



# UFBA

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

MESTRADO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

NATAN SANTOS CRUZ

SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO FATOR DE  
RECUPERAÇÃO DE ÓLEO VIA INJEÇÃO DE FLUIDOS  
EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO:  
EFEITOS DA PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS.



Salvador  
2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

Natan Santos Cruz

SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO  
VIA INJEÇÃO DE FLUIDOS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO:  
EFEITOS DA PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS.

Salvador

Abril de 2023

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

ESCOLA POLITÉCNICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA INDUSTRIAL

Natan Santos Cruz

SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO  
VIA INJEÇÃO DE FLUIDOS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO:  
EFEITOS DA PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS.

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial.

Orientadores:

Prof.<sup>a</sup>. Dra. Gloria Meyberg Nunes Costa

Prof. Dr. Silvio Alexandre Beisl Vieira de Melo

Co-orientadores:

Prof. Dr. Delano Mendes, de Santana

Prof.<sup>a</sup>. Dra. Verônica de Jesus Pereira

Salvador  
Abril de 2023

---

C957 Cruz, Natan Santos.

Simulação e otimização do fator de recuperação de óleo via injeção de fluidos em reservatórios de petróleo: efeitos da precipitação e deposição de asfaltenos / Natan Santos Cruz. – Salvador, 2023.

165 f.: il. color.

Orientadora: Prof. Dra. Gloria Meyberg Nunes Costa.

Orientador: Prof. Dr. Silvio Alexandre Beisl Vieira Melo.

Coorientador: Prof. Dr. Delano Mendes de Santana.

Coorientadora: Profa. Dra. Verônica de Jesus Pereira.

Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial - Universidade Federal da Bahia - Escola Politécnica, 2023.

1. Gás associado. 2. CO<sub>2</sub>. 3. CO<sub>2</sub>WAG. 4. Fator de recuperação. 5. Precipitação e deposição de asfaltenos. I. Costa, Gloria Meyberg Nunes. II. Melo, Silvio Alexandre Beisl Vieira. III. Santana, Delano Mendes de. IV. Pereira, Verônica de Jesus. V. Universidade Federal da Bahia. VI. Título.

---

CDD: 665.5

SIMULAÇÃO E OTIMIZAÇÃO DO FATOR DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO VIA  
INJEÇÃO DE FLUIDOS EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO: EFEITOS DA  
PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS.

NATAN SANTOS CRUZ

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

Examinada por:

Prof. Dr. Silvio Alexandre Beisl Vieira de Melo Silvio Alexandre Beisl Vieira de Melo  
Doutor em Engenharia Química, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1997

Prof. Dr. Fernando Luiz Pellegrini Pessoa Fernando Luiz Pellegrini Pessoa  
Doutor em Engenharia Química, pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1992

Prof. Dr. Márcio André Fernandes Martins Márcio André Fernandes Martins  
Doutor em Engenharia Química, pela Universidade de São Paulo, 2014

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** MARCIO ANDRE FERNANDES MARTINS  
Data: 20/04/2023 15:34:53-0300  
Verifique em <https://validar.jfi.gov.br>

Salvador, BA - BRASIL  
Abril/2023

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por estar vivo, aos meus pais e a todos os meus familiares pelo apoio. Agradeço ao presidente Lula, por sua política de inclusão social, sem a qual não teria sequer pensado em fazer um curso superior. Agradeço a Gloria por mais de sete anos de orientação e amizade. Agradeço a Delano e Verônica pelas discussões conceituais, pois estas nos fazem crescer. Agradeço a Silvio pela oportunidade de compartilhar experiências, fazendo parte deste grupo de pesquisa. Agradeço também ao suporte financeiro e ao apoio recebido da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) e a Petrogal Brasil S.A. O presente trabalho foi realizado com apoio da coordenação de aperfeiçoamento de pessoal de nível superior – brasil (capes) – código de financiamento 001.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo”. (Albert Einstein).

## RESUMO

Os métodos de injeção de fluidos, desenvolvidos para recuperação avançada de petróleo, têm o propósito de reduzir a tensão interfacial a partir da mistura destes fluidos com o petróleo. Os fluidos injetados podem ser o gás associado, o CO<sub>2</sub>, a água, entre outros. A injeção de gases para recuperação avançada de petróleo pode causar a precipitação dos asfaltenos, que podem se depositar na superfície da rocha ocasionando mudanças nas propriedades do reservatório, como redução de permeabilidade e porosidade, e, como consequência, perdas na produção de óleo. Neste trabalho, foram estudados os mecanismos pelos quais os asfaltenos precipitam na fase óleo e posteriormente se depositam na superfície das rochas, associados ao impacto destes fenômenos nas propriedades físicas do petróleo, da rocha e no fator de recuperação de óleo. Foram avaliados, os métodos de recuperação avançada por injeção de gás associado, CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> alternado com água (CO<sub>2</sub>WAG). Para isto, foi utilizado o simulador comercial da computer modeling group (CMG<sup>®</sup>). Na modelagem da precipitação, considerou-se o modelo sólido-líquido e na modelagem da deposição foram utilizados modelos que consideram a adsorção em camada simples e o aprisionamento mecânico das partículas de asfaltenos. No caso da injeção de gás associado, os resultados mostraram que o fator de recuperação de petróleo aumenta quando a vazão ou a pressão de injeção aumentam, sendo que a mudança de pressão de injeção tem um maior impacto no fator de recuperação final. Não foi observado, para este caso, o efeito da deposição de asfaltenos no fator de recuperação de petróleo. Há um ponto a partir da qual um aumento adicional de vazão não aumenta significativamente o fator de recuperação. No caso da injeção de CO<sub>2</sub> foi realizada uma otimização das condições de injeção, para maximizar o fator de recuperação. As variáveis de decisão utilizadas foram: a pressão de injeção, a vazão de injeção e a composição do gás de injetado. Com esta otimização obteve-se um aumento adicional de 28% no fator de recuperação, em relação a um caso base de simulação. Este aumento no fator de recuperação nas simulações corresponderia a um aumento de produção adicional de 6,7% caso a injeção de CO<sub>2</sub> ocorresse no reservatório aqui estudado. Observou-se também que a condição ótima de injeção, para o reservatório considerado neste estudo, se mostrou viável economicamente, tendo um ganho de aproximadamente US\$ 6,83 milhões/ ano. No processo de injeção de CO<sub>2</sub>WAG, os resultados revelaram que a precipitação dos asfaltenos no poço injetor foram minimizadas para ciclos de menor duração, reduzindo a sua deposição. Os melhores resultados foram alcançados para a produção em razões WAG 1:1. A deposição dos asfaltenos teve impacto negativo de cerca de 2 % no fator de recuperação de petróleo. Estes resultados contribuem para orientar ações de prevenção de danos causados pela precipitação e deposição dos asfaltenos, aumentando a eficiência da produção do campo.

**Palavras-chave:** Gás associado, CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>WAG, fator de recuperação, precipitação e deposição de asfaltenos

## ABSTRACT

Core flooding methods developed for enhanced oil recovery (EOR) aim to reduce the interfacial tension of these fluids and oil mixtures. The injected fluids can be the associated gas, CO<sub>2</sub>, water, etc. Gas injection for EOR methods can cause the precipitation and deposition of asphaltenes, causing changes in the reservoir properties, such as the reduction of permeability and porosity, and, consequently, losses in oil production. The present work investigates the mechanisms by which asphaltenes precipitate in the oil phase and subsequently deposit on the rock surface, including the impact of these phenomena on the oil and rock properties and on the oil recovery factor. Three EOR methods were evaluated using the computer modeling group (CMG's<sup>®</sup>) commercial simulator: injection of associated gas, CO<sub>2</sub> injection, and water alternating CO<sub>2</sub> injection. In the precipitation modeling, the solid-liquid approach was adopted; in the deposition modeling, models considering single-layer adsorption and mechanical entrapment of asphalt particles were used. In the case of associated gas injection, the results showed that the oil recovery factor increases with the flow rate or injection pressure, and changes in the injection pressure have a greater impact on the final recovery factor. In this case, the influence of asphaltene deposition on the oil recovery factor was not observed. There is a point from which a further flow increase does not significantly increase the recovery factor. In the case of CO<sub>2</sub> injection, the injection conditions were optimized, to maximize the recovery factor. Decision variable were injection pressure, injection flow rate and the composition of the injection gas. With this optimization, the recovery factor increased 28% concerning a simulation base case. This recovery factor increase would correspond to an additional production increase of 6.7% if the same conditions were adopted in the reservoir. It was also observed that the optimal injection condition for this reservoir proved to be economically viable, with a gain of approximately US\$6.83 million/year. In the CO<sub>2</sub>WAG injection process, the results showed that the asphaltene precipitation in the injection well was minimized for cycles of shorter duration, reducing their deposition. The best results were obtained for production with WAG 1:1 ratios. Asphaltenes deposition negatively impacted around 2.0% of the oil recovery factor. These results drive decisions to prevent damage caused by precipitation and deposition of asphaltenes, increasing the efficiency of field production.

**Keywords:** Associated gas, CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>WAG, oil recovery factor, asphaltenes precipitation and deposition.

## ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 3.1.1 – Composição dos fluidos modelados.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 3.1.2 – Características do testemunho e parâmetros operacionais.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 3.1.3 – Fator de recuperação, asfaltenos precipitados e depositados para cinco valores discretos de vazão.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 3.1.4 - Fator de recuperação, asfaltenos precipitados e depositados para cinco valores discretos de pressão.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 3.2.1 - Características do ensaio e do testemunho.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 3.2.2 - Composição do petróleo.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 3.2.3 - Parâmetros cinéticos do modelo de Wang; Civan, (2001) .....</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 3.2.4 - Média da composição bruta de campos brasileiros e composição adotada nas simulações deste trabalho .....</i>	<i>94</i>
<i>Tabela 3.2.5 - Custo de separação por membranas .....</i>	<i>94</i>
<i>Tabela 3.2.6 – Condições de compressão do gás de injeção .....</i>	<i>95</i>
<i>Tabela 3.2.7 - Produção adicional de petróleo .....</i>	<i>95</i>
<i>Tabela 3.3.1 - Dados de permeabilidade da rocha (md) .....</i>	<i>96</i>
<i>Tabela 3.3.2 - Composição do petróleo .....</i>	<i>96</i>
<i>Tabela 3.3.3 - Resumo dos cálculos de AOP inferior e superior .....</i>	<i>98</i>
<i>Tabela 3.3.4 - Taxas de injeção de água e gás para obter razões WAG de 1:2, 1:1 e 2:1 .....</i>	<i>98</i>
<i>Tabela 3.3.5 - Fator de recuperação e diferença de pressão média na razão WAG 1:2 .....</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 3.3.6 – Fator de recuperação e diferença de pressão média na razão WAG 1:1 .....</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 3.3.7 - Fator de recuperação e diferença de pressão média na razão WAG 2:1 .....</i>	<i>103</i>
<i>Tabela 3.3.8 - Variáveis de decisão e faixas de varredura para CO2 puro .....</i>	<i>106</i>
<i>Tabela 3.3.9 - Variáveis de decisão e faixas de varredura para CO2 impuro .....</i>	<i>106</i>
<i>Tabela 3.3.10 - Resultado da otimização das condições de injeção para CO2 puro .....</i>	<i>107</i>
<i>Tabela 3.3.11 - Resultado da otimização das condições de injeção para CO2 impuro.....</i>	<i>107</i>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1.1 - Mecanismos de recuperação de petróleo.....	5
Figura 2.2.1 - Variação nas principais características do CO <sub>2</sub> em fase gasosa, fase supercrítica e fase líquida...	10
Figura 2.2.2 - Efeito da temperatura na precipitação de asfaltenos na injeção de CO <sub>2</sub> a alta pressão.....	13
Figura 2.3.1 - Ilustração do processo CO <sub>2</sub> WAG. O CO <sub>2</sub> e a água são injetados ciclicamente no reservatório para produzir petróleo.....	15
Figura 2.3.2 - Diferentes configurações de amostras usadas (a) um plugue de núcleo homogêneo, (b) uma amostra heterogênea em camadas, (c) uma amostra composta heterogênea.....	19
Figura 2.4.1 - Quantidade de asfaltenos precipitados em função da pressão. A quantidade máxima de asfaltenos precipitados é observada no ponto de saturação.....	22
Figura 2.4.2 - Comparação da predição da AOP superior dos modelos SRK, SRK+HV e CPA em função da temperatura, (a) com injeção de 20% mol de CO <sub>2</sub> e (b) com injeção de 30% mol de CO <sub>2</sub> .....	24
Figura 2.4.3 - Dados experimentais e de modelagem do envelope de precipitação de asfaltenos.....	25
Figura 2.4.4 - Esquemático dos processos de precipitação, floculação e deposição dos asfaltenos.....	26
Figura 2.6.1 - Dois possíveis planejamentos (a) $X_1^{plan}$ (b) $X_2^{plan}$ .....	34
Figura 2.6.2 - Redes neurais multicamadas.....	36
Figura 2.6.3 - Fluxograma simplificado do método de exame de partículas.....	40
Figura 2.6.4 - Fluxograma do algoritmo do método de hipercubos latinos com otimização proxy.....	42
Figura 3.1.1 - Fator de recuperação em função do volume poroso injetado (PV).....	46
Figura 3.1.2 - Razão gás-óleo e pressão média do testemunho em função do volume poroso injetado (PV).....	47
Figura 3.1.3 - Fração molar do N <sub>2</sub> +C <sub>1</sub> e quantidade de asfaltenos precipitada em função do volume poroso injetado (PV).....	49
Figura 3.1.4 - Asfaltenos suspensos na corrente de produção em função do volume poroso injetado (PV).....	50
Figura 3.1.5 - Asfaltenos depositados na corrente de produção em função do volume poroso injetado (PV).....	51
Figura 3.1.6 - Densidade do óleo em diferentes volumes porosos ao longo do testemunho.....	52
Figura 3.1.7 - Viscosidade do óleo em diferentes volumes porosos ao longo do testemunho.....	53
Figura 3.1.8 - Permeabilidade relativa da rocha e asfaltenos depositados em função do volume poroso injetado (PV).....	55
Figura 3.1.9 - Porosidade efetiva da rocha e asfaltenos depositados em função do volume poroso injetado (PV).....	56
Figura 3.1.10 - IFT gás-óleo, precipitação/deposição de asfaltenos e saturação para 0,3 e 1,5 PV ao longo do testemunho.....	57
Figura 3.1.11 - Fator de recuperação versus o volume poroso injetado (PV).....	62
Figura 3.1.12 - Pressão média do plugue versus o volume poroso injetado (PV).....	63
Figura 3.1.13 - Asfaltenos precipitados em função do comprimento do testemunho considerando cinco vazões de injeção (V1, V2, V3, V4, V5).....	64
Figura 3.1.14 - Asfaltenos precipitados em função do comprimento do testemunho considerando cinco vazões de injeção (P1, P2, P3, P4, P5).....	66
Figura 3.1.15 - Asfaltenos depositados em função do comprimento do testemunho considerando cinco vazões de injeção (V1, V2, V3, V4, V5).....	68
Figura 3.1.16 - Asfaltenos depositados em função do comprimento do testemunho considerando cinco vazões de injeção (P1, P2, P3, P4, P5).....	70
Figura 3.1.17 - Precipitação, deposição e fator de recuperação versus vazão de injeção considerando deposição (a) e ignorando a deposição (b).....	72
Figura 3.2.1 - Razão gás-óleo (a), fator de recuperação do óleo (b), em função do volume poroso injetado.....	76
Figura 3.2.2 - Pressão média do plugue em função do volume poroso injetado.....	77
Figura 3.2.3 - Precipitação (a) e deposição (b) de asfaltenos, em função do volume poroso injetado.....	78
Figura 3.2.4 - Permeabilidade relativa (a) e porosidade da rocha (b) em função do volume poroso injetado.....	79
Figura 3.2.5 - Viscosidade (a) e densidade (b) do óleo em função do volume poroso injetado no bloco {15,1,1}.....	81
Figura 3.2.6 - Otimização das condições de injeção considerando a pressão fixa (a) e considerando a vazão fixa (b).....	85
Figura 3.2.7 - Análise de Sobol das variáveis de decisão.....	86
Figura 3.2.8 - Fator de recuperação e diferença de pressão no plugue em função do tempo (a) caso base, (b) caso ótimo.....	87
Figura 3.2.9 - Quantidade de gás injetado em função tempo, tempo (a) caso base, (b) caso ótimo global.....	88

Figura 3.2.10 – Densidade (a) e viscosidade (b) do petróleo em função do tempo na saída do testemunho .....	90
Figura 3.2.11 - Asfaltenos precipitados (a) e depositados (b) em função do comprimento do testemunho .....	91
Figura 3.2.12 - fluxograma simplificado do processo de reinjeção .....	93
Figura 3.3.1 – Porcentagem de sólido precipitada em função da pressão .....	97
Figura 3.3.2 - Fator de recuperação, diferença de pressão, pressão média e porcentagem de água produzida em função do tempo para três razões WAG .....	99
Figura 3.3.3 – Permeabilidade da rocha, porosidade da rocha e asfaltenos depositados em função do tempo para razões WAG no poço injetor .....	101
Figura 3.3.4 – Asfaltenos precipitados no poço injetor (a) e produtor (b) em função do tempo para a razão WAG 2:1 e diferentes durações de ciclos .....	103
Figura 3.3.5 – Asfaltenos depositados no poço injetor (a) e produtor (b) em função do tempo para a razão WAG 2:1 e diferentes durações de ciclos .....	104
Figura 3.3.6 - Fator de recuperação de óleo em função do tempo, considerando e desconsiderando a deposição para CO <sub>2</sub> puro (a) e impuro (b) .....	108
Figura 3.3.7 - Redução de permeabilidade e porosidade da rocha no poço produtor em função do tempo do tempo, para CO <sub>2</sub> puro (a) e impuro (b) .....	109
Figura 3.3.8 - Fator de recuperação, pressão média e porcentagem de água produzida em função do tempo para CO <sub>2</sub> puro considerando deposição (a) e desconsiderando deposição (b) .....	111
Figura 3.3.9 - Fator de recuperação, pressão média e porcentagem de água produzida em função do tempo para CO <sub>2</sub> impuro considerando deposição (a) e desconsiderando deposição (b) .....	112
Figura 3.3.10 (a), densidade (b) do óleo em função do tempo no poço produtor .....	113
Figura 3.3.11 - Viscosidade (a), densidade (b) do óleo em função do tempo no poço produtor .....	114
Figura 3.3.12 - Análise de Sobol para CO <sub>2</sub> puro (a) e CO <sub>2</sub> impuro (b) .....	116
Figura A.1 - Ilustração representativa de uma rocha porosa .....	131
Figura A.2 - Curva típica de pressão capilar em função da saturação .....	134
Figura C.1.1 – Dados gerados de vazão de injeção (50 pontos).....	144
Figura C.1.2 – Dados simulados do fator de recuperação, asfaltenos precipitados, asfaltenos depositados e asfaltenos suspensos para as vazões de injeção.....	145
Figura C.2.1 - Faixa de variação da composição de CO <sub>2</sub> .....	146
Figura C.2.2 - Escolha e configuração do método de otimização.....	146
Figura C.2.3 - Dados gerados para a pressão de injeção.....	147
Figura C.2.4 - Resultados da otimização realizada com a composição e a pressão de injeção como variáveis de decisão.....	147
Figura C.2.5 – Dados do ponto ótimo.....	148
Figura C.2.6 –Ajuste dos dados.....	148
Figura C.2.7 - Dados gerados para a vazão de injeção.....	149
Figura C.2.8 - Resultados da otimização realizada com a composição e a vazão de injeção como variáveis de decisão.....	149
Figura C.2.9 – Dados do ponto ótimo.....	150
Figura C.2.10 –Ajuste dos dados.....	150
Figura C.3.1 - Vazão de injeção de CO <sub>2</sub> .....	151
Figura C.3.2 - Vazão de injeção de água.....	151
Figura C.3.3 - Duração dos ciclos de CO <sub>2</sub> e água.....	152
Figura C.3.4 - Taxa de deposição superficial ( $\alpha$ ) .....	152
Figura C.3.5 - Constante da reação direta ( $k_{12}$ ) .....	152
Figura C.3.6 - Constante da reação inversa ( $k_{21}$ ) .....	152
Figura C.3.7 - Escolha e configuração do método de otimização.....	153
Figura C.3.8 - Pressão no poço produtor.....	153
Figura C.3.9 - Resultados da otimização realizada considerando a injeção de CO <sub>2</sub> puro.....	154
Figura C.3.10 – Dados do ponto ótimo.....	154
Figura C.3.11 - Pressão no poço produtor.....	155
Figura C.3.12 - Resultados da otimização realizada considerando a injeção de CO <sub>2</sub> impuro.....	155
Figura C.3.13 – Dados do ponto ótimo.....	156

# NOTAÇÃO

## Abreviaturas

CO <sub>2</sub> WAG	- Injeção água alternada com CO <sub>2</sub> ( <i>Water alternating CO<sub>2</sub> injection</i> )
IOR	- Recuperação Melhorada de Óleo ( <i>Improved Oil Recovery</i> )
EOR	- Recuperação Aumentada de Óleo ( <i>Enhanced Oil Recovery</i> )
RNA	- Redes Neurais Artificiais

## Símbolos

$A$	Área em volume de controle
$C_{sf}$	Concentração de sólidos em suspensão na fase oleosa
$\hat{C}_{sf}$	Razão entre o volume de asfaltenos precipitados e o volume da fase oleosa
$D$	Profundidade
$\hat{f}$	Fugacidade
$g$	Aceleração da gravidade
$H$	Coefficiente de Henry
$K_a$	Razão entre as taxas de adsorção e dessorção
$k$	Permeabilidade relativa, Constante cinética
$L$	Comprimento
$N$	Número de mols
$n_c$	Número de componentes
$P$	Pressão
$Q$	vazão volumétrica
$q$	Taxa de injeção
$R_f$	Fator de redução de permeabilidade
$S$	Saturação
$T$	Transmissibilidade molar, Temperatura
$t$	Tempo
$u_0$	Velocidade de Darcy do óleo
$V$	Volume do bloco de malha
$W_{sa}$	Massa de asfaltenos adsorvidos por massa de rocha
$w_{sd}$	Massa de asfaltenos depositada por massa de rocha
$y$	Fração molar
$v$	Velocidade, Volume molar
$v_0$	Velocidade intersticial da fase óleo
$v_{cr,o}$	Velocidade crítica intersticial da fase óleo

## **Símbolos Gregos**

$\phi$	Porosidade
$\mu$	Viscosidade
$\rho$	Massa específica
$\eta$	Volume de asfaltenos depositado
$\alpha$	Coeficiente de deposição superficial.
$\beta$	Coeficiente de retorno á corrente.
$\gamma$	Coeficiente de entupimento dos poros.
$\alpha_0, \alpha_1$	Parâmetros empíricos

## **Sobrescritos**

$n$	Tempo
$\alpha, \beta$	Fase
$g$	Fase gasosa
$o$	Fase de óleo
$a$	Fase aquosa

## **Subscritos**

$c$	Capilar
$g$	Fase gasosa
$i$	Componente
$j$	Fase
$o$	Fase de óleo
$a$	Fase aquosa
$e$	Efetiva
$r$	Relativa
$sf$	Sólido suspenso

# SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	IMPORTÂNCIA E RELEVÂNCIA .....	2
1.2	OBJETIVOS.....	2
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	3
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	4
2.1	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO.....	4
2.2	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA POR INJEÇÃO DE GÁS ASSOCIADO E INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> .....	6
2.3	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO POR INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> MISCÍVEL ALTERNADO COM ÁGUA (CO <sub>2</sub> WAG) .....	15
2.4	PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS.....	21
2.5	MODELOS PROXY PARA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS .....	28
2.6	MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO .....	32
2.6.1	– PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS .....	32
2.6.2	– REDES NEURAIS ARTIFICIAIS .....	35
2.6.3	– MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO .....	38
3	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	43
3.1	PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS POR INJEÇÃO DE GÁS ASSOCIADO .....	43
3.1.1	– CARACTERÍSTICAS DO TESTEMUNHO E DO PETRÓLEO.....	44
3.1.2	- ANÁLISE DAS PROPRIEDADES.....	45
3.1.3	- ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA PRESSÃO E VAZÃO DE INJEÇÃO .....	57
3.2	PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS POR INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> PURO E IMPURO .....	71
3.2.1	CARACTERÍSTICAS DO TESTEMUNHO E DO PETRÓLEO.....	71
3.2.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> PURO .....	73
3.2.3	RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO .....	78
3.3	PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS NA INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> ALTERNADO COM ÁGUA.....	92
3.3.1	MODELO DE NGHIEM ET AL. (2000).....	93
3.3.2	MODELO DE (WANG; CIVAN, 2001).....	100
4	CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	111
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	114
	APÊNDICE A.....	125
	APÊNDICE B.....	133
	B.1 MODELO DE NGHIEM <i>ET AL.</i> (2000).....	133
	B.2 MODELO DE WANG & CIVAN, (2001).....	136
	APÊNDICE C.....	138
	C.1 DADOS DE ENTRADA PARA A SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE COM INJEÇÃO DE GÁS ASSOCIADO .....	138
	C.2 DADOS DE ENTRADA PARA A SIMULAÇÃO, ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E OTIMIZAÇÃO COM INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> MISCÍVEL .....	140
	C.2.1 OTIMIZAÇÃO CONSIDERANDO A COMPOSIÇÃO DE CO <sub>2</sub> E A PRESSÃO DE INJEÇÃO. ....	141
	C.2.2 OTIMIZAÇÃO CONSIDERANDO A COMPOSIÇÃO DE CO <sub>2</sub> E A VAZÃO DE INJEÇÃO.....	143
	C.3 DADOS DE ENTRADA PARA A SIMULAÇÃO, ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E OTIMIZAÇÃO COM INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> WAG.....	145
	C.3.1 OTIMIZAÇÃO CONSIDERANDO A INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> PURO .....	147
	C.3.1 OTIMIZAÇÃO CONSIDERANDO A INJEÇÃO DE CO <sub>2</sub> IMPURO .....	149
	APÊNDICE D .....	151
	D.1 MÉTODO DE SOBOL .....	151

## 1 INTRODUÇÃO

O petróleo é constituído de uma mistura multicomponente formada principalmente por hidrocarbonetos. O metano ( $\text{CH}_4$ ) é o mais simples de todos os hidrocarbonetos, porém o petróleo pode conter hidrocarbonetos tão pesados quanto os com 200 ou mais carbonos ( $\text{C}_{200+}$ ). Os componentes do petróleo podem ser divididos nas seguintes classes: parafinas, naftenos e aromáticos (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016). O petróleo também pode conter compostos inorgânicos, dos quais nitrogênio ( $\text{N}_2$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e sulfeto de hidrogênio ( $\text{H}_2\text{S}$ ) são os mais comuns. A água ( $\text{H}_2\text{O}$ ) é outro componente presente nos reservatórios de petróleo. Como a água tem miscibilidade limitada com hidrocarbonetos, a maior parte da água em um reservatório é geralmente encontrada em uma zona separada localizada abaixo das zonas de gás e óleo (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016).

A caracterização do petróleo pode ser feita a partir da separação de suas frações com o emprego de solventes. A análise SARA, que determina o teor de Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenos, é bastante utilizada com este intuito. Neste trabalho, uma atenção especial será dada aos asfaltenos, que são definidos como os constituintes de uma mistura de óleos que, à temperatura ambiente, são praticamente insolúveis em n-pentano e n-heptano, porém solúveis em benzeno e tolueno. Sendo definidos por uma classe de solubilidade, o termo *asfaltenos* abrange uma faixa de diferentes componentes.

Para uma dada amostra de óleo instável quanto à precipitação de asfaltenos, a solubilidade dos asfaltenos diminui com a diminuição da pressão até atingir a pressão de saturação, onde a quantidade de asfaltenos precipitados é máxima (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016). A precipitação pode ocasionar a deposição dos asfaltenos na superfície da rocha e causar danos como a redução da permeabilidade e da porosidade da rocha e alteração da sua molhabilidade, que por sua vez podem impactar no fator de recuperação de óleo. Este trabalho visa avaliar, utilizando simulação e dados da literatura, os efeitos da precipitação e deposição dos asfaltenos nas propriedades do petróleo e da rocha e no fator de recuperação de óleo, considerando os métodos de recuperação avançada por injeção de gás associado,  $\text{CO}_2$  e  $\text{CO}_2$  alternado com água ( $\text{CO}_2\text{WAG}$ ). Além disso, analisa também o impacto das condições de injeção, como pressão e vazão de injeção, composição do fluido injetado, razão WAG, número de ciclos, entre outros, no fator de recuperação do óleo.

## 1.1 IMPORTÂNCIA E RELEVÂNCIA

A produção de petróleo de um reservatório utilizando-se somente a sua energia natural resulta em um rendimento relativamente baixo. A recuperação por este método, também denominado de surgência, atinge em torno de 30% do volume original de petróleo existente no reservatório (ROSA et al., 2016). Em função do modesto fator de recuperação, métodos alternativos e complementares foram desenvolvidos, e ainda são objetos de aperfeiçoamento, para se obter uma maior produção de petróleo (ROSA et al., 2016). Entre os métodos desenvolvidos para recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* - EOR), destacam-se os métodos de injeção de fluidos com o propósito de reduzir a tensão interfacial, a partir da mistura destes com o óleo (métodos miscíveis). Os fluidos injetados podem ser a água, o gás associado, o CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> alternado com água, entre outros. Porém, a injeção de gases no reservatório pode causar a precipitação dos asfaltenos, que podem permanecer suspensos na corrente de produção e obstruir as tubulações e equipamentos, causando parada na produção e perdas financeiras. Os asfaltenos precipitados também podem se depositar na superfície da rocha, ocasionando a redução de permeabilidade e porosidade, o que dificulta o deslocamento do óleo resultando em um menor fator de recuperação. Assim, determinar as condições nas quais os asfaltenos precipitam e se depositam na superfície da rocha, bem como entender como estes fenômenos são afetados por variações de temperatura, pressão e composição dos fluidos de reservatório durante a produção de óleo, permite a prevenção de danos e favorece o aumento da eficiência da produção do campo.

## 1.2 OBJETIVOS

Estudar os mecanismos que regem a precipitação e a deposição dos asfaltenos, bem como o impacto destes fenômenos nas propriedades físicas do petróleo, da rocha e no fator de recuperação de óleo, através da investigação de rotas de otimização assistida por simulação do fator de recuperação, considerando os métodos de recuperação avançada por injeção de gás associado, CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> alternado com água (CO<sub>2</sub>WAG).

Esse objetivo geral se divide em três objetivos específicos:

- a) Simular a recuperação avançada de óleo via injeção de gás associado, CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> alternado com água (CO<sub>2</sub>WAG) para avaliação comparativa dos efeitos da precipitação e deposição dos asfaltenos nas propriedades do petróleo e do reservatório;

- b) Analisar cenários de otimização do fator de recuperação de óleo via injeção de CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>WAG, com foco no impacto da precipitação e deposição dos asfaltenos, para comparação com um caso base;

### **1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Esta dissertação está organizada em quatro capítulos, incluindo este capítulo introdutório.

O segundo capítulo descreve as técnicas de recuperação avançada de petróleo, bem como analisa a literatura sobre a injeção de gás associado, injeção de CO<sub>2</sub> puro e impuro, injeção de água alternada com CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>WAG), precipitação e deposição de asfaltenos, além da modelagem *proxy* em simulações de reservatório e os fundamentos dos métodos de otimização utilizados.

O capítulo 3 apresenta os resultados das simulações realizadas com a injeção de gás associado, a injeção de CO<sub>2</sub> puro e impuro e a injeção CO<sub>2</sub>WAG.

Conclusões e sugestões para trabalhos futuros são apresentadas no capítulo 4.

A dissertação contém ainda quatro apêndices, o apêndice A, que trata da metodologia utilizada para a modelagem e simulação de reservatórios de petróleo, o apêndice B descreve os modelos para precipitação e deposição dos asfaltenos que foram utilizados nas simulações. O apêndice C apresenta os dados de entrada utilizados para a realização das simulações e otimizações, bem como apresenta dados estatísticos dos resultados. Por fim, o apêndice D apresenta o método de Sobol para análise da influência de variáveis de entrada em uma variável de resposta.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

Diferentes métodos de recuperação são utilizados durante a vida útil de um reservatório de petróleo, incluindo métodos primários, secundários e terciários (AL SHALABI; SEPEHRNOORI, 2017). A recuperação primária se refere à produção espontânea em decorrência da elevada pressão no interior do reservatório de petróleo, ou ainda com auxílio de métodos facilitadores de elevação do petróleo, como, por exemplo, bomba centrífuga submersa ou *gás lift*. A exploração de petróleo em um reservatório utilizando-se a recuperação primária de petróleo resulta em um rendimento relativamente baixo, atingindo cerca de 30% do volume original de petróleo existente no reservatório (ROSA et al., 2016).

Na recuperação secundária, diferentes processos são usados para aumentar ou manter a pressão do reservatório, como a injeção contínua de gás imiscível ou de água (AL SHALABI; SEPEHRNOORI, 2017). A injeção de tais fluidos tem a finalidade de manter a pressão do reservatório para promover o deslocamento do óleo para o poço produtor. Nestes casos, não se espera a miscibilidade entre o fluido injetado e o óleo, ou que a água ou o gás injetado interaja com a rocha reservatório, mas apenas o mecanismo de deslocamento mecânico (ROSA et al., 2016). A injeção de água ou gás em modo secundário aumenta a recuperação de petróleo em aproximadamente 50% do volume original de petróleo em relação ao modo de produção primária (AL SHALABI; SEPEHRNOORI, 2017).

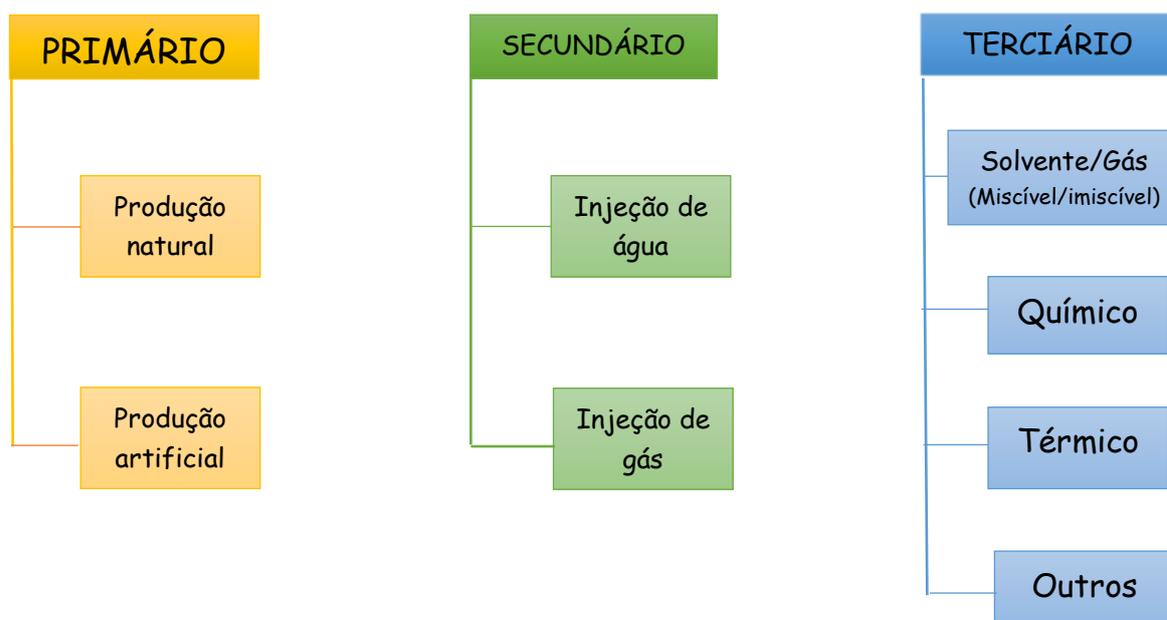
A utilização de métodos mais complexos, contempla a classe de recuperação terciária. Outros dois termos relacionados à recuperação de petróleo são usados na indústria petrolífera: Recuperação Melhorada de Óleo (*Improved Oil Recovery* - IOR) e Recuperação Avançada de Óleo (*Enhanced Oil Recovery* - EOR). De acordo com a Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPE), o IOR engloba tanto métodos de recuperação secundária como os de recuperação terciária, enquanto o EOR está associado exclusivamente aos métodos de recuperação terciária (ROSA et al., 2016). Estes métodos buscam o aumento na eficiência de produção do reservatório através dos seguintes fenômenos (ROSA et al., 2016):

- ✓ Redução da viscosidade do petróleo a partir do seu aquecimento (métodos térmicos);
- ✓ Injeção de gás para reduzir a tensão interfacial a partir da miscibilidade deste com o petróleo (métodos miscíveis);

- ✓ Interação entre fluido injetado e petróleo, usando, por exemplo, surfactantes, microemulsão, polímeros ou álcalis na composição do fluido de injeção (métodos químicos);

É importante que esses métodos tenham viabilidade econômica, ou seja, a garantia de que a receita da produção seja maior que os custos para a implementação de novos métodos (CARVALHAL, 2020). Além destes, a injeção de água alternada com gás (WAG – *Water Alternating Gas*) também é um método de recuperação de petróleo classificado como terciário. O processo WAG pode ser simplificado como a combinação de duas técnicas tradicionais de recuperação avançada: influxo de água e injeção de gás, podendo chegar a ter uma eficiência de varrido de 90% (ROSA et al., 2016). A figura 2.1.1 mostra um resumo dos diferentes mecanismos de recuperação durante a vida útil de um reservatório de petróleo.

Figura 2.1.1 - Mecanismos de recuperação de petróleo.



Fonte: Adaptado de (AL SHALABI; SEPEHRNOORI, 2017)

Os métodos de recuperação avançada de petróleo que utilizam gás associado, CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>WAG como fluidos de injeção, foram escolhidos como objetos de estudo nesta dissertação porque têm sido largamente utilizados na produção de campos de petróleo. Contudo, esses métodos EOR podem causar problemas como a precipitação e a posterior deposição de asfaltenos nos reservatórios de petróleo. Por isso, optou-se por estudar inicialmente a precipitação e posteriormente a deposição dos asfaltenos. Nas próximas seções, apresenta-se a revisão bibliográfica desses métodos EOR.

## 2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA POR INJEÇÃO DE GÁS ASSOCIADO E INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub>

A injeção de gás para recuperação avançada de petróleo (EOR) é um processo que se utiliza da eficiência de deslocamento microscópico do gás para aumentar a produção de óleo. Se comparado à injeção de água, a injeção de gases possui uma maior eficiência de deslocamento microscópico, pois promove a redução da tensão interfacial gás-óleo e o inchamento do petróleo. Com isto, a viscosidade do petróleo se reduz e sua fluidez aumenta, sendo um dos requisitos para o melhor deslocamento do petróleo. No entanto, devido a sua maior mobilidade em relação ao petróleo, o gás possui menor eficiência de deslocamento macroscópico, por conta da segregação gravitacional e do escoamento do gás por caminhos preferenciais, que ocorre devido à sua menor densidade e viscosidade comparadas às do óleo. Comparando-se com a injeção de água, a injeção do gás associado necessita de uma pressão de injeção mais baixa, para uma mesma vazão de injeção, principalmente em reservatórios com baixa permeabilidade ao óleo (BAYAT et al., 2016).

A injeção de gás associado em um reservatório pode induzir a precipitação dos asfaltenos, pois, quando o gás se solubiliza no óleo, muda a composição deste, aumentando o teor de componentes leves. Os componentes leves não dissolvem bem os asfaltenos propiciando a sua precipitação. Após a precipitação, pode ocorrer a deposição dos asfaltenos na superfície da rocha levando a problemas como redução da permeabilidade e da porosidade do reservatório, que implicam na perda de produção.

O gás associado é oriundo da produção do reservatório e tem como características baixas densidade e viscosidade, boa expansão e fácil dissolução no óleo caso a pressão de injeção esteja próxima à pressão mínima de miscibilidade (PMM) (DONG et al., 2016). Este gás pode ser obtido a partir do próprio campo petrolífero e sua reinjeção eleva a pressão do reservatório beneficiando a recuperação de óleo (LIFEI et al., 2021).

KUMAR et al., (2015) avaliaram diversos processos, miscíveis e imiscíveis, de injeção de gás associado. Os experimentos mostraram que, na injeção de gás associado em condições imiscíveis, o fator de recuperação alcançado até o tempo de *breakthrough* do gás foi de 58% e o fator de recuperação ao final do ensaio foi de quase 71%. Na injeção de gás associado em condições miscíveis, os autores observaram que as recuperações foram ainda maiores, atingindo

79% no instante em que ocorreu o *breakthrough* do gás e, ao final do ensaio, o fator de recuperação foi de 92%. Por isso, os autores concluíram que a utilização de gás associado em condições miscíveis é a mais apropriada para se obter uma maior eficiência de produção, como esperado.

A injeção de gás miscível, entretanto, acelera a precipitação e a posterior deposição dos asfaltenos resultando em efeitos adversos na produção de óleo. Para conhecer e prevenir os problemas com asfaltenos durante a injeção de gás, normalmente utiliza-se um procedimento descrito em Darabi et al., (2016) que engloba a coleta de dados, a caracterização do petróleo e a modelagem dinâmica dos asfaltenos realizada em um simulador composicional. O simulador composicional utilizado pelos autores foi o UTCOMP, que é capaz de descrever os efeitos de variações simultâneas de pressão, temperatura e composição no comportamento de fases dos asfaltenos, utilizando o modelo descrito em (WANG; CIVAN, 2001). Darabi et al., (2016) demonstraram que a injeção de gás associado miscível aumentou consideravelmente a instabilidade das partículas de asfaltenos no petróleo e ocasionou a precipitação e posterior deposição dos asfaltenos no reservatório. Os autores também constataram que os asfaltenos se depositaram, em sua maioria, perto do poço produtor, por conta da baixa vazão de gás, e também principalmente em camadas inferiores do testemunho. O estudo ainda revelou que a alteração na molhabilidade afetou mais o desempenho produtivo do reservatório do que a redução da permeabilidade da rocha.

LIFEI et al., (2021) estudaram, através de experimentos de deslocamento de óleo por injeção de gás associado, as vantagens e desvantagens da injeção de gás após a injeção de água em testemunhos com diferentes permeabilidades, de modo a diminuir o problema de escoamento do gás por caminhos preferenciais. Os resultados mostraram que a injeção de gás associado pode melhorar a recuperação de óleo após a injeção de água em reservatórios com diferentes permeabilidades. Isso ocorre especialmente em reservatórios com menores permeabilidades ao óleo, pois, segundo os autores, são reservatórios com poros menores e heterogeneidade mais elevada. Logo, a recuperação via injeção de água é menor e há uma maior saturação de óleo residual. A injeção do gás associado, após a injeção de água, tende a extrair mais óleo remanescente porque o gás facilmente entra nos pequenos poros, é dissolvido no óleo, reduz a viscosidade do óleo, e melhora a capacidade de escoamento deste, o que diminui a pressão de injeção. Em reservatórios com alta permeabilidade, a quantidade de óleo remanescente é menor, por isso o efeito da injeção de gás é menos pronunciado.

Outro aspecto a ser analisado na recuperação avançada de petróleo via injeção de gás são os parâmetros de injeção, como a pressão e a vazão de injeção, o número de poços de injeção e de produção e as propriedades do fluido de injeção. A quantidade de gás injetada afeta a ocorrência do *breakthrough* do gás e a pressão de injeção influencia na diferença de pressão atingida no reservatório. Ambos os efeitos impactam na produção final de óleo. Poucos trabalhos foram encontrados na literatura sobre a análise de sensibilidade da pressão e vazão de injeção de gás associado no fator de recuperação e como essa variação afeta as propriedades do óleo e da rocha. Por exemplo, MIRZAEI et al. (2019), realizaram uma análise econômica do efeito da variação da pressão de injeção e da vazão de injeção de gás associado em reservatórios de petróleo, evidenciando que o lucro é maior para menores vazões e pressões de injeção, pois os custos operacionais são menores. Isto não quer dizer necessariamente que o fator de recuperação é maior em pressões e vazões de injeção menores, mais sim que os ganhos de produção alcançados superam os custos de elevação da vazão e da pressão. Não se pode, neste caso, quantificar o efeito da vazão e da pressão de injeção sobre o fator de recuperação.

Os trabalhos discutidos nessa seção ajudam a entender aspectos importantes, como o efeito da injeção miscível ou imiscível de gás associado no desempenho produtivo do reservatório, os problemas referentes à precipitação e deposição dos asfaltenos causada pela injeção de gás e o impacto das características da rocha na produção por injeção de gás. Porém, não foram encontrados trabalhos que analisassem o efeito da pressão e da vazão de injeção de gás no fator de recuperação. Por isso, na seção 3.1 da presente dissertação são discutidos aspectos relacionados às propriedades do fluido, como densidade, viscosidade, tensão interfacial, redução de permeabilidade e porosidade da rocha, etc., durante a injeção de gás associado em função do volume poroso injetado ao longo do plugue. O objetivo foi tentar entender como essas propriedades são afetadas pela injeção de gás e como alteram tanto a solubilidade dos asfaltenos no óleo quanto a produção de óleo. Uma análise de sensibilidade da pressão de injeção e da vazão de injeção também é apresentada para tentar desvendar o comportamento do fator de recuperação e a precipitação e deposição dos asfaltenos.

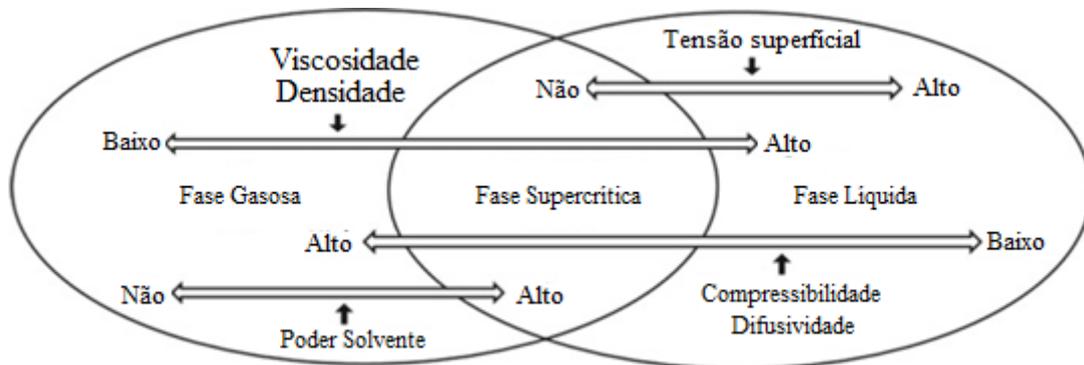
A injeção de CO<sub>2</sub> miscível em reservatórios de petróleo é uma técnica utilizada para o incremento da produção de óleo. No pré-sal brasileiro, o gás produzido, associado ao petróleo, é rico em CO<sub>2</sub> e, para evitar a sua emissão para a atmosfera, a reinjeção de CO<sub>2</sub> é utilizada. O conhecimento da concentração de CO<sub>2</sub> no reservatório é crucial para o uso desta técnica, por ter grande impacto nas propriedades termodinâmicas dos fluidos do reservatório e determinar a

quantidade de CO<sub>2</sub> a ser reinjetada. Particularmente, a utilização de CO<sub>2</sub> miscível na recuperação avançada de petróleo e seu armazenamento geológico não são adequados para todos os tipos de reservatórios de petróleo, por razões técnicas e econômicas. A decisão final deve levar em consideração características do reservatório, que idealmente deve ser homogêneo, com boa conectividade em todo o reservatório, com baixa heterogeneidade vertical e com permeabilidade de média para alta (TZIMAS, GEORGAKAKI, 2005). Porém, também fatores econômicos, como disponibilidade e custo do CO<sub>2</sub>, além de instalações na superfície devem ser considerados (RIVAS; EMBID; BOLIVAR, 1994). Um dos benefícios da injeção de CO<sub>2</sub> é a combinação da recuperação avançada de petróleo e o armazenamento de parte do CO<sub>2</sub> nos reservatórios, que tem o potencial de fornecer uma solução de curto prazo para reduzir as emissões de gases de efeito estufa na atmosfera (ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL, 2010). Existem muitas fontes de CO<sub>2</sub>: reservatórios de gás natural contendo CO<sub>2</sub>, fontes industriais ou antropogênicas e reservatórios naturais de CO<sub>2</sub> (LEE et al., 2021). A concentração de CO<sub>2</sub> geralmente utilizada para injeção é extremamente alta (cerca de 90-98%), especialmente para deslocamento miscível. Por isso, é necessário um processo de purificação para obter a concentração apropriada de CO<sub>2</sub> a partir do gás produzido (LEE et al., 2021). Dependendo do tipo de captura (pós-combustão, oxi-combustão ou pré-combustão), várias impurezas como N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub>, e água estão contidas na corrente de CO<sub>2</sub> (CHOUBINEH et al., 2018). No presente trabalho, escolheu-se o CH<sub>4</sub> para representar as impurezas na corrente de injeção de CO<sub>2</sub>. O metano (CH<sub>4</sub>) pode ser obtido a partir do gás natural, extraído de depósitos geológicos, tanto na forma associada (junto ao petróleo), como não associada (forma isolada, ou junto a pequenas quantidades de petróleo). É matéria-prima para a indústria química e petroquímica; fonte de carbono e componente de maior poder calorífico no gás natural, como combustível. Muitas vezes é confundido com o gás natural, ou simplesmente “gás metano”, pois é o seu principal constituinte, na proporção de cerca de 70% em volume (CETESB, 2020). A consideração de se utilizar o CH<sub>4</sub> para representar as impurezas é importante, pois o tipo e a quantidade de impurezas na corrente de CO<sub>2</sub> afetam as propriedades do gás e seu comportamento de fases no sistema gás-óleo (WILKINSON et al., 2010). Como o nível de remoção de contaminantes na corrente de CO<sub>2</sub> é determinado pela tecnologia empregada e custos do processo, o nível de pureza necessário depende não apenas dos requisitos de transporte e armazenamento, mas também da economia do processo.

Para melhorar o desempenho do CO<sub>2</sub>-EOR, é necessário e importante estudar e compreender as propriedades físicas do CO<sub>2</sub>. A temperatura crítica do CO<sub>2</sub> é de cerca de 30,98 °C e sua

pressão crítica é de cerca de 7,38 MPa. Acima da sua temperatura crítica e pressão crítica, o CO<sub>2</sub> está em condições supercríticas (LI, 2014). De acordo com (SAINI, 2018), a injeção de CO<sub>2</sub> miscível para fins de EOR geralmente é realizada em condições de pressão e temperatura elevadas, frequentemente muito acima da sua pressão crítica e temperatura crítica. No estado supercrítico, o CO<sub>2</sub> exibe certas características únicas, interessantes e úteis (Figura 2.2.1), incluindo alta difusividade e baixa viscosidade (valores típicos de gases) e alta densidade (valores típicos de líquidos). Por isso, o CO<sub>2</sub> supercrítico (scCO<sub>2</sub>) é um dos fluidos mais comumente usados como agente de deslocamento em projetos de injeção miscível destinados a melhorar a recuperação de óleo (SAINI, 2018).

Figura 2.2.1 - Variação nas principais características do CO<sub>2</sub> em fase gasosa, fase supercrítica e fase líquida.



Fonte: Adaptado de (SAINI, 2018).

O emprego de CO<sub>2</sub> na recuperação avançada de petróleo aproveita diferentes mecanismos, como o inchamento do óleo e a redução da sua viscosidade, a extração e vaporização de componentes leves do óleo, e a redução da tensão interfacial entre o óleo e a água. A seguir faz-se uma breve descrição destes mecanismos.

a) Inchamento do petróleo

Depois de injetado no reservatório, o CO<sub>2</sub> se dissolve no óleo, expandindo seu volume. Esse efeito, conhecido como inchamento, melhora a capacidade do óleo se deslocar e facilita o seu fluxo no reservatório. Quanto maior for o inchamento do óleo, menor será a quantidade de óleo residual (LI, 2014).

b) Redução da viscosidade do petróleo

A solubilização do CO<sub>2</sub> no óleo pode reduzir bastante sua viscosidade, por conta do aumento da sua concentração no óleo. Por sua vez, a redução da viscosidade melhora a capacidade de escoamento do óleo, reduzindo a perda de carga e aumentando a produção.

Normalmente, quanto maior a viscosidade do óleo, maior será a redução causada pela injeção de CO<sub>2</sub>. Ou seja, a diminuição da viscosidade do óleo devido à dissolução de CO<sub>2</sub> em um óleo mais viscoso é muito mais expressiva do que em um óleo de menor viscosidade. Isto ocorre porque, quando o petróleo é muito viscoso, então este é mais denso possuindo uma quantidade menor de componentes leves, entre eles o CO<sub>2</sub>, em sua constituição, por isso, uma maior quantidade de CO<sub>2</sub> é solubilizada tendo maior impacto neste óleo do que em um óleo contendo mais componentes leves (menos viscoso).

Por isso, o CO<sub>2</sub> pode ser uma boa opção para recuperação de petróleo bruto pesado. Quanto maior a pressão de injeção, mais CO<sub>2</sub> se dissolve no óleo e uma redução mais significativa da viscosidade do óleo é alcançada (LI, 2014).

#### c) Extração e vaporização de componentes leves do petróleo

O CO<sub>2</sub> pode extrair seletivamente componentes apolares do petróleo. No caso de certas misturas de CO<sub>2</sub> e óleo do reservatório, a extração ou vaporização de hidrocarbonetos mais leves pelo CO<sub>2</sub> injetado pode ser o mecanismo dominante em comparação ao mecanismo de condensação. Isso acaba resultando no desenvolvimento da miscibilidade de múltiplos contatos entre o CO<sub>2</sub> e o óleo do reservatório, ao mesmo tempo em que o CO<sub>2</sub> está deslocando o óleo do reservatório (SAINI, 2018).

#### d) Redução da tensão interfacial entre o petróleo e a água

A tensão interfacial entre óleo e água é reduzida após a injeção de CO<sub>2</sub>, permitindo que o óleo escoe mais facilmente e alcance uma produção adicional de petróleo (LI, 2014).

Os diferentes mecanismos citados são dominantes em diferentes tipos de petróleo e condições de operação. Por exemplo, na recuperação de petróleos leves, os mecanismos dominantes são o inchamento do óleo e a extração de hidrocarbonetos por CO<sub>2</sub>. Por outro lado, na recuperação de petróleos pesados, o mecanismo de redução da viscosidade do óleo devido à dissolução de CO<sub>2</sub> é o dominante (ABEDINI; TORABI, 2014).

Outra vantagem da injeção de CO<sub>2</sub> em relação a outros tipos de gases, como metano e nitrogênio, é o valor da pressão mínima de miscibilidade (PMM), que é significativamente

menor. Por conta da menor PMM, o CO<sub>2</sub> pode ser usado para melhorar o processo de recuperação de petróleo em uma ampla gama de reservatórios (ALI; THOMAS, 1994).

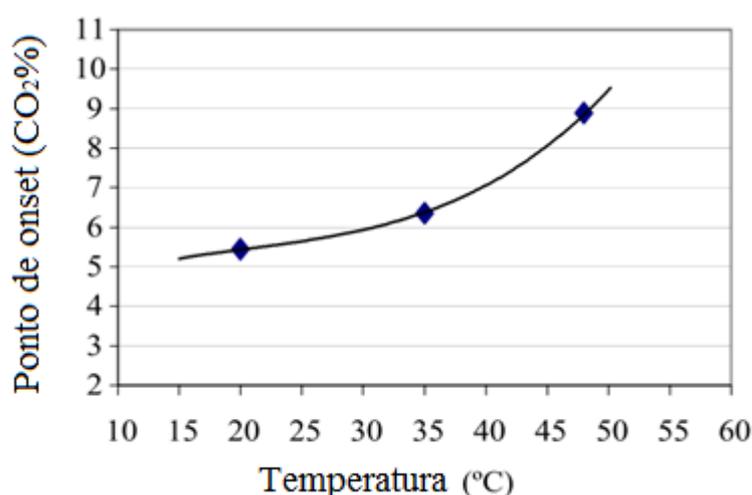
Existem dois tipos básicos de mecanismos de miscibilidade no processo de recuperação de óleo: a miscibilidade ao primeiro contato e a miscibilidade a múltiplos contatos. Na miscibilidade ao primeiro contato, o solvente e o petróleo se tornam miscíveis imediatamente após o primeiro contato (SAINI, 2018). Já na miscibilidade a múltiplos contatos, o solvente e o petróleo atingem a miscibilidade através de vários contatos, sendo a maior parte da recuperação de óleo por injeção de gás a alta pressão devido a este mecanismo (ALIPOUR TABRIZY, 2014). Segundo Saini (2018), a injeção com CO<sub>2</sub> pode não atingir a miscibilidade ao primeiro contato na maioria dos reservatórios de petróleo dentro de uma faixa razoável de pressões, necessitando de múltiplos contatos para a formação de uma fase homogênea através dos processos de vaporização/condensação.

Na injeção de CO<sub>2</sub> miscível para recuperação avançada de petróleo, alguns problemas podem ocorrer. Um deles é a precipitação dos asfaltenos, que pode dificultar o escoamento do fluido e reduzir significativamente a sua mobilidade (ALIAN et al., 2011). A deposição dos asfaltenos pode ocorrer após sua precipitação, com as partículas sólidas precipitadas se aglomerando e crescendo, até finalmente se depositarem na superfície da rocha (ALIAN et al., 2011a). A deposição dos asfaltenos pode levar a danos na formação rochosa devido ao bloqueio de caminhos cruciais para o fluxo dos fluidos no reservatório.

Negahban et al., (2003) realizaram um estudo experimental para investigar a deposição de asfaltenos em um campo de petróleo. Acreditava-se que o petróleo desse campo era estável em relação à precipitação dos asfaltenos, pois o campo não apresentou problemas operacionais com asfaltenos durante a produção primária de petróleo. Nos experimentos, os autores adicionaram hidrocarbonetos e CO<sub>2</sub> em várias concentrações para avaliar a instabilidade dos asfaltenos contidos no petróleo. Seus resultados mostraram que quanto maior a concentração dos hidrocarbonetos leves no petróleo, maior a precipitação dos asfaltenos. Observaram ainda que a injeção com CO<sub>2</sub> teve um efeito menos severo em relação à instabilidade dos asfaltenos. GHOLOUM *et al.*, (2003), chegaram ao mesmo resultado, comparando o efeito da injeção de n-alcenos (C1-C7) e da injeção de CO<sub>2</sub> no ponto de início (*onset*) de precipitação dos asfaltenos em fluidos de reservatórios. Eles observaram que o CO<sub>2</sub> injetado se solubiliza menos no óleo se comparado aos n-alcenos, apresentando uma menor pressão de início de precipitação dos

asfaltenos. Este fato diminui a possibilidade de precipitação dos asfaltenos. Assim, a utilização de CO<sub>2</sub> na recuperação avançada de petróleo se mostra bastante eficaz. Os autores também estudaram o efeito da temperatura na precipitação dos asfaltenos devido à injeção de CO<sub>2</sub> a 20,68 MPa e observaram que quanto maior a temperatura, maior a quantidade de CO<sub>2</sub> necessária para atingir o ponto de início de precipitação dos asfaltenos, como mostra a figura 2.2.2. No entanto, para os estudos realizados no presente trabalho, a temperatura do reservatório ou do testemunho em estudo foi considerada constante, de modo que o efeito da quantidade de CO<sub>2</sub> injetada na precipitação dos asfaltenos em diferentes temperaturas foi considerado.

Figura 2.2.2 - Efeito da temperatura na precipitação de asfaltenos na injeção de CO<sub>2</sub> a alta pressão.



Fonte: Adaptado de (GHOLOUM; OSKU; SALMAN, 2003)

Conforme visto no capítulo 1, considerando uma composição constante de óleo, a uma temperatura fixa, a solubilidade dos asfaltenos diminui com a redução da pressão até atingir a pressão de saturação, onde a quantidade de asfaltenos precipitados é máxima. Behbahani et al., (2012) estudaram o efeito da deposição dos asfaltenos, causada pela injeção de CO<sub>2</sub> em um testemunho constituído de arenito, no fator de recuperação e na permeabilidade da rocha, utilizando uma amostra de óleo vivo iraniano. Também foi investigado o efeito da variação da vazão de injeção de CO<sub>2</sub> na deposição dos asfaltenos e na permeabilidade. Os resultados mostraram que quanto maior a vazão de injeção, maior será o pico de queda de pressão atingido no início do ensaio. Este aumento na queda de pressão indica que uma maior quantidade de asfaltenos foi depositada e a permeabilidade da rocha, neste instante, é reduzida. De acordo com os autores, entre 20% e 40% da redução da permeabilidade devido à deposição dos asfaltenos foi causada pelo mecanismo de adsorção, enquanto que entre 60% a 80% do dano

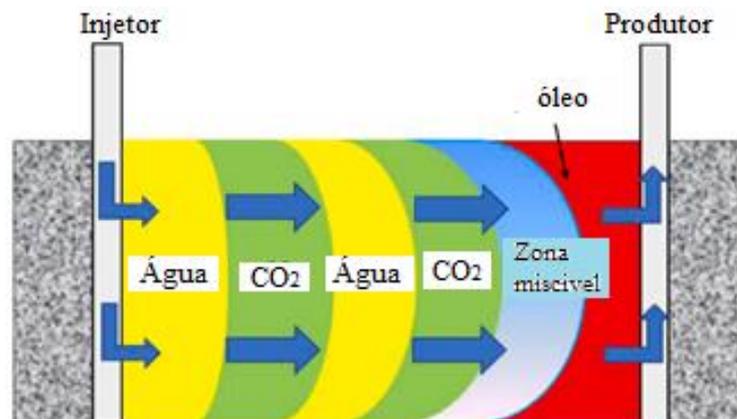
causado a rocha é devido ao mecanismo de entupimento dos poros. Foi observado também um aumento no fator de recuperação em função da vazão de CO<sub>2</sub> injetado. Este aumento, segundo os autores, é devido a um aumento da solubilização do CO<sub>2</sub> no óleo. Diversos outros autores estudaram o efeito da precipitação e deposição dos asfaltenos nas propriedades do petróleo e da rocha causada pela injeção de CO<sub>2</sub> e seu consequente impacto no fator de recuperação de óleo (KHATHER et al., 2019; SHEN; SHENG, 2018; WEI et al., 2020). Os autores concluíram que quanto maior a concentração de CO<sub>2</sub> na mistura CO<sub>2</sub>/óleo, ou, quanto maior a pressão de injeção de CO<sub>2</sub>, maior a precipitação dos asfaltenos. Os autores também corroboraram as indicações de que a deposição dos asfaltenos reduzem a permeabilidade e porosidade dos testemunhos.

