O.; CORRÊA, A. **A crise do petróleo e os desafios o pré-sal**. FGV Energia: Caderno de Opinião. Fundação Getúlio Vargas. Rio de Janeiro, 2016.
- PENG, D. Y.; ROBINSON, D. B., A New Two Constant Equation of State. Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals.1976, Vol. 15. p. 59-64
- PERERA, S. et al., (2016). A Review of CO₂-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis. Energies. 9(7). 481. 10.3390/en9070481.
- PETROBRAS Petróleo Brasileiro S.A. **Relatório de Sustentabilidade 2013**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2014. 73 p. Disponível em: < http://bit.do/faFTU/>. Acesso em: jun/2019.
- PHAM V.T.H., et al. On the potential of CO₂—water—rock interactions for CO₂ storage using a modified kinetic model International Journal of Greenhouse Gas Control, 5, 2011. pp. 1002-1015
- PIRES, J., et al. M. **Recent developments oncarbon capture and storage**: an overview. Chem. Eng. Res. Des. 89, 2011. 1446–1460. doi: 10.1016/j.cherd.2011.01.028
- RAVAGNANI, A. T. F. S.G. Modelagem técnico-econômico de sequestro de CO₂ considerando injeção em campos maduros. Campinas, 2007. 201 f. Tese (Doutorado). Faculdade de Engenharia e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas.
- RAZA, A., et al. A screening criterion for selection of suitable CO₂ storage sites. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016. 28. 317-327. 10.1016/j.jngse.2015.11.053.

- RIGHETTO, G.L. Desenvolvimento e aplicação de um esquema de acoplamento termo-hidro-mecânico-químico iterativo visando o armazenamento geológico de CO₂. Rio de Janeiro, 2016. 193 f. Tese (Doutorado). Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- ROCHA, C. C. M. Análise Termodinâmica da captura e Reinieção de CO₂ no processamento de gás natural em uma instalação de produção de petróleo Offshore. Dissertação (Mestrado). Rio de Janeiro, 2015. 139 f. Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- RODRIGUES, R. D. Simulações hidromecânicas parcialmente acopladas de um reservatório carbonático da Bacia de Campos. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC/Rio. Rio de Janeiro, 2017.
- ROHATGI, A. **WebPlotDigitalizer**: HTML5 based online tool to extract numerical data from plot images, 2012 Acesso em < http://arohatgi.info/WebPlotDigitizer/app/>. Acesso: fev/2019.
- ROMERO, O.J.; PEREIRA, F. Modelagem computacional da injeção de dióxido de carbono como método de recuperação de petróleo. Estudos Tecnológicos em Engenharia, 2014. 10. 10.4013/ete.2014.101.02.
- ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, J. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- ROSA, K.R.S.A. et al. Recuperação Avançada de Petróleo: Potencialidades da Injeção WAG (Water Alternating Gas). Rio de Janeiro, 2016. Rev. Virtual Quim., 2016.
- SALEM, A.M.; SHEDID, S.A., Variation of petrophysical properties due to carbon dioxide (CO₂) storage in carbonate reservoirs. J. Petrol. Gas Eng., 2013. 4. 91-102.
- SANABRIA, F. C. B. Avaliação da injeção de surfactantes como método de recuperação avançada em reservatórios de arenito. 2013. 100 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo na área de Reservatório e Gestão) Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2013
- SCANAVINI, H.F.A., LIGERO, E.L. SCHIOZER, D.J. **Metodologia para ajuste de equação de estado para uso na simulação composicional de processos com injeção de CO₂.** In: 2º Congresso Brasileiro de CO₂ na indústria do petróleo, gás e biocombustíveis, 2013, Rio de Janeiro.
- SHARMA M., Bryant S. & Huh C. **pH Sensitive Polymers for Improving Reservoir Sweep and Conformance Control in Chemical Flooding**. DOE Final Report, Austin, Texas: The University of Texas at Austin, 2008.
- SHOGENOV, K., Shogenova, A. New Economic Concept of Synergy of CO₂ Geological Storage and Enhanced Oil Recovery in E6 Structure Offshore Latvi, 2017. 10.3997/2214-4609.201700761.
- SOLDAL, M. Caprock Interaction with CO₂. 2008. 106 f. Thesis (Master) Faculty of Mathematics and Natural Sciences University of Oslo.

- SOLOMON, S. **Carbon Dioxide Storage**: Geological Security and Environmental Issues Case Study on the Sleipner Gas Field in Norway Summary, 2007.
- SOUZA, A., Modelagem numérica da interação entre CO₂ e minerais em experimento de núcleos rochosos e aplicações. 2013. Tese (Doutorado) Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Química.
- SCHLUMBERGER. Schlumberger Market Analysis: Carbonate Reservoir, 2007.
- SEABRA, G. S. Simulações hidromecânicas parcialmente acopladas de um reservatório carbonático da Bacia de Campos. Rio de Janeiro, 2016. 242 f. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- STEVENS S.; KUUSKRAA, V.; O'DONNEL, J. Enhanced Oil Recovery Scoping Study. Prepared for EPRI (Electric Power Research Institute) Chemicals, petroleum, and natural gas center by Adbanced Resouces International Virginia, 1999.
- TAYLOR, L.T, **Supercritical Fluid Extraction**, John Wiley & Sons, Inc., New York, USA, 1996. Disponível em <www.dreamlink.co.uk/oils>. Acesso em: jul/2019.
- TEIXEIRA et al. Decifrando a Terra, Ed. Oficina de Textos, São Paulo, 2000.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petroleo**. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.
- TUCKER, M. E.; WRIGHT, V. P. **Carbonate Sedimentology. London: Blackwell**. 1990. 482p.
- URSIN, J. R.; ZOLOTUKHIN, A. B. Fundamentals of petroleum reservoir engineering. Høyskoleforlaget, Stavanger, Norway, 1997.
- VERMA, M.K. Fundamentals of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂-EOR) A supporting document of the assessment methodology for hydrocarbon recovery using CO₂-EOR associated with carbon sequestration: U.S. Geological Survey, 2015. Open-File Report, 2015–1071, 19p.
- WEI, Y. et al. Compositional Simulation Using the Advanced Peng-Robison Equation of State, Proceedings of the SPE Reservoir Simulation Symposium. pp, 21-23, 2011.
- WHITSON, C.H. Topics on phase behavior and flow of petroleum reservoir fluids. 1983. 360 f. Thesis (phD). Norwegian Institute of Technology.
- XU, T., Apps, J.A., & Pruess, K. (2004). **Numerical simulation of CO₂ disposal by mineral trapping in deep aquifers**. Applied Geochemistry. 19. 917-936. 10.1016/j.apgeochem.2003.11.003.

ANEXO I

I.i Rochas Reservatório

Dentro de um sistema petrolífero, quando o petróleo formado deixa a rocha geradora, ele tende a migrar em direção de uma formação sedimentar, com pressão mínima, porosa e que possua, ao seu redor, um sistema de trapa. A essa formação, da-se o nome de rocha reservatório. Existir uma rocha reservatório é uma das condições mínimas para que se encontre uma jazida de óleo junto aliada a uma rocha geradora rica em hidrocarbonetos, e uma rocha capeadora eficiente.

Na rocha reservatório pode se encontrar dois ou mais tipos de fluidos que se ali se acumularam a depender das principais propriedades desta rocha. Ela se caracteriza, principalmente, pelos seus espaços vazios, para armazenar estes fluidos, e que estes espaços sejam interconectados, permitindo o escoamento dos fluidos que ali se acumularam ou mesmos são injetados

Figura I.1 - Sistema Petrolífero Rocha Geradora

Fonte: Teixeira, et al. (2000).

Mais que isso, complementando a definição, essa formação encontra-se em subsuperfície e também pode-se apresentar fraturada, mas de forma que garanta a qualidade e quantidade do óleo suficientes e que viabilize a produção do mesmo.

Rochas reservatórios podem variar de areias muito soltas e não consolidadas, passar por arenitos consolidados e calcários e chegar até a dolomitas muito duras e densas. Os grãos podem ser ligados por vários materiais, sendo os mais comuns a sílica, a calcita ou argila, componentes esses que caracterizam e classificam os diversos tipos de reservatórios.

No Brasil, os reservatórios que se destacam são os do tipo turbidítico e o carbonático. Os reservatórios turbidíticos eram os mais explorados até bem pouco tempo, e estão presentes em aproximadamente 80% dos reservatórios do país. São formados por uma rocha sedimentar originada em ambientes sub-aquaticos de taludes, sujeitos a corrente de turbidez. Este tipo de reservatório se caracteriza pela variação de arenitos finos a conglomeráticos, com fator de recuperação média de 35%.

Figura I.2 - Cenário esquemático dos sistemas de deposição dos turbiditos

Fonte: Notas de Aula - Sansone, E., 2014: Características dos Reservatórios.

Os reservatórios carbonáticos existem em menor quantidade no país, mas são os reservatórios responsáveis pela produção da maior descoberta realizada nos últimos anos e do qual faz-se referência no presente trabalho.

I.i.a). Rochas Reservatório Carbonáticas

É nos carbonatos que se encontram as maiores reservas de óleo e gás disponíveis no mundo (ODI, 2011). Ainda, este é o tipo de rocha reservatório que vem se destacando no país atualmente, dentro do desafio de estar situada a grandes profundidades além de lâminas d'água superiores a 2000 metros de espessura na exploração e na produção do pré-sal brasileiro. Basicamente, os carbonatos podem variar entre calcários e coquinas.



Figura I.3 - Distribuição geográfica de reservatórios de petróleo em carbonatos

Fonte: Notas de Aula - Sansone, E., 2014: Características dos Reservatórios.

No pré-sal brasileiro, os carbonatos são os microbiais (microbiolitos) formados primordialmente por carbonato de cálcio de origem orgânica, com boa porosidade nas regiões das colônias de bactérias e com material retrabalhado e bastante compactado, formado originalmente por uma espécie de lama carbonática, nas regiões entre as colônias. Isto resulta em um alto grau de heterogeneidade da qualidade do material original (matriz) dos reservatórios (CORRÊA, 2013).

