

Otimização estocástica da técnica SAGD

Estudo da injeção de vapor de água

Catarina Baptista Pereira

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia de Petróleos

Orientador: Professora Doutora Maria João Correia Colunas Pereira

Júri

Presidente: Professor Doutor Amílcar de Oliveira Soares

Orientador: Professora Doutora Maria João Correia Colunas Pereira

Vogal: Professor Doutor Leonardo Azevedo Guerra Raposo Pereira

Julho de 2018

DECLARAÇÃO

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

ABSTRACT

Due to the demand of hydrocarbon consumption across industries and for personal use, improving existing hydrocarbon recovery methods (Enhanced oil recovery techniques), have become a hot topic in research and development both within academia and industry. To increase the production of (extra)heavy oils and bitumen, tertiary recovery techniques can be performed. Within this framework, steam assisted gravity drainage is considered the reference technique to increase oil production. This method consists of drilling two horizontal wells spaced vertically between each other 5 to 7 m, where the upper well injects steam with a certain quality, at a given temperature, pressure and enthalpy. A steam chamber will grow upwards and then horizontally, and the hydrocarbons, due to the decrease of viscosity and because of the gravity, will flow downwards towards the production well. Several parameters regarding fluids and rock reservoir's properties and wells' operating factors can be studied when considering EOR techniques. The goal of this study is to evaluate three SAGD parameterizations without disregarding the economic viability of the project: steam quality, injection temperature and pressure. A realistic synthetic bitumen reservoir model, based on real data from Canada's reservoirs, was created. Numerical fluid flow simulation was linked with a stochastic adaptive sampling to perform sensitivity analysis in these parameters. The total amount of produced oil is expected to increase, when compared with the use of primary energy, knowing that for an appealing project in terms of financial viability, the cumulative steam-oil ratio and watercut must be below 4 and 0.97, respectively.

Keywords: Steam assisted gravity drainage, SAGD, Steam injection parameters, Injection steam quality, Injection steam temperature, Injection steam pressure, Stochastic optimization, Thermal techniques.

RESUMO

Devido ao consumo de hidrocarbonetos por parte das indústrias e para uso pessoal, novos métodos de extração petrolífera (técnicas de recuperação avançada de óleo – *EOR*), são um domínio a explorar, teoricamente e a nível prático. Para aumentar a produção de óleos (ultra)pesados e betumes, processos terciários devem empregues, mas aquele que tem sido universalmente aceite, é a drenagem gravitacional com recurso à injeção de vapor. Este consiste em perfurar dois poços horizontais espaçados verticalmente 5 a 7m, onde o poço superior injeta vapor com uma certa qualidade, pressão, temperatura e entalpia. Uma câmara de vapor cresce verticalmente e horizontalmente, e os hidrocarbonetos, devido à diminuição da viscosidade e à gravidade, fluem em direção ao poço produtor. Vários parâmetros podem ser estudados neste domínio – características do sistema petrolífero e fatores operacionais. Matematicamente e operacionalmente, os parâmetros prendem-se pela pressão, temperatura e qualidade do fluido. O objetivo é avaliar o seu efeito, quanto à diminuição da viscosidade dos hidrocarbonetos, e quanto ao escoamento dos fluidos, sem desconsiderar a viabilidade económica do projeto. Um reservatório sintético realístico é criado, baseado em dados do Canadá e, através de simulações numéricas dos fluidos, uma solução é proposta, finda uma otimização estocástica e após uma análise de sensibilidade decorrer. É esperado que a produção total de óleo aumente, quando comparada com o uso da energia primária do reservatório, sabendo que, para o projeto ser apelativo, a taxa cumulativa entre vapor injetado e óleo produzido deve ser inferior a 4 e o *watercut* a 97%.

Palavras-chave: Drenagem gravítica com recurso a injeção de fluidos, *SAGD*, Parâmetros da injeção de vapor, Qualidade do vapor injetado, Temperatura do vapor injetado, Pressão do vapor injetado, Otimização estocástica, Técnicas térmicas.

ÍNDICE

ABSTRACT.....	<i>i</i>
RESUMO.....	<i>iii</i>
ÍNDICE.....	<i>v</i>
LISTA DE FIGURAS.....	<i>vii</i>
LISTA DE TABELAS.....	<i>xi</i>
ACRÓNIMOS.....	<i>xii</i>
1. INTRODUÇÃO.....	<i>1</i>
1.1. Enquadramento do tema.....	<i>1</i>
1.1.1. Sistemas convencionais e não convencionais.....	<i>1</i>
1.1.2. Ocorrência.....	<i>2</i>
1.2. Objetivo.....	<i>4</i>
1.3. Organização da dissertação.....	<i>4</i>
2. DEFINIÇÃO DE CONCEITOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFIA.....	<i>7</i>
2.1. Características de fluidos e reservatórios não convencionais.....	<i>7</i>
2.2. Recuperação terciária ou avançada.....	<i>10</i>
2.2.1. Processos térmicos.....	<i>11</i>
2.2.2. SAGD.....	<i>12</i>
2.2.2.1. Estudos e propostas de melhoria de vários autores.....	<i>19</i>
2.3. Estimação e simulação estocástica.....	<i>22</i>
2.4. Técnicas de otimização.....	<i>23</i>
2.4.1. Algoritmos de otimização.....	<i>24</i>
2.4.1.1. Particle Swarm Optimization.....	<i>24</i>
2.4.1.2. Random Forest.....	<i>26</i>
2.4.1.3. Algoritmo híbrido PSO & RF.....	<i>26</i>
2.4.2. Funções objetivo.....	<i>26</i>
3. METODOLOGIA.....	<i>29</i>

3.1. Simulação dinâmica de fluidos em meios porosos	30
3.1.1. Características operacionais.....	33
3.1.1.1. Geometria e controlo dos poços injetor e produtor	34
3.1.1.2. Características do fluido injetado.....	35
3.2. Otimização do modelo	35
3.2.1. Definição de parâmetros e restrições de apoio à decisão	35
3.2.2. Análise de viabilidade económica	38
4. EXEMPLO DE APLICABILIDADE	39
4.1. Construção do modelo sintético do reservatório.....	39
4.1.1. Propriedades petrofísicas do reservatório	39
4.1.1.1. Geração de <i>pseudo-wells</i>	39
4.1.1.2. Simulação estocástica geoestatística	41
4.1.2. Propriedades dos fluidos do reservatório	44
4.2. Caso de estudo base sem injeção.....	48
4.3. Análise de sensibilidade das variáveis.....	50
4.3.1. Variáveis de decisão pressão ou temperatura e qualidade do vapor	52
4.3.1.1. Função objetivo unitária: Produção total de óleo.....	52
4.3.1.2. Função objetivo unitária: Produção total de vapor de água	55
4.3.1.3. Função multiobjetivo (<i>FOPT</i> e <i>FSTPT</i>) para o par (<i>P,SQ</i>) como variáveis	59
4.3.2. Relevância da qualidade do vapor, pressão e temperatura.....	63
4.4. Análise de viabilidade	66
4.4.1. Análise de viabilidade – fase 1	66
4.4.2. Análise de viabilidade – fase 2	66
4.4.3. Escolha dos pares de valores (<i>P,SQ</i>).....	67
5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	71
5.1. Contributos.....	71
5.2. Trabalhos futuros.....	72
6. BIBLIOGRAFIA.....	73
I. ANEXO A	A
II. ANEXO B	C
III. ANEXO C.....	E

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: TRIÂNGULO DE RECURSOS (ADAPT. DE HOLDITCH E MA, 2016)	2
FIGURA 2: PREVISÃO MUNDIAL DE PRODUÇÃO PETROLÍFERA À ESQUERDA (TRAD. DE CRUDE OIL PEAK, 2017)	3
FIGURA 3: PERCENTAGEM TOTAL DE RECURSOS PETROLÍFEROS POR TIPO À DIREITA (ADAPT. DE FERGESTAD, 2016)	3
FIGURA 4: LOCALIZAÇÃO DE RESERVAS DE PETRÓLEO NÃO CONVENCIONAL (TRAD. GORDON, 2012)	3
FIGURA 5: PRINCIPAIS DIFERENÇAS ENTRE TIPOS DE PETRÓLEO (TRAD. DE BANERJEE, 2012)	7
FIGURA 6: FASES DE UM PLANO DE DESENVOLVIMENTO PETROLÍFERO (TRAD. DE ALVARADO E EDUARDO)	10
FIGURA 7: TÉCNICAS DE RECUPERAÇÃO (SECEN, 2005)	10
FIGURA 8: PRODUÇÃO DE <i>HEAVY OIL</i> NA CHINA (TRAD. DE NIAN, ET AL., 2017)	11
FIGURA 9: TIPOS DE RECUPERAÇÃO TERMAL NESSE PAÍS (TRAD. DE NIAN, ET AL., 2017)	11
FIGURA 10: SECÇÃO LONGITUDINAL E TRANSVERSAL DO RESERVATÓRIO, NO PROCESSO <i>SAGD</i> (TRAD. E ADAPT. DE GATES, ET AL., 2005 E BANERJEE, 2012)	13
FIGURA 11: TRANSFERÊNCIAS DE CALOR NO <i>SAGD</i> (ADAPT. DE NING, 2016 E IRANI E GHANNADI, 2012)	13
FIGURA 12: À ESQUERDA A PROPOSTA DO CRESCIMENTO DA CÂMARA ORIGINAL DE BUTLER ET AL. (1981), NO MEIO A HIPÓTESE DE REIS (1992) E À DIREITA A DE AZAD E CHALATURNYK (2012)	16
FIGURA 13: CONTRIBUTO DA COMPONENTE CONVECTIVA E CONDUTIVA DA TRANSFERÊNCIA DE CALOR EM FUNÇÃO DA DISTÂNCIA À INTERFACE LIMITE DA CÂMARA DE VAPOR (TRAD. EM SHARMA E GATES, 2011)	17
FIGURA 14: EXEMPLOS DE FATORES QUE INFLUENCIAM A APLICABILIDADE DO <i>SAGD</i>	17
FIGURA 15: DIAGRAMA DE MOLLIER PARA A PRESSÃO, TEMPERATURA, QUALIDADE E ENTALPIA DO VAPOR DE ÁGUA (TRAD. DE BROWN, 2015)	18
FIGURA 16: DIFERENÇA ENTRE VALORES LOCAIS E GLOBAIS (TRAD. DE SEN E STOFFA, 1995)	24
FIGURA 17: FLUXO DO <i>PSO</i> (ADAPT. DE SEC18)	25
FIGURA 18: FLUXO DE TRABALHO DA METODOLOGIA ADOTADA	29
FIGURA 19: ESTRUTURA DA MALHA DO RESERVATÓRIO SINTÉTICO	31
FIGURA 20: POSICIONAMENTO DOS POÇOS INJETOR E PRODUTOR	34
FIGURA 21: POROSIDADE	40
FIGURA 22: PERMEABILIDADE	40
FIGURA 23: ESTATÍSTICOS DA POROSIDADE	40
FIGURA 24: BOXPLOT DA POROSIDADE	40
FIGURA 25: HISTOGRAMA DA POROSIDADE	41
FIGURA 26: HISTOGRAMA CUMULATIVO DA	41
FIGURA 27: ESTATÍSTICOS DA PERMEABILIDADE	41
FIGURA 28: BOXPLOT DA PERMEABILIDADE	41
FIGURA 29: HISTOGRAMA DA PERMEABILIDADE	41
FIGURA 30: HISTOGRAMA CUMULATIVO DA	41
FIGURA 31: PARALELEPÍPEDO DA POROSIDADE EM X E Y APÓS DSS	42
FIGURA 32: HISTOGRAMA DA POROSIDADE EM X E Y APÓS DSS	42
FIGURA 33: ESTATÍSTICOS DA POROSIDADE EM X E Y APÓS DSS	42

FIGURA 34: PARALELEPÍPEDO DA PERMEABILIDADE APÓS CO-DSS	42
FIGURA 35: HISTOGRAMA DA PERMEABILIDADE APÓS CO-DSS	42
FIGURA 36: ESTATÍSTICOS DA PERMEABILIDADE APÓS CO-DSS.....	42
FIGURA 37: VARIOGRAMAS DA POROSIDADE APÓS DSS, À ESQUERDA PARA AS DIREÇÕES (90,0,0) E (0,90,0) E À DIREITA PARA A DIREÇÃO (0,0,90).....	43
FIGURA 38: VARIOGRAMAS DA PERMEABILIDADE APÓS CO-DSS, À ESQUERDA PARA AS DIREÇÕES (90,0,0) E (0,90,0) E À DIREITA PARA A DIREÇÃO (0,0,90)	43
FIGURA 39: CORRELAÇÃO ENTRE AS PROPRIEDADES PERMEABILIDADE E POROSIDADE, ANTES E APÓS DSS E CO-DSS, RESPECTIVAMENTE À ESQUERDA E À DIREITA.	44
FIGURA 40: DIAGRAMA DE FASES PARA O SISTEMA DE ÓLEO CONSIDERADO	45
FIGURA 41: VISCOSIDADES DOS COMPONENTES BETUME E METANO DO ÓLEO EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA PARA A FASE LÍQUIDA, RESPECTIVAMENTE, À ESQUERDA E À DIREITA	46
FIGURA 42: CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA.....	46
FIGURA 43: MOBILIDADE DO FLUIDO EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA	48
FIGURA 44: DIFERENÇA ENTRE TIPOS DE DESLOCAMENTO NUM RESERVATÓRIO HORIZONTAL E NUM INCLINADO (JAHN, ET AL., 2012)	48
FIGURA 45: TAXA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO –SEM INJEÇÃO	48
FIGURA 46: ÓLEO NO RESERVATÓRIO –SEM INJEÇÃO	48
FIGURA 47: PRESSÃO NO RESERVATÓRIO A 01/01/2010 NO CASO BASE SEM INJEÇÃO, BHPPROD 16BARS	49
FIGURA 48: PRESSÃO NO RESERVATÓRIO A 12/05/2015 NO CASO BASE SEM INJEÇÃO, BHPPROD 16BARS	49
FIGURA 49: PRESSÃO MÉDIA SENTIDA NO INTERIOR DO RESERVATÓRIO PARA O CASO BASE SEM INJEÇÃO	49
FIGURA 50: TEMPERATURA A 12/05/2015 PARA O CASO BASE	50
FIGURA 51: SATURAÇÃO DE ÓLEO A 12/05/2015 PARA O CASO BASE	50
FIGURA 52: SATURAÇÃO DE ÁGUA A 12/05/2015 PARA O CASO BASE	50
FIGURA 53: SATURAÇÃO TRIFÁSICA A 12/05/2015 PARA O CASO BASE	50
FIGURA 54: FRENTE DE PARETO ENTRE PRODUÇÃO TOTAL DE VAPOR E ÓLEO	51
FIGURA 55: CSOR DA FRENTE DE PARETO.....	51
FIGURA 56: VAL DA FRENTE DE PARETO	51
FIGURA 57: CONVERGÊNCIA DA PRESSÃO DE INJEÇÃO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO FOPT, PARA UMA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO CONSTANTE	52
FIGURA 58: IMPACTO DA PRESSÃO DE INJEÇÃO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO FOPT, PARA UMA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO CONSTANTE.....	52
FIGURA 59: CONVERGÊNCIA DA TEMPERATURA DE INJEÇÃO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO FOPT, PARA UMA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO CONSTANTE	52
FIGURA 60: IMPACTO DA TEMPERATURA DE INJEÇÃO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO FOPT, PARA UMA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO CONSTANTE	52
FIGURA 61: CONVERGÊNCIA DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO FOPT, PARA UMA PRESSÃO DE INJEÇÃO CONSTANTE.....	53

FIGURA 62: IMPACTO DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA UMA PRESSÃO DE INJEÇÃO CONSTANTE.....	53
FIGURA 63: CONVERGÊNCIA DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA UMA TEMPERATURA DE INJEÇÃO CONSTANTE.....	53
FIGURA 64: IMPACTO DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA UMA TEMPERATURA DE INJEÇÃO CONSTANTE.....	53
FIGURA 65: CONVERGÊNCIA DA PRESSÃO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA AS VARIÁVEIS (P,SQ)	54
FIGURA 66 IMPACTO DA PRESSÃO DE INJEÇÃO, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> PARA AS VARIÁVEIS (P,SQ)	54
FIGURA 67: CONVERGÊNCIA DO SQ, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA AS VARIÁVEIS (P,SQ)	54
FIGURA 68: IMPACTO DO SQ, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA AS VARIÁVEIS (P,SQ)	54
FIGURA 69: CONVERGÊNCIA DA TEMPERATURA, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA AS VARIÁVEIS (T,SQ).....	55
FIGURA 70 IMPACTO DA TEMPERATURA, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA AS VARIÁVEIS (T,SQ)	55
FIGURA 71: CONVERGÊNCIA DO SQ, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA AS VARIÁVEIS (T,SQ).....	55
FIGURA 72: IMPACTO DO SQ, PERANTE A MAXIMIZAÇÃO DO <i>FOPT</i> , PARA AS VARIÁVEIS (T,SQ)	55
FIGURA 73: CONVERGÊNCIA DA PRESSÃO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , PARA UM SQ CONSTANTE.....	56
FIGURA 74: IMPACTO DA PRESSÃO DE INJEÇÃO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , PARA UM SQ CONSTANTE	56
FIGURA 75: CONVERGÊNCIA DA TEMPERATURA DE INJEÇÃO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , PARA UMA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO CONSTANTE	56
FIGURA 76: IMPACTO DA TEMPERATURA DE INJEÇÃO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , PARA UMA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO CONSTANTE	56
FIGURA 77: CONVERGÊNCIA DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i>, PARA UMA PRESSÃO DE INJEÇÃO CONSTANTE	56
FIGURA 78: IMPACTO DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i>, PARA UMA PRESSÃO DE INJEÇÃO CONSTANTE	56
FIGURA 79: CONVERGÊNCIA DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , PARA UMA TEMPERATURA DE INJEÇÃO CONSTANTE.....	57
FIGURA 80: IMPACTO DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , PARA UMA TEMPERATURA DE INJEÇÃO CONSTANTE.....	57
FIGURA 81: CONVERGÊNCIA DA PRESSÃO DE INJEÇÃO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEIS O PAR (P,SQ).....	57
FIGURA 82 IMPACTO DA PRESSÃO DE INJEÇÃO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEIS O PAR (P,SQ)	57
FIGURA 83: CONVERGÊNCIA DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEIS O PAR (P,SQ)	58
FIGURA 84: IMPACTO DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEIS O PAR (P,SQ).....	58
FIGURA 85: CONVERGÊNCIA DA TEMPERATURA DE INJEÇÃO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEIS O PAR (T,SQ)	58

FIGURA 86 IMPACTO DA TEMPERATURA DE INJEÇÃO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEIS O PAR (T,SQ).....	58
FIGURA 87: CONVERGÊNCIA DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEIS O PAR (T,SQ).....	59
FIGURA 88: IMPACTO DA QUALIDADE DO VAPOR INJETADO, PERANTE A MINIMIZAÇÃO DO <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEIS O PAR (T,SQ).....	59
FIGURA 89: FRONTEIRA DE PARETO DA FUNÇÃO MULTIOBJETIVO MAXIMIZAÇÃO DE <i>FOPT</i> E MINIMIZAÇÃO DE <i>FSTPT</i> , AQUANDO DA PERTURBAÇÃO SIMULTÂNEA DAS VARIÁVEIS PRESSÃO E QUALIDADE DO VAPOR INJETADO.....	59
FIGURA 90: FRETE PARETO, QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEL O <i>SQ</i> , PERANTE A FUNÇÃO MULTIOBJETIVO MAXIMIZAÇÃO DE <i>FOPT</i> E MINIMIZAÇÃO DE <i>FSTPT</i> E PARA UMA PRESSÃO DE INJEÇÃO CONSTANTE.....	60
FIGURA 91: FRETE PARETO, QUANDO SE TEM COMO VARIÁVEL A PRESSÃO DE INJEÇÃO, PERANTE A FUNÇÃO MULTIOBJETIVO MAXIMIZAÇÃO DE <i>FOPT</i> E MINIMIZAÇÃO DE <i>FSTPT</i> E PARA UM <i>SQ</i> DE INJEÇÃO CONSTANTE	60
FIGURA 92: COMPARAÇÃO ENTRE AS FRENTE DE PARETO DA FIGURA 89, FIGURA 90 E FIGURA 91.....	61
FIGURA 93: EFEITO DA QUALIDADE DE VAPOR PERANTE A FUNÇÃO MULTIOBJETIVO MAXIMIZAÇÃO DE <i>FOPT</i> E MINIMIZAÇÃO DE <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM TAMBÉM A VARIÁVEL PRESSÃO DE INJEÇÃO DO VAPOR.....	62
FIGURA 94: EFEITO DA PRESSÃO DE INJEÇÃO DE VAPOR PERANTE A FUNÇÃO MULTIOBJETIVO MAXIMIZAÇÃO DE <i>FOPT</i> E MINIMIZAÇÃO DE <i>FSTPT</i> , QUANDO SE TEM TAMBÉM A VARIÁVEL QUALIDADE DO VAPOR	62
FIGURA 95: COMPARAÇÃO DA TAXA DE PRODUÇÃO DE ÓLEO	63
FIGURA 96: COMPARAÇÃO DA PRODUÇÃO TOTAL DE ÓLEO.....	63
FIGURA 97: COMPARAÇÃO DA TAXA DE INJEÇÃO DE VAPOR DE ÁGUA NA FASE GASOSA	64
FIGURA 98: COMPARAÇÃO DA INJEÇÃO TOTAL DE VAPOR DE ÁGUA NA FASE GASOSA	64
FIGURA 99: COMPARAÇÃO DA TAXA DE PRODUÇÃO DE VAPOR DE ÁGUA NA FASE GASOSA	64
FIGURA 100: COMPARAÇÃO DA PRODUÇÃO TOTAL DE VAPOR DE ÁGUA NA FASE GASOSA.....	64
FIGURA 101: COMPARAÇÃO DO <i>WATERCUT</i>	64
FIGURA 102: COMPARAÇÃO DA PRESSÃO SENTIDA NO INTERIOR DO RESERVATÓRIO.....	64
FIGURA 103: RELEVÂNCIA DA PRESSÃO OU TEMPERATURA, PERANTE DIFERENTES RESULTADOS	65
FIGURA 104: RELEVÂNCIA DA QUALIDADE DE VAPOR, PERANTE DIFERENTES RESULTADOS.....	65
FIGURA 105: <i>CSOR</i> DA FRETE DE PARETO OBTIDA DA FIGURA 89.....	67
FIGURA 106: VALOR ATUAL LÍQUIDO DA FRETE DE PARETO OBTIDA DA FIGURA 89.....	67
FIGURA 107: PRESSÃO NO INSTANTE 0 DIAS.....	68
FIGURA 108: PRESSÃO NO INSTANTE 68 DIAS.....	68
FIGURA 109: PRESSÃO NO INSTANTE 128 DIAS.....	68
FIGURA 110: PRESSÃO NO INSTANTE 368 DIAS.....	68
FIGURA 111: PRESSÃO NO INSTANTE 1868 DIAS	68
FIGURA 112: TEMPERATURA NO INSTANTE 0 DIAS.....	68
FIGURA 113: TEMPERATURA NO INSTANTE 368 DIAS.....	68
FIGURA 114: TEMPERATURA NO INSTANTE 638 DIAS.....	68
FIGURA 115: TEMPERATURA NO INSTANTE 1868 DIAS.....	68

FIGURA 116: SATURAÇÃO TRIFÁSICA NO INSTANTE 0 DIAS	69
FIGURA 117: SATURAÇÃO TRIFÁSICA NO INSTANTE 368 DIAS	69
FIGURA 118: SATURAÇÃO TRIFÁSICA NO INSTANTE 638 DIAS	69
FIGURA 119: SATURAÇÃO TRIFÁSICA NO INSTANTE 1868 DIAS	69

LISTA DE TABELAS

TABELA 2-1: CONVENÇÕES MAIS USADAS NA CARACTERIZAÇÃO DE ÓLEOS (BASEADO EM MEYER E JR, 1994)	7
TABELA 2-2: CARACTERÍSTICAS DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS	9
TABELA 2-3: CARACTERÍSTICAS DA ROCHA DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS.....	9
TABELA 2-4: CARACTERÍSTICAS DE FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS NÃO CONVENCIONAIS	10
TABELA 3-1: CONSTANTES DA EQ. 20.....	32
TABELA 3-2: GEOMETRIA DOS POÇOS INJETOR E PRODUTOR – CASO DE ESTUDO SAGD	34
TABELA 3-3: CONDIÇÕES OPERACIONAIS DA TÉCNICA SAGD DE RESERVATÓRIOS REAIS NÃO CONVENCIONAIS	36
TABELA 3-4: VARIÁVEIS DE DECISÃO E RESTRIÇÕES BASE, PRELIMINARES	36
TABELA 3-5: VARIÁVEIS DE DECISÃO E RESTRIÇÕES BASE, NO ÂMBITO DA DISSERTAÇÃO.....	37
TABELA 3-6: PARÂMETROS UTILIZADOS PARA OS ALGORITMOS <i>PSO</i> E <i>RF</i> , RESPECTIVAMENTE, À ESQUERDA E À DIREITA	37
TABELA 3-7: VALORES DE REFERÊNCIA ASSOCIADOS AO PROJETO SAGD (FERNANDES, ET AL., 2017).....	38
TABELA 4-1: PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DO RESERVATÓRIO (SURANTO, ET AL., 2014) (MOJARAB, ET AL., 2009) (CUSANDEI, ET AL., 2014)	39
TABELA 4-2: VALORES UTILIZADOS PARA O AJUSTE DOS VARIOGRAMAS.....	43
TABELA 4-3: PROPRIEDADES DOS FLUIDOS (LEE, ET AL., 2017) (CUSANDEI, ET AL., 2014) (MOJARAB, ET AL., 2009)	44
TABELA 4-4: PROPRIEDADES DO ÓLEO (FLSMIDTH) (BAO, 2012) (PEACE SOFTWARE) (THE ENGINEERING TOOLBOX, 2001) (SENGEL, 2013)	45
TABELA 4-5: PARÂMETROS UTILIZADOS NA CORRELAÇÃO DE LET PARA AS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA	47
TABELA 4-6: VARIÁVEIS A ESTUDO, QUANDO UMA É FIXADA COMO CONSTANTE	50
TABELA 4-7: INFORMAÇÃO OBTIDA A PARTIR DO SIMULADOR DE FLUIDOS, PARA O PAR (P=34 BARS; SQ=99%)	66
TABELA 4-8: INFORMAÇÃO OBTIDA A PARTIR DO SIMULADOR DE FLUIDOS, PARA O PAR (P=85 BARS; SQ=99%)	67

ACRÓNIMOS

AOR – *advanced oil recovery* ou recuperação avançada de óleo

API – *American Petroleum Institute*

CDOR – *Calendar day oil rate*

Co-DSS – *direct sequential co-simulation* ou co-simulação sequencial direta

CSOR – *Cumulative steam-oil ratio* ou taxa cumulativa entre vapor injetado e óleo produzido

CSS – *Cyclic steam stimulation* ou estimulação cíclica com recurso a vapor

DSS – *direct sequential simulation* ou simulação sequencial direta

EOR – *enhanced oil recovery* ou reforço de recuperação de óleo

FOIP – *field oil in place* ou óleo existente no reservatório

FOPT – *field oil production total* ou produção total de óleo

FSTPT – *field steam production total* ou produção total de vapor

IOR – *improved oil recovery* ou recuperação de óleo melhorada

LET – correlação de Lomeland, Ebeltoft e Thomas (2005)

PSO – *Particle swarm optimization*

RF – *Random forest* ou floresta aleatória

SAGD – *system assisted gravity drainage* ou drenagem gravitacional com recurso à injeção de vapor

SGS – *sequential gaussian simulation* ou simulação sequencial gaussiana

SIS – *sequential indicator simulation* ou simulação sequencial da indicatriz

SQ – *steam quality* ou qualidade do vapor

Std – *Standard*

SW-SAGD – *Single-well steam assisted gravity drainage* ou drenagem gravitacional com recurso à injeção de vapor através do uso de um poço unitário (injetor e produtor, simultaneamente)

VAL – valor atual líquido

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento do tema

Devido à elevada procura de produtos petrolíferos e à necessidade de produzir petróleo a partir de reservatórios mais complexos, agora mais do que nunca, enfrentam-se enormes desafios quando se está perante a extração de petróleos. Com essa premissa em mente, pretende-se saber qual o comportamento de processos referidos como inovadores perante a atualidade, do ponto de vista da produção de petróleo, ou seja da eficiência e eficácia do procedimento, e da viabilidade económico-financeira do projeto.