Como descrito, a injeção de CO<sub>2</sub> possui diversas vantagens comparada à injeção de outros gases, como metano e nitrogênio, tais como menor PMM e menor pressão de início de precipitação dos asfaltenos. Observou-se também a importância do estudo da deposição dos asfaltenos, pois este fenômeno influencia as propriedades da rocha como, por exemplo, sua permeabilidade, que por sua vez impacta o fator de recuperação de petróleo. Os parâmetros operacionais, como a vazão de injeção de CO<sub>2</sub>, também impactam na dinâmica do processo. Além destas variáveis, neste trabalho, foram avaliadas outras propriedades importantes, como o impacto da pureza da corrente de CO<sub>2</sub> injetada e da pressão de injeção de CO<sub>2</sub> no sistema gás-óleo. Isso foi feito através de um estudo de otimização que envolveu a tensão interfacial entre o gás e o petróleo, a mudança na densidade e na viscosidade do óleo como consequência da precipitação dos asfaltenos causada pela injeção de CO<sub>2</sub> e a mudança da permeabilidade e da porosidade devido à deposição dos asfaltenos. Os impactos de todas estas variáveis no fator de recuperação foram analisados e os resultados deste estudo estão descritos no item 3.2 do presente trabalho.

### 2.3 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO POR INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> MISCÍVEL ALTERNADO COM ÁGUA (CO<sub>2</sub>WAG)

A injeção de CO<sub>2</sub> alternado com água (CO<sub>2</sub>WAG – *CO<sub>2</sub> Water Alternating Gas*) é uma técnica que combina a eficiência de deslocamento microscópico do gás com uma melhor eficiência de deslocamento macroscópico da água (JABER; AWANG; LENN, 2017), levando a uma maior recuperação de petróleo em relação à injeção contínua de CO<sub>2</sub> ou de água. A figura 2.3.1 mostra um desenho esquemático deste processo de recuperação avançada de petróleo. A cada ciclo, a água é injetada primeiro para pressurizar o reservatório e manter a pressão próxima da pressão mínima de miscibilidade (PMM) e aumentar a eficiência de deslocamento macroscópico. Depois o CO<sub>2</sub> é injetado para melhorar a eficiência de deslocamento microscópico através da formação de uma região miscível com o petróleo. Em seguida inicia-se novo ciclo e assim por diante.

Figura 2.3.1 - Ilustração do processo CO<sub>2</sub>WAG. O CO<sub>2</sub> e a água são injetados ciclicamente no reservatório para produzir petróleo.



Fonte: Adaptado de (YOU; AMPOMAH; SUN, 2020)

A baixa eficiência de deslocamento macroscópico dos gases, em particular do CO<sub>2</sub>, é devido aos seus valores de densidade e viscosidade menores em comparação aos do óleo. Uma densidade menor leva à segregação gravitacional enquanto uma viscosidade menor favorece o escoamento por caminhos preferenciais, promovendo o *breakthrough* precoce do CO<sub>2</sub>, o que resulta em pouca eficiência na sua utilização e baixos fatores de recuperação de petróleo (HAN et al., 2016). Porém, conforme visto na seção anterior (item 2.2), o CO<sub>2</sub> supercrítico apresenta valores de densidade típicos de um líquido, fazendo com que sua injeção nestas condições aumente a eficiência de deslocamento macroscópico e através da redução dos problemas com segregação gravitacional. De fato, o scCO<sub>2</sub> é um dos fluidos mais utilizados em projetos de injeção miscível para recuperação de petróleo. Além disso, a injeção de água no processo WAG

também ajuda na redução da razão de mobilidade da frente de deslocamento, porque sua viscosidade é maior do que a do gás injetado, aumentando a eficiência de deslocamento macroscópico no reservatório (WU et al., 2004). Como vimos na seção 2.2, a injeção de gás possui uma maior eficiência de deslocamento microscópico, se comparada à injeção de água, porque promove o inchamento do petróleo, a redução da sua viscosidade e tensão interfacial gás-óleo, aumentando sua fluidez e melhorando seu deslocamento. Outro aspecto que deve ser considerado é a possível precipitação dos asfaltenos no petróleo e sua posterior deposição na rocha, como resultado de mudanças na pressão, temperatura e composição do óleo durante a produção do campo. Como detalhado na próxima seção, o grau de desestabilização depende de quão próxima a pressão do reservatório está da pressão de saturação do óleo. Quanto mais próxima uma pressão da outra, maior a quantidade de asfaltenos precipitados. Um aumento na pressão reduz a quantidade de asfaltenos precipitados, caso a pressão do reservatório esteja acima da pressão de saturação do óleo.

Além de considerar as condições dos fluidos (pressão, vazão e composição) a serem injetados, no processo CO<sub>2</sub>WAG há outras variáveis operacionais a serem especificadas e otimizadas. De acordo com Chen et al., (2016) a duração e o número de ciclos de injeção da água e do gás, juntamente com a taxa de injeção de água e gás, influenciam significativamente no desempenho do processo. Dependendo do valor destas variáveis, maiores ou menores quantidades de fluido serão injetados no processo, afetando as pressões atingidas no interior do reservatório. A quantidade de fluido injetado também é determinante para o tempo de *breakthrough* tanto da água quanto do CO<sub>2</sub>, do qual depende o desempenho produtivo do campo. Diversas outras variáveis também influenciam a produtividade do campo, entre as quais destaca-se a pressão no poço produtor, parâmetro importante a ser controlado, pois afeta a miscibilidade gás-óleo, fator chave para a produção de petróleo (WU et al., 2004). É necessário, portanto, manter a pressão do poço produtor próxima à pressão mínima de miscibilidade (PMM), garantindo a condição de miscibilidade (JABER; AWANG; LENN, 2017).

A quantidade de contaminantes na corrente de CO<sub>2</sub> também deve ser considerada, pois dependendo da quantidade e do tipo de contaminantes, a PMM será maior se comparada à do CO<sub>2</sub> puro. Para garantir a miscibilidade dos fluidos ao longo do processo em uma maior PMM, é necessário manter mais alta a pressão no poço produtor. Porém, isso diminui a diferença de pressão entre os poços, o que reduz a produção do petróleo.

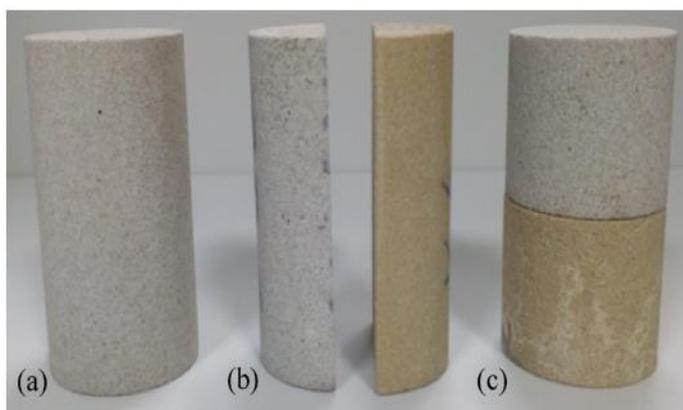
Diversos trabalhos foram desenvolvidos com o intuito de avaliar a influência de variáveis de projeto, bem como o impacto da precipitação e deposição dos asfaltenos no desempenho produtivo de campos de petróleo. Ahmadi et al., (2015) estudaram vários cenários de injeção incluindo água, água quente, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e gás associado, além de quatro injeções WAG (CO<sub>2</sub>/água, N<sub>2</sub>/água, gás associado/água e gás associado/água quente) a fim de determinar o fluido de injeção com maior fator de recuperação e menor precipitação dos asfaltenos. Eles observaram que a injeção do gás associado resultou na menor precipitação dos asfaltenos e no maior fator de recuperação entre os fluidos estudados. Além disso, a injeção com água quente foi mais eficiente do que a água em temperatura ambiente. Entre os métodos de injeção alternada testados, a injeção de água quente alternada com gás associado foi a que obteve o maior fator de recuperação (88,5%). Apesar do resultado encontrado, uma análise mais aprofundada da composição do gás associado, revela que este tem 41,3 % de CO<sub>2</sub> em sua composição molar, e o CO<sub>2</sub> é o componente presente em maior quantidade. Esse fato leva a supor que pode haver uma composição ótima de CO<sub>2</sub> no gás a ser injetado que maximiza o fator de recuperação do campo em estudo. Com relação à injeção de água, nas simulações e nos estudos realizados no presente trabalho considerou-se a temperatura constante. Por isso, decidiu-se não estudar a utilização de água quente.

Han et al., (2015) estudaram e otimizaram a injeção de CO<sub>2</sub>WAG em amostras de um campo de petróleo localizado na Dinamarca. Eles utilizaram diferentes quantidades de CO<sub>2</sub> e água injetados (0,125; 0,25 e 0,5 PV) e diferentes razões WAG (2:1, 1:1, e 1:2), para estudar seu impacto no fator de recuperação de óleo. Além disso, testaram a injeção CO<sub>2</sub>GAW, ou seja, o processo de injeção iniciando com gás ao invés de água, como é o caso da injeção WAG. Seus resultados mostraram que a injeção CO<sub>2</sub>WAG obteve um fator de recuperação de 78,8 % enquanto no processo CO<sub>2</sub>GAW foi de 66,2%. Além disso, constataram que maiores fatores de recuperação foram obtidos para menores quantidades de CO<sub>2</sub> e água injetados, na razão WAG intermediária (1:1). A diferença no fator de recuperação entre os métodos de injeção WAG e GAW é significativa e, seguindo este resultado, o presente trabalho também optou por utilizar o modo de injeção WAG em detrimento do modo GAW para melhorar o desempenho produtivo, nos estudos de caso realizados. Van et al., (2017) utilizaram dados gerados pela simulação 3D de um reservatório, modelado no simulador composicional GEM<sup>®</sup> da *Computer Modelling Group Ltd (CMG)* para treinar redes neurais que descrevam o processo de CO<sub>2</sub>WAG. Os autores utilizaram como variáveis de entrada a distância entre os poços, a

duração do ciclo, a permeabilidade vertical e a saturação inicial de água e verificaram que as redes neurais descrevem bem o fator de recuperação, a produção de CO<sub>2</sub> e seu armazenamento. Três modelos de redes neurais foram gerados para representar três parâmetros de saída críticos (fator de recuperação, produção de CO<sub>2</sub> e armazenamento de CO<sub>2</sub>) do processo de injeção de CO<sub>2</sub>. Todos foram validados com sucesso, alcançando um fator de correlação próximo à unidade ( $R^2 \approx 1$ ). Usando um esquema de treinamento adequado, os modelos mostraram excelentes regressões com os dados da amostra, gerando erros gerais inferiores a 3,2%. Isso demonstra os modelos podem ser usados para prever dados de entrada dentro das restrições atribuídas. Apesar de apresentar bons resultados, os autores não levaram em conta que a saturação inicial e a permeabilidade vertical são variáveis inerentes ao reservatório em estudo. Assim, na prática, a viabilidade da mudança nestas variáveis para atender à condição ótima é questionável. A distância entre os poços e a duração dos ciclos de injeção de água e gás certamente são variáveis estratégicas, podendo ser mais facilmente manipuladas para atender às condições ótimas. Todavia, nos estudos de caso realizados no presente trabalho, não se fez necessária a otimização da distância entre os poços, pois há apenas um poço injetor, de modo que, considerando um modelo de reservatório em paralelepípedo, a localização em diagonal com o poço produtor é logicamente a mais favorável. Al-Bayati et al., (2018) estudaram o impacto da heterogeneidade das rochas do reservatório na performance do processo de injeção de CO<sub>2</sub> supercrítico alternado com água. A figura 2.3.2 mostra os tipos de heterogeneidade estudadas: (a) sem heterogeneidade, (b) com heterogeneidade vertical, (c) com heterogeneidade horizontal. Também foram variados os graus de heterogeneidade, medidos pela razão de permeabilidade (RP), que é a razão entre a permeabilidade entre as camadas. Um aspecto interessante dos resultados obtidos foi que, nas amostras com heterogeneidade vertical (quando foi permitido o fluxo cruzado entre as camadas), a injeção CO<sub>2</sub>WAG obteve um fator de recuperação menor, se comparado ao deslocamento quando o fluxo cruzado foi impedido entre as camadas nos experimentos. Assim, CO<sub>2</sub>WAG obteve um desempenho melhor quando não houve fluxo cruzado. Além disso, quanto maior o grau de heterogeneidade entre as camadas (maior RP), maior foi a diferença de desempenho, caindo de 92% para 90%, quando a RP foi de 2,5, e de 81 para 74%, quando a RP foi de 12,5. De acordo com os autores, este resultado se deve provavelmente ao predomínio das forças viscosas e, em menor escala, devido às forças gravitacionais que tendem a reduzir a eficiência de deslocamento. As amostras com heterogeneidade horizontal não tiveram um impacto significativo no fator de recuperação. Estes resultados são úteis, pois no presente trabalho (no item 3.3) apresenta-se o estudo de um reservatório da literatura, com heterogeneidade combinada (vertical e horizontal), que permite

o fluxo cruzado. Através destes resultados, percebe-se o efeito negativo deste tipo de escoamento no fator de recuperação.

Figura 2.3.2 - Diferentes configurações de amostras usadas (a) um plugue de núcleo homogêneo, (b) uma amostra heterogênea em camadas, (c) uma amostra composta heterogênea.



Fonte: Adaptado de (AL-BAYATI et al., 2018)

Cho et al., (2019) estudaram o efeito da deposição dos asfaltenos na mobilidade dos fluidos (água, óleo e gás), no volume de CO<sub>2</sub> armazenado e na produção de petróleo, em um processo de injeção WAG. Eles utilizaram o modelo sólido, descrito em Wang and Civan (2001), para descrever os fenômenos relacionados à precipitação e deposição de asfaltenos e um modelo de fluxo trifásico para simular o processo de injeção de gás alternado com água (WAG). Seus resultados indicam que o dano à formação rochosa (redução de permeabilidade e porosidade), devido à deposição dos asfaltenos, aumentou a produção de água em 14%, o que é indesejado, e diminuiu o fator de recuperação em 9% em comparação ao desempenho do processo de EOR quando não foi considerada a deposição dos asfaltenos. Este resultado é interessante, pois confirma que a deposição dos asfaltenos impacta no fator de recuperação. No entanto, como a deposição é uma consequência da precipitação dos asfaltenos e uma parte das partículas precipitadas continuam suspensas no petróleo, outras propriedades como a viscosidade e a densidade do óleo também são impactadas, podendo afetar os resultados da recuperação de óleo. Por isso, é importante entender o comportamento das propriedades dos fluidos, além da rocha, para explicar o desempenho do campo. Isso é feito no presente trabalho, considerando o mesmo modelo sólido utilizado pelos autores.

You et al., (2020) utilizaram como variáveis de projeto a duração dos ciclos de injeção de gás e água, a pressão no poço produtor e a vazão de injeção de água. Em seu trabalho, eles utilizaram uma rede neural *proxy* multicamada para representar a injeção de CO<sub>2</sub>WAG a partir dos

resultados gerados por um simulador composicional e empregaram um otimizador de enxame de partículas multiobjetivo para maximizar o volume armazenado de CO<sub>2</sub> e a produção de petróleo. Seus resultados demonstraram a existência de diversas soluções para os projetos do campo em estudo. O fluxo de trabalho de otimização proposto tornou possível encontrar várias condições operacionais que podem satisfazer os mesmos ou semelhantes critérios de tomada de decisão. Assim, a solução permitiria mais flexibilidade na concepção do projeto. As variáveis de decisão utilizadas pelo autor são muito pertinentes e de fácil manipulação para a implementação da condição ótima. No presente trabalho estas variáveis também foram utilizadas. Porém, optou-se pela adição da vazão de injeção de gás, pois esta variável ajuda a controlar a quantidade total de gás injetado, o que é crucial para entender os resultados da maximização do fator de recuperação de petróleo.

Nos trabalhos encontrados na literatura, poucas análises do comportamento dos asfaltenos ao longo do tempo de produção e da extensão do reservatório são encontrados, por isso buscou-se neste trabalho entender as condições que levam à precipitação e deposição dos asfaltenos e seu impacto no fator de recuperação, considerando a injeção alternada de CO<sub>2</sub> com água (CO<sub>2</sub>WAG). Nos estudos realizados no presente trabalho, o processo CO<sub>2</sub>WAG foi utilizado como método de recuperação avançada de petróleo, por causa da combinação das eficiências macroscópica e microscópica relacionadas à injeção de água e CO<sub>2</sub>, respectivamente. O modelo sólido foi utilizado para descrever os fenômenos relacionados à precipitação e deposição de asfaltenos, devido a limitações do simulador. Algumas variáveis, como a duração do ciclo da água e do gás, a taxa de injeção de água e gás (e, portanto, a razão WAG), a pressão no poço produtor e a pureza do CO<sub>2</sub> injetado foram utilizadas como variáveis de entrada em um otimizador *proxy* para maximizar o fator de recuperação de óleo. A escolha destas variáveis foi feita pelas razões já discutidas, tais como a fácil manipulação na implementação do projeto, além de impactarem no fator de recuperação de óleo.

## 2.4 PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS

### CONCEITOS GERAIS SOBRE ASFALTENOS

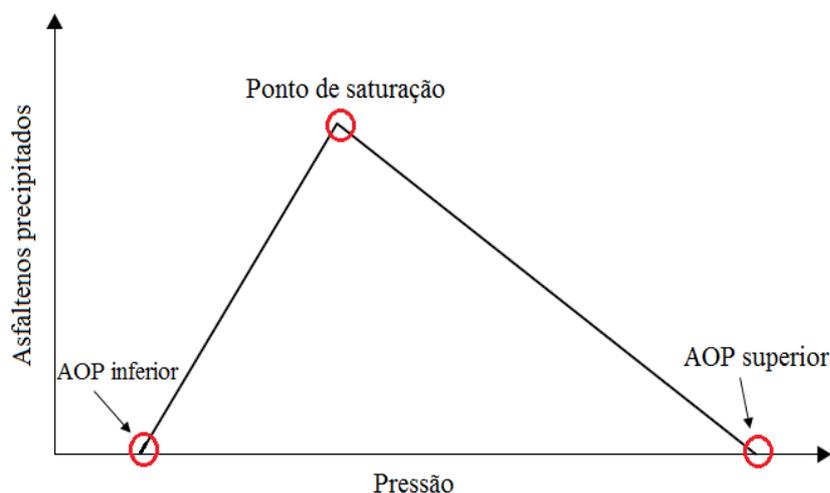
Os asfaltenos são definidos como sendo os constituintes do petróleo que, à temperatura ambiente, são insolúveis em n-pentano e n-heptano, porém solúveis em benzeno e tolueno. Sendo definidos como uma classe de solubilidade, o termo *asfaltenos* abrange uma faixa de diferentes componentes. Isto explica, de certa maneira, o debate sobre a natureza da precipitação dos asfaltenos. Alguns autores consideram os asfaltenos precipitados como sólidos enquanto outros os tratam como um líquido altamente viscoso (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016). Estudos experimentais da precipitação dos asfaltenos no óleo em condições de reservatório (HUSTAD et al., 2014; JAMALUDDIN et al., 2002) sugerem que os asfaltenos podem precipitar e se dissolver novamente no petróleo (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016).

### MODELAGEM DO EQUILIBRIO DE FASES - DEPLEÇÃO

De acordo com Vargas; Tavakkoli, (2018), em uma composição fixa de óleo, à medida que a pressão diminui, o gás formado por hidrocarbonetos leves se expande causando o inchamento do óleo, tornando-o mais instável em relação aos asfaltenos, até que, em uma certa pressão, os asfaltenos começam a precipitar. A pressão na qual isto ocorre é chamada de ponto superior de início de precipitação dos asfaltenos (AOP - *Asphaltene onset pressure* - superior) (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016). Diminuindo ainda mais a pressão, os asfaltenos continuam precipitando por causa da expansão da fase gás, até atingir a pressão de saturação, onde os hidrocarbonetos leves começam passar para a fase vapor incipiente (ponto de bolha). Nesse ponto, tem-se a máxima precipitação dos asfaltenos (VARGAS; TAVAKKOLI, 2018). Se a pressão for reduzida abaixo da pressão de bolha, uma fase gasosa será formada, e a concentração de componentes leves na fase líquida diminuirá. Os componentes leves ( $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $C_1$ ,  $C_2$ , etc.) são solventes ruins para os asfaltenos. Por isso, à medida que a concentração dos componentes leves na fase oleosa diminui, os asfaltenos se tornam mais solúveis na fase líquida, podendo ocorrer a completa ressolubilização. A pressão na qual os asfaltenos se ressolubilizam totalmente na solução é chamada de ponto inferior de início de precipitação dos asfaltenos (AOP inferior) (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016). A determinação dos pontos de AOP superior e inferior é importante para que se saiba a faixa de pressão na qual pode ocorrer a precipitação dos asfaltenos no óleo. A figura 2.4.1,

mostra esquematicamente o comportamento da quantidade de asfaltenos precipitada em função da pressão, destacando-se o ponto de bolha, a AOP inferior e a AOP superior.

Figura 2.4.1 - Quantidade de asfaltenos precipitados em função da pressão. A quantidade máxima de asfaltenos precipitados é observada no ponto de saturação.



Fonte: Adaptado de Pedersen et al., (2016)

### MODELAGEM DO EQUILIBRIO DE FASES – CONCEITOS GERAIS

A modelagem da precipitação dos asfaltenos não é trivial, pois ainda não há um conhecimento bem consolidado sobre a natureza das moléculas dos asfaltenos e como elas interagem com outros constituintes do petróleo. Assim, vários modelos têm sido propostos para descrever o comportamento dos asfaltenos e entender os mecanismos envolvidos no processo de precipitação. Existem duas categorias principais de modelos de precipitação, a saber, o modelo coloidal e os modelos de solubilidade (NGHIEM et al., 1993).

No modelo coloidal, os asfaltenos agem como agregados dispersos no petróleo envoltos por uma estrutura de resina que possui afinidade com o petróleo, estabilizando os asfaltenos. Este modelo considera que a principal razão da precipitação dos asfaltenos é um declínio na força estabilizadora das resinas, e assume que a precipitação dos asfaltenos é um processo irreversível (NGHIEM et al., 1993).

Nos modelos de solubilidade, assume-se a existência de uma solução homogênea devido à solubilização dos asfaltenos no óleo, levando em consideração as interações dos asfaltenos com os outros componentes (NGHIEM et al., 1993). O parâmetro de solubilidade é adotado como

referência para a indicar a tendência de solubilização dos asfaltenos no óleo, sendo o mais utilizado por a alternativa mais simples. À medida que o parâmetro de solubilidade dos asfaltenos e do solvente se tornam diferentes, maior será a probabilidade de precipitação dos asfaltenos. Neste modelo, a precipitação dos asfaltenos é presumida como sendo reversível, podendo ser descrita como um equilíbrio líquido-líquido ou equilíbrio sólido-líquido (FORTE; TAYLOR, 2015).

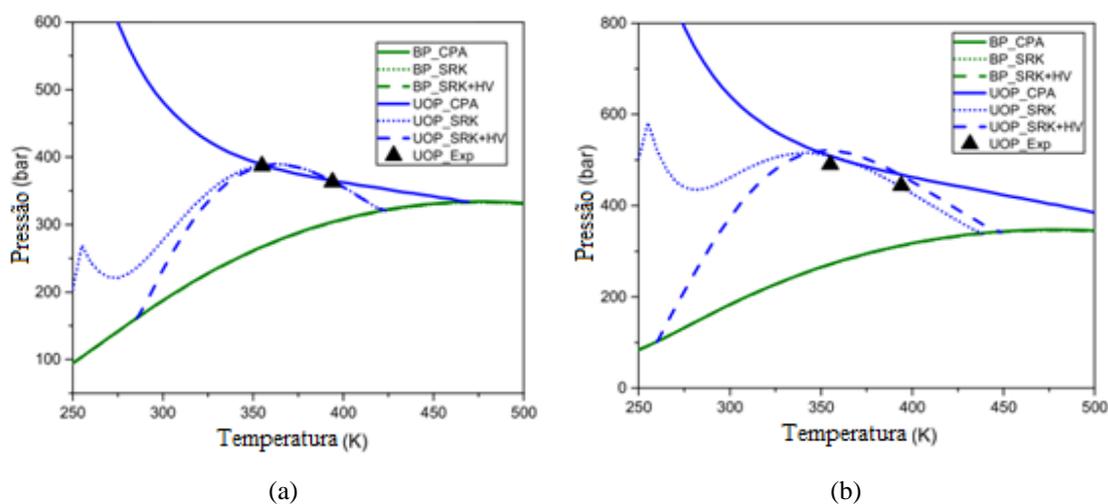
Normalmente, utilizam-se equações de estado para descrever qualitativa e quantitativamente o equilíbrio de fases. Uma das vantagens do uso de equações de estado é a sua versatilidade, já que não se limitam a modelar apenas os limites de precipitação, mas podem ser usadas para descrever o diagrama completo de equilíbrio de fases da mistura (FORTE; TAYLOR, 2015). Diversas equações de estado cúbicas e não cúbicas, como a de Peng-Robinson (PENG; ROBINSON, 1976), a de Soave-Redlich-Kwong (SOAVE, 1972), a equação CPA (*Cubic plus association*) (KONTOGEOORGIS et al., 1996) e as equações do tipo SAFT (CHAPMAN et al., 1989) têm sido amplamente utilizadas para modelar a precipitação dos asfaltenos. As redes neurais artificiais (RNA) também têm crescido nas aplicações por sua capacidade de predição do comportamento da precipitação dos asfaltenos.

No modelo de Kohse; Nghiem, (2004) a equação de Peng-Robinson foi utilizada na modelagem da precipitação dos asfaltenos, levando a boas predições quantitativas do comportamento da precipitação dos asfaltenos se comparado aos dados experimentais. Sabbagh et al., (2006) também aplicaram com sucesso a equação de Peng-Robinson, para modelar a pressão de início de precipitação e a quantidade de asfaltenos precipitada, em uma larga faixa de composições, temperaturas de 0 a 100 °C e pressões até 7 MPa. Diversos trabalhos têm utilizado com sucesso a equação de Peng-Robinson para descrever a precipitação dos asfaltenos (BÉHAR; MOUGIN; PINA, 2003; FAZELIPOUR; POPE; SEPEHRNOORI, 2008; JAMALUDDIN et al., 2000; NGHIEM et al., 1993; CARVALHAL, 2020).

Arya et al., (2017) examinaram o efeito da injeção de gás no comportamento da precipitação dos asfaltenos usando a equação de estado SRK (Soave-Redlich-Kwong), com a regra de mistura de Huron e Vidal (SRK+HV) e a equação “*cubic-plus-association*” (CPA). Eles realizaram estudos utilizando seis amostras de fluido diferentes durante a injeção de gás natural, nitrogênio e dióxido de carbono. Foi observado que a modelagem utilizando qualquer uma das três equações pode prever com boa precisão a precipitação dos asfaltenos causada pela injeção

de gás. Porém, a equação CPA se mostrou mais confiável do que as outras equações, pois as outras previram um comportamento altamente não linear fora da faixa de temperatura experimental utilizada para ajustar os parâmetros dos modelos. As figuras 2.4.2 (a-b), mostram uma comparação destes modelos.

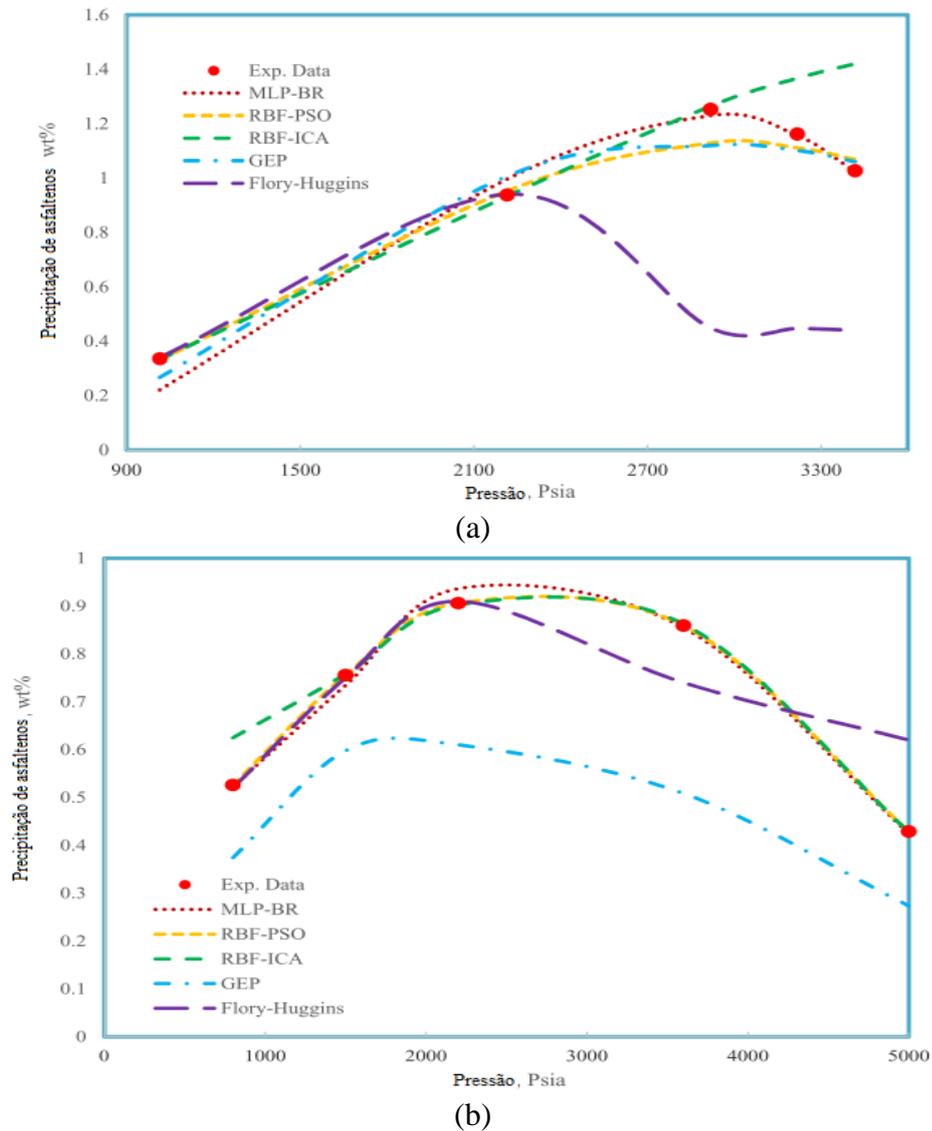
Figura 2.4.2 - Comparação da previsão da AOP superior dos modelos SRK, SRK+HV e CPA em função da temperatura, (a) com injeção de 20% mol de CO<sub>2</sub> e (b) com injeção de 30% mol de CO<sub>2</sub>.



Fonte: Arya et al., (2017)

ZHANG *et al.*, (2012) compararam a capacidade das equações de estado CPA e PC-SAFT em prever a precipitação dos asfaltenos em óleos vivos e concluíram que a equação CPA descreveu melhor o envelope de fases dos asfaltenos frente aos dados experimentais. HEMMATI-SARAPARDEH *et al.*, (2019) aplicaram duas técnicas de inteligência artificial, incluindo a função de base radial e uma rede neural multicamada otimizada com o algoritmo genético, a evolução diferencial, a otimização de colônias, a otimização por enxame de partículas, o algoritmo de competição imperialista, o de Levenberg-Marquardt e a regularização bayesiana, para prever a precipitação dos asfaltenos em função da temperatura, pressão, grau API, pressão de bolha e análise SARA (saturado, aromáticos, resina, asfaltenos). Os gráficos (figuras 2.4.3 (a-b)) e a análise estatística dos erros sugerem que a função de base radial otimizada com o algoritmo de enxame de partículas e a rede neural multicamada otimizada com a regularização bayesiana obtiveram o melhor desempenho na previsão dos dados de precipitação dos asfaltenos. Pelo descrito, a utilização de equações de estado e de redes neurais artificiais na descrição da precipitação dos asfaltenos é amplamente utilizada e, ambos os métodos têm entregado bons resultados para este tipo de aplicação. Não se recomenda, no entanto, sua utilização além da faixa de amostragem dos dados experimentais, pois o erro associado à extrapolação não pode ser quantificado.

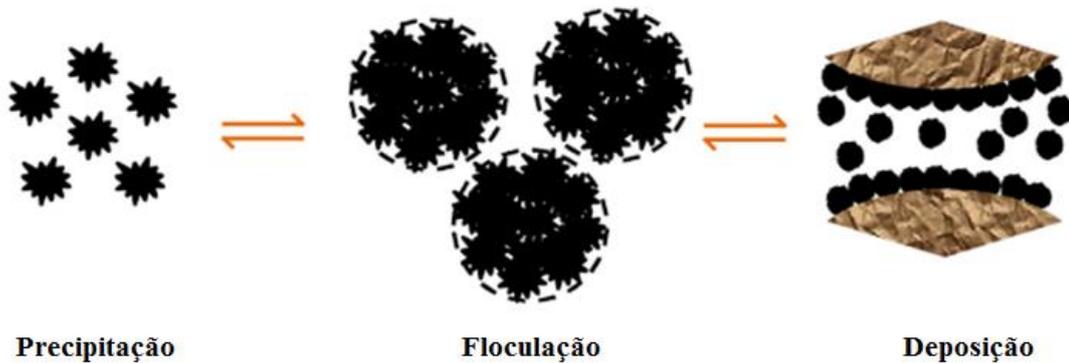
Figura 2.4.3 - Dados experimentais e de modelagem do envelope de precipitação de asfaltenos.



### DESCRIÇÃO DA DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS

Considerando um modelo sólido-líquido para a descrição da precipitação dos asfaltenos, após a ocorrência da precipitação, as partículas de asfaltenos formam agregados e uma nova fase sólida pode ser gerada (floculada) no óleo. Esse novo sólido mais pesado pode se depositar. Uma ilustração deste processo é mostrada na figura 2.4.4.

Figura 2.4.4 - Esquemático dos processos de precipitação, floculação e deposição dos asfaltenos.



Fonte: Adaptado de (CHO et al., 2019)

Segundo ALI *et al.*, (1998) a deposição dos asfaltenos é uma combinação da adsorção na superfície da rocha e do aprisionamento mecânico. Na maioria dos modelos de deposição de asfaltenos, a equação proposta por Gruesbeck *et al.*, (1982) para migração de partículas finas em meios porosos é a base para descrever o aprisionamento mecânico. Este modelo faz um balanço de massa local das partículas finas na corrente de produção, relacionando o volume das partículas finas em suspensão com as partículas depositadas. Complementando o trabalho anterior, (Danesh et al., 1989) apresentaram três mecanismos que contribuem para o aprisionamento de partículas dos asfaltenos no meio poroso: deposição superficial, retorno à corrente e obstrução dos poros. WANG *et al.*, (2001) sugeriram uma equação de três parâmetros para a taxa de deposição dos asfaltenos em função dos mecanismos introduzidos por Danesh *et al.*, (1989), junto com o modelo de Gruesbeck *et al.*, (1982). Além de explicar esses fenômenos, é necessário também um modelo para descrever a distribuição das partículas adsorvidas na superfície. Algumas teorias como a da superfície em excesso (SARWAR; ISLAM, 1997), a teoria da adsorção monocamada e a teoria da adsorção multicamada, são exemplos das tentativas de entender tais fenômenos através de modelos. Vários autores aplicaram com sucesso uma combinação dos modelos descritos acima, para adsorção na superfície e aprisionamento mecânico.

ALI *et al.*, (1998) utilizaram o modelo de Gruesbeck *et al.*, (1982) para descrever o aprisionamento mecânico e a teoria da superfície em excesso para representar a adsorção, durante a deposição de asfaltenos em óleo. O modelo matemático previu com precisão a redução da permeabilidade causada pela adsorção dos asfaltenos. NGHIEM et al., (2000)

utilizaram, na tentativa de descrição da deposição dos asfaltenos, o modelo de migração de finos, para o aprisionamento mecânico, e a teoria da adsorção em monocamada com a isoterma de Langmuir, para calcular a massa de asfaltenos adsorvidos na superfície rochosa. Seus resultados estão de acordo com os experimentos realizados em laboratório e com as observações no campo.

Almehaideb, (2004), utilizou a isoterma de Langmuir para descrever a adsorção dos asfaltenos e a equação proposta por Wang *et al.*, (2001) na descrição do fenômeno de aprisionamento mecânico. Este modelo considera a influência de três termos no volume de asfaltenos depositados. O primeiro termo descreve a deposição superficial, o segundo trata do retorno dos asfaltenos depositados à corrente e o último termo representa o entupimento dos poros. Este modelo de aprisionamento mecânico também foi aplicado com sucesso por Kohse *et al.*, (2004), que propuseram uma equação de balanço de massa para calcular a quantidade de asfaltenos disponíveis para deposição. O conjunto de equações, considerando um sistema tridimensional e trifásico, foi incorporado em um simulador composicional e resolvido pelo método das diferenças finitas.

SOULGANI *et al.*, (2011) modificaram o modelo de WANG *et al.*, (2001), apresentando uma nova expressão para o termo de deposição superficial e implementando esta expressão na modelagem da deposição dos asfaltenos. Os resultados de seus experimentos mostraram que o aumento da temperatura, bem como o aumento da concentração dos asfaltenos precipitados, fizeram com que a taxa de deposição superficial aumentasse, o que era esperado. Além disso, os resultados dos experimentos mostraram que a taxa de deposição superficial é inversamente proporcional à velocidade da corrente de produção de óleo. Para reconhecer e quantificar fisicamente diferentes aspectos da deposição dos asfaltenos, Kord *et al.*, (2012) projetaram e conduziram vários testes estáticos, em células PVT, e dinâmicos, durante um ensaio de produção, de deposição de asfaltenos usando amostras de testemunho de um reservatório. A partir desses experimentos, concluiu-se que a deposição superficial dos asfaltenos é o principal mecanismo causador da redução da permeabilidade em meios porosos e que essa redução de permeabilidade tem um comportamento exponencial.

No presente trabalho, os modelos de (NGHIEM *et al.*, 2000) e de (WANG; CIVAN, 2001) foram utilizados nas simulações. Os modelos se encontram disponíveis no simulador composicional GEM<sup>®</sup> da CMG e uma breve descrição destes modelos pode ser encontrada no apêndice B deste trabalho.

## 2.5 MODELOS PROXY PARA SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

Na engenharia de reservatórios, alguns procedimentos como otimização da localização de poços, ajuste histórico da produção, otimização de sistemas de produção, previsões probabilísticas, análise de riscos, análise de sensibilidade, entre outros, são realizados com base em um grande número de simulações de reservatório. Estes simuladores contêm modelos matemáticos que representam o complexo comportamento das fases óleo/água/gás (NGHIEM; SHRIVASTAVA; KOHSE, 2011) no escoamento e sua interação com a rocha reservatório. No entanto, estas simulações, apesar de normalmente representarem com precisão um determinado reservatório, podem demandar elevado tempo de cálculo e esforço computacional. De modo a superar essas limitações, algumas técnicas de ajuste de dados como regressão polinomial, Redes Neurais Artificiais (RNA), "kriging" (modelo de regressão desenvolvido a partir dos trabalhos de Daniel G. Krige) e *Thin-Plate Splines model* (modelo de splines por superfície fina) têm sido desenvolvidas para serem utilizadas como modelos estocásticos nos simuladores de reservatório. Os modelos estocásticos, ou modelos *proxy*, como são normalmente conhecidos na indústria de petróleo, são funções, definidas matematicamente ou estatisticamente, que buscam replicar a saída de dados gerada pelo simulador de reservatório a partir de determinadas variáveis de entrada, sem se preocupar em descrever os fenômenos que as relacionam. Ao criar essas funções, espera-se obter os resultados próximos daqueles que seriam fornecidos por simuladores numéricos de forma mais rápida e precisa (THIERS; CRUZ, 2018). Além disso, decisões estratégicas são tomadas com base nos resultados destes cálculos e, devido à importância destas decisões, é necessário que estes modelos estocásticos tenham também boa precisão na reprodução dos dados (SILVA; MASCHIO; SCHIOZER, 2007). A qualidade da representação dos dados de saída dos simuladores de reservatório depende muito das variáveis de entrada selecionadas, da sensibilidade das variáveis de saída em relação às variáveis de entrada, da quantidade e qualidade do banco de dados e da seleção do modelo de ajuste de dados.

Na seleção das variáveis de entrada e na determinação da sua influência nas variáveis de saída, podem-se utilizar métodos específicos de análise de sensibilidade, como, por exemplo, a análise de Sobol, que busca quantificar a contribuição de cada variável de entrada na variância da variável de saída. Para criar um banco de dados grande e de qualidade, faz-se necessária uma quantidade elevada de simulações de reservatório, conhecendo de antemão as variáveis importantes no processo. Porém, no caso dos simuladores de reservatório, por conta do seu

elevado tempo de resposta, é impraticável na maioria das vezes efetuar muitas simulações para criar um banco de dados extenso e de qualidade. Para diminuir o número de simulações e manter a qualidade, normalmente utilizam-se os métodos de planejamento de experimentos, que visam reduzir a quantidade total de experimentos a um mínimo representativo, de modo que as conclusões alcançadas com uma quantidade menor de experimentos continuem válidas. Por último, para o ajuste de dados, deve-se escolher um modelo capaz de capturar as respostas não lineares do modelo fenomenológico, além de ser fácil de construir e simples de aplicar (THIERS; CRUZ, 2018).

Apesar de muitas técnicas serem úteis na resolução destes problemas, algumas apresentam limitações. Por exemplo, o modelo de *krigging* é um interpolador multidimensional, porém não captura as não linearidades envolvidas no problema. Por isso, sua aplicação em problemas complexos não é recomendada. Já para as Redes Neurais Artificiais (RNA), os casos de sucesso sugerem que se deve realizar uma investigação de qual arquitetura de rede é a mais apropriada para o problema em questão (SILVA; MASCHIO; SCHIOZER, 2007). Conforme apresentado na seção 3.3, alguns métodos baseados na experiência foram desenvolvidos para determinar a arquitetura apropriada a um problema ao se aplicar uma RNA.

No presente trabalho, foram utilizadas as redes neurais artificiais como método de ajuste de dados para modelagem *proxy*, devido a seu histórico de casos de sucesso. Uma vantagem das redes neurais é sua forte capacidade de capturar as não-linearidades das variáveis de entrada em relação às saídas. Portanto, as RNA têm sido utilizadas para modelagem *proxy* em muitos problemas como na previsão de precipitação de asfaltenos (AHMADI, 2011, 2012; ALI AHMADI; GOLSHADI, 2012), previsão e estimativa das propriedades do reservatório (QUEIPO et al., 2002) e processos de injeção (YOU; AMPOMAH; SUN, 2020). A inteligência artificial refere-se a um conjunto de ferramentas que tem por objetivo identificar padrões de resposta entre as variáveis de entrada e saída (THIERS; CRUZ, 2018) e tem a capacidade de aprender e lidar com novas situações. Entre as ferramentas de inteligência artificial, citam-se as redes neurais artificiais (RNA), a programação evolutiva e a lógica fuzzy. (FREEMAN; SKAPURA, 1991; L. P. J. VEELNTURF, 1995) foram os primeiros a introduzir a rede neural artificial como uma técnica de ajuste de dados.

A primeira tentativa de desenvolver um modelo *proxy* utilizando RNA na indústria de petróleo e gás foi feita por (MOHAGHEGH; POPA; AMERI, 1999). Eles se concentraram na construção

de um modelo de substituição chamado FRACPRO, para simular o projeto de fraturamento hidráulico em formações estreitas, e essa nova ferramenta foi testada com sucesso, mostrando capacidade de replicar projetos de fraturas realizadas por profissionais da área. (ESMAILI; MOHAGHEGH; SOLUTION, 2012) desenvolveram um modelo *proxy* para um reservatório baseado em inteligência artificial, como uma substituição para a simulação numérica. Este modelo foi utilizado para calcular a vazão de óleo de um poço horizontal em função dos parâmetros de 16 reservatórios, podendo fornecer uma análise rápida e precisa em poucos segundos, permitindo que o engenheiro de reservatórios investigasse diferentes variáveis através da realização de muitas simulações em um curto espaço de tempo.

Alenezi e Mohaghegh, (2016) desenvolveu um modelo *proxy* inteligente, baseado em mineração de dados e inteligência artificial, que imita um simulador de reservatório no processo de injeção de água contendo apenas um poço de injeção. O modelo é treinado, calibrado e verificado com base em um banco de dados espaço-temporal abrangente, que é gerado usando o simulador de reservatório; os resultados incluem previsão da pressão e saturação em cada bloco com precisão, sendo feitos em poucos segundos.

Alenezi e Mohaghegh, (2017) estenderam o trabalho anterior, desenvolvendo um novo modelo *proxy* para prever a pressão e a saturação dos fluidos no reservatório, contendo vários poços de injeção com base em mineração de dados e inteligência artificial.

Em geral, as técnicas de inteligência artificial são descritas como uma “caixa preta” (ANIFOWOSE; FAHD; ARABIA, 2011; MOHAGHEGH; U, 2005) em que se inserem os dados, treina-se a rede e obtém-se uma saída, após definir um certo número de camadas ocultas. As técnicas de RNA fornecem modelos apenas de previsão, ou seja, não se preocupam com um entendimento dos fenômenos que relacionam as variáveis de entrada e saída (ANIFOWOSE; FAHD; ARABIA, 2011).

(SILVA et al., 2007) aplicaram cinco arquiteturas diferentes de Redes Neurais Artificiais em dois estudos de caso relacionados ao ajuste histórico da produção de petróleo. Algumas das respostas do simulador foram utilizadas como conjuntos de dados de treino para as Redes Neurais. Eles concluíram que todas as redes utilizadas nos casos substituíram os simuladores de reservatório com alta precisão. No entanto, não recomendaram a utilização da rede neural de

retroalimentação multicamada (*Feed-Foward Back-Propagation Multilayered*), pois, para ser completamente treinada, essa arquitetura necessita de grandes quantidades de simulações.

A quantidade de dados necessária para fornecer um bom modelo de RNA varia, dependendo da complexidade do problema. (CULLICK et al., 2006) também aplicaram Redes Neurais Artificiais como modelo proxy de simuladores de reservatório e seus resultados mostraram que essas redes são uma excelente técnica para este tipo de aplicação. (HAMDI et al., 2017; RANA; ERTEKIN; KING, 2018) utilizaram a regressão com uma distribuição gaussiana multivariada como método de ajuste dos dados. Em ambos os casos, houve redução do tempo do processo de ajuste de histórico da produção. (SILVA; AVANSI; SCHIOZER, 2020) aplicaram um modelo proxy em reservatórios de petróleo e mostraram que foi capaz de fornecer resultados confiáveis com 300 cenários, que representam 35% menos esforço computacional em comparação com o uso apenas de um simulador numérico de reservatório.

Um resumo dos principais passos para a implementação da modelagem *proxy* foi feito por (ZUBAREV, 2009), tais como: a seleção das variáveis de entrada, a análise de sensibilidade, a criação do banco de dados de entrada, a estimação da saída com o modelo *proxy* e a verificação do ajuste dos resultados. Em caso de não adequação do ajuste, recorre-se ao aperfeiçoamento da base de dados e retorna-se para a etapa de estimação da saída com o modelo de ajuste de dados. Caso o ajuste esteja adequado, pode-se então empregar o modelo *proxy* na predição dos dados em substituição aos simuladores composicionais e realizar outras avaliações, como, por exemplo, a otimização da quantidade de água e/ou gás injetado no reservatório, ou otimização da duração do ciclo da água e/ou gás injetado de modo a maximizar o fator de recuperação de petróleo. Neste trabalho, utilizou-se o método de Sobol para realizar a análise de sensibilidade das variáveis de entrada em relação às variáveis de saída. Nas otimizações realizadas, foi utilizada a técnica de planejamento de experimentos chamada de hipercubos latinos, para criar uma matriz de planejamento com uma quantidade não muito grande de simulações a realizar, mas que continuasse representativa do processo. Com estas simulações, foram criados os bancos de dados e utilizadas as redes neurais artificiais para o ajuste dos dados. As redes neurais artificiais foram utilizadas devido à sua robustez e flexibilidade para lidar com problemas complexos, conforme já explicado, além de ser um método de fácil aplicação e implementação.

## **2.6 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO**

Nas próximas seções, são apresentados os fundamentos das ferramentas utilizadas no módulo CMOST, do simulador composicional da CMG, para gerar parte dos resultados do próximo capítulo (capítulo 3). Entre as ferramentas, destaca-se uma técnica de planejamento de experimentos para gerar uma matriz de planejamento, combinando os valores das variáveis de entrada. Após realizadas as simulações e obtidas as respostas, chegou-se a um banco de dados com as combinações das variáveis de entrada e as variáveis de saída correspondentes a cada combinação. Em seguida, este banco de dados foi alimentado a uma rede neural artificial para treiná-la, com o fim de reproduzir com precisão as respostas. Por fim, foi realizada uma otimização das variáveis de saída.

Na seção 2.6.1 são apresentados os fundamentos das técnicas de planejamento de experimentos utilizadas; em seguida, na seção 2.6.2, foram apresentados os fundamentos das redes neurais artificiais e, por fim, na seção 2.6.3, os métodos de otimização utilizados na obtenção dos resultados discutidos no capítulo 3.

### **2.6.1 – PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS**

Em estatística, a seleção do espaço amostral é o processo através do qual se seleciona uma amostra de dados representativa de uma população, de modo que a análise da amostra e as conclusões sejam aplicáveis à população da qual foi extraída. Assim, os métodos de planejamento de experimentos visam reduzir a quantidade total de experimentos a um mínimo representativo, de modo que as conclusões alcançadas, com uma quantidade menor de experimentos, continuem válidas (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015). Por exemplo, o número de experimentos possíveis a serem realizados considerando 15 variáveis, cada uma sendo variada em três valores diferentes, seria de  $3^{15}$ , o que dá um valor em torno de 14 milhões de experimentos. Esta quantidade de experimentos é impraticável em termos de tempo e recursos. Por isso, faz-se necessário selecionar uma quantidade factível de experimentos de modo que sejam representativos. Há diversas técnicas para fazer esta seleção e, de acordo com a teoria estatística do planejamento de experimentos, é desejável que o subconjunto de experimentos selecionado possua as seguintes características:

- As variáveis de entrada devem ser aproximadamente ortogonais.
- Os experimentos devem ser uniformemente distribuídos no espaço amostral. Em outras palavras, o subconjunto de experimentos deve ser representativo, sendo que sua representatividade é medida pela mínima distância amostral; quanto

maior esta distância, mais representativo será o subconjunto (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015).

Sendo a matriz de planejamento aquela que contém todos os possíveis experimentos, onde suas colunas correspondem às variáveis de entrada e suas linhas correspondem aos valores assumidos por estas variáveis, tem-se que a ortogonalidade de duas variáveis de entrada é medida pela correlação entre seus vetores coluna  $\vec{v} = (v_1, v_2, \dots, v_n)$  e  $\vec{w} = (w_1, w_2, \dots, w_n)$  (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015):

$$\text{correlação} = \frac{\sum_{i=1}^n [(v_i - \bar{v})(w_i - \bar{w})]}{\sqrt{\sum_{i=1}^n ((v_i - \bar{v}))^2 \sum_{i=1}^n ((w_i - \bar{w}))^2}} \quad (2.6.1)$$

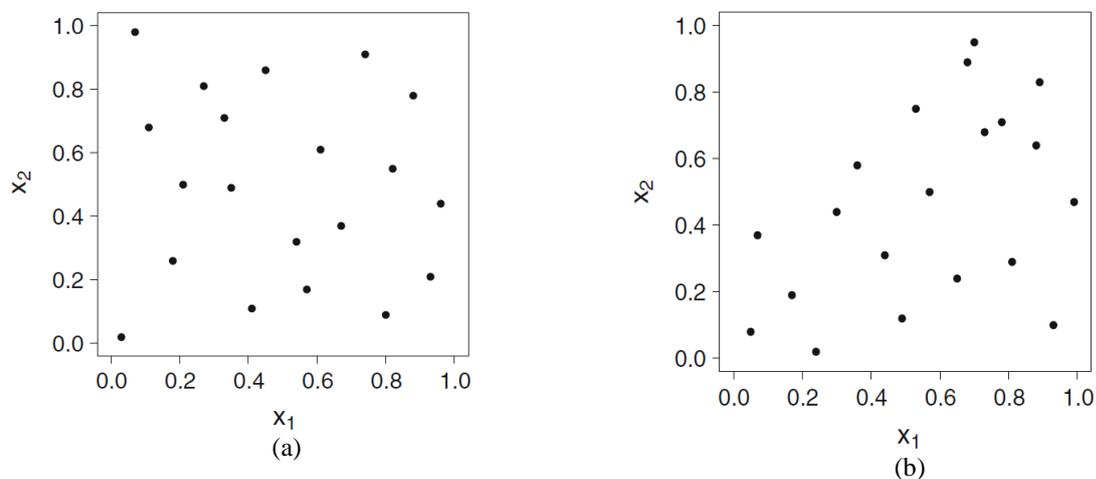
Se duas colunas apresentam correlação igual a zero, então as variáveis são ortogonais. Se todas as colunas da matriz de planejamento são ortogonais entre si, o planejamento é dito ortogonal. Um planejamento ortogonal é desejável, por exemplo, para assegurar a independência entre os coeficientes estimados em um modelo de regressão.

No módulo CMOST do simulador composicional da CMG, utilizado neste trabalho, a ortogonalidade de um planejamento é medida pela máxima correlação de pares, entre as colunas de uma matriz de planejamento. A máxima correlação de pares é encontrada calculando o valor absoluto do coeficiente de correlação para todos os pares de colunas na matriz, e selecionando o maior valor entre eles. O valor zero é o melhor (indicando ortogonalidade), e o valor 1 é o pior (indicando que pelo menos uma coluna na matriz é uma combinação linear das outras). Para garantir a precisão na análise de sensibilidade e na avaliação da incerteza dos resultados, o valor para a correlação de pares deve ser menor que 0,2 (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015).

Outra característica desejável para o planejamento é sua habilidade para distribuir uniformemente os pontos no espaço amostral. Utilizando-se métodos de interpolação para estimativas das saídas a partir das variáveis de entrada, tem-se um erro associado entre o dado calculado e o observado. Se os dados observados estiverem distribuídos uniformemente, ter-se-á uma precisão uniforme no espaço amostral. Planejamentos com esta característica são chamados de planejamentos uniformemente preenchidos. Considerando-se um experimento envolvendo duas variáveis de entrada ( $k = 2$ ), com combinações do tipo  $x_i = (x_{i1}, x_{i2})$ , sendo

$0 < x_{ij} < 1$  com  $i = 1, \dots, n$ ;  $j = 1, 2$ , (onde  $n$  são os valores que a variável de entrada  $k$  pode assumir), listados como as linhas de um planejamento  $X^{plan}$ , a combinação das entradas corresponde a pontos em um quadrado unitário, onde a resposta pode ser observada. Considerando-se 20 combinações das variáveis de entrada, em dois planejamentos  $X_1^{plan}$  e  $X_2^{plan}$  diferentes nos quais os pontos são plotados na figura 2.6.1 abaixo, pode-se ver que o planejamento  $X_1^{plan}$  preenche melhor o espaço amostral do que o planejamento  $X_2^{plan}$  (DEAN; VOSS; DRAGULJIC, 1999).

Figura 2.6.1 – Dois possíveis planejamentos (a)  $X_1^{plan}$  (b)  $X_2^{plan}$



Fonte: (DEAN; VOSS; DRAGULJIC, 1999)

No CMOST, o preenchimento de espaços em um planejamento é avaliado pela distância mínima euclidiana (distância simples), que é a mínima distância entre todos os pontos (experimentos). Um maior valor da distância mínima significa que não há pontos próximos entre si, ou seja, estão mais bem distribuídos no espaço amostral. Comparando dois planejamentos, aquele com o maior valor de distância mínima entre dois pontos (experimentos) é considerado o melhor planejamento.

Existem vários métodos de planejamento de experimentos, entre os quais citam-se (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015):

- Planejamento fatorial (Total e fracional)
- Planejamento Plackett-Burman
- Planejamento central composto
- Hipercubos latinos

Neste trabalho, foi utilizada a técnica de hipercubos latinos (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015), para gerar as matrizes de planejamentos nas diversas simulações realizadas. O planejamento com hipercubos latinos foi escolhido porque pode lidar com qualquer número de parâmetros de entrada e com níveis diferentes, conforme descrição a seguir.

O planejamento por hipercubos latinos é realizado por meio de iterações, com critérios de parada pré-definidos. Os passos desta iteração são descritos abaixo:

1. Gerar uma matriz de planejamentos básica, com valores aleatórios para as variáveis em cada experimento (inicialmente o melhor planejamento).
2. Gerar uma nova matriz de planejamento.
3. Calcular o valor da máxima correlação entre pares.
4. Calcular o valor da distância mínima euclidiana.
5. Comparar os valores calculados da nova matriz com a matriz inicial. Se os valores de máxima correlação entre pares e distância mínima Euclidiana da nova matriz forem melhores, então substitui-se a matriz inicial pela matriz nova.
6. Repetir os passos 2 a 5 até que o número de iterações termine ou até que uma matriz ortogonal seja encontrada.

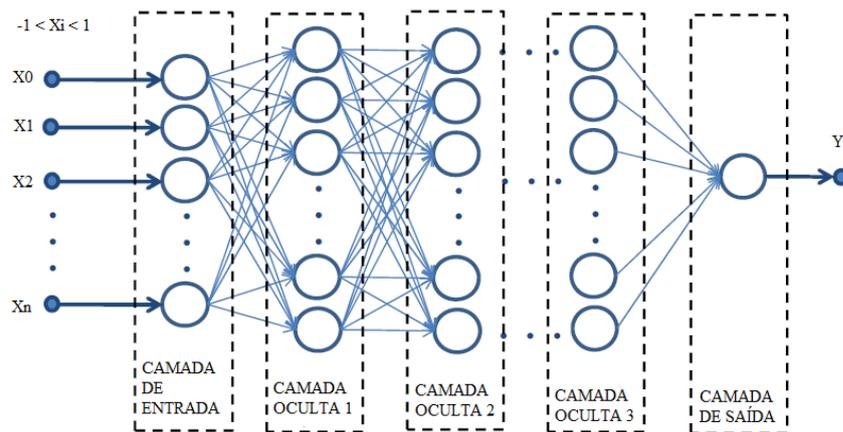
Ao final das iterações, tem-se uma matriz de planejamento com os experimentos bem distribuídos no espaço amostral. O próximo passo é a realização dos experimentos para o preenchimento da matriz de planejamento. No caso deste trabalho, os experimentos são as simulações, onde as respostas são obtidas para um determinado conjunto de variáveis de entrada.

## **2.6.2 – REDES NEURAIS ARTIFICIAIS**

Após as simulações, seguindo a matriz de planejamento, e obtidas as respostas das simulações, uma rede neural artificial é alimentada e treinada, para reproduzir com precisão as respostas. Uma rede neural artificial é um modelo baseado no sistema nervoso biológico. O elemento básico de uma rede neural artificial são os nós, análogos aos neurônios de sistemas biológicos, por isso mesmo, muitas vezes os nós são chamados apenas de neurônios (ZUBAREV, 2009). Uma rede neural é composta de uma camada de entrada, uma camada de saída e várias camadas ocultas. Cada camada tem um conjunto de neurônios e cada neurônio de uma camada está conectado a todos os neurônios da camada seguinte, conforme é mostrado na figura C.2 abaixo

(THIERS; CRUZ, 2018). Os valores das variáveis de entrada  $x_i$  (sinais) de cada neurônio  $i$ , passam da camada de entrada para a camada de saída através dos neurônios das camadas ocultas. Cada neurônio recebe um sinal de neurônios da camada anterior e o processa gerando uma única saída. Os sinais recebidos são multiplicados por pesos ( $w_{ij}$ ) dos  $n$  neurônios da camada  $j$ . Após multiplicar os sinais pelos pesos, é realizado um somatório ( $S_i$ ) destes produtos, conforme visto na equação 2.6.2 abaixo.