Estas diferenças em suas estruturas trazem um grande desafio a caracterização e modelagem deste tipo de reservatório. Dentre eles, destaca-se aqueles relacionados às características geológicas e petrofísicas. Estas heterogeneidades podem ser de pequena ou de grande escala e se caracterizam, ainda, por suas fraturas, vúgulos, anisotropia, camadas singulares de alta permeabilidade, falhas estruturais e selantes.

Devido as não uniformidades das rochas carbonáticas, existem inúmeras formas de classificá-las, e essas classificações são baseadas principalmente em fatores como a textura, fábrica, tipo de grão, tipo de poro, composição e diagênese (AKBAR et al. 2001, TUCKER, 1990). As classificações mais significativas para o mundo do petróleo são as de Folk (1959) e as de Duham (1952) que, basicamente, enfatizam a textura deste tipo de rocha (KENDAL, 2011). De acordo com Duham, as nomenclaturas dadas às rochas são modificadas pelo constituinte que se encontra em maior quantidade, definindo, assim, as condições biológicas e físicas do ambiente de deposição (FALCÃO, 2013).

A composição das rochas carbonáticas, por definição, é de no mínimo 50% de minerais carbonáticos (FALCÃO, 2013) e, de acordo com Muñoz, 2015, o sucesso dos projetos de recuperação avançada de petróleo é fortemente influenciado, exatamente, pela estrutura mineral da rocha reservatório. Complementando ainda, este tipo de rocha se caracteriza por ser do tipo sedimentar intrabacial, de origem clástica, química ou bioquímica (ARH et al., 2005) e possuem, em sua constituição, minerais variando em:

Tabela I.1 – Composição Mineral dos Carbonatos Mineral Composição Calcita CaCO₃ CaMg(CO₃)₂ Dolomita Aragonita CaCO3 Siderita FeCO₃ Magnesita MgCO₃

além de outros minerais secundários. Dos minerais listados na tabela I.1, os mais comuns são a calcita, mais estável e com presença predominante nas rochas calcárias, e a dolomita, composto principal dos carbonatos dolomíticos (MELANI, 2015).

Impurezas 50% Dalamito Carbonato calcítico dolomítico (impuro) (impuro) Dolomito calcítico Calcário dolomítico Dolomita Calcita

Figura I.4: Ilustração da composição dos Calcários

Fonte: Notas de Aula - Sansone, E., 2014: Características dos Reservatórios.

Após sua formação, estas rochas são afetadas por processos diagenéticos, que afetam, também, significativamente as características hidráulicas e mecânicas do sistema com o tempo (OLSON et al., 2007). A maior reatividade química dos carbonatos colabora para a formação de uma multiplicidade de texturas e composições químicas, que fornecem uma ampla gama de qualidades de reservatório, baseada na variação acentuada de distribuição de tamanho de poros, conectividade entre os poros, grau de fraturamento e de dolomitização. (MILANI, 2015).

Para um processo de caracterização de um reservatório carbonático, a descrição e a quantificação destes espaços porosos são de extrema relevância já que, na maioria dos casos, as heterogeneidades nestes sistemas estão essencialmente relacionadas à ocorrência de diferentes tipos de permeabilidades e porosidade em um mesmo campo (COSENTINO, 2001). Tudo isso ratifica que a avaliação deste tipo de reservatório é um desafio multidisciplinar para melhor entendimento sobre a grande imprevisibilidade que esses reservatórios possuem (MELLO, 2015).

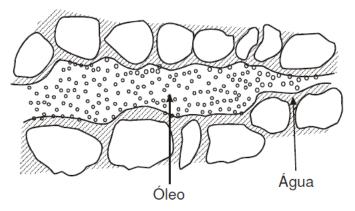
Junto ao aspecto petrofísico, uma das questões atuais na engenharia de petróleo é o estudo da reatividade geoquímica das rochas carbonáticas permoporosas frente as possibilidades de injeção de CO₂, como uma das técnicas de recuperação especial e ainda, como um possível reservatório de armazenamento deste gás, como uma condicionante ambiental para produção em um determinado campo. Para isso, inúmeros estudos, experimentos e modelos vem sendo desenvolvidos de forma a oferecer, principalmente, segurança na estocagem do CO₂ e, ao mesmo tempo, não inviabilizar técnica e economicamente os projetos de desenvolvimento da produção (MEDINA, 2012).

I.ii. Água

A água é um dos fluidos mais importantes no ciclo de exploração e produção de petróleo. No ciclo, ela possui diversas funções, a depender do projeto, da região de explotação, do tempo na região e principalmente de suas propriedades. No estudo da engenharia de reservatórios, ela pode atuar ativamente de forma tal como água de formação e/ou conata e água injetada.

Como a água conata, ela está presente desde a formação da rocha. Em determinadas literaturas, as definições de água de formação e conata se diferenciam, água de formação é aquela que ocupa volumes porosos e intersticiais, porém não necessariamente desde a formação da rocha que ela se encontra. Este tipo de água está associado a um parâmetro muito importante na engenharia de reservatório, conhecido como saturação de água conata (ou saturação inicial). Dentro do processo, é extremamente importante conhecer o volume que esta água ocupa na formação porosa e sua composição, pois, além de ser um dos parâmetros no cálculo do balanço de massa do sistema reservatório, deve-se conhecer as possíveis interações que podem ali ocorrer.

Figura I.5: Distribuição da água conata em um reservatório (molhado pela água)



Fonte: Rosa et al., 2011.

A água injetada é aquela usada com o objetivo de deslocamento do óleo em direção aos poços produtores, repressurização do reservatório ou mesmo para manter a pressão deste suficientemente alta, de forma a manter a produção economicamente viável (ROSA et al., 2011; THOMAS et al., 2011). Interessante observar que, em torno deste tipo de água, giram marcos críticos a engenharia de reservatório sendo eles a construção de poço injetor, tempo de enchimento do reservatório, acompanhamento da razão água/óleo e momento de *breakthorugh*, além de conceitos fundamentais tais quais mecanismo de produção, características da rocha e do fluido, profundidade e conformação estrutural do reservatório (ROSA et al., 2011).

Como consequência, de ambas as atuações acima citadas, a água produzida nada mais é que a água retornada a superfície, resultante do processo de produção, sendo esta uma mistura da água conata com a água injetada. Este tipo de água, também, é importante dentro de um estudo de viabilidade técnica de um projeto pois deve se considerar se ela permanece no sistema, sendo reinjetada (desde que haja compatibilidade química), se deverá ser armazenada e por quanto tempo, ou mesmo se será tratada e descartada (ROSA et al., 2011).

I.iii. Petróleo

Petróleo (Gás + Óleo) é uma mistura complexa de hidrocarbonetos, constituídos por séries parafínicas, naftênicas e aromáticas, onde ainda pode-se encontrar algumas impurezas sendo as mais comuns o nitrogênio (N₂), dióxido de carbono (CO₂) e/ou gás sulfídrico (H₂S) (URSIN & ZOLOTUKHIN, 1997). As propriedades físicas e químicas dos petróleos variam consideravelmente e dependem da concentração dos vários tipos de hidrocarbonetos e constituintes minoritários presentes (AHMED, 2007).

Importante destacar que o petróleo pode ser caracterizado através de uma análise composicional, que pode avaliar seu tipo e sua constituição onde, por exemplo, em gases, o C1 a C3 estão presentes como os componentes que dominam a composição do petróleo; nos óleos leves, os componentes mais importantes estão entre o C4 e C6; e nos óleos pesados, predominam a presença dos componentes maiores que o C7 (ou pseudocomponente C7+). E ainda, o comportamento do petróleo pode ser caracterizado de um diagrama de fases, onde cada mistura possui seu diagrama particular, variando de acordo com a composição e característica do reservatório (ROSA et al., 2011; URSIN & ZOLOTUKIN, 1997).

Rosa et al. (2011) apresentam que, de maneira simplificada, as acumulações podem ser separadas em reservatórios de óleo ou reservatórios de gás, caso a sua temperatura seja menor ou maior que a temperatura crítica da mistura.

Figura I.6 - Diagrama de fases de uma mistura de hidrocarbonetos.

É, também, natureza dos fluidos e seu volume em um determinado reservatório que dará a grandeza da energia que uma acumulação possui na época de sua descoberta, além das condições de confinamento desse óleo no reservatório tais quais pressão e temperatura (ROSA et al., 2011).

I.iii.a) Propriedades de Fluidos

Antes de se realizar as simulações, é importante que sejam realizadas análises acuradas para se obter as propriedades dos fluidos em estudo (CHEN et al., 2016). Estas propriedades são dependentes da concentração de componentes deste fluido (hidrocarbonetos e outros gases) e são sujeitas a grandes modificações quando submetidas a diferentes condições de temperatura e pressão (AHMED, 2000; ROSA et al., 2011). Assim, as informações obtidas são usadas para a predição da produção e das consequentes mudanças que ocorrem no reservatório, ao longo de seu período produtivo (ROSA et al., CHEN et al., 2016). Basicamente, essas propriedades são conhecidas através de testes com um fluido em uma célula de PVT, fluido este obtido através de amostragem em testes da formação e/ou perfilagens. Assim, são tem-se os parâmetros de Pressão de Saturação, Fator Volume de Formação do Óleo e do Gás, Razão de Solubilidade do Óleo, Viscosidade, Densidade e grau API, além da Compressibilidade do Óleo. A partir da quantificação destes parâmetros, consegue-se definir pontos e curvas que relacionam estas propriedades com pressão, temperatura ou volume do fluido, para posterior definição da equação de estado que rege o comportamento do fluido modelado.