1.1.1. Sistemas convencionais e não convencionais

Os sistemas de reservatórios dividem-se em dois grupos: os convencionais e os não convencionais, e a sua convenção dá-se ao nível de três grandes aspectos. O da economia tem em conta os custos de desenvolvimento e o tipo de tecnologias utilizadas para a exploração de petróleo; o da geologia consiste na presença de um sistema petrolífero dito convencional: 4 elementos geológicos que ocorrem em simultâneo e bem delimitados temporalmente (rocha geradora madura, armadilhas, rochas selantes e rochas reservatório) e 2 fenómenos que dependem da variável tempo (migração e sincronismo), sem que seja necessário recorrer a meios externos para extração e produção de hidrocarbonetos e ainda quanto às características internas dos óleos que se encontram no interior do reservatório.

A comunidade científica define o termo Petróleo como sendo uma mistura que ocorre de forma natural, constituída maioritariamente por hidrocarbonetos nas fases gasosa, líquida ou sólida (Society of Petroleum Engineers; American Association of Petroleum Geologists; World Petroleum Council; Society of Petroleum Evaluation Engineers; Society of Exploration Geophysicists, 2011). O Petróleo pode separar-se em duas grandes famílias, tendo em conta as suas características e formas de extração: petróleos convencionais (*conventional oils*) e petróleos não convencionais (*unconventional/non-conventional oils*). Para além destas, pode-se ainda acrescentar uma terceira família – a dos betumes (*bitumens*) – no entanto, estes aparecem muitas vezes associados aos petróleos não convencionais.

A *International Energy Agency* (2011) define *conventional oils* como sendo uma mistura de hidrocarbonetos que existe na fase líquida, na superfície terrestre, em condições mencionadas como normais. Também são aqueles petróleos em que se torna fulcral a aplicação de métodos de extração que fazem emprego da energia primária do reservatório, ou que aplicam a injeção de fluídos de modo a permitir o deslocamento dos hidrocarbonetos dos poros da rocha (energia secundária) – comportamento mecânico puro, sem se necessitar de intervenções de natureza química, biológica ou termodinâmica (energia terciária). Assim sendo, denomina-se como energia primária aquela que advém da energia natural contida no reservatório e energia secundária aquela que envolve a injeção

de um fluido, mantendo a pressão do reservatório constante, e assim promovendo a circulação de petróleo. Entende-se por recuperação terciária como sendo aquela a que se recorre para alterar as propriedades do fluido que se encontra no reservatório, uma vez que o uso de processos secundários já não é eficaz. Pode-se também denominar este último tipo de recuperação como *Enhanced Oil Recovery* (EOR) (Speight, 2016).

Não havendo uma clara definição quanto aos *unconventional oils*, recorrem-se às suas características, pois estes, por norma, são mais densos, com maiores quantidades de carbono e enxofre, e podem conter maiores percentagens de impurezas tóxicas (Gordon, 2012). Como tal, são aqueles petróleos cujos métodos de extração necessitam de alterar as suas propriedades e a interação entre óleo-rocha, diminuindo assim a resistência ao fluxo do petróleo no meio poroso e viabilizando a sua produção. Estes métodos, caracterizados como sendo terciários, podem ser químicos, térmicos, miscíveis e microbiológicos (Queiroz Galvão Exploração e Produção, 2015).

Mostra-se na Figura 1, utilizada por Holditch e Ma (2016) – Triângulo de recursos. No topo deste triângulo observam-se os reservatórios convencionais cujos volumes são diminutos mas de fácil extração e na base os não convencionais, de volumes elevados mas com necessidades de tecnologia de ponta elevadas e portanto mais dispendiosa a sua produção.

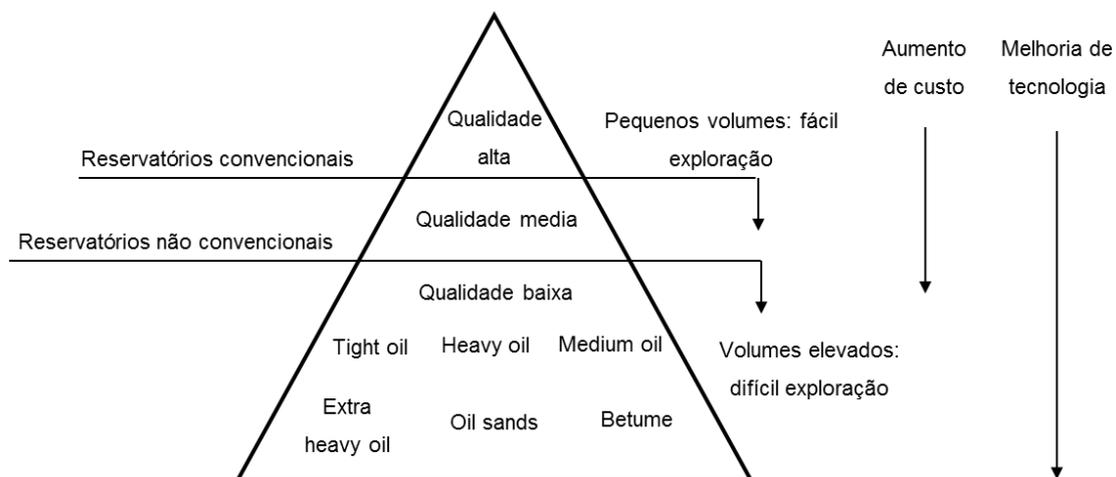


Figura 1: Triângulo de Recursos (adapt. de Holditch e Ma, 2016)

1.1.2. Ocorrência

O petróleo não convencional, que é encontrado maioritariamente em zonas de baixa profundidade em depressões extensas formadas a partir da crosta terrestre, é caracterizado por ter uma rocha geradora proveniente de ambientes marinhos, que posteriormente migra de forma vertical ascendente até encontrar armadilhas superficiais localizadas nas cadeias montanhas recentes.

No caso de petróleo não convencional, uma vez que as armadilhas associadas a estes sistemas não têm um efeito selante forte que permita a sua imobilização, os hidrocarbonetos encontrados sofrem um elevado grau de degradação, principalmente aquela derivada de bactérias, lavagem de água e evaporação. Esta degradação *in-situ*, originária de micro-organismos, apenas é propiciada em

situações cujas temperaturas são inferiores a 80°C, motivo pelo qual as profundidades encontradas para este tipo de petróleos estão entre 1,5 a 2 km e por vezes menos (Fergestad, 2016).

Em 2016, a totalidade de produtos pesados do óleo contabilizavam 70% da reserva mundial petrolífera (15,75E6 - 22,75E6 milhões bbl), imagem da Figura 3, e estima-se que até 2034 a produção total de petróleos não convencionais perfaça um total de 80 mil bbl/dia, o que representa um crescimento de 14% face a 2010. Por oposição, os convencionais irão apresentar um declínio de 11,5% face a 2010, imagem da Figura 2. Ao longo do tempo os petróleos não convencionais têm sido encontrados em rochas sedimentares, em formações recentes do Pleistoceno, Plioceno e Mioceno, bem como em formações antigas dos períodos Cretáceo, Carbonífero e Devoniano, onde mais de 35% desses produtos pesados se encontram na Venezuela e Canadá, seguido do Médio Oriente, Estados Unidos e Rússia (Fergestad, 2016). Speight (2013) refere também que é possível encontrar-se este tipo de reservatórios nas regiões do Ártico, nas zonas *offshore* da plataforma continental Africana e Sul-americana, bem como nos mares Cáspio, Mediterrâneo, Adriático, Vermelho, Morto, do Norte, de Beaufort, das Caraíbas, e por baixo das massas de água dos Golfos Pérsico e Mexicano - Figura 4.

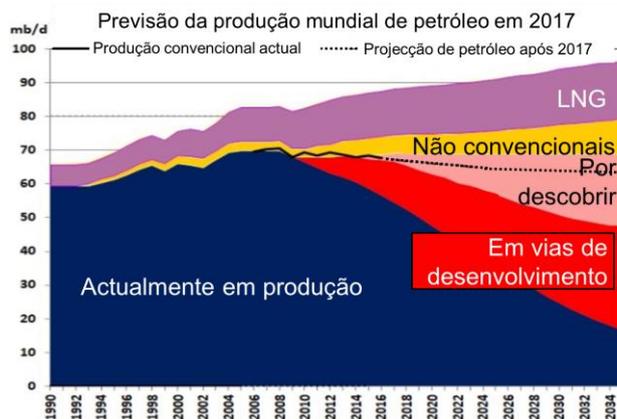


Figura 2: Previsão mundial de produção petrolífera à esquerda (trad. de Crude Oil Peak, 2017)



Figura 3: Percentagem total de recursos petrolíferos por tipo à direita (adapt. de Fergestad, 2016)

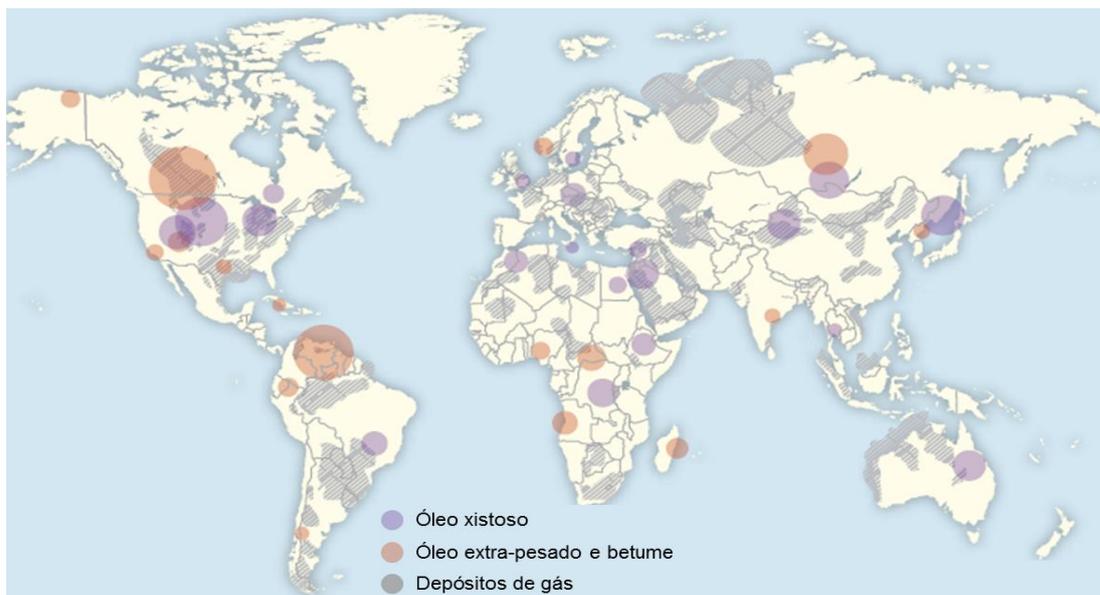


Figura 4: Localização de reservas de petróleo não convencional (trad. Gordon, 2012)

1.2. Objetivo

Devido às características dos reservatórios não convencionais, os métodos de extração mencionados como tradicionais não conseguem alcançar a produtividade necessária, pelo que se torna urgente a utilização de procedimentos tecnicamente mais exigentes.

O presente trabalho visa a otimização da produção de óleos de um reservatório petrolífero sintético de betume, que tem por base dados reais de reservatórios de Athabasca, no Canadá. Com este estudo, é esperado obter uma melhoria quanto ao volume total produzido deste tipo de petróleos, com recurso a um dos métodos não convencionais de extração – *steam-assisted gravity drainage* (drenagem gravitacional com recurso à injeção de vapor) ou *SAGD*, como é comumente mencionado. Para tal, uma análise de sensibilidade é realizada, através da alteração de diversos parâmetros, nomeadamente: qualidade, temperatura e pressão do *steam* (vapor) injetado.

Para alcançar o objetivo geral é necessário gerar-se um reservatório sintético, recorrendo-se à simulação estocástica geoestatística da porosidade e permeabilidade, de modo a obter uma estrutura com variabilidade interna destas propriedades. O modelo sintético é gerado por simulação estocástica, pois estudos anteriores têm sido levados a cabo sobre a aplicabilidade do *SAGD* onde, por norma, fixam algumas propriedades do reservatório, tais como a porosidade e a permeabilidade em todas as direções, o que não vai ao encontro de que se sucede na vida real, e por isso as conclusões não correspondem a situações de um caso real.

Por fim, faz-se um balanço da taxa cumulativa de vapor injetado – óleo produzido, *CSOR*, do *watercut* e do valor atual líquido, para analisar os resultados e verificar as condições mais vantajosas deste método de produção.

Para a realização deste projeto são usados os *softwares* T-Navigator, que serve para modelar de uma forma dinâmica ao longo do tempo o reservatório, bem como o Geoms2, para a caracterização da continuidade espacial do reservatório e simulação estocástica geoestatística, e o Raven, que permite a obtenção de um valor ótimo para diversos parâmetros operacionais.

1.3. Organização da dissertação

O documento está organizado em 5 capítulos que possibilitam a compreensão dos impactos que 3 variáveis produzem nos *outputs* obtidos por um simulador de fluidos, aquando o uso da técnica *SAGD* para extrair óleos não convencionais.

O **capítulo 1** serve como breve introdução ao contexto da temática da dissertação, uma vez que se faz um enquadramento sumário de sistemas não convencionais e se mostra qual o objetivo principal do estudo.

O **capítulo 2** pretende mostrar os conceitos que servem de base ao perfeito entendimento do projeto que é levado a cabo. Aqui são então definidas noções e é dada uma revisão bibliográfica para se perceber qual o patamar em que se encontra a comunidade científica.

No **capítulo 3** tem-se qual a metodologia adotada, nomeadamente o plano de experimentações para estudar o impacto das variáveis. Mostram-se ainda quais os parâmetros operacionais da técnica *SAGD*.

No **capítulo 4** explica-se como se constrói o reservatório sintético, tendo em atenção as características internas ditas usuais de sistemas não convencionais, bem como aquelas associadas aos fluidos que estão presentes no seu interior. Numa fase posterior apresentam-se os resultados e discute-se qual a relevância das variáveis perante os diversos *outputs* provenientes da otimização e do simulador de fluidos. Finalmente, a partir de uma análise de viabilidade económico-financeira, propõe-se a melhor solução que satisfaz a resposta que se pretende obter.

Por último, no **capítulo 5**, referem-se as conclusões obtidas e propostas de trabalhos futuros, que estejam de acordo com esta dissertação e para a qual é necessária uma investigação mais detalhada.

2. DEFINIÇÃO DE CONCEITOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Características de fluidos e reservatórios não convencionais

É comum classificar o petróleo nas duas famílias referidas, anteriormente, através do grau ou densidade API e da viscosidade. O grau API é definido pelo *American Petroleum Institute* como uma escala de densidades dos produtos petrolíferos líquidos (Eq. 1).

$$API = \frac{141,5}{\text{Gravidade específica nas condições padrão}} - 131,5 \quad \text{Eq. 1}$$

Por condições padrão ou *standard (std)* pretende-se dizer que a temperatura é de 20°C e a pressão de 1atm.

Não existe uma concordância, perante a comunidade científica, quanto à definição de óleos não convencionais, pelo que se mostra na Tabela 2-1 várias abordagens utilizadas. Banerjee (2012), mais tarde, complementa os critérios de classificação, adicionando o efeito da extensão da biodegradação (Figura 5) e mostrando a sua relação com os outros dois critérios

Tabela 2-1: Convenções mais usadas na caracterização de óleos (baseado em Meyer e Jr, 1994)

	Óleos pesados		Óleos extrapesados		Betumes	
	Grau API	Viscosidade (cP)	Grau API	Viscosidade (cP)	Grau API	Viscosidade (cP)
UNITAR	10-20	<10000	<10	<10000	<10	>10000
WPC	10-22,3	<10000	<10	<10000	<10	>10000
U.S.S.R.	15,1-19,8	50-2000	5,9-15,1	2000-20000	2,9-5,9	20000-1000000
República da China	17,0-22,0	¹ 50-100	<17,0	10000-50000	<13,0	>50000
	17,0-22,0	² <10000				

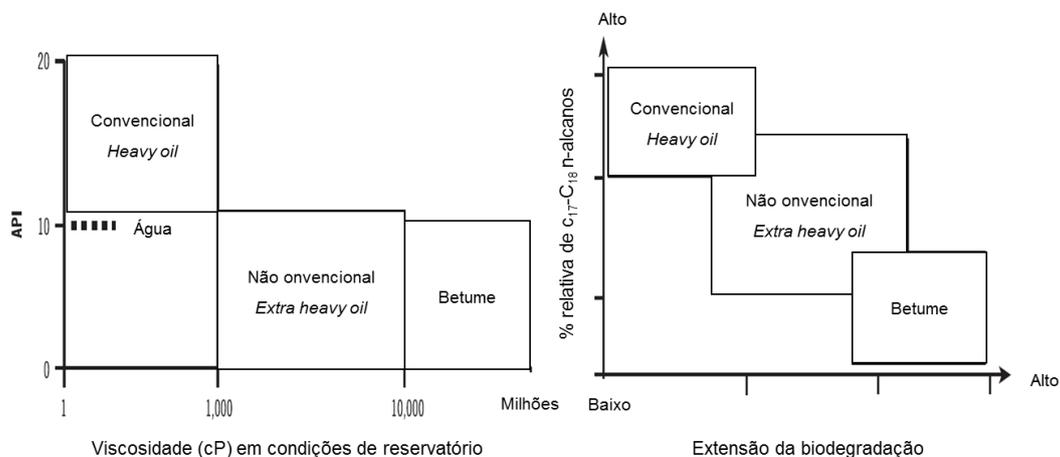


Figura 5: Principais diferenças entre tipos de petróleo (trad. de Banerjee, 2012)

¹ À temperatura do reservatório.

² Perante ausência de gás.

O petróleo convencional, devido à sua baixa gravidade específica e por conseguinte mais leve, flutua na água. Por oposição, os petróleos não convencionais, por serem mais densos e viscosos, descem quando estão na presença de água, razão também pela qual os reservatórios caracterizados por serem não convencionais possuem óleo na base e água no topo do reservatório.

Considerando a viscosidade do produto bruto, quanto maior o seu valor, maior o seu grau de biodegradação. Esta degradação deve-se ao fato de grandes distâncias serem percorridas pelo petróleo durante a fase de migração, fazendo com que as cadeias laterais dos alcanos de baixo conteúdo carbônico se partam e, por conseguinte, originem a remoção das frações leves e a permanência apenas das pesadas. Tal é corroborado pela baixa quantidade de hidrocarbonetos cujos números de carbonos são inferiores a 20, alcanos (C_{20}), bem como pelos hidrocarbonetos monoaromáticos. A biodegradação pode ser medida pela concentração dos alcanos inferiores a C_{20} , (imagem à direita da Figura 5), ou seja, quanto menor a percentagem relativa de alcanos $C_{17} - C_{18}$, maior o estado de biodegradação e quanto maior esse estado, maiores as percentagens de aromáticos e enxofre (Banerjee, 2012).

Segundo Gordon (2012), o petróleo não convencional pode ser classificado em 4 tipos – óleo pesado (*heavy oil*), óleo (ultra ou extra) pesado (*extra-heavy oil*), betume (*bitumen*) e xisto betuminoso (*shale oil, oil shale, tight oil, tight light oil ou tight shale oil*). Speight (2013), no entanto, considera ainda outro tipo: óleo médio (*Mediam oil*). Outros nomes aparecem na literatura referentes a este tipo de óleos, motivo pela qual o autor anterior e Banerjee (2012) clarificam quais os termos que são mal empregues e quais aqueles que devem ser referidos:

- *Heavy oils* têm sido usados para descrever, quer óleos pesados e extrapesados, que necessitam de estimulação termal para a sua recuperação; quer para mencionar *bitumens*, que se encontram em areias betuminosas (*sand bitumens, bituminous sands ou oil sands*);
- *Extra-heavy oils* são, por vezes, aplicados para referir areias betuminosas uma vez que este último é incapaz de fluir livremente em condições de reservatório. Como os primeiros têm um certo grau de mobilidade é desinteressante a referência de extrapesado enquanto areias betuminosas;
- *Bitumen* por vezes é adotado para mencionar asfalto natural (*native asphalt*) ou *extra-heavy oil*, que é o componente orgânico dos *oils sands*;
- *Tar sands* é um termo usado erroneamente, pois *tar* representa o produto que remanesce após a destilação destrutiva de carvão ou de outros compostos orgânicos. Assim, este termo não deve ser mencionado quando se pretende referir *oil sands*. Como alternativa devem-se utilizar as seguintes terminologias: *sand bitumen, bituminous sand ou oil sand*, sendo o segundo tecnicamente mais correto.

Mostram-se as características de alguns reservatórios não convencionais na Tabela 2-2, Tabela 2-3 e Tabela 2-4, que servem como informação base à construção do reservatório sintético definido no capítulo 4.1. Pela análise das tabelas, estes tipos de reservatório têm uma espessura de óleo baixa, com topos a profundidades reduzidas, motivo pelo qual a sua temperatura é diminuta, bem como a pressão sentida no seu interior, e cujos valores médios se encontram, respetivamente, entre 10 e 20 °C e entre 15 e 35 bars. Quanto às propriedades das rochas do reservatório, estas possuem porosidades médias que variam entre os 30% e 36% e as permeabilidades têm uma distribuição irregular, com um intervalo entre 35mD aos 10000mD, mas cujos valores médios variam entre os 1000 a 6000mD nos planos horizontais e nos planos perpendiculares a estes, os valores desta propriedade são mais baixos, por norma entre 30% e 90% da permeabilidade horizontal. Os fluidos têm uma viscosidade elevada que pode atingir os 10 milhões cP e um grau de API pequeno, muitas vezes inferior a 11 °C, mas que pode ascender aos 15 °C.

Tabela 2-2: Características de reservatórios não convencionais

Reservatório													
Localização	Athabasca (Zhao, et al., 2003)	Senlac (Miller, et al., 2002; Boyle, et al., 2003)	Foster Creek (Cenovus Energy Inc., 2016)	Peace River (Canadian Natural, 2017)	Ugnu (Hallam, et al., 1992; Kamath, et al., 1993)	Long Lake (Nexen Energy ULC, 2017)	Christina Lake (Cenovus Energy Inc., 2016)	Cold Lake (Baytex Energy Lda., 2015; Donnelly, 2000)	Blackrod (Black Pearl Resources Inc., 2017)	Kirby (Canadian Natural, 2017)	Tia Juana (Vásquez, et al., 1999; Keijzer, et al., 1986; Haan, et al., 1969; Bracho, et al., 1991)	Hilda Lake (Donnelly, 2000; Shell, 2013; Osum Production Corp., 2016)	Burnt Lake (Ito, et al., 2010)
Pressão inicial (KPa)	1500	4700-5300	2700	3800	8960-9600	1000-1300	2500	3000	1700	2600	3200-6550	3200	3000
Temperatura inicial (°C)	11	25-29	12	18	7-24	6-8	12-19	17	13-15,6	13	43	15	12
Saturação de óleo (%)	81	70-85	80-85	70-85	66-72	>80	70-85	70-80	60	74,8-78,6	75-85	66	40-80,
Saturação de água (%)			15-20		28-43	15	15			21,6-25,2	25		
Espessura da zona de óleo (m)	25-27	8-16	25-31	15-30	23	22-50	30-68	21,7-60	36	14,6-21,9	12-32	16-38	20-30
Profundidade (m)	0-500	700-750	435-480	550-600	690-970	210-280	350-400	392-475	300	490-530	300-915	405-430	500
Água no topo		Não	Pouco			Sim	Não			Não		Não	Não
Água na base		Sim (<10m)	Muito			Pouco >2m	Sim			Sim		Pouco a 10m da base do reservatório	Não
Gás no topo			Pouco			Ocasional	Sim					Pouco (1m)	

Tabela 2-3: Características da rocha de reservatórios não convencionais

Rocha													
Localização	Athabasca (Zhao, et al., 2003)	Senlac (Miller, et al., 2002; Boyle, et al., 2003)	Foster Creek (Cenovus Energy Inc., 2016)	Peace River (Canadian Natural, 2017)	Ugnu (Hallam, et al., 1992; Kamath, et al., 1993)	Long Lake (Nexen Energy ULC, 2017)	Christina Lake (Cenovus Energy Inc., 2016)	Cold Lake (Baytex Energy Lda., 2015; Donnelly, 2000)	Blackrod (Black Pearl Resources Inc., 2017)	Kirby (Canadian Natural, 2017)	Tia Juana (Vásquez, et al., 1999; Keijzer, et al., 1986; Haan, et al., 1969; Bracho, et al., 1991)	Hilda Lake (Donnelly, 2000; Shell, 2013; Osum Production Corp., 2016)	Burnt Lake (Ito, et al., 2010)
Porosidade (%)	35	33-40	30-33	25-30	34-37	33-35	32-33	27-37	36	32,7-33,2	30-40	34-35	32
Permeabilidade (mD)	3000	1000-10000	2000-5000		35-1500	5565-8000	3000-10000	1000-6400			500-3000	5300	
Permeabilidade horizontal (mD)	3000	1000-8000	2000-3000	100-1000		5565	7000		3450	6410-6560		100-5000	
Permeabilidade vertical (mD)	3000	500-2000	1000-1500	30-90% da horizontal	50-100% da horizontal	2346-5565	4200		3024	510-5260		80-4000	

Tabela 2-4: Características de fluidos de reservatórios não convencionais

Fluidos													
Localização	Athabasca (Zhao, et al., 2003)	Senlac (Miller, et al., 2002; Boyle, et al., 2003)	Foster Creek (Cenovus Energy Inc., 2016)	Peace River (Canadian Natural, 2017)	Ugnu (Hallam, et al., 1992; Kamath, et al., 1993)	Long Lake (Nexen Energy ULC, 2017)	Christina Lake (Cenovus Energy Inc., 2016)	Cold Lake (Baytex Energy Lda., 2015; Donnelly, 2000)	Blackrod (Black Pearl Resources Inc., 2017)	Kirby (Canadian Natural, 2017)	Tia Juana (Vásquez, et al., 1999; Keijzer, et al., 1986; Haan, et al., 1969; Bracho, et al., 1991)	Hilda Lake (Donnelly, 2000; Shell, 2013; Osum Production Corp., 2016)	Burnt Lake (Ito, et al., 2010)
Viscosidade inicial (cP)	2x10 ⁶ , com zonas a atingirem 6x10 ⁶	3x10 ³ -5x10 ³	19x10 ³	70x10 ³ -1x10 ⁶	50x10 ³ a 10x10 ⁶		3x10 ⁶	50x10 ³ -28x10 ⁴			20x10 ³	26x10 ³ -3x10 ⁶	10x10 ⁶ -50x10 ⁶
API °	8-10	12-14	10	6-11	7-11,5		7,5-9	10,2	9,8		9-15		11-12

De modo a entenderem-se os intervalos de valores contidos na Tabela 2-2, Tabela 2-3 e Tabela 2-4, mostram-se as imagens que se encontram no ANEXO A.

2.2. Recuperação terciária ou avançada

O declínio na disponibilidade de petróleo convencional é evidente, pelo que é importante que novas tecnologias surjam, de forma a dar vazão à procura exigente de petróleo. Para dar resposta a este problema, técnicas de recuperação terciária emergem na sociedade – *enhanced oil recovery (EOR)* – que permitem um aproveitamento acrescido de fluidos petrolíferos, de 5 a 15% (Speight, 2016).