Figura 2.6.2 - Redes neurais multicamadas.



Fonte: Modificado de ZUBAREV (2009)

$$S_i = \sum_{i=1}^n w_{ij}x_i \quad (2.6.2)$$

O resultado deste somatório alimenta uma função de ativação, que é utilizada para calcular o sinal de saída do neurônio  $i$ , tendo como entrada o valor  $S_i$  (ZUBAREV, 2009). Há diversas funções de ativação que podem ser utilizadas para determinar o sinal de saída, entre as quais citam-se:

- Função Degrau

$$F(x) = \begin{cases} 1, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases}$$

- Função Linear

$$F(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } 0,5 \leq x \\ 0, & \text{se } -0,5 < x < 0,5 \\ 0, & \text{se } x < -0,5 \end{cases}$$

- Função sigmoide

$$F(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$$

- Função tansig

$$F(x) = \frac{2}{1 + e^{-x}} - 1$$

Para construir uma rede neural, o usuário necessita definir alguns parâmetros, como: número de camadas ocultas, quantidade de neurônios por camada oculta e função de ativação (ZUBAREV, 2009). Além disso, deve-se definir também a função de atualização dos pesos, que tem como principal parâmetro a taxa de aprendizagem ( $\varepsilon$ ), também definida pelo usuário. A escolha do número de camadas ocultas e neurônios influencia na habilidade da rede neural em reproduzir diferentes graus de não-linearidade. Ainda hoje, não há regras claras de como definir estes parâmetros de tipologia da rede. Alguns autores seguem regras empíricas estabelecidas por experiência e teste, utilizando estas regras apenas como ponto de partida para definir a configuração ideal para uma rede neural específica, até que os resultados estejam dentro da precisão desejada.

No módulo CMOST da CMG, encontra-se disponível, como opção de utilização, a rede neural “*Radial basis function*” (RBF), descrita a seguir.

#### **2.6.2.1 - RADIAL BASIS FUNCTION (RBF)**

A rede neural RBF, consiste apenas em uma camada de entrada, uma única camada oculta e uma camada de saída. Na camada de entrada não é realizado nenhum cálculo, ela apenas recebe os dados de entrada e os alimenta na camada oculta da rede neural. O cálculo acontece dentro da camada oculta, e é muito diferente da maioria das redes neurais, e é daí que vem a diferença da rede RBF. A camada de saída calcula a resposta correspondente ao conjunto de entradas.

- **CAMADA DE ENTRADA**

A camada de entrada simplesmente alimenta os dados para as camadas ocultas. Por isso, o número de neurônios na camada de entrada deve ser igual à quantidade de variáveis de entrada. Na camada de entrada, nenhum cálculo é realizado, diferente do caso das redes neurais artificiais padrão. Os neurônios de entrada estão totalmente conectados aos neurônios ocultos e alimentam suas entradas.

- **CAMADA OCULTA**

Na camada oculta, o cálculo da resposta do  $i$ -ésimo neurônio ( $\phi_i$ ) pode ser escrito matematicamente da seguinte forma:

$$\phi_i = 0,01L^{0,75} \quad (2.6.3)$$

onde a função L é definida como o quadrado da distância entre o vetor dos pontos de entrada e o centro do espaço amostral.

- **CAMADA DE SAÍDA**

A camada de saída utiliza uma função de ativação linear para tarefas de classificação ou regressão. Os cálculos na camada de saída são executados como uma rede neural artificial padrão, que é uma combinação linear entre o vetor de entrada e o vetor de peso.

Após o modelo de redes neurais ajustar os dados com precisão, este pode ser utilizado em substituição ao simulador composicional para reprodução de suas respostas, com a vantagem destas respostas serem obtidas mais rapidamente em relação ao simulador.

### **2.6.3 – MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO**

Com a rede neural ajustada aos dados, pode-se utilizá-la como entrada em um otimizador, de modo a encontrar o conjunto de variáveis de entrada que maximizam ou minimizam as respostas.

A otimização é o campo da matemática que busca a melhor solução (solução ótima) entre as diversas soluções possíveis de um problema, segundo um critério estabelecido.

As formulações de um problema de otimização contêm três categorias essenciais:

1. Pelo menos uma função objetivo (FO) a ser otimizada.
2. Restrições de igualdade (equações).
3. Restrições de desigualdade (inequações).

Uma solução ótima é um conjunto de valores das variáveis de entrada que satisfazem as restrições de igualdade e as inequações, fornecendo um valor ótimo para a função objetivo (HIMMELBLAU, 2001).

Neste método, um algoritmo de otimização pode ser aplicado eficientemente para todos os problemas de otimização. O método escolhido para um problema em particular depende: (1) da característica da função objetivo e se a mesma é explícita, (2) da natureza das restrições, e (3) do número de variáveis dependentes e independentes (HIMMELBLAU, 2001). Os passos gerais para a resolução de um problema de otimização são:

1. Listar todas as variáveis do problema.
2. Determinar o critério de otimização (máximo ou mínimo) e especificar a função objetivo em termos das variáveis definidas no passo 1.
3. Identificar as variáveis dependentes e independentes para determinar o grau de liberdade.
4. Se o problema for muito grande:
  - a) Separar o problema em partes menores ou;
  - b) Simplificar a função objetivo e o modelo.
5. Aplicar uma técnica de otimização.
6. Conferir as respostas e examinar a sensibilidade dos resultados às mudanças nos coeficientes.

Vários métodos de otimização estão disponíveis para os problemas encontrados nas mais diversas áreas do conhecimento. Especialmente na engenharia, alguns deles são (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015):

- Otimização por enxame de partículas.
- Planejamento com hipercubos latinos e otimização *proxy*.
- Evolução diferencial.

No módulo CMOST do simulador composicional da CMG, estes métodos estão disponíveis. Neste trabalho, foram utilizados os métodos de otimização por enxame de partículas e o método de otimização *proxy*, apresentados a seguir.

### **2.6.3.1 – OTIMIZAÇÃO POR ENXAME DE PARTÍCULAS**

A otimização por enxame de partículas (*Particle swarm optimization* – PSO, do inglês) é uma técnica de otimização estocástica baseada em população, desenvolvida por James Kennedy e

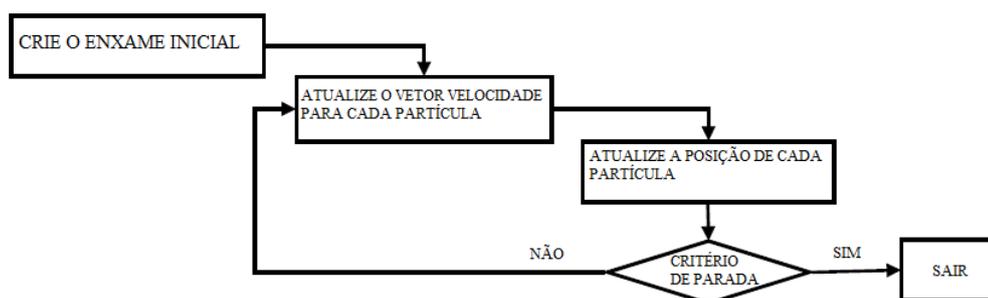
Russell C. Eberhart em 1995, inspirada no comportamento social de bandos de pássaros e cardumes de peixes.

Imaginando uma situação em que um grupo de pássaros está aleatoriamente procurando por comida, ou um lugar que lhes sirva como ninho, em uma certa região, e além disso, há somente um lugar com comida, ou ninho, em toda região e considerando que os pássaros não sabem, *a priori*, onde está o lugar com comida, ou ninho. Então, qual é a melhor estratégia para procurá-lo? A mais efetiva é a de seguir o pássaro que está mais próximo da comida ou do descanso (ANTONIO; VIANA, 1999).

O algoritmo é baseado em um modelo simplificado da teoria de enxames (*swarm theory*). Os pássaros (no algoritmo, chamados de partículas) fazem uso de suas experiências e da experiência do próprio bando para encontrarem um local de descanso ou fonte de comida. O PSO faz uso de um vetor de velocidades e um vetor de posição para modelar o comportamento das partículas (ANTONIO; VIANA, 1999).

Assim, a posição de cada partícula é atualizada considerando a sua velocidade atual, o conhecimento adquirido pela partícula e o conhecimento adquirido pelo bando. A figura 2.6.3 abaixo mostra um fluxograma simplificado do algoritmo (ANTONIO; VIANA, 1999).

Figura 2.6.3 – Fluxograma simplificado do método de enxame de partículas.



Fonte: Adaptado de (ANTONIO; VIANA, 1999)

O enxame inicial é geralmente criado com as partículas distribuídas aleatoriamente sobre o espaço de projeto, cada uma com um vetor de velocidade aleatório inicial. A posição e o vetor de velocidade iniciais são obtidos pelas seguintes equações (ANTONIO; VIANA, 1999):

$$x_0^i = x_{min} + r_1 (x_{max} - x_{min}) \quad (2.6.4)$$

$$v_0^i = \frac{x_{min} + r_2 (x_{max} - x_{min})}{\Delta t} \quad (2.6.5)$$

Nas equações acima  $r_1$  e  $r_2$  são números aleatórios entre 0 e 1,  $x_{min}$  é o vetor de limites inferiores (*lower bounds*) e  $x_{max}$  é o vetor de limites superiores (*upper bounds*) para as variáveis de projeto (ANTONIO; VIANA, 1999). A posição das partículas é atualizada segundo a equação:

$$x_{k+1}^i = x_k^i + v_{k+1}^i \Delta t \quad (2.6.6)$$

onde  $x_{k+1}^i$  representa a posição de cada partícula  $i$  na iteração  $k + 1$ ,  $v_{k+1}^i$  representa o vetor de velocidade e  $\Delta t$  corresponde ao passo de tempo (ANTONIO; VIANA, 1999). O vetor velocidade é atualizado através da seguinte equação:

$$v_{k+1}^i = w x_k^i + c_1 r_1 \frac{(p^i - x_k^i)}{\Delta t} + c_2 r_2 \frac{(p_k^s - x_k^i)}{\Delta t} \quad (2.6.7)$$

$p^i$  é a melhor posição encontrada pela partícula  $i$  e  $p_k^s$  é a melhor posição do bando na iteração  $k$ . Existem três parâmetros dependentes do problema, a inércia da partícula ( $w$ ), e os dois parâmetros de confiança  $c_1$  e  $c_2$ . A inércia controla a capacidade de exploração do algoritmo, ou seja, um valor alto facilita um comportamento mais global, enquanto um valor baixo facilita um comportamento mais local (VENTER; SOBIESZCZANSKI-SOBIESKI, 2002). Os parâmetros de confiança indicam o quanto uma partícula confia em si ( $c_1$ ), e no bando ( $c_2$ ) (ANTONIO; VIANA, 1999).

### 2.6.3.2 – PLANEJAMENTO COM HIPERCUBOS LATINOS E OTIMIZAÇÃO PROXY

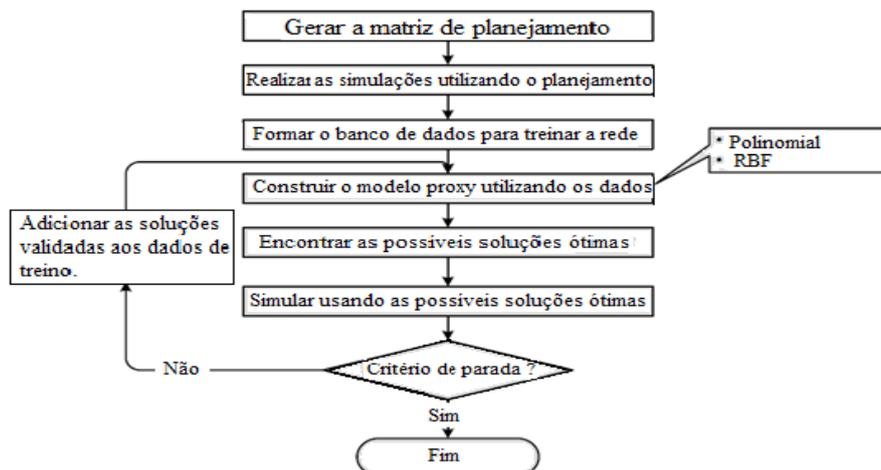
*Hipercubos latinos* - O propósito do planejamento com hipercubos latinos é construir combinações dos valores dos parâmetros de entrada para que a maior quantidade de informação possa ser obtida a partir de um número mínimo de simulações (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015).

*Modelagem proxy* - Nesta etapa, um modelo *proxy* empírico é construído usando os dados obtidos a partir das simulações realizadas com o planejamento de hipercubos latinos. As opções de modelo *proxy* disponíveis no modulo CMOST são: modelo de regressão polinomial e rede neural RBF (função de base radial).

*Otimização baseada em proxy* – Os modelos *proxy* geralmente não têm boa precisão para problemas multidimensionais altamente não lineares. Portanto, a solução ótima obtida com base no modelo *proxy* pode não ser o ótimo global para um determinado reservatório. Isso significa que certas soluções locais do modelo *proxy* podem se tornar a solução ótima global para o reservatório. Para neutralizar falsas previsões ótimas, um número pré-definido de possíveis soluções ótimas (ou seja, soluções locais do modelo *proxy*) são geradas para aumentar a chance de encontrar a solução ótima global.

*Validação e iteração* - Para cada solução ótima possível, encontrada por meio da otimização *proxy*, uma simulação de reservatório precisa ser realizada para obter o verdadeiro valor da função objetivo. Para melhorar ainda mais a precisão da previsão do modelo *proxy*, as soluções validadas podem ser adicionadas ao conjunto de dados inicial. O conjunto de dados inicial atualizado pode então ser usado para construir um novo modelo *proxy*. Com o novo modelo *proxy*, um novo conjunto de possíveis soluções ótimas pode ser obtido. Este procedimento iterativo pode continuar por um determinado número de iterações ou até que uma solução ótima satisfatória seja encontrada. A figura 2.6.4 mostra um fluxograma simplificado dos passos de iteração.

Figura 2.6.4 – Fluxograma do algoritmo do método de hipercubos latinos com otimização *proxy*.



Fonte: Adaptado de (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015)

Nesta seção foram apresentados os fundamentos da otimização e em particular dois métodos utilizados neste trabalho. Após realizado todo o procedimento de geração da matriz de planejamento, ajuste dos dados com as redes neurais artificiais, os métodos de otimização acima descritos foram utilizados na obtenção dos resultados do capítulo 3.

### **3 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos para alcançar os objetivos descritos na seção 1.2. Os resultados dos métodos de recuperação avançada de petróleo por injeção de gás associado, CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>WAG são apresentados em ordem crescente de complexidade, visando entender o comportamento dos asfaltenos, do fator de recuperação e das propriedades físicas do óleo e da rocha.

Primeiramente, estudou-se um processo de injeção de gás do separador em um testemunho, com um óleo da literatura (seção 3.1). Em seguida, um estudo da otimização do fator de recuperação foi realizado, considerando CO<sub>2</sub> puro e impuro como alternativas de gás para injeção em um testemunho. Foi analisada também a viabilidade econômica da implementação de uma tecnologia de purificação do CO<sub>2</sub> para aplicação das condições ótimas encontradas (seção 3.2). Por fim, um estudo da otimização do fator de recuperação na injeção de CO<sub>2</sub> miscível alternado com água, foi realizado, com as variáveis de decisão: a duração do ciclo da água e do gás, a taxa de injeção de água e gás, a pressão no poço produtor e a razão WAG (seção 3.3).

#### **3.1 PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS POR INJEÇÃO DE GÁS ASSOCIADO**

Nesta seção são apresentados os resultados da simulação de um ensaio realizado com um testemunho e um petróleo, obtidos da literatura, em um processo de injeção de gás associado. O gás associado é aquele que se dissocia da fase líquida (petróleo) devido à despressurização, durante o processo de produção do campo. Na planta de produção, o gás associado é separado do petróleo, onde é utilizado para diversos fins, como exportação, combustível na própria planta de produção e para reinjeção no reservatório após a produção primária de um campo de petróleo. A injeção de gás associado é utilizada para melhorar a recuperação do campo, através da manutenção da pressão do reservatório e sua utilização para este fim é conveniente devido à sua alta disponibilidade na planta de produção. Um problema comum da injeção de gás associado é a indução da precipitação dos asfaltenos contidos no petróleo. Por isso, faz-se necessário um estudo mais aprofundado, para entendimento das condições nas quais os fenômenos da precipitação e posterior deposição dos asfaltenos acontece, com o fim de prevenir seus potenciais danos. Assim, seguindo as recomendações da seção 2.2, foi modelado o escoamento dos fluidos (considerando a dinâmica da precipitação e deposição dos asfaltenos) no simulador composicional GEM, para a injeção de gás associado. Adicionalmente, foi feita

uma análise de sensibilidade da pressão de injeção e da vazão de injeção com o objetivo de entender como se comportam o fator de recuperação e a precipitação e deposição dos asfaltenos.

### 3.1.1 – CARACTERÍSTICAS DO TESTEMUNHO E DO PETRÓLEO

Para realizar as simulações necessárias, o simulador composicional da *Computer Modelling Group Ltd* (CMG) foi utilizado, sendo as características do testemunho e dos fluidos utilizados descritas em Nghiem et al. (2000). A Tabela 3.1.1 mostra as composições dos fluidos utilizados nas simulações (óleo morto, óleo recombinado e gás associado), bem como a massa molecular das frações utilizadas. Os componentes C<sub>32A+</sub> e C<sub>32B+</sub> representam asfaltenos não precipitáveis e precipitáveis, respectivamente, e ambos têm as mesmas propriedades físicas, como massa molecular, pressão crítica e temperatura crítica, diferindo apenas no grau de interação com os componentes mais leves do petróleo. A quantidade inicial de sólido precipitável no óleo recombinado é de 5,2% em massa.

Tabela 3.1.1 – Composição dos fluidos modelados.

Componente	Óleo morto (mol %)	Óleo recombinado (mol %)	Gás associado (mol %)	MM (g/gmol)
N <sub>2</sub> +C <sub>1</sub>	8,365	29,827	70,216	16,6
C <sub>2</sub> -C <sub>5</sub>	25,273	26,33	28,319	41,4
C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub>	27,014	18,148	1,465	94,6
C <sub>10</sub> -C <sub>20</sub>	24,625	16,08	0,000	167,2
C <sub>21</sub> -C <sub>31</sub>	9,698	6,333	0,000	354,6
C <sub>32A+</sub>	3,654	2,386	0,000	591,7
C <sub>32B+</sub>	1,371	0,896	0,000	591,7
Total	100	100	100	-

Fonte: Adaptado de Nghiem et al. (2000)

O óleo recombinado é de base parafínica com densidade igual a 666,2 kg/m<sup>3</sup>. A Tabela 3.1.2 exhibe os dados de entrada para as propriedades da rocha e parâmetros operacionais. O ensaio tem duração de 1,5 dias e o testemunho é descrito por uma malha cartesiana de dimensões 30x1x1. A temperatura do testemunho é mantida constante em 365,15 K e sua pressão inicial é de 25 MPa. Os gases são reinjetados após a separação com uma vazão base de injeção igual a 1,931x10<sup>-8</sup> m<sup>3</sup>/s e o volume de poros injetados (PV) é 1,5. A proporção de gás separado utilizado para determinar a composição do óleo recombinado é de 35% mol.

Tabela 3.1.2 – Características do testemunho e parâmetros operacionais.

Comprimento	0,68580 m	No. de blocos	30
Diâmetro	0,0508 m	Saturação inicial de água	0,0
Permeabilidade	500 md	Vazão de injeção	1,931x10 <sup>-8</sup> m <sup>3</sup> /s
Porosidade	30 %	$W_{sa,max}$	0,5 mg/g de rocha
Densidade	2650 kg/m <sup>3</sup>	$Rf_{max}$	5
Pressão inicial	25 MPa	$\alpha_0$	1000 m <sup>-1</sup>
Temperatura	365,15 K	$\alpha_1$	20 m <sup>-1</sup>

Fonte: Adaptado de Nghiem et al. (2000)

Conforme discutido na seção 2.2, a injeção de gás miscível é mais eficiente se comparada à injeção de gás imiscível. Para se conhecer a condição de miscibilidade do gás (miscível, parcialmente miscível ou imiscível) a ser injetado, é necessário determinar a pressão mínima na qual a miscibilidade entre o gás e o petróleo é atingida (PMM). Injetando-se o gás a uma pressão acima da PMM, pode-se garantir que a injeção é miscível. Para determinar o valor da PMM, considerando o petróleo recombinado e o gás associado, utilizou-se o método “*multiple mixing-cell*” (célula com múltipla mistura), descrito em (AHMADI; JOHNS, 2008) e disponível no módulo WINPROP do simulador composicional da CMG. O valor da PMM encontrada utilizando este método foi de 6,99 MPa. Como a pressão inicial do testemunho no ensaio é de 25 MPa e a pressão de injeção nas simulações realizadas devem ser maiores que 25 MPa para que ocorra a injeção, tem-se, portanto, uma injeção miscível de gás associado.

### 3.1.2 - ANÁLISE DAS PROPRIEDADES

Nas simulações realizadas nesta seção, utilizou-se, para descrever os fenômenos de precipitação e deposição dos asfaltenos, o modelo de Nghiem et al. (2000), descrito no apêndice B. Para o escoamento dos fluidos, foram utilizadas as equações apresentadas no apêndice C.

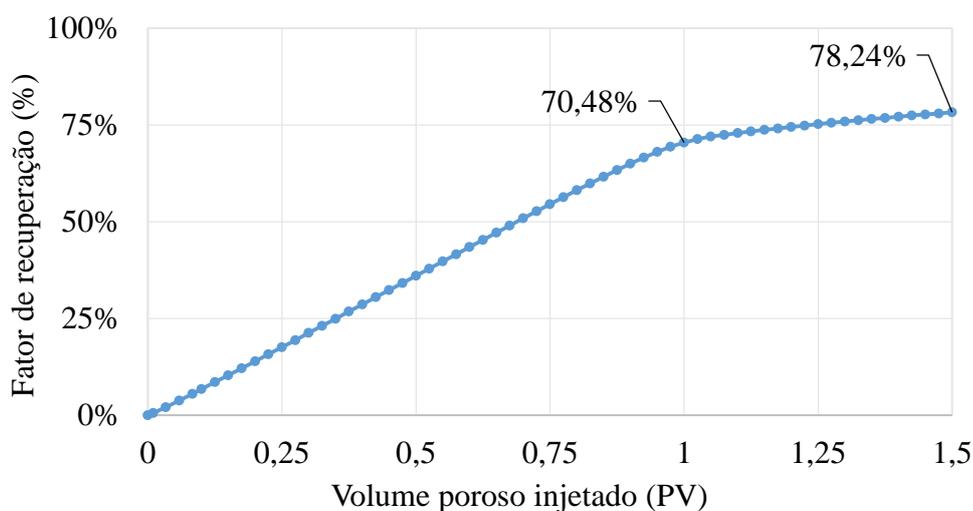
### PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Nesta seção analisa-se o desempenho produtivo do ensaio simulado com a injeção de gás associado. Na Figura 3.1.1, é apresentada a evolução do fator de recuperação de óleo ao longo de todo o tempo de produção (até 1,5 PV). Ao final do tempo de produção, o fator de recuperação atinge o valor de 78,24%. Na figura, podem ser observadas duas regiões distintas, que estão associadas ao processo de injeção do gás. A primeira região compreende o período entre 0 e 1,0 PV, quando o fator de recuperação cresce rapidamente (de 0 a 70,48%) devido à

interação efetiva entre o gás e o petróleo e a extração de petróleo dos poros relativamente maiores. Nesta etapa, observa-se a solubilização do gás no petróleo, por conta da redução da tensão interfacial gás-óleo, levando a uma redução na densidade e viscosidade do petróleo. Percebe-se também um aumento gradual da pressão média do reservatório devido à injeção do gás. Esses efeitos facilitam o deslocamento do petróleo, favorecendo, portanto, sua produção. Porém, como visto na seção 2.5, a solubilização do gás no petróleo pode induzir a precipitação dos asfaltenos.

A segunda região começa em 1,0 PV, quando ocorre o *breakthrough* do gás. Esta região é caracterizada pela interação menos efetiva do gás injetado com o óleo. Apesar disso, há um aumento no fator de recuperação devido à despressurização do gás, que desloca o óleo contido em poros menores, porém a taxa de produção é menor se comparada com a primeira região (ZHOU et al., 2019). Nas próximas seções, analisa-se individualmente o comportamento de cada uma das propriedades mencionadas e seu impacto na produção de petróleo.

Figure 3.1.1 – Fator de recuperação em função do volume poroso injetado (PV).

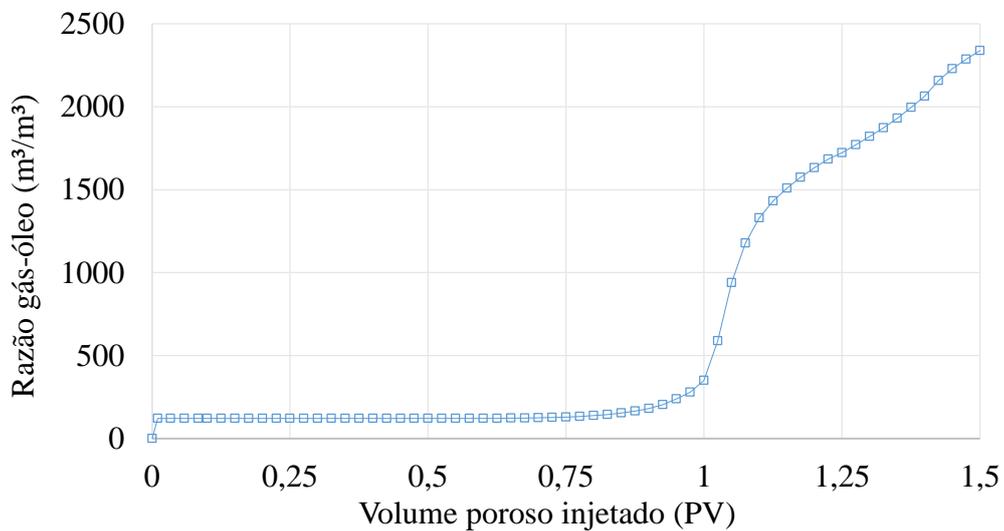


## PARÂMETROS OPERACIONAIS

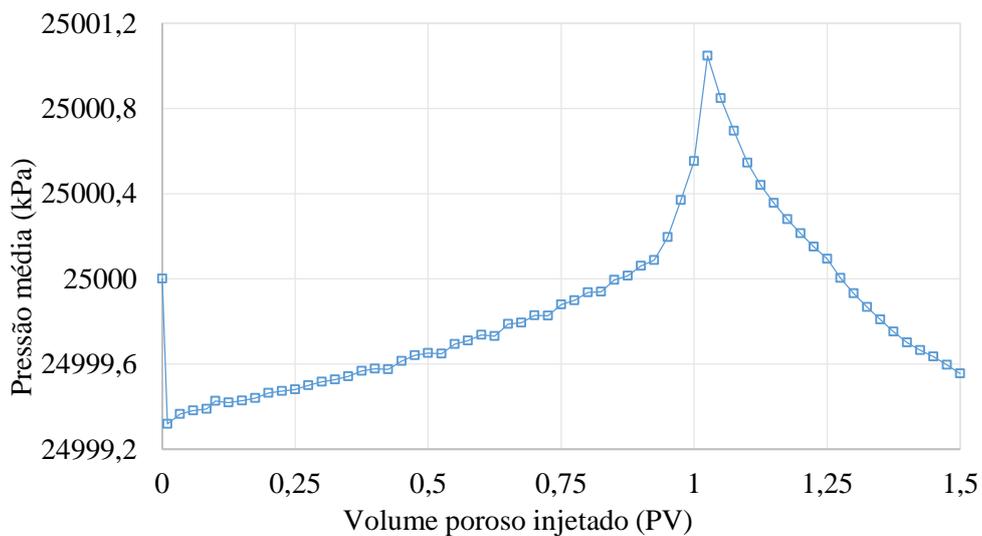
Nesta seção, analisa-se o comportamento de alguns parâmetros operacionais, como a razão gás-óleo (RGO) de produção e a pressão média do testemunho, para entender seu impacto na produção de petróleo. Conforme mostrado na figura 3.1.2a, onde se observa a RGO de produção em função do volume poroso injetado, até 1,0 PV a RGO se mantém estável, conforme esperado, iniciando o aumento acentuado em 1,0 PV. Monitorar a RGO, portanto, pode fornecer informações importantes sobre a efetividade do deslocamento miscível, na produção de óleo.

A figura 3.1.2b revela que, devido à injeção de gás, a pressão no testemunho aumenta gradualmente, chegando a um pico em 1,0 PV, com uma queda acentuada a partir deste ponto. O aumento inicial na pressão média contribui para a produção do óleo. Este aumento ocorre até o momento de *breakthrough* do gás (1,0 PV). A queda acentuada após este ponto provoca a queda na produção de petróleo em um primeiro momento, porém, esta queda acentuada de pressão gera uma liberação de parte do gás solubilizado no óleo, fazendo com que o óleo contido em pequenos poros seja deslocado, contribuindo para o aumento da produção (ZHOU et al., 2019).

Figure 3.1.2 – Razão gás-óleo e pressão média do testemunho em função do volume poroso injetado (PV).



(a)



(b)

## PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DOS ASFALTENOS

A figura 3.1.3 (a – c) mostra a fração molar dos componentes mais leves ( $N_2+C_1$ ) e a porcentagem de asfaltenos precipitada em relação à massa total de asfaltenos precipitáveis, ao longo do comprimento do testemunho, para três volumes porosos diferentes; 0,3, 1,0 e 1,5 PV. Assim, podem-se avaliar o real impacto do aumento ou declínio da quantidade deste componente na instabilidade do petróleo.

Durante o escoamento, independentemente do tempo de produção decorrido, pode-se observar que, com o crescimento da fração molar do  $N_2+C_1$  no óleo, ocorre o aumento da quantidade de asfaltenos precipitada, até que esta atinja um ponto de máximo. Este comportamento está de acordo com o relatado na literatura, em que o aumento da fração de componentes leves no petróleo contribui para sua instabilidade, causando a precipitação dos asfaltenos (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016). Outro ponto a se observar, é que, neste ensaio, os asfaltenos só precipitam quando a fração molar de  $N_2+C_1$  no óleo atinge um valor igual ou superior a aproximadamente 40%, indicando que o monitoramento deste parâmetro, combinado com a pressão do testemunho, pode ser útil para prever a precipitação dos asfaltenos. Particularmente na figura 3.1.3a, a fração molar do componente  $N_2+C_1$  volta a diminuir, após atingir um máximo de 48,68%, até chegar ao valor de 29,83 mol%, que é o valor da fração deste componente no petróleo bruto. O mesmo comportamento é observado com a quantidade precipitada dos asfaltenos que, após um máximo de precipitação de ~0,6%, se anula, por conta da frente de gás, que ainda não interagiu com todo o óleo contido no testemunho.

Com o transcorrer do tempo, a frente de gás avança no testemunho até o *breakthrough* do gás em 1,0 PV (figura 3.1.3b), onde o óleo está saturado dos componentes que constituem o gás. Quando o gás injetado interage com o petróleo, observa-se a precipitação dos asfaltenos, do centro para o final do testemunho, onde se encontra a saída da produção. A quantidade total de asfaltenos precipitados no óleo vai diminuindo, porque os asfaltenos precipitados, que permanecem suspensos na corrente de produção, começam a sair junto com a produção (figura 3.1.4) ou se depositam na superfície da rocha (figura 3.1.5).

Figura 3.1.3 - Fração molar do N<sub>2</sub>+C<sub>1</sub> e quantidade de asfaltos precipitada em função do volume poroso injetado (PV).

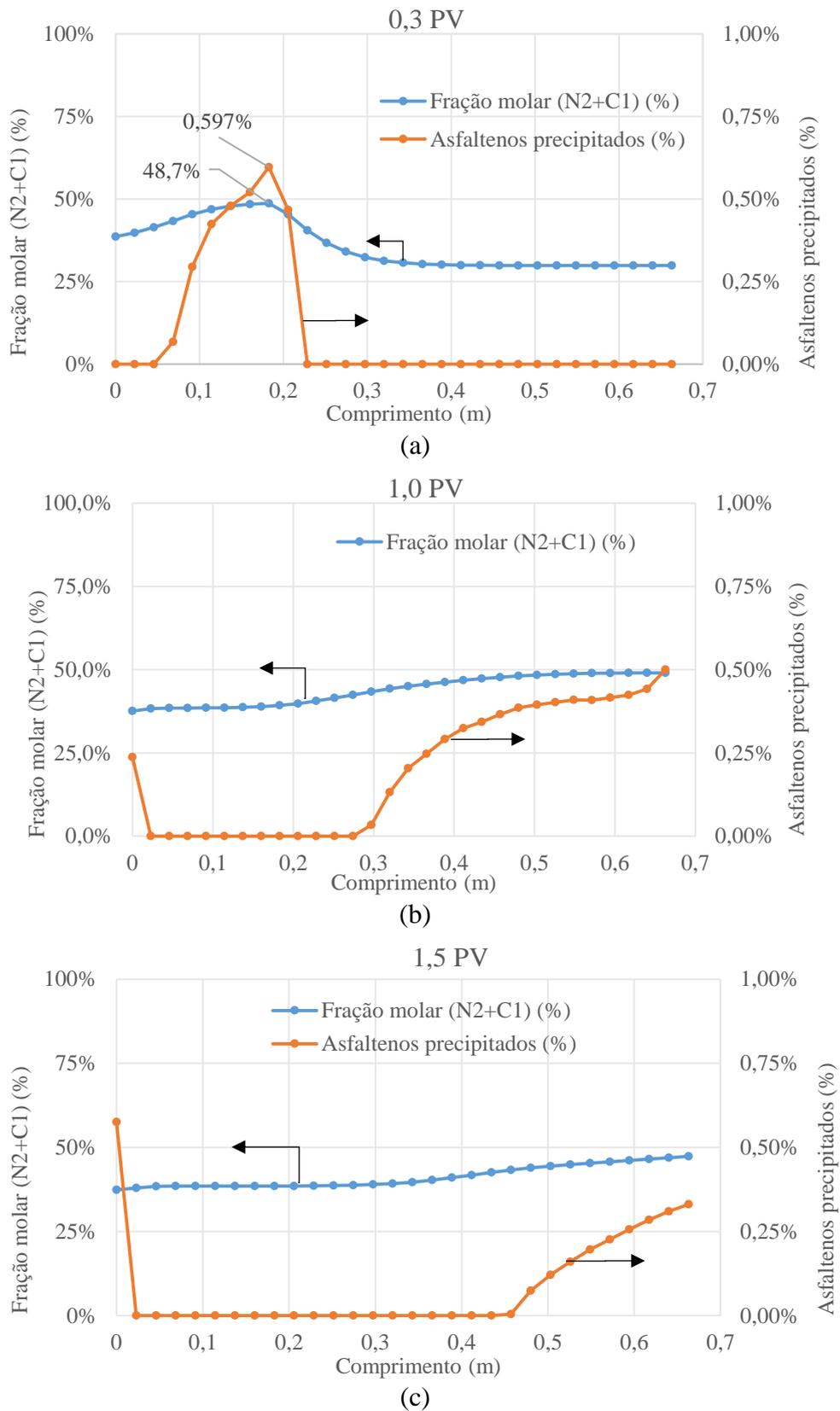
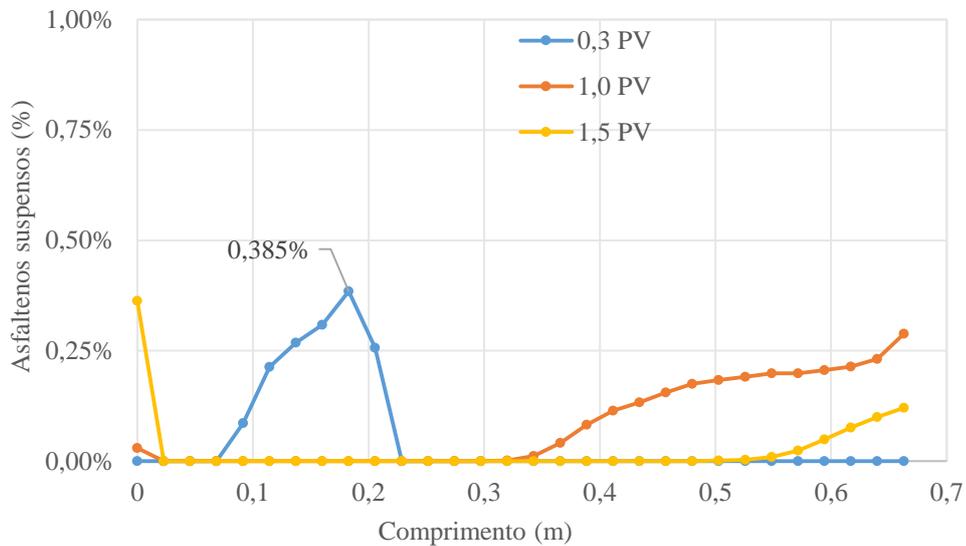
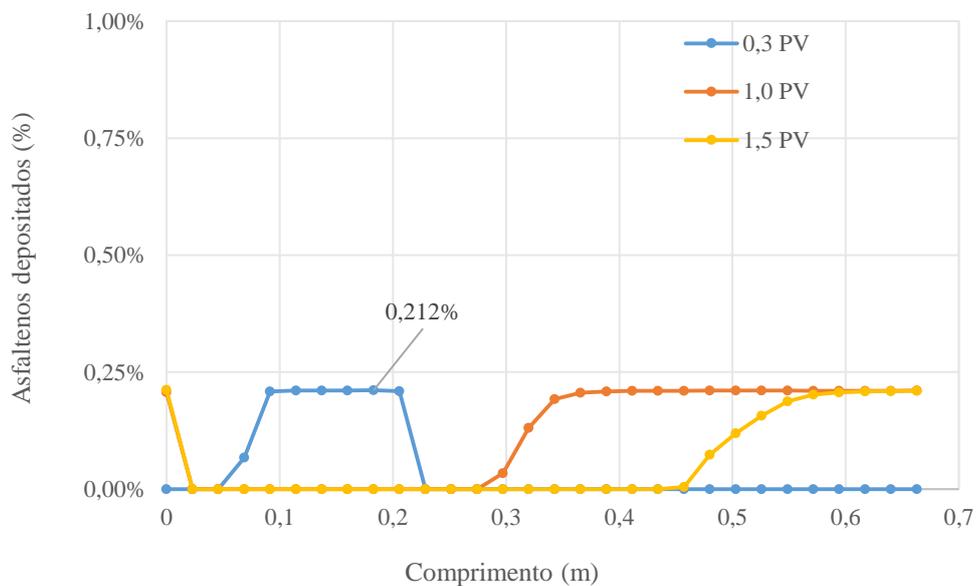


Figura 3.1.4 – Asfaltenos suspensos na corrente de produção em função do volume poroso injetado (PV).



No instante em que os asfaltenos começam a sair com a corrente de produção, há a possibilidade de se depositarem nas tubulações da planta de separação, em regiões de baixa velocidade, causando obstrução e podendo acarretar paradas de produção e prejuízos financeiros. A outra parte dos asfaltenos precipitados no óleo se deposita no testemunho, o que pode prejudicar a produção através da redução da permeabilidade e da porosidade do reservatório.

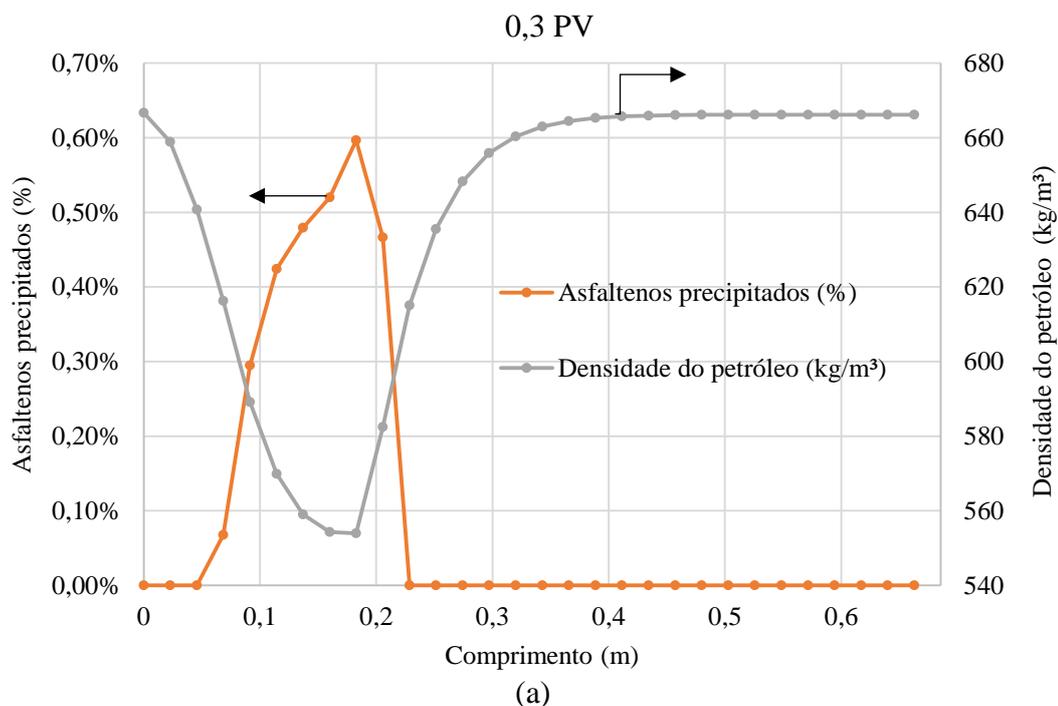
Figura 3.1.5 - Asfaltenos depositados na corrente de produção em função do volume poroso injetado (PV).



## PROPRIEDADES FÍSICAS DO PETRÓLEO

A precipitação dos asfaltenos no óleo afeta as suas propriedades físicas, pois é o resultado do aumento da fração molar de componentes leves. Assim, espera-se que, com o aumento da fração de componentes leves e a diminuição dos componentes mais pesados (asfaltenos) devido à precipitação, a densidade e a viscosidade do óleo sofram uma diminuição, conforme a precipitação dos asfaltenos vai ocorrendo. As Figuras 3.1.6 (a-c) e 3.1.7 (a-c) mostram, para três volumes porosos diferentes (0,3 PV, 1,0 PV e 1,5 PV), o comportamento da densidade e viscosidade da fase oleosa, bem como a precipitação dos asfaltenos ao longo do testemunho. Como a precipitação dos asfaltenos, nesta simulação, foi modelada considerando um equilíbrio de fases sólido-líquido, a densidade e a viscosidade da fase oleosa diminuem, porque a miscibilidade do gás reduz a fração de componentes de alto peso molecular desta fase. Verifica-se também que, para 0,3 PV, a densidade e a viscosidade da fase oleosa voltam ao seu valor original (Figuras 3.1.6a e 3.1.7a) quando não há precipitação, porque a frente de gás injetada ainda não atingiu todo o óleo do testemunho. Quando o PV é superior a 1,0, observa-se uma redução nos valores tanto da densidade quanto da viscosidade da fase oleosa (Figuras 3.1.6 (b-c) e 3.1.7 (b-c)), que se mantém até o final do tempo de produção. Essa redução contribui para a produção de óleo, porque o mesmo flui mais facilmente, favorecendo seu deslocamento.

Figura 3.1.6 – Densidade do óleo em diferentes volumes porosos ao longo do testemunho.



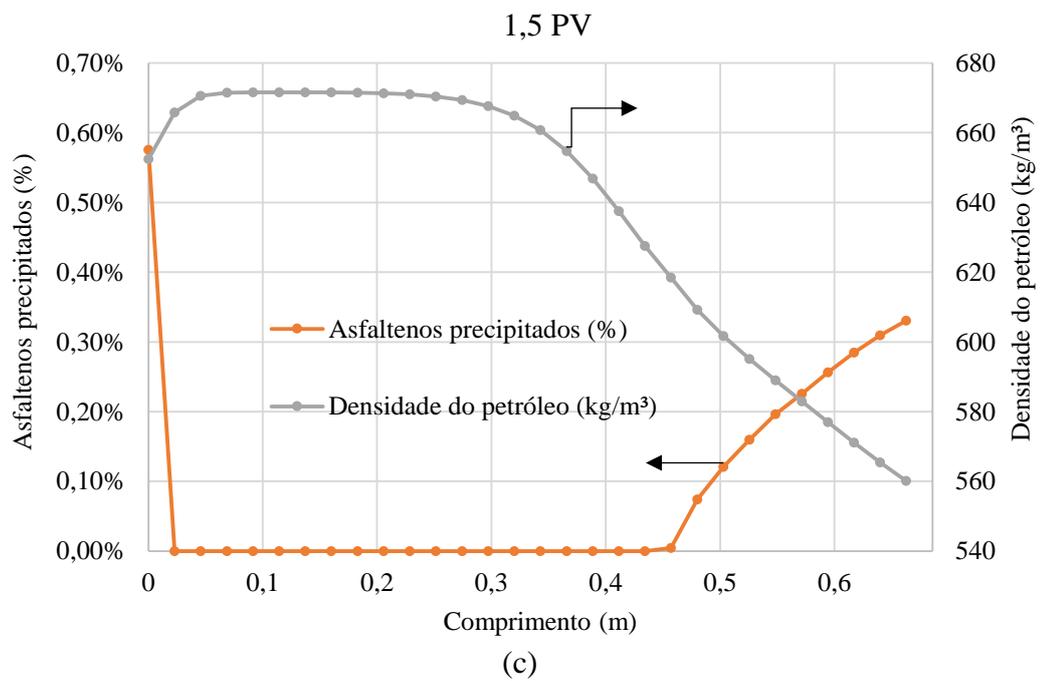
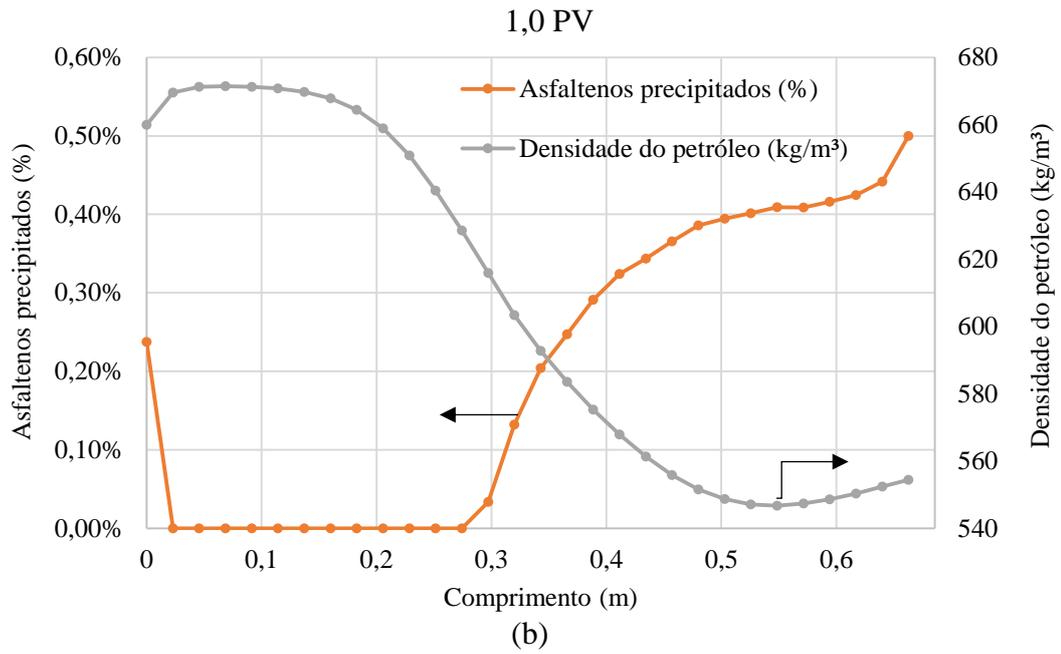
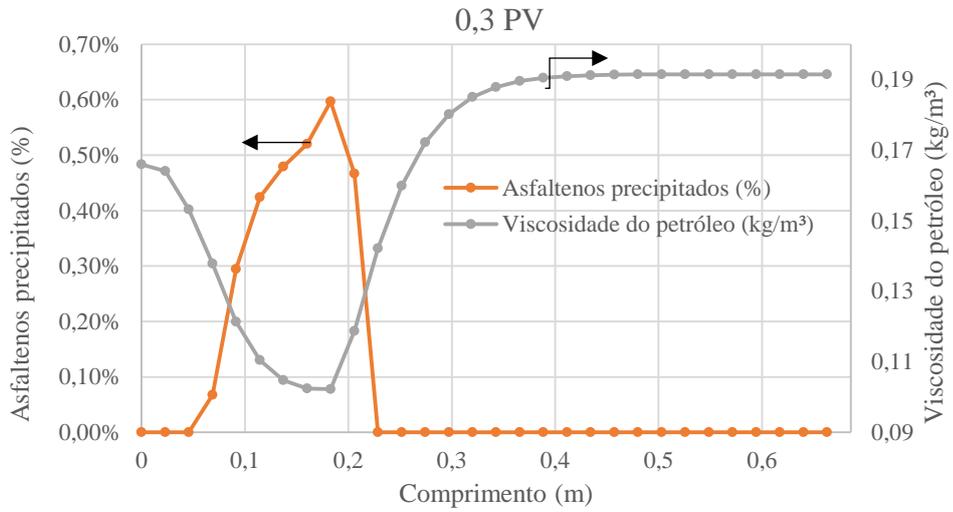
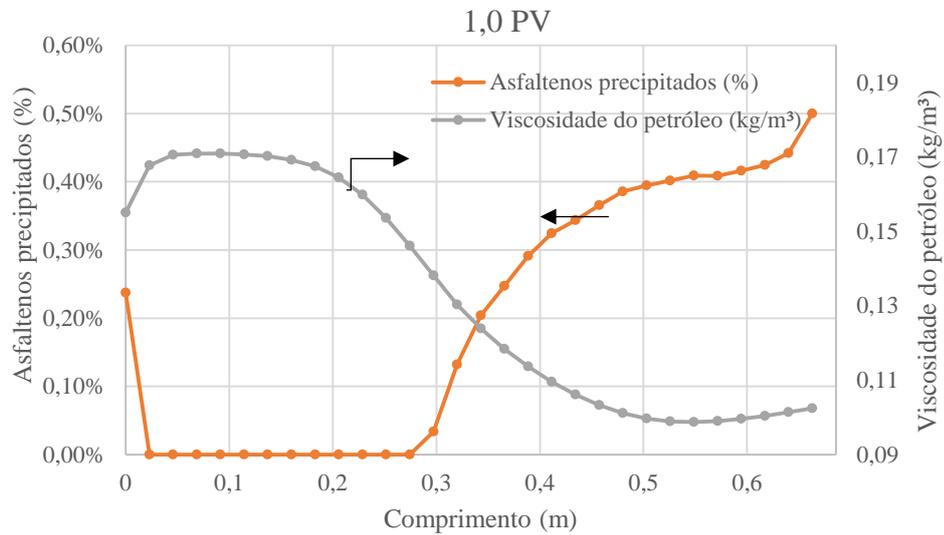


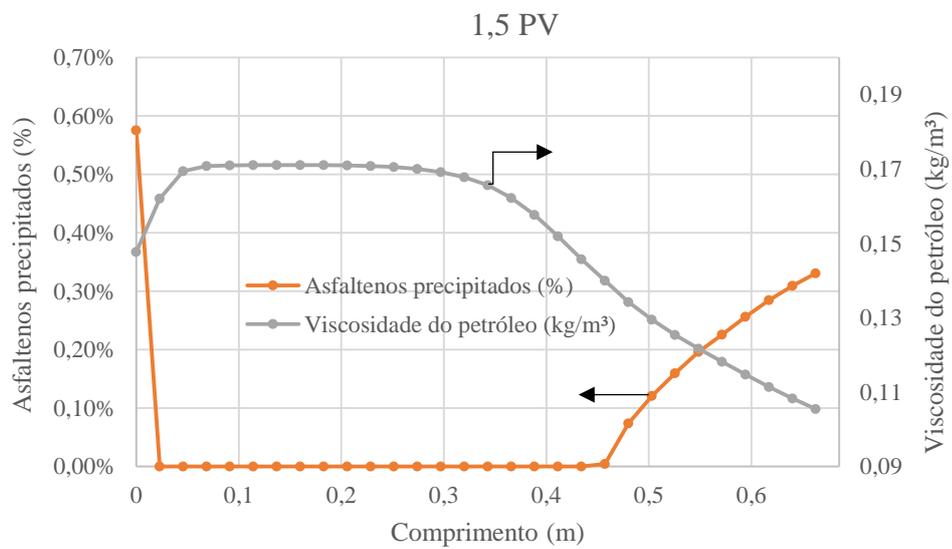
Figura 3.1.7 - Viscosidade do óleo em diferentes volumes porosos ao longo do testemunho.



(a)



(b)

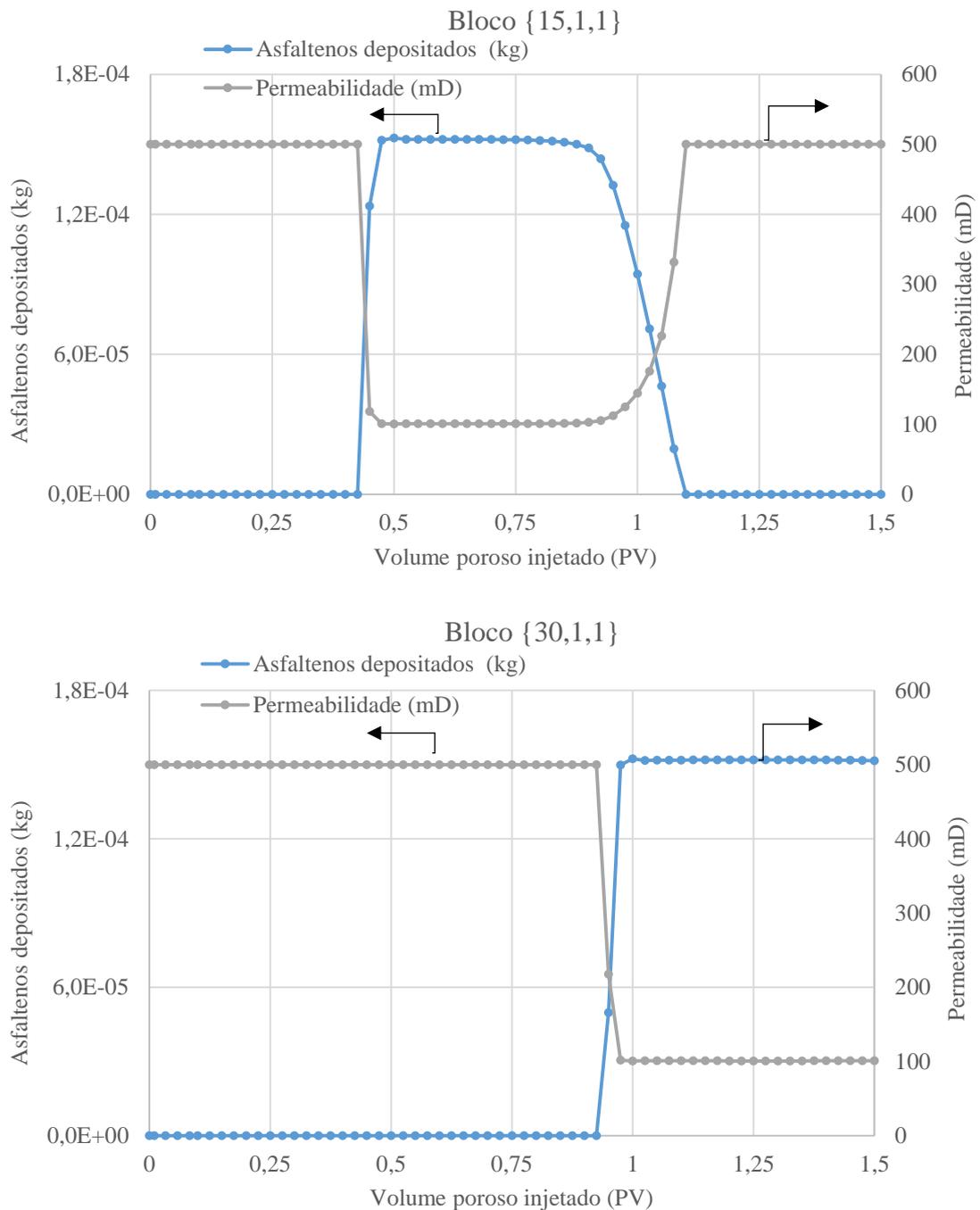


(c)

## PROPRIEDADES DA ROCHA

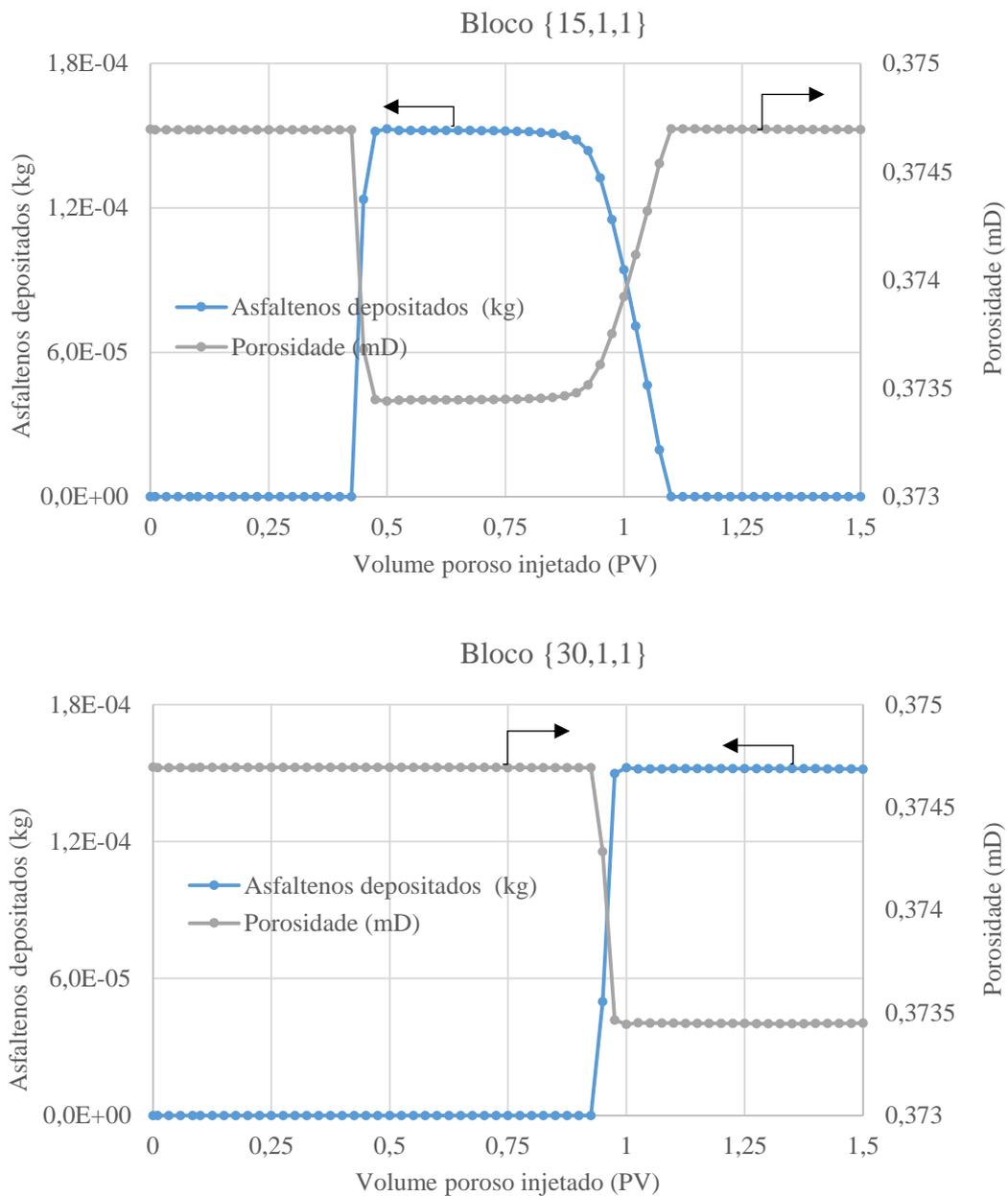
As Figuras 3.1.8 e 3.1.9 mostram a redução da permeabilidade e da porosidade, além da quantidade de asfaltos depositados no testemunho em função do volume poroso injetado (PV) para os blocos (15,1,1) e (30,1,1).

Figura 3.1.8 – Permeabilidade relativa da rocha e asfaltos depositados em função do volume poroso injetado (PV).



Como pode ser visto nas figuras, quando os asfaltenos começam a se depositar na rocha, a permeabilidade e a porosidade são reduzidas. Uma diminuição na permeabilidade causa redução da mobilidade do petróleo, reduzindo assim sua produção. A deposição de asfaltenos pode levar ao entupimento dos poros, o que causa uma redução no número de poros efetivos da rocha e reduz a produção de petróleo por deslocamento microscópico.