A <u>Pressão de Saturação</u> de um hidrocarboneto é definida por CHEN et al. (2010) como "a maior pressão na qual a primeira bolha de gás é liberada do óleo". É um dos parâmetros mais importantes e, no caso se sua ausência de forma experimental, recomenda-se seu cálculo através de correlações matemáticas.

O <u>Fator Volume de Formação</u> expressa, de acordo com ROSA et al. (2011) "qual o volume da mistura, numa condição de pressão e temperatura qualquer, deve ser retirado do reservatório para se obter uma unidade de volume de um fluido, nas condições padrões". Basicamente, apresenta-se como a razão entre o volume do petróleo líquido, em uma determinada condição de temperatura e pressão, e o volume do que permanece líquido (ou gás), quando em condições padrões.

$$B_i = \frac{\text{volume i @ p,T}}{\text{volume i (condições padrões)}}, i = \text{óleo, gás}$$
 (I.1)

A <u>Razão de Solubilidade do Óleo</u> é a quantidade de gás presente no líquido, ou seja, é a relação entre o volume de gás que está dissolvido, em condições padrão, e o volume de óleo que será obtido da mistura, também em condição padrão.

$$R_{S} = \frac{\text{volume de gás dissolvido (em condições-padrão)}}{\text{volume de óleo no tanque (em condições padrão)}}$$
(I.2)

A <u>Densidade</u> de uma mistura líquida é definida como a razão entre a massa específica do petróleo e a e a massa específica da água, ambas medidas na mesma condição de pressão e em condições de temperatura preestabelecidas.

$$d_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \tag{1.3}$$

É a partir da densidade que é possível o cálculo do grau API de um óleo, e consequente avaliação do óleo a partir da graduação dessa medida.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{d_{60/60} ^{\circ}F} - 131.5$$
 (I.4)

A <u>Compressibilidade do Óleo</u> é a variação fracional de volume de fluido por variação unitária de pressão, ou seja, quanto o óleo se comprime ou expande a depender do valor de pressão nele exercido.

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \tag{I.5}$$

A <u>Viscosidade</u> é a principal propriedade física que descreve a resistência de um fluido contra qualquer mudança posicional de seu elemento volumétrico, ou seja, a resistência de um líquido ao fluxo (MACHADO, 2002). É uma propriedade dependente da composição do fluido e é afetada pelas variações de temperatura e de pressão, onde, em líquidos e gases em pressões elevadas, a viscosidade decresce com a temperatura e cresce com a pressão. No caso dos hidrocarbonetos líquidos, pode-se considerar, também, que a viscosidade decresce com o aumento da quantidade de gás em solução (ROSA et al., 2011).

$$\mu = f(p, T)$$
 - $\mu_i = \sum_{i=1}^{n_c} x_i \mu_i$ (1.6)

A partir das fórmulas I.6, entende-se que a viscosidade varia com a pressão e a temperatura, e que a viscosidade da mistura pode ser obtida como uma função aditiva das viscosidades de seus componentes.

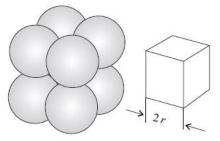
I. iv. Propriedades do Reservatório

A obtenção de informações sobre as propriedades das rochas é um fator decisivo para no estudo da engenharia de um reservatório e, portanto, a coleta e a interpretação desses dados devem ser de qualidade. Basicamente, avaliam-se propriedades como porosidade, permeabilidade, saturação, capilaridade e molhabilidade da rocha (ROSA et al., 2011), que são originados diretamente, através de dados da perfuração de um poço; ou indiretamente, através de sísmica da área e/ou poços correlatos (GUILLEN, 2015) ou mesmo de correlações matemáticas e de laboratório.

De forma geral:

A <u>porosidade</u> é um parâmetro estatístico e estático, e definida pela relação entre o volume de vazios e o volume total de uma rocha, relacionando-se a capacidade da rocha em armazenar fluidos. Por conta disso, se faz necessário que este parâmetro tenha uma estimativa de qualidade para que se possa realizar a simulação numérica de fluxo nesse meio poroso bem próxima ao real. FALCÃO (2013), em seu trabalho, sugere que, ao considerar a variação do parâmetro de pressão de poros, a porosidade deve ser atualizada a cada passo de tempo nas simulações de reservatório.

Figura I.7: Meio poroso idealizado representado por um sistema cúbico regular de esferas



Fonte: J.-R. Ursin & A. B. Zolotukhin

A <u>permeabilidade</u>, que está associada a capacidade de transporte de fluidos dentro do sistema poroso, é a medida do grau de interconexão entre os poros e as fissuras de uma rocha (FERNÁNDEZ, 2009). Em outras palavras, é a medida da condutividade de fluidos de um material. É um parâmetro que é diretamente afetado pelo tipo de rocha, tamanho dos sedimentos, pelo tipo de porosidade e tamanho de seu sistema de poros, além do grau de empacotamento, diagênese e cimentação da rocha. Avaliando, ainda, em macroescala, depende até do ambiente deposicional no qual os sedimentos foram formados. Em geral, a permeabilidade varia com a posição no espaço (heterogeneidade) e a direção (anisotropia) (MUGGERIDGE et al., 2013);

A <u>saturação</u> é a porcentagem de volume que diferentes fluidos podem ocupar nos poros de uma rocha e que, somados, chegam a 100%.

$$S_i = V_i$$
, $i = água, óleo, gás$ (1.7)

$$\sum S_i = 1 \tag{I.8}$$

Este é um parâmetro que está diretamente relacionado a outras características das rochas reservatório e que, dependendo da distribuição dos fluidos que podem ocupar o espaço poroso, define o valor econômico de um reservatório, a partir do cálculo de grandezas como *Original Oil in Place* e do Fator de Recuperação (FERNÁNDEZ, 2009; ROCHA *et. al.*, 2000; MILANI, 2015). Varia, principalmente, em relação ao espaço e ao tempo de produção do campo e é um parâmetro determinado laboratorialmente a partir de testes em amostras de rocha.

A <u>capilaridade</u> é o fenômeno relacionado com as tensões interfaciais entre dois ou mais fluidos imiscíveis e a rocha constituinte de um meio poroso que os contém, e é o principal fenômeno responsável pelo óleo trapeamento e retenção do óleo. As forças e mecanismos podem ser resumidos por alguns importantes números adimensionais (ALVARADO & MANRIQUE, 2010)

A molhabilidade de uma rocha dá a medida de qual fluido adere, preferencialmente, a um determinado tipo de superfície, ou seja, qual a capacidade relativa de um fluido molhar a superfície sólida na presença de um segundo fluido, determinando assim o arranjo de fluidos no espaço poroso (ALVARADO & MANRIQUE, 2010). Este parâmetro tem um forte impacto sobre a distribuição, localização, escoamento de fluidos e no processo de recuperação durante a produção e varia de acordo com a composição do óleo cru, da água conata, dos tipos de minerais envolvidos no sistema além da distribuição de tamanho de poros. Quando dois fluidos imiscíveis entram em contato com uma superfície sólida, a tensão interfacial entre o solido e cada um dos fluidos será diferente; sendo assim, considera-se que o fluido que apresentar uma maior tensão na interface sólido-líquido será o fluido que molha preferencialmente o sólido (ROCHA et. al., 2015; FERNÁNDEZ et. al., 2009).

APÊNDICE I – Código GEM versão 2017

** 2019-06-18, 17:09:39, rita_aragao ** 2019-06-18, 17:21:48, rita_aragao ** 2019-06-18, 17:39:31, rita_aragao ** 2019-06-28, 13:27:21, rita_aragao ** 2019-07-10, 15:33:39, rita_aragao ** 2019-07-10, 16:31:03, rita_aragao RESULTS SIMULATOR GEM	DJ JVAR 51*67 DK ALL 49572*20 DTOP 4131*4922
INUNIT SI WRST TIME WPRN WELL TIME WPRN GRID TIME OUTPRN WELL LAYER OUTPRN GRID DENG DENW KRG KRO KRW PRES SG SW TEMP WSRF WELL TIME WSRF GRID TIME REWIND 5 OUTSRF GRID DENG DENO DENW PRES SG SO SW TEMP VISG VISO OUTSRF RES ALL	PERMI CON 2000 ** 0 = null block, 1 = active block NULL CON 1 POR CON 0.25 PERMJ CON 2000 PERMK CON 200 ** 0 = pinched block, 1 = active block PINCHOUTARRAY CON 1 SECTORARRAY 'TB:S1' CON 1 PRPOR 274 CPOR 4.55E-05 **The following is the fluid component
OUTSRF WELL LAYER ALL OUTSRF GRID ACTIV 'CO2' ACTIV 'Ca++' ACTIV 'H+' ACTIV 'HCO3-' ACTIV 'Mg++' ACTIVCOEF 'CO2' ACTIVCOEF 'Ca++' ACTIVCOEF 'H+' ACTIVCOEF 'HCO3-' ACTIVCOEF 'Mg++' ADS 'CO2' ADS 'Ca++' ADS 'H+' ADS 'HCO3-' ADS 'Mg++' MOLALITY 'CO2' MOLALITY 'Ca++' MOLALITY 'H+' MOLALITY 'HCO3-' MOLALITY 'Mg++' PH	**property data in GEM format. **The unit system and fluid compositions should **be specified in the I/O control section. **The units and compositions specified in WinProp **are included here as comments for informational purposes.
OUTSRF WELL GHGGAS GHGLIQ GHGTHY GHGSCRIT GHGSOL GHGAQU GHGMNR OUTSRF RES ALL INVENTORY-CO2	** PLEASE DO NOT REMOVE THE FOLLOWING PVT UNIT COMMENT LINE ** PVT UNITS CONSISTENT WITH *INUNIT *SI **COMPOSITION *PRIMARY
**WSRF WELL 1 **WSRF GRID TIME **OUTSRF GRID SO SG SW PRES **OUTSRF RES NONE **WPRN GRID 0 **OUTPRN GRID NONE **OUTPRN RES NONE ** Distance units: m RESULTS XOFFSET 0.0000 RESULTS YOFFSET 0.0000 RESULTS ROTATION 0.0000	** 8.2400000E-02 5.1660000E- 01 7.0700000E-02 4.8700000E-02 ** 4.1400000E-02 6.5600000E- 02 6.1300000E-02 3.7100000E-02 ** 7.6200000E-02 ** COMPOSITION *SECOND ** 1.0000000E+00 0.0000000E+00 ** 0.0000000E+00 0.0000000E+00 ** 0.0000000E+00 ** 0.0000000E+00
** (DEGREES) RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 - 1.0 1.0 ** *******************************	*MODEL *PR *NC 9 9 *TRES 58.70000 *COMPNAME 'CO2' 'N2toCH4' 'C2H6' 'C3H8' 'IC4toNC5' 'C6toC9' 'C10toC14' 'C15toC19' 'F20+' ** The Hydrocarbon component flag values, 1 - HC, 0 - non-HC