A convenção de recuperação terciária dita que esta tem início quando a recuperação primária e secundária não são suficientemente rentáveis aquando da extração do petróleo (Figura 6) ou quando estas já não conseguem impulsionar o petróleo até à superfície – *improved oil recovery (IOR)*, no entanto, quando se aborda os *non-conventional oils*, a recuperação terciária começa antes da secundária e até da primária – *EOR*. Este último termo é um sinónimo da recuperação terciária, no entanto, diversos autores utilizam também a denominação de *IOR* ou *advanced oil recovery (AOR)*, apesar destes dois últimos serem aplicados ao conjunto de recuperações primária, secundária e terciária (Speight, 2013). Para um melhor entendimento do espaço temporal referido, mostra-se a Figura 6 e a Figura 7:

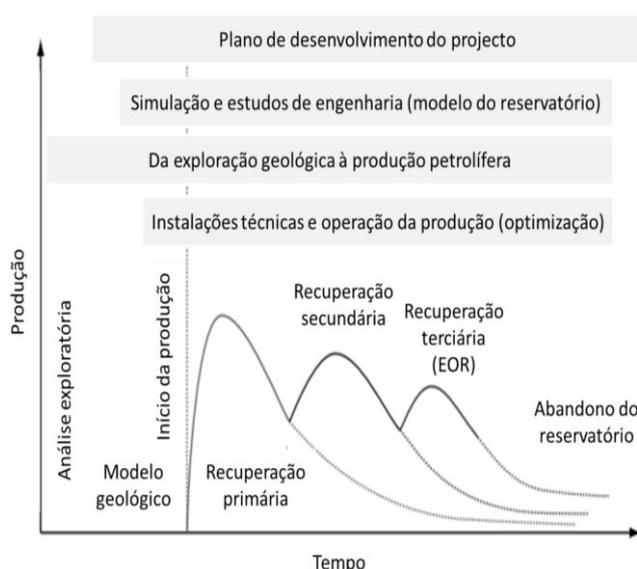


Figura 6: Fases de um plano de desenvolvimento petrolífero (trad. de Alvarado e Eduardo)

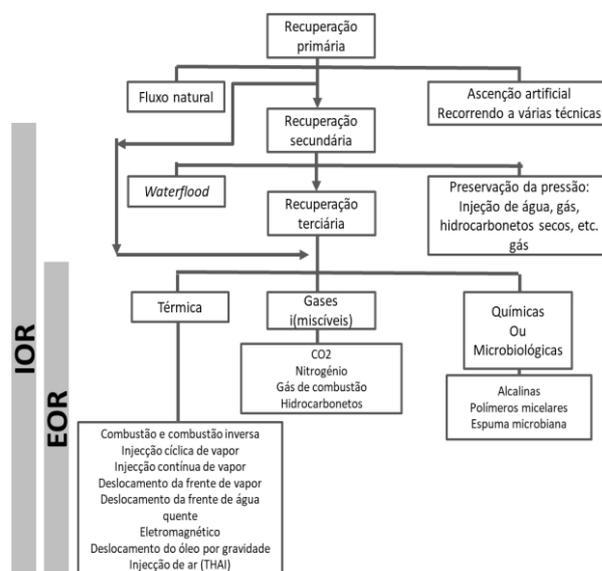


Figura 7: Técnicas de recuperação (Secen, 2005)

Os métodos de recuperação terciária viabilizam uma maior produção de petróleo, uma vez que alteram as propriedades dos fluidos e a interação entre eles e a rocha, permitindo assim reduzir a resistência ao fluxo do petróleo em meio poroso. Para tal, recorrem-se a técnicas de injeção de gás térmicas, miscíveis ou imiscíveis, e químicas ou microbiológicas que permitem uma extração relativamente fácil. Quanto aos betumes que estão a profundidades baixas (exemplo: reservatório de Alberta a uma profundidade inferior a 75m), pode ser usado ainda um outro processo, o chamado extração mineira superficial.

A técnica EOR mais usada, quando se trata de óleos pesados e extrapesados e betumes, é a térmica, que representa, a título de exemplo, 90% das metodologias empregues na China (Figura 8) e a estimulação com recurso a vapor/steam é o processo eleito deste país para a produção daquele tipo de petróleos (Figura 9) (Nian, et al., 2017).

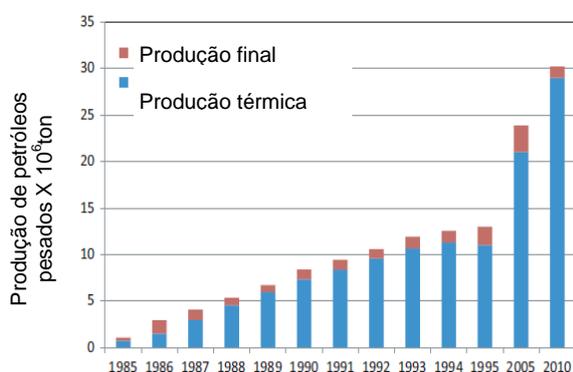


Figura 8: Produção de *heavy oil* na China (trad. de Nian, et al., 2017)



Figura 9: Tipos de recuperação térmica nesse país (trad. de Nian, et al., 2017)

2.2.1. Processos térmicos

Óleos não convencionais, como referido anteriormente, são caracterizados pela sua elevada viscosidade, razão pela qual é de extrema importância a sua redução para tornar viável economicamente a recuperação de petróleo. Com o aumento de temperatura, a viscosidade de qualquer fluido diminui, pelo que a inserção de energia térmica no reservatório faz com que a recuperação seja facilitada – o óleo torna-se móvel em condições de reservatório. Os principais métodos para aumentar a energia são a injeção de vapor (*steam*) aquecido ou através da combustão de óleo no interior do reservatório (processos *in-situ*).

Na injeção de *steam*, aquece-se primeiro o fluido à superfície e posteriormente é transportado para o interior do reservatório através de um poço injetor. Na combustão *in-situ* insere-se um fluido aquecido (ar), onde de seguida, através de um processo de oxidação se gera calor até se atingir a temperatura de ignição – temperatura mínima a partir do qual se dá início a uma chama ou faísca.

A injeção de um fluido no reservatório faz aumentar a pressão no seu interior, permitindo assim também fazer um incremento da mobilidade dos fluidos. Este aumento da mobilidade – diminuição da resistência do escoamento – deve-se às forças de gravidade, ao escoamento da água e ao gás dissolvido. A lei de Darcy para escoamentos em meios porosos, traduzida pela Eq. 2, demonstra,

através de meios analíticos, o princípio onde o fluxo de um fluido é inversamente proporcional à viscosidade e diretamente proporcional à diferença de pressões à entrada e saída do reservatório.

$$Q = - \frac{KA(p_s - p_e)}{\mu L} \quad \text{Eq. 2}$$

Onde Q é o fluxo, A a secção do reservatório perpendicular à direção do escoamento, K a constante de permeabilidade, p_s e p_e as pressões, respetivamente, à saída e entrada do reservatório, μ a viscosidade do fluido e L o seu comprimento.

Speight (2016) refere que os métodos térmicos são os únicos que são universalmente aceites como sendo viáveis para a recuperação de óleos pesados e extrapesados, bem como para betumes, e que aqueles que recorrem ao uso de vapor são os mais avançados quanto às técnicas *EOR*, o que faz com que tenham a menor incerteza quanto ao seu desempenho. O autor menciona ainda que, independentemente desta baixa incerteza e dos métodos térmicos serem os mais usuais para a produção de óleos viscosos e de areias betuminosas, uma caracterização minuciosa do reservatório é necessária. Quanto à combustão *in-situ*, o autor refere que poucos foram os projetos que se registaram como rentáveis.

Vários são os processos de recuperação térmica (Figura 7), no entanto, aquele que se aborda neste estudo é a drenagem de óleo gravitacional com injeção contínua de vapor (*SAGD*), pois é considerada como uma tecnologia promissora para a recuperação de óleos não convencionais, uma vez que podem ser produzidos 50% a 70% do petróleo inicial existente no reservatório (*FOIP* ou *Field oil in place*) (Speight, 2016).

2.2.2. *SAGD*

A técnica do *SAGD* foi proposta inicialmente por Butler et al. (1981) como forma de recuperação de betume, mas só nos últimos 12-15 anos é que se têm alcançado, com esta metodologia direcional, resultados operacionais satisfatórios, a respeito de outros tipos de óleos (Speight, 2016). A primeira instalação piloto deu-se na *Underground Test Facility* em Fort Mc Murray, Alberta, Canadá, em 1985, e devido ao seu sucesso foi estendido para reservatórios de petróleos extrapesados no Canadá e na Venezuela.

O *SAGD* (Figura 10) recorre a dois poços horizontais paralelos relativamente próximos da base onde se encontram os hidrocarbonetos ($\approx 5\text{m}$), normalmente com uma profundidade entre 300 a 600 m da superfície terrestre, espaçados verticalmente entre si entre 4 a 10 m e com um comprimento que varia entre 500 a 1500 m (Banerjee, 2012) (Gates, et al., 2005). No poço superior é injetado um vapor, de forma contínua ou cíclica que, ao chegar ao interior do reservatório, devido à sua baixa densidade, ascende em direção à parte superior do reservatório, criando uma câmara de vapor que se expande verticalmente e depois lateralmente quando chega ao topo do reservatório. A temperatura do óleo existente nas imediações dessa câmara aumenta através de dois tipos de transferência de calor como mostra a Figura 11 – condução e convecção – e o *steam* em contacto com o petróleo frio (temperatura em condições iniciais do reservatório) condensa. Assim a energia total transferida do

vapor para as zonas limítrofes do poço é dada pela Eq. 3. A Eq. 4 corresponde ao modelo proposto por Butler (1997) que só considera a transferência de calor por condução, a Eq. 5 é proposta por Sharma e Gates (2011) e a Eq. 6 é desenvolvida por Irani e Ghannadi (2012). Para um melhor entendimento da Eq. 3 e, por conseguinte, da Eq. 4, Eq. 5 e Eq. 6, salienta-se a Figura 11.

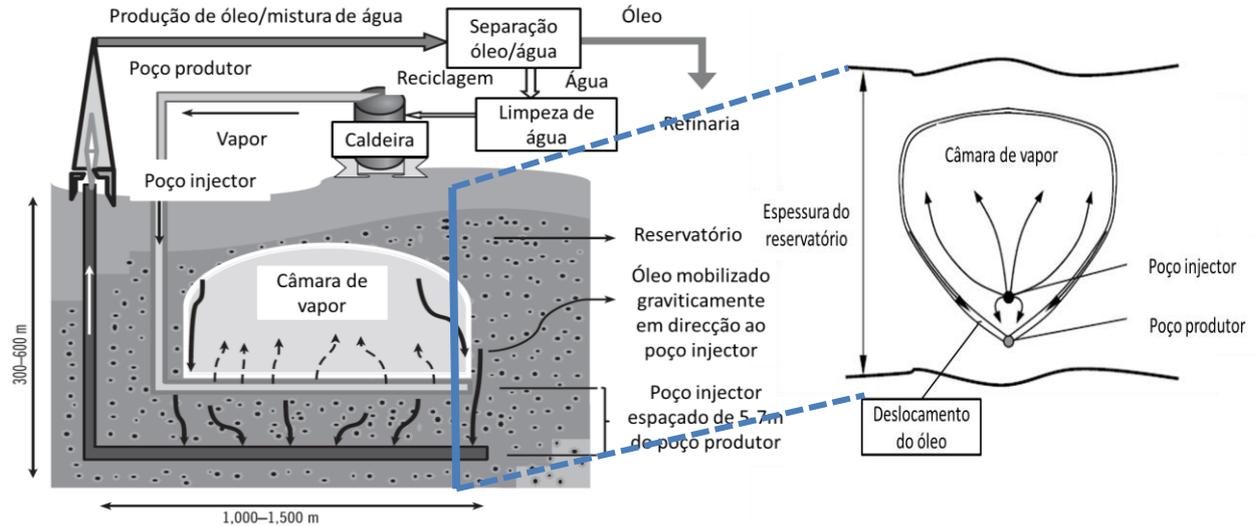


Figura 10: Seção longitudinal e transversal do reservatório, no processo SAGD (trad. e adapt. de Gates, et al., 2005 e Banerjee, 2012)

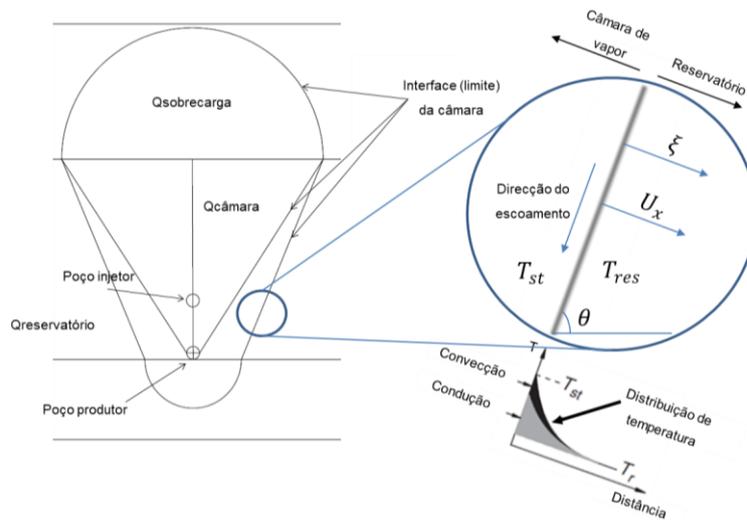


Figura 11: Transferências de calor no SAGD (adapt. de Ning, 2016 e Irani e Ghannadi, 2012)

$$\text{Energia total transferida} = \text{Energia por condução} + \text{Energia por convecção} = E \quad \text{Eq. 3}$$

$$E = K_{res} \frac{U_x}{\alpha_{res}} (T - T_{res}) + 0 \quad \text{Eq. 4}$$

$$E = K_{res} \frac{U_x}{\alpha_{res}} (T - T_{res}) + V_c \rho_c C_c (T_{st} - T_{res}) \quad \text{Eq. 5}$$

$$E = K_{res} \epsilon e^{\left(-\frac{U_x \rho_c C_c k_{res} k_{rc} (P - P_r)}{K_{res} \mu_c} - \frac{U_x}{\alpha_{res}} \xi \right)} \times (T_{st} - T_{res}) + U_x \phi_{res} C_{op} (P - P_{res}) \rho_c C_c (T - T_{res}) \quad \text{Eq. 6}$$

Sendo K_{res} a condutividade térmica do reservatório, U_x a velocidade da interface (limite) da câmara, $\alpha_{res} = K_{res}/(\rho_{res} C_{res})$ a difusividade térmica do reservatório, k_{res} a permeabilidade absoluta do reservatório, k_{rc} a permeabilidade relativa do gás condensado (água), ϕ_{res} a porosidade do

reservatório, μ_c a viscosidade do gás condensado, C_{op} a compressibilidade do óleo, T a temperatura num ponto qualquer perpendicular à interface limite da câmara e fora desta, T_{res} a temperatura do reservatório fora da câmara, V_c a velocidade convectiva do gás condensado perpendicular à interface da câmara dada pela Eq. 7 que deriva da lei de Darcy, ρ_c e ρ_{res} a densidade do gás condensado e do reservatório, C_c e C_{res} a capacidade térmica do gás condensado e do reservatório, T_{st} a temperatura do vapor na câmara, $\rho_c C_c (T_{st} - T_{res})$ é o calor armazenado por unidade de volume de óleo, ε é um coeficiente dado pela Eq. 8, P a pressão do fluido fora da câmara num ponto qualquer, P_{res} a pressão do reservatório fora da câmara.

$$V_c = U_x \frac{k_{rc}^{res} / \mu_c^{res}}{k_{rc}^{int} / \mu_c^{int}} \times e^{(-n \frac{U_x}{\alpha_{res}} \xi)} \quad \text{Eq. 7}$$

$$\varepsilon = - \frac{k}{\frac{k \alpha_{res}}{U_x} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n! \times [U_x / \varepsilon \alpha_{res} + n]} (-\eta)^n} \quad \text{Eq. 8}$$

$$\varepsilon = \frac{\phi \mu_c C_{op}}{k_{res} k_{rc}} U_x \quad \text{Eq. 9}$$

$$\eta = \frac{U_x (P_{st} - P_{res}) \rho_c C_c k_{res} k_{rc}}{K_{res} \mu_c} \quad \text{Eq. 10}$$

Onde k_{rw}^{res} e μ_w^{res} são a permeabilidade relativa e a viscosidade da água no reservatório, k_{rc}^{int} e μ_c^{int} a permeabilidade relativa e a viscosidade do gás condensado na interface da câmara (em condições de saturação de óleo residual), n é o coeficiente de Corey e ξ a distância perpendicular à interface limite da câmara.

Posteriormente, com o aumento de temperatura, o petróleo diminui a sua resistência ao movimento (podendo ir até valores compreendidos entre 1 e 10 cP, dependendo da temperatura e condições iniciais do reservatório) e flui em conjunto com o gás condensado, graviticamente, em direção ao poço inferior. Este processo de criação de uma câmara de vapor permite que uma área ampla seja drenada e a taxa de produção de óleos não convencionais pelo processo de SAGD é dada pela Eq. 11 – determinada através do peso da câmara. Este modelo (Eq. 11) assume as seguintes hipóteses: pressão constante no interior da câmara, só o vapor flui no interior da câmara e a transferência de calor na frente da câmara dá-se apenas por condução a uma temperatura e velocidade constantes na câmara (Butler, et al., 1981) (Akin, 2004):

$$Q = \sqrt{\frac{2\phi \Delta S_0 k_o g \alpha_{res} h}{m \mu_{int}}} \Leftrightarrow q = 2L \times \sqrt{\frac{2\phi \Delta S_0 k_o g \alpha_{res} h}{m \mu_{int}}} \quad \text{Eq. 11}$$

Onde ϕ é a porosidade, ΔS_0 é a diferença entre a saturação inicial e residual, k_o a permeabilidade efetiva/absoluta do óleo, g a constante gravitacional, α_{res} a difusividade térmica do reservatório, h a altura da câmara provocada pelo steam, m o coeficiente de correlação empírico adimensional entre a viscosidade e a temperatura dado pela Eq. 12 (Akin, 2004), μ_{int} a viscosidade do óleo a uma

determinada temperatura na interface da câmara e q a produção total de óleo ao longo do comprimento do poço, L .

$$\frac{\mu_{int}}{\mu} = \left[\frac{T - T_{res}}{T_{int} - T_{res}} \right]^{-m} \Rightarrow m = \left[\mu \int_{T_{res}}^{T_{int}} \left(\frac{1}{\mu} - \frac{1}{\mu_{int}} \right) \frac{dT}{T - T_{res}} \right]^{-1} \in [3,5] \quad \text{Eq. 12}$$

Com μ a representar a viscosidade do óleo à temperatura T , T_{int} a temperatura na interface com a câmara de vapor e T_{res} a temperatura do reservatório. A parte esquerda da Eq. 12 representa a viscosidade do óleo na zona frontal do vapor injetado e é preciso ter em atenção três consequências, aquando do uso desta formulação (Akin, 2004):

- É necessário a formação de uma câmara de vapor, a partir do momento em que se injeta *steam*, para que haja produção de petróleo;
- A taxa de óleo produzido aumenta com o aumento da temperatura;
- Para uma dada temperatura do vapor injetado, o óleo com menor viscosidade é aquele que irá ter maior capacidade de resposta quanto à produção.

Posteriormente, a Eq. 11 sofre três modificações, duas por Butler (1985, 1994), que as considera como sendo as hipóteses de Tandrain e Lindrain, e uma por Reis (1992), que reduz levemente a quantidade de petróleo que é recuperada num determinado tempo. Tais alterações têm em atenção não só a questão gravítica do processo utilizada por Butler et. al (1981), mas também o fato da câmara de vapor se desenvolver numa primeira fase verticalmente, seguida de uma horizontal, e os perfis de temperatura e velocidade do reservatório deixam de ser constantes, uma vez que há perdas de energia por condução na base da câmara, o que faz com que a produção diminua. Na segunda formulação proposta por Butler, a constante de 2, que se encontra no interior da raiz quadrada da Eq. 11, dá lugar a 1,5 e aquela dada pela hipótese de Lindrain usa uma constante de 1,3. Reis, tendo em mente uma geometria linear quanto ao formato da câmara de vapor – formato triangular (Figura 12) – faz com que o seu crescimento seja mais realístico; Butler et. al (1981) desconsidera os efeitos geomecânicos no reservatório e a forma da câmara não foi pré-definida, no entanto Azad (2012), a partir da formulação proposta por Butler et. al (1981) calcula a forma da câmara de vapor tida em conta por este último autor (forma de *s* ou *s-shape*). Assim, a taxa de produção para Reis passa a ser cerca de 80-90% da proposta original de Butler et. al (1981), Eq. 13 (Azad, 2012):

$$Q = \sqrt{\frac{\phi \Delta S_0 k_{ro} g \alpha_{res} h}{2 a m \mu_{int}}} \quad \text{Eq. 13}$$

Onde k_{ro} é a permeabilidade relativa do óleo e a é uma constante adimensional da velocidade, obtida de forma experimental. Os restantes parâmetros já foram previamente referidos, na Eq. 11.

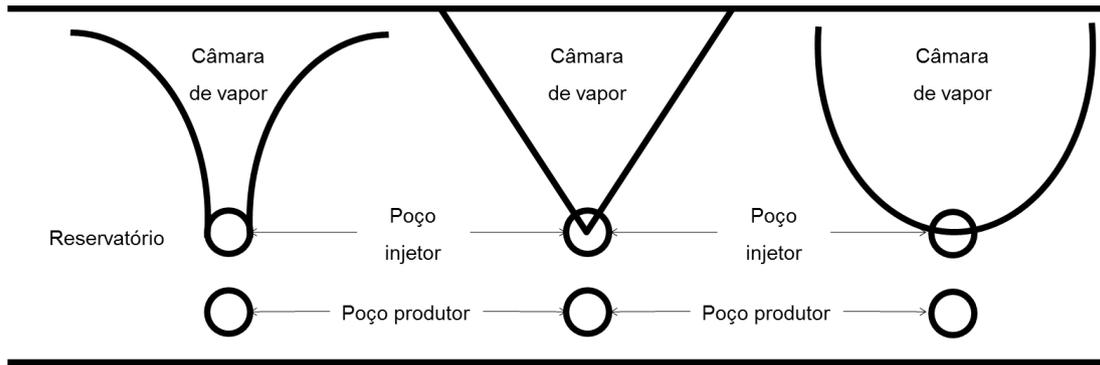


Figura 12: À esquerda a proposta do crescimento da câmara original de Butler et al. (1981), no meio a hipótese de Reis (1992) e à direita a de Azad e Chalaturnyk (2012)

Azad e Chalaturnyk (2010), numa primeira fase, baseiam-se nas propostas de Butler e Reis e consideram os efeitos geomecânicos do processo e a variação da saturação de óleo num determinado intervalo temporal. Para tal, descretizam o modelo em fatias porque referem que a taxa de produção e a saturação do óleo não são constantes ao longo do tempo. O objetivo deste modelo é então fazer uso da equação do balanço de material apenas na interface da câmara, da anisotropia da permeabilidade no reservatório e da forma geométrica proposta por Reis. Numa segunda fase, em 2011, estudam o efeito de se utilizar uma câmara circular para o cálculo da taxa de produção total de óleo (Azad e Chalaturnyk, 2013).

De seguida, Ning (2016), que também usa as formulações levadas a cabo por Butler e Reis, desenvolve a Eq. 14, que tem em atenção todas as estruturas envolvidas no processo SAGD (sobrecarga, câmara e reservatório) - Figura 11:

$$\begin{aligned}
 Q &= Q_{\text{câmara}} + Q_{\text{sobrecarga}} + Q_{\text{reservatório}} \\
 &= \Delta T C_{res} h \sqrt{\frac{2k_o g \alpha_{res}}{\phi \Delta S_0 h a m \mu_{int}}} + 4 \Delta T \sqrt{\frac{2k_o g \alpha_{res} K_t C_{sobrecarga} t}{\phi \Delta S_0 h a m \mu_{int} \pi}} \\
 &\quad + 4 \frac{C_{res} \Delta T \alpha_{res}}{a h} \sqrt{\frac{k_o g \alpha_{res} t}{2 \phi \Delta S_0 h a m \mu_{int}}}
 \end{aligned}
 \tag{Eq. 14}$$

Sendo k_o a permeabilidade absoluta/efetiva do óleo, ΔT a variação de temperatura, $C_{sobrecarga}$ e C_{res} a capacidade térmica da sobrecarga e a inicial do reservatório, α_{res} a difusividade térmica do reservatório, K_t a condutividade térmica do poço, a a constante adimensional experimental da temperatura (Reis toma o valor de 0,4), m a constante adimensional experimental da viscosidade e t um instante de tempo qualquer.

Através de um estudo levado a cabo por Sharma e Gates (2011), sobre as transferências de calor dentro de um reservatório sintético semelhante aos de Athabasca, estes autores chegam à conclusão que a componente convectiva lidera a transferência de calor nas zonas próximas da interface da câmara de vapor, que é onde a temperatura se faz sentir mais elevada. Quanto mais afastada se encontra uma partícula da frente da câmara, maior é o significado da componente condutiva - Figura 13.

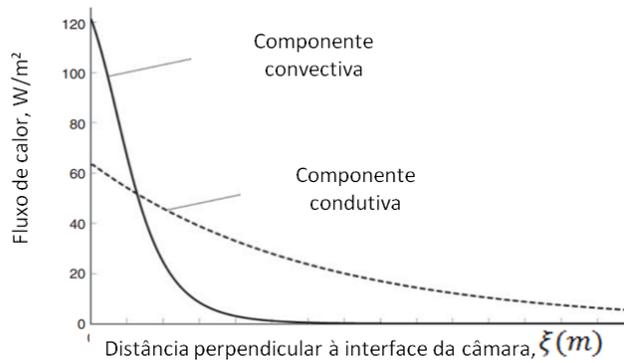


Figura 13: Contributo da componente convectiva e condutiva da transferência de calor em função da distância à interface limite da câmara de vapor (trad. em Sharma e Gates, 2011)

Vários testes piloto têm sido levados a cabo desde finais dos anos 80 e os resultados parecem promissores, no entanto, por norma, os reservatórios usados consistem em formações homogêneas de qualidade elevada, o que não vai ao encontro da realidade. Estes testes, aliados às operações comerciais, segundo Gates et al. (2005), mostram que o SAGD, técnica e teoricamente, é eficaz, mas até à data não se sabem quais os parâmetros ótimos operacionais, principalmente em reservatórios que estejam em contacto com gás ou água. Uma vez que a eficiência e eficácia do SAGD está intimamente ligada com os seus parâmetros operacionais e técnicos, bem como com as características e geometria do reservatório onde esta técnica é usada e com os tipos de fluidos que interagem com o sistema, a título de exemplo são representados alguns desses fatores – Figura 14.

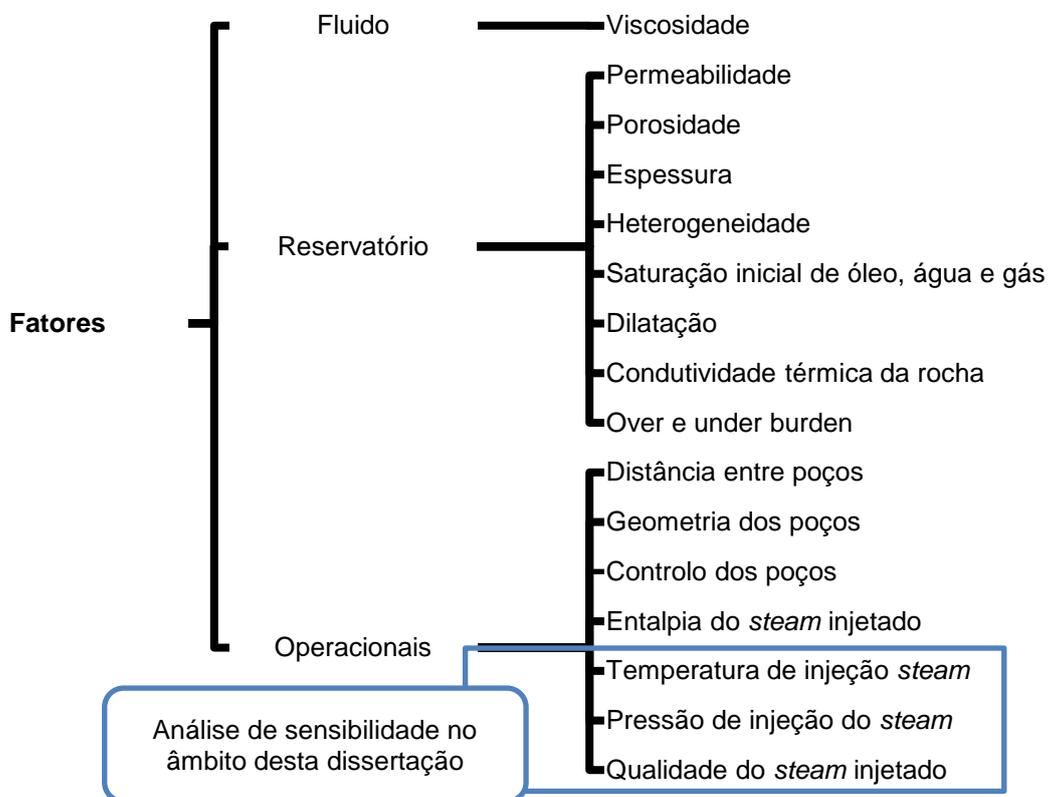


Figura 14: Exemplos de fatores que influenciam a aplicabilidade do SAGD

As últimas 4 variáveis dos fatores operacionais da Figura 14 são correlacionáveis por intermédio de um diagrama de fases - Figura 15 (Brown, 2015). Através deste diagrama, por exemplo, é possível calcular a entalpia, sabendo de antemão duas das variáveis (qualidade do vapor e pressão ou temperatura). Assim, o estudo simultâneo das variáveis pressão e temperatura, bem como da entalpia é uma redundância pois, como se constata pela Figura 15, apenas é necessário saber-se qual a qualidade do vapor inerente a um fluido a ser injetado e um dos outros três parâmetros que se encontram no diagrama de Mollier para o vapor de água, para todas as características do fluido injetado ficarem definidas.