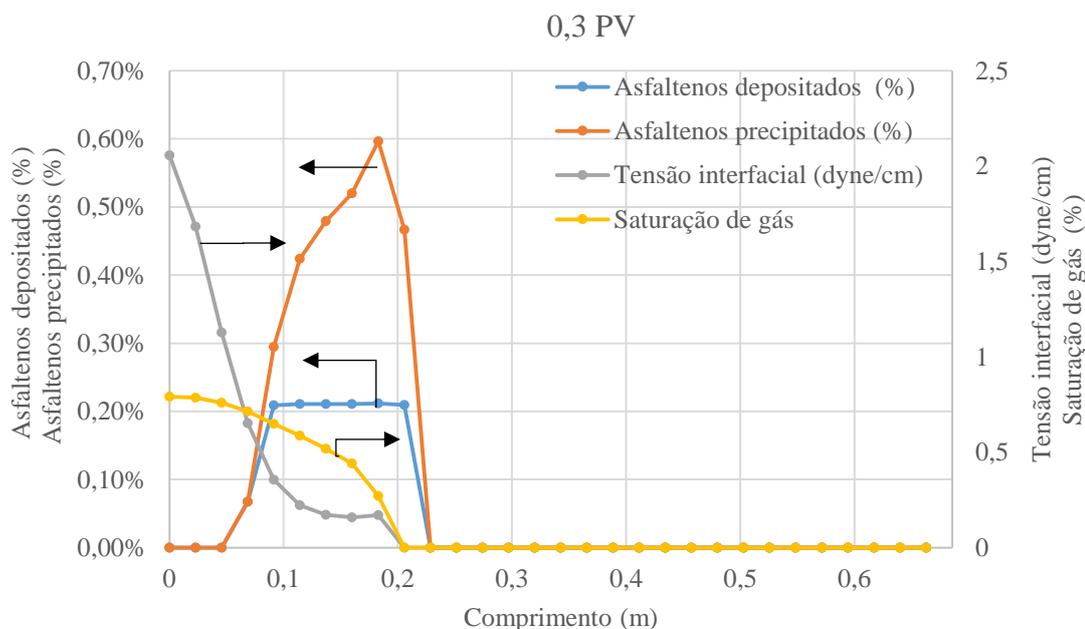
Figura 3.1.9 – Porosidade efetiva da rocha e asfaltenos depositados em função do volume poroso injetado (PV).

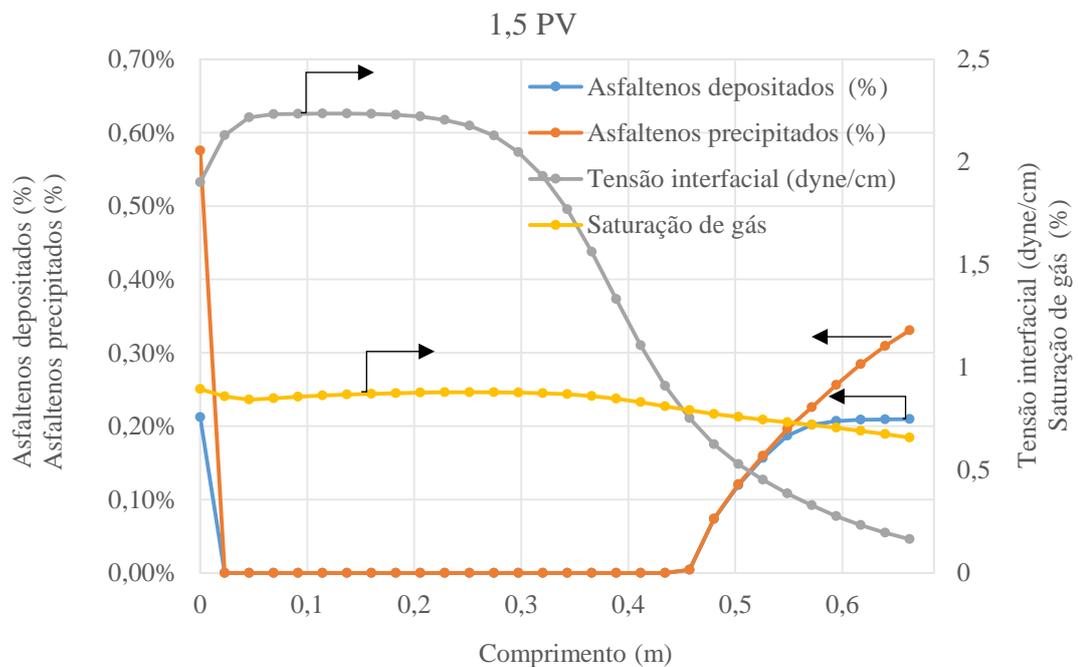
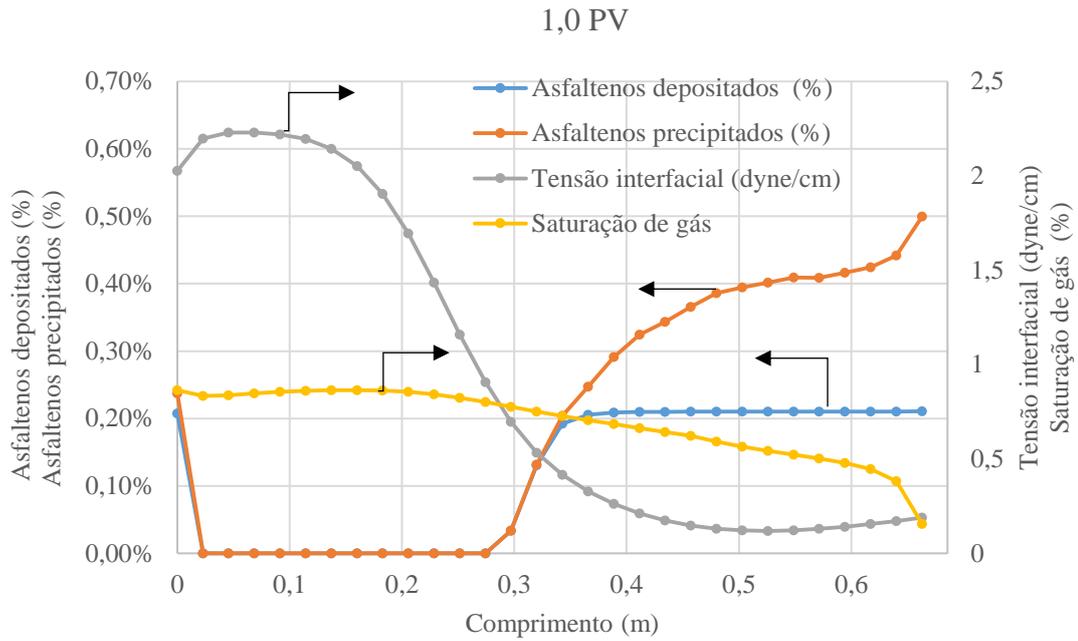


## INTERAÇÃO GÁS-ÓLEO

Outra propriedade importante de ser estudada é a tensão interfacial gás-óleo (IFT), pois, como mencionado anteriormente, a miscibilidade do gás no óleo tem como consequência a redução desta propriedade. A tensão interfacial gás-óleo (IFT) é uma importante propriedade a monitorar pois, à medida que a IFT decresce, é desenvolvida a miscibilidade do gás no óleo, contribuindo para o seu deslocamento e produção. No entanto, conforme o gás vai sendo injetado, a concentração de componentes leves no óleo aumenta, induzindo a precipitação dos asfaltenos. A figura 4.1.10 mostra a tensão interfacial gás-óleo, a precipitação e deposição dos asfaltenos, bem como a saturação de gás, em volumes porosos diferentes (0,3 PV, 1,0 PV e 1,5 PV), ao longo do testemunho. Em 0,3 PV, a saturação do gás diminui ao longo do testemunho e a precipitação e a deposição dos asfaltenos aumentam até atingir um valor máximo em aproximadamente 0,18 m. A partir deste ponto, os valores de IFT, saturação de gás, precipitação e deposição de asfaltenos se anulam, pois, a frente de injeção de gás ainda não atingiu todo o reservatório. A partir de 1,0 PV, a miscibilidade do gás no óleo está totalmente desenvolvida e observa-se que a precipitação e deposição de asfaltenos ocorre do meio para o final do testemunho.

Figura 3.1.10 – IFT gás-óleo, precipitação/deposição de asfaltenos e saturação para 0,3 e 1,5 PV ao longo do testemunho.





### 3.1.3 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA PRESSÃO E VAZÃO DE INJEÇÃO

Nesta seção, são apresentados os resultados da análise de sensibilidade do fator de recuperação de óleo em diferentes vazões e pressões de injeção, para entender o efeito destas variáveis, utilizando os mesmos dados de características do testemunho e do óleo descritos na seção 3.1.1. Adicionalmente, serão analisados os comportamentos da precipitação e deposição dos asfaltenos nas diferentes condições de vazão e pressão de injeção. Foram simulados dois casos, ambos no módulo CMOST da CMG. No caso 1, há dois conjuntos de simulação, onde primeiramente a pressão de injeção foi variada em cinco valores discretos. Após isto, a vazão

de injeção também foi variada em cinco valores discretos e foi observada seu efeito na produção de óleo. No caso 2, foram conduzidas simulações com cinquenta pontos discretos. Esta quantidade de pontos permite determinar com maior detalhe a sensibilidade do fator de recuperação com relação à vazão de injeção e avaliar a condição na qual se obtém o maior fator de recuperação. Como neste caso a pressão no poço produtor é fixa e a diferença de pressão deve ser compatível com o tamanho do testemunho, o aumento da pressão de injeção é limitado. Por isso, apenas a vazão de injeção foi variada no caso 2.

### CASO 1

Dois conjuntos de cinco simulações foram efetuados. No primeiro conjunto, fixaram-se cinco valores discretos de vazão (V1 a V5). Na Tabela 3.1.3, a vazão de injeção variou de  $1,67 \times 10^{-3}$  a  $4,76 \times 10^{-3}$  m<sup>3</sup>/dia. Além disso, esta tabela contém a porcentagem de asfaltenos precipitados em relação à quantidade inicial de asfaltenos no petróleo, que é de  $7,22 \times 10^{-2}$  kg, e a porcentagem depositada em relação à quantidade precipitada. Observando a tabela, conforme a vazão de injeção aumenta (de  $1,67 \times 10^{-3}$  a  $4,76 \times 10^{-3}$  m<sup>3</sup>/dia), a porcentagem de asfaltenos depositada diminui e o fator de recuperação aumenta. Porém, a porcentagem precipitada não mostra uma tendência única, começando em 2,54%, passando por um ponto de mínimo em 1,08% e voltando a aumentar até 2,51%. Apesar de precipitar, nem todos os asfaltenos se depositam no testemunho, pois uma parte permanece suspensa na corrente de produção. Um aumento na vazão aumenta a velocidade de arraste e, conseqüentemente, diminui a fração depositada (de 70,6 para 35,5%), pois não há tempo suficiente para as partículas suspensas se agregarem e depositarem. A deposição ocorre em zonas de baixa velocidade, pois com a velocidade alta as partículas permanecem suspensas na corrente e saem com a produção. Os asfaltenos depositados contribuem para a redução da recuperação de petróleo, pois, além de adsorverem na superfície interna da rocha (alterando sua permeabilidade), também podem obstruir os poros da rocha, reduzindo sua porosidade efetiva. Observa-se, neste caso, uma relação inversamente proporcional entre a porcentagem depositada e o fator de recuperação de petróleo.

Tabela 3.1.3 – Fator de recuperação, asfaltenos precipitados e depositados para cinco valores discretos de vazão.

Sim. n°	Taxa de aumento	Vazão de injeção (m <sup>3</sup> /dia)	Precipitados (%)	Depositados (%)	Fator de recuperação (%)
V1	-	$1,67 \cdot 10^{-3}$	2,5	70,6	78,26
V2	1,3*V1	$2,17 \cdot 10^{-3}$	1,08	52,6	81,75
V3	1,3*V2	$2,82 \cdot 10^{-3}$	1,25	34,0	84,89
V4	1,3*V3	$3,66 \cdot 10^{-3}$	1,79	35,5	84,94
V5	1,3*V4	$4,76 \cdot 10^{-3}$	2,51	35,5	85,36

No segundo conjunto de simulações, foram fixados cinco valores discretos de pressão de injeção (P1 a P5). A pressão de injeção variou de 25 a 25,015 MPa, conforme apresentado na Tabela 3.1.4. Observando a tabela, pode-se constatar que, à medida que pressão de injeção aumenta, a porcentagem de asfaltenos precipitada aumenta (de 4,9 a 14,5%), a porcentagem de asfaltenos depositada diminui (de 63,1 a 41,7%) e o fator de recuperação aumenta (de 73,52 para 91,36%). Apesar do aumento da precipitação, observou-se uma diminuição da deposição, similar ao caso anterior, onde a vazão foi variada. Um aumento na pressão de injeção também aumenta a velocidade de arraste, reduzindo a probabilidade de deposição dos asfaltenos. A deposição na tabela 3.1.4 chega a um valor mínimo maior (41,7%) em relação ao caso da tabela 3.1.3. Porém, o fator de recuperação correspondente é maior (chegando a 91,36%). Isto indica que um aumento na pressão é mais eficiente do que um aumento de vazão, visto que, apesar de depositar mais, a produção é muito mais sensível a um aumento de pressão.

Tabela 3.1.4 - Fator de recuperação, asfaltenos precipitados e depositados para cinco valores discretos de pressão.

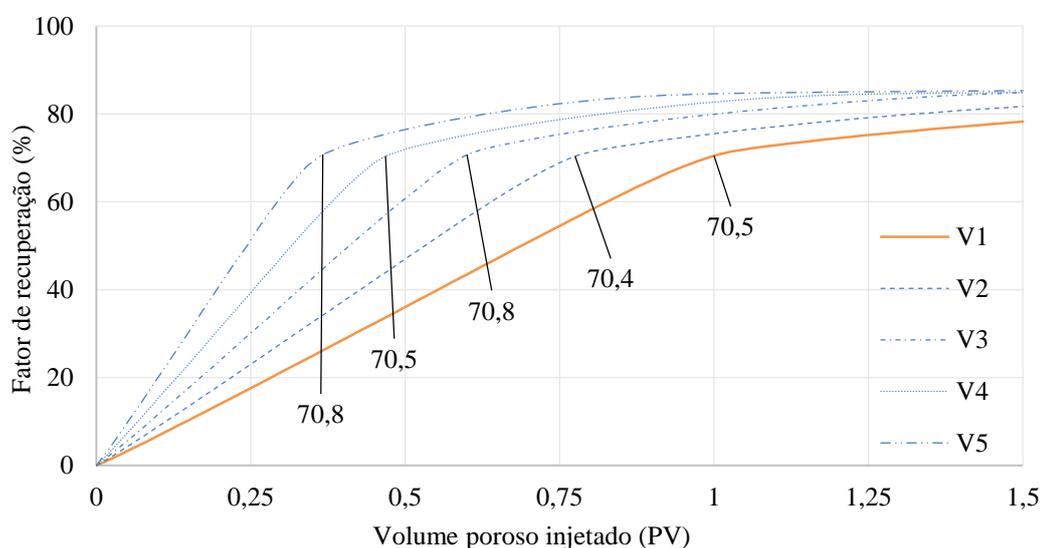
Sim. n°	Taxa de aumento.	Pressão de injeção (kPa)	Precipitados (%)	Depositados (%)	Fator de recuperação (%)
P1	-	25000,00	4,9	63,1	73,52
P2	1,00015*P1	25003,75	10,6	45,6	89,74
P3	1,00015*P2	25007,50	13,4	46,7	91,12
P4	1,00015*P3	25011,25	13,9	44,1	91,10
P5	1,00015*P4	25015,00	14,5	41,7	91,36

Analisando-se o comportamento das curvas do fator de recuperação, da pressão média do testemunho e da precipitação e deposição dos asfaltenos, busca-se entender as razões pelas quais se obteve uma maior ou menor recuperação de petróleo. As Figuras 3.1.11 (a-b) mostram o comportamento do fator de recuperação durante o tempo de produção para os dois conjuntos simulados (Tabelas 3.1.3 e 3.1.4). Na figura 3.1.11a, as curvas do fator de recuperação possuem duas regiões distintas. A primeira região compreende um aumento acentuado no fator de recuperação de 0 a aproximadamente 70% para todas as simulações. Isso se deve à interação efetiva entre o gás injetado e o óleo, além da extração do petróleo dos poros relativamente maiores. Pode-se observar que quanto maior a vazão de injeção, mais curta será a primeira região e menor o tempo efetivo de interação gás-óleo. À medida que a vazão de injeção aumenta, a quantidade de gás injetado é maior e o petróleo se torna mais rapidamente saturado com os componentes do gás, fazendo com que o *breakthrough* do gás ocorra mais cedo. A segunda região começa após o *breakthrough* do gás e se caracteriza pela interação menos efetiva do gás injetado com o óleo. Apesar disso, há um aumento no fator de recuperação devido

à despressurização do gás, proporcionado pela queda de pressão média no testemunho (figura 3.1.12a), que desloca o óleo contido em poros menores. Entretanto, a taxa de produção é menor, se comparada com a primeira região.

Na figura 3.1.11b, as curvas do fator de recuperação possuem três regiões distintas, com exceção da simulação P1, que apresenta duas regiões e comportamento similar ao da figura 3.1.11a. A primeira e a última região nas curvas P2 até P5 também possuem comportamento similar ao da figura 3.1.11a. Porém, na região intermediária destas simulações (P2 a P5), há uma sinuosidade na curva do fator de recuperação (Figura 3.1.11b), que é explicada pela queda brusca da pressão média do reservatório (vide figura 3.1.12b). Isso ocorre logo após o primeiro *breakthrough* do gás (0,3 PV, 0,15 PV, 0,11 PV e 0,09 PV, respectivamente para P2, P3, P4 e P5), que causa o seu desprendimento, permitindo novamente sua solubilização no óleo, até que um novo *breakthrough* aconteça. Após o primeiro *breakthrough* do gás, a pressão média volta a subir lentamente por conta da solubilização do gás no óleo, até a ocorrência do segundo *breakthrough* do gás. A partir de então, o óleo já se encontra saturado, havendo pouca interação gás-óleo. Após o segundo *breakthrough* do gás, a pressão média se mantém estável e um patamar atingido para o fator de recuperação.

Figure 3.1.11 – Fator de recuperação versus o volume poroso injetado (PV).



(a)

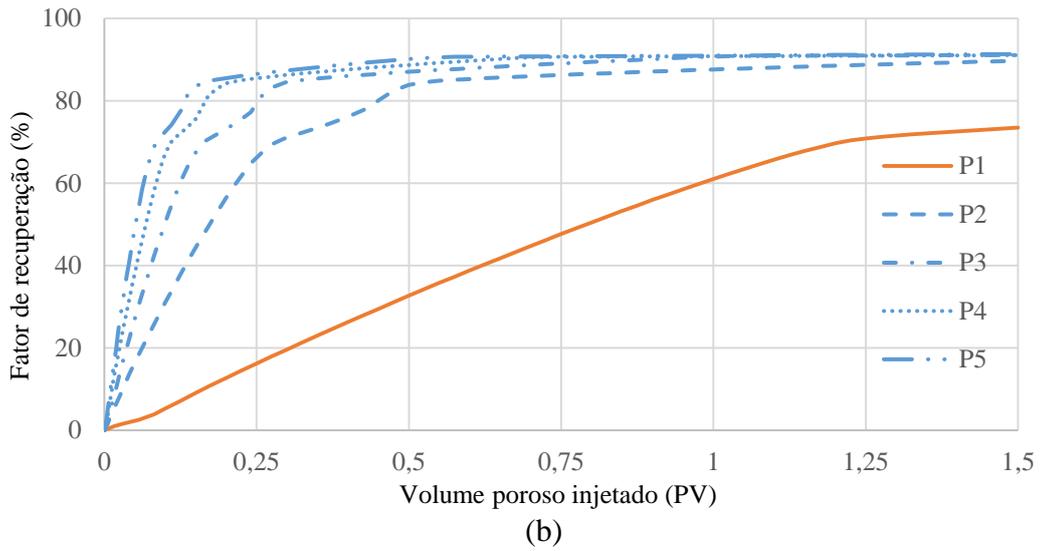
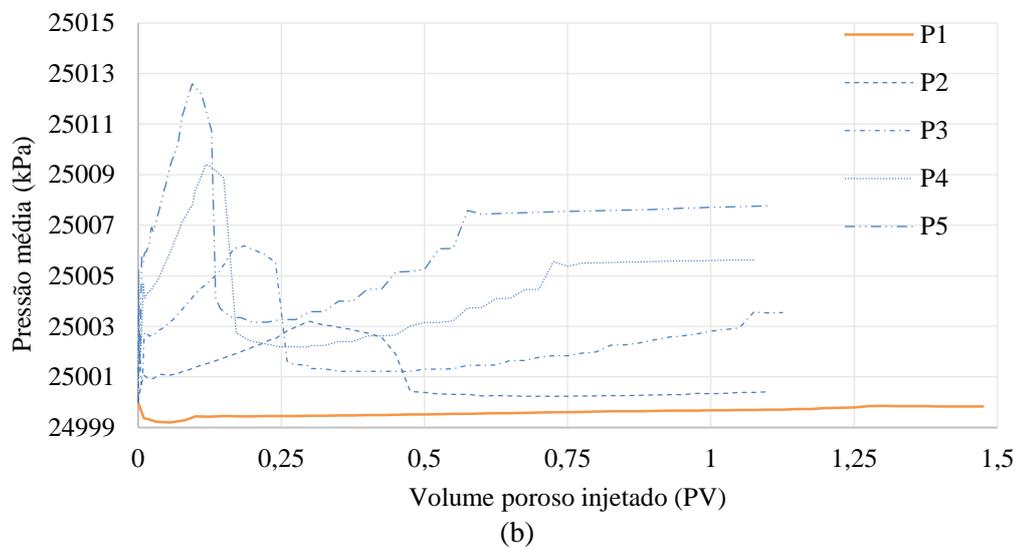
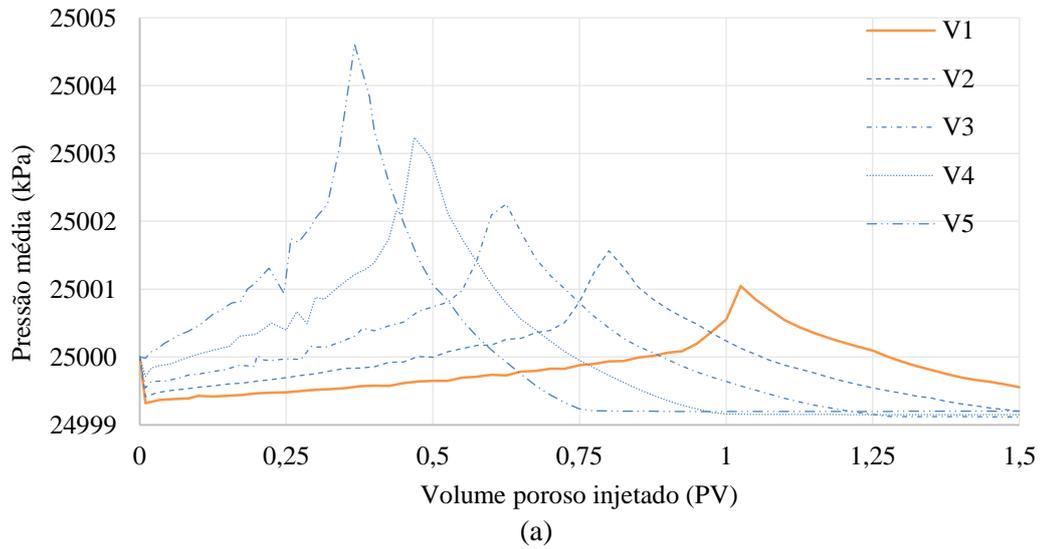


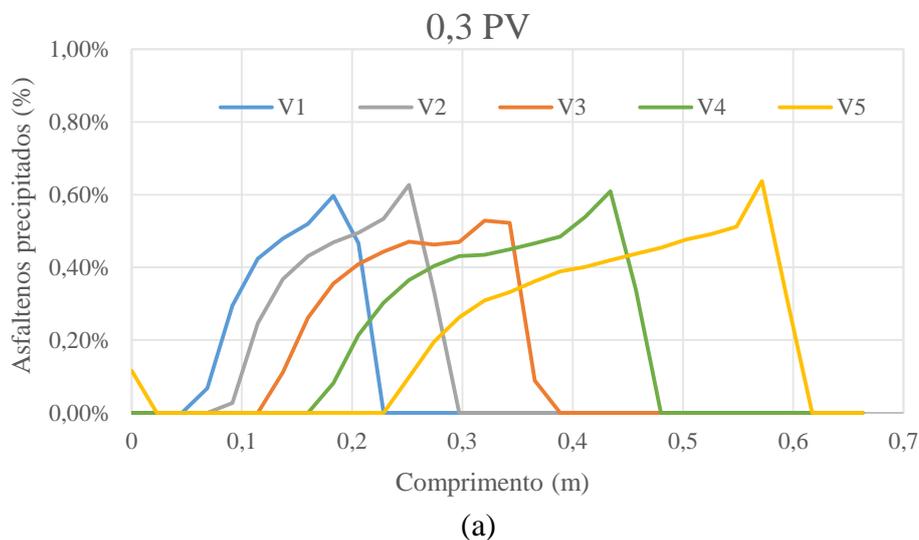
Figura 3.1.12 – Pressão média do testemunho versus o volume poroso injetado (PV).

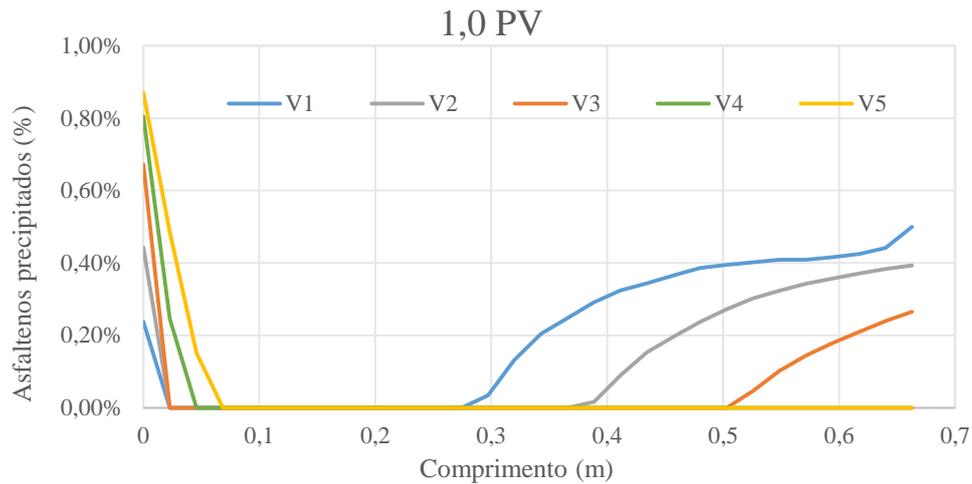


As Figuras 3.1.13 a 3.1.16 mostram as variações dos perfis de precipitação e deposição dos asfaltenos ao longo do testemunho para vários volumes porosos diferentes. Estas figuras permitem entender o comportamento dos asfaltenos durante o processo de produção para se avaliar sua influência na recuperação final.

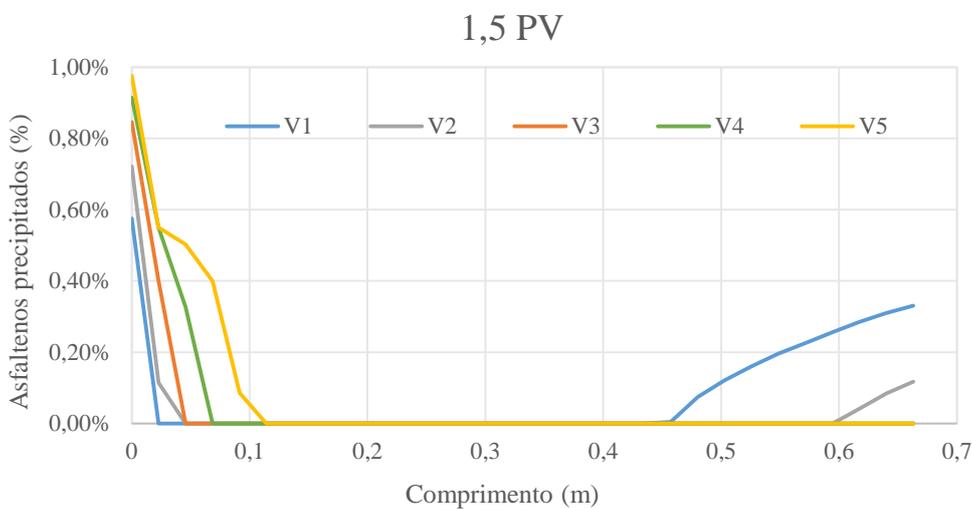
As figuras 3.1.13 (a-c) apresentam a precipitação dos asfaltenos para diferentes volumes porosos ao longo do testemunho em diferentes vazões de injeção de gás. Na figura 3.1.13a (0,3 PV), a quantidade de asfaltenos precipitada no óleo aumenta com o aumento da vazão de injeção. Isto é explicado pela maior quantidade de gás injetado no petróleo, considerando que os componentes do gás dificultam a solubilização dos asfaltenos no petróleo. A 1,0 PV (Figura 3.1.13b), em todas as simulações, observa-se a ocorrência da precipitação dos asfaltenos perto da entrada do testemunho e em V1, V2 e V3 também ocorre precipitação do meio para o final do testemunho. Além disto, em V1, V2 e V3, uma parte dos asfaltenos precipitados começa a sair com a corrente de produção e outra parte se deposita na superfície do testemunho. Já nas simulações V4 e V5, os asfaltenos anteriormente precipitados (em 0,3 PV) não permaneceram suspensos na corrente dentro do testemunho, pois uma parte saiu junto com a produção e a outra parte se depositou na rocha. Consta-se também que quanto maior a vazão de injeção, maior a precipitação perto da entrada do testemunho, pois é a região onde a frente de gás tem o primeiro contato com o óleo. Ao final do tempo de produção, figura 3.1.13c (1,5 PV), em V1 e V2 uma parte dos asfaltenos precipitados permanecem suspensos no óleo, enquanto na simulação V3 não restam asfaltenos suspensos no óleo. Ou saíram com a corrente de produção, ou se depositaram na rocha. Neste estágio da simulação ainda se observa a precipitação de asfaltenos perto do poço de injeção.

Figura 3.1.13 – Asfaltenos precipitados em função do comprimento do testemunho considerando cinco vazões de injeção (V1, V2, V3, V4, V5).





(b)



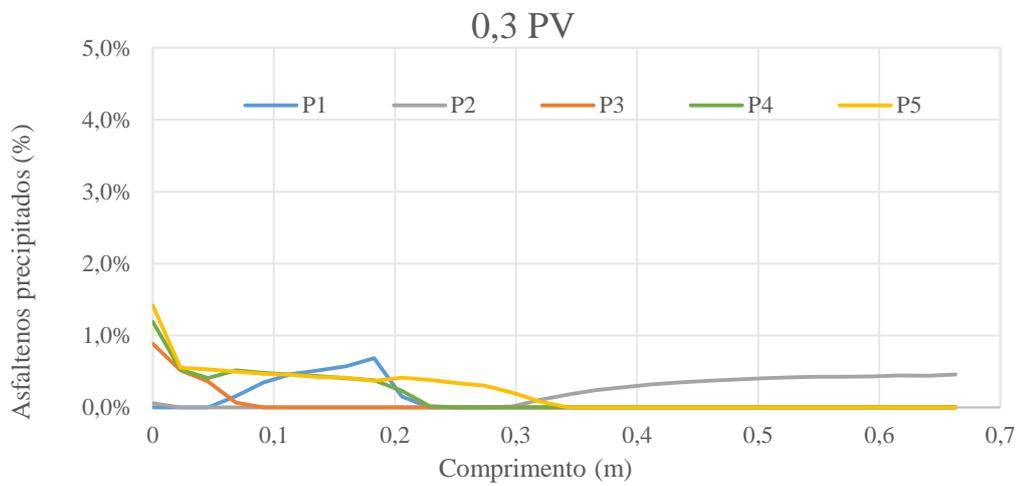
(c)

Assim, segundo (NGHIEM et al., 2000), os asfaltenos podem se precipitar em qualquer lugar no testemunho. Porém, frequentemente se precipita na região próxima à saída do testemunho, após a ocorrência do *breakthrough* do gás.

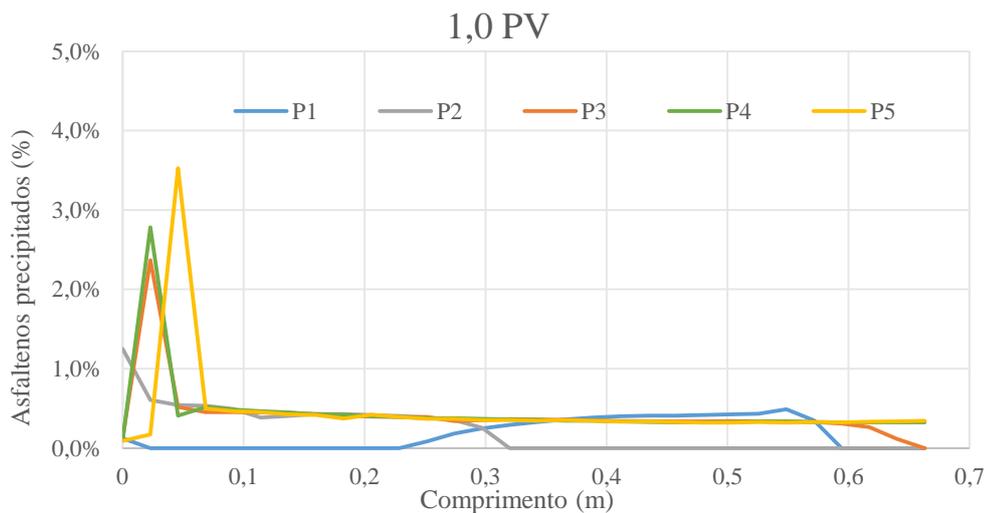
As figuras 3.1.14 (a-c) ilustram a precipitação dos asfaltenos ao longo da extensão do testemunho em diferentes pressões de injeção e para diferentes volumes porosos. Na pressão P1, observa-se que à medida que o tempo vai passando (0,3, 1,0 e 1,5 PV), mais asfaltenos vão se precipitando, até que uma parte começa a sair na corrente de produção (a partir de 1,0 PV), reduzindo a quantidade de partículas suspensas no óleo. Em P2, a 0,3 PV, já se detecta a precipitação dos asfaltenos na saída do testemunho, provavelmente porque o *breakthrough* do gás já ocorreu (NGHIEM et al., 2000). A partir daí todos os asfaltenos precipitados saem junto com a corrente de produção ou se depositam na rocha, de modo que não são observados mais

asfaltenos suspensos no óleo. Na pressão P3, a precipitação ocorre no início do testemunho a 0,3 PV. Após isso (em 1,0 PV), observa-se a precipitação dos asfaltenos em quase toda a extensão do testemunho, exceto na saída, onde ocorre a precipitação no poço de produção após 1,0 PV. Nas pressões P4 e P5, o comportamento é similar em termos de precipitação. Percebe-se a precipitação de asfaltenos na saída do testemunho já no começo da produção e em 0,3 PV os asfaltenos precipitados nesta região começam a sair com a corrente de produção, tendo apenas precipitação perto da entrada do testemunho. A partir de 1,0 PV até 1,5 PV, ocorre precipitação em toda a extensão do testemunho.

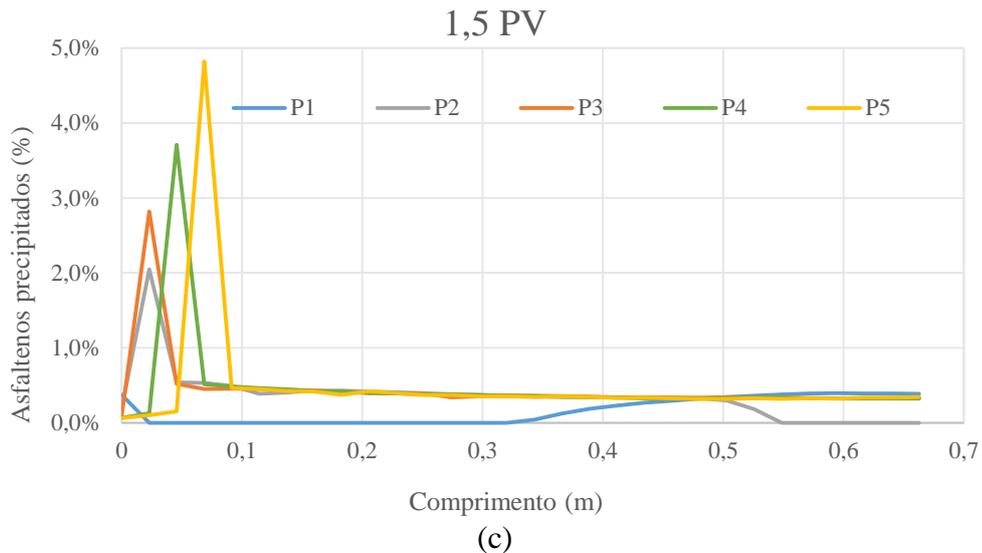
Figura 3.1.14 - Asfaltenos precipitados em função do comprimento do testemunho considerando cinco vazões de injeção (P1, P2, P3, P4, P5).



(a)



(b)

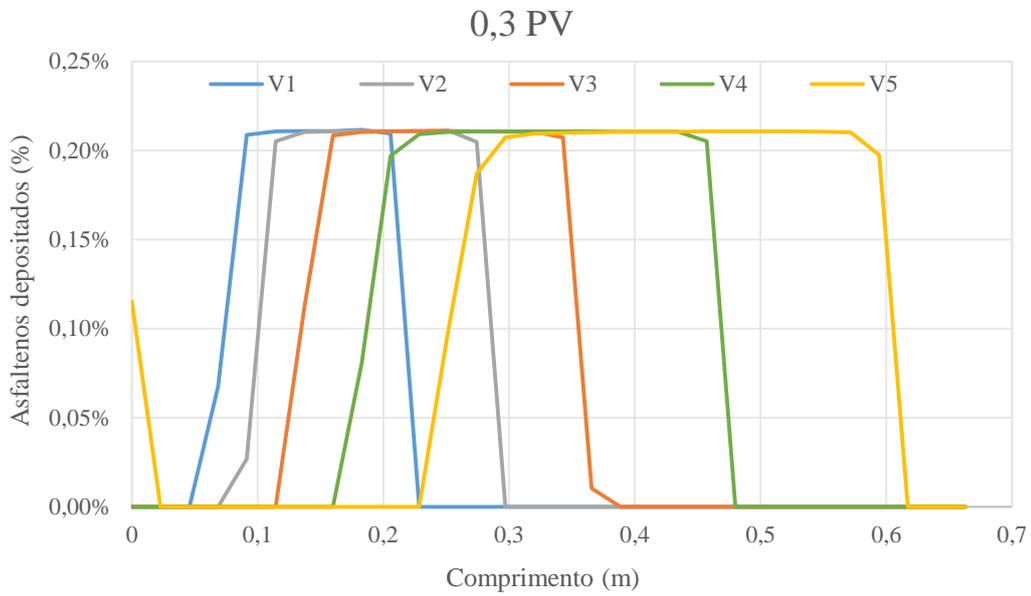


Após a análise das figuras, constata-se que quanto maior for a pressão ou a vazão de injeção, mais cedo acontecerá o *breakthrough* do gás. Portanto, mais cedo ocorrerá a precipitação na região de saída do testemunho e, por conta das maiores velocidades de arraste, há uma maior probabilidade dos asfaltenos suspensos saírem com a corrente de produção do que se depositarem na rocha. Isso ajuda na produção, pois, quando não há deposição na rocha, não há redução de permeabilidade e de porosidade, favorecendo o deslocamento do óleo.

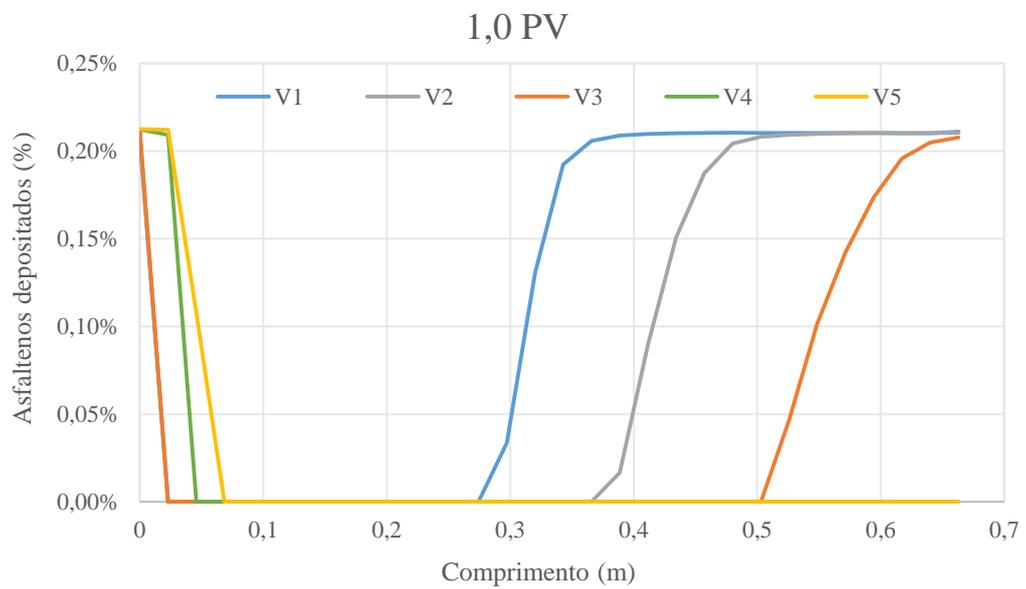
As figuras 3.1.15 (a-c) expressam os perfis de deposição de asfaltenos ao longo do testemunho para vazões de injeção e volumes porosos diferentes. Nas vazões V1 e V2, os perfis são similares ao longo do tempo (0,3, 1,0 e 1,5 PV). Na vazão V2, a quantidade depositada ao longo do testemunho é maior em 0,3 PV, pois a quantidade precipitada em V2 é maior. Em 1,0 PV, os asfaltenos começam a depositar na região próxima à saída do testemunho, seguindo o mesmo comportamento da precipitação. Em 1,5 PV, a quantidade depositada no testemunho em V1 é muito superior à quantidade depositada em V2, pois uma parte deste saiu com a corrente de produção. Na vazão V3, em 0,3 PV, uma parte dos asfaltenos precipitados se deposita no testemunho. Porém, não saem com a corrente de produção. Em 1,0 PV, estes começam a se depositar na região próxima à saída do testemunho. A partir de 1,0 PV, os asfaltenos depositados na região próxima à saída do testemunho retornam para a corrente de produção, sendo produzidos junto com o óleo. Os perfis de deposição para as vazões V4 e V5 são similares, ocorrendo deposição de asfaltenos na região próxima à saída do testemunho antes de 1,0 PV. Em 1,0 PV, os asfaltenos retornam para a corrente de produção, sendo produzidos junto

com o óleo. Observa-se também, a partir de 1,0 PV, sólido depositado na região de entrada do testemunho, até o fim da produção (1,5 PV).

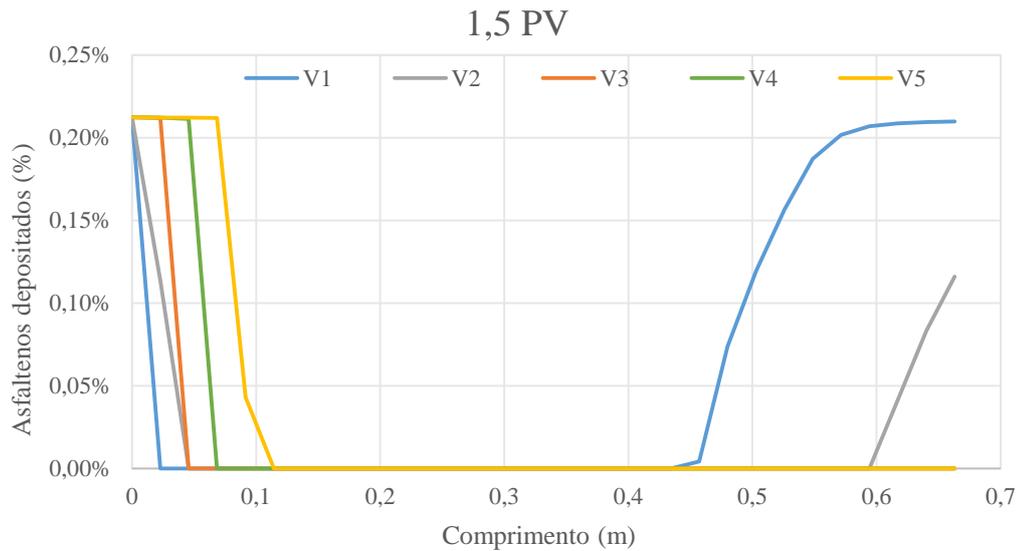
Figura 3.1.15 - Asfaltos depositados em função do comprimento do testemunho considerando cinco vazões de injeção (V1, V2, V3, V4, V5).



(a)



(b)

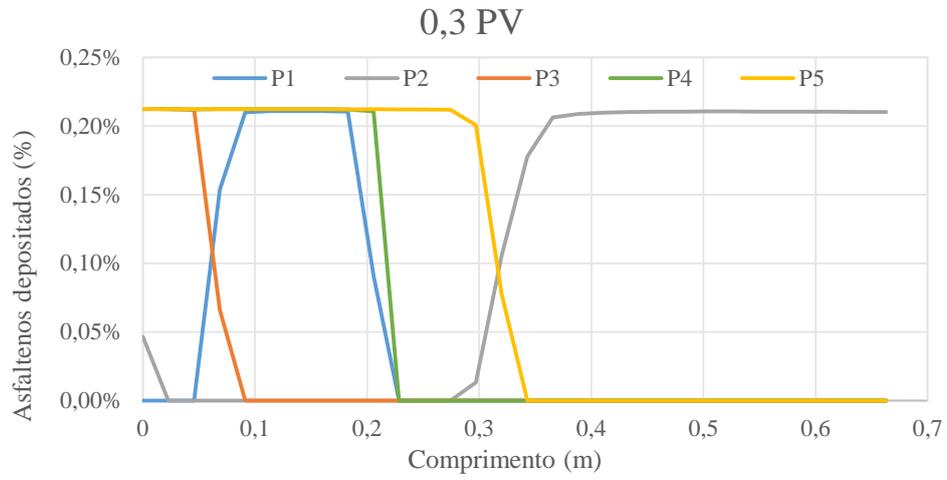


(c)

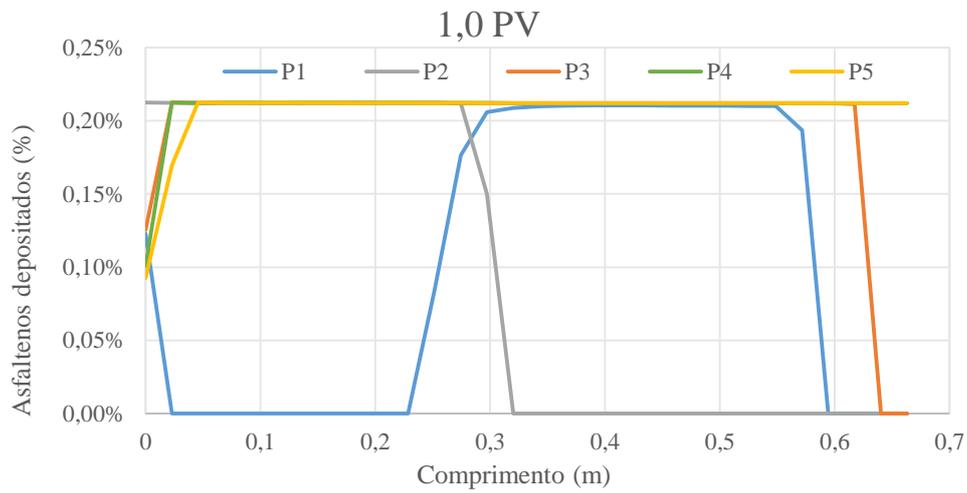
Pode-se observar que os perfis de deposição se comportam de maneira similar aos de precipitação, com deposição nas regiões onde ocorrem as precipitações, como esperado.

As figuras 3.1.16 (a-c) mostram os perfis de deposição ao longo do testemunho para várias pressões de injeção em diferentes volumes porosos. O comportamento dessas curvas é similar ao comportamento da precipitação nas figuras 3.1.13 (a-c). Em P1, os asfaltenos começam a se depositar na região de saída do testemunho algum tempo após 1,0 PV. Em P2 já há sólido depositado na saída em 0,3 PV. Após isso, todos os asfaltenos depositados na saída retornam à corrente e saem com a produção, ocorrendo deposição no início até a segunda metade do testemunho, por conta da precipitação que ocorre nesta região. Na simulação P3 (em 0,3 PV), os asfaltenos começam a se depositar no início do testemunho, até se depositar em quase toda a extensão deste, em 1,0 PV. Após 1,0 PV, já há sólido depositado em toda a extensão do testemunho. Em P4 e P5, o comportamento é similar. Em 0,3 PV, percebe-se deposição do início até o centro do testemunho e, a partir de 1,0 PV, há deposição em toda a extensão do testemunho.

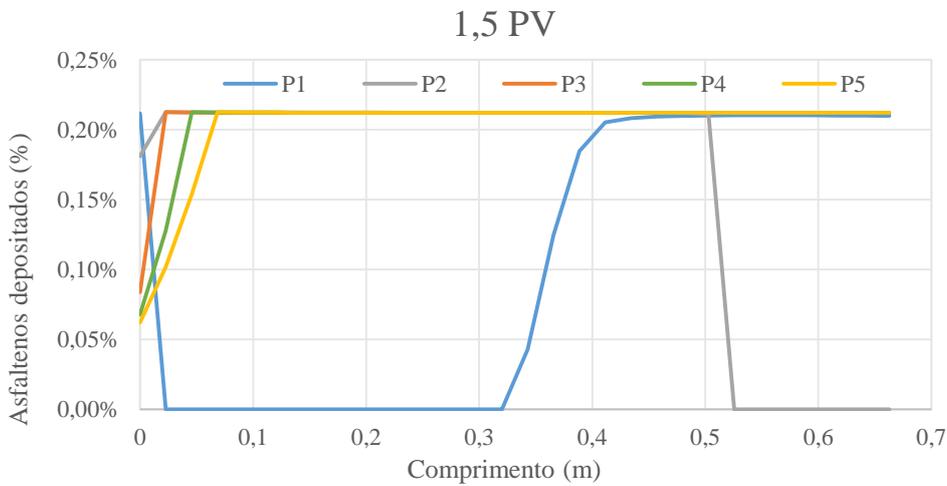
Figura 3.1.16 - Asfaltos depositados em função do comprimento do testemunho considerando cinco vazões de injeção (P1, P2, P3, P4, P5).



(a)



(b)

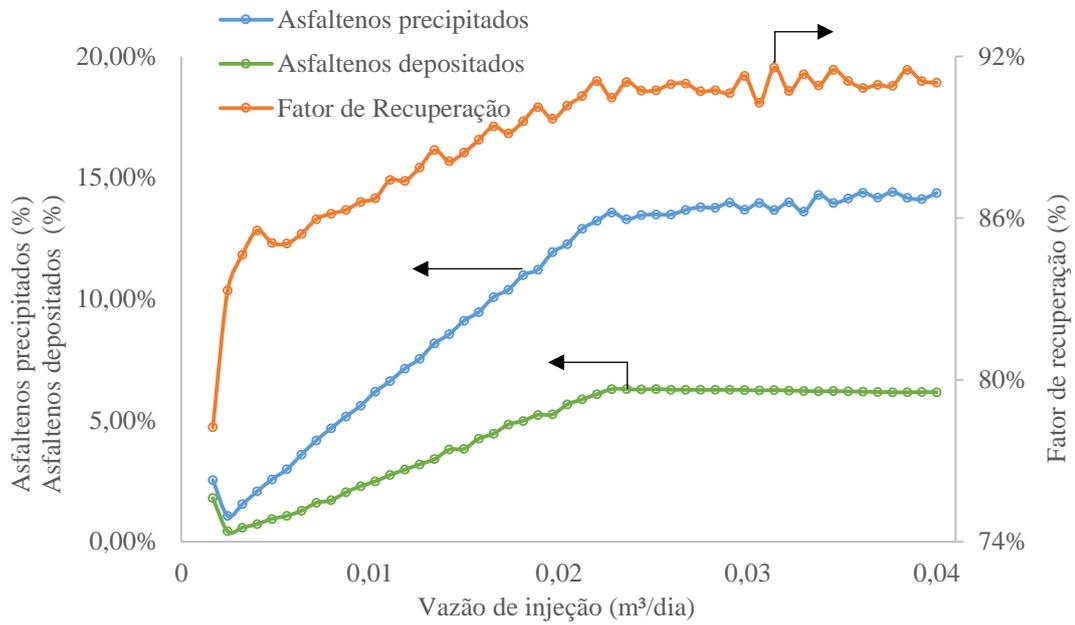


(c)

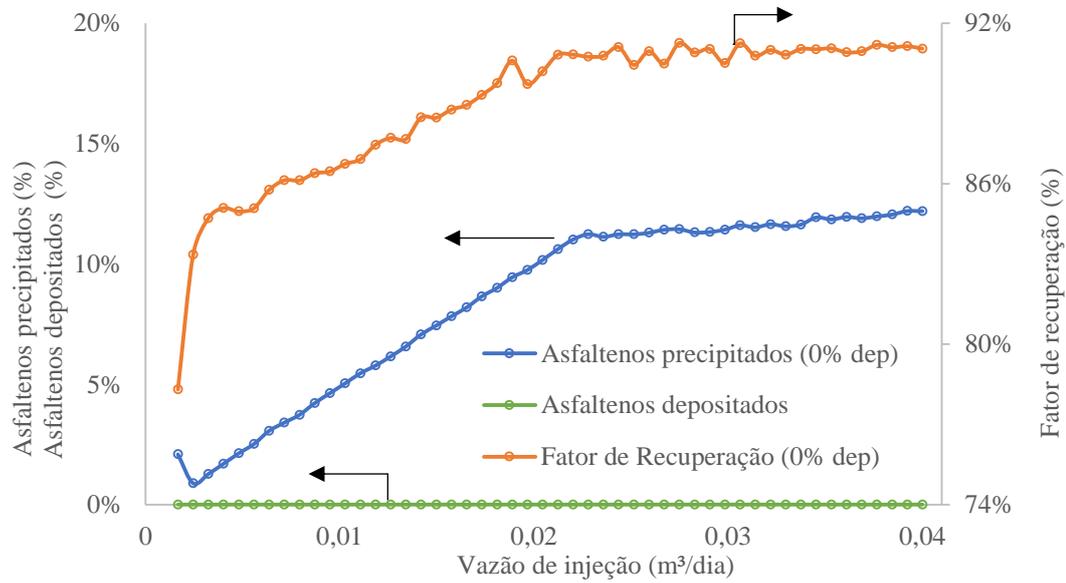
## CASO 2

Outro conjunto de simulações foi realizado variando a vazão de injeção em uma faixa mais ampla (cinquenta valores discretos) entre  $1,668 \times 10^{-3}$  e  $4,0 \times 10^{-2}$  m<sup>3</sup>/dia. A Figura 3.1.17 (a-b) apresenta os resultados das variações da vazão de injeção na precipitação e no fator de recuperação de petróleo, permitindo a ocorrência de deposição (3.1.17a) e ignorando a deposição (3.1.17b). Na Figura 3.1.17a, inicialmente houve um decréscimo de cerca de 1,5% na quantidade de asfaltenos precipitados e depositados, acompanhado de um aumento do fator de recuperação de 78 para 83%, para um aumento de 30% na vazão de injeção. Depois disso, há um aumento na precipitação e deposição. Nesta região, para se obter um acréscimo adicional de 1% no fator de recuperação, é necessário aumentar a vazão em 165%. A taxa de aumento do fator de recuperação cresce mais suavemente até atingir o valor de 91%, quando a vazão alcança o valor de 0,022 m<sup>3</sup>/dia (1220% em relação ao original). Nesse valor de vazão, estabelece-se um nível de precipitação e deposição com valores em torno de 13,85% e 6,21% (massa), respectivamente, sendo que a quantidade depositada é sempre inferior a 50% dos asfaltenos precipitados nesta região. Além disso, observa-se que um aumento da vazão nesta região não leva a um aumento significativo dos fatores de recuperação, mantendo uma média de 91% até o final da simulação. A energia gasta comprimindo o gás para aumentar a vazão de 0,022 m<sup>3</sup>/dia não se justifica, pois o aumento correspondente no fator de recuperação não é significativo. Comportamento semelhante do fator de recuperação de petróleo é observado na Figura 3.1.17b. A quantidade de asfaltenos precipitados é menor do que a observada na Figura 3.1.17a. Como a deposição não foi permitida, partículas sólidas precipitam e tendem a formar mais agregados no sistema. Esperava-se que o fator de recuperação fosse maior do que o observado na simulação anterior, pois não há danos causados pela deposição. Porém, não é isto que se observa, pois, o fator de recuperação é semelhante em ambos os casos. Possíveis razões para isso são: a massa de asfaltenos no petróleo é muito pequena para gerar um impacto significativo na produção, o modelo não prevê bem a dinâmica do fluxo ou a influência da deposição no fator de recuperação do petróleo não pôde ser observada. Trabalhos futuros podem ser feitos, com óleos contendo maiores quantidades de asfaltenos, aumentando as dimensões do testemunho e alterando as configurações do modelo, de modo a determinar a real influência da deposição na produção de óleo. Assim, pode-se concluir que há um valor de vazão de injeção no qual um novo aumento desta variável não aumenta significativamente o fator de recuperação. Neste caso, este valor é de 0,022 m<sup>3</sup>/dia. Além disto, não foi observado, neste caso, influência da deposição dos asfaltenos no fator de recuperação, pelas razões apontadas.

Figura 3.1.17 - Precipitação, deposição e fator de recuperação *versus* vazão de injeção, considerando deposição (a) e ignorando a deposição (b).



(a)



(b)

### **3.2 PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS POR INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> PURO E IMPURO**

A injeção de CO<sub>2</sub> como método de recuperação avançada em reservatórios de petróleo, tem sido largamente utilizada no pré-sal brasileiro, devido à sua alta disponibilidade e também por razões ambientais. Porém, apesar do ganho produtivo, a injeção de CO<sub>2</sub> também traz problemas, como a precipitação de asfaltenos no petróleo. Por isso, nesta seção são apresentados os resultados da simulação realizada com um testemunho em um processo de injeção de CO<sub>2</sub>, com dados de um óleo obtido da literatura (CARVALHAL; COSTA; VIEIRA DE MELO, 2021a), considerando a precipitação e deposição de asfaltenos. Primeiramente, estudou-se o caso em que CO<sub>2</sub> puro é injetado, para entender as mudanças causadas no comportamento das propriedades do óleo e da rocha e no fator de recuperação, devido à precipitação e deposição dos asfaltenos. Após isto, investigou-se como as impurezas na corrente de injeção de CO<sub>2</sub>, oriundas do gás produzido, influenciaram nestas propriedades e no fator de recuperação. Este estudo é importante, pois a purificação total do CO<sub>2</sub> é economicamente dispendiosa. Portanto, na prática os gases de injeção contêm algum nível de impurezas. Além disso, também foi realizada uma otimização das condições de injeção do CO<sub>2</sub>, para determinar qual a configuração dos parâmetros de operação, como vazão e pressão de injeção, que leva ao máximo fator de recuperação de óleo. A condição ótima foi comparada com um caso base e verificada a viabilidade econômica da sua implementação. Um breve histórico do processo de recuperação avançada de petróleo utilizando injeção de CO<sub>2</sub> foi descrito no item 2.2.

#### **3.2.1 CARACTERÍSTICAS DO TESTEMUNHO E DO PETRÓLEO**

Nesta simulação, foram utilizados os módulos GEM e CMOST. Na seção 3.2.2, as simulações foram realizadas utilizando-se CO<sub>2</sub> puro como gás de injeção, em um testemunho cujas características estão apresentadas na tabela 3.2.1. O testemunho é descrito por uma malha cartesiana com 30 blocos e o tempo de produção no ensaio tem duração de 2 dias. A temperatura é mantida constante em 373,15 K, a pressão inicial é de 27,7 MPa e o gás é injetado a uma vazão igual a  $1,4 \times 10^{-8}$  m<sup>3</sup>/s. Nestas condições, o CO<sub>2</sub> está em estado supercrítico, ou seja, suas propriedades favorecem o deslocamento, como visto na seção 2.2. Na seção 3.2.3, as simulações foram realizadas considerando uma mistura de CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>. Para fins de comparação, escolheu-se como caso base de simulação a injeção de gás contendo 50% de CO<sub>2</sub> e 50% de CH<sub>4</sub>, para as mesmas condições de vazão de injeção, temperatura e pressão inicial utilizadas na seção 3.2.2, bem como as características do testemunho descritas na tabela 3.2.1.

Tabela 3.2.1 - Características do ensaio e do testemunho.

Comprimento	0,68580 m	Pressão do reservatório	27,7 MPa
Diâmetro	0,0508 m	Temperatura	373,15 K
Permeabilidade	500 md	Vazão de injeção	1,4x10 <sup>-8</sup> m <sup>3</sup> /s
Porosidade	30 %	Gás separado no óleo recombinao	35% mol
Saturação de água	0,0	No. de blocos	30

Fonte: Adaptado de (CARVALHAL; COSTA; VIEIRA DE MELO, 2021a).