** the read-in HC	C-HC BIN values	1.1500000E-01	1.0060088E-02
(provided below in this file)		5.2019356E-03 2.4843938	BE-03
** will be overwritt	en by the internal	8.1961103E-04	
GEM calculated values.	•	1.1500000E-01	1.6394184E-02
** If you want to	use FULL BIN	1.0039718E-02 6.1023427	'E-03
values provided in this file		3.2534301E-03 8	
** in your GEM	simulation these	0.000000E+00	
values have to be manually		1.5485996E-02 1.0525383	
** changed to 0.		6.6732740E-03	
*HCFLAG 0	1 1	6.1984226E-04	2.0 1000202 00
1		8.1041620E-02	3 6471730F-02
1 1	1 1	2.6967748E-02 2.0409995	
1 '		1.4972630E-02	
*SG	8.1800000E-01	4.3953670E-03 1.7260880	
3.0236652E-01	3.5600000E-01		1.5400000E-01 -
5.0700000E-01	3.3000000⊑-01	_	000000E-01 -
5.9648658E-01	7 40222675 04	1.5400000E-01 2.0	J000000E-01 -
			4 224 4627E 04
8.0346925E-01 8.4884682	E-01	-1.3725816E-01	
9.5940000E-01	7.0450005.04	1.6838832E-01 1.5378539)E-U I
	7.8450000E+01 -	2.6967182E-01	
1.6042871E+02 -8.869	50000E+01 -	*VSHIF1	0.0000000E+00
4.2050000E+01		0.0000000E+00	0.0000000E+00
1.1167503E+01		0.0000000E+00	
2.0575286E+02 2.9561900)E+02	0.000000E+00	
5.6693512E+02		0.0000000E+00 0.0000000	0E+00
		0.000000E+00	
*RESULTS EOSSI	ET_ID 1	*TREFVS	1.5556000E+01
		1.5556000E+01	1.5556000E+01
*PCRIT	7.2800000E+01	1.5556000E+01	
4.3690000E+01	4.8200000E+01	1.5556000E+01	1.5556000E+01
4.1900000E+01		1.5556000E+01 1.5556000	0E+01
3.2757000E+01	2.5980000E+01	1.5556000E+01	
2.5606000E+01 1.4136000)E+01	*VISCOR *MODP	PEDERSEN
8.4929452E+00		*VISCOEFF	1.5648000E-04
*VCRIT	9.4000000E-02	2.4754266E+00	8.8536000E-03
9.8930823E-02	1.4800000E-01	1.8319238E+00	
2.0300000E-01		4.1384000E-01	
2.7387948E-01	4.0981775E-01	*OMEGA	4.5723553E-01
6.1219056E-01 8.6911709	E-01	4.5723553E-01	4.5723553E-01
1.5604402E+00		4.5723553E-01	
*TCRIT	3.0420000E+02	4.5723553E-01	4.5723553E-01
1.9401626E+02	3.0540000E+02	4.5723553E-01 4.5723553	
3.6980000E+02		4.5723553E-01	
4.4924224E+02	5.7113272E+02	*OMEGB	7.7796074E-02
7.0013000E+02 8.2479000		7.7796074E-02	7.7796074E-02
9.0211034E+02		7.7796074E-02	
*AC	2.2500000E-01	7.7796074E-02	7.7796074E-02
8.2291909E-03	9.8000000E-02	7.7796074E-02 7.7796074	
1.5200000E-01	3.0000000L 02	7.7796074E-02	rL 02
2.0619807E-01	3.3759382E-01	*PCHOR	7.8000000E+01
5.1365090E-01 7.1530153		7.6742160E+01	1.0800000E+02
1.7723000E+00	L-01	1.5030000E+02	1.000000000
*MW	4.4010000E+01	2.0171763E+02	3.0106020E+02
	3.0070000E+01		
1.6128732E+01	3.0070000E+01	4.4480253E+02 6.2073288	0E+U2
4.4097000E+01	4.0400000 - 00	1.0878288E+03	
	1.0423933E+02	***************************************	
1.5864927E+02 1.8637000)E+02	*SOLUBILITY	
5.8254360E+02	05.04	*HENRY-CORR-C	
*PVC3 3.6373239	0E-01	** HENRYC calcu	ulated at 58.70
*BIN		deg C	0.07054455
0.000000E+00	100010== ::	*HENRYC	3.2785118E+05
0.000000E+00 8		1.2288909E+05	5.5375682E+06
2.000000E-01	2.6004367E-03	1.2306478E+05	
5.0407621E-04		1.2325225E+05	
1.1608696E-01		1.2381301E+05 1.245198	7E+05
1.9085196E-03 4.5280670	E-04	1.2565729E+05	

*MW-AQUEOUS *REFPH 1.0132500E+02 1.0132500E+02 0.4008000E+02 1.0132500E+02 0.1007900E+01 1.0132500E+02 1.0132500E+02 1.0132500E+02 *ION-SIZE-AQUEOUS 1.0132500E+02 1.0132500E+02 9.000 6.000 8.000 4.500 1.0132500E+02 *CHARGE-AQUEOUS *VINFINITY 3.4793117E-02 1.000 2.000 2.000 -1.000 3.7160825E-02 5.1936367E-02 *NC-MINERAL 7.1345064E-02 1.0945509E-01 1.7391878E-01 *COMPNAME-MINERAL 2.1569474E-01 4.5739450E-01 'Calcite' 'Dolomite' *MW-MINERAL 8.3058899E-01 *ENTHCOEF *MASSDENSITY-MINERAL 9.6880000E-02 1.5884300E-01 -2709.947 2864.964 3.3712000E-05 1.4810500E-07 -9.6620300E-11 2.0738320E-14 -2.8229426E+00 5.3624959E-01 -*ACTIVCOEF 2.1001391E-04 3.3695563E-07 1.7694 1.0 1.0 1.0 1.0 1.0 1.0 -1.1562049E-10 1.3797679E-14 0.98867 -1.4220000E-02 2.6461200E-01 -0.97170 0.11926 0.10872 0.69509 2.4568000E-05 2.9140200E-07 0.69509 0.73224 -1.2810330E-10 1.8134820E-14 *EQUIL-REACT-RATE *ON 6.8715000E-01 1.6030400E-01 *CHEM-EQUIL-SET *ON 1.2608400E-04 1.8143000E-07 -9.1891300E-11 1.3548500E-14 7.8424403E+00 9.0141017E-02 ***** Version II data lines START *** 2.6911863E-04 5.7297198E-08 -4.4826698E-11 6.9940704E-15 0.0000000E+00 -3.9520293E-02 ** *LOG-CHEM-EQUIL-CONST is calculated at 58.70 deg. C (137.66 deg. F) 4.2537617E-04 -6.3060110E-08 *REACTION-CHEM 'CO2' + 'H2O' = 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.000000E+00 -4.0772218E-02 'H+' + 'HCO3-' ** *LOG-CHEM-EQUIL-CONST 4.2171017E-04 -6.2975068E-08 0.0000000E+00 0.0000000E+00 6.32106405E+00 0.0000000E+00 -3.3138789E-02 *LOG-CHEM-EQUIL-COEFS 4.1331111E-04 -6.0880934E-08 -6.549243E+00 9.001740E-03 0.000000E+00 0.000000E+00 1.021151E-04 2.761880E-07 -3.561423E-0.0000000E+00 -1.5609723E-02 10 3.9529707E-04 -5.6174441E-08 0.0000000E+00 0.0000000E+00 *REACTION-RATE-TST 'Calcite' + 'H+' = 'Ca++' + 'HCO3-' *HEATING_VALUES 0.0000000E+00 8.3824302E+02 *LOG-CHEM-EQUIL-CONST 1.4784600E+03 2.1051600E+03 1.23508546E+00 2.9364371E+03 5.0142976E+03 *LOG-CHEM-EQUIL-COEFS 7.5988468E+03 1.0722727E+04 2.068889E+00 -1.426678E-02 6.060956E-06 1.459215E-07 -4.189283E-0.000000E+00 10 *AQUEOUS-DENSITY *ROWE-*REACTIVE-SURFACE-AREA CHOU 8.800000E+01 *ACTIVATION-ENERGY *AQUEOUS-VISCOSITY *KESTIN 4.187000E+04 *GEOCHEM_V2 *LOG-TST-RATE-CONSTANT *WINPROP 8.78000 *GEOCHEM DATABASE *WOLERY *REF-TEMP-RATE-CONST 60.00000 *DER-CHEM-EQUIL *ANALYTICAL *SPEC-REACT-SURFACE-AREA *DER-REACT-RATE *ANALYTICAL 1.000000E+03 *MIN-REACT-SURFACE-AREA *RFCALC *OFF 1.000000E+00 *ACTIVITY-MODEL *B-DOT *SUPER-SATURATION-INDEX *SALINITY-CALC *ON *AQFILL *OFF *REACTION-RATE-TST 'Dolomite' + 2.0 'H+' = 'Ca++' + 'Mg++' + 2.0 'HCO3-' *NC-AQUEOUS 4 *COMPNAME-AQUEOUS *LOG-CHEM-EQUIL-CONST