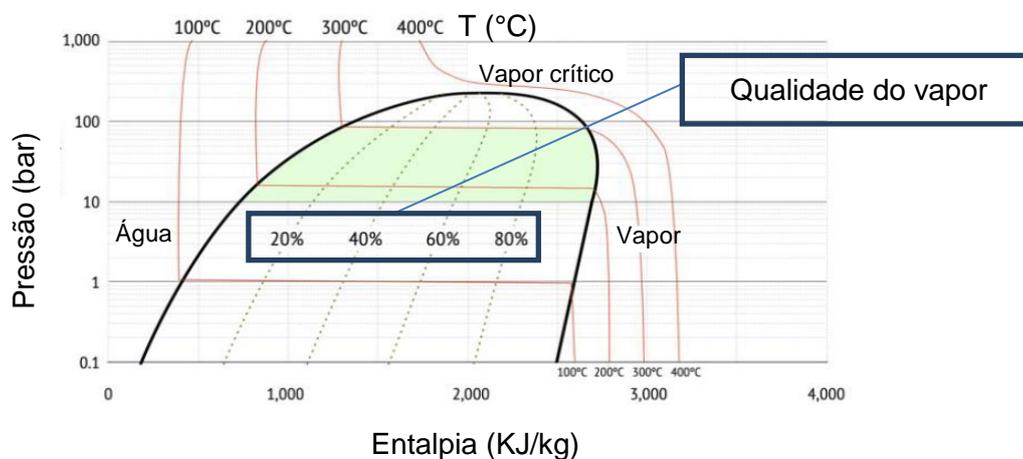


Figura 15: Diagrama de Mollier para a pressão, temperatura, qualidade e entalpia do vapor de água (trad. de Brown, 2015)

As linhas a vermelho na Figura 15 são função da temperatura e a linha preta faz a separação de fases – à esquerda desta envolvente até ao ponto máximo tem-se uma fase líquida e à direita tem-se uma gasosa. Na zona interior dessa linha tem-se uma mistura bifásica, onde a percentagem de água-vapor é dada como sendo a qualidade do vapor e por mais que se aumente a energia do fluido a temperatura mantém-se constante até que o fluido líquido se comporte totalmente como vapor/gás. Na zona inferior àquela que se encontra sombreada a verde na Figura 15, baixas pressões, a quantidade de energia necessária (entalpia) para aumentar a qualidade de vapor é muito grande, o que torna o método pouco eficiente (Brown, 2015).

Segundo Teixeira et al. (2014), a qualidade do vapor na recuperação avançada de petróleos é uma variável de extrema importância, o que faz com que o seu estudo criterioso se torne relevante. A qualidade do vapor (*steam quality* – SQ) é uma característica do fluido injetado e refere-se à quantidade percentual de massa que se encontra na fase gasosa. Quanto maior o seu valor, que pode variar entre 0 e 1, maior a fracção gasosa existente, ou seja, na presença de um vapor cuja qualidade é de 0,80, tem-se 80% de vapor na fase gasosa e 20% na fase líquida. Quanto maior o seu valor, maior se pressupõe a eficiência do processo uma vez que mais elevados são os valores do

calor latente e, portanto, mais afincada é a transferência de calor para o reservatório. Não obstante, uma qualidade elevada não significa que se obtenha o melhor resultado esperado. Pode não corresponder à solução que se pretende, pois uma maior percentagem de vapor na fase gasosa permite também a produção de outros fluidos, para além do óleo, nomeadamente água e vapor que, do ponto de vista económico, não é vantajoso. Esta produção de fluidos não desejados, aliada a efeitos de *fingering*, que se desenvolvem devido às características petrofísicas do reservatório, à energia transferida para o interior do reservatório e à mobilidade dos fluidos, fazem com que o escoamento e, por conseguinte, a produção de óleo se deem de forma deficiente.

2.2.2.1. Estudos e propostas de melhoria de vários autores

Algumas variações e propostas de melhoria do processo *SAGD* têm surgido, bem como pesquisas sobre os efeitos que diversas características têm no processo, contudo, o benefício que se pretende obter com qualquer uma das técnicas é o aumento da recuperação de petróleo da maneira mais eficaz e económica possível.

Kamath, Sinha e Hatzignatiu (1993) desenvolvem um modelo numérico bidimensional para o *SAGD* com um par de poços horizontais num reservatório heterogéneo de areias betuminosas. Para o reservatório heterogéneo fazem então uso de características internas homogéneas, onde incorporam *layers* com diferentes níveis de porosidade, permeabilidade e saturações iniciais. Com este modelo observam uma melhoria do comportamento do *SAGD* com o uso de poços horizontais em zonas de elevada permeabilidade, com o aumento da injetividade³ do vapor, com uma baixa saturação da água próxima do poço produtor, com a ausência de barreiras contínuas, com elevados rácios entre a permeabilidade vertical e a horizontal e ainda devido ao espaçamento horizontal e vertical entre os dois poços. Referem que o desempenho do processo é melhorado com taxas de injeção de vapor mais altas, com poços horizontais de maior comprimento, com menores distâncias horizontais entre poços produtor e injetor e que cada projeto de *SAGD* tem um valor ótimo que deverá ser estudado quanto ao espaçamento vertical entre poços.

De forma análoga ao estudo levado a cabo pelos autores anteriores, Kisman e Yeung (1995) identificam que os impactos da permeabilidade relativa e viscosidade, na zona de transição da temperatura, controlam mais a produtividade do processo quando comparado com os efeitos desses parâmetros na zona da câmara de vapor. Para este estudo, os autores usam dados reais de areias betuminosas de Burnt Lake, mas dividem o sistema reservatório em 6 *layers* com propriedades constantes. Os parâmetros das barreiras, permeabilidade relativa e molhabilidade apresentam pouca relevância quando se está no interior da câmara, e na zona de transição os fatores da permeabilidade, da mudança da molhabilidade, da viscosidade, da condução térmica, do ponto final da curva de permeabilidade relativa do óleo, da volatilidade e do rácio entre a solução e o gás têm uma relevância mediana. Por fim, chegam à conclusão que a pressão de injeção tem um efeito significativo na data de início de produção (*CDOR*⁴) e um efeito intermédio no desempenho geral do

³ É dada como o rácio entre caudal injetado de vapor e a diferença de pressão no sistema poço-reservatório

⁴ *Calendar day oil rate*

processo e, que a localização do poço produtor próxima da base do reservatório onde a permeabilidade é baixa tem uma relevância elevada na produção.

Quanto ao estudo do crescimento da câmara de vapor, Singhal, Lto e Kasraie (1998) referem que vários são os parâmetros operacionais que são necessários ser tidos em conta, como a inclinação dos poços produtores, o espaçamento entre poços injetores e os cronogramas de injeção/produção. Estes autores mencionam que podem ser usados poços injetores verticais se as viscosidades forem inferiores a 35000cP ou horizontais para viscosidades superiores a 65000cP e o espaçamento horizontal dos poços verticais deve estar na ordem dos 150m, onde as suas distâncias laterais ao poço produtor não devem ser maiores que 75m. Assim, para aumentar a câmara de vapor, podem usar-se vários poços injetores horizontais, espaçados horizontalmente cerca de 100m, de modo a que as câmaras em volta de cada injetor se unam, formando assim uma única.

Paralelamente, Nasr et. al (1998), através de modelos à escala desenvolvidos em laboratório com características uniformes e na presença de canais verticais de drenagem, constatam que, se os poços injetores forem inferiores aos do produtor em comprimento, há uma melhoria no processo, onde o fator de recuperação corresponde a 83% do volume da câmara de vapor. Finalmente, referem que as características do reservatório são de extrema importância, pelo que é possível melhorar o *SAGD*, em termos económicos, através da combinação de poços verticais e horizontais, se os verticais já tiverem sido previamente utilizados. Em termos de produção, o *SAGD* é valorizado devido à câmara que se cria, pois permite um coeficiente de recuperação de óleo equivalente a 60%.

Posteriormente, Elliot e Kovsky (1999, 2001) modificam as características do *SAGD*, através do uso de apenas um poço horizontal que serve de injetor e produtor (*SW-SAGD*⁵), e estudam os efeitos do período inicial da operação na recuperação de petróleo através de uma análise de sensibilidade dos parâmetros do reservatório e do poço. Para reservatórios cujas características petrofísicas são constantes, nomeadamente, para a porosidade e permeabilidade, verificam que este processo se deve usar em óleos pesados cuja viscosidade seja inferior a 10000Cp e onde os reservatórios têm uma espessura suficiente que permita o crescimento vertical da câmara de vapor. Repararam ainda que, para um aumento da temperatura uniforme e rápido, é necessário um pré-aquecimento do reservatório antes de se usar o *SW-SAGD*, onde o processo cíclico, *CSS* (*cyclic steam stimulation*), é aquele que melhores resultados apresenta. Finalmente, estes autores demonstram que o espaçamento entre regiões de injeção e produção é irrelevante para a diminuição do rácio cumulativo entre o vapor injetado e o óleo produzido.

Posteriormente, Egermann, Renard e Delamaid (2001) recorrem à modelação numérica de um reservatório sintético cujas propriedades são homogéneas e, verificam que a taxa de injeção e a monitorização da taxa de produção são parâmetros importantes para otimizar o crescimento da câmara de vapor, ou seja, é possível haver um aumento da produção de petróleo se os rácios entre a injeção de vapor e produção de óleo forem ajustados.

⁵ *Single-well steam assisted gravity drainage*

À semelhança dos estudos de heterogeneidade (camadas horizontais homogêneas com características distintas entre si) levados a cabo por Kamath et al. (1993) e por Kisman e Yeung (1995), os autores Sharma et al. (2002) comparam diferentes processos de recuperação de óleo através da modificação dos espaçamentos vertical e lateral dos poços, anisotropia (rácios entre permeabilidade horizontal e vertical diferentes) e heterogeneidade (existência de 2 *layers* homogêneas diferentes, com características médias de dados reais de Ugnu) do reservatório e tempo de pré-aquecimento. Concluem que o *SAGD* é produtivo para este tipo de reservatórios de areias betuminosas; que a distância entre poços deve ser otimizada; que períodos de pré-aquecimento longos permitem um aumento na produção semelhante ao processo de *SAGD* sem pré-aquecimento mas com atrasos na recuperação de petróleo; que a recuperação de petróleo não está dependente da distância horizontal e vertical entre poços até um certo valor crítico a partir da qual a produção é reduzida em função do tempo; que permeabilidades verticais baixas fazem com que a câmara de vapor se desenvolva tardiamente, reduzindo assim a produção de óleo e que a introdução de poços produtores horizontais é de extrema dificuldade na presença de reservatórios heterogêneos.

Gates et al. (2005), ao recorrerem a um reservatório dividido por 8 *facies* horizontais cuja informação advém de poços verticais e através do uso de correlações entre a permeabilidade horizontal e a vertical, bem como a porosidade, desenvolvem um modelo geológico heterogêneo. Estes autores pretendem definir quais os parâmetros operacionais da câmara de vapor que levam a uma recuperação ótima do petróleo, mantendo mínimos os valores de *CSOR*, num reservatório com gás. Para tal usam no início taxas de injeção elevadas, bem como pressões altas na câmara de vapor para que a câmara entre em contacto com o gás. Uma vez atingida a zona de gás, a taxa de injeção é reduzida para balançar a pressão com o gás, minimizando as perdas de calor por convecção na zona de gás e as perdas por condução na sub e sobrecarga, o que faz com que haja também uma diminuição da temperatura e por conseguinte um aumento da viscosidade. Esta melhoria em termos da pressão de injeção permite que as transferências de calor sejam mais acentuadas na direção horizontal em vez de na vertical, reduzindo então a perda de calor para a sobrecarga e para a zona de gás.

À semelhança de outros autores que estudam o efeito da heterogeneidade em reservatórios petrolíferos, Barillas, Dutra e Mata (2006) fazem uso de barreiras permeáveis num reservatório de propriedades constantes para incorporarem aquele efeito. Assim, exploram os impactos que essas barreiras, aliadas à permeabilidade vertical, têm na produção total de óleo ao usarem a técnica *SAGD*. Estes chegam à conclusão de que a permeabilidade vertical e a heterogeneidade do reservatório influenciam a eficiência do método e que as características do reservatório são importantes para a definição da taxa de injeção.

Mojarab, Harding e Maini (2009) baseiam-se em informação de reservatórios de Alberta (Athabasca e Cold Lake) e desenvolvem um reservatório homogêneo com características médias daquela formação. Através do processo *SAGD*, com um poço injetor cuja inclinação não é vertical, nem horizontal e por intermédio de simulações numéricas tridimensionais, executam uma análise de sensibilidade da pressão de injeção. Constatam que um poço deste tipo gera um aumento de 5% da

eficácia no *SAGD*, que a câmara tem um crescimento uniforme quando comparada com as dos poços injetores horizontais e que a interrupção da injeção de vapor no trecho final do poço em estágios tardios do processo também incrementa 5% à eficácia do *CSOR*.

Ghanbari et al. (2012) combinam os processos cíclicos, *CSS*, e contínuos, *SAGD*, de injeção, beneficiando das vantagens de ambos. A injetividade aumenta quando se dá a interrupção da injeção, permitindo que a câmara se propague facilmente no reservatório homogêneo. A análise de sensibilidade das taxas de injeção permite verificar que, para taxas iguais, aquele método misto apresenta melhores resultados.

Uma nova geometria para o tubo injetor é proposta por Shaw e Bedry (2012), onde inserem válvulas de controlo da injeção ao longo do seu comprimento, de modo a permitir um crescimento ótimo da câmara de vapor em ambiente de *SAGD*, num projeto localizado na região Northern Alberta. Estas válvulas podem ser abertas e fechadas de forma independente, favorecendo o crescimento de câmaras de vapor distintas, o que se pode tornar interessante para reservatórios heterogêneos, uma vez que permite um crescimento da câmara mais uniforme. Os autores referem que esta tecnologia é bem-sucedida para temperaturas inferiores a 260°C, pois exibe um incremento de 70% na recuperação de petróleo e uma melhoria na injetividade.

Baseando-se na técnica do *SAGD*, também Anthony e Al-Zuabi (2016) à semelhança de Elliot e Kovscek (2001), sugerem um poço que seja, simultaneamente, produtor e injetor, no entanto com uma pequena diferença. O poço será produtor num reservatório e injetor num outro reservatório a uma curta distância, onde podem acoplar sucessivos tubos para tal efeito. Esta variante torna-se relevante em reservatórios empilhados, pois permite uma produção contínua sem que para isso sejam necessários vários poços. Com este novo processo, acelera-se a produção de petróleo, baixam-se custos e reduzem-se o número de infraestruturas necessárias para operar.

Todos os autores anteriormente referidos realçam, de alguma forma, a importância das propriedades internas dos reservatórios e da sua heterogeneidade para o sucesso de aplicação do *SAGD*.

2.3. Estimação e simulação estocástica

No âmbito da análise da técnica *SAGD*, a maioria dos autores fazem uso de propriedades internas constantes, nomeadamente quanto à porosidade e permeabilidade. Dada a complexidade dos fenómenos geológicos, raramente os reservatórios apresentam propriedades internas que possam ser consideradas homogêneas, pelo que é fundamental gerar modelos que satisfaçam as características representativas dos fenómenos geológicos.

Através da geoestatística é possível usar modelos que fazem uso de variogramas e correlogramas como forma de quantificar a continuidade espacial. Essas técnicas abrangem dois modelos/processos, o da estimação e o da simulação, e os seus pressupostos são distintos quando se pretende modelar fenómenos espaciais.

- Estimação: através do método da krigagem, faz-se uma regressão/interpolação de valores de dados experimentais e o seu principal objetivo é a inferência espacial de parâmetros médios de uma determinada variável, onde traduz os valores locais de um ponto, mas não do conjunto, na sua totalidade. A krigagem é um interpolador espacial que não é aconselhado quando se pretende saber incertezas derivadas de estimativas, porque ao criar apenas aquela imagem que é mais provável através dos valores médios, origina uma suavização/atenuação da imagem e assim os valores extremos deixam de ser reproduzidos (Soares, 2006). É possível recorrer-se a uma variável auxiliar no processo de estimação, denominada então por Co-krigagem. Uma vez que os valores extremos são de elevada importância, principalmente onde as características não são homogêneas (porosidade e permeabilidade), surge então a necessidade de um outro tipo de abordagem, como é o caso da simulação.
- Simulação estocástica geoestatística: gera um conjunto de imagens equiprováveis, que têm em conta a distribuição conjunta das variáveis no espaço, reproduzindo desta forma as heterogeneidades espaciais. Este método é preferível à anterior, pois é possível obter as mesmas características da amostra original, nomeadamente, os variogramas. Fazem parte da simulação estocástica os algoritmos da simulação sequencial da indicatriz (SIS) e gaussiana (SGS), no entanto aquela que é mais adequada para variáveis contínuas, segundo Soares (2006) é a simulação sequencial direta (DSS) pois não é necessária a transformação da variável original para conjuntos de variáveis indicatriz (SIS) ou gaussiana (SGS), porque faz uso das médias e variâncias locais para reamostrar a lei de distribuição global. Tal como acontece com a co-krigagem, a DSS permite o uso condicional de atributos para simular outros atributos em estudo, co-simulação ou simulação conjunta (co-DSS), quando esses estão espacialmente dependentes (Soares, 2001).

2.4. Técnicas de otimização

Uma vez reconhecidos os problemas existentes quanto ao processo *SAGD* e quais as variáveis que são passíveis de serem estudadas, torna-se importante saber quais as técnicas existentes de modo a obter a melhor solução para situações reais. Surgem então técnicas de otimização, que permitem os melhores resultados para um determinado problema. Para qualquer tipo de otimização é necessário definir-se o seguinte:

- Variáveis de decisão: correspondem aos parâmetros que são modificados por via de simulações e que influenciam os *outputs* do resultado, podendo ser discretas ou contínuas;
- Funções objetivo: qualquer problema matemático para a qual se pretenda obter uma solução é regido por uma ou mais funções que permitem obter o resultado final. Estas são então expressadas como um problema de maximização ou minimização, podendo abranger ambos;
- Restrições: servem para limitar quais os valores onde se inserem os resultados finais das variáveis - Tabela 3-5.

2.4.1. Algoritmos de otimização

A inteligência artificial surge em 1950 e tem como base a compreensão da complexidade do cérebro humano, onde o principal objetivo é fazer com que um sistema atue de forma independente e inteligente (Brownlee, 2011).

2.4.1.1. Particle Swarm Optimization

A inteligência computacional é um subcapítulo que advém da inteligência artificial e que abrange técnicas simbólicas canalizadas para a estratégia e para os resultados finais. Esta área, que recorre então a algoritmos matemáticos, permite obter soluções que de outra forma seriam muito morosas. Existem vários algoritmos de interesse e estes encontram-se subdivididos em tipos – estocásticos; evolucionários ou evolutivos; físicos; probabilísticos; *swarm intelligence*; imunológicos e neurais (Brownlee, 2011).

O tipo de otimização que é empregue para as variáveis de entrada é o *swarm intelligence* ou inteligência de colónias, e fundamenta-se no comportamento social inteligente entre indivíduos no meio ambiente ou na natureza para chegar a padrões coerentes e a soluções otimizadas de problemas computacionais complexos: as partículas (ou nuvens) como indivíduos e como população, através da sua interação, ganham novos dados de informação e experiência, conseguindo encontrar aquilo que procuram. Um desses algoritmos é o *particle swarm optimization (PSO)* ou otimização da colónia ou do enxame de partículas, e é introduzido por Kennedy e Eberhart em 1995. Este algoritmo, que é então obtido através do comportamento social observado em vários grupos de aves (partículas), ao procurarem pelo seu ninho ou alimento, adquirem informação relevante e experiência.

De uma forma resumida, no *PSO*, cada indivíduo ou partícula, cujas velocidades vão variando à medida que ganham experiência, são vistos como uma solução possível ao problema. Sempre que se obtém um resultado melhor que o anterior, duas variáveis são atualizadas - Figura 16: a experiência individual de cada partícula (mínimo/máximo local), p_{best} , e a experiência do conjunto de partículas, g_{best} (mínimo/máximo global).

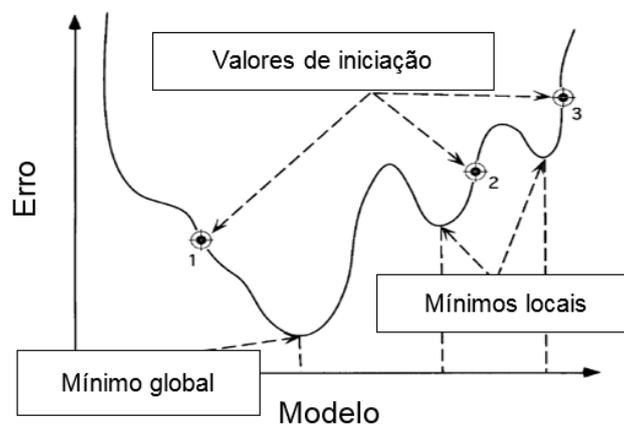


Figura 16: Diferença entre valores locais e globais (trad. de Sen e Stoffa, 1995)

Tem-se o seguinte algoritmo, observável na Figura 17, onde a expressão da velocidade atualizada para cada partícula é dada pela Eq. 15 e a posição da nova partícula, $p_i(t + 1)$, pela Eq. 16.

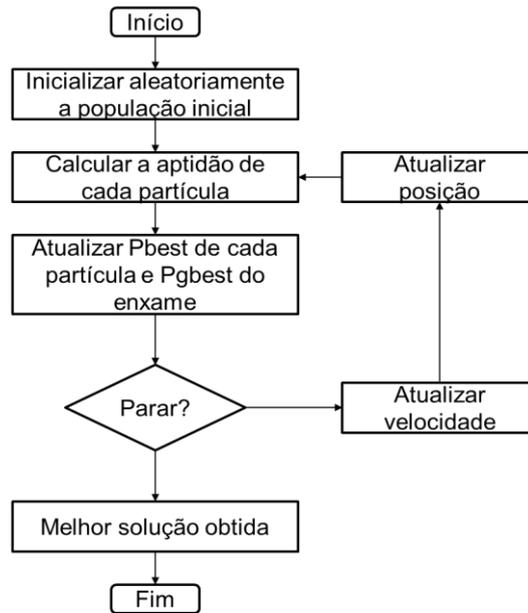


Figura 17: Fluxo do PSO (adapt. de Seq18)

$$v_i(t+1) = wv_i(t) + C_1 \times rand_1 \times (p_i^{best} - p_i(t)) + C_2 \times rand_2 \times (p_{gbest}^{best} - p_i(t)) \quad \text{Eq. 15}$$

Sendo $v_i(t+1)$ a velocidade atualizada da partícula i ; C_1 (coeficiente cognitivo) e C_2 (coeficiente social) os pesos atribuídos ao resultado local e global, respetivamente; $p_i(t)$ é a posição da partícula no instante t ; p_i^{best} a melhor solução encontrada para a partícula i ; p_{gbest}^{best} a melhor posição encontrada para a solução final e $rand_1$ e $rand_2$ variáveis uniformes aleatórias compreendidas entre 0 e 1. O parâmetro w corresponde à inércia, e encontra-se no intervalo de 0 a 1,2, no entanto, por norma, usam-se valores compreendidos entre 0,8 e 1,2 (Blondin, 2009). Blondin (2009) refere que, para baixos valores de inércia, tem-se uma convergência mais rápida, e que, para valores altos, o espetro de procura é alargado, fazendo com que demore mais tempo a obter o valor ótimo.

O segundo termo da Eq. 15 refere-se à componente cognitiva, ou seja, faz com que o algoritmo memorize as partículas e que tenda a delimitar o seu espaço de procura ao redor da partícula que tem o melhor desempenho até ao instante imediatamente anterior, t . Por norma C_1 é próximo de 2 e influencia o tamanho da simulação aquando da obtenção do p_i^{best} até ao momento t .

O terceiro termo da Eq. 15 é a componente social, cujo objetivo é mover a partícula em direção ao espaço onde se encontra o melhor valor obtido até ao momento t . À semelhança do coeficiente cognitivo, o coeficiente C_2 , também é próximo de 2 e influencia o tempo da simulação aquando da obtenção do p_{gbest}^{best} até ao momento t .

Para que o espetro de procura da partícula ótima não seja infinito limita-se a velocidade – *velocity clamping* – e para tal usa-se o intervalo $[p_{min}; p_{max}]$ onde se pretende que a partícula esteja, o que faz com que a velocidade máxima seja $v_{max} = k \times (p_{max} - p_{min})/2$.

$$p_i(t + 1) = p_i(t) + v_i(t)$$

Eq. 16

2.4.1.2. *Random Forest*

Machine learning, aprendizagem de máquina ou aprendizagem automática, que também é um subcapítulo da inteligência artificial (Rabelo, 2018), é uma técnica de processamento inteligente que nasce do pressuposto que, para um algoritmo aprender algo de forma autônoma tem que adquirir conhecimentos e armazená-los, sem que para isso seja necessário uma programação exaustiva e explícita.

Através de experiências e estímulos externos, um algoritmo adquire novas competências e pode modificar o seu comportamento, de modo a melhorar o seu desempenho. Para conseguir este desempenho, existem três categorias de aprendizagem: supervisionada, não supervisionada e uma compreendida entre as duas anteriores – semi supervisionada. A primeira categoria usa variáveis de entrada cujo *output* é previamente conhecido, permitindo colocar o resultado final em classes semelhantes; a segunda usa *inputs* cujos resultados finais integram classes que são desconhecidas, mas procura associar e agrupar esses *outputs* idênticos aos mesmos grupos. Quanto à categoria supervisionada existem vários algoritmos, mas aquele que se apresenta é o *Random Forest (RF)* ou floresta de decisão desenvolvido por Breiman (2001), uma vez que é das técnicas mais utilizadas.

Random Forest, tal como o nome indica, faz uso de um conjunto de árvores de decisão aleatórias, para se chegar ao valor pretendido, através de sucessivas partições, fazendo com que o problema convirja de uma forma mais rápida e expedita.

2.4.1.3. Algoritmo híbrido *PSO & RF*

O *software* Raven, permite a utilização de algoritmos que são denominados como híbridos, uma vez que fazem uso de dois algoritmos simples. Perante este contexto, aqueles que são combinados prendem-se pelos que foram mencionados nos subcapítulos anteriores (2.4.1.1 e 2.4.1.2).

É usada uma fusão de ambos, pois pretende-se que o *PSO* obtenha os valores ótimos da variável ou variáveis que se encontram a estudo e que o algoritmo de aprendizagem autônoma *Random Forest*, através de partições de classes discretizadas diminua o espectro de procura, permitindo uma simulação mais ágil e em menos tempo.

2.4.2. Funções objetivo

As funções objetivo são aquelas que permitem a obtenção da solução ótima para determinadas variáveis a estudo. No contexto de Engenharia de reservatórios, essas funções podem maximizar ou minimizar certos *outputs*, tais como:

- Maximizar a produção total de óleo – quanto mais elevado, mais vantajosos os resultados finais;
- Minimizar o *CSOR* – ao minimizar-se a produção total de vapor, simultaneamente, com o incremento da produção de óleo, o *CSOR* será mais baixo, não obstante, o valor cumulativo

da taxa de vapor injetado em relação ao óleo produzido deve ser inferior a 4 unidades (Shin e Polikar, 2005);

- Minimizar o *watercut* –o rácio entre a água e fluidos totais produzidos deve ser inferior a 0,97, para que não se abandone o projeto ou se alterem as condições operacionais.
- Maximizar o Valor Atual Líquido (VAL) –quanto maior o valor atual líquido do projeto, maior o retorno financeiro.