Inicialmente, o testemunho está saturado com óleo, cuja densidade é igual a 842,57 kg/m<sup>3</sup>, e sua composição é exibida na tabela 3.2.2. Os componentes C<sub>31A+</sub> e C<sub>31B+</sub> representam asfaltenos não precipitáveis e precipitáveis, respectivamente, sendo a quantidade inicial de sólido precipitável no sistema de cerca de 16,8% em massa. Nas simulações realizadas nesta seção, utilizou-se o modelo descrito em Wang; Civan, (2001) para modelar os fenômenos relacionados à precipitação e deposição dos asfaltenos (Ver apêndice B). Os parâmetros do modelo utilizado são apresentados na tabela 3.2.3.

Tabela 3.2.2 - Composição do petróleo.

Componente	Óleo recombinao (mol %)	MM (g/gmol)	Componente	Óleo recombinao (mol %)	MM (g/gmol)
CO <sub>2</sub>	2,46	44,01	n-C <sub>5</sub>	0,83	72,15
N <sub>2</sub>	0,57	28,01	C <sub>6</sub>	1,62	86,00
C <sub>1</sub>	36,37	16,04	C <sub>7-C<sub>15</sub></sub>	19,66	147,27
C <sub>2</sub>	3,47	30,07	C <sub>16-C<sub>25</sub></sub>	12,55	279,23
C <sub>3</sub>	4,05	44,10	C <sub>26-C<sub>30</sub></sub>	4,00	389,53
i-C <sub>4</sub>	0,59	58,12	C <sub>31A+</sub>	7,42	665,62
n-C <sub>4</sub>	1,34	58,12	C <sub>31B+</sub>	4,32	665,62
i-C <sub>5</sub>	0,74	72,15	Total	100	-

Fonte: Adaptado de (CARVALHAL; COSTA; VIEIRA DE MELO, 2021a).

Tabela 3.2.3 - Parâmetros cinéticos do modelo de Wang; Civan, (2001).

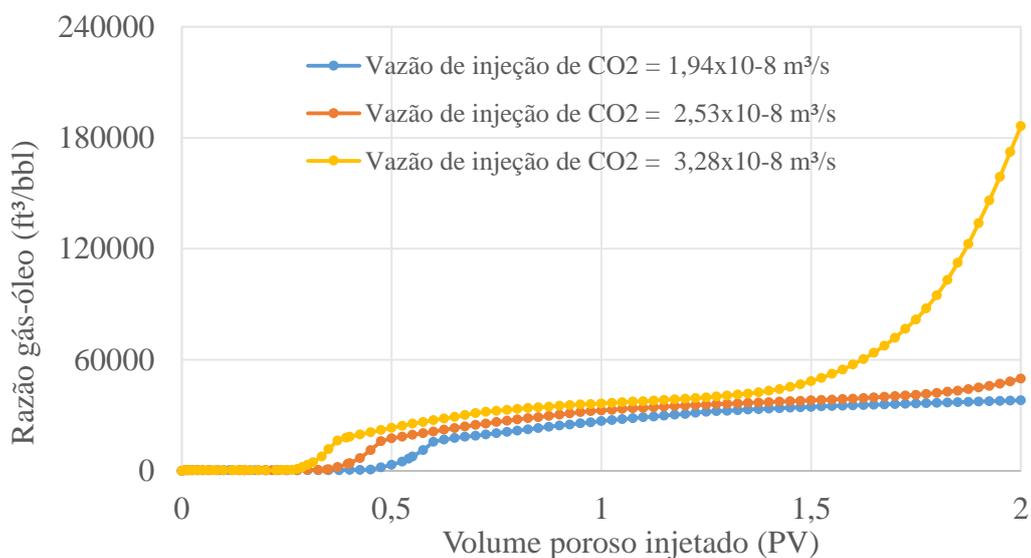
Parâmetro	Valor
$k_{12}$	10,0
$k_{21}$	1,0
$\alpha$	10,0
$\beta$	0,0
$\gamma$	0,0
$b$	3,0

### 3.2.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS PARA INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> PURO

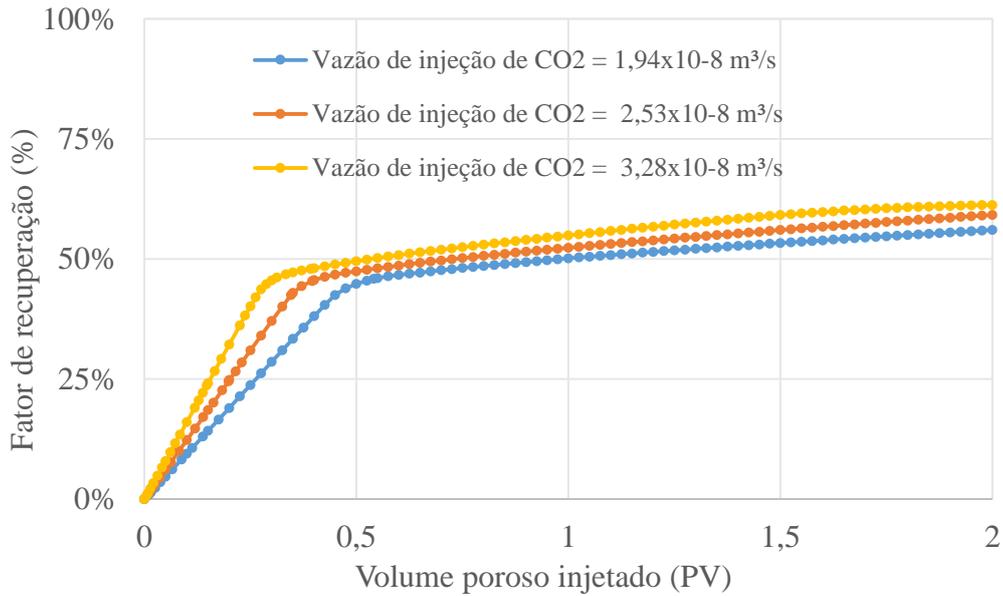
Com o intuito de entender as mudanças causadas no comportamento das propriedades do petróleo e da rocha, bem como do fator de recuperação, devido à precipitação e deposição dos asfaltenos, causada por conta da injeção de CO<sub>2</sub> puro, analisou-se o comportamento destas propriedades durante o tempo de produção do ensaio, em toda a extensão do testemunho.

As figuras 3.2.1 (a-b) mostram a razão gás-óleo e o fator de recuperação do petróleo, em função do volume poroso injetado, em três vazões de injeção de CO<sub>2</sub> diferentes ( $1,94 \times 10^{-8}$ ,  $2,53 \times 10^{-8}$  e  $3,28 \times 10^{-8}$  m<sup>3</sup>/s), incrementadas na proporção de 30%, para avaliar o efeito da vazão de injeção nas variáveis envolvidas no processo de produção. A figura revela que a razão gás-óleo é extremamente pequena antes do *breakthrough* do gás, que acontece em 0,3, 0,4 e 0,5 PV, para as vazões  $1,94 \times 10^{-8}$ ,  $2,53 \times 10^{-8}$  e  $3,28 \times 10^{-8}$  m<sup>3</sup>/s, respectivamente, porém aumenta bruscamente após o *breakthrough* do CO<sub>2</sub>. Além disso, o *breakthrough* do CO<sub>2</sub> ocorre mais cedo em maiores vazões de injeção, por conta da maior quantidade de CO<sub>2</sub> injetada, o que contribui para a redução da eficiência de deslocamento microscópico do gás. Apesar disto, como visto na figura 3.2.1b, o fator de recuperação de óleo é maior em maiores vazões de injeção, concordando com os experimentos realizados por Behbahani et al. (2012). Os gráficos mostram também que, no instante em que ocorre o *breakthrough* do CO<sub>2</sub>, a taxa de aumento do fator de recuperação diminui, pois, a interação do CO<sub>2</sub> injetado com o óleo diminui, o que reduz sua eficiência de deslocamento microscópico, e com isso, a taxa de produção cai.

Figura 3.2.1 - Razão gás-óleo (a), fator de recuperação do óleo (b), em função do volume poroso injetado.



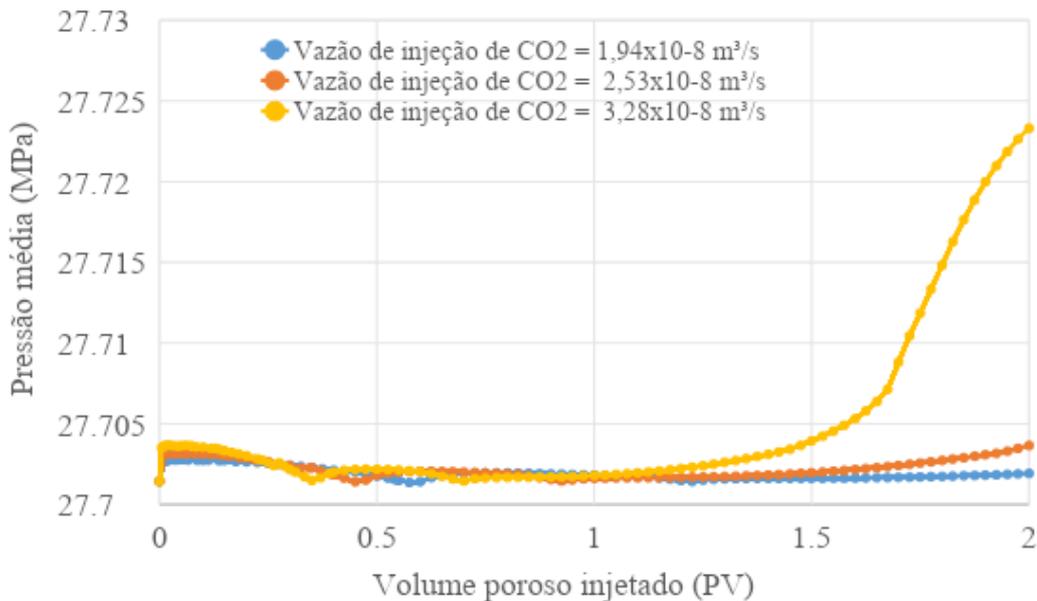
(a)



(b)

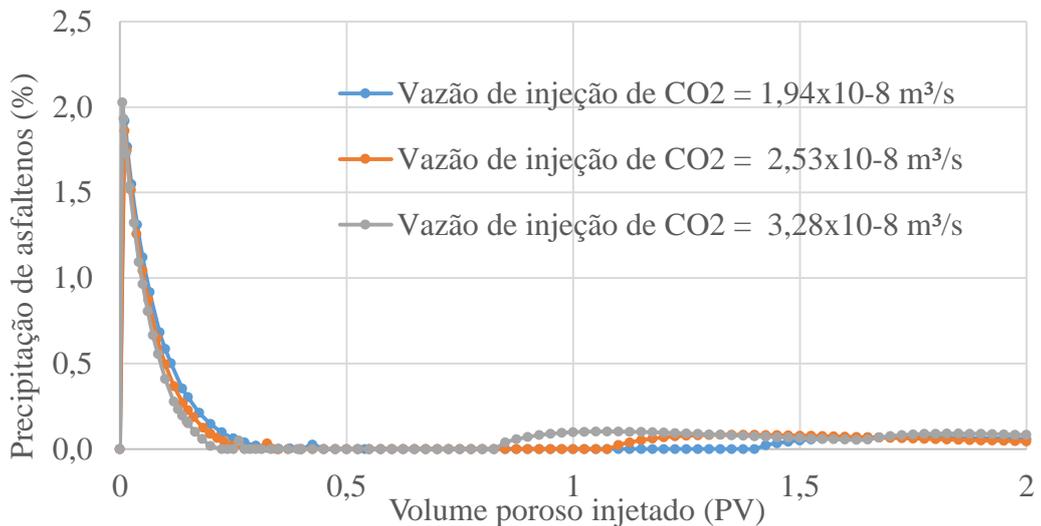
Apesar do *breakthrough* do CO<sub>2</sub> e, portanto, da redução de eficiência de deslocamento microscópico do gás ocorrer mais cedo, as pressões atingidas quando se tem maiores vazões de injeção também são maiores, contribuindo para a produção de óleo, conforme mostra a figura 3.2.2, onde observa-se a pressão média do plugue em função do volume poroso injetado. Pode-se concluir que, para este caso, a pressão atingida tem uma influência levemente superior na produção final do óleo, se comparada com a eficiência de deslocamento do CO<sub>2</sub> injetado. Contudo, ambos os fatores são importantes para a recuperação avançada de petróleo.

Figura 3.2.2 - Pressão média do testemunho em função do volume poroso injetado.

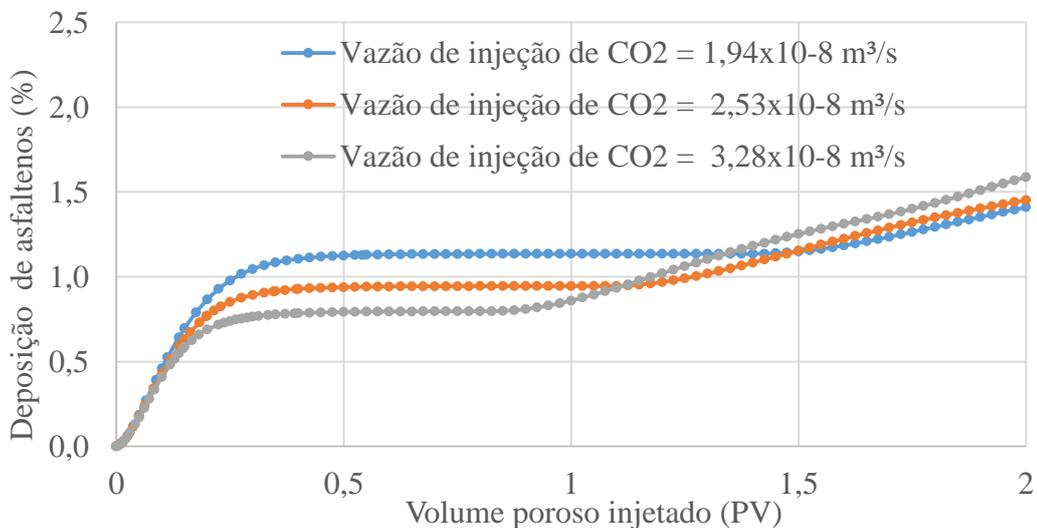


No processo de recuperação avançada por injeção de CO<sub>2</sub>, sua solubilização no óleo pode induzir a precipitação e posterior deposição de asfaltenos. As figuras 3.2.3a e 3.2.3b exibem os perfis de precipitação e deposição dos asfaltenos, respectivamente, nas vazões anteriormente citadas, em função do volume poroso injetado. Desde o início da produção, observa-se que há uma quantidade de precipitado no plugue, enquanto asfaltenos depositados ainda não são detectados. Com o passar do tempo, os asfaltenos precipitados começam a se depositar, até atingirem um patamar que difere em valor dependendo da vazão de injeção. Este patamar de deposição é alcançado porque não há partículas precipitadas neste instante de tempo, impedindo um crescimento da deposição, conforme visto na figura 3.2.3a. Após este patamar, identifica-se um novo aumento na precipitação dos asfaltenos, levando conseqüentemente a um aumento na sua deposição.

Figura 3.2.3 – Precipitação (a) e deposição (b) de asfaltenos, em função do volume poroso injetado.



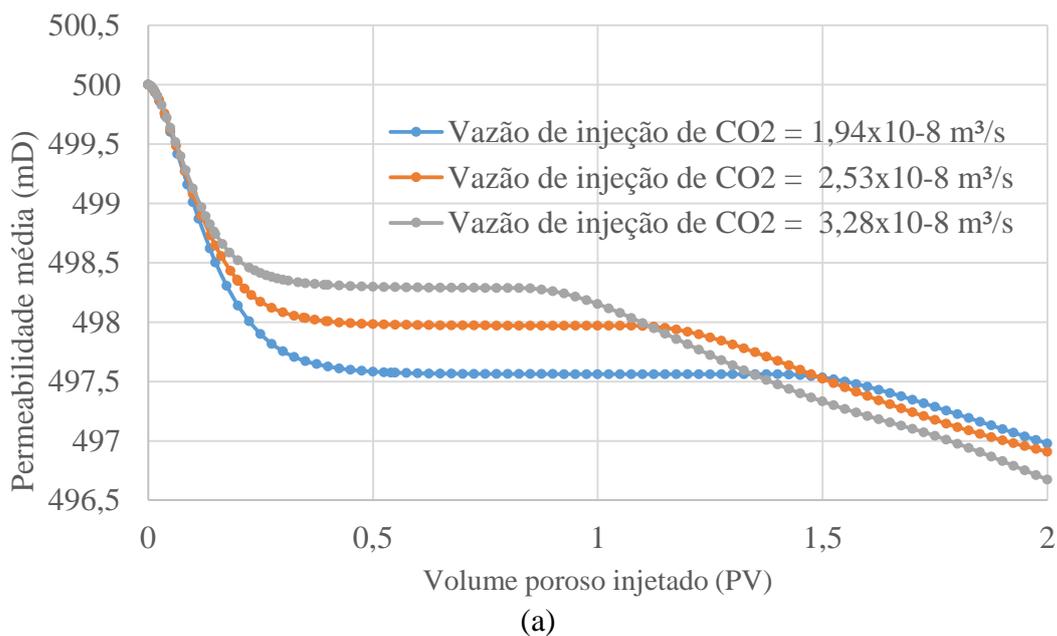
(a)

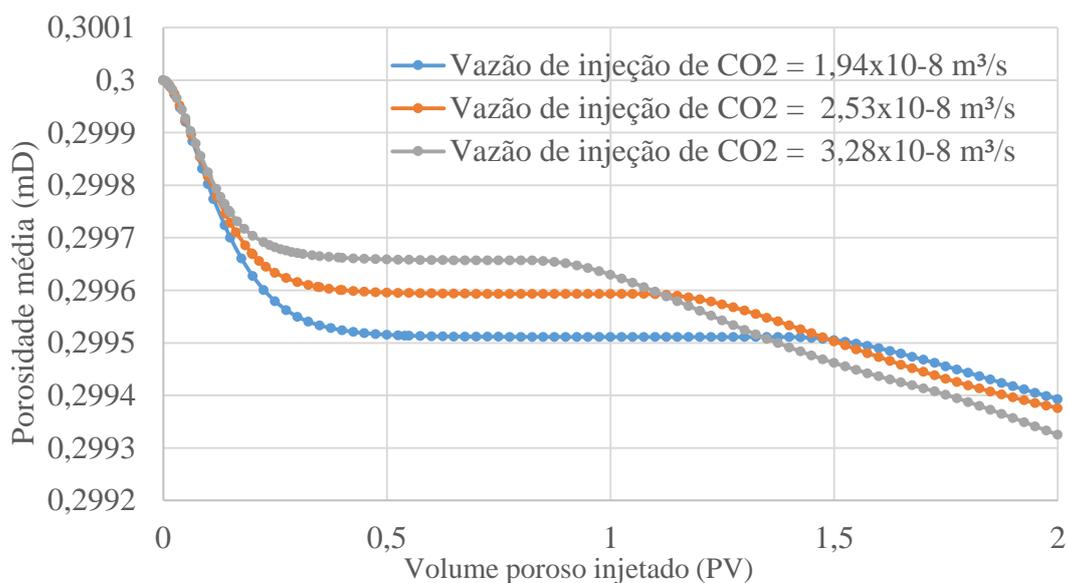


(b)

A deposição dos asfaltenos na superfície do testemunho pode causar problemas como a redução de permeabilidade e porosidade da rocha. As figuras 3.2.4a e 3.2.4b mostram a permeabilidade e a porosidade da rocha em função do volume poroso injetado, nas três vazões de injeção citadas anteriormente, revelando que a permeabilidade e a porosidade da rocha têm um comportamento inverso à curva de deposição dos asfaltenos (figura 3.2.3b), isto é, quando há um aumento na deposição, tanto a permeabilidade quanto a porosidade diminuem e vice-versa. Entre os instantes iniciais e finais, observa-se que tanto a permeabilidade quanto a porosidade permanecem constantes, porque a deposição também permanece constante, neste intervalo. As figuras mostram também que, conforme a vazão de injeção de CO<sub>2</sub> aumenta, maior será a redução de permeabilidade e de porosidade. No entanto, estas reduções são inferiores a 1%, sendo de 0,67% para a permeabilidade e 0,22% para a porosidade. Este resultado está de acordo com os experimentos realizados por (JAFARI BEHBAHANI et al., 2015), que realizaram experimentos com injeção de CO<sub>2</sub> miscível em um testemunho e determinaram o impacto da deposição nestas propriedades. A permeabilidade e a porosidade na menor vazão de injeção de CO<sub>2</sub> ( $1,94 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) são menores em relação ao valor da permeabilidade e da porosidade nas demais vazões de injeção ( $2,53 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$  e  $3,28 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$ ) na maior parte do período de produção (até 1,5 PV). Isto é uma desvantagem do ponto de vista da produção de petróleo, pois quanto maior a permeabilidade da rocha, mais fácil será o escoamento do óleo, favorecendo sua produção.

Figura 3.2.4 - Permeabilidade relativa (a) e porosidade da rocha (b) em função do volume poroso injetado.

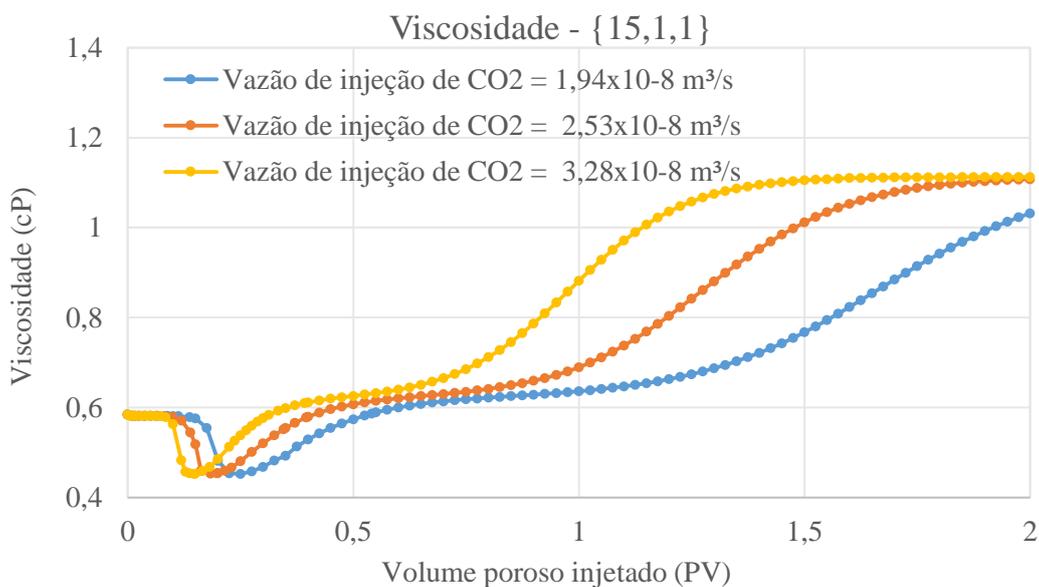




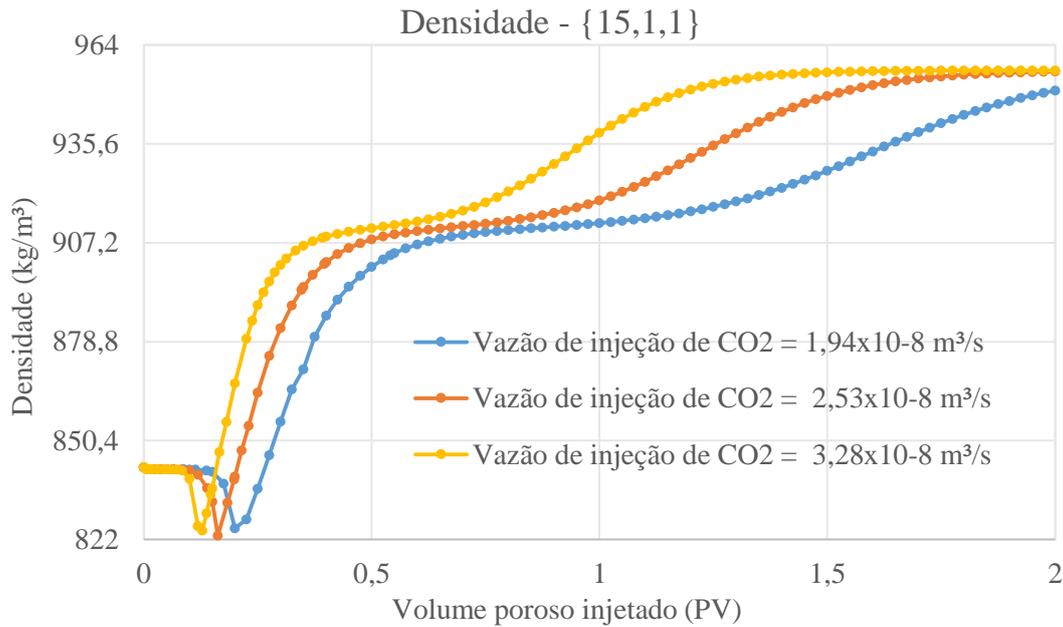
(b)

É interessante observar também duas propriedades do petróleo, importantes para a produção, que são a viscosidade e a densidade. Um óleo menos denso indica uma maior quantidade de componentes leves tendo este óleo uma baixa viscosidade e, portanto, uma maior facilidade em escoar. A injeção de um gás como o CO<sub>2</sub> tem a vantagem de promover o inchamento do óleo e, como consequência, reduzir a sua densidade. Além disso, este método de injeção aumenta a mobilidade do óleo através da redução da sua viscosidade. As figuras 3.2.5a e 3.2.5b mostram os perfis de viscosidade e densidade em função do volume poroso injetado na região central do testemunho (bloco {15,1,1}).

Figura 3.2.5 - Viscosidade (a) e densidade (b) do óleo em função do volume poroso injetado no bloco {15,1,1}.



(a)



(b)

Apesar da tendência de redução da viscosidade e da densidade do óleo como consequência da injeção de CO<sub>2</sub>, observa-se que estas reduções não se mantêm nos casos em estudo. Após uma brusca redução, há um aumento contínuo destas propriedades até o fim do tempo de produção, por conta da redução da fração de hidrocarbonetos leves no óleo, causando uma redução na mobilidade e reduzindo sua produção.

Assim, para o caso de injeção de CO<sub>2</sub> puro na recuperação avançada de petróleo, quanto maior a vazão de injeção, maior será a pressão atingida e, apesar dos problemas com precipitação e deposição de asfaltenos, redução de permeabilidade e porosidade, e aumento de viscosidade e densidade, o incremento da pressão compensa estas perdas de eficiência, aumentando a produção de petróleo.

### 3.2.3 RESULTADOS DA OTIMIZAÇÃO

Nesta seção, analisa-se como a quantidade de CH<sub>4</sub> na corrente de injeção de CO<sub>2</sub>, e a vazão e a pressão de injeção afetam o fator de recuperação de óleo. Para isto, foi realizada uma otimização das condições operacionais, cujas variáveis de decisão utilizadas foram a composição do gás de injeção (contendo CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>), a vazão e a pressão de injeção.

O ponto ótimo foi comparado ao resultado do fator de recuperação de um caso base. Foi considerado como caso base de simulação, a injeção de gás contendo 50% de CO<sub>2</sub> e 50% de CH<sub>4</sub>, considerando as mesmas condições de vazão de injeção, temperatura e pressão inicial utilizadas na seção 3.2.2 e as características do testemunho apresentadas na tabela 3.2.1. Após

esta etapa, fez-se a análise das variáveis envolvidas no escoamento, para entender a diferença no fator de recuperação em ambos os casos.

A matriz de planejamento foi gerada utilizando a técnica de hipercubos latinos (ZUBAREV, 2009), disponível no pacote CMOST do simulador da CMG, conforme descrita no apêndice C desta dissertação. O método adotado foi a otimização *proxy*, que utiliza uma rede neural multicamada para relacionar os dados de entrada (variáveis de decisão) com a variável a ser otimizada (ZUBAREV, 2009) (Ver apêndice C). A otimização teve por objetivo maximizar o fator de recuperação de óleo, conforme a função objetivo (F.O) abaixo:

$$F.O = \max \left\{ \frac{\text{Volume de óleo extraído}}{\text{Volume total de óleo disponível}} = \text{fator de recuperação} \right\} \quad (3.2.1)$$

O volume de óleo disponível inicialmente é fixo, portanto na prática, realiza-se a maximização do volume de óleo extraído. As variáveis de decisão utilizadas foram, a composição do gás de injeção, a vazão e a pressão de injeção. As restrições para as variáveis de decisão foram: A composição do gás de injeção da mistura CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> variou de 0 a 100 %, a vazão de injeção entre 1,4x10<sup>-8</sup> e 4,0x10<sup>-7</sup> m<sup>3</sup>/s e a pressão de injeção de 27,7 a 28,3 MPa. A análise de Sobol também foi utilizada para determinar a sensibilidade de uma variável resposta às alterações das variáveis de entrada, considerando seu efeito individual e a interação entre elas (SALTELLI *et al.*, 2008). O método de Sobol está disponível no pacote CMOST do simulador da CMG (vide apêndice D).

Esta seção está dividida em três subseções:

- Na primeira subseção, são analisados os resultados da otimização realizada no módulo CMOST da CMG.
- Na segunda subseção, discute-se, para o caso ótimo e para o caso base, o comportamento de algumas propriedades importantes, como a viscosidade, a densidade, em função do tempo de ensaio e do comprimento do testemunho, para entender sua influência na produção durante o ensaio.
- Na terceira subseção, analisa-se a viabilidade econômica da implementação das condições ótimas obtidas na primeira subseção, em termos de custo marginal de separação, custo marginal de compressão e receita marginal relativa ao ganho de produção, considerando a produção em escala industrial.

## OTIMIZAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE INJEÇÃO

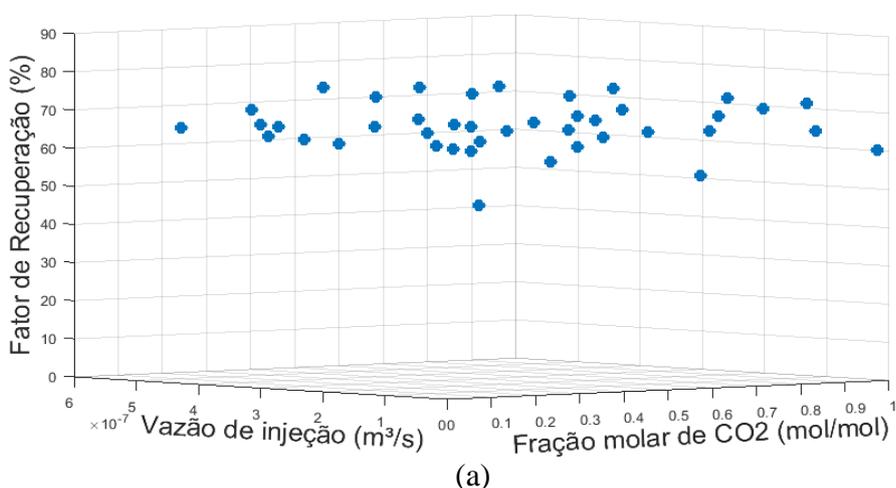
Considerando a lei de Darcy para escoamento de fluidos em meios porosos (Apêndice A, equação A.3), há uma relação entre a pressão e a vazão de injeção, ou seja, ao definir uma vazão de injeção (ou pressão de injeção), determina-se por esta lei a pressão de injeção (ou vazão de injeção). Por conta disto, foram realizadas duas otimizações, descritas abaixo:

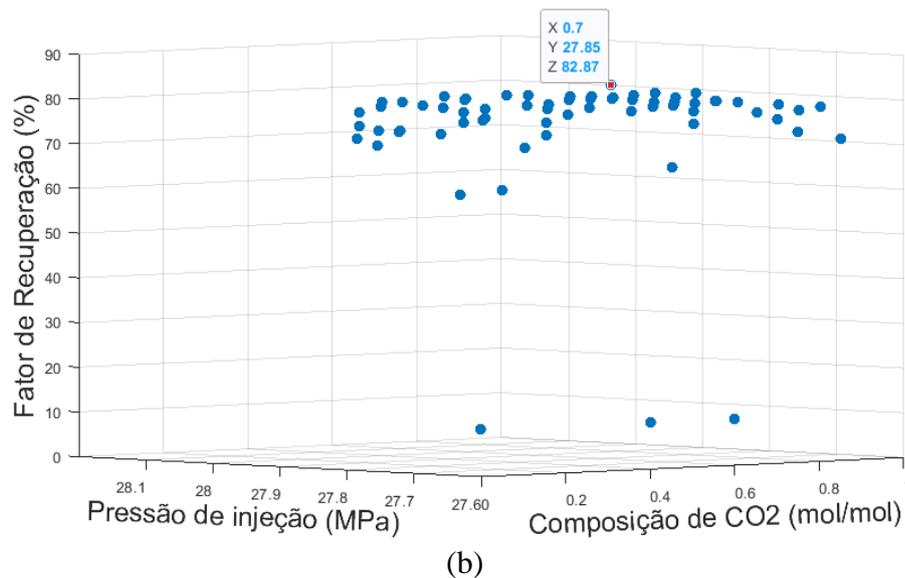
Na primeira otimização realizada para maximizar o fator de recuperação, foram empregadas como variáveis de decisão a composição do gás de injeção e a vazão de injeção. Para gerar a matriz de planejamento, a fração de CO<sub>2</sub> no gás de injeção variou de 0 a 100 %, em intervalos iguais de 10%, totalizando 10 pontos discretos, sendo a fração de CH<sub>4</sub> o complemento da fração de CO<sub>2</sub>. Foram utilizados 20 pontos discretos para a vazão de injeção entre  $1,4 \cdot 10^{-8}$  e  $4,0 \cdot 10^{-7}$  m<sup>3</sup>/s. Nesta primeira otimização, o máximo fator de recuperação alcançado foi 74,44 %, sendo atingido ao injetar-se gás com 80 % de CO<sub>2</sub> e 20 % de CH<sub>4</sub> a uma vazão de  $2,2 \cdot 10^{-7}$  m<sup>3</sup>/s.

Na segunda otimização, foram usadas como variáveis de decisão a composição do gás de injeção e a pressão de injeção. A fração de CO<sub>2</sub> no gás de injeção novamente variou de 0 a 100%, em intervalos iguais de 10%, totalizando 10 pontos discretos, sendo a fração de CH<sub>4</sub> o complemento da fração de CO<sub>2</sub>. Foram utilizados 20 pontos discretos para a pressão de injeção entre 27,7 e 28,3 MPa. A faixa de pressão foi adotada de modo a manter uma perda de carga compatível com as dimensões e propriedades do plugue. Neste segundo caso, um fator de recuperação máximo de 82,90% foi alcançado injetando-se gás com 70% de CO<sub>2</sub> e 30% de CH<sub>4</sub>, a uma pressão de 27,9 MPa, sendo, portanto, o de maior fator de recuperação.

As figuras 3.2.6a e 3.2.6b, ilustram os resultados da otimização. O caso ótimo adotado corresponde ao ponto ótimo registrado na segunda otimização, na qual o gás é injetado com 70% de CO<sub>2</sub> e 30% de CH<sub>4</sub>, a uma pressão de injeção de 27,9 MPa. Nestas condições o fator de recuperação alcançado foi de 82,90%.

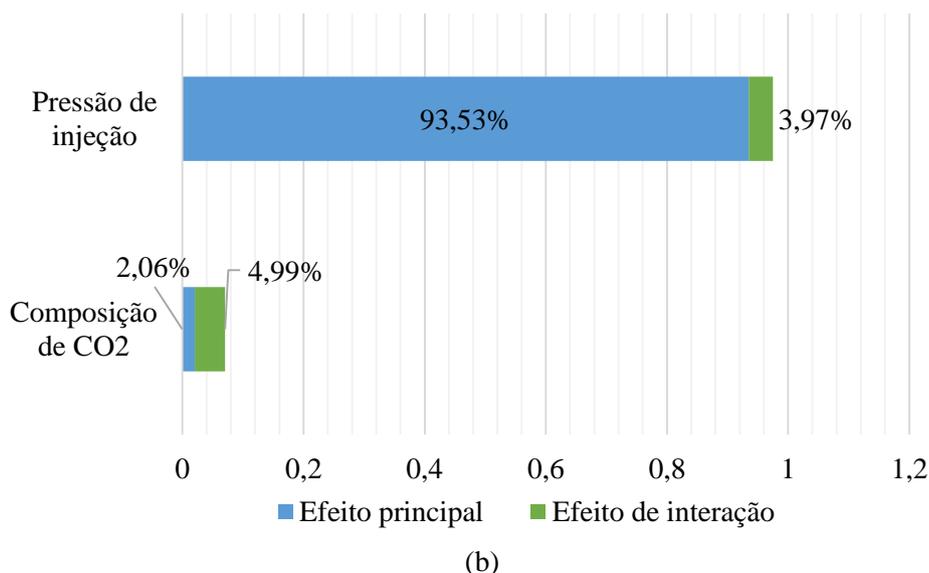
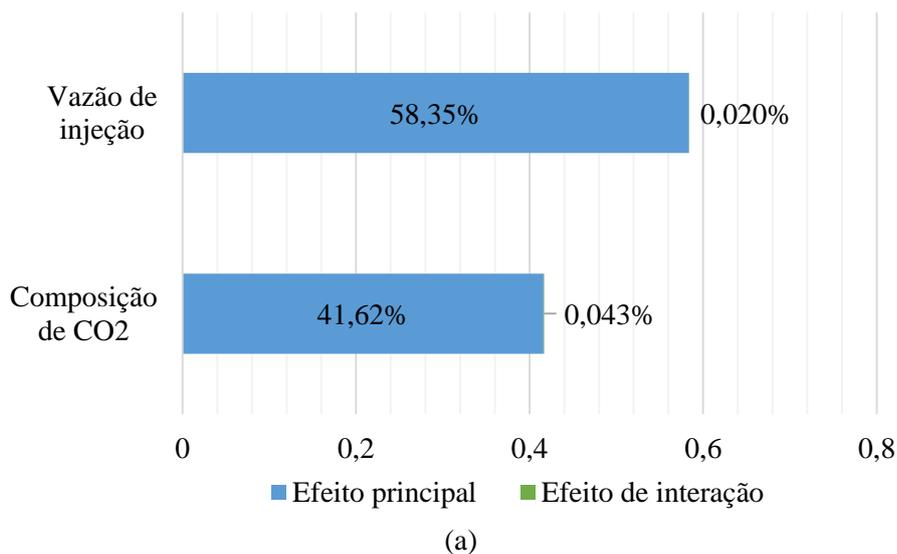
Figura 3.2.6 - Otimização das condições de injeção considerando a pressão fixa (a) e considerando a vazão fixa (b).





As figuras 3.2.7a e 3.2.7b mostram os resultados da análise de Sobol, tanto para o caso em que a composição do gás de injeção e a vazão de injeção são utilizadas como variáveis de decisão (figura 3.2.7a) como para o caso em que a composição do gás de injeção e a pressão de injeção são utilizadas como variáveis de decisão (figura 3.2.7b). No primeiro caso, a vazão de injeção contribui com 58,35% para a variabilidade do fator de recuperação e a fração de CO<sub>2</sub> contribui com 41,62%. Apesar disto, o efeito de interação entre as duas variáveis contribui muito pouco para a função objetivo (<0,1%). Assim, neste caso, para se obterem efeitos significativos no aumento de produção, pode-se alterar uma das variáveis de cada vez, mantendo a outra fixa. Neste caso em particular, é mais eficiente fixar a fração de CO<sub>2</sub> e variar a vazão, pois esta tem maior impacto no fator de recuperação. Ao realizar este procedimento, também deve-se levar em conta o custo relacionado ao aumento da vazão em relação aos ganhos de produção (seção 3.2.3.3). Na figura 3.2.7b, percebe-se que o efeito principal de variação da pressão de injeção é muito maior em relação ao efeito principal de variação na fração de CO<sub>2</sub> (cerca de 91 % a mais). Logo, a pressão de injeção contribui mais para o aumento de produção, comparada com a fração de CO<sub>2</sub>. Novamente, ressalta-se que os custos de compressão devem ser também levados em conta quando comparados com a receita adicional dos ganhos de produção (seção 3.2.3.3). Os efeitos de interação para este caso também não são significativos (< 5,0%). Assim, variar simultaneamente a pressão de injeção e a fração de CO<sub>2</sub> causa um aumento de produção maior do que a variação simultânea da vazão de injeção e da fração de CO<sub>2</sub>. Em resumo, se variadas individualmente, a composição de CO<sub>2</sub>, a vazão de injeção e a pressão de injeção, produzem um efeito de 41,62%, 58,35% e 93,53%, respectivamente, no fator de recuperação. Portanto, o efeito da pressão de injeção é o maior entre as três variáveis estudadas.

Figura 3.2.7- Análise de Sobol das variáveis de decisão.



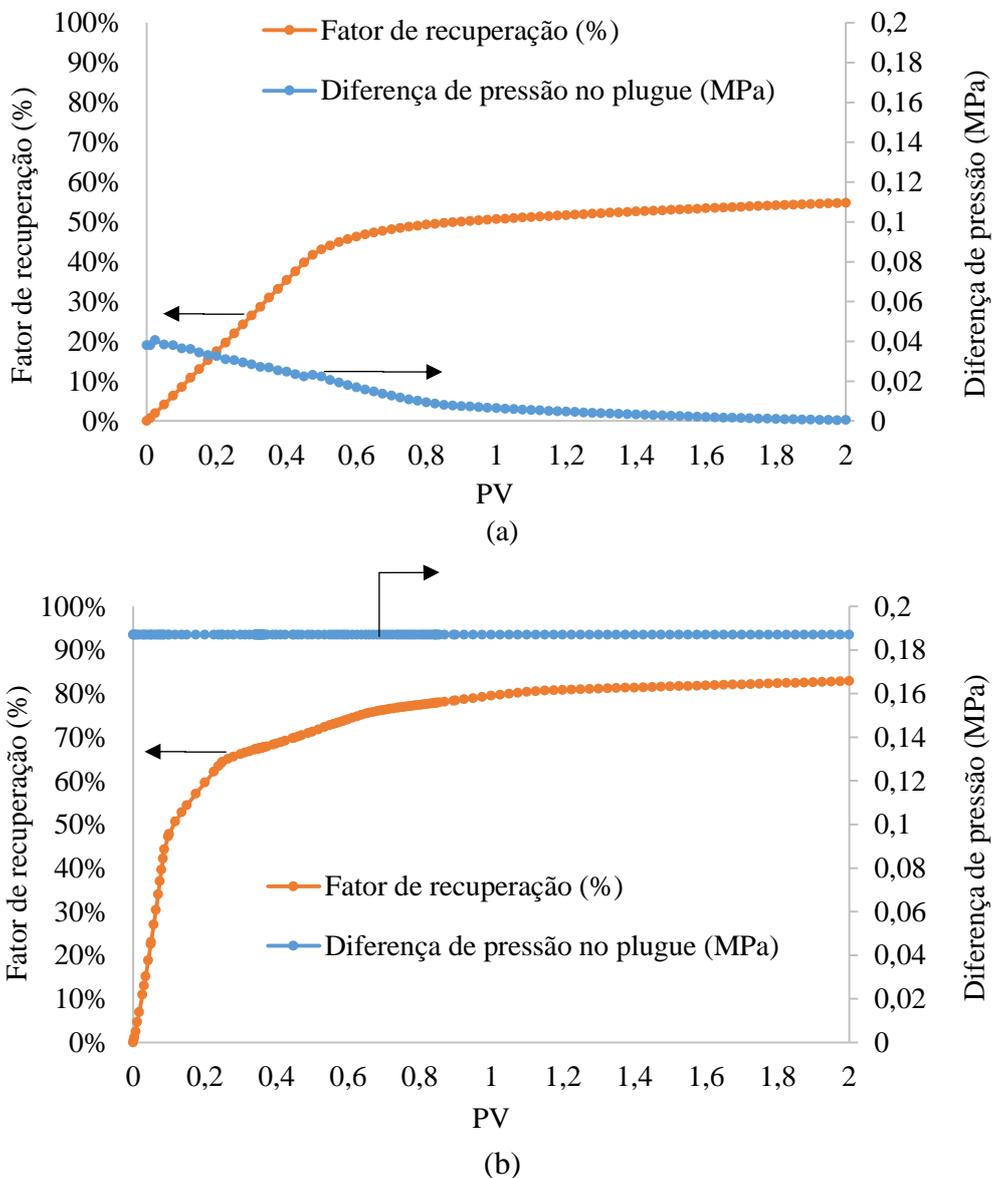
### COMPARAÇÃO ENTRE O CASO OTIMIZADO E O CASO BASE DE INJEÇÃO

#### PRODUÇÃO DE ÓLEO

Nesta seção, são analisadas as razões que levaram a uma diferença no fator de recuperação entre o caso ótimo (82,90%) e o caso base (54,87%). As figuras 3.2.8a e 3.2.8b expressam a evolução do fator de recuperação e da diferença de pressão no testemunho em função do tempo de análise (2 dias) para o caso base (figura 3.2.8a) e para o caso otimizado (figura 3.2.8b). No caso base, o fator de recuperação evolui de forma distinta em duas regiões, sendo a primeira entre 0 e 0,5 dias e a segunda entre 0,5 e 2 dias. Na primeira região, há um crescimento linear da produção a uma taxa de aproximadamente 89 p.p ao dia. Esta região caracteriza-se por uma interação

efetiva entre o gás injetado e o óleo, bem como pela extração do óleo contido em poros relativamente maiores. Nesta região, observa-se que a máxima diferença de pressão no testemunho é de 0,041 MPa, sendo atingida no início da análise (0,025 dias). Após esta etapa, a diferença de pressão apresenta uma queda, alcançando um mínimo ao final do tempo de análise. Com esta tendência de queda na diferença de pressão, espera-se uma queda na taxa de produção, o que efetivamente ocorre a partir de 0,5 dia. A partir deste valor, a taxa de produção cai para cerca de 4,1 p.p ao dia, por conta da menor interação entre o gás injetado e o óleo. Para o caso ótimo, o fator de recuperação final é cerca de 28 p.p maior em relação ao caso base.

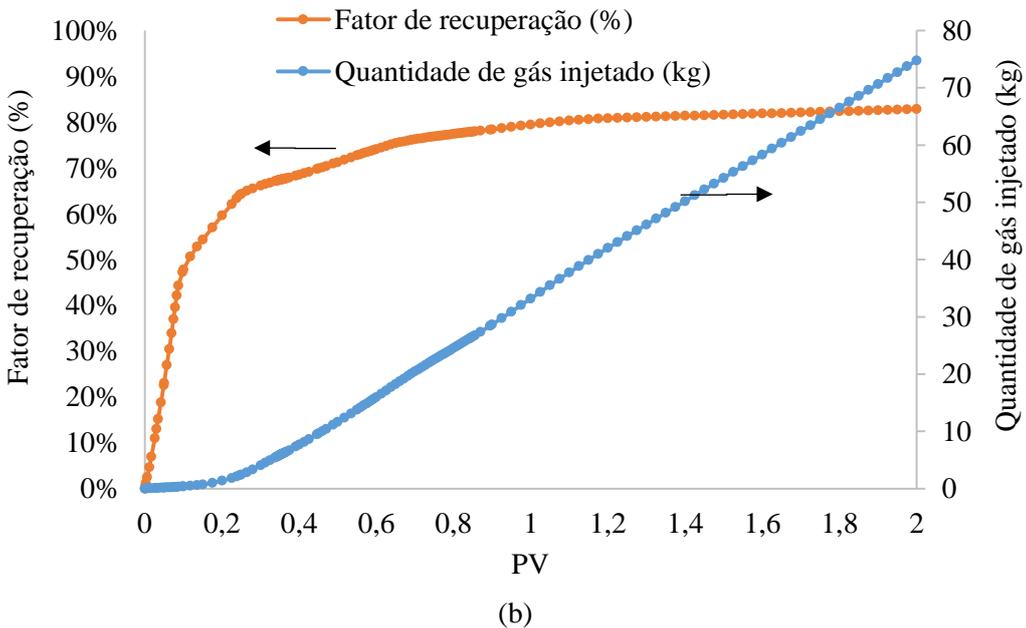
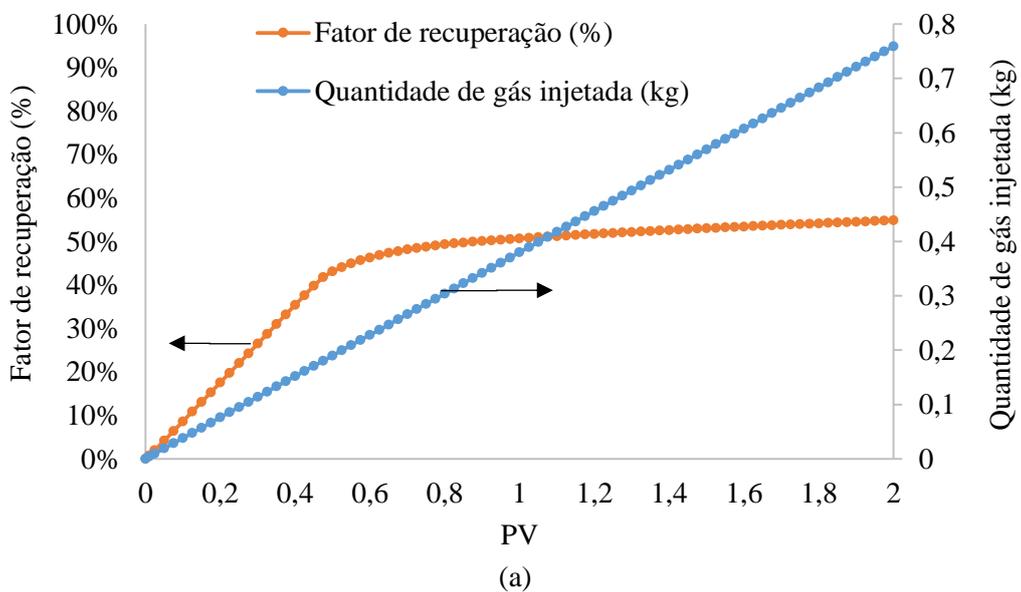
Figura 3.2.8 – Fator de recuperação e diferença de pressão no testemunho em função do volume poroso injetado (a) caso base, (b) caso ótimo.



No caso ótimo, ocorre uma taxa de produção maior no início do ensaio, de cerca de 500 p.p (pontos percentuais) ao dia. Esta região se caracteriza por uma interação gás-óleo efetiva e pela extração do óleo contido em poros maiores. Além disso, a diferença de pressão no testemunho para o caso ótimo é consideravelmente maior em relação ao caso base, sendo cerca de 0,19 MPa. Esta maior diferença de pressão auxilia no deslocamento do óleo, aumentando a produtividade.

As figuras 3.2.9a e 3.2.9b mostram o fator de recuperação e a quantidade de gás injetado em função do volume poroso injetado (PV) para o caso base (figura 3.2.9a) e para o caso otimizado (figura 3.2.9b).

Figura 3.2.9 – Quantidade de gás injetado em função do volume poroso injetado, (a) caso base, (b) caso ótimo.

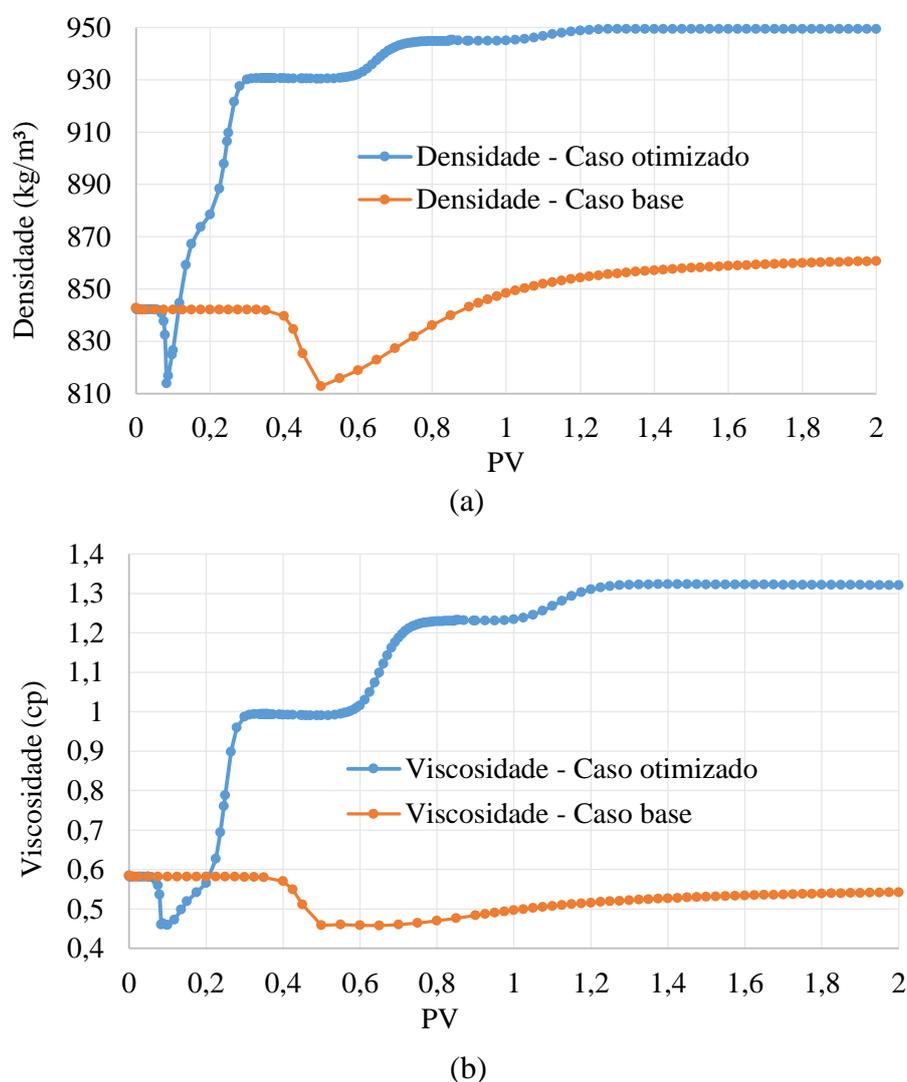


Pode-se observar que a quantidade de gás injetado, para o caso ótimo, ao final do tempo de produção, é de aproximadamente 75,0 kg, valor quase 100 vezes maior do que a quantidade de gás injetada no caso base. Uma maior quantidade de gás permeando o testemunho acelera a saturação do óleo com o gás de injeção após a solubilização do mesmo, reduzindo o tempo de produção por miscibilidade.

#### **RELAÇÃO ENTRE AS PROPRIEDADES DO ÓLEO E A PRECIPITAÇÃO/DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS DURANTE O ESCOAMENTO NO TESTEMUNHO**

Nesta seção, discute-se o impacto da injeção de gás em algumas propriedades do fluido e nos fenômenos de precipitação e deposição de asfaltenos, a fim de compreender como a mudança nestas variáveis afeta a produção de óleo. Quanto à tensão interfacial, Lee et al., (2021) observaram que a adição de impurezas na corrente de CO<sub>2</sub> aumenta a tensão interfacial gás-óleo, indicando que uma pressão maior é necessária para atingir a condição de miscibilidade. Comparando o caso otimizado com o caso base, notam-se que o caso otimizado contém uma quantidade de impurezas menor (30%) em relação ao caso base (50%). Logo, pode-se inferir que a miscibilidade do gás, no primeiro caso, é atingida mais rapidamente. Uma maior dissolução do gás no óleo pode ocasionar a diminuição da sua densidade e viscosidade, levando a uma maior mobilidade do óleo, o que favorece a sua produção. As figuras 3.2.10a e 3.2.10b exibem a variação da densidade e da viscosidade do óleo em função do tempo de escoamento. No período inicial de injeção, a densidade e a viscosidade apresentam uma tendência de redução, atingindo um valor mínimo de 812,77 kg/m<sup>3</sup> e 0,46 cP, respectivamente, para o caso base, e 813,89 kg/m<sup>3</sup> e 0,46 cP, respectivamente, para o caso otimizado. Após atingir um valor mínimo, a densidade e a viscosidade do óleo, tanto no caso base quanto no caso otimizado, aumentam novamente por conta da extração dos componentes leves do óleo pelo gás injetado. Devido à maior quantidade de gás injetado, o aumento da viscosidade e densidade se mostra mais acentuado no caso otimizado. Este mesmo comportamento foi observado por Lee et al., (2021), sendo que esta adição impede a diminuição da densidade e da viscosidade no início do período de injeção, por conta do aumento da tensão interfacial gás-óleo, o que dificulta a solubilização do gás no óleo.

Figura 3.2.10 – Densidade (a) e viscosidade (b) do petróleo em função do volume poroso injetado na saída do testemunho.

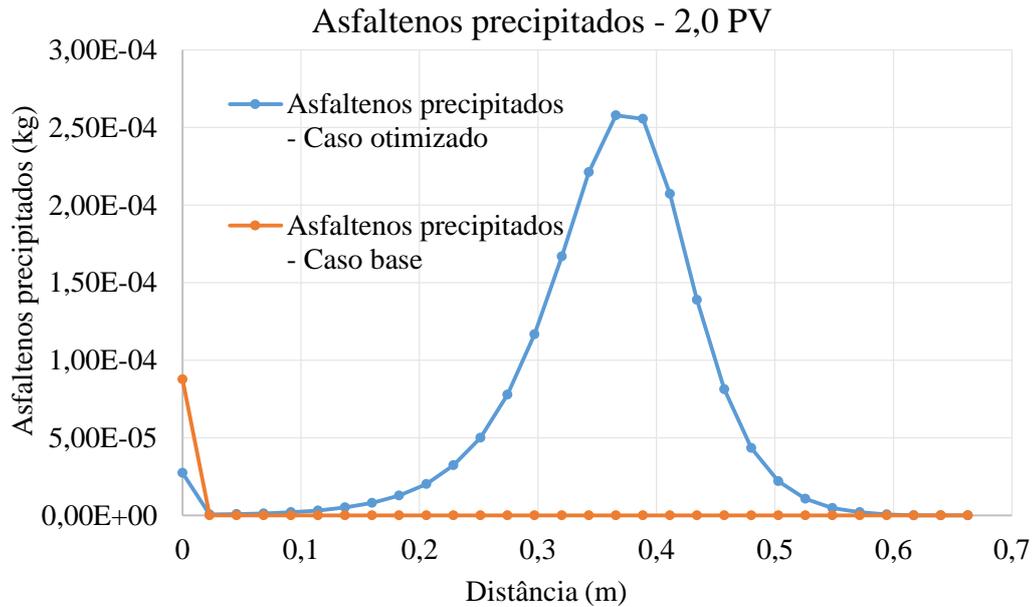


No processo de injeção de gás, quanto maior a quantidade de gases dissolvidos ( $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ , etc.) no óleo, menos solúveis serão os asfaltenos na fase líquida e, portanto, maior a quantidade a precipitar (PEDERSEN, CHRISTENSEN, & SHAIKH, 2016). As figuras 3.2.11a e 3.2.11b revelam a quantidade de asfaltenos precipitados e depositados ao longo do plugue no fim do período de produção (2 dias) para o caso base e para o caso otimizado. Na figura 3.2.11a, nota-se que, ao final do período de deslocamento, praticamente não há sólidos precipitados no sistema para o caso base, enquanto que, para o caso otimizado, há uma quantidade considerável de precipitados. Estes sólidos precipitados se depositam no plugue ou saem junto com a produção de óleo.

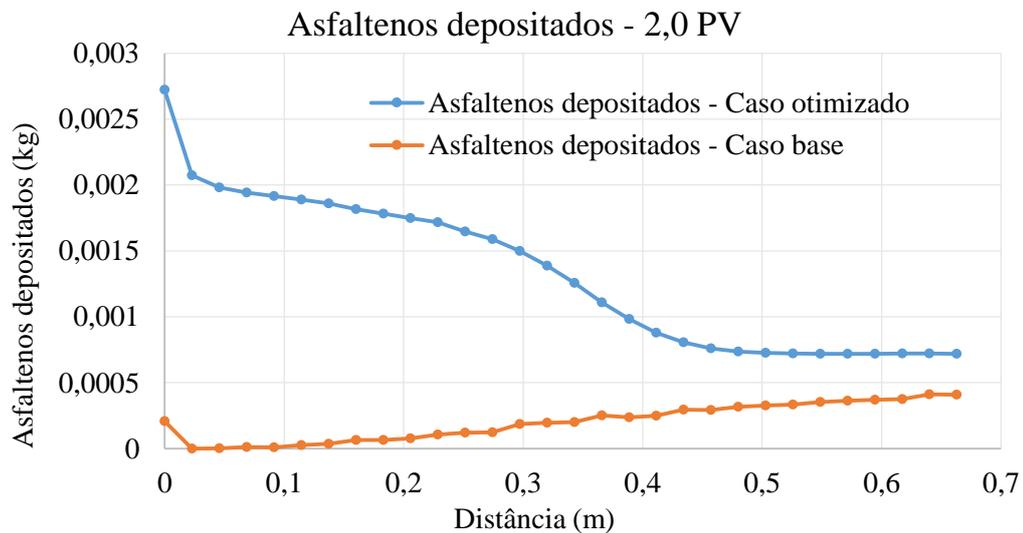
No caso em que os asfaltenos se depositam no testemunho, pode ocorrer entupimento dos poros da rocha, mudanças na permeabilidade da rocha e aumento da perda de carga ao longo do

testemunho. Na figura 3.2.11b, nota-se que parte dos asfaltenos precipitados foi depositada no testemunho e que, no caso otimizado, a quantidade depositada é maior em relação ao caso base. Este comportamento está relacionado ao fato de uma maior quantidade de gás ser solubilizada no óleo devido a uma maior pressão de injeção e a redução da impureza do gás injetado utilizado no caso ótimo, favorecendo a precipitação e a deposição de asfaltenos no testemunho.