1.38955336E+00

'H+' 'Ca++' 'Mg++' 'HCO3-'

*LOG-CHEM-EQUIL-COEFS 3.394407E+00 -3.559845E-02 1.326126E-05 2.410574E-07 -8.149349E-10	0.400000 0.850000 0 0.428500 0.728769 0.0001 0.457000 0.619650 0.0008 0.485500 0.522006 0.0027 0.514000 0.435200 0.0064 0.542500 0.358594 0.012 0.571000 0.291550 0.0216 0.599500 0.233431 0.0343 0.628000 0.183600 0.0512 0.656500 0.141419 0.0729 0.685000 0.106250 0.1 0.713500 0.077456 0.1331 0.742000 0.054400 0.1728 0.770500 0.036444 0.2197 0.799000 0.022950 0.2744 0.827500 0.013281 0.3375 0.856000 0.006800 0.4096 0.884500 0.002869 0.4913 0.913000 0.000850 0.5832 0.941500 0.000106 0.6859 0.970000 0.0000000 0.8 INITIAL
 *PHASEID *GAS *CW 4.35E-07	VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL
*REFPW 8100.0 *OGW_FLASH *NO_H2OVAP **COMPONENT 2 IS A TRACE COMPONENT **TRACE-COMP 2	ZOIL 8.24E-02 5.166E-01 7.07E-02 4.87E-02 4.14E-02 6.56E-02 6.13E-02 3.71E- 02 7.62E-02
DIFFUSION COEFFICIENT IN CM2/S *DIFFC-AQU 2.0E-05 0.0 7*0.0	REFPRES 55378.15
*DERIVATIVEMETHOD *NUMERALL	**
**	** Ancoragem do sistema: pressao- profund.
ROCKFLUID RPT 1	** Profundidade de referencia em
** Sw krw krow SWT	metros ** Regiao 1 dado do teste e do registrador
0.180000 0.000000 0.800000 0.208500 0.000019 0.685900	REFDEPTH 4948.00
0.237000 0.000150 0.583200 0.265500 0.000506 0.491300 0.294000 0.001200 0.409600 0.322500 0.002344 0.337500 0.351000 0.004050 0.274400	** Definicao dos contatos: ** Contato oleo-agua em metros - Regiao 1
0.379500 0.006431 0.219700 0.408000 0.009600 0.172800	DWOC 5115.00
0.436500 0.013669 0.133100 0.465000 0.018750 0.100000 0.493500 0.024956 0.072900	GASZONE NOOIL
0.522000 0.032400 0.051200 0.550500 0.041194 0.034300 0.579000 0.051450 0.021600	MOLALITY-AQUEOUS-PRIMARY 1.000000D-07 9.118492D-05 2.317806D-11
0.607500 0.063281 0.012500 0.636000 0.076800 0.006400 0.664500 0.092119 0.002700 0.693000 0.109350 0.000800 0.721500 0.128606 0.000100	VOLUMEFRACTION-MINERAL 0.02 0.01
0.750000 0.150000 0.000000	NUMERICAL
** SI krg krog SLT	NORTH 80 ITERMAX 100 DTMIN 1.E-06

	CONVERGE N		01	FROM	21 5 08	1.0	OPEN	FLOW-
	RUN			FROM	21 5 09	1.0	OPEN	FLOW-
	DATE 2020 1 GROUP 'TB' A		AMPO'		WELL 'IN	J2 CO2'	ATTAC	НТО 'ТВ'
	**					SOLVE		0.0 0.0
	WELL 'INJ1 C	J1 CO2'			0.0 0.0 (OPERAT		ВНР	60000.0
0.0 0.0	INCOMP SO 0.0 0.0 0.0 0 OPERATE M	.0	60000.0	CONT	OPERAT	E MAX S	TG 250	0.000000.0
CONT	OPERATE MA			CONT		ad geofad		skin 0.37 1.0
CONT		eofac wfrac s		0.0	PERF	GEO 'IN		
0.0	GEOMETRY			Connec	** UBA tion		ff	Status
_	** UBA	O 'INJ1 CO2' ff	Status	FROM	61 5 01 'SURFACE	E' REFLA		FLOW-
Connec	21 5 01	1.0 OPEN	FLOW-	FROM		-	OPEN	FLOW-
FROM	'SURFACE' RE 21 5 02	1.0 OPEN	FLOW-	FROM	61 5 03 2 61 5 04		OPEN OPEN	FLOW-
FROM	21 5 03	1.0 OPEN	FLOW-	FROM			OPEN	FLOW-
FROM	21 5 04	1.0 OPEN	FLOW-	FROM			OPEN	FLOW-
FROM	21 5 05 4	1.0 OPEN	FLOW-	FROM	5 61 5 07	1.0	OPEN	FLOW-
FROM		1.0 OPEN	FLOW-	FROM	61 5 08	1.0	OPEN	FLOW-
FROM	-	1.0 OPEN	FLOW-	FROM	61 5 09	1.0	OPEN	FLOW-
FROM		1.0 OPEN	FLOW-	FROM	**			
FROM	21 5 09 8	1.0 OPEN	FLOVV-		** WELL 'IN	Ι Ι2 \Λ/' ΔΤ	ТАСНТ	∵O 'TR'
	** ** WELL 'INJ1 V INJECTOR 'IN INCOMP WA'	J1 W' ΓER			INJECTO INCOMP OPERAT ** ra	R 'INJ2 V WATER E MAX S ad geofac	V' STW 12 c wfrac	250 CONT
		eofac wfrac s	kin	0.0	PERF	GEO 'IN		•
0.0	GEOMETRY	K 0.0762 0 D 'INJ1 W'	1.37 1.0	Connec		1.0	ff OPEN	Status
Connec	** UBA	ff	Status	FROM	61 5 01 'SURFACE 61 5 02	E' REFLA	_	FLOW-
		1.0 OPEN	FLOW-	FROM			OPEN	
FROM	21 5 02	1.0 OPEN	FLOW-	FROM			OPEN	FLOW-
FROM	21 5 03 2	1.0 OPEN	FLOW-	FROM	3 61 5 05	1.0	OPEN	FLOW-
FROM		1.0 OPEN	FLOW-	FROM	61 5 06	1.0	OPEN	FLOW-
FROM		1.0 OPEN	FLOW	FROM	61 5 07	1.0	OPEN	FLOW-
FROM	21 5 06 5 21 5 07	1.0 OPEN1.0 OPEN	FLOW-	FROM	61 5 08	1.0	OPEN	FLOW-
FROM		I.O OF EN	1 LOVV-	i ivolvi	,			

61 5 09 1.0 OPEN FLOW-	
FROM 8	WELL 'INJ4 CO2' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 CO2'
WELL 'INJ3 CO2' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 CO2'	INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0	OPERATE MAX BHP 60000.0
0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 OPERATE MAX BHP 60000.0	CONT OPERATE MAX STG 250000000.0
CONT OPERATE MAX STG 250000000.0	CONT ** rad geofac wfrac skin
CONT ** rad geofac wfrac skin	GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0
GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0	PERF GEO 'INJ4 CO2' ** UBA ff Status
PERF GEO 'INJ3 CO2'	Connection
Connection	FROM 'SURFACE' REFLAYER
21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER	41 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1
21 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1	41 26 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2
21 26 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2	41 26 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3
21 26 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3	41 26 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4
21 26 05 1.0 OPEN FLOW-	41 26 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5
FROM 4 21 26 06 1.0 OPEN FLOW-	41 26 07 1.0 OPEN FLOW-
FROM 5 21 26 07 1.0 OPEN FLOW-	FROM 6 41 26 08 1.0 OPEN FLOW-
FROM 6 21 26 08 1.0 OPEN FLOW-	FROM 7 41 26 09 1.0 OPEN FLOW-
FROM 7 21 26 09 1.0 OPEN FLOW-	FROM 8
FROM 8	**
FROM 8 WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB'	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB'
FROM 8 WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER
FROM 8 WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin
FROM 8 WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT
FROM 8 WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W'	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W'
WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection
WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection 41 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER
WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1	WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection 41 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 41 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1
WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 21 26 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection 41 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 41 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 41 26 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2
WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 21 26 03 1.0 OPEN FLOW-	WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection 41 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 41 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 41 26 03 1.0 OPEN FLOW-
## WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status ** Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 21 26 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 21 26 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 21 26 05 1.0 OPEN FLOW-	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection
## WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status ** Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 21 26 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 21 26 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 21 26 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 21 26 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 4	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection
FROM 8 WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW-FROM 1 21 26 03 1.0 OPEN FLOW-FROM 2 21 26 04 1.0 OPEN FLOW-FROM 3 21 26 05 1.0 OPEN FLOW-FROM 4 21 26 06 1.0 OPEN FLOW-FROM 5 21 26 07 1.0 OPEN FLOW-FROM 5 21 26 07 1.0 OPEN FLOW-FROM 5	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection
WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 21 26 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 21 26 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 21 26 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 21 26 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 21 26 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 21 26 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 6	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection
WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW-FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW-FROM 1 21 26 03 1.0 OPEN FLOW-FROM 2 21 26 04 1.0 OPEN FLOW-FROM 3 21 26 05 1.0 OPEN FLOW-FROM 4 21 26 06 1.0 OPEN FLOW-FROM 5 21 26 07 1.0 OPEN FLOW-FROM 5 21 26 08 1.0 OPEN FLOW-FROM 6 21 26 08 1.0 OPEN FLOW-FROM 6 21 26 08 1.0 OPEN FLOW-FROM 7 21 26 09 1.0 OPEN FLOW-FROM 7	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection
WELL 'INJ3 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ3 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ3 W' ** UBA ff Status Connection 21 26 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 21 26 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 21 26 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 21 26 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 21 26 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 21 26 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 21 26 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 21 26 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 21 26 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7	** WELL 'INJ4 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ4 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ4 W' ** UBA ff Status Connection