3. METODOLOGIA

A abordagem metodológica deste trabalho pode ser observada na Figura 18:

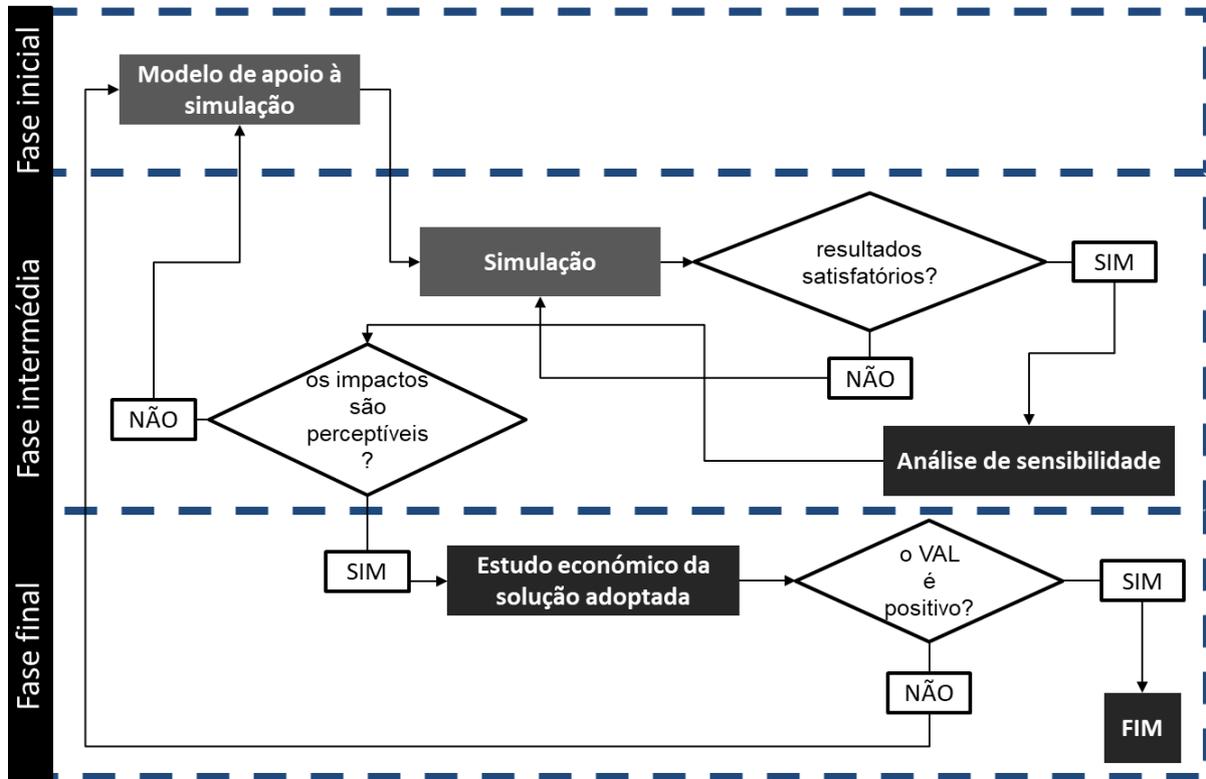


Figura 18: Fluxo de trabalho da metodologia adotada

A Fase inicial engloba todos os trâmites necessários para se definir o reservatório sintético. Para tal, é necessário identificar as características dos reservatórios não convencionais, bem como quais as propriedades dos fluidos que estão presentes no interior do sistema. Pretendem-se que estes atributos, aliados à parametrização operacional da técnica escolhida para a extração de óleos, sejam aproximados de casos reais descritos na bibliografia.

Finalizada a etapa anterior, tem-se a Fase intermédia, que pretende simular a produção de óleo e vapor de água injetado num reservatório não convencional. Aquando da finalização de diversas simulações verificam-se se os resultados obtidos fazem sentido, tendo em conta as restrições usadas para as variáveis e caso não gere informações plausíveis, retorna-se então à etapa “Simulação”, para mudar os parâmetros de entrada. Se os *outputs* estão de acordo com o pretendido, dá-se seguimento ao processo para saber se a técnica adotada é ou não eficiente e quais as variáveis operacionais que devem ser alteradas, do ponto de vista de recuperação de petróleo – análise de sensibilidade. Finda esta análise, se as variáveis a estudo não gerarem informações satisfatórias então é necessário ir à Fase inicial e mudar os parâmetros considerados como estáticos.

Na Fase final faz-se então um estudo da viabilidade económico-financeira das soluções obtidas, tendo por base que se pretende um CSOR inferior a 4 unidades, um *watercut* inferior a 97% e um

VAL elevado para tornar a técnica *SAGD* apelativa para investidores. Se não se obtiverem os efeitos pretendidos é também necessário voltar à Fase inicial.

3.1. Simulação dinâmica de fluidos em meios porosos

Para a definição das propriedades do reservatório sintético, bem como para as características operacionais, utiliza-se o sistema de unidades metric, pelo que os valores seguidamente apresentados estão em conformidade com este sistema unitário.

Segundo Gomes e Alves (2014) existem 4 categorias de simuladores, e aquele que se vai usar nesta dissertação é o térmico:

- Trifásicos: baseados em 3 fases – óleo, gás e água – cujas propriedades (viscosidade, densidade e quantidade de gás em solução) variam com a pressão;
- Composicionais e térmicos: os primeiros são usados quando é necessária a variação das composições do petróleo, bem como do gás em função do tempo. Recorrem-se aos segundos quando há mudanças de temperatura devido a fatores externos ao reservatório, como é o caso da injeção de fluidos com diferentes temperaturas – este tipo é uma extensão dos dois referidos anteriormente, onde se adiciona a componente temperatura;
- *Stream line*: utilizados para pré-selecionar modelos geológicos antes destes serem alterados para modelos dinâmicos – serve para o estudo da anisotropia, bem como das heterogeneidades;
- Outros: são todos aqueles que não se inserem nos referidos anteriormente e cujas formulações são distintas.

Segundo Fernandes (2016) o modelo de simulação proposto é constituído por 3 submodelos, com características distintas e igualmente importantes:

- Modelo numérico onde se discretizam todas as equações matemáticas importantes à resolução do problema em causa;
- Modelo matemático que serve para saber quais as equações do processo físico;
- Modelo físico onde se tem em consideração todos os atributos do reservatório – rochas e fluidos – bem como qual o processo de recuperação de petróleo – parâmetros operacionais dos poços injetor e produtor;

Várias são as considerações aplicadas, no domínio dos simuladores utilizados, para a obtenção das soluções numéricas, pois os modelos computacionais são definidos como um conjunto de mecanismos matemáticos que discretizam o problema físico em equações diferenciais parciais não lineares (EDPs), acompanhados de condições iniciais e de fronteira. Uma vez que estas equações, para a modelação matemática do escoamento de fluidos em reservatórios, são de difícil resolução analítica, são necessárias suposições e aproximações para que a solução seja obtida.

É adotada uma estrutura de modelo materializada por uma geométrica cartesiana regular cujos limites individuais de cada célula são horizontais e verticais – *block centered*. A malha tem 20 células na direção X e na direção Y, enquanto na direção perpendicular a estas duas é de 60 células – Figura 19, pelo que o reservatório apresenta a forma de um paralelepípedo de dimensões $80 \times 80 \times 60 \text{ m}^3$, onde o seu topo se situa a uma profundidade de 500m e o seu fundo a 560m.

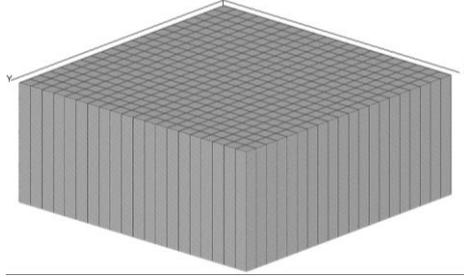


Figura 19: Estrutura da malha do reservatório sintético

Uma vez obtida a malha, o modelo matemático que se usa para o escoamento de fluidos em meio poroso é uma generalização de equações base. Essas equações, pela qual se rege o fluxo do modelo nesses blocos, são as Eq. 17, Eq. 18, Eq. 19 e Eq. 20, para além da Eq. 2.

- Equação da continuidade (Balanço de massa ou Conservação de massa)

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + \nabla \cdot (\rho K \cdot \vec{U}) = 0 \quad \text{Eq. 17}$$

Com t a representar o tempo, ϕ a porosidade absoluta do meio poroso, ρ a densidade volumétrica, K o tensor simétrico de segunda ordem correspondente ao tensor porosidade de área, \vec{U} o vetor de velocidade real e U_x , U_y e U_z as componentes desse vetor nos planos, respetivamente, x , y e z . O primeiro termo da Eq. 17 refere-se à acumulação de massa nos poros e o segundo termo à divergência do escoamento.

- Equação da conservação da quantidade de movimento (Navier-Stokes/momento linear)

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho\vec{U}) + \nabla \cdot (\rho(K \cdot \vec{U}) \times \vec{U}) - \nabla \cdot (\mu_e K \cdot (\nabla\vec{U} + (\nabla\vec{U})^T)) = \phi R \cdot \vec{U} - \phi \nabla p \quad \text{Eq. 18}$$

μ_e é a viscosidade efetiva do fluido, R a resistência do fluxo nos poros e ∇p o gradiente de pressão. O primeiro termo do lado esquerdo da Eq. 18 corresponde à acumulação de momento nos poros, o segundo à transferência de momento linear que advém do movimento global do fluido (termo advectivo) e o terceiro a variação de momento linear devido à transferência de massa (termo difusivo). Os termos do lado direito representam o momento produzido por forças externas e transferido para as partes sólidas.

- Conservação da energia

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho H) + \nabla \cdot (\rho(K \cdot \vec{U})H) - \nabla \cdot (\alpha_e K \cdot \nabla H) = \phi S^H \quad \text{Eq. 19}$$

H é a entalpia do fluido, α_e a difusividade térmica específica e S^H o termo de produção de calor no interior dos poros. O primeiro termo do lado esquerdo da Eq. 19 corresponde à acumulação de energia nos poros, o segundo é o termo advectivo derivado da transferência de calor por convecção e o terceiro advém da transferência de calor por difusão.

- Equação de estado

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2+ubV+wb^2} \quad \text{Eq. 20}$$

P é a pressão, V o volume do gás e $R = 8,31J/(K.mol)$ a constante universal dos gases perfeitos. As restantes constantes encontram-se na Tabela 3-1 e dependem do tipo de modelo cúbico – apenas os três últimos são passíveis de serem usados no simulador t-Navigator, no entanto o que o simulador utiliza como *default* é o de Peng-Robinson. Com P_{crit} a corresponder à pressão crítica e T_{crit} à temperatura crítica.

Tabela 3-1: Constantes da Eq. 20

Modelos cúbicos	u	w	a	b
Van der Waals	0	0	$\frac{RT_{crit}}{8P_{crit}}$	$\frac{27R^2T_{crit}^2}{64P_{crit}}$
Redlich-Kwong	1	0	$\frac{0,08664RT_{crit}}{P_{crit}}$	$\frac{0,42748R^2T_{crit}^{2,5}}{P_{crit}\sqrt{T}}$
Soave-Redlich-Kwong	1	0	$\frac{0,08664RT_{crit}}{P_{crit}}$	$\frac{0,42748R^2T_{crit}^2\alpha(T)}{P_{crit}}$
Peng-Robinson	2	-1	$\frac{0,07780RT_{crit}}{P_{crit}}$	$\frac{0,45724R^2T_{crit}^2\alpha(T)}{P_{crit}}$

Uma vez que se está perante um simulador térmico, este não faz uso da equação anterior para determinar as propriedades termodinâmicas, mas sim uso dos valores K que são utilizados para saber identificar o equilíbrio, a densidade, a viscosidade e a entalpia para cada um dos componentes em cada fase. Os valores K referem-se então à distribuição dos componentes voláteis nas fases de óleo e gás, e estão intimamente interligados com as equações *flash*, que garantem o equilíbrio do sistema termodinâmico. A equação de estado é usada para computar o volume molar específico na fase de óleo.

Sabidas as equações bases, é necessária a definição das seguintes informações:

- Volume de controlo: forma, tamanho, entradas e saídas dos fluidos;
- Propriedades dos fluidos: temperatura, pressão, massa específica, viscosidade, condutividade térmica, etc.;
- Condições iniciais (pressão, temperatura, saturação, densidades, etc.) e de fronteira para as EDPs.

Finalmente, para dar seguimento ao problema e obter as soluções que se pretendem, várias assunções são necessárias para o modelo matemático, segundo Cunha (2010), Oliveira (2015) e Silva (2017) e tendo em atenção os manuais dos simuladores t-Navigator e Eclipse:

- Escoamento trifásico em meio poroso (modelo *live-oil*): estão presentes três fases – óleo, água e gás, onde os hidrocarbonetos estão presentes sob a forma de óleo (pentatetracontano) e gás (metano), e os componentes da água sob a fase aquosa e gasosa – vapor de água injetado.
- Regime transiente: as EPDs consideradas variam em função do espaço temporal. A título de exemplo tem-se que, com a injeção de vapor ao longo do tempo a uma determinada temperatura, a saturação de óleo varia, bem como a temperatura do reservatório;
- Sistema não-isotérmico: a injeção de vapor a uma determinada temperatura diferente da do reservatório faz com que haja transferências de calor não nulas;
- Sistema adiabático: há apenas trocas de calor no domínio do reservatório e das rochas que funcionam como sub e sobrecarga, pelo que fora deste domínio (para lá das paredes das rochas limítrofes consideradas como topo e base) não há transferências de calor;
- Equilíbrio termodinâmico: o simulador encontra a composição que torna o reservatório em equilíbrio termodinâmico para uma determinada pressão e temperatura e tendo em atenção as saturações das diversas fases;
- Gravidade: para o tipo de recuperação através da técnica *SAGD*, a aceleração da gravidade é considerada;
- Ausência de reações químicas: não há reações entre qualquer um dos fluidos dentro do domínio do reservatório;
- Propriedades físicas do reservatório constantes;
- Fluidos newtonianos e incompressíveis: a viscosidade do óleo não varia em função do tempo mas sim em função da temperatura.

Neste estudo recorre-se então ao *software* de simulador de fluidos T-navigator, para caracterizar o comportamento do reservatório ao longo de um período de tempo.

3.1.1. Características operacionais

As características operacionais estão intimamente ligadas com a eficiência da produção de petróleo, motivo pela qual o estudo dos parâmetros da operação do *SAGD* é de extrema importância. Com o intuito de melhorar a produção, é tido em conta um modelo base, sem qualquer tipo de injeção de fluidos, onde posteriormente, é adicionado ao projeto um poço injetor para obter um melhor modelo de produção de petróleo. Para o estudo que se segue, é considerado um período total de produção de 5 anos, onde não há lugar a mudanças de características operacionais ao longo do tempo. Assim, todas as variáveis técnicas operacionais são marcadas como constantes durante esse período.

3.1.1.1. Geometria e controlo dos poços injetor e produtor

O método *SAGD* utiliza dois poços horizontais, um injetor e por baixo deste, um produtor, cujas características optadas no âmbito desta dissertação podem ser encontradas na Tabela 3-2 e visualizadas na Figura 20.

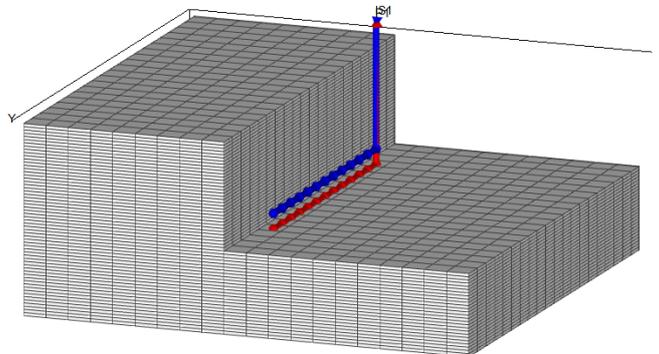


Figura 20: Posicionamento dos poços injetor e produtor

Tabela 3-2: Geometria dos poços injetor e produtor – caso de estudo *SAGD*

Geometria caso de estudo <i>SAGD</i>	Keywords	Valores
Diâmetro dos poços injetor e produtor (<i>m</i>)	compdat	0,25
Raio efetivo de afluência dos poços (<i>m</i>)	compdat	7,0056
Raio de drenagem dos poços (<i>m</i>)	compdat	0
Profundidade do poço injetor (<i>m</i>)	welspecs	529
Espaçamento vertical entre poços (<i>m</i>)	welspecs	5
Coordenadas (<i>x, y</i>) do cotovelo do poço injetor (<i>m</i>)	compdat	(10,4)
Coordenadas (<i>x, y</i>) do cotovelo do poço produtor (<i>m</i>)	compdat	(10,4)
Espaçamento horizontal entre poços (<i>m</i>)	compdat	0
Comprimento dos poços (<i>m</i>)	compdat	48
$(KH)_{efectivo}$ (<i>mD · m</i>)	compdat	25000
Rugosidade (<i>m</i>)	welsegs	1,0E-3
Área da secção de escoamento perpendicular ao poço produtor (<i>m</i> ²)	welsegs	0,055

Várias são as características de controlo para ambos os poços e estas prendem-se pelas taxas de injeção de vapor e de produção de fluidos ou pelas pressões sentidas ao nível do fundo dos poços – pressão *BHP*.

A taxa de injeção de vapor à superfície controla a quantidade de volume injetado no reservatório e a taxa de produção a porção de volume produzido de fluidos. Espera-se que, quanto maior forem essas taxas, mais elevado o *CSOR*, pelo que o projeto deixa de ser viável a partir de um certo valor referente ao volume escoado à entrada do poço injetor e à saída do poço produtor. Quanto à taxa de produção de fluidos, é desejável que esta seja a mais elevada possível, pois faz com que, analogamente, haja um aumento da produção de óleo. Não obstante, é necessário ter em conta que, quanto maior produção de fluidos, pode significar uma recuperação não otimizada de óleo.

A pressão sentida na formação aumenta com a inserção de vapor no reservatório, pelo que está diretamente interligada com o parâmetro referido no parágrafo anterior, bem como com a pressão *BHP* em ambos os poços. De ressaltar que, para haver escoamento de fluidos, é favorável que se considere uma pressão *BHP* nos poços injetor e produtor, respetivamente, superior e inferior à do reservatório. Esta pressão é aquela que é medida na base dos poços e antevê-se que se obtenham valores mais elevados de recuperação de óleo à medida que se aumentam as pressões ao nível do poço injetor e consoante se diminua a *BHP* ao nível do produtor. Saber qual o valor a ser tido em consideração é de elevada importância, pois é preciso garantir não há alterações excessivas das tensões sentidas no sistema e por conseguinte, compactação e/ou fraturação que provoque o colapso do reservatório e/ou a migração do óleo para locais não desejados.

Para o caso de estudo, o poço injetor será controlado pela taxa de injeção de vapor e o poço produtor pela pressão *BHP*. Para a escolha destes parâmetros, uma análise preliminar é elaborada, tendo por base casos de estudo levados a cabo por outras entidades - Tabela 3-3 (capítulo 3.2.1). Finda esta análise, a taxa e a pressão são consideradas como constantes.

3.1.1.2. Características do fluido injetado

O poço injetor é caracterizado por ter uma fase preferencial aquosa, enquanto no produtor se tem uma fase preferencial de óleo. O fluido injetado escolhido é vapor de água, cujos parâmetros ao nível da operação *SAGD* sofrem uma pesquisa afinçada no âmbito desta dissertação, Figura 14 – qualidade, temperatura e pressão do vapor injetado.

À semelhança dos parâmetros geométricos, para os do fluido injetado, apenas se faz o estudo das três variáveis referidas no parágrafo anterior, onde as restantes têm valores fixos, uma vez mais, de acordo com a literatura existente.

3.2. Otimização do modelo

3.2.1. Definição de parâmetros e restrições de apoio à decisão

Mostram-se, na Tabela 3-3, quais as condições operacionais usadas aquando do recurso da técnica *SAGD* nos reservatórios referidos como não convencionais. Tal tabela serve para identificar quais os intervalos plausíveis que devem ser escolhidos no âmbito da otimização do modelo.

Para o estudo preliminar, quanto ao controlo dos poços e tendo como condições operacionais de referência os estudos levados a cabo por várias entidades, Tabela 3-3, as restrições médias impostas admitidas encontram-se na Tabela 3-4. Quanto ao intervalo da pressão *BHP* no poço produtor, tem-se em conta qual a pressão máxima e mínima que o reservatório é capaz de resistir, sem que haja fraturação ou colapso do mesmo.

Tabela 3-3: Condições operacionais da técnica SAGD de reservatórios reais não convencionais

Condições operacionais												
Localização	Athabasca (Zhao, et al., 2003)	Senlac (Miller, et al., 2002; Boyle, et al., 2003)	Foster Creek (Cenovus Energy Inc., 2016)	Peace River (Canadian Natural, 2017)	Ugnu (Hallam, et al., 1992; Kamath, et al., 1993)	Long Lake (Nexen Energy ULC, 2017)	Christina Lake (Cenovus Energy Inc., 2016)	Cold Lake (Baytex Energy Lda., 2015; Donnelly, 2000)	Blackrod (Black Pearl Resources Inc., 2017)	Kirby (Natural, 2017)	Tia Juana (Vásquez, et al., 1999; Keijzer, et al., 1986; Haan, et al., 1969; Bracho, et al., 1991)	Hilda Lake (Donnelly, 2000; Shell, 2013; Osum Production Corp., 2016)
Pressão inicial no reservatório (bars)	15	47-53	27	38	90-96	10-13	25	30	17	26	32-65,5	32
Taxa de injeção à superfície (m ³ /dia)	500		350-1200	200-8000	80-318		550	84-303			54-218	160
BHP limite poço injetor (bars)				9-35				23-40,5		25-35		45-46
Qualidade do vapor	0,95		0,7-0,95	0,8	0,6-1	0,92-1		0,75-1	0,95-1	0,95-1		0,95-1
Temperatura de injeção (°C)	202		200-255	335	293-327	215		70-253	265	<250	116	250-350
Pressão de injeção (bars)	16,5		70-90	140		12		43				50-60
Taxa de produção superfície limite (m ³ /dia)		140-240	160-240			75-1100	230-330	800-1600	96	150-1000	110	64
BHP limite poço produtor (bars)	15			36		10-22			85	14	5	

Apesar do poço injetor ser controlado pela taxa de injeção de vapor, é imposta uma *BHP* limite ao nível deste, devido a imposições do *software*, que obriga à definição de um valor máximo que não exceda o valor extremo da tabela PVT. Com esta informação, para o caso de estudo, é usada uma pressão de 50 bars que, de acordo também com a literatura, está dentro dos intervalos praticados no âmbito da técnica SAGD – a *BHP* no poço injetor varia entre 25% e 150% do valor da pressão inicial sentida no interior do reservatório.

Assim sendo, os valores considerados na Tabela 3-4 têm em conta o rácio entre as variáveis que constam na Tabela 3-3 e a pressão inicial sentida no interior do respetivo reservatório.

Tabela 3-4: Variáveis de decisão e restrições base, preliminares

Variáveis	Valor mínimo	Valor máximo
Taxa de vapor injetado (m ³ /dia)	10	200
Pressão BHP poço produtor (bars)	17	30

Tendo por base as informações contidas na Figura 15 e Tabela 3-3, os intervalos das variáveis de decisão que são tidos em conta encontram-se na Tabela 3-5. Para os parâmetros que irão servir como *input* ao algoritmo misto (*PSO* e *RF*) para a simulação no *software* Raven, mostra-se ainda a Tabela 3-6. Uma vez que se desconhece o tipo de comportamento das variáveis, face às funções objetivo, usa-se uma distribuição uniforme aquando da imposição do intervalo de restrições.

De relembrar que, pelo diagrama de Mollier do fluido injetado, o estudo da pressão e temperatura, em simultâneo, é uma redundância, à semelhança do estudo da entalpia. A entalpia não se encontra em análise pois a informação quanto a esta característica do fluido é diminuta.

Assim, a qualidade do vapor, pressão e temperatura são as variáveis escolhidas aprofundadas quanto à sua influência perante as funções objetivo (produção total de óleo e vapor), pois são aquelas que foram identificadas como sendo as mais importantes no processo de injeção de vapor no SAGD. Pela observação da Figura 15 e pelo estudo matemático da Eq. 3, Eq. 11, Eq. 13 e Eq. 14 também é possível verificar que aquelas variáveis são as mais importantes: Eq. 21, Eq. 22 e Eq. 23.

Tabela 3-5: Variáveis de decisão e restrições base, no âmbito da dissertação

Variáveis	Valor mínimo	Valor máximo
Qualidade do vapor (-)	0,5	1
Temperatura de injeção (°C)	230	350
Pressão de injeção (bars)	34	150

Pelo diagrama de Mollier (Figura 15) é fácil verificar que os valores extremos da Tabela 3-5, quanto à pressão e temperatura, são equivalentes.

Tabela 3-6: Parâmetros utilizados para os algoritmos PSO e RF, respetivamente, à esquerda e à direita

Algoritmo	PSO	Algoritmo	RF
Número de partículas	Número de variáveis + 4	Intervalo de aprendizagem	100
Dimensão do grupo	4	Decaimento	0,1
Inércia inicial	0,9	Número de árvores	100
Decaimento da inércia	0,9	Profundidade máxima	0
Componente cognitiva	1,333	Mínimo de pontos	1
Componente de grupo	1,333		
Componente social	1,333		
Fases mínimas	5		
Retenção de energia	0,8		
Comportamento da partícula	Flexível		

$$\text{Produção total de óleo} = \text{função} \left(\begin{array}{l} \text{Características do reservatório} \\ \text{Crescimento da câmara} \end{array} \right) \quad \text{Eq. 21}$$

$$\begin{aligned} \text{Crescimento da câmara} &= \text{função} \left(\begin{array}{l} \text{Energia condução} \\ \text{Energia convecção} \end{array} \right) \\ &= \text{função} \left(\begin{array}{l} \text{Características do reservatório} \\ \text{Temperatura do vapor} \\ \text{Velocidade da câmara} \end{array} \right) \end{aligned} \quad \text{Eq. 22}$$

$$\text{Velocidade da câmara} = \text{função} \left(\begin{array}{l} \text{Características do reservatório} \\ \text{Pressão do vapor} \end{array} \right) \quad \text{Eq. 23}$$

3.2.2. Análise de viabilidade económica

Todos os projetos, para serem apelativos do ponto de vista financeiro, têm que sofrer uma análise de viabilidade económica, onde vários elementos têm que ser levados em consideração, nomeadamente, aqueles relacionados não só com os proveitos, mas também com os custos. Para tal, podem ser examinados vários indicadores, como por exemplo o valor atual líquido (VAL).

O valor atual líquido é um instrumento que permite fazer a comparação entre cenários ao longo da vida útil de um projeto, de modo a avaliar qual aquele que tem o melhor retorno, à data do estudo, face ao investimento aplicado. Para esta dissertação, elabora-se então uma análise simplificada, onde se considera o modelo matemático-financeiro referido com uma taxa anual de amortização e depreciação dos ativos de 15%, apenas com os custos mencionados na Tabela 3-7 (custos de manutenção e de melhoria, encargos de gestão e de eletricidade, taxas de importação e exportação, entre outros, são desconsiderados).

O indicador económico, VAL, é então dado pela Eq. 24, com *cash flow* a representar os proveitos descontados das obrigações ao longo do período *n*, em anos, e *i* a taxa anual de depreciação/amortização. Para o cálculo do *cash flow* bem como do VAL são considerados os valores que constam na Tabela 3-7.

$$VAL = \frac{cash\ flow}{(1 + i)^n} \quad \text{Eq. 24}$$

Tabela 3-7: Valores de referência associados ao projeto SAGD (Fernandes, et al., 2017)

	Unidades	Valores
Custo vapor injetado	\$/m ³	10
Custo água produzida	\$/m ³	3
Custo óleo produzido	\$/m ³	-31,45
Custo gerador de vapor	\$	1200000
Capacidade do gerador de vapor	m ³ /dia	500
Eficiência gerador de vapor	%	90
Custo do crude - 05/06/2018 (Oil Price.com)	\$/m ³	-407,265
Custo poço horizontal	\$/poço	800000
Taxa anual de amortização/depreciação	%	15
Vida útil do projeto	anos	5

4. EXEMPLO DE APLICABILIDADE

4.1. Construção do modelo sintético do reservatório

4.1.1. Propriedades petrofísicas do reservatório

A Tabela 4-1 apresenta as propriedades petrofísicas relevantes ao dimensionamento do reservatório:

Tabela 4-1: Propriedades petrofísicas do reservatório (Suranto, et al., 2014) (Mojarab, et al., 2009) (Cusandei, et al., 2014)

Propriedades do reservatório/rocha	Keyword	Valores
Pressão de referência, P_{ref} (barsa) (default)	rock	1,206
Pressão em condições <i>standard</i> , P_{std} (barsa), que serve de base ao cálculo da entalpia da fase líquida	stcond	1,013
Pressão inicial $P_{inicial}$ (barsa)	pressure	33
Compressibilidade da rocha, C_{pp} (1/bar)	rock	8,26E-5
Temperatura inicial $T_{inicial}$ (°C)	tempi	11
Temperatura em condições <i>standard</i> T_{std} (°C)	stcond	16
Temperatura inicial nas imediações do reservatório $T_{i\ top\ e\ base}$ (°C)	rockprop	30
Condutividade Térmica H_r (J/m/dia/°C)	thcrock	660
Condutividade Térmica nas imediações do reservatório $H_{\ top\ e\ base}$ (KJ/m/dia/°C)	rockprop	660
Capacidade térmica volúmica C_{r0} (KJ/m ³ /°K)	heatcr	360
Capacidade térmica volúmica nas imediações do reservatório $C_{r0\ top\ e\ base}$ (KJ/m ³ /°C)	rockprop	2600

4.1.1.1. Geração de *pseudo-wells*

Tal como dito anteriormente, o reservatório sintético que é estudado tem por base características de outros reservatórios localizados em Athabasca, no Canadá, no entanto, são utilizados valores médios de porosidade e permeabilidade mais baixos quando comparados aos desta zona, de acordo com a Tabela 2-3. Numa fase inicial, são gerados 5 *pseudo-wells* através do uso do *software* Matlab, de forma a obter um conjunto de dados espaciais iniciais para as propriedades petrofísicas. Posteriormente é analisada a continuidade espacial, bem como a correlação entre as duas variáveis. Após diversas iterações, obtêm-se os perfis da Figura 21 e da Figura 22, para os *pseudo-wells*. As características médias das amostras e a análise estatística univariada para a variável porosidade encontra-se da Figura 23 à Figura 26 e para a variável permeabilidade apresenta-se a Figura 27 à Figura 30.