Figura 3.2.11 - Asfaltenos precipitados (a) e depositados (b) em função do comprimento do testemunho.



(a)



(b)

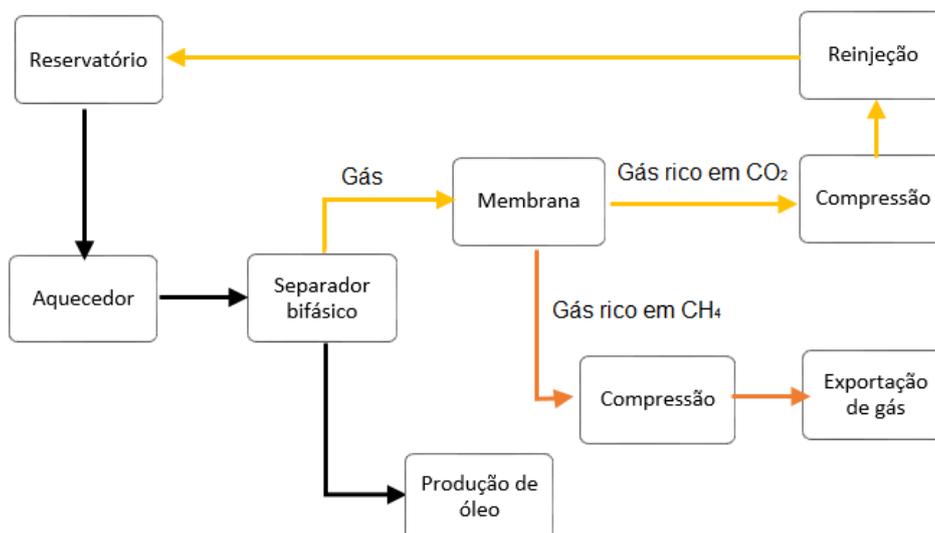
Destaca-se que uma pressão e uma vazão de injeção maiores, bem como uma IFT menor para o caso otimizado, foram determinantes para o aumento de produção em relação ao caso base. Mesmo o caso otimizado apresentando ainda valores maiores para a densidade e viscosidade

do óleo, e apresentando uma maior perda de carga, devido a uma maior quantidade de asfaltenos depositados.

### **AVALIAÇÃO ECONÔMICA**

Nesta seção, são analisados os custos adicionais envolvidos nos processos de separação e compressão do gás de injeção, bem como o ganho decorrente do aumento da produção de petróleo, gerado pela implementação das condições ótimas, na substituição das condições do caso base, que obteve menor fator de recuperação. Os resultados do fator de recuperação para os casos, até aqui, são para ensaios de laboratório, que normalmente são maiores se comparados aos dados de produção real em um campo. Por isso, antes de realizar a análise econômica, foi necessário fazer a equivalência dos dados de laboratório para os dados de um campo real. Para realizar esta transformação, consideraram-se os dados de produção e a dimensão de um reservatório, obtidos da literatura (ZHOU et al., 2019). Os detalhes da conversão do fator de recuperação são apresentados na seção de receita de produção, logo a seguir. Com os dados de produção de petróleo e gás, pode-se realizar a separação do gás e comprimi-lo para ser reinjetado, conforme mostra o fluxograma simplificado do processo de reinjeção na figura 3.2.12. Após sua produção, o óleo passa por um aquecedor e posteriormente por um separador bifásico, para separar o gás e o óleo. O óleo é então estocado para a venda e o gás pode ser separado em duas correntes, uma rica em metano e outra rica em CO<sub>2</sub>. O gás rico em metano pode ser utilizado como combustível na própria planta de produção ou ser exportado para consumo em terra. O gás rico em CO<sub>2</sub> pode ser utilizado para a recuperação avançada de petróleo. Neste trabalho, escolheu-se o método de separação por membranas poliméricas para simular a separação do gás produzido, em gás rico em metano e em CO<sub>2</sub>. O software PROII Process Engineering 10.2 foi utilizado para simular a separação de CO<sub>2</sub>, calcular a área da membrana e a posterior compressão do CO<sub>2</sub> para o caso base e para o caso otimizado. Para descrever o comportamento termodinâmico do gás, foi utilizada a equação de estado de Peng-Robinson (PENG; ROBINSON, 1976).

Figura 3.2.12 - fluxograma simplificado do processo de reinjeção.



Fonte: produzido pelo autor

### CUSTO DE SEPARAÇÃO

Para calcular o custo de separação, considerou-se o volume inicial de gás no reservatório de  $8,618 \times 10^7 \text{ m}^3$  em um tempo de produção de 6 anos (ZHOU et al., 2019). Portanto a quantidade de gás produzido foi de  $39351,6 \text{ m}^3/\text{dia}$ . Para estimar a composição do gás produzido, foi feita uma média da composição do gás bruto de campos brasileiros, obtida da literatura (CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA, 2019), como mostra a segunda coluna (composição bruta) da tabela 3.2.4. Para fins de simplificação, adotou-se a composição da terceira coluna (composição adotada).

Tabela 3.2.4 - Média da composição volumétrica bruta de campos brasileiros e composição adotada nas simulações deste trabalho.

Componente	Composição bruta (%)	Composição adotada (%)
Metano	81,59	95,00
Etano	7,10	0,00
Propano	3,41	0,00
Butanos	1,76	0,00
C5+	1,38	0,00
CO2	4,81	5,00

O gás produzido, com 5% de  $\text{CO}_2$  e 95% de  $\text{CH}_4$ , foi alimentado em uma membrana polimérica regular. Utilizando-se como custo unitário por área de membrana  $\text{US}\$54 / \text{m}^2$  (TORRES et al., 2021), pode-se estimar o custo da separação do  $\text{CO}_2$  nos dois cenários analisados (caso base e

caso ótimo). As permeabilidades do CO<sub>2</sub> e do CH<sub>4</sub> na membrana são de  $1,3 \times 10^{-8}$  e  $1,7 \times 10^{-10}$  m<sup>3</sup>/ m<sup>2</sup>sPa, respectivamente (ZHANG et al., 2013). A separação do CO<sub>2</sub> na membrana será melhor quanto menor for a pressão na corrente rica em CO<sub>2</sub> na saída da membrana (permeado), onde recomenda-se uma pressão menor do que 0,4 MPa (ARAÚJO et al., 2017). Neste trabalho, a pressão no permeado foi considerada como sendo 0,2 MPa. A tabela 3.2.5 apresenta a área da membrana (m<sup>2</sup>) necessária para que sejam obtidas as composições do caso base e do caso ótimo, além do custo final de separação do CO<sub>2</sub> em ambos os casos.

Tabela 3.2.5 - Custo de separação por membranas.

Caso	Área da membrana (m <sup>2</sup> )	Custo (US\$/m <sup>2</sup> )	Custo total (US\$)
Base	11	54	594,0
Ótimo	25	54	1350,0

Fonte: Produzido pelos autores.

Neste caso, devido à maior necessidade de redução das impurezas da corrente de CO<sub>2</sub>, para a implementação do caso otimizado, o custo adicional de separação seria de US\$ 756,0 em relação ao caso base. Dividindo este valor pelo tempo de vida útil de 5 anos das membranas poliméricas (CHEN; LIU; JIN, 2021), o aumento anual de custo seria de apenas \$ 151,2/ ano.

### CUSTO DE COMPRESSÃO

Na simulação da compressão do gás de injeção, utilizou-se uma diferença de pressão máxima no compressor, para o caso base, de 27,52 MPa e 27,66 MPa para o caso otimizado, conforme a tabela 3.2.6 abaixo. Foi considerada a pressão do permeado (0,2 MPa), após a separação do CO<sub>2</sub>, como a pressão de sucção no compressor, e as pressões de injeção, em cada caso, como as pressões de descarga. Foram calculados os valores correspondentes da potência de compressão, considerando uma eficiência politrópica para o compressor de 80%, para os dois casos em estudo. A tabela 3.2.6 também mostra a vazão máxima de injeção para ambos os casos.

Tabela 3.2.6 – Condições de compressão do gás de injeção.

Caso	$\Delta P$ máximo (MPa)	Vazão de injeção máxima (m <sup>3</sup> /s)	Potência de compressão (MWh/ano)
Base	27,52	$1,4 \times 10^{-8}$	90,3
Ótimo	27,66	$1,6 \times 10^{-6}$	700,1

Considerando o compressor acionado por um motor elétrico e o custo da energia elétrica industrial igual a US\$ 103,24 /MWh (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2021), com uma disponibilidade de 95% para o compressor, tem-se um custo anual de compressão para o

caso base de \$ 9.321,33/ano, e para o caso otimizado de \$ 72.274,23/ano. Com isto temos um custo marginal de compressão de \$ 62.952,89/ano.

### RECEITA DE PRODUÇÃO

A tabela 3.2.7 aponta os dados utilizados para o cálculo das receitas, após a comercialização do óleo produzido nos dois cenários (caso base e caso ótimo). A equação de Darcy foi utilizada para realizar a conversão do fator de recuperação das condições de laboratório para as condições de campo. Para isto, foi considerado que a perda de carga por comprimento, a permeabilidade da rocha e a viscosidade do óleo são iguais para os dois casos (testemunho e reservatório). Para realizar a conversão, considerou-se também o reservatório como um cilindro, com a mesma razão de área transversal por comprimento observada no testemunho. O volume inicial de petróleo considerado no reservatório é de  $1,666 \times 10^6$  m<sup>3</sup> e o tempo de produção é de 6 anos (ZHOU et al., 2019). O fator de recuperação alcançado, após realizar a conversão dos casos em estudo, é mostrado na tabela 3.2.7, bem como a produção final para cada caso.

Tabela 3.2.7 - Produção adicional de petróleo.

Composição	Volume original de óleo (Milhões de Barris)	Fator de recuperação (%)	Produção final (Milhões de Barris)
Base	10,50	13,18	1,38
Ótimo	10,50	19,91	2,09

Considerando o preço médio do barril de petróleo nos últimos 6 anos de US\$58/barril (FUSION MEDIA LIMITED, 2022), tem-se uma receita adicional de cerca de US\$6,83 milhões/ano. Com essa receita, um custo adicional de separação de apenas US\$151,2/ano e um custo de compressão adicional de US\$62952,89/ano, a implementação do caso otimizado se mostra viável, visto que os custos adicionais quase não impactam na receita atingida com o ganho de produção.

### 3.3 PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS NA INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> ALTERNADO COM ÁGUA.

Nesta seção, são discutidos os resultados obtidos utilizando o simulador composicional GEM, da Computer Modelling Group Ltd (CMG), para modelar e simular a produção de petróleo no processo de CO<sub>2</sub>WAG, em um reservatório heterogêneo, contendo três camadas, e anisotrópico, cujos dados de permeabilidade se encontram na tabela 3.3.1, retirados de um exemplo do próprio GEM. O reservatório é representado por uma malha cartesiana de dimensões 10 x 10 x 3, com 300 blocos e o tempo de produção no ensaio tem duração de 8 anos. Nos primeiros dois anos, a produção é por depleção, seguida pela injeção alternada de água pura e CO<sub>2</sub> a partir do terceiro ano, com duração de ciclo de 1 ano, no caso base. A temperatura do reservatório foi mantida constante em 376,5 K. A porosidade inicial é de 50% e a saturação inicial de água é de 20%. A composição do óleo é exibida na tabela 3.3.2 (BURKE; HOBBS; KASHOU, 1990), sendo seu grau API igual a 24,0, a quantidade de asfaltenos de 9% em massa e a massa molar da fração C<sub>7+</sub> é de 281,0 g/mol.

Tabela 3.3.1 - Dados de permeabilidade da rocha (mD).

Direção	Camada 1	Camada 2	Camada 3
I	200	50	500
J	200	50	500
K	20	40	60

Tabela 3.3.2 - Composição do petróleo.

Componente	Óleo (mol %)	Componente	Óleo (mol %)
CO <sub>2</sub>	1,42	C <sub>5</sub>	1,57
N <sub>2</sub> +C <sub>1</sub>	6,55	C <sub>6</sub>	3,16
C <sub>2</sub> -C <sub>4</sub>	18,04	C <sub>7+</sub>	66,68

A precipitação e a deposição dos asfaltenos foi estudada por dois modelos: o primeiro está descrito em Nghiem et al. (2000) e foi utilizado nas simulações realizadas na seção 3.3.1. O segundo modelo foi desenvolvido por (WANG; CIVAN, 2001) e foi utilizado nas simulações realizadas na seção 3.3.2. Ambos os modelos estão descritos em detalhes no apêndice B desta dissertação.

### 3.3.1 MODELO DE NGHIEM ET AL. (2000).

#### CARACTERIZAÇÃO DOS ASFALTENOS

Devido à falta de dados experimentais mais completos, foi realizado um ajuste de parâmetros de interação binária no módulo WINPROP do simulador composicional GEM, de acordo com a pressão de saturação do óleo, disponível em Burke et al., (1990), que é de 600 psia na temperatura do reservatório (376,5 K), de modo que nesta pressão ocorresse o máximo de precipitação dos asfaltenos. A massa de sólido precipitada é modelada usando um cálculo de flash multifásico, no qual as fases fluidas são descritas com a equação de estado de Peng-Robinson e as fugacidades dos componentes na fase sólida são previstas usando o modelo sólido, descrito no apêndice B. A figura 3.3.1 exibe a porcentagem em massa de sólido precipitada em relação à quantidade de óleo, em função da pressão, bem como as indicações do ponto de saturação (600 psia), o ponto inferior de início de precipitação dos asfaltenos (AOP inferior,) e a AOP superior, para o óleo original. A determinação dos pontos de AOP superior e inferior é importante para que se saiba a faixa de pressão na qual pode ocorrer a precipitação dos asfaltenos no óleo, de modo a evitá-la. A tabela 3.3.3 mostra o resultado dos cálculos da AOP inferior e superior.

Figura 3.3.1 – Porcentagem de sólido precipitada em função da pressão.

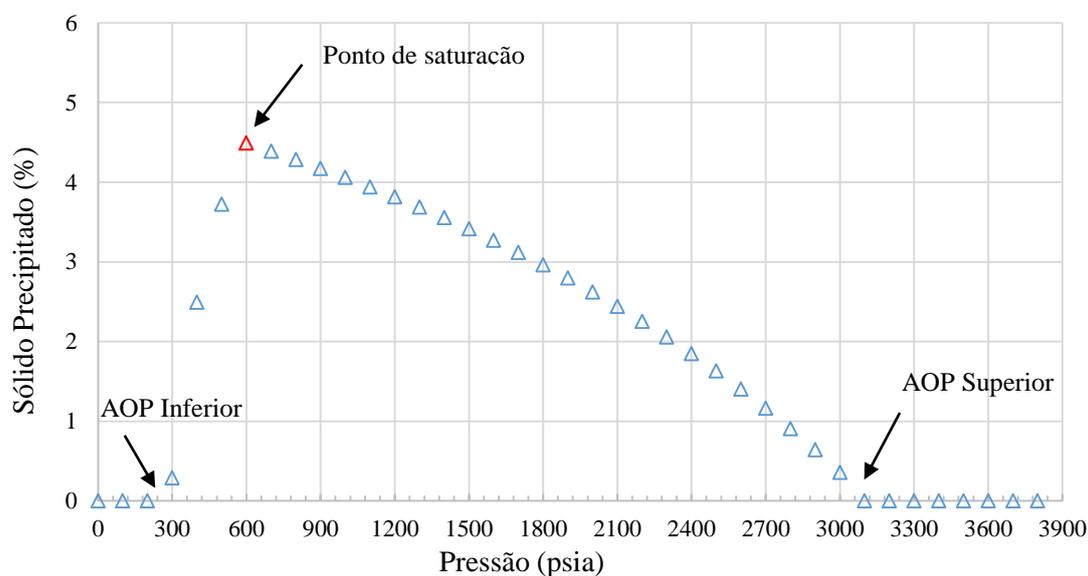


Tabela 3.3.3 - Resumo dos cálculos de AOP inferior e superior.

	Pressão (psia)	Porcentagem precipitada (%)
AOP inferior	291	0,010
Ponto de saturação	600	4,49
AOP superior	3020	0,042

## ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE DIFERENTES RAZÕES WAG

Considerando-se a duração de ciclo de um ano, foram analisados os resultados das simulações para três razões WAG diferentes (1:2, 1:1 e 2:1), avaliando sua influência na produção do óleo, em algumas propriedades do óleo e da rocha e na precipitação e deposição dos asfaltenos. A tabela 3.3.4 apresenta os valores adotados para a taxa de injeção de água e CO<sub>2</sub>, tais que sejam obtidas as razões WAG desejadas. Estes valores foram obtidos após avaliações preliminares, de modo que a diferença de pressão entre os poços produtor e injetor fossem compatíveis com as dimensões do reservatório simulado.

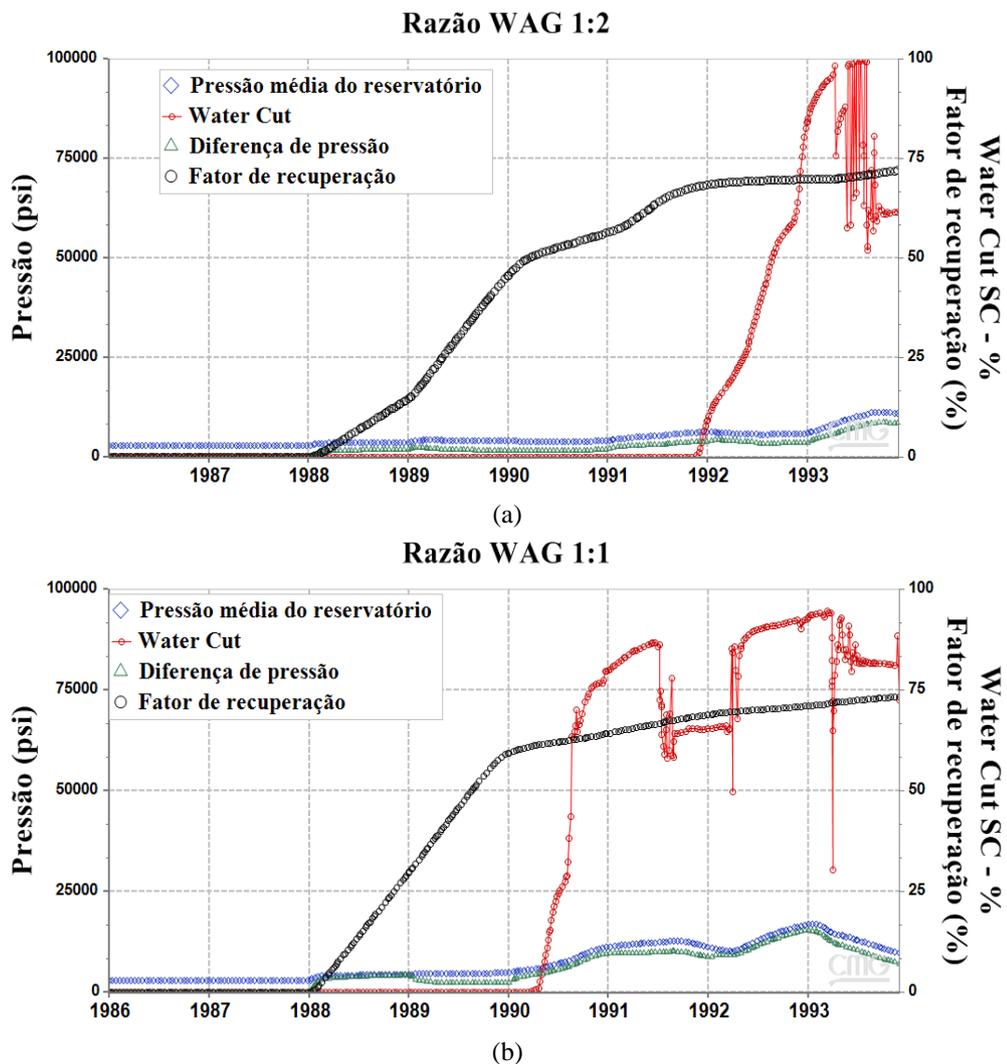
Tabela 3.3.4 - Taxas de injeção de água e gás para obter razões WAG de 1:2, 1:1 e 2:1.

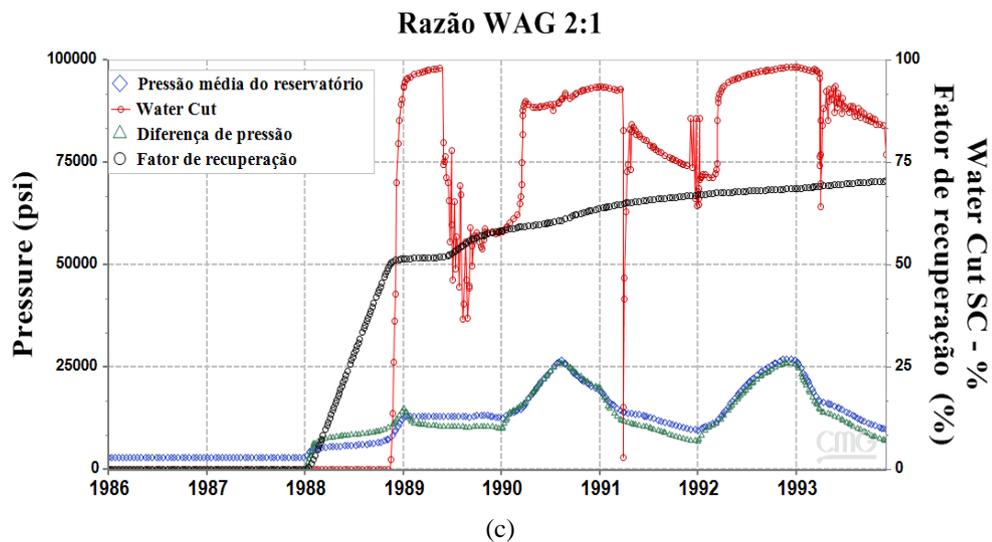
Razão WAG	1:2	1:1	2:1
Taxa de injeção de água (bbl/dia)	1855,0	3710	7420
Taxa de injeção de CO <sub>2</sub> (ft <sup>3</sup> /dia)	20813	20813	20813

As figuras 3.3.2(a-c) mostram o fator de recuperação, a diferença de pressão do reservatório, a pressão média no reservatório e a porcentagem de água produzida em função do tempo de produção, para três razões WAG. Não houve produção nos primeiros dois anos, indicando que o reservatório não tem pressão suficiente para produzir naturalmente. Observa-se também que, em geral, a diferença de pressão em cada ciclo aumenta rapidamente quando a água é injetada e diminui quando CO<sub>2</sub> é injetado. Este efeito, porém, é mais acentuado em razões WAG maiores. Isso indica que quanto maior a quantidade de água injetada por ciclo, maiores serão as pressões alcançadas e maior também a eficiência de varrido, o que favorece a produção de óleo. No entanto, conforme a quantidade de água injetada aumenta, seu *breakthrough* ocorrerá mais rapidamente, fazendo com que a eficiência de deslocamento diminua. O *breakthrough* da água é identificado quando a porcentagem de água produzida (*water cut* %) cresce bruscamente. Pode-se identificar estes pontos no início do ano de 1992, para a razão WAG 1:2, entre os anos de 1990 e 1991, para a razão WAG 1:1, e no fim do ano 1988, para a razão WAG 2:1. O *breakthrough* do CO<sub>2</sub> se comporta de maneira similar ao da água, ocorrendo mais rapidamente conforme a razão WAG aumenta. O fator de recuperação ao final do tempo de produção para cada uma das condições de razão WAG são 72, 73,3 e 70,5 %, respectivamente. Isto indica que o efeito da ocorrência do *breakthrough* da água na produção final de óleo é maior do que a elevação da pressão provocada pelo aumento de injeção de água no reservatório, pois, mesmo atingindo uma maior pressão, para a razão WAG 2:1 foi obtido o menor FR entre as três razões WAG. Assim, há uma quantidade ótima de água injetada, na qual as pressões atingidas são altas o suficiente e o *breakthrough* da água não ocorre tão cedo. No caso em estudo, a simulação

com a razão WAG 1:1 foi a que obteve o maior fator de recuperação, apesar de atingir valores intermediários de pressão. Em relação à injetividade dos poços, medida pela razão entre a vazão de injeção e o  $\Delta P$  no reservatório, Svec et al., (2001) relataram anormalidades de injetividade em ciclos WAG e seus estudos indicaram que perdas de injetividade em ciclos WAG têm sido limitantes em muitos projetos. Nas simulações realizadas neste trabalho, observou-se uma maior perda de injetividade para maiores razões WAG. Para as razões WAG de 1:2, 1:1 e 2:1, a injetividade inicial é de 60 bbl/dia/psi, 100 bbl/dia/psi e 355 bbl/dia/psi, respectivamente. Ao final da produção, a injetividade em todas estas razões WAG está abaixo de 1 bbl/dia/psi.

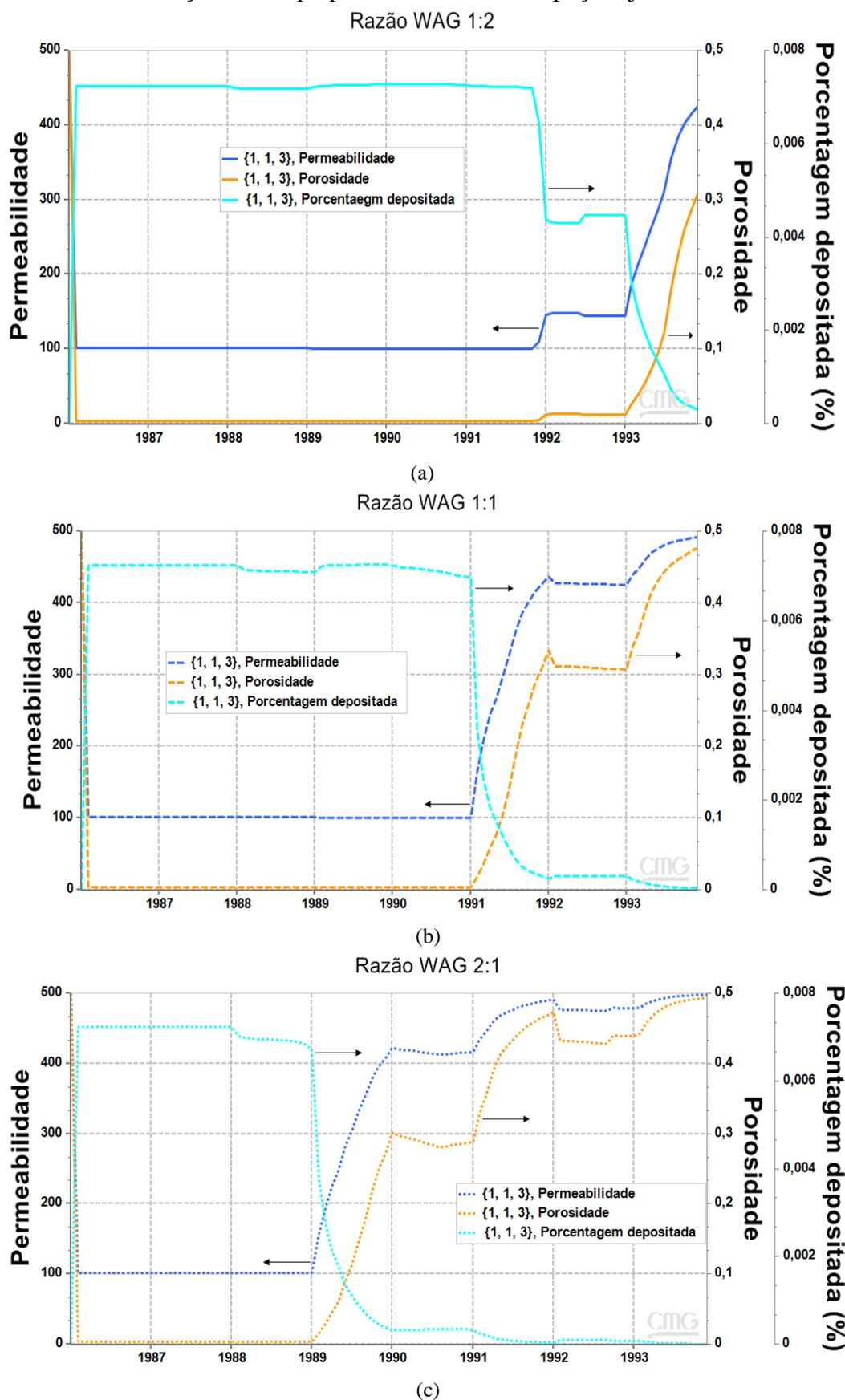
Figura 3.3.2 - Fator de recuperação, diferença de pressão, pressão média e porcentagem de água produzida em função do tempo para três razões WAG.





Durante a injeção de água, a pressão do reservatório aumenta e tende a reduzir a quantidade de asfaltenos precipitada no óleo, com isso, há uma tendência de aumento na viscosidade e densidade do óleo. Uma diminuição da precipitação reduz a probabilidade de deposição dos asfaltenos diminuindo os danos causados por este fenômeno (redução da permeabilidade e da porosidade da rocha). Durante a injeção de CO<sub>2</sub>, ocorre sua solubilização no óleo, modificando sua composição e aumentando sua quantidade de componentes leves, que são solventes ruins para os asfaltenos (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2016). Assim, esta solubilização induz a precipitação dos asfaltenos, o que também aumenta a probabilidade de deposição dos mesmos. A precipitação dos asfaltenos, ocorrida nestes ciclos, reduz a viscosidade e a densidade do óleo, devido à separação da fase sólida (asfaltenos) de maior densidade do seio da fase líquida (óleo). Essa redução de viscosidade, por exemplo, diminui a resistência do óleo ao escoamento, reduzindo sua perda de carga, favorecendo sua produção. Porém, quando ocorre deposição, há uma redução da permeabilidade e porosidade da rocha, diminuindo a produção de óleo. Conforme os asfaltenos vão se desolvendo da superfície, a porosidade e a permeabilidade voltam a aumentar. No modelo de Nghiem et al. (2000), a constante  $K_d$  leva em conta a taxa de adsorção e dessorção dos asfaltenos na superfície. Assim, os efeitos combinados de ocorrência de *breakthrough* e pressão, durante a injeção de água e de CO<sub>2</sub>, dificultam a previsão de uma tendência única para a viscosidade e densidade do óleo durante a produção do reservatório. A permeabilidade e a porosidade, no entanto, se comportam de forma relativamente previsível, conforme mostra a figura 3.3.3, onde observa-se a permeabilidade, a porosidade e a fração de asfaltenos depositada no poço injetor (bloco {1,1,3}) em relação à massa de óleo em função do tempo de produção. O efeito no FR é indicado a seguir.

Figura 3.3.3 – Permeabilidade da rocha, porosidade da rocha e asfaltenos depositados em função do tempo para razões WAG no poço injetor.



## ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE DIFERENTES DURAÇÕES DE CICLO PARA TRÊS RAZÕES WAG

A seguir são apresentados os resultados da análise de sensibilidade do tempo de ciclo (0,5; 1,0; 1,5; 2,0 anos) nas mesmas razões WAG da avaliação anterior. As tabelas 3.3.5 a 3.3.7 resumem os resultados do fator de recuperação juntamente com a diferença de pressão média no reservatório.

Tabela 3.3.5 - Fator de recuperação e diferença de pressão média na razão WAG 1:2

Duração do ciclo	0,5	1,0	1,5	2,0
Fator de recuperação (FR)	72,5%	72%	71,9%	68,9%
$\Delta P$ médio (psia)	5700	5700	5983	5927

Tabela 3.3.6 – Fator de recuperação e diferença de pressão média na razão WAG 1:1

Duração do ciclo	0,5	1,0	1,5	2,0
Fator de recuperação (FR)	76,6%	73,3%	71,3%	69,2%
$\Delta P$ médio (psia)	12140	11297	10519	11858

Tabela 3.3.7 - Fator de recuperação e diferença de pressão média na razão WAG 2:1

Duração do ciclo	0,5	1,0	1,5	2,0
Fator de recuperação (FR)	72,4%	70,5%	67,3%	69,4%
$\Delta P$ médio (psia)	21260	19798	21038	21003

Os resultados mostram que maiores recuperações de óleo são alcançadas em durações de ciclo menores, pois pressões mais elevadas são atingidas nesta condição e o *breakthrough* da água e do gás ocorrem em tempos similares. Em geral, para uma determinada duração de ciclo, maiores fatores de recuperação são atingidos em razões WAG intermediárias, pois o *breakthrough* da água não ocorre tão rapidamente quanto ocorre na razão WAG 2:1 e as pressões atingidas não são tão baixas quanto as atingidas na razão WAG 1:2. Como já descrito, o  $\Delta P$  médio deve ser analisado em conjunto com a ocorrência do *breakthrough* da água, pois o desempenho da produção se relaciona com ambos. Na figura 3.3.4, para a razão WAG 2:1, mostra-se a quantidade de asfaltenos precipitados no poço injetor e produtor, e, na figura 3.3.5, a quantidade de asfaltenos depositadas no poço injetor e produtor em função do tempo para os mesmos tempos de ciclos. Menores quantidades de asfaltenos precipitados são observadas no poço injetor em durações de ciclo menores, por conta das maiores pressões atingidas, o que favorece a solubilização dos asfaltenos no óleo e reduz a probabilidade de deposição dos asfaltenos, conforme visto na figura 5. Já no poço produtor não há tendência definida.

Figura 3.3.4 – Asfaltenos precipitados no poço injetor (a) e produtor (b) em função do tempo para a razão WAG 2:1 e diferentes durações de ciclos.

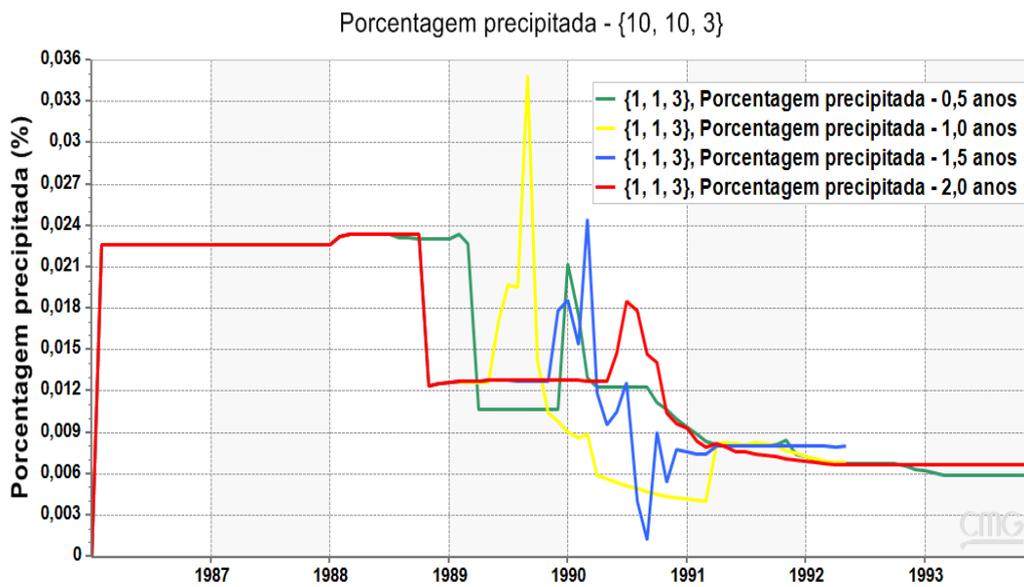
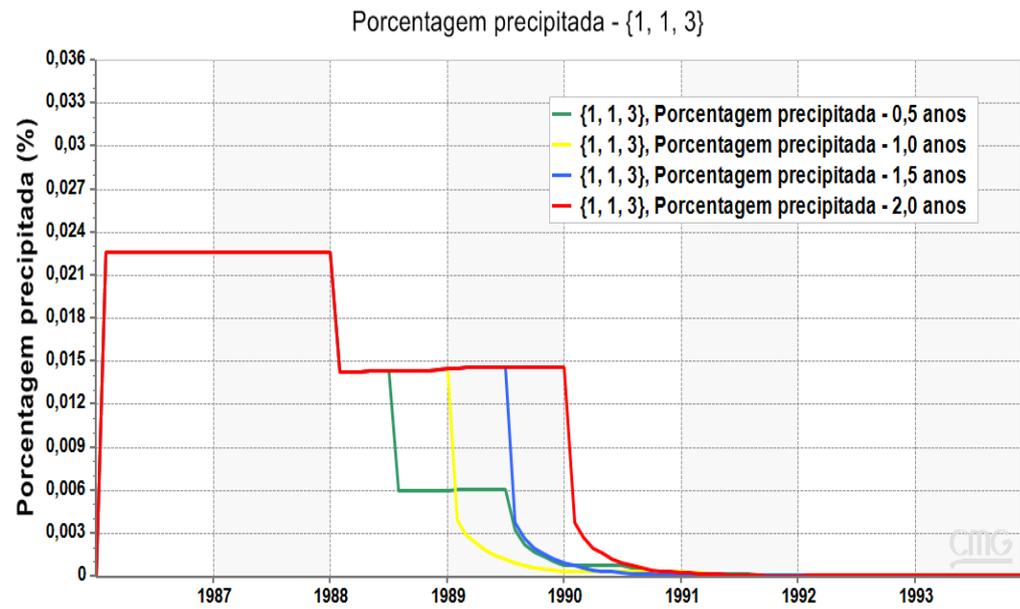
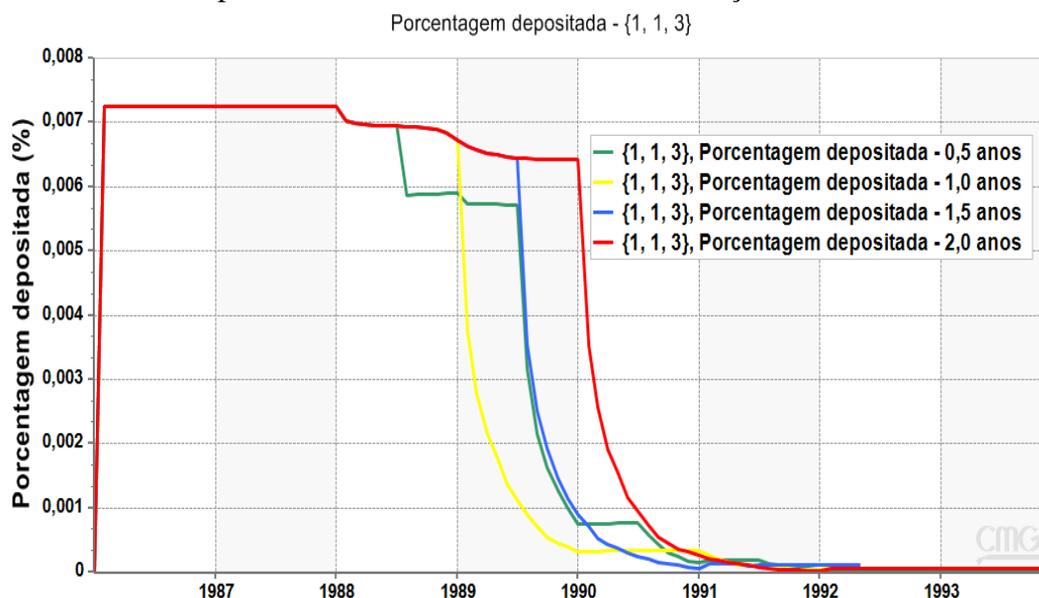
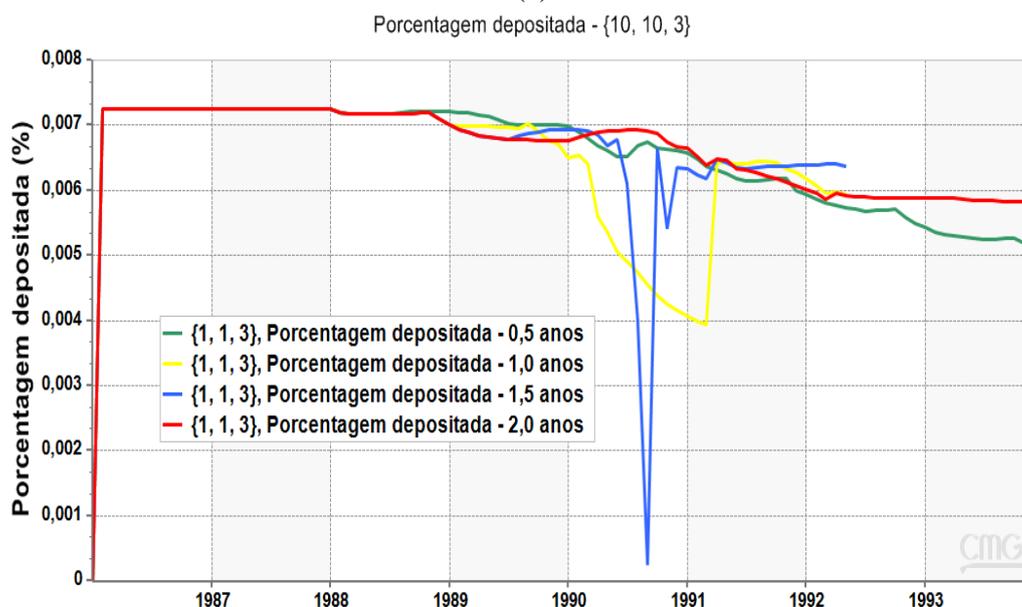


Figura 3.3.5 – Asfaltenos depositados no poço injetor (a) e produtor (b) em função do tempo para a razão WAG 2:1 e diferentes durações de ciclos.



(a)



(b)

### 3.3.2 MODELO DE (WANG; CIVAN, 2001)

Nesta seção apresenta-se a otimização das condições operacionais, considerando o processo de CO<sub>2</sub>WAG. Esta otimização é dividida em duas partes: a primeira, considerando injeção de CO<sub>2</sub> puro, e a segunda, para injeção de CO<sub>2</sub> impuro. Foi utilizado o modelo de (WANG; CIVAN, 2001) para descrever a deposição dos asfaltenos. A escolha dos modelos de deposição está limitada aos dois modelos apresentados no apêndice B, pois são os modelos disponibilizados no simulador composicional da CMG. Além disso, devido à falta de dados experimentais para

os casos simulados, a comparação entre os dois modelos não é possível. Conforme vistos no capítulo dois, o modelo de (WANG; CIVAN, 2001) é um aperfeiçoamento do modelo de Nghiem et al. (2000).

### MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO

Para realizar a otimização, utilizou-se o mesmo óleo e reservatório descritos no início da seção 3.3. As variáveis de decisão utilizadas e as restrições estão listadas nas tabelas 3.3.8 e 3.3.9, para injeção de CO<sub>2</sub> puro e impuro, respectivamente. As variáveis de decisão foram: a duração do ciclo da água e do gás, a taxa de injeção de água e gás, a pressão no poço produtor, a razão WAG (ver seção 2.3), as constantes de reação direta e inversa de precipitação/floculação,  $K_{12}$  e  $K_{21}$ , respectivamente, e o coeficiente de deposição superficial  $\alpha$  do modelo de (WANG; CIVAN, 2001) (ver apêndice B). Para tal, fez-se necessário primeiramente gerar uma tabela de experimentos contendo todas as combinações possíveis entre as variáveis de decisão. Após esta etapa, aplicou-se a técnica de planejamento de experimentos chamada de hipercubos latinos para reduzir a quantidade de experimentos a um mínimo representativo e realizou-se a otimização com o método de enxame de partículas (ver item 2.6.3). Ambas as técnicas já estão contidas no módulo CMOST do simulador da CMG. Na próxima seção, são analisados os resultados da otimização realizada. A otimização teve por objetivo maximizar o fator de recuperação de óleo, conforme a função objetivo (F.O) abaixo:

$$F.O = \max \left\{ \frac{\text{Volume de óleo extraído}}{\text{Volume total de óleo disponível}} = \text{fator de recuperação} \right\} \quad (3.3.1)$$

Tabela 3.3.8 - Variáveis de decisão e faixas de varredura para CO<sub>2</sub> puro

Variável	Mínimo	Máximo
Duração do ciclo da água (anos)	0,5	2,0
Duração do ciclo do gás (anos)	0,5	2,0
Taxa de injeção de água (bbl/dia)	600	7420
Taxa de injeção de gás (sft <sup>3</sup> /dia)	6732	20813
Pressão no poço produtor (MPa)	9,27	20,85
Razão WAG	0,04	24,73
Constante da reação direta ( $k_{12}$ )	0,1	1
Constante da reação inversa ( $k_{21}$ )	0,08	0,8
Taxa de deposição superficial ( $\alpha$ )	0,01	0,1

Tabela 3.3.9 - Variáveis de decisão e faixas de varredura para CO<sub>2</sub> impuro

Variável	Mínimo	Máximo
Duração do ciclo da água (anos)	0,5	2,0
Duração do ciclo do gás (anos)	0,5	2,0
Taxa de injeção de água (bbl/dia)	600	7420
Taxa de injeção de gás (sft <sup>3</sup> /dia)	6732	20813
Pressão no poço produtor (MPa)	11,94	20,85
Razão WAG	0,04	24,73
Constante da reação direta ( $k_{12}$ )	0,1	1
Constante da reação direta ( $k_{21}$ )	0,08	0,8
Taxa de deposição superficial ( $\alpha$ )	0,01	0,1

### OTIMIZAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE INJEÇÃO

No primeiro bloco de otimização, utilizando CO<sub>2</sub> puro como gás de injeção, foram utilizadas diferentes taxas de injeção de água, variando entre 600 e 7420 barris/dia, e taxas de injeção de CO<sub>2</sub>, variando entre 6732 e 20813 sft<sup>3</sup>/dia, para maximizar o fator de recuperação, em cada uma das quatro durações de ciclo (0,5, 1, 1,5 e 2 anos). As razões WAG foram calculadas a partir das combinações possíveis das taxas de injeção de água e gás, considerando a duração correspondente do ciclo. A pressão no poço produtor foi variada entre 9,27 e 20,85 MPa, em intervalos iguais, totalizando 5 pontos discretos. No segundo bloco de otimização, foi utilizado CO<sub>2</sub> impuro (com 50% mol de CO<sub>2</sub> e 50% mol de N<sub>2</sub>+C<sub>1</sub>) como gás de injeção e a pressão no poço produtor foi variada entre 11,94 e 20,85 MPa, em intervalos iguais, totalizando 5 pontos discretos. As demais variáveis de decisão variam de maneira idêntica à anterior. Na tabela 3.3.10, estão os resultados da otimização com CO<sub>2</sub> puro. Nesta otimização, o máximo fator de recuperação alcançado foi de 54,82 %, atingido ao se injetar CO<sub>2</sub> puro a uma vazão de 17292,75 sft<sup>3</sup>/dia, com uma taxa de injeção de água de 7420 barris/dia, com a pressão no poço produtor de 9,27 MPa.

Tabela 3.3.10 - Resultado da otimização das condições de injeção para CO<sub>2</sub> puro

Ciclo da água (Anos)	1,5
Ciclo de CO <sub>2</sub> (Anos)	0,5
Injeção de CO <sub>2</sub> (sft <sup>3</sup> /dia)	17292,75
Injeção de água (bbl/dia)	7420
Razão WAG	7,22
Pressão no poço produtor (MPa)	9,27
Taxa de deposição superficial ( $\alpha$ )	0,01
Constante da reação direta ( $k_{12}$ )	0,1
Constante da reação inversa ( $k_{21}$ )	0,3
Fator de recuperação (%)	54,82

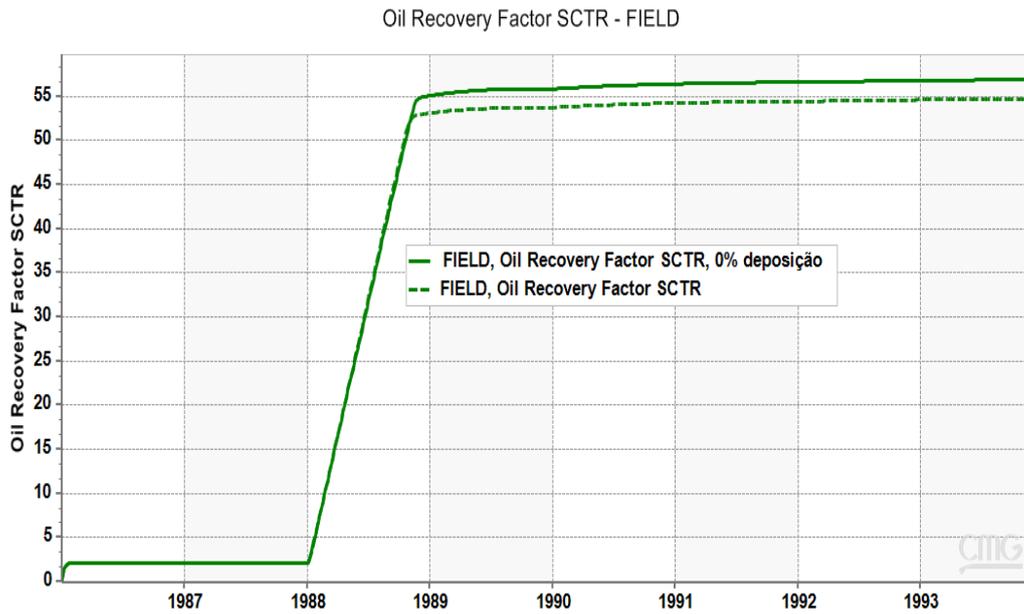
Na tabela 3.3.11, estão os resultados da otimização para CO<sub>2</sub> impuro. Nesta segunda otimização, o máximo fator de recuperação alcançado foi 54,76 %, atingido ao se injetar CO<sub>2</sub> impuro a uma vazão de 20813 sft<sup>3</sup>/dia, com uma taxa de injeção de água de 2400 barris/dia e a pressão no poço produtor de 11,94 MPa.

Tabela 3.3.11 - Resultado da otimização das condições de injeção para CO<sub>2</sub> impuro

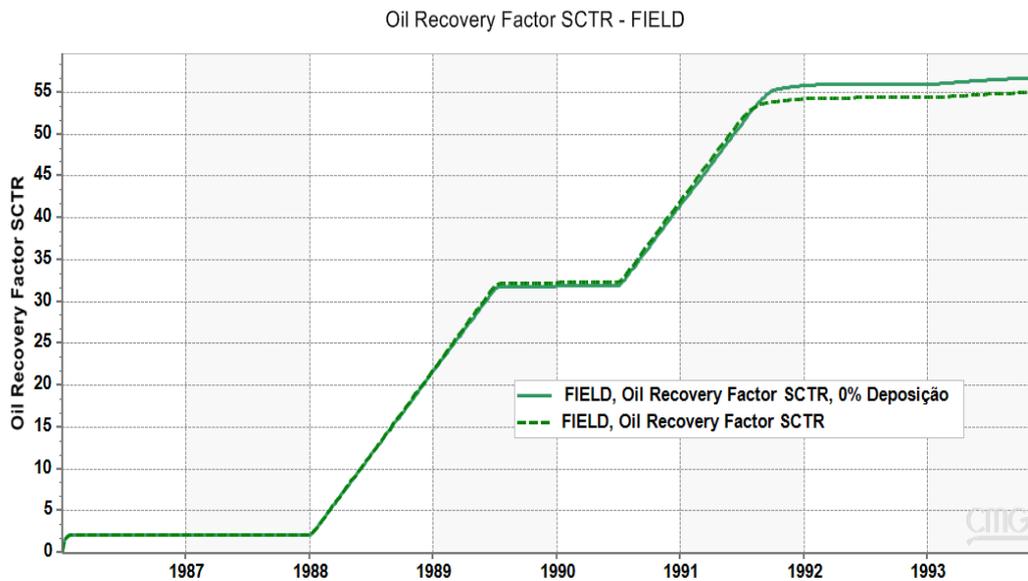
Ciclo da água (Anos)	1,5
Ciclo da CO <sub>2</sub> (Anos)	1,0
Injeção de CO <sub>2</sub> (sft <sup>3</sup> /dia)	20813
Injeção de água (bbl/dia)	2400
Razão WAG	0,97
Pressão no poço produtor (MPa)	11,94
Taxa de deposição superficial ( $\alpha$ )	0,01
Constante da reação direta ( $k_{12}$ )	0,1
Constante da reação inversa ( $k_{21}$ )	0,8
Fator de recuperação (%)	54,76

As figuras 3.3.6 (a-b) mostram o fator de recuperação em função do tempo de produção para CO<sub>2</sub> puro e impuro, considerando os parâmetros operacionais e cinéticos das tabelas 3.3.10 e 3.3.11 (pontos ótimos), comparados ao fator de recuperação com as mesmas condições das tabelas Tabela 3.3.10 e 3.3.11, porém desconsiderando a ocorrência da deposição ( $\alpha = 0$ ). Com isso, foi possível avaliar o impacto direto da deposição no fator de recuperação do petróleo. Na figura 3.3.6a, o fator de recuperação para o caso em que a deposição foi desconsiderada é de 56,9%, um aumento adicional de cerca de 2%, em relação ao caso em que houve deposição. Os resultados finais para o fator de recuperação injetando CO<sub>2</sub> impuro não são tão diferentes, apesar de algumas propriedades se comportarem de maneira diferente, como apresentado adiante. Na figura 3.3.6b, o fator de recuperação para o caso em que a deposição foi desconsiderada é de 56,74%, um aumento adicional de cerca de 2% em relação ao caso em que houve deposição. No caso de não haver deposição, espera-se que não haja danos à formação, como redução de permeabilidade ou porosidade da rocha. Por conta disso, espera-se que o fator de recuperação nestas condições seja maior, o que de fato ocorreu. Apesar da semelhança nos resultados para o fator de recuperação nos casos de injeção de CO<sub>2</sub> puro e impuro, a razão WAG no caso do CO<sub>2</sub> impuro (0,97) é muito menor do que a razão WAG do CO<sub>2</sub> puro (7,22). Como consequência, a quantidade de CO<sub>2</sub> impuro injetado também é muito menor. Considerando o custo adicional de purificação do CO<sub>2</sub>, pode-se concluir que a injeção com CO<sub>2</sub> impuro, neste caso, é mais eficiente em termos econômicos. Pode-se observar também que a taxa de produção é maior no ciclo de injeção de água (1,5 anos) em relação ao ciclo de injeção de CO<sub>2</sub> (1,0 ano), onde se observa uma baixa taxa de produção.

Figura 3.3.6 - fator de recuperação de óleo em função do tempo, considerando e desconsiderando a deposição, para CO<sub>2</sub> (a) e CO<sub>2</sub> impuro (b).



(a)

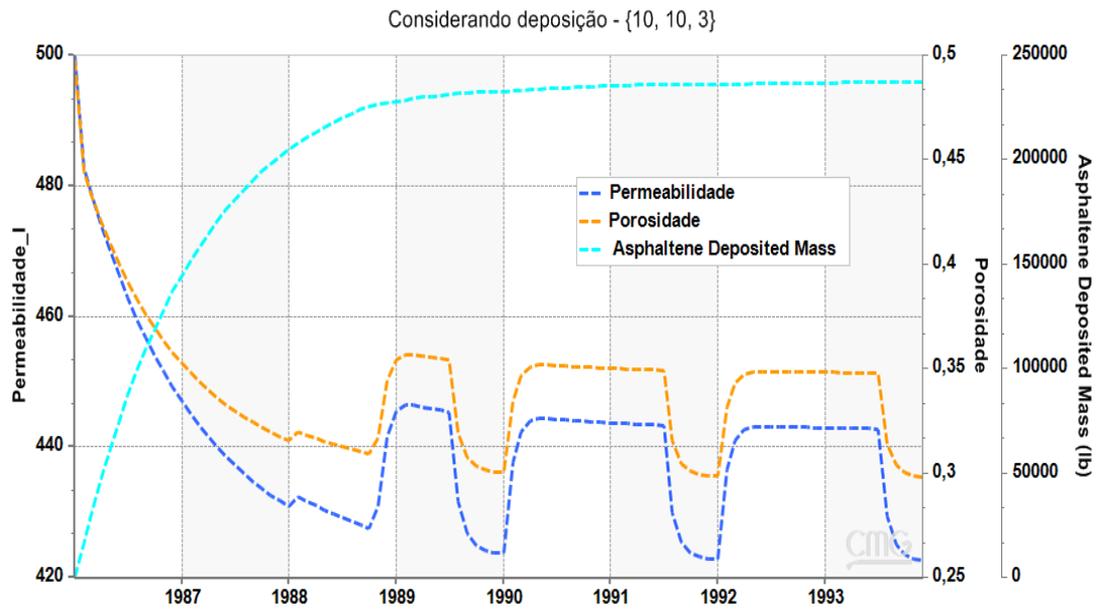


(b)

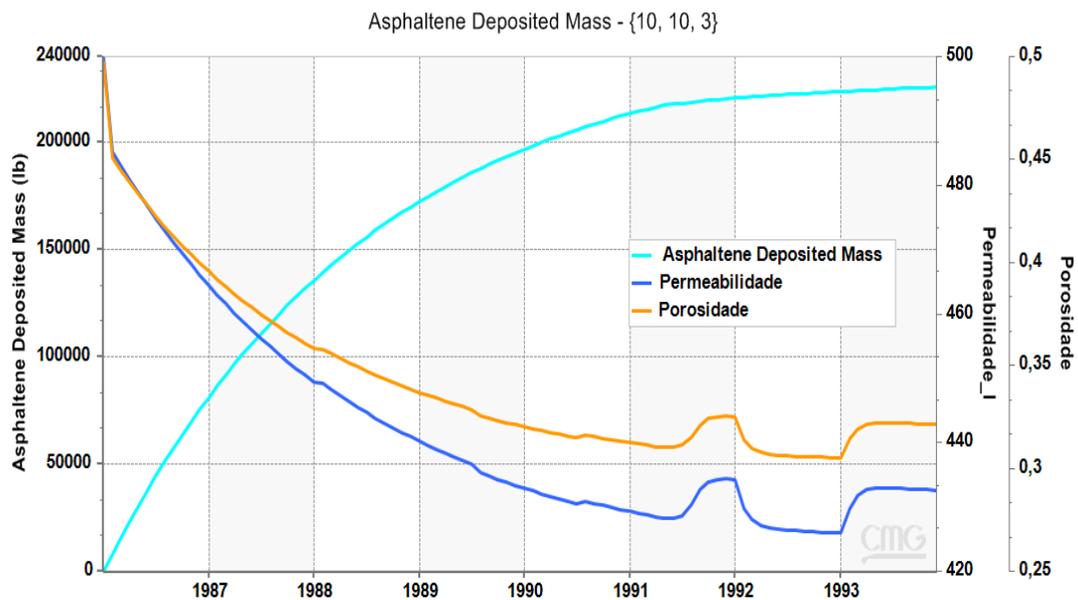
As figuras 3.3.7 (a-b) mostram os perfis da deposição dos asfaltenos, da permeabilidade e da porosidade da rocha no poço produtor em função do tempo de produção, para CO<sub>2</sub> puro e impuro, respectivamente. No caso do CO<sub>2</sub> puro (figura 3.3.7a), a redução de permeabilidade da rocha é de 15,6% e da porosidade é de 40,4%. Já para o CO<sub>2</sub> impuro, a redução de permeabilidade da rocha é de 14,8% e da porosidade é de 40,0%. Estas reduções, no entanto, geram uma diminuição de cerca de 2% no fator de recuperação do óleo, nos dois casos. Esses valores estão em concordância com o resultado de diversos trabalhos que estudaram o efeito da

deposição dos asfaltenos na redução de permeabilidade e porosidade em processos de injeção de CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>WAG ((ALIAN et al., 2011b; ALTAEE et al., 2012; JAFARI BEHBAHANI et al., 2015; QIAN et al., 2019; WANG et al., 2017, 2020, 2016)). A redução de permeabilidade registrada nestes trabalhos variou entre 8 e 50%, a redução de porosidade esteve entre 6,2 e 35% e o fator de recuperação variou entre 35 e 78%, com pressões de injeção de 9 a 22 MPa.

Figura 3.3.7 - Redução de permeabilidade e porosidade da rocha no poço produtor em função do tempo, para CO<sub>2</sub> puro (a) e impuro (b).