	2' ATTACHTO 'TB'	CONT	OPERATE MAX BHP 60000.0
INJECTOR 'INJ5 INCOMP SOLVI 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0	ENT 1.0 0.0 0.0	CONT	OPERATE MAX STG 250000000.0
OPERATE MAX	X BHP 60000.0	CONT	** rad geofac wfrac skin
CONT OPERATE MAX CONT	STG 250000000.0	0.0	GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 PERF GEO 'INJ6 CO2'
** rad geof	ac wfrac skin 0.0762 0.37 1.0	Connec	** UBA ff Status
0.0			21 47 01 1.0 OPEN FLOW-
** UBA	INJ5 CO2' ff Status		'SURFACE' REFLAYER 21 47 02 1.0 OPEN FLOW-
Connection 61 26 01 1.		FROM	21 47 03 1.0 OPEN FLOW-
	LAYER 0 OPEN FLOW-	FROM	21 47 04 1.0 OPEN FLOW-
FROM 1 61 26 03 1.	0 OPEN FLOW-	FROM	21 47 05 1.0 OPEN FLOW-
FROM 2 61 26 04 1.	0 OPEN FLOW-	FROM	4 21 47 06 1.0 OPEN FLOW-
FROM 3 61 26 05 1.	0 OPEN FLOW-	FROM	5 21 47 07 1.0 OPEN FLOW-
FROM 4 61 26 06 1.	0 OPEN FLOW-	FROM	6 21 47 08 1.0 OPEN FLOW-
FROM 5	0 OPEN FLOW-	FROM	
FROM 6	0 OPEN FLOW-	FROM	
FROM 7	0 OPEN FLOW-		**
FROM 8	O OFEN FLOW-		WELL 'INJ6 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ6 W'
**) TT 4 OLUTO UTDI		INCOMP WATER
WELL 'INJ5 W' A INJECTOR 'INJ5	W'		OPERATE MAX STW 1250 CONT ** rad geofac wfrac skin
	STW 1250 CONT	0.0	GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0
	ac wfrac skin 0.0762 0.37 1.0		PERF GEO 'INJ6 W' ** UBA ff Status
0.0 PERF GEO '	INJ5 W'	Connec	ction 21 47 01 1.0 OPEN FLOW-
** UBA Connection		FROM	'SURFACE' REFLAYER 21 47 02 1.0 OPEN FLOW-
61 26 01 1. FROM 'SURFACE' REFL		FROM	
	0 OPEN FLOW-	FROM	
61 26 03 1.	0 OPEN FLOW-	FROM	3
	0 OPEN FLOW-	FROM	
	0 OPEN FLOW-	FROM	
FROM 4 61 26 06 1.	0 OPEN FLOW-	FROM	
FROM 5 61 26 07 1.	0 OPEN FLOW-	FROM	21 47 08 1.0 OPEN FLOW-7
FROM 6 61 26 08 1.	0 OPEN FLOW-	FROM	21 47 09 1.0 OPEN FLOW-8
FROM 7 61 26 09 1.	0 OPEN FLOW-		WELL 'INJ7 CO2' ATTACHTO 'TB'
FROM 8			INJECTOR 'INJ7 CO2' INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0
WELL 'INJ6 CO2 INJECTOR 'INJ6	2' ATTACHTO 'TB' CO2'	0.0 0.0	0.0 0.0 0.0 0.0 OPERATE MAX BHP 60000.0
		CONT	2. 2 2

CONT FROM SURFACE SIATUS CONTECTION CONTENT	OPERATE MAX STG 250000000.0	**GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0
Connection	** rad geofac wfrac skin	**PERF GEO 'INJ8 CO2'
TUBA		Connection
FROM SURRACE RELAVER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 1.0 OPEN FLOW- FROM 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 FROM	** UBA ff Status	FROM 'SURFACE' REFLAYER
FROM 1		FROM 1
FROM 2 FROM 2 FROM 2 FROM 3 61 47 04 FROM 3 61 47 05 61 47 06 61 47 07 FROM 4 FROM 5 FROM 5 61 47 07 61 47 08 FROM 9 61 47 08 FROM 9 61 47 09 FROM 8 FROM 9 FROM 8 FROM 9		FROM 2
State		FROM 3
FROM 4	61 47 04 1.0 OPEN FLOW-	FROM 4
FROM 5	61 47 05 1.0 OPEN FLOW-	FROM 5
FROM 6 6 147 07 1.0 OPEN FLOW-FROM 8 FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW-FROM 8 FROM 9 FROM 10 OPEN 8 FROM	61 47 06 1.0 OPEN FLOW-	FROM 6
FROM 7 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 ""WELL 'INJ7 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ7 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT " ad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 PERF GEO 'INJ7 W' " UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 ""WELL 'INJ8 W' ATTACHTO 'TB' ""INJECTOR 'INJ8 W' ""INCOMP WATER ""GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 ""PERF GEO 'INJ8 W' ""INCOMP WATER ""GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 """UBA ff Status Connection """122 6110 1.0 OPEN FLOW- FROM SURFACE' REFLAYER ""122 6110 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 ""122 6111 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 ""122 6113 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 FROM 4 ""122 6113 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 ""122 6115 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 ""122 6116 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 ""WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' ""122 6118 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 WELL 'PROD1' ATTACHTO 'TB' ""122 6118 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 WELL 'PROD1' ATTACHTO 'TB' ""122 6118 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 GEOMETRY K 0.030 0.37 1.0 0.0 OPERATE MAX STW 1250 """122 6118 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 """122 6118 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 OPERATE MAX STO 15000 CONT OPERATE MAX STO 15000 CONT """ rad geofac wfrac skin O.0 OO 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 OO 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 PERF GEO 'PROD1' """ rad geofac wfrac skin """ rad	61 47 07 1.0 OPEN FLOW-	FROM 7
FROM 8 **** FROM 8 **** **** **** **** **** **** ****	61 47 08 1.0 OPEN FLOW-	FROM 8
##WELL 'INJ8 W' ATTACHTO 'TB' ##WELL 'INJ7 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ7 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT ## rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ7 W' #* UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 0.0 OPEN FLOW- FROM 8 ##WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' ##WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO	61 47 09 1.0 OPEN FLOW-	
*** WELL 'INJ7 W' ATTACHTO 'TB' INJECTOR 'INJ7 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT *** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'INJ7 W' *** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW-FROM SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW-FROM 2 61 47 03 1.0 OPEN FLOW-FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW-FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW-FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW-FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW-FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW-FROM 6 61 47 09 1.0 OPEN FLOW-FROM 8 ***WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' ***INJECTOR 'INJ8 CO2' ***INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0		
INJECTOR 'INJ7 W' INCOMP WATER OPERATE MAX STW 1250 CONT **** rad geofac wfrac skin OPERATE MAX STG OOPERATE MAX STW 1250 CONT **** rad geofac wfrac skin O.0 OOPERATE MAX STW 1250 CONT **** rad geofac wfrac skin O.0 OOPERATE MAX STW 1250 CONT **** rad geofac wfrac skin O.0 OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT **** rad geofac wfrac skin OOPERATE MAX STG OONT OON		**INCOMP WATER
OPERATE MAX STW 1250 CONT	INJECTOR 'INJ7 W'	CONT
O.0	OPERATE MAX STW 1250 CONT	**GEOMETRY K 0.0762 0.37 1.0
PERF GEO 'INJ7 W'		
Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 ***WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' ***INJECTOR 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' ***INJECTOR 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' ***OPERATE MAX BHP 60000.0 CONT ***OPERATE MAX BHP 60000.0 CONT ***OPERATE MAX STG FROM 'SURFACE' REFLAYER **122 61 11 1.0 OPEN FLOW- **122 61 12 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 13 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 13 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 15 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 15 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 16 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 16 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 17 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 18 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 17 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 18 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 18 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 18 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 17 1.0 OPEN FLOW- ***122 61 18 1.0 OPEN FLOW- ***122 6		
FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8	0.0 PERF GEO 'INJ7 W'	**** UBA ff Status Connection
FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 FROM 8 **122 61 14 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **122 61 15 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **122 61 16 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **122 61 17 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **122 61 18 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 **122 61 18 1.0 OPEN FLOW- **122	0.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection	**** UBA ff Status Connection
FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 07 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 FROM 8 FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 WELL 'PROD1' ATTACHTO 'TB' PRODUCER 'PROD1' PRODUCER 'PROD1' OPERATE MAX STO 15000 CONT OPERATE MAX STO 15000 CONT **OPERATE MAX BHP 60000.0 **OPERATE MAX STG **UBA ff Status Connection	O.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER	**** UBA ff Status Connection **122 61 10 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER **122 61 11 1.0 OPEN FLOW- FROM 1
FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 ***WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' ***WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' ***INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 ***OPERATE MAX BHP 60000.0 CONT ***OPERATE MAX STG ***UBA ff Status Connection ***UBA ff Status ***UBA ff Status	PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1	**** UBA ff Status Connection
FROM 4	0.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2	**** UBA ff Status Connection
FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 61 47 09 6	0.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3	**** UBA ff Status Connection
FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' **INJECTOR 'INJ8 CO2' **INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 **OPERATE MAX BHP 60000.0 CONT **OPERATE MAX STG 250000000.0 CONT **OPERATE MAX STG Connection **OPERATE MAX STG Connection **CONT **OPERATE MAX STG Connection **CONT **OPERATE MAX STG CONT **OPERATE MAX STG	0.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4	**** UBA ff Status Connection **122 61 10 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER **122 61 11 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 **122 61 12 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 **122 61 13 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 **122 61 14 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 **122 61 15 1.0 OPEN FLOW- FROM 5
FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' **INJECTOR 'INJ8 CO2' **INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 **OPERATE MAX BHP 60000.0 CONT **OPERATE MAX STG 250000000.0 CONT **OPERATE MAX STG Connection **CONT **OPERATE MAX STG Connection	0.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5	**** UBA ff Status Connection
#*WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' PRODUCER 'PROD1' ATTACHTO 'TB' PRODUCER 'PROD1' **INJECTOR 'INJ8 CO2' OPERATE MIN BHP 22000 CONT **INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 OPERATE MAX STO 15000 CONT O.0 0.0 0.0 0.0 0.0 ** rad geofac wfrac skin **OPERATE MAX BHP 60000.0 GEOMETRY K 0.108 0.37 1.0 0.0 PERF GEO 'PROD1' **OPERATE MAX STG 250000000.0 CONT Connection	0.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6	**** UBA ff Status Connection
WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' **INJECTOR 'INJ8 CO2' **INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 **OPERATE MAX BHP 60000.0 CONT **OPERATE MAX STG **OPERATE MAX STG 250000000.0 CONT **CONT **CONT	0.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7	** UBA ff Status Connection
INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 ** rad geofac wfrac skin **OPERATE MAX BHP 60000.0 CONT **OPERATE MAX BHP 60000.0 PERF GEO 'PROD1' **OPERATE MAX STG 250000000.0 CONT Connection	0.0 PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW-	** UBA ff Status Connection
OPERATE MAX BHP 60000.0 GEOMETRY K 0.108 0.37 1.0 0.0 CONT	PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB'	** UBA ff Status Connection
OPERATE MAX STG ** UBA ff Status 250000000.0 CONT Connection	PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' **INJECTOR 'INJ8 CO2' **INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0	** UBA ff Status Connection **122 61 10 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER **122 61 11 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 **122 61 12 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 **122 61 13 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 **122 61 14 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 **122 61 15 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 **122 61 16 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 **122 61 17 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 **122 61 18 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 WELL 'PROD1' ATTACHTO 'TB' PRODUCER 'PROD1' OPERATE MIN BHP 22000 CONT OPERATE MAX STO 15000 CONT
	PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' **INJECTOR 'INJ8 CO2' **INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 **OPERATE MAX BHP 60000.0	**** UBA ff Status Connection **122 61 10 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER **122 61 11 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 **122 61 12 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 **122 61 13 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 **122 61 14 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 **122 61 15 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 **122 61 16 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 **122 61 17 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 **122 61 18 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 WELL 'PROD1' ATTACHTO 'TB' PRODUCER 'PROD1' OPERATE MIN BHP 22000 CONT OPERATE MAX STO 15000 CONT ** rad geofac wfrac skin GEOMETRY K 0.108 0.37 1.0 0.0
	PERF GEO 'INJ7 W' ** UBA ff Status Connection 61 47 01 1.0 OPEN FLOW- FROM 'SURFACE' REFLAYER 61 47 02 1.0 OPEN FLOW- FROM 1 61 47 03 1.0 OPEN FLOW- FROM 2 61 47 04 1.0 OPEN FLOW- FROM 3 61 47 05 1.0 OPEN FLOW- FROM 4 61 47 06 1.0 OPEN FLOW- FROM 5 61 47 07 1.0 OPEN FLOW- FROM 6 61 47 08 1.0 OPEN FLOW- FROM 7 61 47 09 1.0 OPEN FLOW- FROM 8 **WELL 'INJ8 CO2' ATTACHTO 'TB' **INJECTOR 'INJ8 CO2' **INCOMP SOLVENT 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 **OPERATE MAX BHP 60000.0 CONT **OPERATE MAX STG	**** UBA ff Status Connection **122 61 10