Da análise estatística univariada, para ambas as variáveis, é fácil identificar a frequência elevada dos valores diminutos e a vincada assimetria positiva, uma vez que se pretende um reservatório sintético característico de óleos extrapesados e/ou betumes, sendo a média da distribuição das amostras, respetivamente, 505,27mD e 8,1%, para a permeabilidade e porosidade.

Alternativamente, pode-se fazer a análise univariada pelas *boxplots*, Figura 24 e Figura 28, onde se observam que os valores máximos são superiores à média cerca de 5,5 e 14 vezes, respectivamente, para a porosidade e permeabilidade. Também é fácil constatar, com este método, que os valores são reduzidos, uma vez que os retângulos característicos das *boxplots* se encontram muito próximos dos valores mínimos.

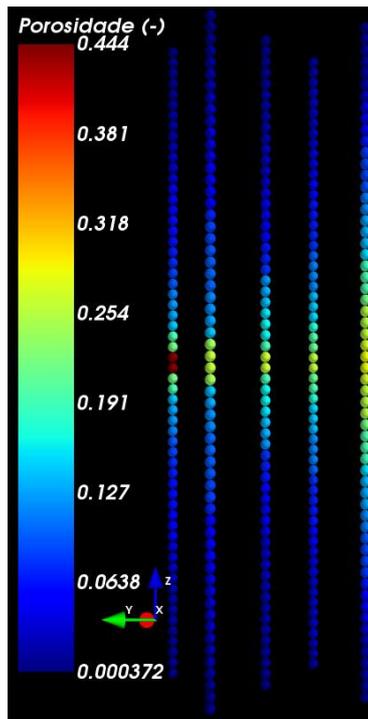


Figura 21: Porosidade

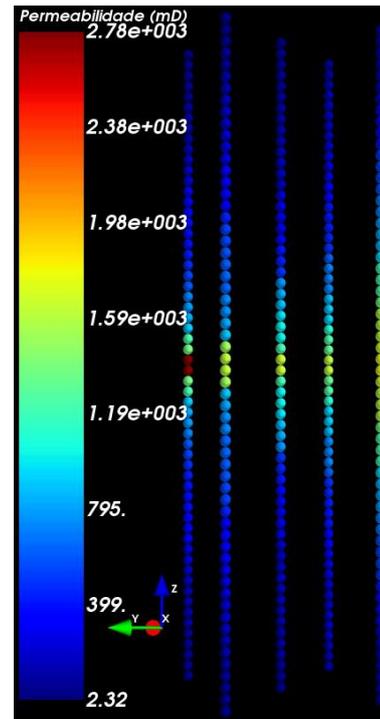


Figura 22: Permeabilidade

Média	0,08
Variância	0,01
Desvio padrão	0,08
Mínimo	~0
Máximo	0,44
Percentil 25	0,02
Percentil 50	0,06
Percentil 75	0,12

Figura 23: Estatísticos da porosidade

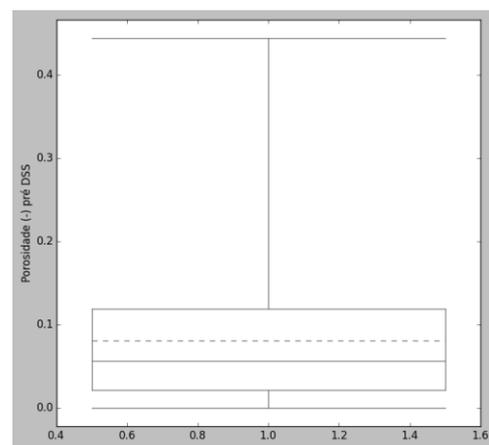


Figura 24: Boxplot da porosidade

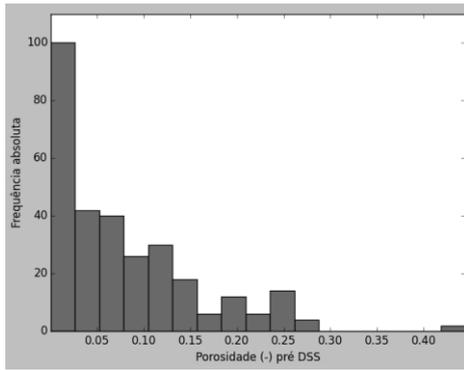


Figura 25: Histograma da porosidade

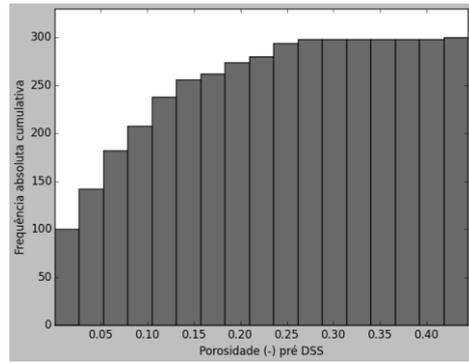


Figura 26: Histograma cumulativo da porosidade

Média	505,27
Variância	234290,67
Desvio padrão	484,04
Mínimo	2,32
Máximo	2777,86
Percentil 25	0137,16
Percentil 50	356,28
Percentil 75	745,63

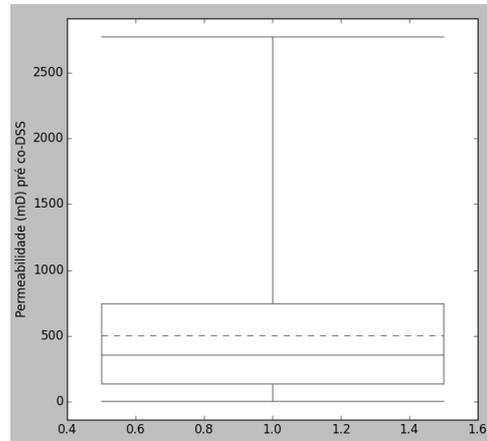


Figura 27: Estatísticos da permeabilidade

Figura 28: Boxplot da Permeabilidade

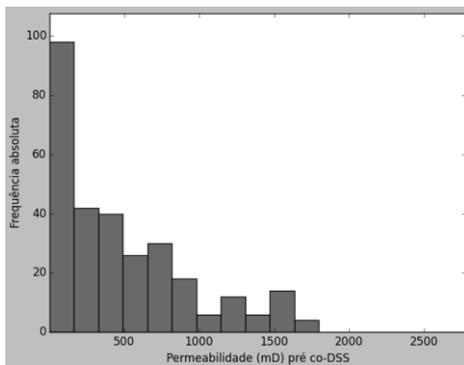


Figura 29: Histograma da permeabilidade

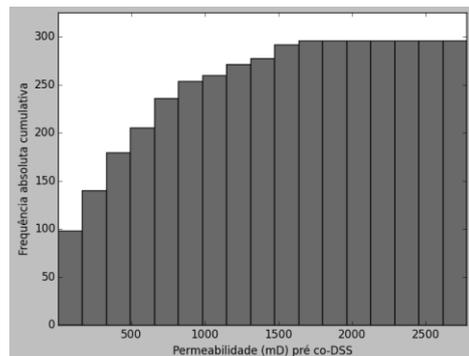


Figura 30: Histograma cumulativo da permeabilidade

4.1.1.2. Simulação estocástica geoestatística

De seguida, recorrendo à simulação estocástica, são apresentadas as imagens da Figura 31 à Figura 33 e da Figura 34 à Figura 36, respetivamente, para a permeabilidade e porosidade, onde os paralelepípedos representam o comportamento destas propriedades complexas cuja aleatoriedade

está presente espacialmente. Para a geração do paralelepípedo da Figura 31 é usada uma DSS, uma vez que existe heterogeneidade vertical e visto que o histograma da Figura 29 tem uma assimetria vincada. Para o paralelepípedo da Figura 34, uma vez que a variável porosidade se correlaciona de forma perfeita com a permeabilidade⁶ – imagem esquerda da Figura 39, onde o coeficiente de correlação é 1 – é executada uma co-DSS, cuja variável primária é a segunda propriedade referida e a secundária a primeira, de modo a representar uma distribuição de probabilidade conjunta. O coeficiente após executadas a simulação e co-simulação sequencial direta é 0,99, o que mostra novamente uma forte correlação entre as duas variáveis.

Assinalado na Figura 31 e Figura 34, a laranja, é possível identificar o estrato do reservatório onde se encontra o óleo, cujas características médias quanto à porosidade e permeabilidade variam, após a simulação e co-simulação, respetivamente, entre 20 e 40 % e 1300 e 1700 mD. Tais valores vão ao encontro daquelas que se mostram na Tabela 2-3.

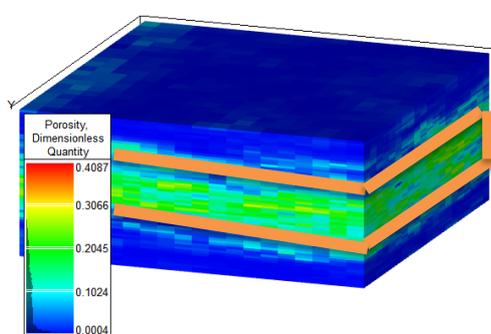
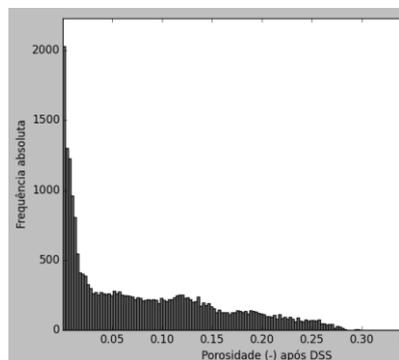


Figura 31: Paralelepípedo da porosidade em x e y após DSS



Média	0,08
Variância	0,01
Desvio padrão	0,07
Mínimo	~0
Máximo	0,41
Percentil 25	0,01
Percentil 50	0,06
Percentil 75	0,13

Figura 32: Histograma da porosidade em x e y após DSS

Figura 33: Estatísticos da porosidade em x e y após DSS

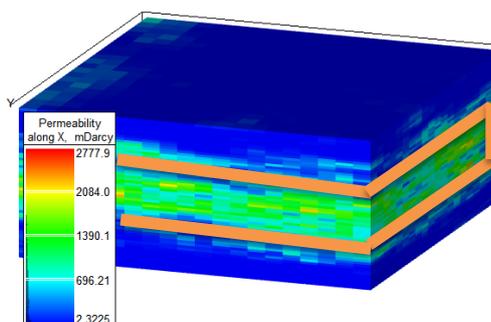


Figura 34: Paralelepípedo da permeabilidade após co-DSS

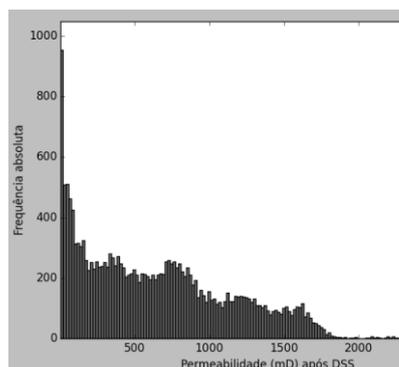


Figura 35: Histograma da permeabilidade após co-DSS

Média	516,01
Variância	269938,90
Desvio padrão	519,56
Mínimo	2,32
Máximo	2777,86
Percentil 25	22,93
Percentil 50	374,04
Percentil 75	854,24

Figura 36: Estatísticos da permeabilidade após co-DSS

De uma forma preliminar, pelos perfis da Figura 21 e da Figura 22, é visível perceber qual a distribuição e continuidade espacial das amostras, uma vez que existe um aumento dos valores da porosidade e da permeabilidade, na parte central. Ao longo de planos horizontais a variação dos

⁶ Foi escolhida uma correlação perfeita de modo a permitir uma convergência mais rápida aquando da simulação da técnica SAGD nos softwares.

valores é ligeira, o que demonstra uma certa homogeneidade ao longo dos estratos segundo esta direção.

Para quantificar a continuidade espacial dá-se início ao estudo da variografia e com tal pretende-se analisar a existência ou ausência de correlação entre pares de dados que se encontram distribuídos em uma ou mais direções. Para se conseguir um modelo preciso é necessário obter diversos diagramas segundo diferentes ângulos de incidência. O seu ajuste está sujeito, por vezes, a critérios visuais e até empíricos perante os dados experimentais, o que pode levar a consequências nefastas, pois a componente humana está presente e erros podem surgir.

Apresenta-se de seguida o estudo da variografia, que possibilita constatar a existência ou não de continuidade espacial dos dados que fornecidos – Tabela 4-2, Figura 37 e Figura 38.

Tabela 4-2: Valores utilizados para o ajuste dos variogramas

Peso modelo 1	75%			Peso modelo 2	25%		
Modelo 1	Exponencial			Modelo 2	Exponencial		
Range	3000	3000	30	Range	7	7	30
Direção	(90,0,0)	(0,90,0)	(0,0,90)	Direção	(90,0,0)	(0,90,0)	(0,0,90)

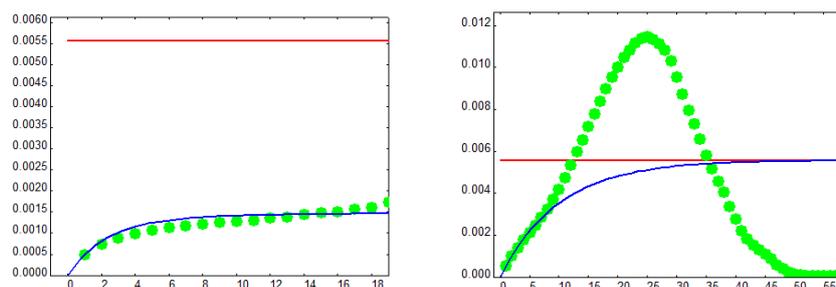


Figura 37: Variogramas da porosidade após DSS, à esquerda para as direções (90,0,0) e (0,90,0) e à direita para a direção (0,0,90)

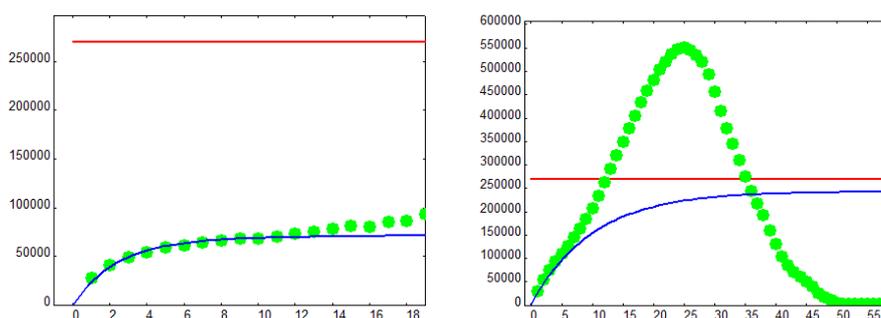


Figura 38: Variogramas da permeabilidade após Co-DSS, à esquerda para as direções (90,0,0) e (0,90,0) e à direita para a direção (0,0,90)

Foi considerada a existência de dois modelos exponenciais imbricados, onde o primeiro representa 75% e o segundo 25%, com efeito pepita nulo. Em termos de amplitude, para ambas as variáveis, após uma distância de valor correspondente a 8 unidades no plano horizontal e a uma de valor igual a 30 no plano vertical, uma assíntota ou patamar começa a surgir, ou seja, é o momento a partir do qual se dá início ao campo aleatório. Os andamentos dos variogramas da porosidade e da

permeabilidade são idênticos, no entanto, o rácio entre o patamar vertical e entre o patamar horizontal (em x e y) representa um aumento de 1,75 para a porosidade e de 2,3 para a permeabilidade, o que faz com que se esteja perante um variograma cuja anisotropia é zonal para ambas as variáveis. Não obstante, segundo os planos horizontais (x e y), uma isotropia está presente, porque os variogramas direcionais são iguais. Os variogramas obtidos após a simulação e co-simulação são iguais aos obtidos através dos dados gerados aleatoriamente para os *pseudo-wells*.

Uma vez conseguidas as simulações, para cada bloco da malha do reservatório, são então definidas as permeabilidades absolutas nas direções x e y como sendo iguais e na direção z tem-se um fator multiplicativo de 50%, pelo que, nos planos horizontais, esta propriedade é superior quando comparada com os planos verticais. A porosidade também é definida para cada um dos blocos da malha e é mais elevada na zona central do reservatório e diminuta no topo e na base, fazendo com que haja aprisionamento de petróleo no seu interior ao longo de cerca de 15m de espessura.

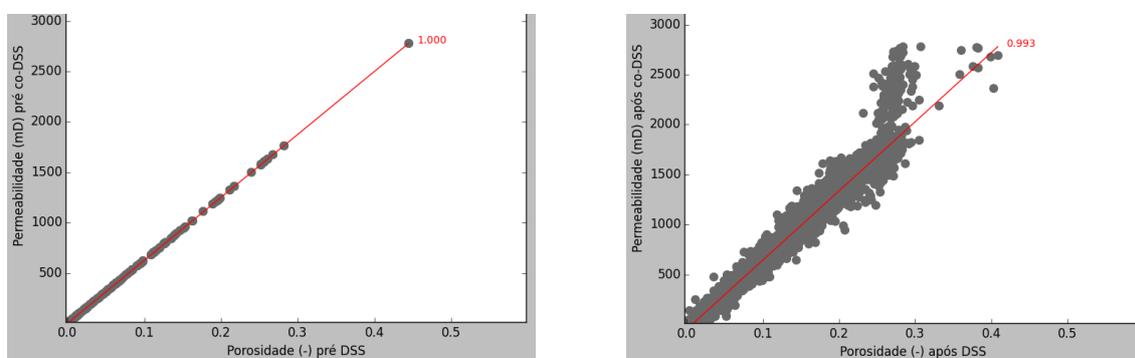


Figura 39: Correlação entre as propriedades permeabilidade e porosidade, antes e após DSS e co-DSS, respetivamente à esquerda e à direita.

4.1.2. Propriedades dos fluidos do reservatório

São considerados 2 componentes fluidos no início do projeto – óleo e água – cujas propriedades são apresentadas de seguida, na Tabela 4-3:

Tabela 4-3: Propriedades dos fluidos (Lee, et al., 2017) (Cusandei, et al., 2014) (Mojarab, et al., 2009)

Propriedades dos fluidos	Keywords	Óleo	Água	Gás
Densidade em condições de superfície ρ (Kg/m^3)	density	580,8	1000	0,678
Saturação inicial S (-)	soil, swat, sgas	0,9	0,1	0
Condutividade Térmica K_i ($KJ/m/dia/°C$)	thcoil, thcwater, thcgas	11,5	50,11	5

Em termos dos fluidos óleo e água, contidos inicialmente no reservatório, tem-se respetivamente, 28269m³ e 3129m³. A fase de óleo neste reservatório é constituída por dois componentes, o que significa que se está perante um modelo de fluido composicional – óleo pesado ou betume e metano, cujas características se podem visualizar na Tabela 4-4.

Tabela 4-4: Propriedades do óleo (FLSmith) (Bao, 2012) (Peace software) (The Engineering ToolBox, 2001) (Sengel, 2013)

Propriedades dos componentes do óleo	Keywords	Betume	Metano
Peso molecular, MW	mw	539	16
Fração molar	zi	0,8	0,2
Rácio de fração molar na componente vapor e líquida, valores K	kvcr	0	$\frac{5,4547E5}{P} e^{\frac{-879,84}{T+265,99}}$
Fator acêntrico w	acf	1,05	0,012
Volume crítico V_{crit} (m^3/Kg)	vcrit	2,20	0,0986
Densidade à pressão e temperatura de referência ρ_{ref} (Kg/m^3)	dref	579	20,15
Temperatura de referência T_{ref} ($^{\circ}K$)	tref	284,15	284,15
Pressão de referência P_{ref} (bars)	pref	27,62	27,62
Temperatura crítica em condições de reservatório T_{crit} ($^{\circ}K$)	tcrit	970,60	190,55
Pressão crítica em condições de reservatório P_{crit} (bars)	pcrit	7	46
Primeiro coeficiente do componente do óleo líquido para o cálculo do calor específico $CP_{1,c}$ ($kJ/kg/^{\circ}K$), que serve de base ao cálculo da entalpia da fase líquida	specha	2,13	2,22
Primeiro coeficiente do componente gasoso para o cálculo do calor específico $CP_{1,c}$ ($kJ/kg/^{\circ}K$), que serve de base ao cálculo da entalpia da fase gasosa	spechg	0,01	2,22
Compressibilidade na fase líquida C_p (bar^{-1})	cref	5,8E-8	1,1E-8
Primeiro coeficiente de expansão térmica na fase líquida $c_{k,1,T}$ ($^{\circ}K$) $^{-1}$, que serve ao cálculo da densidade nessa fase	thermex 1	6,6E-6	2,6E-8
Viscosidade do óleo μ (cP)	oilvisct	Figura 41	Figura 41

Na Figura 40, apresenta-se o diagrama de fases para o conjunto de componentes considerado neste estudo, tendo em conta a temperatura do interior do reservatório, no início do projeto de 11°C. No instante inicial está-se perante uma fase preferencial de óleo porque a pressão sentida no interior do reservatório é de 33 bars, no entanto, à medida que a temperatura aumenta, devido à injeção de vapor de água, a fase gasosa começa a surgir. Não obstante, para que tal tenha significado, é necessário que os valores de temperatura sejam elevados e os de pressão baixos, muito inferiores à pressão inicial. Assim sendo, ao longo de todo o processo, deverá estar-se na fase de óleo, visto ser de difícil alcance temperaturas superiores a 300°C no interior do reservatório, apenas devido à injeção de vapor, e pressões de valor reduzido, inferior a 10 bars, por exemplo.

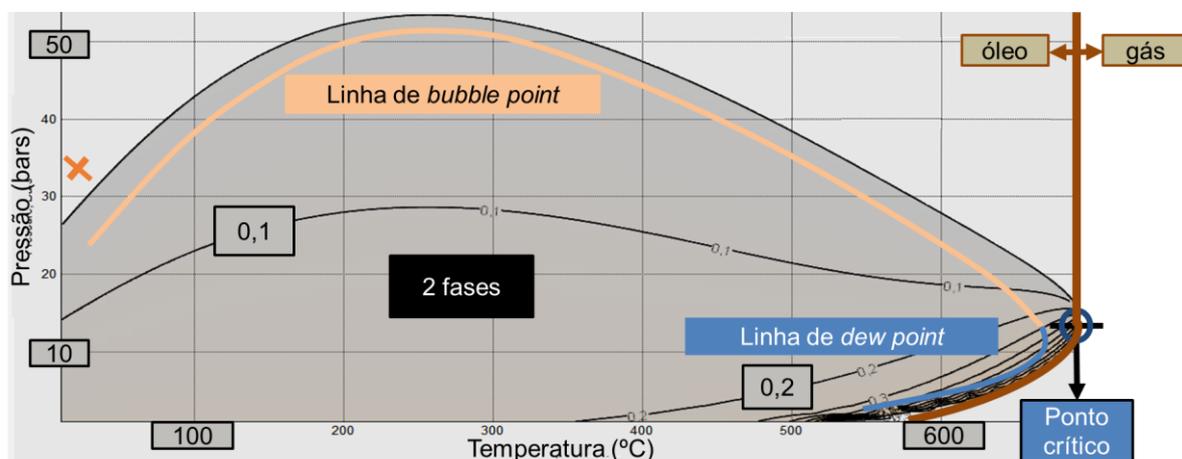


Figura 40: Diagrama de fases para o sistema de óleo considerado

Para se obter a imagem da esquerda do Figura 41, foi usada a expressão desenvolvida por Mehrotra e Svrcek (1986) para betumes ditos característicos do Athabasca - Eq. 25. Com a Figura 41 é possível observar-se que as viscosidades dos dois componentes que constituem este óleo para a fase líquida, são função da temperatura sentida. Uma vez que a viscosidade do metano é praticamente irrelevante, quando comparada com a do betume considerado, o componente que dita o comportamento do óleo é o último mencionado. Como é fácil de constatar, a sua viscosidade, para temperaturas baixas compreendidas entre 5 e 70 graus celsius, apresenta valores que são superiores a 1000 cP, podendo mesmo ascender até aos 3,45 McP.

$$\ln(\ln(\mu)) = 22,8515 - 3,5784\ln(T) \quad \text{Eq. 25}$$

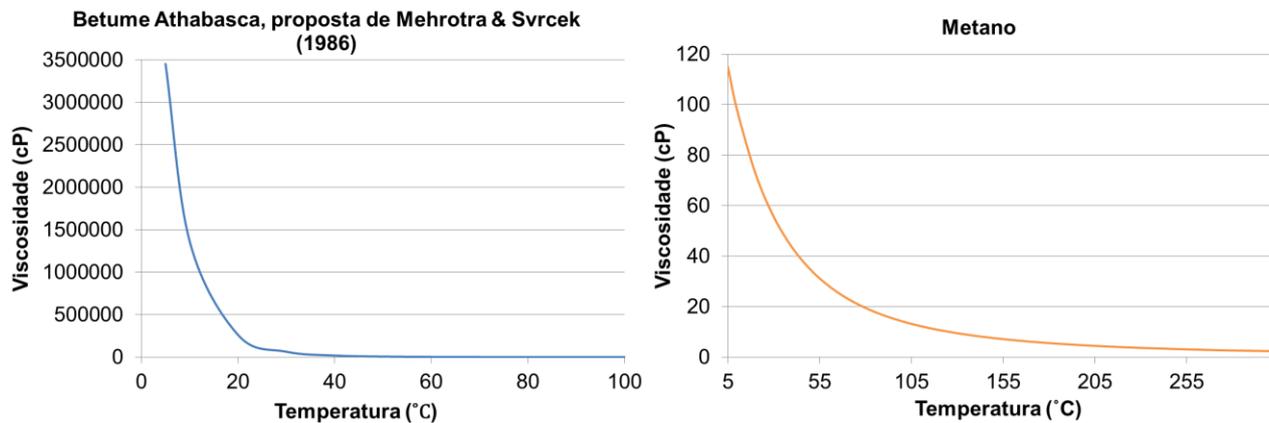


Figura 41: Viscosidades dos componentes betume e metano do óleo em função da temperatura para a fase líquida, respetivamente, à esquerda e à direita

A Figura 42 mostra as curvas de permeabilidade relativa dos sistemas água-óleo e gás-óleo, respetivamente, à esquerda e à direita, tendo por base a informação contida na dissertação de Bao (2012) e posteriormente ajustadas através da correlação de LET (Lomeland, et al., 2005), onde se impõem os parâmetros contidos na Tabela 4-5. Tal aproximação é aplicada pois permite que haja uma suavização das curvas, o que diminui problemas de convergência aquando das simulações realizadas. Aqui é possível constatar o padrão dito típico de diminuição dos valores de permeabilidade de uma determinada fase, à medida que uma segunda fase é adicionada.

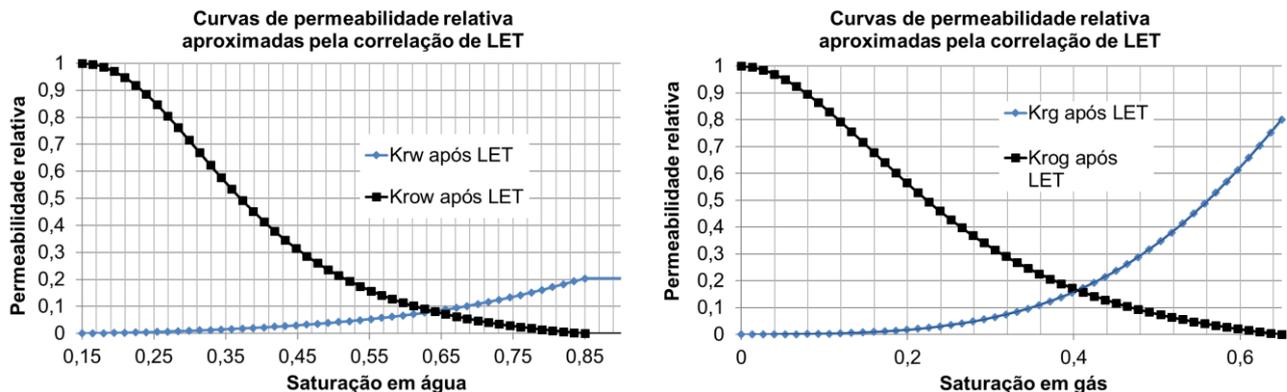


Figura 42: Curvas de permeabilidade relativa

Tabela 4-5: Parâmetros utilizados na correlação de LET para as curvas de permeabilidade relativa

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Saturação mínima de água S_{WL}	0	Saturação mínima de gás S_{GL}	0
Saturação máxima de água S_{WU}	1	Saturação máxima de gás S_{GU}	0,65
Saturação crítica de água S_{WCR}	0,15	Saturação crítica de gás S_{GCR}	0
Saturação residual de óleo no sistema água-óleo S_{OWCR}	0,15	Saturação residual de óleo no sistema gás-óleo S_{OGCR}	0,35
$k_{rOLW} = k_{rOW}(S_{WL})$	1	$k_{rOLG} = k_{rOG}(S_{GL})$	1
$k_{rORW} = k_{rOW}(S_{WCR})$	1	$k_{rORG} = k_{rOG}(S_{GCR})$	1
$k_{rWR} = k_{rW}(1 - S_{OWCR} - S_{GL})$	0,203249	$k_{rGR} = k_{rG}(1 - S_{OGCR} - S_{WL})$	0,8
$k_{rWU} = k_{rW}(S_{WU})$	0,203249	$k_{rGU} = k_{rG}(S_{GU})$	0,8

Surge também a necessidade de definir o conceito de rácio de mobilidade, λ , no processo de deslocamento dos fluidos no reservatório pois este relaciona a mobilidade do fluido que se desloca em função do fluido deslocado. Mostra-se de seguida a Eq. 26, que é baseada na lei de Darcy, e que representa o rácio da mobilidade.