(a)

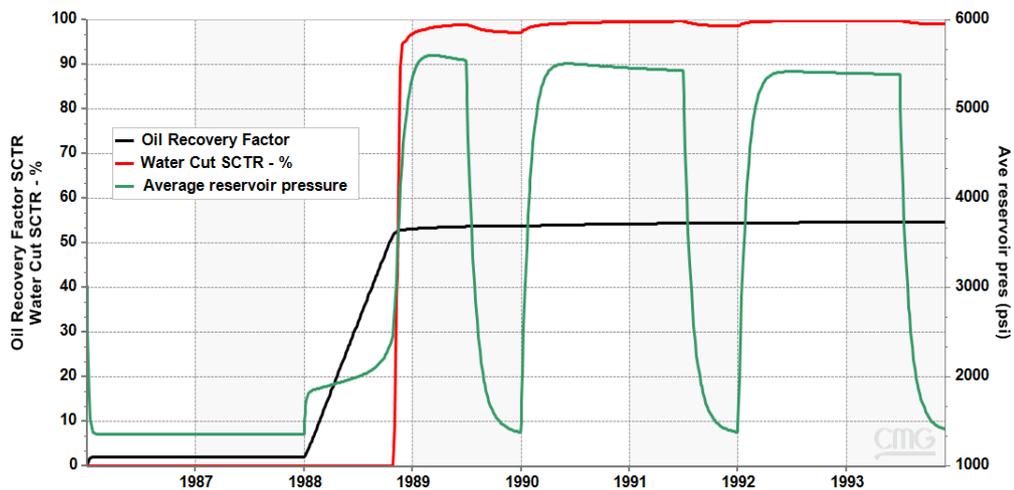


(b)

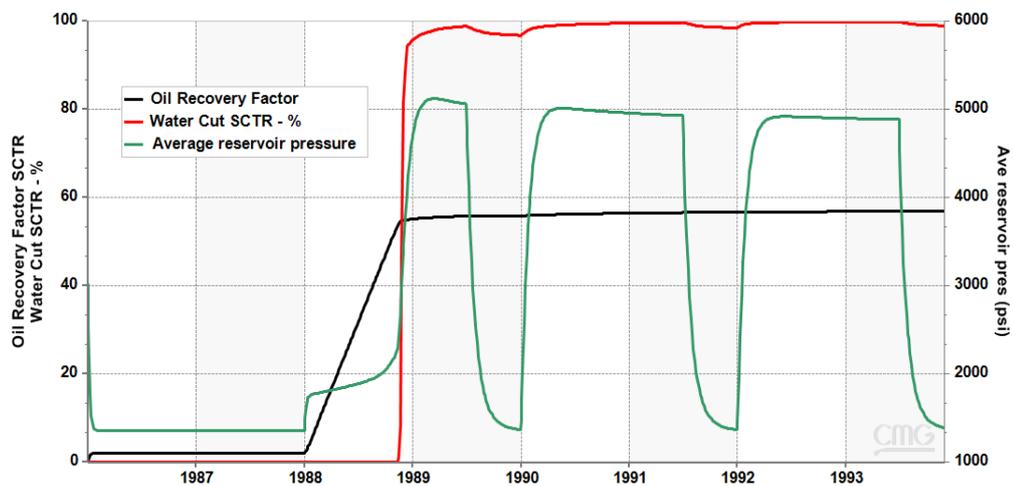
As figuras 3.3.8(a-b) mostram o fator de recuperação, a pressão média no reservatório e a

porcentagem de água produzida em função do tempo de produção para a injeção de CO<sub>2</sub> puro, no ponto ótimo, considerando (a) e desconsiderando (b) a deposição dos asfaltenos. Observa-se que em geral a pressão média em cada ciclo aumenta rapidamente quando a água é injetada (1,5 anos) e diminui quando CO<sub>2</sub> é injetado (6 meses), em ambos os casos. As pressões atingidas para o caso onde ocorre deposição dos asfaltenos são maiores e o *breakthrough* da água ocorre um pouco antes, em relação ao caso onde não há deposição. A razão gás óleo para estes casos se mantém estável devido à reduzida quantidade de gás injetada por conta de a duração do ciclo ser de 6 meses. Por isso, não se observa ocorrência de *breakthrough* do CO<sub>2</sub>. Portanto, a pequena diferença de fator de recuperação registrada é devido à diferença na ocorrência do *breakthrough* da água. Neste caso, a diferença entre as pressões atingidas contribui menos para a diferença no fator de recuperação, ou seja, o *breakthrough* da água influencia mais na produção final de óleo do que a pressão.

Figura 3.3.8 - Fator de recuperação, pressão média e porcentagem de água produzida em função do tempo para CO<sub>2</sub> puro, considerando deposição (a) e desconsiderando deposição (b).



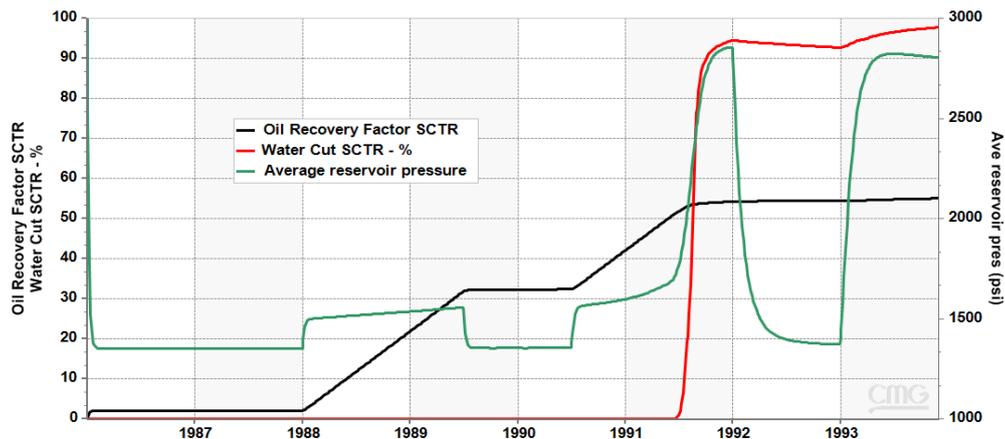
(a)



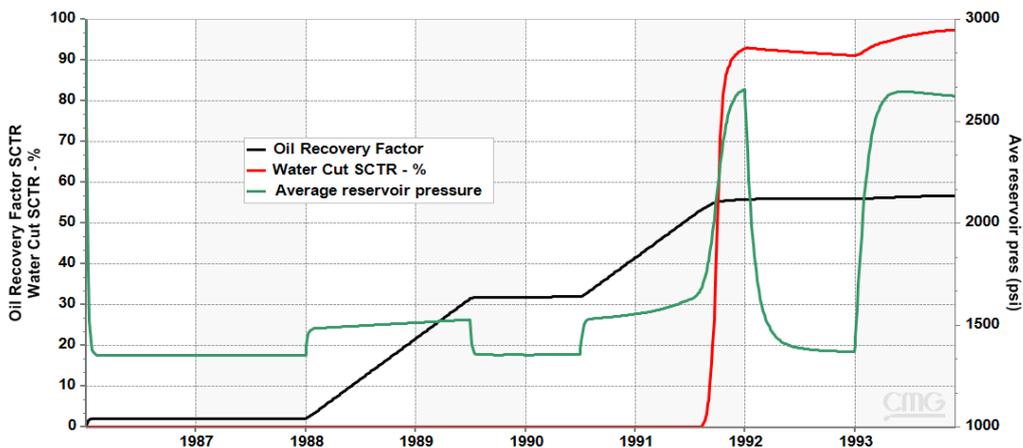
(b)

As figuras 3.3.9 (a-b) mostram o fator de recuperação, a pressão média no reservatório e a porcentagem de água produzida em função do tempo de produção para a injeção de CO<sub>2</sub> impuro, no ponto ótimo, considerando (a) e desconsiderando (b) a deposição dos asfaltenos. Observa-se também que em geral a pressão média em cada ciclo aumenta rapidamente quando a água é injetada (1,5 anos) e diminui quando CO<sub>2</sub> impuro é injetado (1,0 ano), em ambos os casos. As pressões atingidas para o caso onde ocorre deposição dos asfaltenos são maiores e o *breakthrough* da água ocorre um pouco antes, em relação ao caso onde não há deposição. Também neste caso não houve mudança significativa da razão gás óleo e, como consequência, não se observou a ocorrência de *breakthrough* do CO<sub>2</sub>. A pequena diferença de fator de recuperação registrada é também devida à diferença na ocorrência do *breakthrough* da água. Também neste caso, a diferença entre as pressões atingidas contribui menos para a diferença no fator de recuperação, ou seja, o *breakthrough* da água influencia mais na produção final de óleo do que a pressão.

Figura 3.3.9 - Fator de recuperação, pressão média e porcentagem de água produzida em função do tempo para CO<sub>2</sub> impuro, considerando deposição (a) e desconsiderando deposição (b).



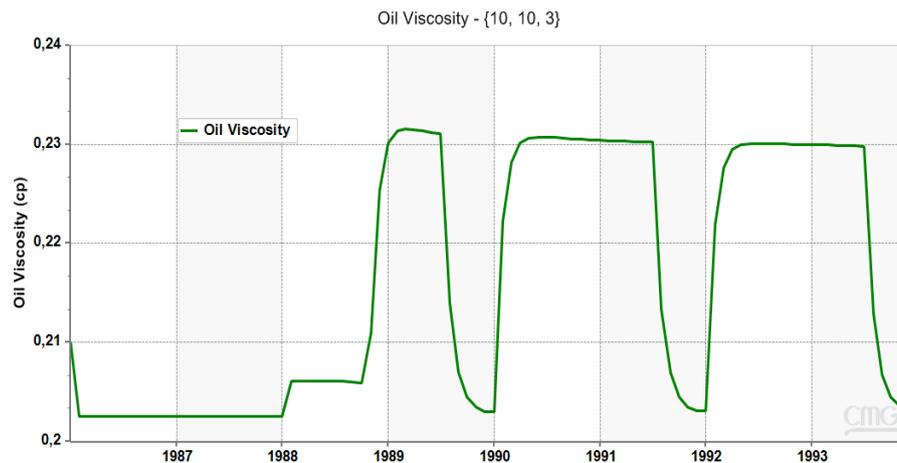
(a)



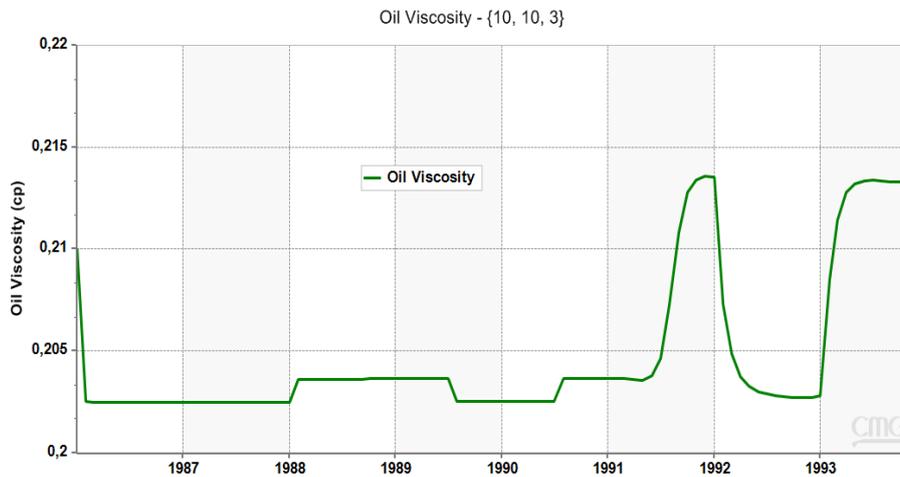
(b)

Durante a injeção de água, a pressão do reservatório aumenta e tende a reduzir a quantidade de asfaltenos precipitada no óleo. Com isso, há uma tendência de aumento na viscosidade e densidade do óleo. Uma diminuição da precipitação também reduz a probabilidade de deposição dos asfaltenos diminuindo os danos causados por este fenômeno (redução da permeabilidade e da porosidade da rocha). A precipitação dos asfaltenos, ocorrida nestes ciclos, reduz a viscosidade e a densidade do óleo, devido à separação da fase sólida (asfaltenos) de maior densidade do seio da fase líquida (óleo). Essa redução de viscosidade, por exemplo, diminui a resistência ao escoamento do óleo, reduzindo sua perda de carga e favorecendo sua produção. Assim, os efeitos da injeção de água e de CO<sub>2</sub> dificultam a previsão de uma tendência única para a viscosidade e densidade do óleo durante a produção do reservatório, prejudicando a avaliação da sua influência na produção final. As figuras 3.3.10 (a-b) mostram a viscosidade para CO<sub>2</sub> puro e impuro e as figuras 3.3.11 (a-b) mostram a densidade para CO<sub>2</sub> puro e impuro no poço produtor em função do tempo, onde é observado o comportamento cíclico destas propriedades.

Figura 3.3.10 - Viscosidade (a), densidade (b) do óleo em função do tempo no poço produtor.

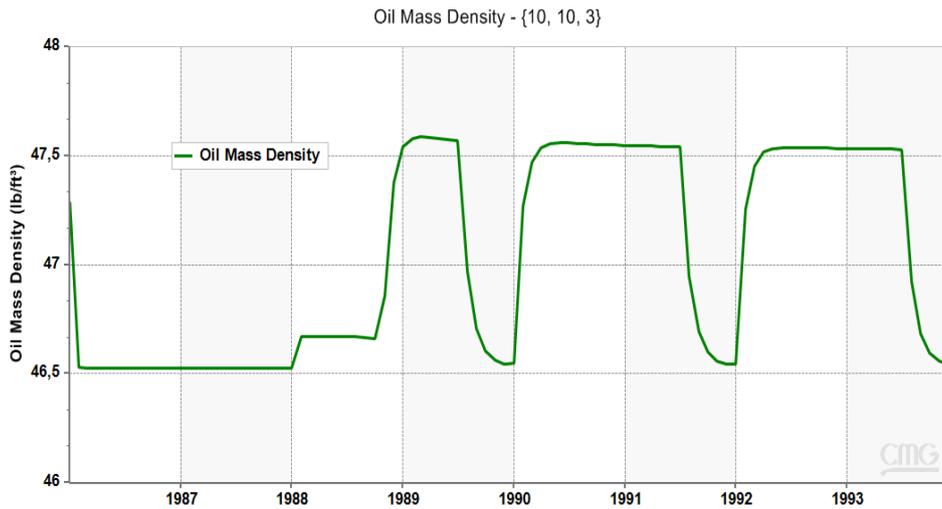


(a)

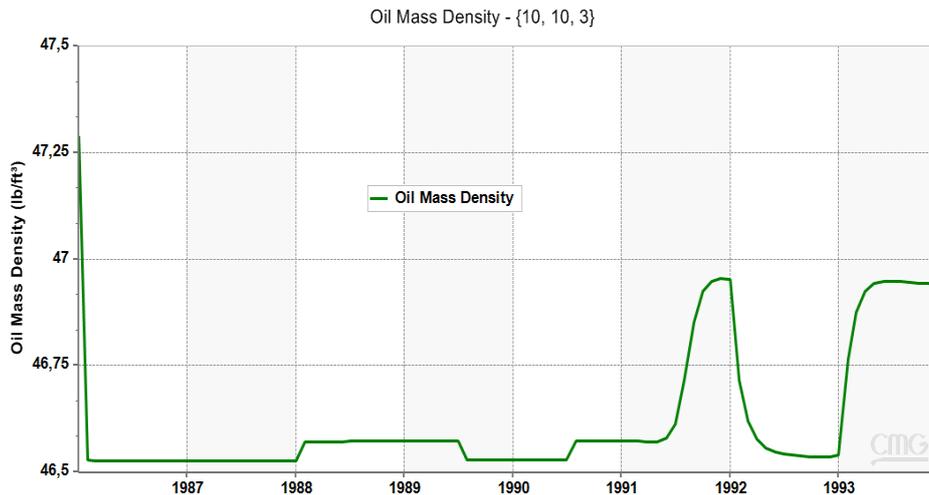


(b)

Figura 3.3.11 - Viscosidade (a), densidade (b) do óleo em função do tempo no poço produtor.



(a)



(b)

Os dois modelos de deposição, apresentados no apêndice B e utilizados nesta seção, permitem que os asfaltenos depositados se adsorvam ou dessorvam da superfície da rocha. No modelo de Nghiem et al. (2000) este fenômeno é representado pela constante  $K_a$ , que é a razão de adsorção/dessorção, e no de Wang; Civan, (2001) existe o termo de retorno à corrente  $\beta$ . No entanto, a comparação direta entre os dois modelos fica prejudicada devido à falta de dados experimentais.

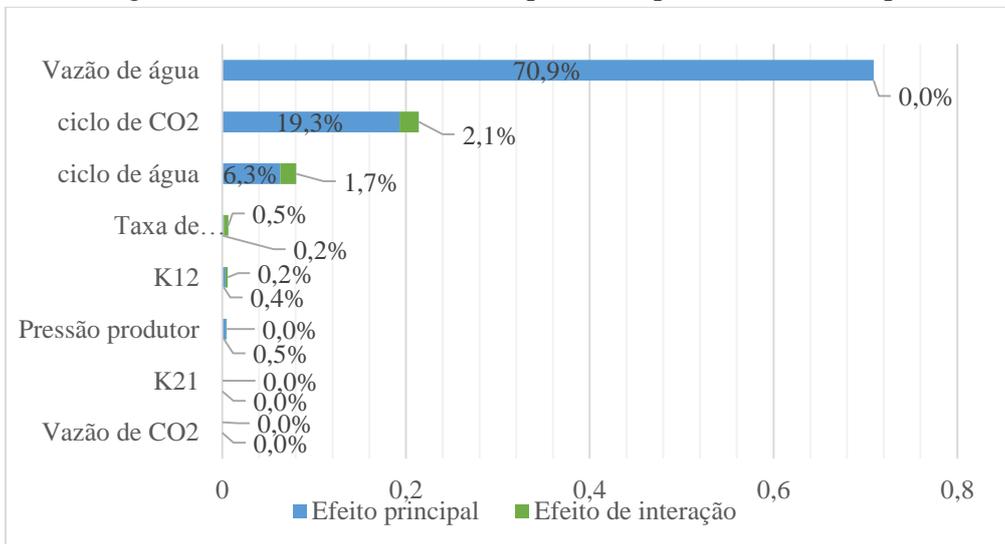
#### ANÁLISE DE SOBOL

As figuras 3.3.12 (a-b) apresentam os resultados da análise de Sobol para o caso em que CO<sub>2</sub> puro e CO<sub>2</sub> impuro são injetados no reservatório, respectivamente. No primeiro caso (figura

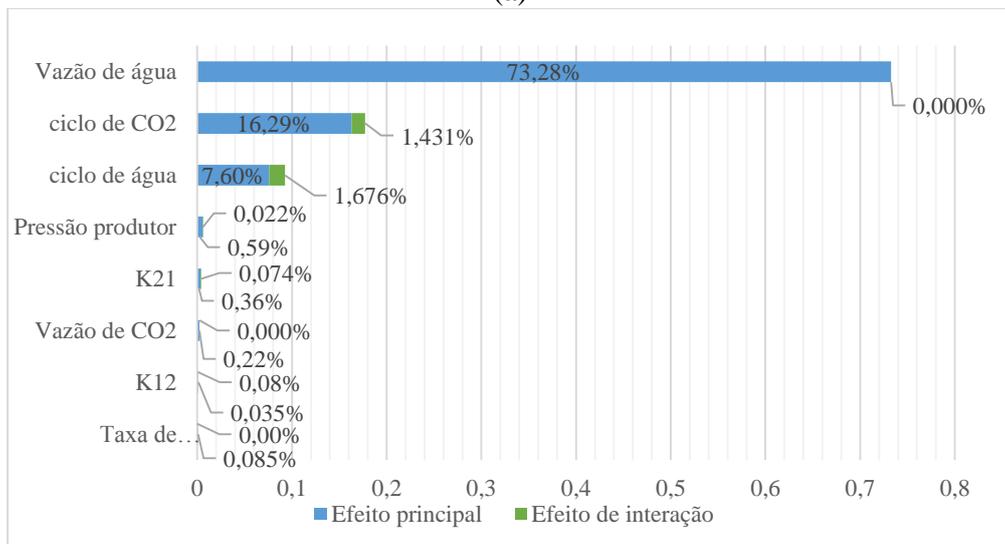
3.3.12a), a vazão de água contribui com 70,9%, a duração do ciclo de CO<sub>2</sub>, contribui com 19,3% e a duração do ciclo da água contribui com 6,3%. No segundo caso (figura 3.3.12b), a vazão de água tem uma contribuição de 73,3%, a duração do ciclo de CO<sub>2</sub>, contribui com 16,3% e a duração do ciclo da água contribui com 7,6%.

As demais variáveis contribuem com menos de 0,6% para a variabilidade do fator de recuperação em ambos os casos. O efeito de interação entre as variáveis contribui muito pouco para a função objetivo (<2,2%). Assim, para se obter efeitos significativos no fator de recuperação, deve-se variar uma das variáveis de cada vez, mantendo as outras fixas. Em particular, é mais eficiente variar a vazão de água, mantendo as demais fixas, pois esta tem maior impacto no fator de recuperação. Ao realizar este procedimento, também deve-se levar em conta o custo relacionado ao aumento da vazão em relação aos ganhos de produção.

Figura 3.3.12 - Análise de Sobol para CO<sub>2</sub> puro (a) e CO<sub>2</sub> impuro (b).



(a)



(b)

## 4 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Os métodos de recuperação avançada de petróleo foram desenvolvidos para se obter uma maior produção de petróleo, em função do modesto fator de recuperação que é alcançado utilizando-se somente a energia natural do reservatório. Este trabalho utilizou três técnicas de recuperação avançada de petróleo envolvendo a injeção de gás associado, CO<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>WAG, para avaliar o comportamento da precipitação e deposição dos asfaltenos e sua influência na produção do campo, causadas pela injeção destes fluidos. Para isto, foi utilizado o simulador comercial da CMG para realizar as simulações e, na modelagem dos asfaltenos, considerou-se o modelo sólido-líquido.

Os diferentes cenários simulados mostraram a importância de uma avaliação cuidadosa de cada caso na determinação do impacto da precipitação e deposição dos asfaltenos na produção final do campo e das melhores condições de injeção para se obterem maiores ganhos de recuperação.

Com relação ao efeito da precipitação e deposição dos asfaltenos nas propriedades físicas do óleo, da rocha e do fator de recuperação, em um processo de injeção de gás associado em um testemunho, pode-se destacar:

- a) Investigou-se a variação das propriedades do petróleo e da rocha ao longo do tempo de produção e ao longo do comprimento do testemunho para entender seu efeito na recuperação do petróleo e evitar possíveis danos devido à precipitação e deposição de asfaltenos. Concluiu-se que a precipitação dos asfaltenos causa redução na viscosidade e densidade do petróleo, pois, quando estes precipitam, há uma redução de componentes pesados no petróleo, o que aumenta sua fluidez e favorece sua produção. Já a deposição dos asfaltenos causa redução da permeabilidade e da porosidade, desfavorecendo a produção de petróleo.
- b) No estudo da vazão operacional e pressão de injeção, apesar dos problemas com precipitação e deposição, concluiu-se que o fator de recuperação de petróleo aumenta quando a vazão ou a pressão de injeção aumentam. A mudança de pressão de injeção, no entanto, tem um maior impacto no fator de recuperação final.
- c) Esperava-se um efeito significativo da deposição de asfaltenos no fator de recuperação de petróleo, mas isso não foi observado para a injeção do gás

associado. Possíveis razões são a reduzida quantidade de asfaltenos contida no óleo, o tamanho reduzido da amostra de reservatório ou até mesmo o modelo utilizado para descrever a deposição dos asfaltenos.

- d) Observou-se também que, mantendo-se o aumento da vazão de injeção, existe uma região em que um aumento adicional de vazão não aumentará significativamente o fator de recuperação. Assim, a energia gasta comprimindo o gás para aumentar a vazão, a partir deste ponto, não se justifica.

Com relação ao efeito da precipitação e deposição dos asfaltenos nas propriedades físicas do óleo, da rocha e do fator de recuperação, em um processo de injeção de CO<sub>2</sub> puro ou impuro em um testemunho, destaca-se:

- ✓ Com a otimização das condições de injeção, o caso ótimo obteve 28% a mais de produção em relação ao caso base na simulação. Já nas condições de produção em um reservatório, a diferença entre os casos foi de 6,73%.
- ✓ Observou-se que a variável mais influente na produção de petróleo é a pressão de injeção. Através da análise de Sobol, constatou-se que o efeito principal da pressão de injeção é de cerca de 93% no fator de recuperação.
- ✓ Através da análise de Sobol, concluiu-se que o efeito principal da vazão de injeção é de cerca de 58% no fator de recuperação.
- ✓ O efeito principal da composição da corrente de injeção de CO<sub>2</sub> no fator de recuperação foi de cerca de 42% para o caso em que a vazão de injeção variou e de cerca de 2 % para o caso em que a pressão de injeção variou.
- ✓ Observou-se também que a condição ótima de injeção, em escala industrial, para o reservatório considerado neste estudo, se mostrou viável economicamente, com um ganho de aproximadamente US\$ 6,83 milhões/ano, com um custo adicional de separação de US\$ 151,2/ano e um custo de compressão adicional de US\$ 62.952,89/ano.

Com relação ao efeito da precipitação e deposição dos asfaltenos nas propriedades físicas do óleo, da rocha e do fator de recuperação, em um processo de injeção de CO<sub>2</sub>WAG em um reservatório, conclui-se:

- ✓ A partir dos resultados apresentados foram avaliadas condições operacionais em que é alcançada a maior produção de óleo.

- ✓ A razão WAG em que o reservatório obtém um maior desempenho produtivo é 1:1, pois a quantidade de água injetada não é tão grande a ponto de gerar um *breakthrough* no início da produção, mas atinge pressões suficientemente altas para aumentar a recuperação.
- ✓ A precipitação dos asfaltenos no poço injetor foram minimizadas para ciclos de menor duração, minimizando também a deposição dos asfaltenos, e foram observados melhores resultados para a produção em razões WAG 1:1.
- ✓ O maior fator de recuperação alcançado nestas simulações foi de 76,6% quando a duração do ciclo de injeção de água e CO<sub>2</sub> foi de 6 meses na razão WAG 1:1.
- ✓ A deposição dos asfaltenos possui impacto positivo de cerca de 2% no fator de recuperação de petróleo.
- ✓ A vazão de água, a duração do ciclo de CO<sub>2</sub> e a duração do ciclo da água tem maior influência na variabilidade do fator de recuperação.

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- ✓ A comparação entre modelos de deposição de asfaltenos, por exemplo, os modelos sólido-líquido e líquido-líquido, através de dados experimentais.
- ✓ A otimização do processo de injeção alternada de água de baixa salinidade com CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>LSWAG) visando maximizar a recuperação.
- ✓ A investigação do efeito de variáveis como razão WAG e tempo de ciclo no valor ótimo para o processo de CO<sub>2</sub>LSWAG.
- ✓ Avaliar a incerteza de modelagem e dos resultados de otimização.
- ✓ Teste das condições ótimas em poços/campos reais

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEDINI, A.; TORABI, F. On the CO<sub>2</sub> storage potential of cyclic CO<sub>2</sub> injection process for enhanced oil recovery. **Fuel**, v. 124, p. 14–27, 2014.

ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL, D. OF E. & C. C. **Optimization of CO<sub>2</sub> Storage in CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery Projects Strategies**. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<[https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/47992/1006-optimization-of-co2-storage-in-co2-enhanced-oil-re.pdf%0Ahttp://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what\\_we\\_do/uk\\_supply/energy\\_mix/c](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/47992/1006-optimization-of-co2-storage-in-co2-enhanced-oil-re.pdf%0Ahttp://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/uk_supply/energy_mix/c)>.

AHMADI, K.; JOHNS, R. T. Multiple mixing-cell method for MMP calculations. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 7, n. September, p. 4943–4953, 2008.

AHMADI, M. A. Prediction of asphaltene precipitation using artificial neural network optimized by imperialist competitive algorithm. p. 99–106, 2011.

AHMADI, M. A. Neural network based unified particle swarm optimization for prediction of asphaltene precipitation. **Fluid Phase Equilibria**, v. 314, p. 46–51, 2012.

AHMADI, Y. et al. Comprehensive Water – Alternating-Gas ( WAG ) injection study to evaluate the most effective method based on heavy oil recovery and asphaltene precipitation tests. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 133, p. 123–129, 2015.

AL-BAYATI, D. et al. Insight investigation of miscible SCCO<sub>2</sub> Water Alternating Gas (WAG) injection performance in heterogeneous sandstone reservoirs. **Journal of CO<sub>2</sub> Utilization**, v. 28, n. July, p. 255–263, 2018.

AL SHALABI, E. W.; SEPEHRNOORI, K. **Low Salinity and Engineered Water Injection for Sandstone and Carbonate Reservoirs**. [s.l: s.n.].

ALENEZI, F.; MOHAGHEGH, S. A Data-Driven Smart Proxy Model for A Comprehensive Reservoir Simulation. **Information Technology (Big Data Analysis)(KACSTIT)**, 2016.

ALENEZI, F.; MOHAGHEGH, S. Developing a Smart Proxy for the SACROC Water-

Flooding Numerical Reservoir Simulation Model. **SPE Western Regional Meeting**, 2017.

ALI AHMADI, M.; GOLSHADI, M. Neural network based swarm concept for prediction asphaltene precipitation due to natural depletion. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 98–99, p. 40–49, 2012.

ALI, M. A.; ISLAM, M. R.; U, U. A. E. The Effect of Asphaltene Precipitation on Carbonate-Rock Permeability: An Experimental and Numerical Approach. **SPE Production & Facilities**, n. August, 1998.

ALI, S. M. F.; THOMAS, S. **A Realistic Look at Enhanced Oil Recovery** *Scientia Iranica*, 1994.

ALIAN, S. S. et al. Study of asphaltene precipitation during CO<sub>2</sub> injection for Malaysian light oil reservoirs. **2011 National Postgraduate Conference - Energy and Sustainability: Exploring the Innovative Minds, NPC 2011**, v. 5, n. 6, p. 482–486, 2011a.

ALIAN, S. S. et al. Study of asphaltene precipitation during CO<sub>2</sub> injection for Malaysian light oil reservoirs. **National Postgraduate Conference - Energy and Sustainability: Exploring the Innovative Minds, NPC 2011**, p. 1–5, 2011b.

ALIPOUR TABRIZY, V. Investigation of CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery Using Dimensionless Groups in Wettability Modified Chalk and Sandstone Rocks. **Journal of Petroleum Engineering**, v. 2014, p. 1–16, 2014.

ALMEHAIDEB, R. A. Asphaltene precipitation and deposition in the near wellbore region: A modeling approach. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 42, n. 2–4, p. 157–170, 2004.

ALTAEE, A. F. et al. Experimental Investigation on the Effect of CO<sub>2</sub> and WAG Injection on Permeability Reduction Induced by Asphaltene Precipitation in Light Oil. v. 6, n. 12, p. 104–109, 2012.

ANIFOWOSE, F. A.; FAHD, K.; ARABIA, S. Artificial Intelligence Application in Reservoir Characterization and Modeling: Whitening the Black Box. **SPE Saudi Arabia section Young Professionals Technical Symposium.**, 2011.

ANTONIO, F.; VIANA, C. **PARTICLE SWARM OPTIMIZATION**. 1999.

ARAÚJO, O. DE Q. F. et al. Comparative analysis of separation technologies for processing carbon dioxide rich natural gas in ultra-deepwater oil fields. v. 155, p. 12–22, 2017.

ARLEY SOUZA CARVALHAL. **Simulação de injeção de água de baixa salinidade e CO<sub>2</sub> em reservatórios de petróleo: o efeito da concentração de CO<sub>2</sub> e do modelo de permeabilidade relativa trifásica.** [s.l: s.n.].

ARYA, A. et al. Prediction of Gas Injection Effect on Asphaltene Precipitation Onset using the Cubic and Cubic-Plus-Association Equations of State. **Energy Fuels**, 2017.

BAYAT, M. et al. Investigation of gas injection flooding performance as enhanced oil recovery method. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 29, p. 37–45, 2016.

BÉHAR, E.; MOUGIN, P.; PINA, A. Integration of asphaltenes flocculation modeling into Athos reservoir simulator. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 58, n. 6, p. 637–646, 2003.

BEHBAHANI, T. J. et al. Investigation on Asphaltene Deposition Mechanisms during CO<sub>2</sub> Flooding Processes in Porous Media : A Novel Experimental Study and a Modified Model Based on Multilayer Theory for Asphaltene Adsorption. 2012.

BURKE, N. E.; HOBBS, R. E.; KASHOU, S. F. Measurement and modeling of asphaltene precipitation. **JPT, Journal of Petroleum Technology**, v. 42, n. 11, p. 1440–1446, 1990.

CARVALHAL, A. S.; COSTA, G. M. N.; VIEIRA DE MELO, S. A. B. Full factorial sensitivity analysis of asphaltene precipitation and deposition in CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> coreflooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 197, n. October 2020, p. 108098, 2021a.

CARVALHAL, A. S.; COSTA, G. M. N.; VIEIRA DE MELO, S. A. B. Full factorial sensitivity analysis of asphaltene precipitation and deposition in CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> coreflooding. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 197, n. August 2020, p. 108098, 2021b.

CETESB. **Ficha de Informação Toxicológica - Metano.** [s.l: s.n.].

CHAPMAN, W. G. et al. SAFT: Equation-of-state solution model for associating fluids.

**Fluid Phase Equilibria**, v. 52, n. C, p. 31–38, 1989.

CHEN, B.; REYNOLDS, A. C. Ensemble-Based Optimization of the Water-Alternating-Gas-Injection Process. n. June, 2016.

CHEN, X.; LIU, G.; JIN, W. Natural gas purification by asymmetric membranes : An overview. **Green Energy and Environment**, v. 6, n. 2, p. 176–192, 2021.

CHO, J. et al. Effects of asphaltene deposition-derived formation damage on three-phase hysteretic models for prediction of coupled CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and storage performance. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 172, n. August 2018, p. 988–997, 2019.

CHOUBINEH, A. et al. The impacts of gas impurities on the minimum miscibility pressure of injected CO<sub>2</sub> -rich gas – crude oil systems and enhanced oil recovery potential. **Petroleum Science**, v. 8, 2018.

COLLINS, S. H.; MELROSE, J. C. Adsorption of Asphaltenes and Water on Reservoir Rock Minerals. **Society of Petroleum Engineers of AIME, (11800) SPE**, 1983.

COMPUTER MODELLING GROUP. **CMOST USER GUIDE: Enhance & accelerate sensitivity analysis, history matching, optimization & uncertainty analysis**. [s.l: s.n.].

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **ESPECIFICAÇÃO E EXPERIÊNCIA OPORTUNIDADES DO GÁS NATURAL: INTERNACIONAL**. [s.l: s.n.].

CULLICK, A. S.; JOHNSON, D.; SHI, G. Improved and more-rapid history matching with a nonlinear proxy and global optimization. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 2, p. 728–740, 2006.

DANDEKAR, A. Y. **Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties**. [s.l: s.n.].

DANESH, A. et al. Pore-level visual investigation of miscible and immiscible displacements. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 2, p. 167–177, 1989.

DARABI, H.; ABOUIE, A.; SEPEHRNOORI, K. Improved Oil Recovery in Asphaltic Reservoirs During Gas Injection. n. May, p. 23–26, 2016.

DEAN, A.; VOSS, D.; DRAGULJIC, D. **Design and Analysis of Experiments**. [s.l: s.n.].

DONG, L. et al. Study on the Plugging Ability of Polymer Gel Particle for the Profile Control in Reservoir. **Journal of Dispersion Science and Technology**, v. 37, n. 1, p. 34–40, 2016.

E. TZIMAS, A. GEORGAKAKI, C. G. C. AND S. D. P. **Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System Reproduction**. [s.l: s.n.].

ERTEKIN, T.; JAMAL, H. A.-K.; GREGORY, R. K. **Basic Applied Reservoir Simulation**. [s.l: s.n.].

ESMAILI, S.; MOHAGHEGH, S. D.; SOLUTION, I. Fast Track Analysis of Shale Numerical Models. **SPE Canadian Unconventional Resources Conference**, n. 2011, 2012.

FAZELIPOUR, W.; POPE, G. A.; SEPEHRNOORI, K. Development of a fully implicit, parallel, EOS compositional simulator to model asphaltene precipitation in petroleum reservoirs. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 7, n. Student 11, p. 5053–5070, 2008.

FORTE, E.; TAYLOR, S. E. Thermodynamic modelling of asphaltene precipitation and related phenomena. **Advances in Colloid and Interface Science**, v. 217, p. 1–12, 2015.

FREEMAN, J. A.; SKAPURA, D. M. **Algorithms, applications, and programming techniques Neural Networks: Citeseer**. [s.l: s.n.].

FUSION MEDIA LIMITED. **Investing.com**. Disponível em: <<https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>>.

GASPAR, G.; ANA MARIA, T.-L. Adsorption of asphaltenes and its effect on oil production. **SPE Production & Facilities**, n. May, 1993.

GHOLOUM, E. F.; OSKU, G. P.; SALMAN, M. Investigation of Asphaltene Precipitation onset Conditions for Kuwaiti Reservoirs. **Proceedings of the Middle East Oil Show**, v. 13, p. 1071–1078, 2003.

GRUESBECK, C.; COLLINS, R. . Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. n. December, p. 847–856, 1982.

HAMDI, H. et al. Gaussian Processes for history-matching: application to an unconventional gas reservoir. **Computational Geosciences**, v. 21, n. 2, p. 267–287, 2017.

HAN, J. et al. Effect of gravity segregation on CO<sub>2</sub> sequestration and oil production during CO<sub>2</sub> flooding. **APPLIED ENERGY**, v. 161, p. 85–91, 2016.

HAN, L.; GU, Y. Miscible CO<sub>2</sub> water-alternating-gas (CO<sub>2</sub>-WAG) injection in a tight oil formation. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 2015-Janua, p. 5579–5605, 2015.

HEMMATI-SARAPARDEH, A.; AHMADI, M.; AMELI, F. Modeling Asphaltene Precipitation during Natural Depletion of Reservoirs and Evaluating Screening Criteria for Stability of Crude Oils. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2019.

HIMMELBLAU, D. M. **Optimization of Chemical processes**. [s.l: s.n.].

HUSTAD, O. S. et al. High-Pressure Data and Modeling Results for Phase Behavior and Asphaltene Onsets of Gulf of Mexico Oil Mixed With Nitrogen. **Reservoir evaluation & engineering**, n. August 2013, 2014.

JABER, A. K.; AWANG, M. B.; LENN, C. P. Box-Behnken design for assessment proxy model of miscible CO<sub>2</sub>-WAG in heterogeneous clastic reservoir. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 40, p. 236–248, 2017.

JAFARI BEHBAHANI, T. et al. Experimental Study and Mathematical Modeling of Asphaltene Deposition Mechanism in Core Samples. v. 70, n. 6, 2015.

JAMALUDDIN, A. K. M. et al. **Experimental and theoretical assessment of the asphaltene precipitation characteristics of the sahil field under a proposed miscible gas injection scheme**Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2000, **ADIPEC 2000**, 2000.

JAMALUDDIN, A. K. M. et al. An Investigation of Asphaltene Instability Under Nitrogen Injection. **International Petroleum Conference and Exhibition in Villahermosa**, 2002.

KHATHER, M. et al. An experimental study for carbonate reservoirs on the impact of CO<sub>2</sub>-EOR on petrophysics and oil recovery. **Fuel**, v. 235, n. August 2018, p. 1019–1038, 2019.

KOHSE, B. F.; NGHIEM, L. X. Modelling Asphaltene Precipitation and Deposition in a Compositional Reservoir Simulator. 2004.

KONTOGEORGIS, G. M. et al. An equation of state for associating fluids. **Industrial and Engineering Chemistry Research**, v. 35, n. 11, p. 4310–4318, 1996.

KORD, S.; AYATOLLAHI, S. Asphaltene precipitation in live crude oil during natural depletion : Experimental investigation and modeling. **Fluid Phase Equilibria**, v. 336, p. 63–70, 2012.

KUMAR, J. et al. Gas Injection EOR Screening by Laboratory Experiment and Sector Modeling in Carbonate Reservoir. 2015.

L. P. J. VEELNTURF. **Analysis and Applications of Artificial Neural Networks**. [s.l: s.n.].

LEE, H. et al. Compositional Modeling of Impure CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Oil Recovery and CO<sub>2</sub> Storage. p. 1–15, 2021.

LI, Y. **CO<sub>2</sub> for Enhanced Oil Recovery and Secure Storage of CO<sub>2</sub> in Reservoirs**. [s.l: s.n.].

LIFEI, D. et al. Investigation of natural gas flooding and its channelling prevention as enhanced oil recovery method. **Geosystem Engineering**, v. 24, n. 3, p. 137–144, 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021: ano base 2020**. [s.l: s.n.].

MINSSIEUX, L. Core Damage From Crude Asphaltene Deposition. **Society of Petroleum Engineers**, 1997.

MIRZAEI, M. et al. Sensitivity analysis of technical and economic parameters for natural gas management in enhanced oil recovery projects. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, v. 14, n. 1, p. 1–9, 2019.

MOHAGHEGH, S. D.; U, W. V. Recent Developments in Application of Artificial Intelligence in Petroleum Engineering. **Journal of petroleum technology**, n. April, p. 86–91, 2005.

MOHAGHEGH, S.; POPA, A.; AMERI, S. Intelligent Systems Can Design Optimum Fracturing Jobs. **SPE Eastern Regional Conference and Exhibition.**, 1999.

NEGAHBAN, S. et al. A Systematic Approach for Experimental Study of Asphaltene Deposition for an Abu Dhabi Reservoir Under WAG Development Plan. **SPE**

**International Symposium on Oilfield Chemistry**, n. CO<sub>2</sub>, p. 473–488, 2003.

NGHIEM, L.; SHRIVASTAVA, V.; KOHSE, B. Modeling aqueous phase behavior and chemical reactions in compositional simulation. **Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Simulation Symposium 2011**, v. 1, n. 1, p. 454–468, 2011.

NGHIEM, L. X. et al. Efficient modelling of asphaltene precipitation. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. Sigma, p. 375–384, 1993.

NGHIEM, L. X. **Phase behaviour modelling and compositional simulation of asphaltene deposition in reservoirs**. [s.l.] University of Alberta, 1999.

NGHIEM, L. X. et al. Asphaltene precipitation: Phase behaviour modelling and compositional simulation. **Proceedings of the SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management**, p. 283–296, 2000.

PEACEMAN, D. W. **Fundamentals of numerical reservoir simulation**. [s.l.: s.n.]. v. 6

PEDERSEN, K. S.; CHRISTENSEN, P. L.; SHAIKH, J. A. **Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**. [s.l.: s.n.]. v. 4

PENG, D.; ROBINSON, D. B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial Engineering Chemical**, v. 15, n. 1, p. 59–64, 1976.

QIAN, K. et al. Formation damage due to asphaltene precipitation during CO<sub>2</sub> flooding processes with nmr technique. **Oil and Gas Science and Technology**, v. 74, 2019.

QUEIPO, N. V. et al. Surrogate modeling-based optimization for the integration of static and dynamic data into a reservoir description. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 35, n. 3–4, p. 167–181, 2002.

RANA, S.; ERTEKIN, T.; KING, G. R. An efficient probabilistic assisted history matching tool using Gaussian processes proxy models: Application to coalbed methane reservoir. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 2018-Septe, 2018.

RIVAS, O.; EMBID, S.; BOLIVAR, F. Ranking Reservoirs for Carbon Dioxide Flooding Processes The computational screening procedure described , based on numerical simulations of miscible processes , is applicable to rank large numbers of reservoirs for CO<sub>2</sub> flooding O . Rivas , S . Embid and. **Society of Petroleum Engineers**, v. 2, n. I, 1994.

ROSA, K. R. S. A. et al. Recuperação avançada de petróleo: Potencialidades da injeção WAG (Water alternating gas). **Revista Virtual de Química**, v. 8, n. 3, p. 1–16, 2016.

SABBAGH, O. et al. Applying the PR-EoS to asphaltene precipitation from n-alkane diluted heavy oils and bitumens. **Energy and Fuels**, v. 20, n. 2, p. 625–634, 2006.

SAINI, D. **CO<sub>2</sub>-Reservoir Oil Miscibility: Experimental and Non-Experimental Characterization and Determination Approaches**. [s.l: s.n.].

SALTELLI, A. et al. Global Sensitivity Analysis: The Primer. **John Wiley & Sons**, 2008.

SARWAR, M.; ISLAM, M. R. A non-fickian surface excess model for chemical transport through fractured porous media. **Chemical Engineering Communications**, v. 160, n. October 2014, p. 1–34, 1997.

SHEN, Z.; SHENG, J. J. Experimental and numerical study of permeability reduction caused by asphaltene precipitation and deposition during CO<sub>2</sub> huff and puff injection in Eagle Ford shale. **Fuel**, v. 211, n. June 2017, p. 432–445, 2018.

SILVA, L. M. DA; AVANSI, G. D.; SCHIOZER, D. J. Support Vector Regression for Petroleum Reservoir Production Forecast Considering Geostatistical Realizations. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 23, n. 04, 2020.

SILVA, P. C.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Use of Neuro-Simulation techniques as proxies to reservoir simulator: Application in production history matching. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 57, n. 3–4, p. 273–280, 2007.

SOAVE, G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. **Chemical Engineering Science**, v. 27, n. 6, p. 1197–1203, 1972.

SOULGANI, B. S.; TOHIDI, B.; JAMIALAHMADI, M. Modeling Formation Damage due to Asphaltene Deposition in the Porous Media. **Energy fuels**, n. 8, p. 753–761, 2011.

SVEC, R. K.; GRIGG, R. B. Physical Effects of WAG Fluids on Carbonate Core Plugs. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, p. 1437–1446, 2001.

THIERS, V.; CRUZ, J. M. V. DA. **UMA INTRODUÇÃO AO ESTUDO DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA COMO INSTRUMENTO DE GERENCIAMENTO DE RESERVATÓRIOS**. [s.l: s.n.].

TORRES, F. B. et al. Comparative analysis of absorption , membrane , and hybrid technologies for CO<sub>2</sub> recovery. v. 94, n. February, 2021.

VAN, S. LE; CHON, B. H. Applicability of an Artificial Neural Network for. 2017.

VAN NESS, H. C.; SMITH, J. M.; ABBOTT, M. M. **Introdução à Termodinâmica da Engenharia Química.** [s.l: s.n.].

VARGAS, F.; TAVAKKOLI, M. **Asphaltene Deposition: Fundamentals, Prediction, Prevention, and Remediation.** [s.l: s.n.].

VENTER, G.; SOBIESZCZANSKI-SOBIESKI, J. Particle Swarm Optimization. 2002.

WANG, C. et al. Effect of asphaltene precipitation on CO<sub>2</sub>-flooding performance in low-permeability sandstones: A nuclear magnetic resonance study. **RSC Advances**, v. 7, n. 61, p. 38367–38376, 2017.

WANG, Q. et al. Experimental Investigation of Oil Recovery Performance and Permeability Damage in Multilayer Reservoirs after CO<sub>2</sub> and Water-Alternating-CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-WAG) Flooding at Miscible Pressures. **Energy and Fuels**, v. 34, n. 1, p. 624–636, 2020.

WANG, S.; CIVAN, F. Productivity Decline of Vertical and Horizontal Wells by Asphaltene Deposition in Petroleum Reservoirs. **Society of Petroleum Engineers**, n. 1, p. 1–16, 2001.

WANG, Z. et al. Oil recovery performance and permeability reduction mechanisms in miscible CO<sub>2</sub> water-alternative-gas (WAG) injection after continuous CO<sub>2</sub> injection: An experimental investigation and modeling approach. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 150, p. 376–385, 2016.

WEI, B. et al. Supercritical CO<sub>2</sub>-EOR in an asphaltenic tight sandstone formation and the changes of rock petrophysical properties induced by asphaltene precipitation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 184, n. June 2019, p. 106515, 2020.

WILKINSON, J. R. et al. Use of CO<sub>2</sub> Containing Impurities for Miscible Enhanced Oil Recovery. n. June, p. 8–10, 2010.

WU, X. et al. Critical design factors and evaluation of recovery performance of miscible displacement and WAG process. **Canadian International Petroleum Conference 2004**,

**CIPC 2004**, p. 1–10, 2004.

YOU, J.; AMPOMAH, W.; SUN, Q. Co-optimizing water-alternating-carbon dioxide injection projects using a machine learning assisted computational framework. **Applied Energy**, v. 279, n. October 2019, p. 115695, 2020.

ZHANG, X.; PEDROSA, N.; MOORWOOD, T. Modeling Asphaltene Phase Behavior : Comparison of Methods for Flow Assurance Studies. **Energy fuels**, 2012.

ZHANG, Y. et al. Current status and development of membranes for CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub> separation: A review. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 12, p. 84–107, 2013.

ZHOU, X. et al. Performance evaluation of CO<sub>2</sub> flooding process in tight oil reservoir via experimental and numerical simulation studies. **Fuel**, v. 236, n. May 2018, p. 730–746, 2019.

ZUBAREV, D. I. Pros and cons of applying proxy-models as a substitute for full reservoir simulations. **Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, v. 5, p. 3234–3256, 2009.

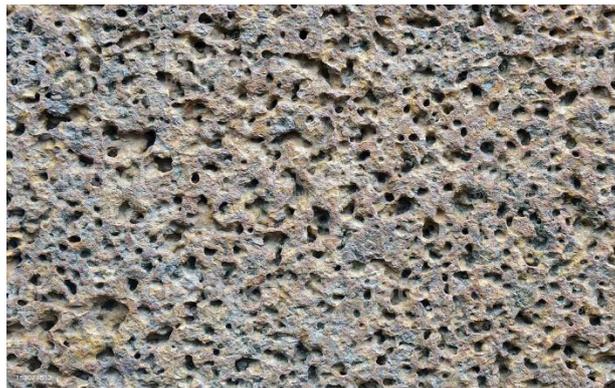
## APÊNDICE A

### MODELAGEM E SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL DINÂMICA DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

A modelagem de reservatórios de petróleo surgiu da necessidade de prever adequadamente o comportamento de um determinado campo de petróleo sob certas condições, a partir de um conjunto de equações diferenciais, juntamente com equações do equilíbrio de fases, capazes de descrever os principais processos físicos, de escoamento e mudança de composição entre as fases (água, óleo e gás), que ocorrem em um reservatório. Este modelo, mais rigoroso, é conhecido como modelo composicional e é o mais utilizado em simuladores comerciais de reservatório, em sistemas contendo fluidos altamente voláteis. Uma outra abordagem, menos complexa e de mais simples resolução numérica conhecida como “Black Oil” também pode ser utilizada em problemas mais simples (BASTOS, 2018).

Em relação ao modelo composicional, para entender o comportamento de um determinado campo de petróleo, faz-se necessário conhecer as características da rocha reservatório, que aparentam ser densas, porém possuem pequenos espaços entre os grãos. Esses espaços, denominados poros, servem como reservatório para o petróleo, conforme mostra a figura A.1, uma ilustração representativa de uma rocha porosa.

Figura A.1 - Ilustração representativa de uma rocha porosa.



Fonte: PetroPET – Programa de Educação Tutorial em Engenharia de Petróleo (<https://media.istockphoto.com/photos/porous-volcanic-rock-wall-picture-id153074613>).

Uma propriedade importante na modelagem de reservatórios é a porosidade ( $\phi$ ) de uma rocha, definida como a porcentagem de espaços vazios em relação ao volume total da

rocha (DANDEKAR, 2020). Assim, a porosidade de uma rocha pode ser escrita pela relação abaixo:

$$\phi = \frac{\text{Volume de vazios}}{\text{Volume total}} \quad (\text{A.1})$$

A porosidade é basicamente a capacidade de armazenamento das rochas de reservatório. No entanto, ter uma alta porosidade não é suficiente para avaliar a capacidade de fluxo dos fluidos no meio poroso. Desse modo, a permeabilidade ( $k$ ) é a propriedade relacionada com a habilidade de fluir ou transmitir fluidos por uma rocha que está totalmente saturada com um líquido monofásico. A permeabilidade, como aparece na equação de Darcy (equação A.3), é um fator importante na descrição do escoamento de fluidos em rochas porosas. Outras propriedades da rocha como a compressibilidade, suas dimensões (condições de contorno) e a viscosidade e a densidade dos fluidos, também são necessárias na modelagem de reservatórios de petróleo (DANDEKAR, 2020).

#### A.1 – BALANÇO DE MASSA

A modelagem de um reservatório inicia-se pelo princípio de conservação da massa, aplicada em um volume de controle. Na equação geral de conservação da massa, utilizando a notação vetorial, tem-se:

$$-\nabla \cdot (\rho \vec{v}) + q = \frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (\text{A.2})$$

onde  $v$  é a velocidade,  $\rho$  é a densidade e  $q$  é a taxa de injeção de fluidos por volume de rocha, sendo o termo da direita a taxa de acúmulo de massa na fase por volume de rocha. Para solucionar esta equação, é necessário que uma relação entre o gradiente de pressão em cada fase e a sua vazão volumétrica seja conhecida. No caso de meios porosos (reservatórios) a lei de Darcy rege o escoamento de fluidos e é dada pela equação abaixo (PEACEMAN, 1977):

$$Q = -\frac{k}{\mu} A \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (\text{A.3})$$

onde  $Q$  é a vazão volumétrica do fluido (m<sup>3</sup>/dia),  $k$  é a permeabilidade absoluta do meio poroso (mD),  $A$  é a área transversal ao escoamento (m<sup>2</sup>),  $\mu$  é a viscosidade do fluido (cp),  $L$  é o comprimento do meio poroso (m) e  $\Delta P$  é a diferença de pressão no sistema (kPa).

A lei de Darcy pode ser escrita na sua forma vetorial e considerando no escoamento também os efeitos da gravidade sendo,  $D$  a profundidade do reservatório e  $g$  a aceleração da gravidade, tem se:

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu}(\nabla P - \rho g \nabla D) \quad (\text{A.4})$$

Substituindo a equação A.4 na equação A.2 temos uma equação geral para o escoamento de uma única fase, em um meio poroso.

$$\nabla \cdot \left( \rho \frac{k}{\mu} (\nabla P - \rho g \nabla D) \right) + q = \frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (\text{A.5})$$

Para uma dada temperatura, além de especificar as condições de contorno, é necessário também especificar a porosidade e uma equação de estado para o fluido; isto é, relações entre porosidade, densidade e pressão:

$$\phi = \phi(P), \quad \rho = \rho(P)$$

Com essas relações estabelecidas, tem-se toda a informação necessária para resolver o problema.

Em um escoamento trifásico, alguns conceitos novos devem ser introduzidos, como, a saturação da fase, a pressão capilar e a permeabilidade relativa. A saturação ( $S$ ) de uma fase é definida como a fração do volume poroso ocupado pela fase. Para um sistema contendo as fases água ( $a$ ), óleo ( $o$ ) e gás ( $g$ ), a seguinte relação é válida:

$$S_a + S_o + S_g = 1 \quad (\text{A.6})$$

Devido à tensão interfacial e como consequência da curvatura das interfaces entre os fluidos dentro de pequenos poros, a pressão do fluido sem afinidade à rocha é maior do que a pressão do fluido com afinidade. A diferença entre essas duas pressões é a pressão capilar ( $P_c$ ). Novamente, havendo um sistema contendo as fases água ( $a$ ), óleo ( $o$ ) e gás ( $g$ ), duas pressões capilares independentes podem ser definidas:

$$P_{c(o,a)} = P_o - P_a \quad (\text{A.7a})$$

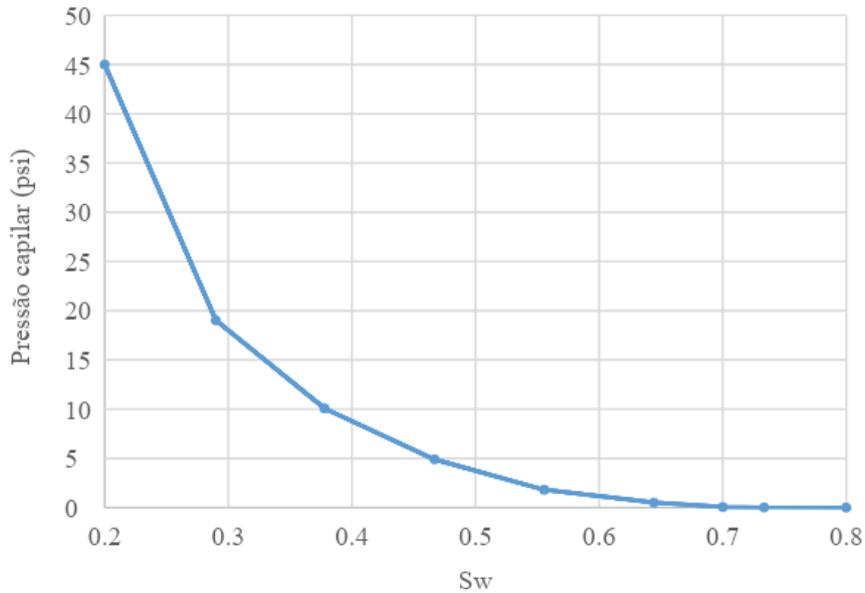
$$P_{c(g,o)} = P_g - P_o \quad (\text{A.7b})$$

Um fato comprovado empiricamente mostra que a pressão capilar é função unicamente da saturação da fase ( $S_j$ ):

$$P_c = P_c(S_j)$$

A figura A.2 mostra uma curva típica da pressão capilar em função da saturação.

Figura A.2 - Curva típica de pressão capilar em função da saturação.



Em um sistema contendo mais de uma fase, o escoamento de um fluido causa interferência no escoamento dos demais fluidos. Portanto, a permeabilidade para o escoamento trifásico, definida como permeabilidade efetiva ( $k_e$ ), deve ser menor ou igual a permeabilidade em um escoamento monofásico (permeabilidade absoluta) (PEACEMAN, 1977). Dadas as muitas combinações possíveis de saturações para um determinado meio poroso, os dados laboratoriais são normalmente condensados e relatados como permeabilidade relativa (indicada por  $k_r$ ) em vez de permeabilidade efetiva. A permeabilidade relativa é o resultado da normalização dos valores de permeabilidade efetiva pela permeabilidade absoluta (DANDEKAR, 2020):

$$k_r = \frac{k_e}{k} \quad (\text{A.8})$$

Assim, a lei de Darcy (equação A.4) é modificada para levar em conta este efeito de interação entre os fluidos em um sistema multifásico.

$$\vec{v}_j = -\frac{k_e}{\mu_i} (\nabla P_j - \rho_j g \nabla D) \quad j = a, o, g \quad (\text{A.9})$$

Representando em termos de permeabilidade relativa, tem-se:

$$\vec{v}_j = -\frac{k_{rj} k}{\mu_j} (\nabla P_j - \rho_j g \nabla D) \quad j = a, o, g \quad (\text{A.10})$$

Substituindo a equação A.10 na equação A.5 e considerando a saturação das fases no termo de acúmulo, chega-se à seguinte equação:

$$\nabla \cdot \left( \rho_j \frac{k_{rj} k}{\mu_j} (\nabla P_j - \rho_j g \nabla D) \right) + q_j = \frac{\partial (\phi \rho_j S_j)}{\partial t} \quad j = a, o, g \quad (\text{A.11})$$

Considerando a existência de  $n_c$  componentes, cada um podendo existir em todas as fases do sistema, e sendo  $y_{i,j}$ , a fração molar do componente  $i$ , na fase  $j$ , podem-se fazer o balanço material por componentes, permitindo assim a transferência dos componentes entre as fases. Devido à possibilidade de transferência dos componentes entre as fases, a massa total de cada componente no sistema deve ser conservada. Assim, o balanço por componentes utilizando a equação de Darcy na forma da equação A.10 assume a seguinte forma:

$$-\nabla \cdot \left( \sum_{j=a,o,g} y_{i,j} \rho_j \frac{k_{rj} k}{\mu_j} (\nabla P_j - \rho_j g \nabla D) \right) + q_j = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \sum_{j=a,o,g} y_{i,j} \rho_j S_j \right) \right] \quad (\text{A.12})$$

$$i = 1, \dots, n_c$$

A forma final da equação utilizada no simulador é obtida discretizando-se a equação da conservação por componente no tempo e na posição em coordenadas cartesianas (NGHIEM et al., 2000):

$$\sum_{j=a,o,g} \Delta T_j (y_{i,j} + y_{i,sf}) (\Delta P^{n+1} - \rho_j^n g \Delta D) + q_i^{n+1} \quad (\text{A.13})$$

$$= \frac{V}{\Delta t} (N_i^{n+1} - N_i^n) \quad i = 1, \dots, n_c$$

e

$$T_j = \frac{k_{rj} k}{\mu_j} \quad (\text{A.14})$$

$T_j$  é a chamada transmissibilidade da fase  $j$ , os sobrescritos  $n$  e  $n + 1$  se referem ao tempo atual e ao tempo posterior,  $P$  é a pressão,  $\rho_j$  é a densidade da fase  $j$ ,  $g$  é a aceleração da gravidade,  $D$  é a profundidade,  $q_i$  é a taxa de injeção em mols/dia,  $V$  é o volume do bloco e  $N_i$  é o número de moles do componente  $i$  por volume de rocha. A equação A.13 inclui o fluxo convectivo e o fluxo dispersivo. O termo  $y_{i,sf}$  representa o sólido suspenso que escoou na fase petróleo. Todos os  $y_{i,sf}$  são iguais a zero, exceto para o componente precipitável dos asfaltenos ( $i = n_c$ ) (NGHIEM, 1999), isto é:

$$y_{i,sf} = \begin{cases} 0, & \text{se } i \neq n_c \\ \frac{N_{sf}}{N_o}, & \text{se } i = n_c \end{cases}$$

Onde  $N_o$  é o número de moles da fase óleo.