'CI IDEA	11 15 1 CE' REFL		OPEN	FLOW-TO	5	51 15 6	1.0	OPEN	FLOW-TO
	11 15 2		OPEN	FLOW-TO		51 15 7	1.0	OPEN	FLOW-TO
1	11 15 3	1.0	OPEN	FLOW-TO	6	51 15 8	1.0	OPEN	FLOW-TO
2	11 15 4	1.0	OPEN	FLOW-TO	7	51 15 9	1.0	OPEN	FLOW-TO
3	11 15 5	1.0	OPEN	FLOW-TO	8				
4	11 15 6	1.0	OPEN	FLOW-TO		**			
5	11 15 7	1.0	OPEN	FLOW-TO		WELL 'P PRODUC	ER 'PR	OD4'	
6	11 15 8	1.0	OPEN	FLOW-TO		OPERAT	E MAX	STO 1	2000 CONT 5000 CONT
7	11 15 9	1.0	OPEN	FLOW-TO				fac wfra 0.108 0	c skin .37 1.0 0.0
8						PERF ** UBA	GEO	'PROD4 ff	' Status
	** WELL 'PI	ROD2'	ATTACH	HTO 'TB'	Connec	tion 71 15 1	1.0	OPEN	FLOW-TO
	PRODUC	ER 'PR	ROD2'	2000 CONT	'SURFA	CE' REFL 71 15 2	AYER	OPEN	
	OPERATI	E MAX	STO 15	5000 CONT	1				FLOW-TO
		_	fac wfra 0.108 0	c skin .37 1.0 0.0	2	71 15 3	1.0	OPEN	FLOW-TO
	PERF ** UBA	GEO	'PROD2 ff	' Status	3	71 15 4	1.0	OPEN	FLOW-TO
Connect		1.0		FLOW-TO	4	71 15 5	1.0	OPEN	FLOW-TO
'SURFA	CE' REFL	AYER			-	71 15 6	1.0	OPEN	FLOW-TO
1	31 15 2	1.0	OPEN	FLOW-TO	5	71 15 7	1.0	OPEN	FLOW-TO
2	31 15 3	1.0	OPEN	FLOW-TO	6	71 15 8	1.0	OPEN	FLOW-TO
3	31 15 4	1.0	OPEN	FLOW-TO	7	71 15 9	1.0	OPEN	FLOW-TO
4	31 15 5	1.0	OPEN	FLOW-TO	8	71100	1.0	OI LIV	1 LOW-10
	31 15 6	1.0	OPEN	FLOW-TO		\\/ELL ID	DODEL	A TT A O.I	ITO ITO
5	31 15 7	1.0	OPEN	FLOW-TO		WELL 'P	ER 'PR	OD5'	
6	31 15 8	1.0	OPEN	FLOW-TO		OPERAT	E MAX	STO 1	000 CONT 5000 CONT
7	31 15 9	1.0	OPEN	FLOW-TO		GEOMET	RYK		.37 1.0 0.0
8						PERF ** UBA	GEO	'PROD5 ff	' Status
	WELL 'PI			HTO 'TB'	Connect	tion 11 36 1	1.0	OPEN	FLOW-TO
	OPERATI	E MIN	BHP 22	2000 CONT 5000 CONT	'SURFA	CE' REFL 11 36 2	.AYER	OPEN	FLOW-TO
	** ra	id geof	fac wfra	c skin	1				
	PERF		'PROD3	.37 1.0 0.0	2	11 36 3		OPEN	FLOW-TO
Connect	** UBA tion		ff	Status	3	11 36 4	1.0	OPEN	FLOW-TO
'SHRFA	51 15 1 CE' REFL		OPEN	FLOW-TO	4	11 36 5	1.0	OPEN	FLOW-TO
	51 15 2		OPEN	FLOW-TO		11 36 6	1.0	OPEN	FLOW-TO
1	51 15 3	1.0	OPEN	FLOW-TO	5	11 36 7	1.0	OPEN	FLOW-TO
2	51 15 4	1.0	OPEN	FLOW-TO	6	11 36 8	1.0	OPEN	FLOW-TO
3	51 15 5	1.0	OPEN	FLOW-TO	7	11 36 9	1.0	OPEN	FLOW-TO
4					8			-	

		ROD6' ATTAC	НТО 'ТВ'		GEOMETR'	geofac wfra Y K 0.108 0	.37 1.0 0.0
	OPERATI	ER 'PROD6' E MIN BHP 2			PERF G ** UBA	SEO 'PROD8 ff	Status
	** ra	E MAX STO 1 Id geofac wfra	ac skin	Con	nection 71 36 1	1.0 OPEN	FLOW-TO
	GEOMET PERF	RY K 0.108 (GEO 'PROD		'SUF	RFACE' REFLA` 71 36 2	YER 1.0 OPEN	FLOW-TO
Connec	** UBA	ff	Status	1	71 36 3	1.0 OPEN	FLOW-TO
'SURFA	31 36 1 ACE' REFL		FLOW-TO	2	71 36 4	1.0 OPEN	FLOW-TO
1	31 36 2		FLOW-TO	3	71 36 5	1.0 OPEN	FLOW-TO
-	31 36 3	1.0 OPEN	FLOW-TO	4			
2	31 36 4	1.0 OPEN	FLOW-TO	5	71 36 6	1.0 OPEN	FLOW-TO
3	31 36 5	1.0 OPEN	FLOW-TO	6	71 36 7	1.0 OPEN	FLOW-TO
4	31 36 6	1.0 OPEN	FLOW-TO	7	71 36 8	1.0 OPEN	FLOW-TO
5	31 36 7	1.0 OPEN	FLOW-TO	8	71 36 9	1.0 OPEN	FLOW-TO
6	31 36 8	1.0 OPEN	FLOW-TO	-			
7					**		
8	31 36 9	I.U OPEN	FLOW-TO				
Connec	WELL 'PI PRODUC OPERATI OPERATI ** ra GEOMET PERF ** UBA	ROD7' ATTAC ER 'PROD7' E MIN BHP 2 E MAX STO 1 Id geofac wfra RY K 0.108 (GEO 'PROD' ff 1.0 OPEN 1.0 OPEN 1.0 OPEN 1.0 OPEN 1.0 OPEN 1.0 OPEN 1.0 OPEN 1.0 OPEN 1.0 OPEN	HTO 'TB' 2000 CONT 25000 CONT 25000 CONT 26c skin 2.37 1.0 0.0 7' Status FLOW-TO FLOW-TO FLOW-TO FLOW-TO FLOW-TO FLOW-TO FLOW-TO FLOW-TO FLOW-TO		SHUTIN 'IN OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'PRO OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'INJ	J2 W' J3 W' J4 W' J5 W' J6 W' J7 W' CO2' CO2' CO2' CO2' CO2' CO2' CO2' CO2	
	PRODUC OPERATI	ROD8' ATTAC ER 'PROD8' E MIN BHP 2 E MAX STO 1	2000 CONT		SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN	J1 CO2' J2 CO2' J3 CO2'	
CO2'	SHUTIN	'INJ5		HUTIN	'INJ7	SHUTI	N 'INJ1 W' N 'INJ2 W'
	SHUTIN	'INJ6		ATE 2222 1	0.04	SHUTI	N 'INJ3 W'
CO2'			D	ATE 2022 1	2 31	SHUTI	N 'INJ4 W'