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}^{res}/\mu_w}{k_{ro}^{res}/\mu_o} \begin{cases} \leq 1, & \text{o resultado do deslocamento dos fluidos é estável} \\ > 1, & \text{o resultado do deslocamento dos fluidos é instável} \end{cases} \quad \text{Eq. 26}$$

Sendo k_{rw}^{res} e k_{ro}^{res} , respetivamente, a permeabilidade relativa à saturação de óleo residual e a permeabilidade relativa à saturação de água irreduzível.

No caso do reservatório em estudo tem-se uma mobilidade que depende da variável temperatura, como se mostra na Figura 43, uma vez que a viscosidade é altamente dependente deste parâmetro. Para temperaturas inferiores a cerca de 170 °C, há uma predisposição preferencial para a água se mover e desencadear uma frente de movimento desfavorável ou instável, o que é um indicador a ter em consideração futuramente, sobre o desenvolvimento de efeitos de *fingering*, no âmbito do escoamento de fluidos e uma vez que é característico de reservatórios muito viscosos, aquando da injeção de fluidos no interior do reservatório. No âmbito da heterogeneidade do reservatório também é possível haver este tipo de efeitos, devido às barreiras geológicas que podem estar presentes ou surgir. Assim, o efeito de *fingering*, traduz-se na extração deficiente de volumes de óleo, despoletando a ineficiência de um projeto, uma vez que a produção de grandes volumes de água poderá ser prematura face aos de óleo. Para temperaturas superiores tem-se então um deslocamento estável – Figura 44. Tal como se elabora o estudo para a mobilidade do óleo à saturação da água, também se faz para quando este está à saturação de gás, no entanto, a conclusão final em função da temperatura é sempre superior a 1 – movimento favorável ou estável.

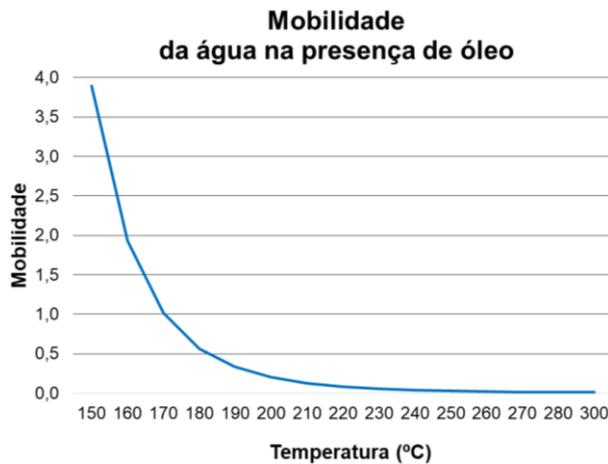


Figura 43: Mobilidade do fluido em função da temperatura

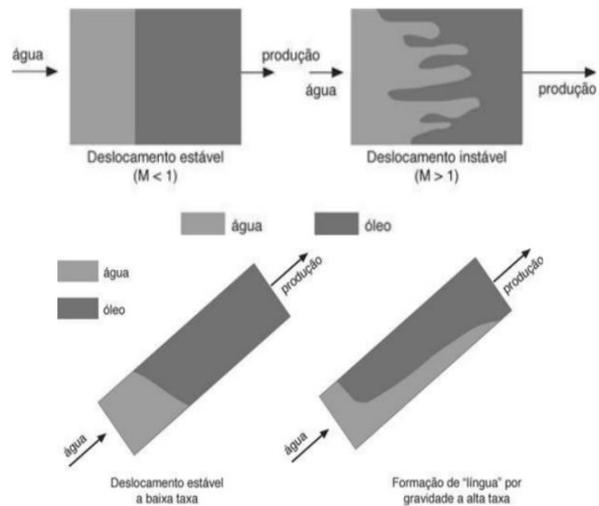


Figura 44: Diferença entre tipos de deslocamento num reservatório horizontal e num inclinado (Jahn, et al., 2012)

4.2. Caso de estudo base sem injeção

Para analisar os resultados que se obtêm pela técnica SAGD, faz-se a comparação com um caso de estudo base, onde se considera apenas o recurso da energia que está presente no interior do reservatório (primária), sem se aplicar estimulação mecânica nem térmica. Com tal pretende-se perceber em que medida a estimulação térmica é uma mais-valia quando se pretende produzir aqueles óleos ditos não convencionais. De notar que foi usado um controlo do poço produtor através da pressão *BHP*, cujos valores adotados foram de 16 bars e 30 bars – respetivamente, 50 % e 91 % da pressão inicial sentida no reservatório.

A elevada viscosidade do óleo existente no reservatório, faz com que a produção total de petróleo seja praticamente nula - Figura 45 e Figura 46 – cerca de 80 m³ e 36 m³, consoante se use um controlo pela *BHP* de 16 e de 30 bars, respetivamente, o que representa um decréscimo de apenas 0,28% e 0,13% face ao existente antes de se dar início à produção de óleo. Torna-se então fácil de entender que, em condições de reservatório e sem qualquer tipo de recurso a métodos terciários, o projeto deve ser abandonado, uma vez que não é economicamente viável. Considerando a Tabela 3-7, há um prejuízo de cerca de 785 mil dólares e de 1,3 milhões dólares, respetivamente, para uma *BHP* de 16 e 30 bars.

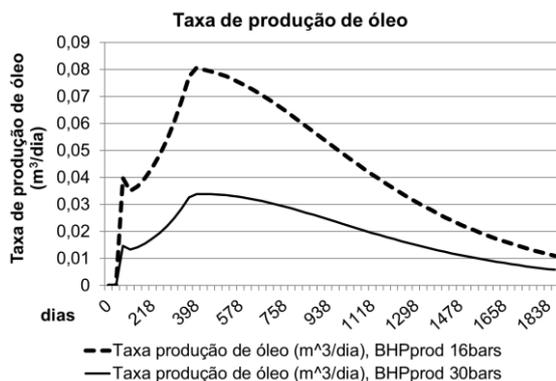


Figura 45: Taxa de produção de óleo –sem injeção

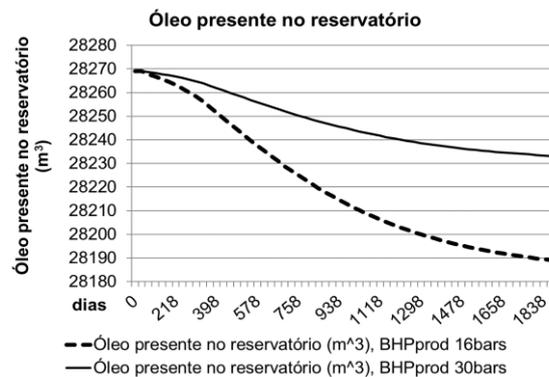


Figura 46: Óleo no reservatório –sem injeção

O uso de uma maior pressão de controlo ao nível do poço produtor, como é possível visualizar na Figura 45 e Figura 46, faz com que a taxa de produção de óleo diminua, o que corresponde a menores volumes de extração de óleo. Tal acontece, pois, de acordo com a Eq. 2, o diferencial entre a pressão sentida no reservatório e no poço são semelhantes, o que faz com o escoamento não seja favorecido quando comparado com uma pressão *BHP* menor.

Uma vez que apenas se está a produzir, sem se injetar qualquer tipo de fluido no interior do reservatório, faz sentido que haja apenas uma certa diminuição da pressão ao longo do tempo. Verifica-se uma descida elevada da pressão média no interior do reservatório que ronda 48% e 17%, respetivamente para uma maior e menor pressão *BHP* de controlo, no entanto, a quantidade de óleo produzida é desprezável em ambos os casos. A energia primária usada devida ao diferencial de pressão é diminuta, motivo pelo qual se tem que recorrer a outros meios para enaltecere o escoamento de óleo através da diminuição da viscosidade. O referido é passível de ser observado na Figura 47, Figura 48 e na Figura 49:

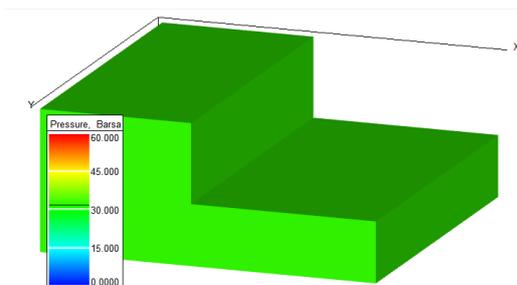


Figura 47: Pressão no reservatório a 01/01/2010 no caso base sem injeção, BHPprod 16bars

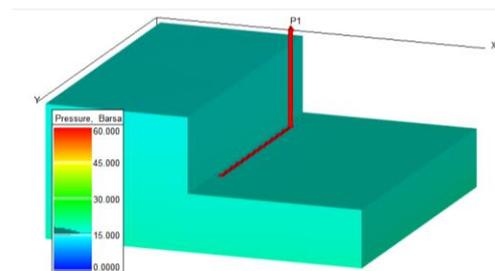


Figura 48: Pressão no reservatório a 12/05/2015 no caso base sem injeção, BHPprod 16bars

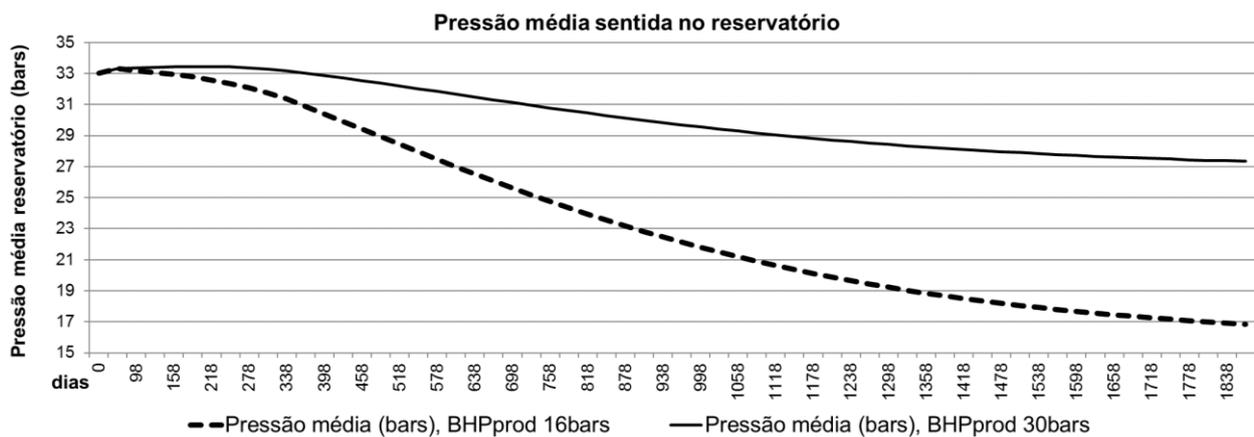


Figura 49: Pressão média sentida no interior do reservatório para o caso base sem injeção

Nestas condições, onde a injeção é nula, não há incrementos da temperatura ao longo da vida útil considerada de 5 anos para este estudo, como se verifica pela Figura 50.

As saturações também podem ser consideradas constantes ao longo do tempo, uma vez que as oscilações são desprezáveis – há uma variação praticamente nula da saturação média de água e de óleo. A saturação mantém-se invariável porque não há injeção de vapor e porque a viscosidade é de

tal forma elevada, que faz com que a energia primária, mais uma vez, não seja suficiente para formar uma frente de escoamento dos fluidos. Finalmente, quanto ao tipo de fluidos existentes no interior do reservatório após 5 anos de projeto, pela Figura 53 que corresponde à saturação conjunta de óleo-gás-água, consegue-se reconhecer que apenas a fase de óleo se encontra na maior proporção, não havendo qualquer tipo de vestígios quanto aos outros dois.

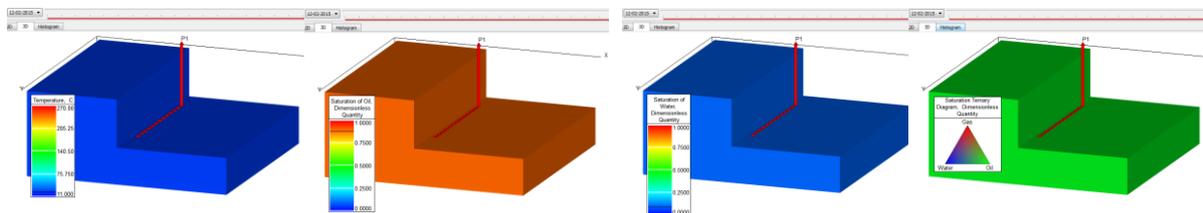


Figura 50: Temperatura a 12/05/2015 para o caso base

Figura 51: Saturação de óleo a 12/05/2015 para o caso base

Figura 52: Saturação de água a 12/05/2015 para o caso base

Figura 53: Saturação trifásica a 12/05/2015 para o caso base

Assim, para uma maior produção de óleo, é necessário fazer uso da energia não primária, e a sugerida nesta dissertação é a térmica, através da injeção contínua de vapor de água no interior reservatório, para diminuir a viscosidade do fluido e assim aumentar o volume de óleo recuperado. Para tal, no capítulo seguinte, é feito então o estudo das variáveis pressão, temperatura e qualidade do vapor, onde são fixadas cada uma das variáveis de forma independente e analisadas as restantes, tal como mostra a Tabela 4-6. Tendo em linha de pensamento o diagrama de Mollier da Figura 15, a qualidade do vapor tem que ser sempre definida, ao passo que a pressão e a temperatura não. Os dois últimos parâmetros são redundantes, uma vez que, sabendo um deduz-se o outro.

Tabela 4-6: Variáveis a estudo, quando uma é fixada como constante

	Valores	Variáveis	
Qualidade do vapor	0,9	Temperatura	Pressão
Pressão (bars)	45	Qualidade do vapor	
Temperatura (°C)	250	Qualidade do vapor	

4.3. Análise de sensibilidade das variáveis

A análise de sensibilidade é conduzida de modo a estudar quais os parâmetros operacionais identificados na Figura 14, bem como nas Eq. 3, Eq. 11, Eq. 13, Eq. 14, Eq. 21, Eq. 22 e Eq. 23, que mais influenciam a produção cumulativa de óleo, tendo sempre em mente a injeção e produção total de vapor de água. Assim, tem-se em linha de pensamento a taxa cumulativa entre vapor injetado e óleo produzidos, *CSOR*, bem como o rácio entre a água e fluidos produzidos, *watercut*. De ressaltar que, uma vez que não chega este tipo de diagnóstico para mostrar que o *SAGD* é eficaz economicamente, deve ser elaborado um estudo do VAL, numa segunda fase.

De seguida mostra-se o estudo preliminar, que visa a escolha dos parâmetros de controlo dos poços. Para obter um valor satisfatório quanto à produção de óleo, são executadas 900 iterações, onde, uma vez finda esta análise se tornam como estáticas ao longo da investigação das três variáveis a estudo referidas no âmbito desta dissertação.

Esta análise tem em conta os valores mínimos e máximos contidos na Tabela 3-4 e os parâmetros da Tabela 3-6, onde os resultados obtidos são passíveis de ser visualizados na Figura 54. Duas funções objetivo estão a ser otimizadas em simultâneo, pelo que uma frente de pareto é criada (a vermelho na Figura 54). Esta fronteira identifica diversos conjuntos de valores que são possibilidades admissíveis de soluções ótimas, designadas por soluções não dominadas, ou seja, sem colocar em causa ambas as funções (não há uma prevalência de uma função em deterioramento da outra).

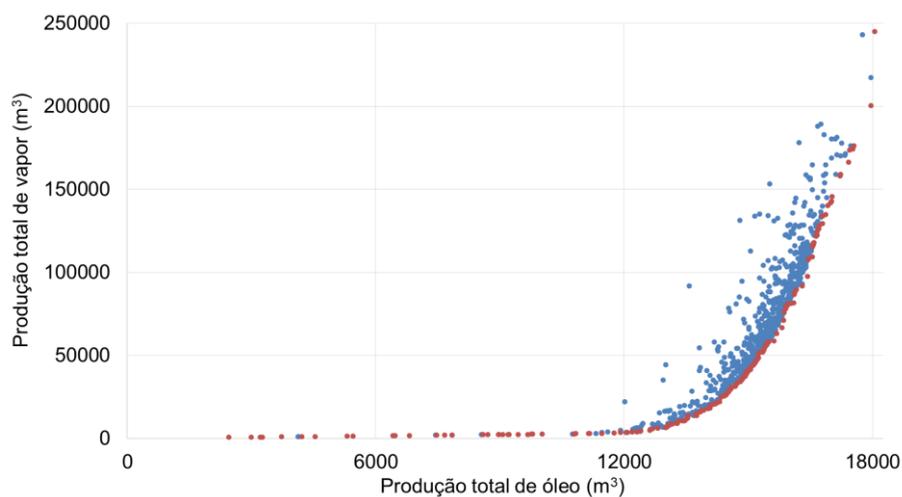


Figura 54: Frente de pareto entre produção total de vapor e óleo

Para a escolha de uma solução, torna-se essencial recorrer-se a outro método, uma vez que várias soluções podem ser tidas em consideração – frente de pareto. Surge o CSOR e o VAL, que possibilitam o apuramento do par destas duas variáveis, que devem ser, respetivamente, inferior a 4 unidades e o mais elevado possível - Figura 55 e Figura 56. O par de valores selecionado corresponde a uma taxa de injeção de vapor de 36 m³/dia e a uma pressão *BHP* de 30 bars ao nível do poço produtor, que culmina com uma taxa cumulativa de vapor injetado-óleo produzido de 3,83 unidades e cerca de 583 mil dólares de lucro.

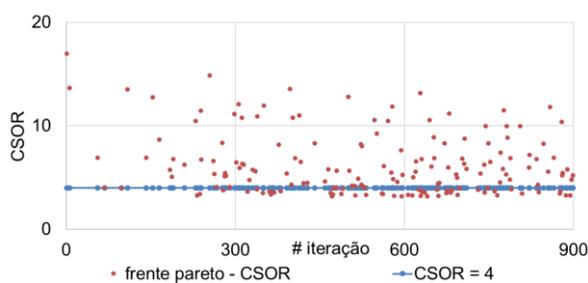


Figura 55: CSOR da frente de pareto

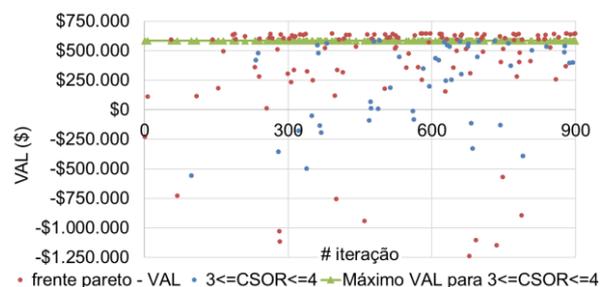


Figura 56: VAL da frente de pareto

Uma vez fixo o par de valores anteriores, dá-se continuidade ao processo, com a análise do efeito que as três variáveis provocam na produção total de óleo e vapor. Recorrem-se a duas funções

objetivo, numa primeira instância: maximização da produção total de óleo (*FOPT – field oil production total*) e minimização da produção total de vapor (*FSTPT – field steam production total*). Como validação da escolha da solução que melhor se adequa ao problema, usam-se então as funções do *CSOR*, *Watercut* e *VAL*, numa fase posterior.

4.3.1. Variáveis de decisão pressão ou temperatura e qualidade do vapor

O presente subcapítulo serve então para perceber o comportamento das variáveis face a diversos *outputs*, nomeadamente qual a importância que cada uma tem perante o volume total de óleo e vapor de água extraído.

4.3.1.1. Função objetivo unitária: Produção total de óleo

A Figura 57 e Figura 59 mostram a convergência das variáveis pressão e temperatura, respetivamente, ao longo de diversas iterações e a Figura 58 e Figura 60 a influência que estas variáveis têm perante a produção total de óleo.

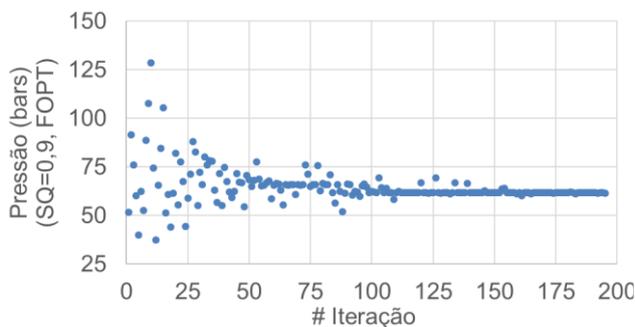


Figura 57: Convergência da pressão de injeção, perante a maximização do *FOPT*, para uma qualidade do vapor injetado constante

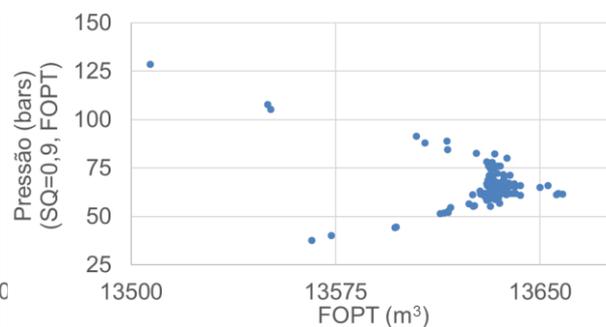


Figura 58: Impacto da pressão de injeção, perante a maximização do *FOPT*, para uma qualidade do vapor injetado constante

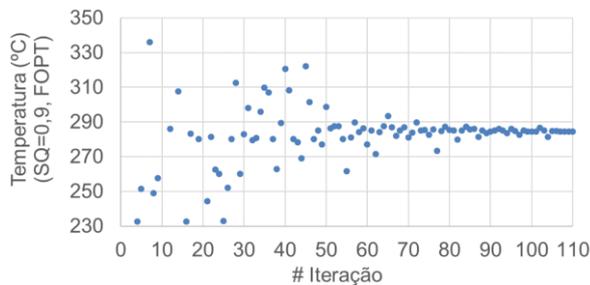


Figura 59: Convergência da temperatura de injeção, perante a maximização do *FOPT*, para uma qualidade do vapor injetado constante

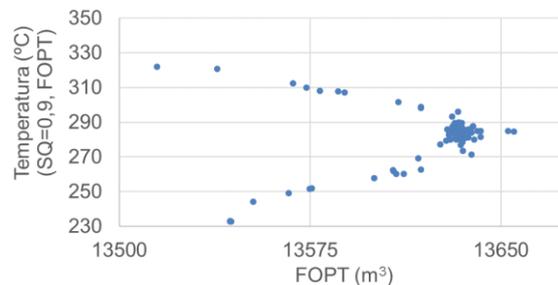


Figura 60: Impacto da temperatura de injeção, perante a maximização do *FOPT*, para uma qualidade do vapor injetado constante

Pela análise de ambas as imagens da Figura 60 é possível identificar o fraco impacto que os dois elementos têm perante a produção total de óleo (*FOPT*). Para um certo intervalo de restrições máximo e mínimo, a oscilação da produção é de baixo cariz, entre 175 e 150 m³, respetivamente, para a pressão e temperatura, quando o *SQ* adotado é constante e igual a 90%. Quando comparada esta informação com aquela que consta nas imagens da Figura 64, correspondente à qualidade do vapor de água, estas duas variáveis têm pouca relevância – têm-se soluções mais abrangentes quanto às funções objetivo na última figura mencionada.

Como seria espectável, a pressão e a temperatura têm um andamento semelhante, onde este é crescente até um valor máximo de *FOPT*. A partir de uma determinada solução – cerca de 65 bars, que se traduz numa temperatura aproximada de 285 °C – a produção total de óleo decresce. Este decréscimo pode estar relacionado com o efeito de *fingering* no âmbito da heterogeneidade do reservatório. No âmbito do escoamento de fluidos, a condição do rácio de mobilidade inferior a 1 (escoamentos estáveis) está garantida pela temperatura elevada superior a 170 °C.

O efeito que a qualidade do vapor provoca na variação da produção de óleo, para as variáveis constantes da pressão e temperatura de, respetivamente, 45 bars e 250 °C, é passível de ser notado na Figura 61 e Figura 62, e na Figura 63 e Figura 64.

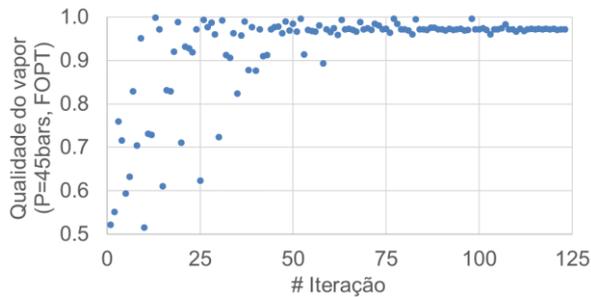


Figura 61: Convergência da qualidade do vapor injetado, perante a maximização do *FOPT*, para uma pressão de injeção constante

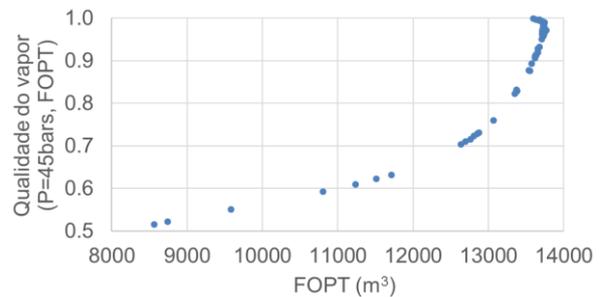


Figura 62: Impacto da qualidade do vapor injetado, perante a maximização do *FOPT*, para uma pressão de injeção constante

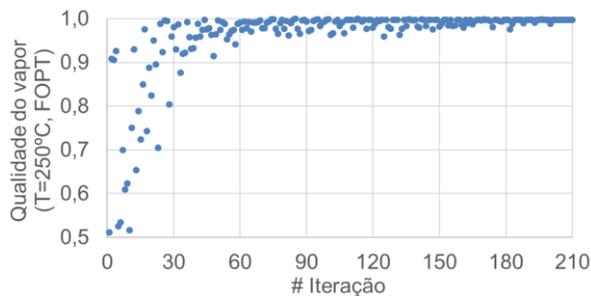


Figura 63: Convergência da qualidade do vapor injetado, perante a maximização do *FOPT*, para uma temperatura de injeção constante

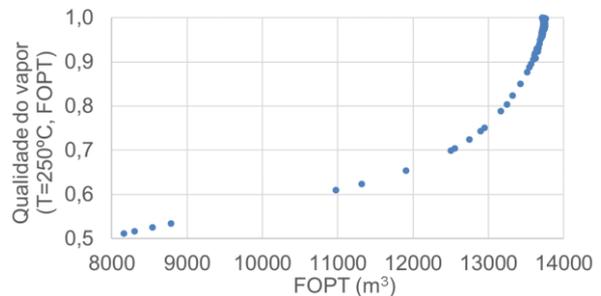


Figura 64: Impacto da qualidade do vapor injetado, perante a maximização do *FOPT*, para uma temperatura de injeção constante

Contrariamente à pressão e temperatura, a qualidade do vapor é aquela que introduz um maior impacto na produção total de óleo: há uma flutuação de cerca de 60% dos resultados obtidos, consoante se esteja perante uma qualidade baixa ou alta. Quanto maior a qualidade do vapor, mais elevados são os volumes de óleo extraído, o que vai ao encontro do referido por Teixeira et al. (2014), uma vez que a transferência de calor se dá de forma mais homogênea – a quantidade de vapor de água na fase gasosa é mais elevada e permite uma distribuição de energia mais regular na câmara que se desenvolve no interior do reservatório. Com isto, como é possível obter uma câmara mais nobre e têm-se melhores resultados quanto à extração de óleo. Não obstante, tal como já foi

mencionado, também podem surgir efeitos nefastos devido ao *fingering*, no âmbito das características do reservatório e não quanto à mobilidade dos fluidos (estão a ser consideradas pressões e temperaturas suficientemente altas), pelo que este aspeto, aquando do uso do simulador de fluidos é preciso ser tido em consideração e verificado.