Para solucionar as equações apresentadas num simulador composicional, é necessário utilizar uma equação de restrição algébrica, neste caso de consistência de volume, igualando o volume ocupado pelos fluidos (óleo, gás e água) com o volume do meio poroso:

$$V \sum_{j=a,o,g} \frac{N_j^{n+1}}{\rho_j^{n+1}} - V\phi^{n+1} = 0 \quad (\text{A.15})$$

Nesta equação, o primeiro termo é o volume ocupado pelos fluidos e o segundo termo é o volume do meio poroso. Desta forma, a consistência entre os volumes é garantida. As equações A.13 e A.15, juntamente com as equações de equilíbrio de fases (na próxima seção), podem ser resolvidas para a pressão e para o número de moles das fases e dos componentes nas fases, em cada bloco.

## A.2 – MODELAGEM TERMODINÂMICA

As relações de equilíbrio de fases são aplicadas na modelagem composicional de reservatórios de petróleo, considerando que o sistema está em equilíbrio termodinâmico local. O equilíbrio termodinâmico é calculado a partir da igualdade das fugacidades dos componentes nas fases que compõem o sistema (ARLEY SOUZA CARVALHAL, 2020).

O critério de equilíbrio de fases estabelece que a fugacidade do componente  $i$  na fase  $\alpha$  ( $\hat{f}_i^\alpha$ ), é igual à fugacidade do componente  $i$  na fase  $\beta$  ( $\hat{f}_i^\beta$ ), sendo  $\alpha \neq \beta$ , quando o sistema está em equilíbrio. Matematicamente este critério é expresso da seguinte forma:

$$\hat{f}_i^\alpha = \hat{f}_i^\beta \quad (\text{A.16})$$

Considerando as fases água ( $a$ ), óleo ( $o$ ) e gás ( $g$ ) contidas no sistema, temos:

$$\hat{f}_i^g = \hat{f}_i^o \quad (\text{A.17})$$

$$\hat{f}_i^g = \hat{f}_i^a \quad (\text{A.18})$$

As fugacidades na fase gás e óleo ( $\hat{f}_i^g$ ,  $\hat{f}_i^o$ ) são calculadas utilizando uma equação de estado. As fugacidades de componentes gasosos solúveis na fase aquosa são geralmente calculadas utilizando a lei de Henry (VAN NESS; SMITH; ABBOTT, 2000):

$$\hat{f}_i^a = y_{i,a} H_i \quad (\text{A.19})$$

onde  $H_i$  é a constante de Henry do componente  $i$ .

### A.3 – SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL

O objetivo da simulação de reservatório é prever a distribuição de pressão e as taxas de produção ao longo do tempo e do espaço. Para isso, são formuladas equações matemáticas que descrevem o escoamento multifásico em meios porosos, derivadas nas seções anteriores. Em geral, essas equações não podem ser resolvidas analiticamente por causa da sua natureza não linear. Por isso, métodos numéricos devem ser utilizados para resolver estas equações. O método numérico mais popular atualmente em uso na indústria de petróleo é o método de diferenças finitas (ERTEKIN; JAMAL; GREGORY, 2001).

O método de diferenças finitas é implementado sobrepondo “grades” com tamanhos finitos sobre o reservatório a ser modelado. O sistema de grades escolhido é utilizado para aproximar as derivadas parciais em termos de equações de diferença. Estas aproximações são obtidas com o truncamento da série de Taylor das variáveis desconhecidas (usualmente pressão e saturação das fases em escoamentos multifásicos) nas equações. Um procedimento similar é utilizado para as derivadas temporais (ERTEKIN; JAMAL; GREGORY, 2001).

A implementação do método de diferenças finitas resulta em um sistema de equações algébricas, chamadas de equações de diferenças finitas. As soluções deste método só podem ser obtidas nos pontos discretos definidos pelas linhas de grade (ERTEKIN; JAMAL; GREGORY, 2001). Assim, quanto mais refinadas forem as linhas de grade, maior será a quantidade de pontos conhecidos na extensão do reservatório. Porém, maior será o esforço computacional empregado para resolver o sistema de equações.

Dados de entrada típicos em simuladores de reservatório compreendem as informações de caracterização do petróleo em estudo, incluindo sua composição, análise SARA, que determina o teor de saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos, entre outras propriedades, as dimensões do reservatório, sua porosidade, permeabilidade, saturação inicial de água, localização dos poços (injetores e produtores) e taxa de injeção, tipo de fluido injetado, condições de temperatura, profundidade, heterogeneidade entre outras. No caso do simulador comercial da CMG, o módulo WINPROP é utilizado para realizar as caracterizações do petróleo em estudo. Na sequência, o módulo BUILDER é utilizado para receber os dados do reservatório ou plugue, assim como os dados de interação rocha-fluido, que são fundamentais para uma correta descrição desta interação ao longo da dinâmica do escoamento. Após definidos, estes dados de entrada alimentam o módulo GEM que efetivamente realiza os cálculos e determina as respostas. As respostas do simulador compreendem, entre outras, os perfis de pressão no reservatório/testemunho, composição dos componentes do petróleo, taxas de produção de petróleo, gás e água e fator de recuperação. No módulo CMOST, ainda é possível realizar análises de sensibilidade, otimização e diversas análises complementares, como a análise de Sobol, Monte Carlo, e Morris.

## APÊNDICE B

### MODELAGEM DA PRECIPITAÇÃO E DEPOSIÇÃO DE ASFALTENOS

No item 2.5, foi apresentado o mecanismo pelo qual os asfaltenos se depositam na rocha. Primeiramente estes se precipitam na fase óleo, podendo permanecer suspensos ou formar agregados com o passar do tempo e, dependendo da velocidade da corrente de produção, se depositar na superfície da rocha. No apêndice A, foram apresentadas as equações para o escoamento multifásico em meios porosos. Foi visto que a equação A.13 contém o termo  $y_{i,sf}$ , que representa a fração do sólido suspenso (precipitado) que escoar na fase petróleo, e a equação A.15, que iguala o volume ocupado pelos fluidos ao volume do meio poroso, afetado pela quantidade de asfaltenos depositada, pois este fenômeno pode diminuir a quantidade de poros efetivos da rocha, reduzindo por sua vez o volume do meio poroso.

Nesta seção são apresentados dois modelos propostos para a quantificação da precipitação e da deposição dos asfaltenos, que, como visto, afetam as equações de escoamento. A escolha dos modelos de deposição utilizados se limita aos apresentados a seguir, pois são os modelos disponibilizados no simulador composicional da CMG. O modelo de (WANG; CIVAN, 2001) é um aperfeiçoamento do modelo de Nghiem et al. (2000).

#### B.1 MODELO DE NGHIEM *ET AL*, (2000)

##### PRECIPITAÇÃO DOS ASFALTENOS

A precipitação dos asfaltenos é calculada a partir da descrição do equilíbrio de fases, representado matematicamente pela igualdade das fugacidades de cada componente nas fases que compõem o sistema. Considerando o modelo sólido-líquido, onde a fase sólida são os asfaltenos, a equação B.1 expressa a igualdade das fugacidades do componente  $i$  na fase líquida (oleosa) e na fase gás, que é calculada usando a equação de estado (EoS) de Peng-Robinson (PENG; ROBINSON, 1976). A equação B.2 expressa a igualdade das fugacidades para o componente precipitável ( $n_c$ ) na fase líquida e o sólido puro precipitado ( $s_1$ ).

$$\ln f_{iO} = \ln f_{iG} \quad i = 1, \dots, n_c \quad (\text{B.1})$$

$$\ln f_{n_cO} = \ln f_{s_1} \quad (\text{B.2})$$

Considerando a influência da pressão, a fugacidade do sólido puro  $s_1$ , na pressão  $P$  e temperatura  $T$ , é calculada pela expressão B.3:

$$\ln f_{s_1} = \ln f_{s_1}^* + \frac{v_{s_1}(P - P^*)}{RT} \quad (\text{B.3})$$

onde  $v_{s_1}$  é o volume molar do sólido precipitado e  $f_{s_1}^*$  é a fugacidade calculada na pressão de referência  $P^*$ . Os parâmetros de interação binária para o componente não precipitável e para o componente precipitável utilizados na equação de Peng-Robinson normalmente são ajustados usando dados experimentais de AOP inferior e superior e a pressão de saturação em uma determinada temperatura (normalmente a temperatura do reservatório) (Ver seção 2.4).

#### DEPOSIÇÃO DOS ASFALTENOS

Após sua precipitação, os asfaltenos podem se depositar na rocha. Na deposição dos asfaltenos ocorre a adsorção destes na rocha ou o seu aprisionamento mecânico. No modelo de Nghiem et al., (2000) a deposição dos asfaltenos é modelada como segue:

#### ADSORÇÃO

O primeiro passo na deposição é a adsorção dos asfaltenos na superfície da rocha. Collins; Melrose, (1983) e Gaspar; Ana Maria, (1993) mostraram que a adsorção dos asfaltenos em diferentes rochas pode ser modelada com a isoterma de Langmuir, dada pela expressão B.4:

$$W_{sa} = \frac{W_{sa,max} K_a C_{sf}}{K_a C_{sf} + 1} \quad (\text{B.4})$$

onde  $C_{sf}$  é a concentração de sólidos em suspensão na fase oleosa,  $W_{sa}$  é a massa de asfaltenos adsorvidos por massa de rocha,  $W_{sa,max}$  é a fração máxima de asfaltenos adsorvidos e  $K_a$  é a razão entre as taxas de adsorção e dessorção. Uma limitação da utilização da isoterma de Langmuir é que se considera que a adsorção na superfície da rocha ocorre apenas em camada única, ou seja, não há asfaltenos adsorvidos acima dos asfaltenos já adsorvidos na rocha anteriormente, isso é imposto pelo parâmetro  $W_{sa,max}$ , que limita a quantidade de asfaltenos adsorvidos.

## APRISIONAMENTO MECÂNICO

Adicionalmente à adsorção, Minssieux (1997) mostrou que durante a deposição também ocorre o aprisionamento mecânico, que é similar à deposição de finos em meios porosos. Os asfaltenos precipitados são partículas finas que podem formar agregados grandes o suficiente para serem retidos em poros pequenos. Por esta razão, este processo também é chamado de entupimento. Um modelo empírico desenvolvido por Gruesbeck; Collins, (1982) para a deposição de finos em meios porosos foi utilizado para descrever o aprisionamento mecânico, como segue:

$$\frac{d\eta}{dt} = (\alpha_0 + \alpha_1\eta)|u_0|\hat{C}_{sf} \quad (\text{B.5})$$

onde  $\hat{C}_{sf}$  é a razão entre o volume de asfaltenos precipitados e o volume da fase oleosa,  $u_0$  é a velocidade de Darcy do óleo,  $\alpha_0$  e  $\alpha_1$  são parâmetros empíricos e  $\eta$  é o volume de asfaltenos depositado por unidade de volume inicial do poro (PV). Assim, quanto maior o volume de asfaltenos precipitados em relação ao volume da fase oleosa ( $\hat{C}_{sf}$ ), maior será o volume de asfaltenos depositados que ocupam os poros da rocha ( $\eta$ ).

A deposição dos asfaltenos gera uma redução na permeabilidade relativa e na porosidade da rocha. O efeito na permeabilidade relativa é quantificado usando o fator de redução de permeabilidade ( $R_f$ ), que está relacionado à quantidade máxima de asfaltenos depositados por massa de rocha ( $w_{sd,max}$ ) por:

$$R_f = \begin{cases} 1 + (R_{f,max} - 1) \frac{w_{sd}}{w_{sd,max}} & w_{sd} \leq w_{sd,max} \\ R_{f,max} & w_{sd} > w_{sd,max} \end{cases} \quad (\text{B.6})$$

$w_{sd}$  = Massa de asfaltenos depositada por massa de rocha (%)

$R_{f,max}$  = Fator de redução de permeabilidade na deposição máxima  $w_{sd,max}$

O fator de redução da permeabilidade se relaciona com a permeabilidade ( $k$ ) pela seguinte equação:

$$\frac{1}{R_f} = \frac{k}{k_0} \quad (\text{B.7})$$

$k_0$  = Permeabilidade inicial

A redução da porosidade é calculada através da diferença entre a porosidade inicial ( $\phi$ ) e a razão entre o volume de poros ocupados pelos asfaltenos depositados e o volume total da rocha.

$$\hat{\phi} = \phi - (N_{sa} + N_{se})v_s \quad (\text{B.8})$$

onde  $N_{sa}$  é o número de moles dos asfaltenos na adsorção por volume de rocha,  $N_{se}$  é o número de moles dos asfaltenos no aprisionamento mecânico por volume de rocha e  $v_s$  é o volume molar do sólido.

## B.2 MODELO DE WANG & CIVAN, (2001)

O modelo de Wang; Civan, (2001) é utilizado para descrever os fenômenos de precipitação, floculação e deposição dos asfaltenos. Uma das diferenças entre este modelo e o da seção anterior é a reação de formação das partículas floculadas. As pequenas partículas de asfaltenos precipitadas podem se agregar formando um sólido  $s_2$  maior (floculado). Este fenômeno pode ser descrito por uma simples reação de equilíbrio, onde o sólido  $s_2$  pode ser formado a partir do sólido  $s_1$ , conforme as equações a seguir:



$$r = k_{12} C_{s_1,o} - k_{21} C_{s_2,o} \quad (\text{B.10})$$

onde  $r$  é a taxa de reação,  $k_{12}$  e  $k_{21}$  são as constantes da reação direta e inversa, respectivamente.  $C_{s_1,o}$  e  $C_{s_2,o}$  são as concentrações dos sólidos  $s_1$  e  $s_2$ , respectivamente na fase óleo. Após a formação do sólido  $s_2$ , este pode depositar na superfície da rocha, e o volume depositado  $V_{s_2^d}$  em um intervalo de tempo  $\Delta t$  pode ser expresso pela seguinte equação:

$$\frac{V_{s_2^d}^{n+1} - V_{s_2^d}^n}{\Delta t} = \alpha C_{s_2^f}^{n+1} \phi^{n+1} - \beta V_{s_2^d}^{n+1} (v_o^n - v_{cr,o}) + \gamma u_o^n C_{s_2^f}^{n+1} \quad (\text{B.11})$$

onde  $\alpha$  é o coeficiente de deposição superficial,  $\beta$  é o coeficiente de retorno á corrente,  $\gamma$  é coeficiente de entupimento dos poros,  $v_o^n$  é a velocidade intersticial da fase óleo no tempo  $n$ ,  $v_{cr,o}$  é a velocidade crítica intersticial da fase óleo,  $u_o^n$  é a velocidade de Darcy da fase óleo no tempo  $n$ ,  $C_{s_2^f}^{n+1}$  é a concentração volumétrica do sólido  $s_2$  por volume de óleo no tempo  $n + 1$  e  $\phi^{n+1}$  é a porosidade da rocha no tempo  $n + 1$ .

O primeiro termo do lado direito da equação (B.11) descreve a deposição superficial dos asfaltenos na rocha. O segundo termo representa o retorno dos asfaltenos à corrente de produção, provocada pelo aumento da velocidade ( $v_o^n$ ) da corrente em relação a uma velocidade crítica ( $v_{cr,o}$ ) e o terceiro termo representa o processo de aprisionamento mecânico. Esta equação indica que, em um determinado intervalo de tempo, a variação do volume de asfaltenos depositados na superfície da rocha é resultado da contribuição positiva da deposição superficial e do aprisionamento mecânico, e da contribuição negativa do retorno dos asfaltenos depositados à corrente de produção (por isso o sinal negativo no segundo termo do lado direito da equação B.11).

Carvalho, Costa e Vieira de Melo, (2021) mostraram que o termo de deposição superficial ( $\alpha$ ) é mais importante em relação aos termos de retorno à corrente ( $\beta$ ) e entupimento dos poros ( $\gamma$ ), por isso neste trabalho foi considerado  $\beta = 0$  e  $\gamma = 0$ .

A redução de porosidade e permeabilidade provocada pela deposição dos asfaltenos é expressa através da seguinte equação:

$$R_f = \frac{k_0}{k} = \left( \frac{\phi_0}{\phi} \right)^b \quad (\text{B.12})$$

onde  $k_0$  e  $\phi_0$  são a permeabilidade e a porosidade iniciais, respectivamente.  $k$  e  $\phi$  são a permeabilidade e a porosidade após a deposição dos asfaltenos, respectivamente.  $R_f$  é o fator de redução de permeabilidade e o parâmetro  $b$  pode variar entre 3 e 7, e neste trabalho consideraremos o parâmetro  $b = 3$ , conforme recomendado em (WANG; CIVAN, 2001).

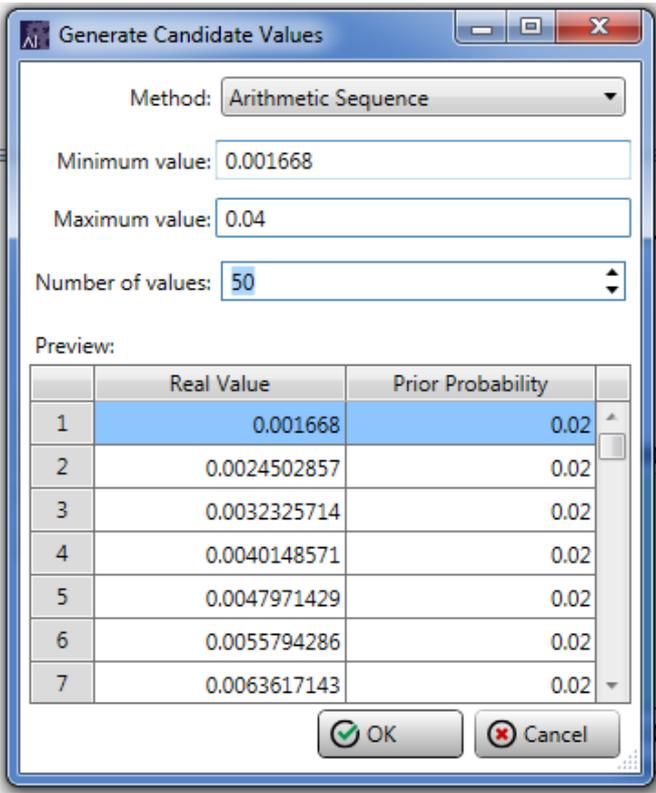
## APÊNDICE C

Neste apêndice, serão apresentados os dados de entrada, em complemento aos já apresentados no decorrer deste texto, utilizados nas simulações realizadas. Os dados aqui apresentados são utilizados no simulador composicional da Computer Modeling Group (CMG).

### C.1 DADOS DE ENTRADA PARA A SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE COM INJEÇÃO DE GÁS ASSOCIADO

A figura C.1.1 apresenta os dados de vazão de injeção gerados para a análise de sensibilidade realizada na seção 3.1.3 (caso 2).

Figura C.1.1 – Dados gerados de vazão de injeção (50 pontos).



Method: Arithmetic Sequence

Minimum value: 0.001668

Maximum value: 0.04

Number of values: 50

Preview:

	Real Value	Prior Probability
1	0.001668	0.02
2	0.0024502857	0.02
3	0.0032325714	0.02
4	0.0040148571	0.02
5	0.0047971429	0.02
6	0.0055794286	0.02
7	0.0063617143	0.02

OK Cancel

A figura C.1.2 apresenta os dados gerados após as simulações realizadas utilizando as vazões de injeção geradas na figura C.1.1. Na coluna “OPERATE” estão os pontos de vazão gerados, a próxima coluna à direita o correspondente fator de recuperação, asfaltenos precipitados, depositados e suspensos, respectivamente.

Figura C.1.2 – Dados simulados do fator de recuperação, asfaltos precipitados, asfaltos depositados e asfaltos suspensos para as vazões de injeção.

Drag and drop a column header here to group by that column						
	ID	OPERATE	Fator_de_recuperacao	asfaltos_precipitado	asfaltos_depositado	asfaltos_suspensos
1	25	0.020442857	90.176491	0.0088589601	0.0040852348	0.0047737253
2	27	0.022007429	91.083122	0.0095473723	0.0043869191	0.0051604528
3	28	0.022789714	90.464592	0.0097977649	0.0045379978	0.0052597676
4	29	0.023572	91.049728	0.009598908	0.0045354627	0.0050634453
5	30	0.024354286	90.727219	0.0097155618	0.0045262999	0.0051892614
6	31	0.025136571	90.745544	0.0097406833	0.0045399056	0.0052007781
7	32	0.025918857	90.967018	0.0097370325	0.004522372	0.00521466
8	33	0.026701143	90.987396	0.0098729497	0.0045207548	0.0053521949
9	34	0.027483429	90.698303	0.0099566951	0.0045180302	0.0054386645
10	35	0.028265714	90.745514	0.0099397143	0.0045177564	0.0054219579
11	36	0.029048	90.636101	0.010086966	0.0045177918	0.0055691735
12	26	0.021225143	90.529305	0.0093140332	0.0042338874	0.0050801462
13	37	0.029830286	91.275047	0.0098832184	0.0045145252	0.0053686928
14	39	0.031394857	91.584908	0.0098697282	0.0045132167	0.0053565116
15	40	0.032177143	90.710754	0.010103292	0.0044945553	0.0056087356
16	41	0.032959429	91.336006	0.0098253815	0.0044866358	0.0053387452
17	42	0.033741714	90.911507	0.010317225	0.0044719642	0.0058452613
18	43	0.034524	91.495316	0.010083769	0.0044802548	0.0056035141
19	44	0.035306286	91.084648	0.010210709	0.0044702664	0.0057404423
20	45	0.036088571	90.827057	0.010389809	0.0044622468	0.0059275622
21	46	0.036870857	90.939774	0.010239955	0.0044544465	0.0057855081

## C.2 DADOS DE ENTRADA PARA A SIMULAÇÃO, ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E OTIMIZAÇÃO COM INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> MISCÍVEL

Nesta seção apresentaremos dados de entrada complementares utilizados na realização da otimização e análise de sensibilidade realizados na seção 3.2.3 desta dissertação. A figura C.2.1 apresenta a faixa na qual a composição de CO<sub>2</sub> pode variar. Sendo a corrente de injeção composta por uma mistura de CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>, a composição de CO<sub>2</sub> pode assumir valores entre 10% e 100%.

Figura C.2.1 - Faixa de variação da composição de CO<sub>2</sub>

	Text Value	Numerical Value	Prior Probability
1	"1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	1	0.1
2	"0.9 0.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	2	0.1
3	"0.8 0.0 0.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	3	0.1
4	"0.7 0.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4	0.1
5	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	5	0.1
6	"0.5 0.0 0.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	6	0.1
7	"0.4 0.0 0.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	7	0.1
8	"0.3 0.0 0.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	8	0.1
9	"0.2 0.0 0.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	9	0.1
10	"0.1 0.0 0.9 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	10	0.1

A figura C.2.2 apresenta a janela para escolha e configuração do método de otimização utilizado. O método de otimização utilizado para este caso foi o de hipercubos latinos com otimização *proxy*. A função objetivo global é a maximização do fator de recuperação. O tipo do modelo *proxy* é o que utiliza redes neurais, sendo configurada com uma camada oculta contendo 10 neurônios.

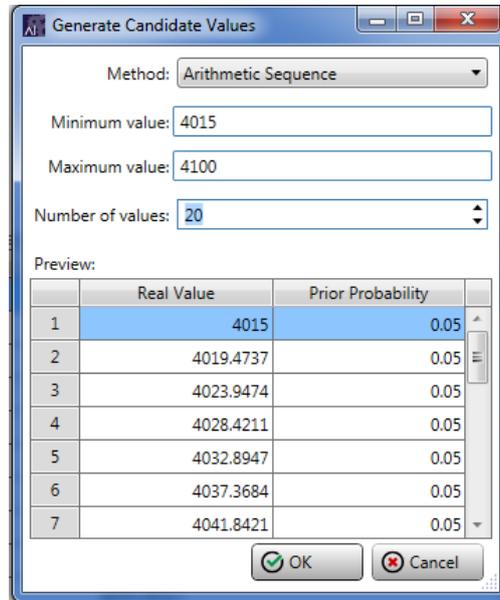
Figura C.2.2 - Escolha e configuração do método de otimização

Study type:	Engine name:	Estimated no. of new experiments:
Optimization	Latin Hypercube Plus Proxy Optimization	105
Engine configurations:		
<b>Engine General</b>		
Name	Latin Hypercube Plus Proxy Optimization	
Auto Save Result Interval (minutes)	15	
<b>Optimization Settings</b>		
Total Number of Experiments	500	
Global Objective Function Name	FATOR_DE_RECUPERACAO	
Search Direction	Maximize	
<b>Random Seed</b>		
Use User-Specified Random Seed	<input type="checkbox"/>	
User-Specified Random Seed	1010101	
<b>Experiments Management</b>		
Number of Optimum Experiments to Keep Simulation Files	5	
Number of Failed Jobs to Exclude an Experiment	10	
Number of Perturbation Experiments for Each Abnormal Experiment	0	
<b>Latin Hypercube Plus Proxy Optimization</b>		
Continuous Parameters Sampling	Continuous Uniform Sampling within the Data Range	
Discrete Parameters Sampling	Treat Discrete Values Equally Probable	
Proxy Model Type	Neural Network	
Neural Network Option	Multilayer Network	
Multilayer Neural Network Configuration	10	
Maximum time (minute) allowed for proxy calculations in each iteration	15	
Number of Initial Proxy Training Experiments	11	

## C.2.1 OTIMIZAÇÃO CONSIDERANDO A COMPOSIÇÃO DE CO<sub>2</sub> E A PRESSÃO DE INJEÇÃO.

A figura C.2.3 mostra os dados gerados para a pressão de injeção utilizados para a otimização.

Figura C.2.3 - Dados gerados para a pressão de injeção



A figura C.2.4 e C.2.5 mostram os resultados da otimização realizada com a composição e a pressão de injeção como variáveis de decisão, onde são apresentados os resultados para o caso base, o caso ótimo e os casos gerais.

Figura C.2.4 - Resultados da otimização realizada com a composição e a pressão de injeção como variáveis de decisão

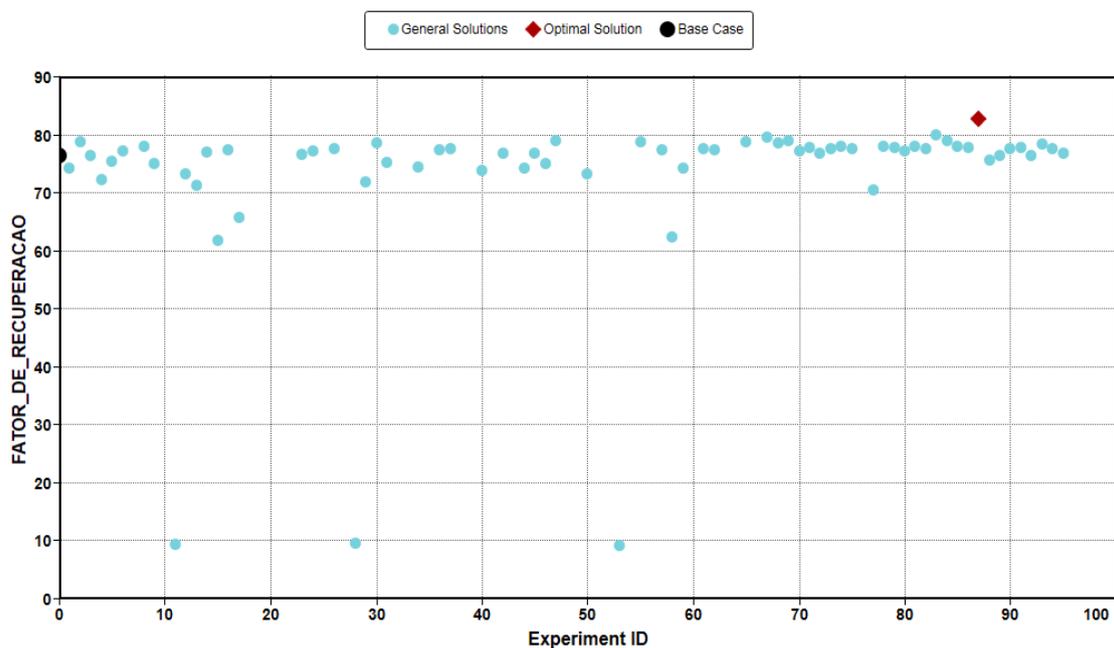
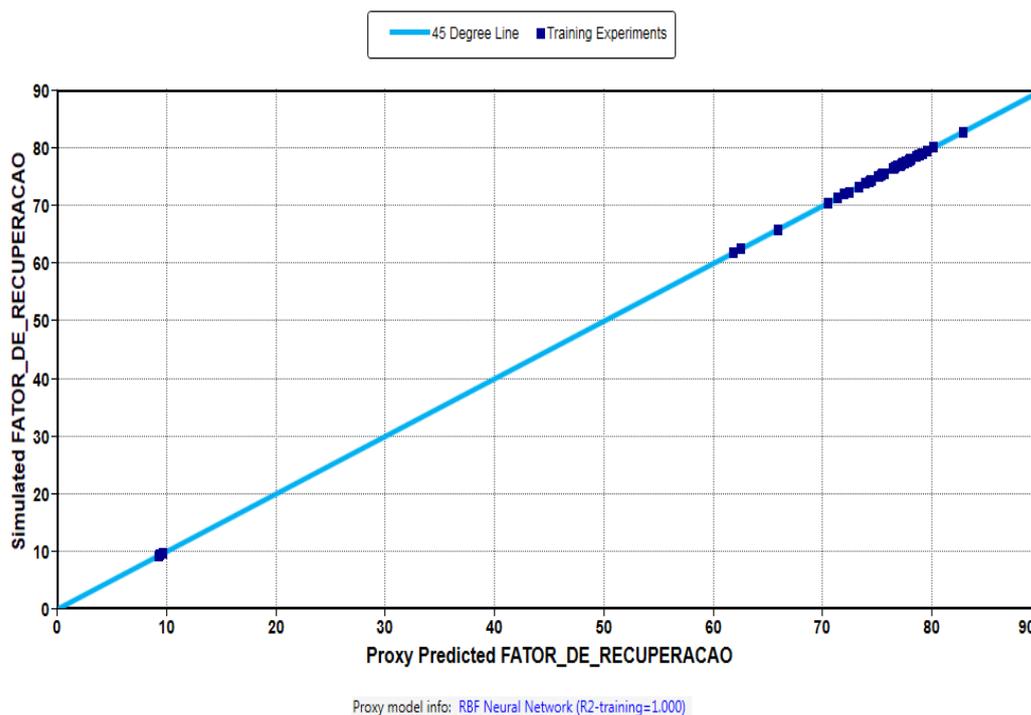


Figura C.2.5 – Dados do ponto ótimo.

Drag and drop a column header here to group by that column				
	ID	COMPOSICAO	PRESSAO	FATOR_DE_RECUPERACAO
1	87	"0.7 0.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4041.8421	82.867119
2	83	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4055.2632	80.178482
3	67	"0.7 0.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4059.7368	79.637665
4	69	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4068.6842	79.178452
5	84	"1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4050.7895	79.147598
6	47	"0.7 0.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4050.7895	79.081619
7	65	"0.8 0.0 0.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4059.7368	78.896111
8	55	"0.8 0.0 0.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4046.3158	78.867432
9	2	"1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4059.7368	78.839455
10	68	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4064.2105	78.661804
11	30	"0.8 0.0 0.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4055.2632	78.6502
12	93	"0.9 0.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4037.3684	78.586655
13	8	"0.9 0.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4064.2105	78.124458
14	74	"0.7 0.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4073.1579	78.111153
15	85	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4050.7895	78.110626
16	78	"1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4064.2105	78.068672
17	81	"1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4055.2632	78.050819
18	91	"0.9 0.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4041.8421	77.920822
19	86	"0.8 0.0 0.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4037.3684	77.919174
20	71	"0.9 0.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4055.2632	77.899353
21	79	"0.9 0.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	4059.7368	77.896439

A figura C.2.6 mostra o ajuste dos dados utilizando a rede neural configurada conforme visto na figura C.2.2. O coeficiente de correlação  $R^2$  para este caso foi igual a 1.

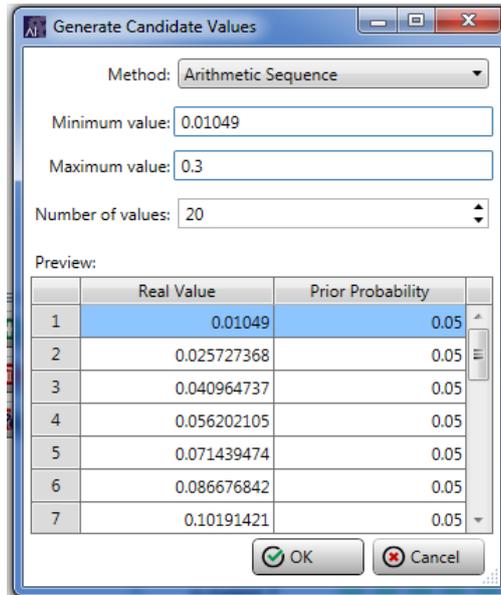
Figura C.2.6 –Ajuste dos dados



## C.2.2 OTIMIZAÇÃO CONSIDERANDO A COMPOSIÇÃO DE CO<sub>2</sub> E A VAZÃO DE INJEÇÃO.

A figura C.2.7 mostra os dados gerados para a vazão de injeção utilizados para a otimização.

Figura C.2.7 - Dados gerados para a vazão de injeção



A figura C.2.8 e C.2.9 mostram os resultados da otimização realizada com a composição e a vazão de injeção como variáveis de decisão, onde são apresentados os resultados para o caso base, o caso ótimo e os casos gerais.

Figura C.2.8 - Resultados da otimização realizada com a composição e a vazão de injeção como variáveis de decisão.

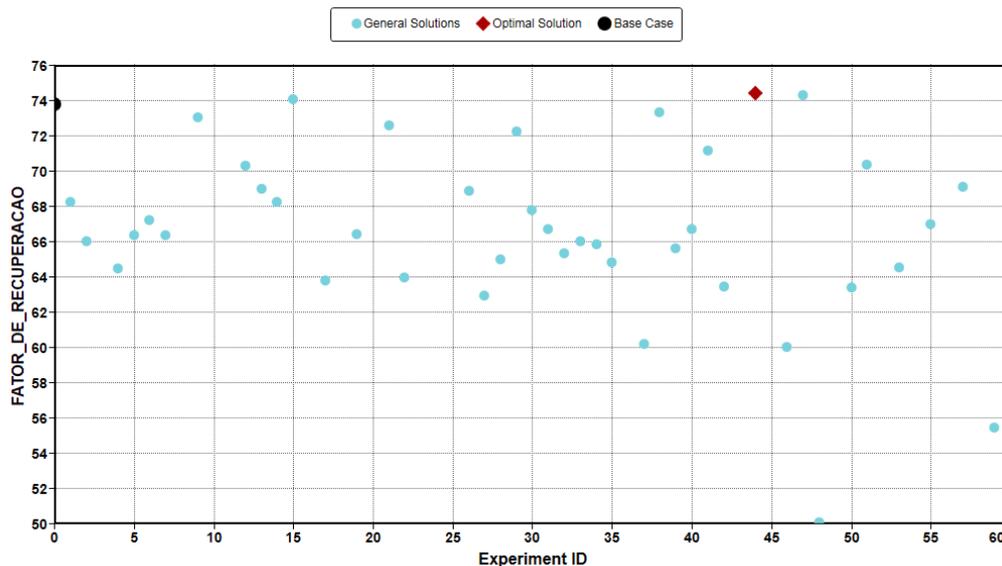
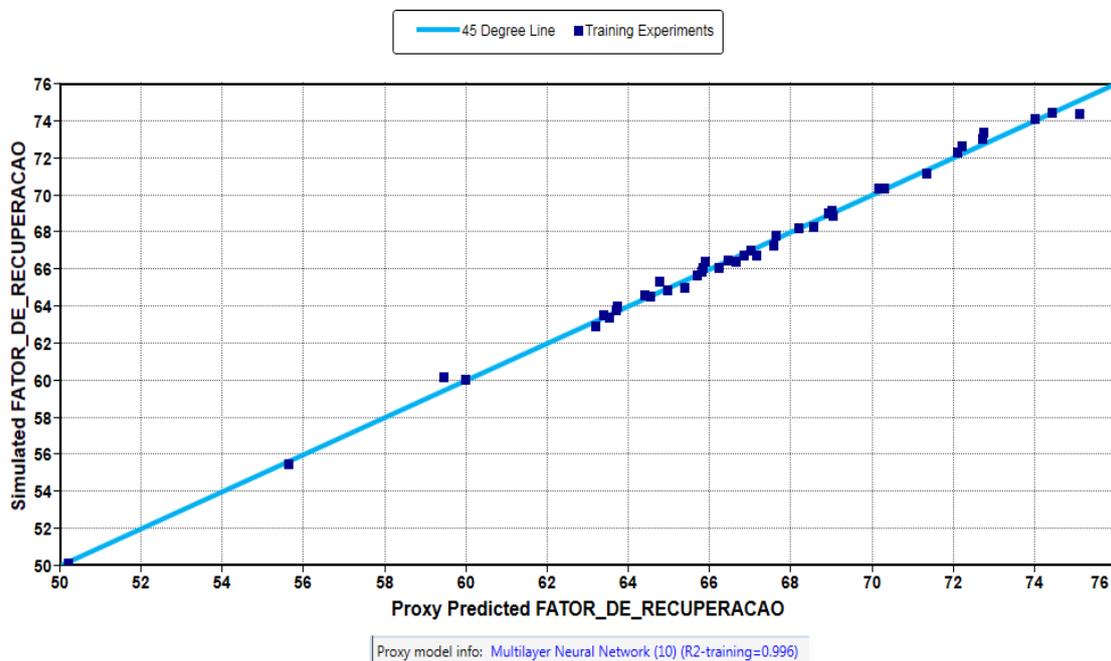


Figura C.2.9 – Dados do ponto ótimo.

Drag and drop a column header here to group by that column						
	ID		COMPOSICAO	VAZAO	FATOR_DE_RECUPERACAO	
1	44	L	"0.8 0.0 0.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.16286368	74.437958	
2	47	L	"0.7 0.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.22381316	74.36615	
3	15	L	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.25428789	74.111763	
4	0	F	"0.5 0.0 0.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.3	73.849739	
5	38	L	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.20857579	73.378433	
6	9	L	"0.7 0.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.16286368	73.06469	
7	21	L	"0.9 0.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.10191421	72.641426	
8	29	L	"0.5 0.0 0.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.25428789	72.286736	
9	41	L	"1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.071439474	71.199913	
10	51	L	"0.7 0.0 0.3 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.11715158	70.393761	
11	12	L	"0.9 0.0 0.1 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.071439474	70.347778	
12	57	L	"0.3 0.0 0.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.28476263	69.159935	
13	13	L	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.11715158	69.024162	
14	26	L	"0.8 0.0 0.2 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.071439474	68.897141	
15	14	L	"0.4 0.0 0.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.17810105	68.278923	
16	1	L	"0.6 0.0 0.4 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.10191421	68.25975	
17	30	L	"0.5 0.0 0.5 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.11715158	67.811035	
18	6	L	"0.4 0.0 0.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.14762632	67.268333	
19	55	L	"0.4 0.0 0.6 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.13238895	67.038818	
20	31	L	"0.2 0.0 0.8 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.23905053	66.765701	
21	40	L	"0.3 0.0 0.7 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0"	0.17810105	66.759331	

A figura C.2.10 mostra o ajuste dos dados utilizando a rede neural configurada conforme visto na figura C.2.2. O coeficiente de correlação  $R^2$  para este caso foi igual a 0,996.

Figura C.2.10 –Ajuste dos dados



### C.3 DADOS DE ENTRADA PARA A SIMULAÇÃO, ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E OTIMIZAÇÃO COM INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> WAG

Nesta seção apresentamos a faixa de variação das variáveis de decisão para as otimizações realizadas na seção 3.3.2. As figuras C.3.1 a C.3.6 mostram estes valores para as variáveis de vazão de injeção de CO<sub>2</sub> (C.3.1), vazão de injeção de água (C.3.2), duração dos ciclos de CO<sub>2</sub> e água (C.3.3), taxa de deposição superficial ( $\alpha$ ) (C.3.4), constante da reação direta ( $k_{12}$ ) (C.3.5) e constante da reação inversa ( $k_{21}$ ) (C.3.6).

Figura C.3.1 - Vazão de injeção de CO<sub>2</sub>.

Method: Arithmetic Sequence

Minimum value: 6732

Maximum value: 20813

Number of values: 5

Preview:

	Real Value	Prior Probability
1	6732	0.2
2	10252.25	0.2
3	13772.5	0.2
4	17292.75	0.2
5	20813	0.2

OK Cancel

Figura C.3.2 - Vazão de injeção de água.

Method: Arithmetic Sequence

Minimum value: 600

Maximum value: 7420

Number of values: 5

Preview:

	Real Value	Prior Probability
1	600	0.2
2	2305	0.2
3	4010	0.2
4	5715	0.2
5	7420	0.2

OK Cancel

Figura C.3.3 - Duração dos ciclos de CO<sub>2</sub> e água

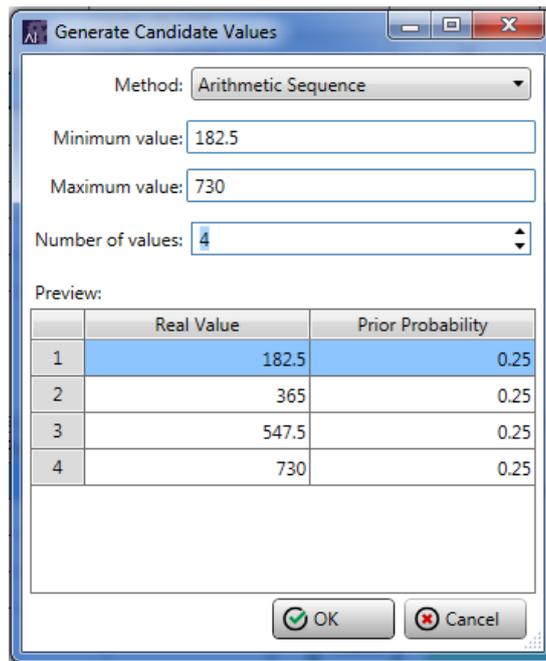


Figura C.3.4 - Taxa de deposição superficial ( $\alpha$ )

	Real Value	Prior Probability	
1	0.01	0.33333333	+ Insert
2	0.05	0.33333333	Delete
3	0.1	0.33333333	Generate...

Figura C.3.5 - Constante da reação direta ( $k_{12}$ )

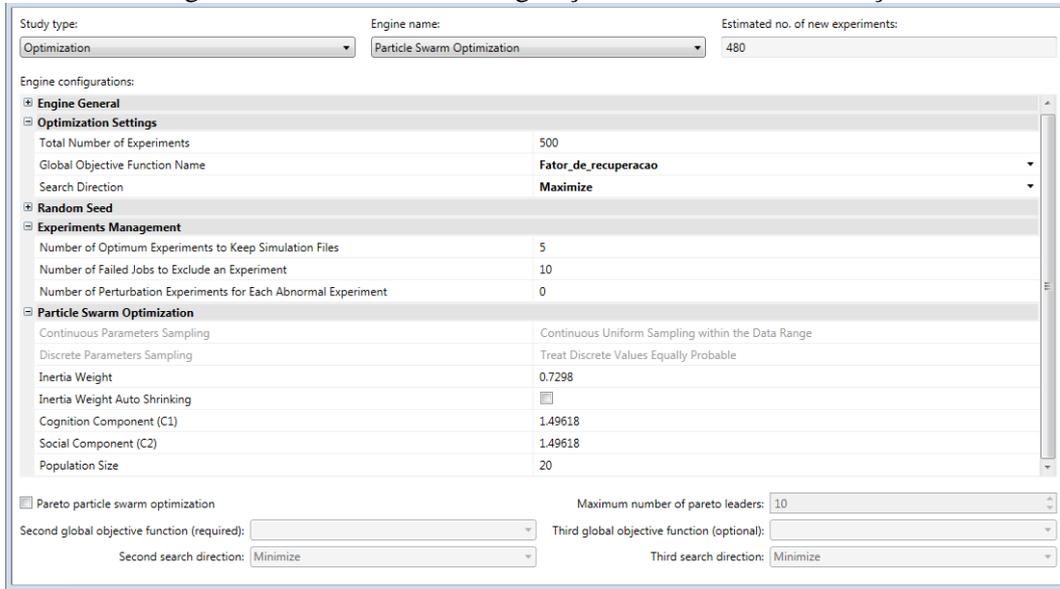
	Real Value	Prior Probability	
1	0.1	0.33333333	+ Insert
2	0.5	0.33333333	Delete
3	1	0.33333333	Generate...

Figura C.3.6 - Constante da reação inversa ( $k_{21}$ )

	Real Value	Prior Probability	
1	0.08	0.33333333	+ Insert
2	0.3	0.33333333	Delete
3	0.8	0.33333333	Generate...

A figura C.3.7 apresenta a janela para escolha e configuração do método de otimização utilizado. O método de otimização utilizado para este caso foi o de otimização por enxame de partículas. A função objetivo global é a maximização do fator de recuperação.

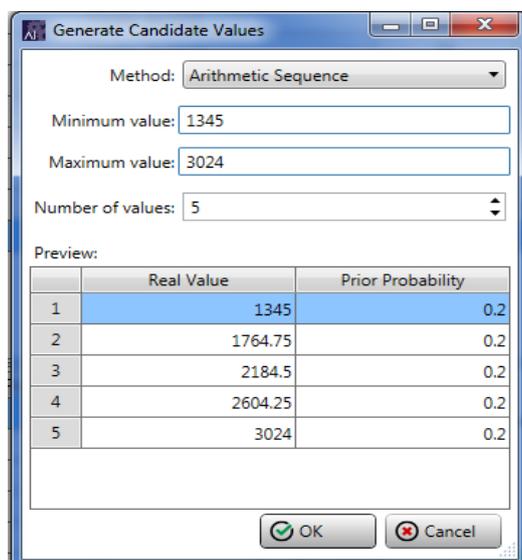
Figura C.3.7 - Escolha e configuração do método de otimização



### C.3.1 OTIMIZAÇÃO CONSIDERANDO A INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> PURO

Nesta subsecção apresentamos dados de entrada para a variável de pressão no poço produtor (figura C.3.8), para a otimização realizada considerando a injeção de CO<sub>2</sub> puro, pois sua faixa de variação é diferente quando considerada a injeção de CO<sub>2</sub> impuro. Os resultados da otimização também serão apresentados.

Figura C.3.8 - Pressão no poço produtor



A figura C.3.9 e C.3.10 mostram os resultados da otimização realizada considerando a injeção de CO<sub>2</sub> puro, onde são apresentados os resultados para o caso base, o caso ótimo e os casos gerais.

Figura C.3.9 - Resultados da otimização realizada considerando a injeção de CO<sub>2</sub> puro

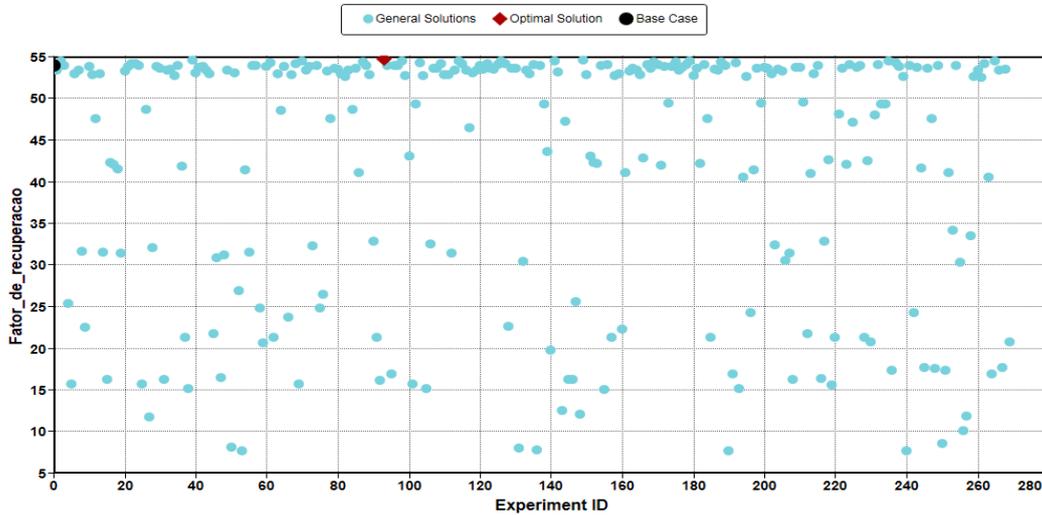


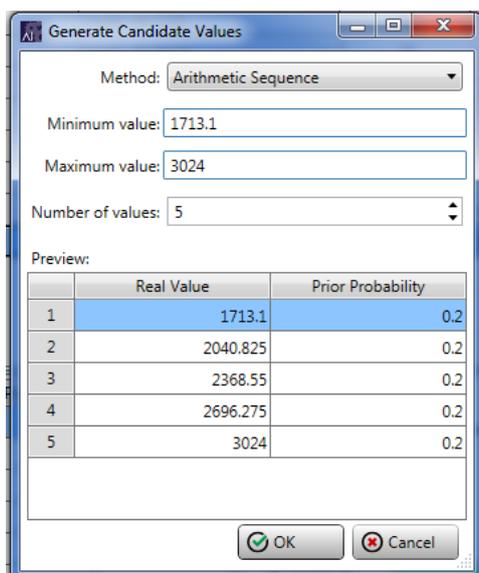
Figura C.3.10 – Dados do ponto ótimo.

Drag and drop a column header here to group by that column										
	ID	Gconcycle_start	Gconcycle_start1	Gconcycle_start2	ncycle_startMaxti	Solid_alpha	SOLID	SOLID1	OPERATE	Fator_de_recuperacao
1	93	17292.75	7420	182.5	547.5	0.01	0.1	0.3	1345	54.822979
2	39	20813	3710	730	730	0.01	0.1	0.3	1345	54.689621
3	149	10252.25	7420	182.5	547.5	0.05	0.5	0.08	1345	54.682972
4	141	20813	1855	182.5	365	0.01	0.1	0.8	1345	54.58149
5	126	10252.25	1855	182.5	730	0.1	0.5	0.08	1345	54.548828
6	70	6732	7420	730	730	0.1	1	0.08	1345	54.544353
7	179	10252.25	2400	182.5	365	0.05	1	0.08	1345	54.541012
8	235	17292.75	1855	182.5	730	0.1	1	0.3	1345	54.536213
9	114	13772.5	2400	365	547.5	0.05	0.5	0.8	1345	54.523483
10	265	13772.5	7420	365	730	0.01	1	0.08	1345	54.514011
11	2	17292.75	7420	182.5	730	0.1	0.5	0.08	1764.75	54.513966
12	98	10252.25	3710	365	547.5	0.01	1	0.3	1345	54.511471
13	87	6732	2400	365	547.5	0.05	1	0.3	1345	54.503296
14	188	20813	2400	365	547.5	0.01	0.1	0.8	2184.5	54.456722
15	175	6732	1855	365	547.5	0.01	0.1	0.8	1345	54.454906
16	169	13772.5	2400	182.5	547.5	0.01	1	0.3	1764.75	54.397343
17	192	10252.25	3710	182.5	547.5	0.01	1	0.3	1764.75	54.394268
18	61	20813	7420	547.5	730	0.1	0.1	0.3	1764.75	54.317558
19	237	20813	3710	182.5	365	0.05	0.1	0.08	1764.75	54.292522
20	103	17292.75	2400	547.5	730	0.05	1	0.08	1764.75	54.288002
21	115	6732	3710	182.5	365	0.01	0.5	0.3	1764.75	54.272762

### C.3.1 OTIMIZAÇÃO CONSIDERANDO A INJEÇÃO DE CO2 IMPURO

Nesta subsecção apresentamos dados de entrada para a variável de pressão no poço produtor (figura C.3.11), para a otimização realizada considerando a injeção de CO<sub>2</sub> impuro. Os resultados da otimização também serão apresentados.

Figura C.3.11 - Pressão no poço produtor



A figura C.3.12 e C.3.13 mostram os resultados da otimização realizada considerando a injeção de CO<sub>2</sub> impuro, onde são apresentados os resultados para o caso base, o caso ótimo e os casos gerais.

Figura C.3.12 - Resultados da otimização realizada considerando a injeção de CO<sub>2</sub> impuro

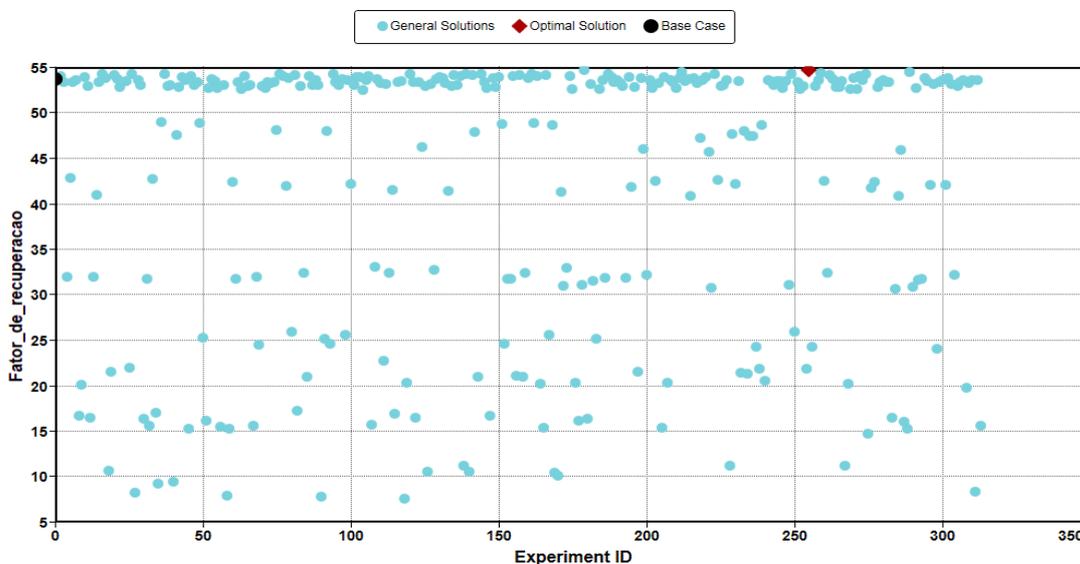


Figura C.3.13 – Dados do ponto ótimo.

Drag and drop a column header here to group by that column

	ID	Gconcycle_start	Gconcycle_start1	Gconcycle_start2	ncycle_startMaxti	Solid_alpha	SOLID	SOLID1	OPERATE	Fator_de_recuperacao
1	255	20813	2400	365	547.5	0.01	0.1	0.8	1713.1	54.763138
2	179	20813	1855	182.5	730	0.01	0.1	0.8	1713.1	54.755905
3	289	17292.75	2400	182.5	730	0.05	0.1	0.3	1713.1	54.525558
4	212	20813	2400	182.5	730	0.05	0.5	0.3	1713.1	54.516743
5	259	6732	2400	182.5	547.5	0.01	1	0.08	1713.1	54.423962
6	223	17292.75	7420	547.5	730	0.05	0.5	0.3	1713.1	54.346313
7	94	17292.75	3710	182.5	365	0.1	0.5	0.3	1713.1	54.32967
8	16	20813	3710	182.5	730	0.1	1	0.08	2040.825	54.326492
9	144	10252.25	7420	547.5	730	0.05	1	0.3	1713.1	54.326069
10	249	6732	7420	730	730	0.1	0.1	0.3	1713.1	54.321449
11	26	17292.75	3710	182.5	365	0.1	1	0.08	1713.1	54.318058
12	161	6732	3710	182.5	365	0.1	0.5	0.08	1713.1	54.316292
13	76	10252.25	2400	182.5	365	0.1	0.1	0.8	1713.1	54.311329
14	187	13772.5	2400	730	730	0.05	0.1	0.08	1713.1	54.308193
15	274	10252.25	7420	365	730	0.1	0.1	0.08	1713.1	54.304619
16	120	20813	7420	365	547.5	0.1	0.1	0.3	1713.1	54.304348
17	37	20813	2400	365	730	0.1	0.1	0.08	1713.1	54.296707
18	139	10252.25	2400	182.5	365	0.05	1	0.08	1713.1	54.288246
19	262	6732	2400	365	730	0.01	0.1	0.08	1713.1	54.284851
20	81	17292.75	7420	365	730	0.05	1	0.8	1713.1	54.27412
21	20	6732	1855	182.5	730	0.01	1	0.3	1713.1	54.270348

## APÊNDICE D

### ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS VARIÁVEIS DE ESCOAMENTO NO PROCESSO DE PRECIPITAÇÃO DE ASFALTENOS POR INJEÇÃO DE GAS

#### D.1 MÉTODO DE SOBOL

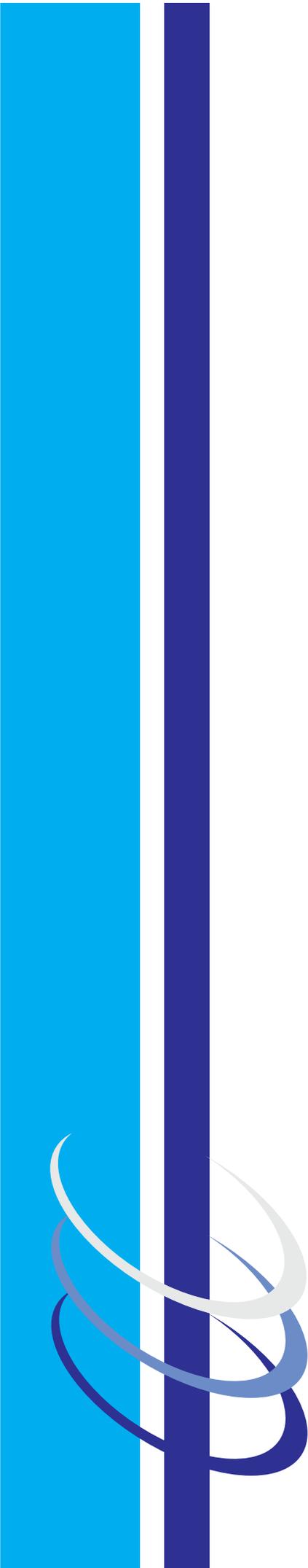
O método de Sobol é utilizado para determinar o impacto de variáveis de entrada e suas possíveis combinações nas variáveis de saída de um determinado sistema. Com isso, pode-se ter conhecimento das variáveis de entrada mais importantes no sistema em estudo. Este método é um tipo de análise de sensibilidade baseado em variância. A principal ideia dos métodos baseados em variância é quantificar a contribuição de cada entrada  $X_i$  na variância da saída  $V(Y)$ . Por exemplo, em um modelo contendo duas entradas e uma saída, 70% da variância da saída pode ser causada pela variância da primeira variável de entrada, 20% da segunda variável de entrada e 10% da interação entre estas variáveis de entrada. Estas porcentagens são interpretadas como medidas da sensibilidade (COMPUTER MODELLING GROUP, 2015). A análise dos resultados obtidos pelo método de Sobol são baseados em três diferentes medidas de sensibilidade, conforme a seguir:

- **EFEITOS PRINCIPAIS:** Esta é a contribuição para a variância da saída devido a variação apenas de  $X_i$ , normalizada pela variância total, de modo a fornecer o percentual de contribuição ( $S_i$ ) de cada entrada.
- **EFEITOS DE INTERAÇÃO DE ORDEM SUPERIOR:** Estes efeitos são a contribuição para a variância da saída de uma combinação específica de variáveis de entrada, que não pode ser descrita pela simples soma dos seus efeitos principais ( $S_i$ ). São efeitos de interação de segunda ordem, quando duas variáveis de entrada são variadas simultaneamente (fixadas as demais) e computadas a sua contribuição para a variância da saída.
- **EFEITO TOTAL DE INTERAÇÃO:** É dada pela soma de todos os efeitos (principais e de ordem superior) de uma variável de entrada. Para uma dada entrada  $X_i$ , o índice total de sensibilidade ( $S_{Ti}$ ) é definido como a soma de todos os índices relacionados com  $X_i$ . Para um modelo contendo três variáveis de entrada ( $k = 3$ ), o índice total de sensibilidade para a variável de entrada  $X_1$  seria:

$$S_{T1} = S_1 + S_{12} + S_{13} + S_{123} \quad (D.1)$$

Conforme a quantidade de variáveis de entrada ( $k$ ) aumenta, a dificuldade de computar o índice total de sensibilidade aumenta muito, visto que o número de termos que necessitam ser avaliados é  $2^k - 1$ . A vantagem na utilização de métodos de análise de sensibilidade baseados em variância, é que a sensibilidade pode ser medida em todo o espaço das variáveis de entrada, podem lidar com respostas não lineares e podem medir os efeitos de interação em sistemas não aditivos.

Neste trabalho, utilizou-se o método de Sobol, com o fim de determinar o grau de influência das variáveis de entrada (como, a pressão de injeção, a pressão do poço injetor, a composição do gás de injeção, entre outras) no fator de recuperação de petróleo e na precipitação e deposição dos asfaltenos em uma simulação composicional de um reservatório de petróleo.



**UFBA**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA**  
**ESCOLA POLITÉCNICA**

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

Rua Aristides Novis, 02, 6º andar, Federação, Salvador BA

CEP: 40.210-630

Telefone: (71) 3283-9800

E-mail: [pei@ufba.br](mailto:pei@ufba.br)

Home page: <http://www.pei.ufba.br>