	SHUTIN 'INJ5 W'		SHUTIN 'INJ4		
	SHUTIN 'INJ6 W'	CO2'			DATE 2033 06 30
	SHUTIN 'INJ7 W' OPEN 'INJ1 CO2'	CO2'	SHUTIN 'INJ5		OPEN 'INJ1 W' OPEN 'INJ2 W'
	OPEN 'INJ2 CO2' OPEN 'INJ3 CO2'	CO2'	SHUTIN 'INJ6		OPEN 'INJ3 W' OPEN 'INJ4 W'
	OPEN 'INJ4 CO2'		SHUTIN 'INJ7		OPEN 'INJ5 W'
	OPEN 'INJ5 CO2' OPEN 'INJ6 CO2'	CO2'			OPEN 'INJ6 W' OPEN 'INJ7 W'
	OPEN 'INJ7 CO2'		BATE 0000 40 04	000	SHUTIN 'INJ1
			DATE 2028 12 31 SHUTIN 'INJ1 W'	CO2'	SHUTIN 'INJ2
	DATE 2024 06 30 OPEN 'INJ1 W'		SHUTIN 'INJ2 W' SHUTIN 'INJ3 W'	CO2'	CLIUTINI UNIO
	OPEN INJ1 W OPEN INJ2 W'		SHUTIN INJ3 W SHUTIN INJ4 W'	CO2'	SHUTIN 'INJ3
	OPEN 'INJ3 W' OPEN 'INJ4 W'		SHUTIN 'INJ5 W' SHUTIN 'INJ6 W'	CO2'	SHUTIN 'INJ4
	OPEN 'INJ5 W'		SHUTIN 'INJ7 W'		SHUTIN 'INJ5
	OPEN 'INJ6 W' OPEN 'INJ7 W'		OPEN 'INJ1 CO2' OPEN 'INJ2 CO2'	CO2'	SHUTIN 'INJ6
CO2'	SHUTIN 'INJ1		OPEN 'INJ3 CO2' OPEN 'INJ4 CO2'	CO2'	SHUTIN 'INJ7
CO2	SHUTIN 'INJ2		OPEN INJ4 CO2 OPEN INJ5 CO2'	CO2'	SHUTIN INJ/
CO2'	SHUTIN 'INJ3		OPEN 'INJ6 CO2' OPEN 'INJ7 CO2'		
CO2'			01 211 11107 002		DATE 2034 12 31
CO2'	SHUTIN 'INJ4		DATE 2030 06 30		SHUTIN 'INJ1 W' SHUTIN 'INJ2 W'
CO2'	SHUTIN 'INJ5		OPEN 'INJ1 W' OPEN 'INJ2 W'		SHUTIN 'INJ3 W' SHUTIN 'INJ4 W'
	SHUTIN 'INJ6		OPEN 'INJ3 W'		SHUTIN 'INJ5 W'
CO2'	SHUTIN 'INJ7		OPEN 'INJ4 W' OPEN 'INJ5 W'		SHUTIN 'INJ6 W' SHUTIN 'INJ7 W'
CO2'			OPEN 'INJ6 W'		OPEN 'INJ1 CO2'
			OPEN 'INJ7 W' SHUTIN 'INJ1		OPEN 'INJ2 CO2' OPEN 'INJ3 CO2'
	DATE 2025 12 31 SHUTIN 'INJ1 W'	CO2'	SHUTIN 'INJ2		OPEN 'INJ4 CO2' OPEN 'INJ5 CO2'
	SHUTIN 'INJ2 W'	CO2'			OPEN 'INJ6 CO2'
	SHUTIN 'INJ3 W' SHUTIN 'INJ4 W'	CO2'	SHUTIN 'INJ3		OPEN 'INJ7 CO2'
	SHUTIN 'INJ5 W'		SHUTIN 'INJ4		DATE 0000 00 00
	SHUTIN 'INJ6 W' SHUTIN 'INJ7 W'	CO2'	SHUTIN 'INJ5		DATE 2036 06 30 OPEN 'INJ1 W'
	OPEN 'INJ1 CO2' OPEN 'INJ2 CO2'	CO2'	SHUTIN 'INJ6		OPEN 'INJ2 W' OPEN 'INJ3 W'
	OPEN 'INJ3 CO2'	CO2'			OPEN 'INJ4 W'
	OPEN 'INJ4 CO2' OPEN 'INJ5 CO2'	CO2'	SHUTIN 'INJ7		OPEN 'INJ5 W' OPEN 'INJ6 W'
	OPEN 'INJ6 CO2'				OPEN 'INJ7 W'
	OPEN 'INJ7 CO2'		DATE 2031 12 31	CO2'	SHUTIN 'INJ1
	DATE 2027 06 30		SHUTIN 'INJ1 W' SHUTIN 'INJ2 W'	CO2'	SHUTIN 'INJ2
	OPEN 'INJ1 W'		SHUTIN 'INJ3 W'		SHUTIN 'INJ3
	OPEN 'INJ2 W' OPEN 'INJ3 W'		SHUTIN 'INJ4 W' SHUTIN 'INJ5 W'	CO2'	SHUTIN 'INJ4
	OPEN 'INJ4 W'		SHUTIN 'INJ6 W'	CO2'	
	OPEN 'INJ5 W' OPEN 'INJ6 W'		SHUTIN 'INJ7 W' OPEN 'INJ1 CO2'	CO2'	SHUTIN 'INJ5
	OPEN 'INJ7 W' SHUTIN 'INJ1		OPEN 'INJ2 CO2' OPEN 'INJ3 CO2'	CO2'	SHUTIN 'INJ6
CO2'			OPEN 'INJ4 CO2'		SHUTIN 'INJ7
CO2'	SHUTIN 'INJ2		OPEN 'INJ5 CO2' OPEN 'INJ6 CO2'	CO2'	
	SHUTIN 'INJ3		OPEN 'INJ7 CO2'		DATE 2027 42 24
CO2'					DATE 2037 12 31

	SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN OPEN 'INJ1 OPEN 'INJ2 OPEN 'INJ2 OPEN 'INJ2 OPEN 'INJ3 OPEN 'INJ3 OPEN 'INJ3	J2 W' J3 W' J4 W' J5 W' J6 W' J7 W' CO2' CO2' CO2' CO2' CO2'	CO2' CO2' CO2' CO2'	OPEN 'INJ'S OPEN 'INJ'S OPEN 'INJ'S OPEN 'INJ'S SHUTIN SHUTIN SHUTIN SHUTIN SHUTIN	4 W' 5 W' 6 W' 7 W' 'INJ1 'INJ2 'INJ3 'INJ4		DATE 2046 SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'INJ OPEN 'INJ	JJ1 W' JJ2 W' JJ3 W' JJ4 W' JJ5 W' JJ6 W' JJ7 W' 1 CO2' 2 CO2' 3 CO2' 4 CO2' 5 CO2'
CO2' CO2' CO2' CO2' CO2'	DATE 2039 OPEN INJ3 SHUTIN SHUTIN SHUTIN SHUTIN SHUTIN SHUTIN IN S	W' 2 W' 3 W' 5 W' 5 W' 6 W' 7 W' 1 INJ1 1 INJ2 1 INJ3 1 INJ4 1 INJ5 1 INJ6 1 INJ7 1 2 31 1 J1 W' J2 W' J3 W' J4 W' J5 W' J6 W' J7 W' CO2' CO2' CO2' CO2' CO2'	CO2' CO2' CO2' CO2'	SHUTIN SHUTIN DATE 2043 SHUTIN 'IN OPEN 'INJ' SHUTIN SHUTIN SHUTIN	JJ1 W' JJ2 W' JJ3 W' JJ4 W' JJ5 W' JJ6 W' JJ7 W' I CO2' 2 CO2' 3 CO2' 4 CO2' 5 CO2' 7 CO2' 7 CO2' 7 W' JNJ1 JNJ2 JNJ3	CO2' CO2' CO2' CO2' CO2'	OPEN 'INJ' OPEN 'INJ' OPEN 'INJ' OPEN 'INJ' OPEN 'INJ' SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'IN SHUTIN 'P	7 CO2' 7 12 31 JJ1 W' JJ2 W' JJ3 W' JJ4 W' JJ5 W' JJ7 W' 'INJ1 'INJ2 'INJ3 'INJ4 'INJ5 'INJ6 'INJ7 ROD1' ROD2' ROD3' ROD4' ROD5' ROD6' ROD7' ROD8'
	OPEN 'INJE OPEN 'INJE OPEN 'INJE	CO2'	CO2'	SHUTIN SHUTIN SHUTIN	'INJ4 'INJ5 'INJ6		DATE 2060 DATE 2100 DATE 2200 DATE 2300 DATE 2400) 12 31) 12 31) 12 31
	DATE 2042 OPEN 'INJ1 OPEN 'INJ2	W'	CO2'	SHUTIN	'INJ7		DATE 2500 DATE 2600 DATE 2700	12 31