As imagens seguintes são obtidas através da pesquisa, simultânea, de duas variáveis: a qualidade de vapor e a pressão (Figura 65, Figura 66, Figura 67 e Figura 68) ou a temperatura (Figura 69, Figura 70, Figura 71 e Figura 72). Com estas, verifica-se qual a articulação dos dois pares: bons resultados em termos de *FOPT* para diferentes valores de pressão e temperatura (cerca de 50% do volume inicial existente no reservatório), más respostas do ponto de vista da diversidade dos extremos do intervalo de *FOPT* (independentemente da pressão e temperatura adotadas, a solução é semelhante), e bons *outputs* quanto maiores as percentagens de vapor de água na fase de gás. Ao fazerem-se variar os pares de valores referidos, (P,SQ) e (T,SQ), em termos de resultados finais, estes são semelhantes aos anteriores, quando se reveza o estudo entre variáveis, de forma unitária e ao manter-se fixo o outro elemento. Este ensaio mostra que as variáveis (P,SQ) ou (T,SQ) não estão diretamente interligadas, pois não existe uma correlação relevante com o SQ. Estariam relacionadas se, para a pesquisa simultânea destes pares, os resultados fossem diferentes daqueles obtidos para investigação independente.

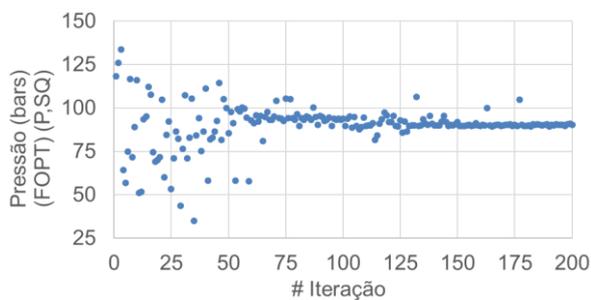


Figura 65: Convergência da pressão, perante a maximização do FOPT, para as variáveis (P,SQ)

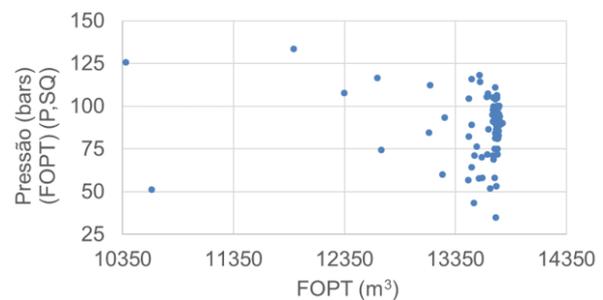


Figura 66 Impacto da pressão de injeção, perante a maximização do FOPT para as variáveis (P,SQ)

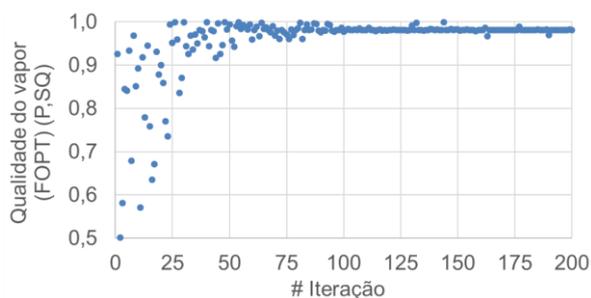


Figura 67: Convergência do SQ, perante a maximização do FOPT, para as variáveis (P,SQ)

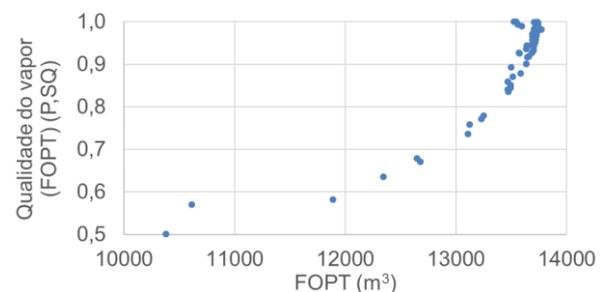


Figura 68: Impacto do SQ, perante a maximização do FOPT, para as variáveis (P,SQ)

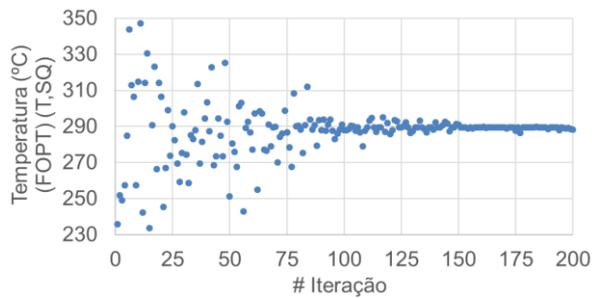


Figura 69: Convergência da temperatura, perante a maximização do FOPT, para as variáveis (T,SQ)

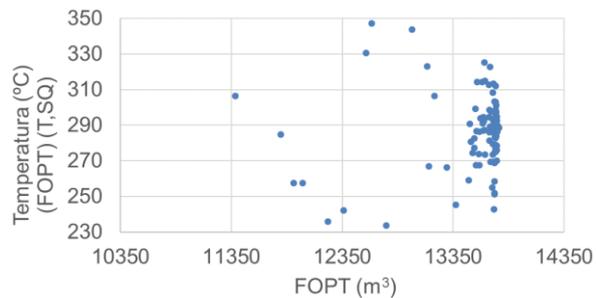


Figura 70 Impacto da temperatura, perante a maximização do FOPT, para as variáveis (T,SQ)

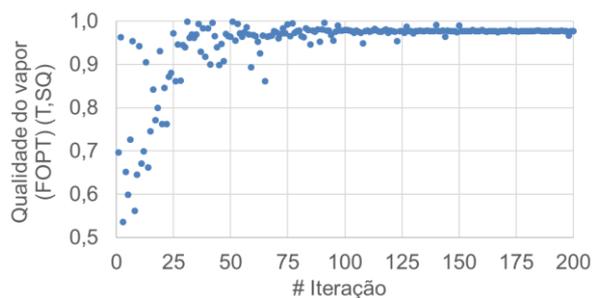


Figura 71: Convergência do SQ, perante a maximização do FOPT, para as variáveis (T,SQ)

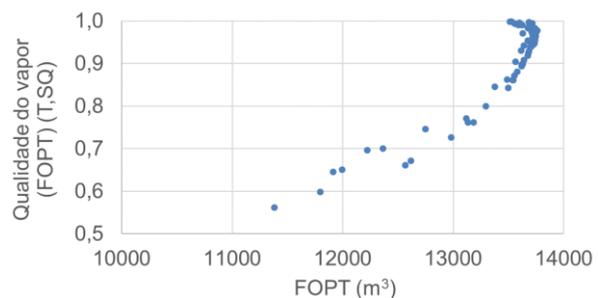


Figura 72: Impacto do SQ, perante a maximização do FOPT, para as variáveis (T,SQ)

Por apreciação das imagens da Figura 65 à Figura 72, em ambos os estudos da pressão e temperatura quando se faz convergir em simultâneo a terceira variável SQ, aquelas tendem para o par homólogo de valores, 90 bars e 290 °C, enquanto a qualidade do vapor de água se aproxima de 98%. Independentemente de qual a pressão ou temperatura a que se chega, o volume total de óleo extraído é cerca de 50% do total existente no reservatório, quando se tem uma qualidade alta do fluido. Quanto ao percentual de água na fase líquida, quanto maior a sua ordem de gradeza, menores os proveitos de óleo produzido, pelo que é interessante usar-se uma qualidade do vapor mais elevada.

Para finalizar este subcapítulo, refere-se que as conclusões obtidas para os estudos unitários das variáveis, bem como a análise paralela em que se estudam as 2 variáveis em simultâneo, são semelhantes: os *outputs* das imagens da Figura 59 à Figura 64 são idênticos aos das da Figura 65 à Figura 72.

4.3.1.2. Função objetivo unitária: Produção total de vapor de água

Uma vez estudados os efeitos das três variáveis, quanto à produção total de óleo, segue-se a apreciação da produção total de vapor de água na fase gasosa (*FSTPT*).

A Figura 73 e Figura 74 e a Figura 75 e Figura 76 expressam, respetivamente, a convergência da pressão e temperatura para um SQ constante de 90% e o seu impacto perante o *output* de *FSTPT*.

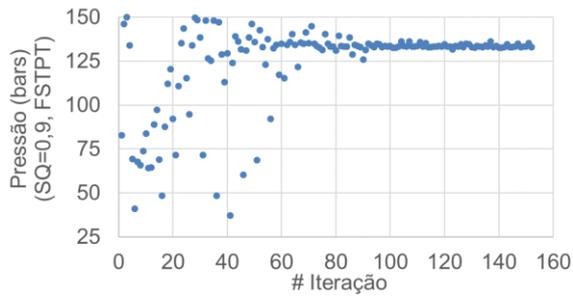


Figura 73: Convergência da pressão, perante a minimização do *FSTPT*, para um *SQ* constante

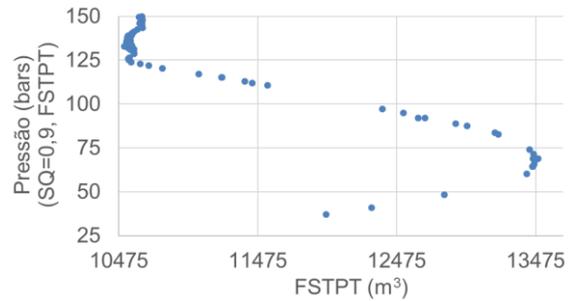


Figura 74: Impacto da pressão de injeção, perante a minimização do *FSTPT*, para um *SQ* constante

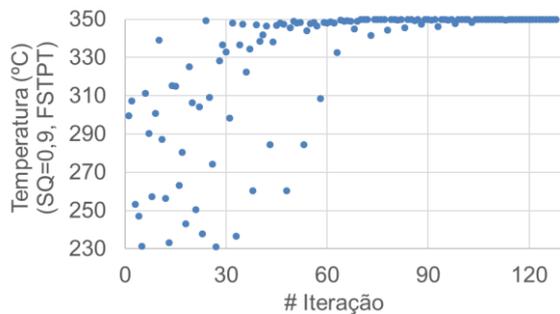


Figura 75: Convergência da temperatura de injeção, perante a minimização do *FSTPT*, para uma qualidade do vapor injetado constante

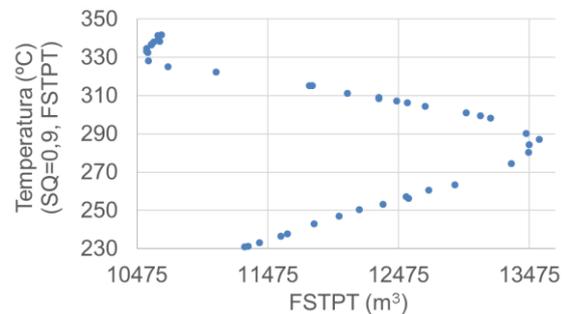


Figura 76: Impacto da temperatura de injeção, perante a minimização do *FSTPT*, para uma qualidade do vapor injetado constante

Comparando a afinidade da pressão e temperatura, na Figura 74 e Figura 76, e tendo em mente a escala logarítmica do diagrama de Mollier, uma pressão de 70 bars corresponde, aproximadamente, a uma temperatura de 287,5 °C. Assim, uma vez mais, verifica-se a convergência para os pares de valores das duas variáveis referidas e os efeitos finais estão em conformidade: o volume total produzido de vapor de água na fase gasosa é cerca de 13500 m³ para ambos os elementos.

Para estudar a qualidade de vapor de água fixam-se as outras variáveis a estudo pressão e temperatura, nas imagens da Figura 77 e Figura 78 e da Figura 79 e da Figura 80, respetivamente.

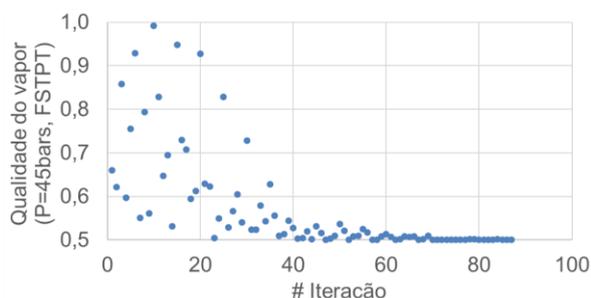


Figura 77: Convergência da qualidade do vapor injetado, perante a minimização do *FSTPT*, para uma pressão de injeção constante

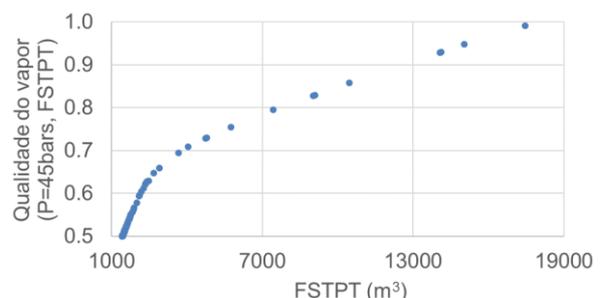


Figura 78: Impacto da qualidade do vapor injetado, perante a minimização do *FSTPT*, para uma pressão de injeção constante

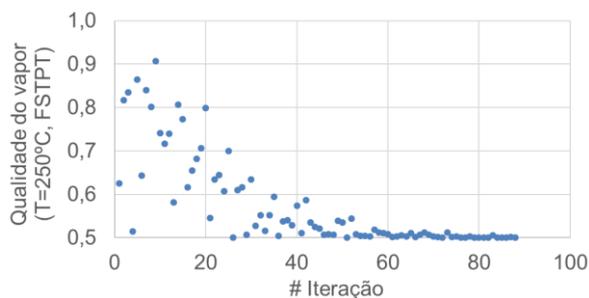


Figura 79: Convergência da qualidade do vapor injetado, perante a minimização do FSTPT, para uma temperatura de injeção constante

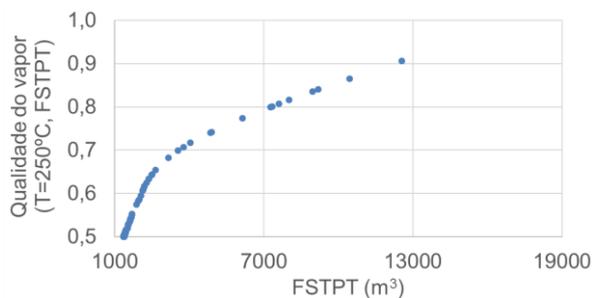


Figura 80: Impacto da qualidade do vapor injetado, perante a minimização do FSTPT, para uma temperatura de injeção constante

Os gráficos da Figura 78 e Figura 80 aproximam-se de uma função logarítmica, têm um comportamento igual e os *outputs* são iguais. Este desenvolvimento vai ao encontro da conclusão sobre a redundância de informação quanto às variáveis pressão e temperatura – diagrama de Mollier. Uma pressão de 45 bars corresponde a uma temperatura de 250°C, pelo que este estudo serve, novamente, para corroborar a conclusão de que a definição de um ou outro elemento é exatamente o mesmo. Por observação, uma vez mais, dos conteúdos da Figura 78 e Figura 80, a produção total de vapor na fase gasosa é altamente influenciada pela qualidade do fluido injetado, uma vez que a flutuação do *FSTPT* é grande: para um SQ de 0,5 tem-se uma produção total de vapor de apenas 1000 m³ e para um de 0,9, por exemplo, tem-se cerca de 13000m³, que corresponde a um incremento de cerca de 1200% do volume final extraído.

As imagens da Figura 81 à Figura 84 remetem para o efeito do estudo simultâneo pressão e percentual de vapor de água na fase gasosa (SQ), e os gráficos da Figura 85 à Figura 88 para aquele referente à temperatura análoga da pressão e qualidade do vapor.

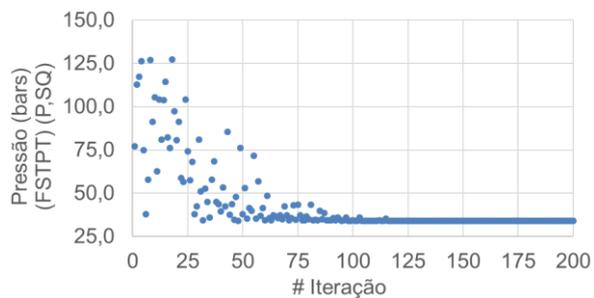


Figura 81: Convergência da pressão de injeção, perante a minimização do *FSTPT*, quando se tem como variáveis o par (P,SQ)

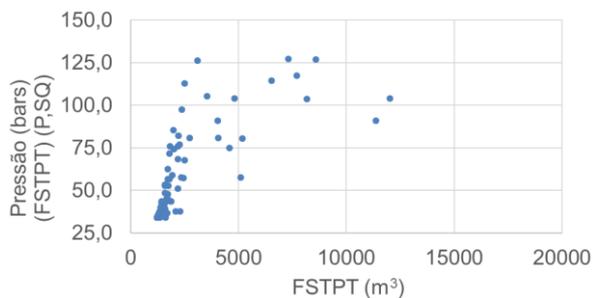


Figura 82 Impacto da pressão de injeção, perante a minimização do *FSTPT*, quando se tem como variáveis o par (P,SQ)

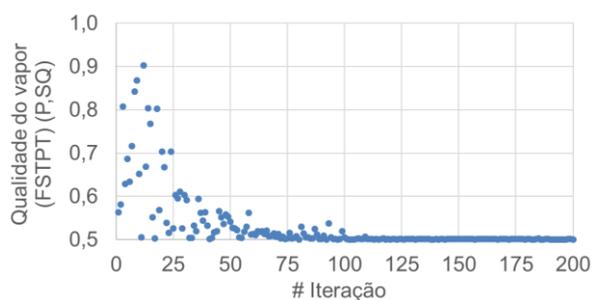


Figura 83: Convergência da qualidade do vapor injetado, perante a minimização do *FSTPT*, quando se tem como variáveis o par (P,SQ)

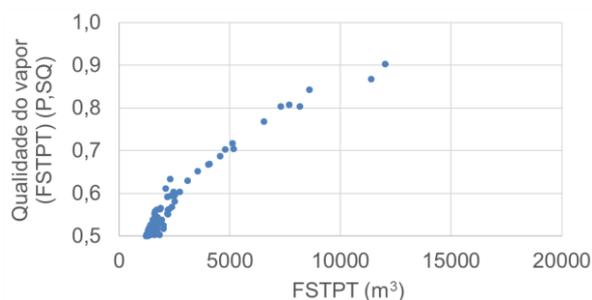


Figura 84: Impacto da qualidade do vapor injetado, perante a minimização do *FSTPT*, quando se tem como variáveis o par (P,SQ)

Quanto mais próxima a pressão de injeção se encontra da pressão de controlo do poço produtor (*BHP*) adotada de 34 bars, mais baixa a produção de vapor de água. Tal vai ao encontro da lei de Darcy, pois o diferencial de pressões é praticamente nulo, fazendo com que o escoamento não se concretize.

Relativamente à qualidade do vapor, também se verifica que, quanto menores as percentagens de vapor na fase gasosa, menores são os volumes extraídos de vapor nessa fase, uma vez que a transferência de energia não é enaltecida de forma regular ao longo da câmara de vapor e, portanto, há zonas no reservatório que fazem com que o escoamento dos fluidos não seja favorecido, nomeadamente na parte superior do reservatório.

As 4 imagens seguintes estão relacionadas com as 4 anteriores, não obstante, servem como confirmação, uma vez mais, quanto ao diagrama de fases proposto por Mollier, na Figura 15: Figura 85 a Figura 88. As conclusões que se retiram da Figura 86 e Figura 88 são similares àquelas produzidas pela Figura 82 e Figura 84.

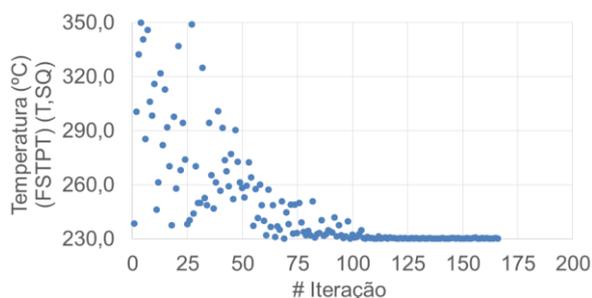


Figura 85: Convergência da temperatura de injeção, perante a minimização do *FSTPT*, quando se tem como variáveis o par (T,SQ)

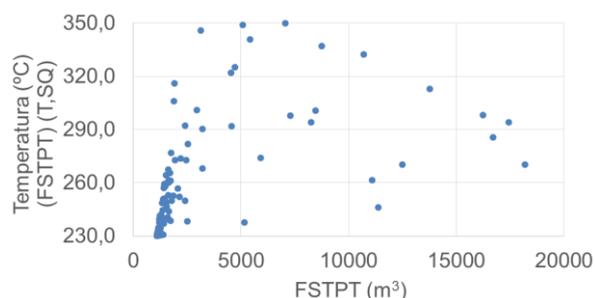


Figura 86 Impacto da temperatura de injeção, perante a minimização do *FSTPT*, quando se tem como variáveis o par (T,SQ)

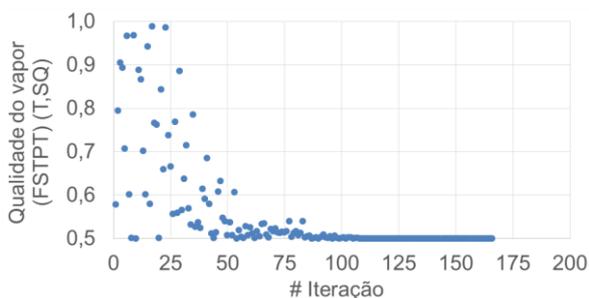


Figura 87: Convergência da qualidade do vapor injetado, perante a minimização do *FSTPT*, quando se tem como variáveis o par (T,SQ)

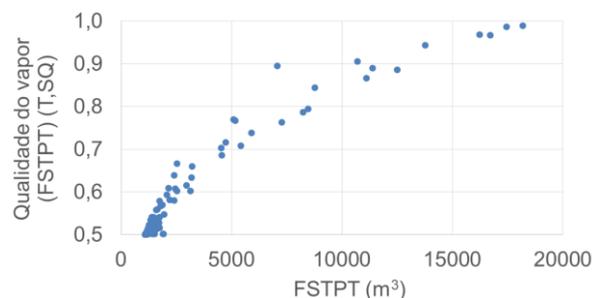


Figura 88: Impacto da qualidade do vapor injetado, perante a minimização do *FSTPT*, quando se tem como variáveis o par (T,SQ)

4.3.1.3. Função multiobjetivo (*FOPT* e *FSTPT*) para o par (P,SQ) como variáveis

Uma vez que as ilações retiradas quantos aos pares (Pressão, SQ) e (Temperatura, SQ) são equivalentes, para o estudo simultâneo das funções produção de óleo e vapor (multiobjetivo), apenas se elabora a exploração de conhecimentos quanto ao primeiro conjunto de variáveis. As 2 características do fluido injetado são perturbadas em paralelo, para entender os efeitos que uma produz sobre a outra, não esquecendo que se está a usar uma função multiobjetivo.

A Figura 89, Figura 90 e Figura 91 referem-se, respetivamente, à frente de pareto que surge quando se otimizam as duas funções agregadas e às repercussões que a qualidade e pressão do vapor injetado estabelecem na produção total de óleo, bem como de vapor de água.

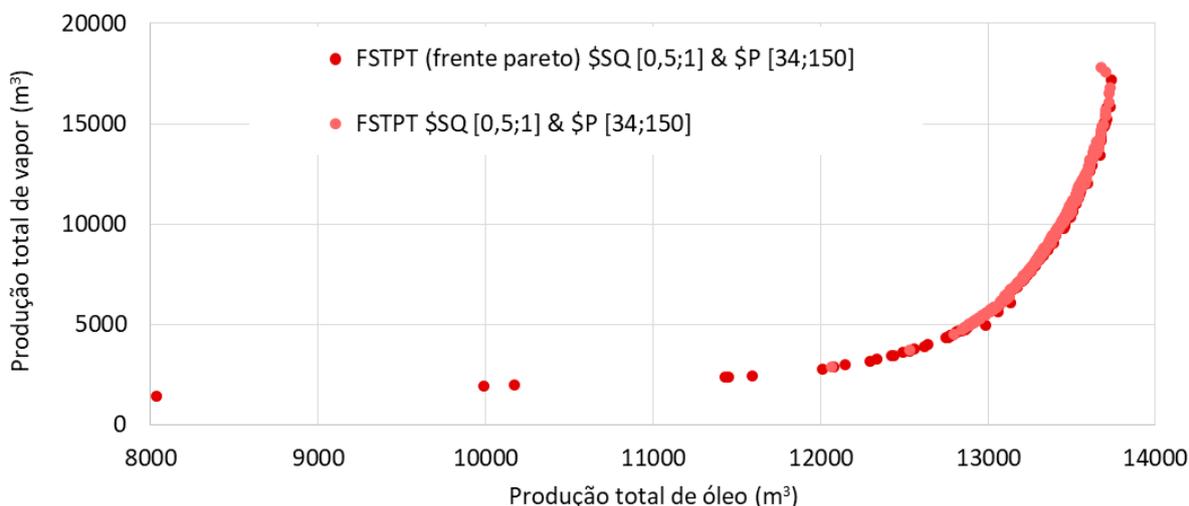


Figura 89: Fronteira de pareto da função multiobjetivo maximização de *FOPT* e minimização de *FSTPT*, aquando da perturbação simultânea das variáveis pressão e qualidade do vapor injetado

A fronteira de pareto da Figura 89, é convexa ascendente, o que vai ao encontro da questão desta otimização. Tal deve-se à maximização do eixo das ordenadas e minimização do eixo das abcissas, de forma simultânea.

Uma vez que não se vê uma nuvem dispersa de soluções possíveis na parte superior da frente de pareto, está-se perante um resultado em que nenhuma das funções é dominada pela outra, pelo que se está perante um conjunto em que todas as soluções obtidas otimizam todos os objetivos, em paralelo.

Com o enunciado anteriormente, é possível concluir que os algoritmos a que se recorrem para desenvolver este projeto, *particle swarm optimization* e *random forest*, são bem empregues, pois tem-se uma convergência rápida e expedita, não obstante, quanto à diversidade de soluções, é diminuta. Este fenómeno, quanto às soluções que não pertencem à fronteira de pareto terem um *offset* da frente praticamente nulo quando se faz o estudo simultâneo das duas variáveis e das duas funções objetivo, remete também para o fato da variável SQ ter uma preponderância muito mais afincada que a pressão e temperatura de injeção – quando se otimiza de forma singular cada uma das variáveis e na presença de duas funções objetivo em conjunto (sendo a outra variável tomada como constante), é possível identificar nas imagens da Figura 90, Figura 91 e Figura 92 que se tem uma maior influência dos resultados quando se está a fazer convergir a qualidade do vapor face à pressão e à temperatura.

Na Figura 90, independentemente da pressão usada e para as mesmas restrições da variável qualidade, tem-se um comportamento igual e, na Figura 91, para restrições de pressão iguais e percentagens de vapor na fase gasosa constantes de 90, 75 e 50, produzem-se respostas díspares assinaladas em escalas de cor verde, cinzento e roxo, respetivamente.

A fronteira de pareto da Figura 91 coincide com a da Figura 90, mas apenas para os trechos referentes à qualidade de vapor adotada, pelo que não é a procura do valor da variável pressão que faz alterar o espaço do domínio dos objetivos, mas sim o SQ.

Finalmente, quando se unificam os gráficos da Figura 89, Figura 90 e Figura 91 obtém-se a Figura 92, que mostra, novamente, o quão importante é o efeito da qualidade do vapor perante as duas funções objetivo. Aliás, esta variável é tão relevante que faz com que as outras duas variáveis sejam aniquiladas em termos de *outputs* finais, uma vez que não se verifica uma transposição das soluções na Figura 92 quanto à informação contida na Figura 90 e Figura 91.

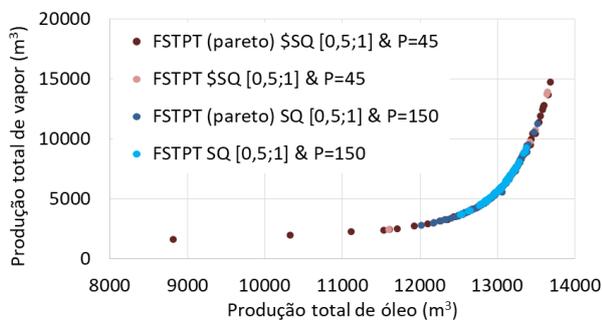


Figura 90: Frente pareto, quando se tem como variável o SQ, perante a função multiobjetivo maximização de FOPT e minimização de FSTPT e para uma pressão de injeção constante

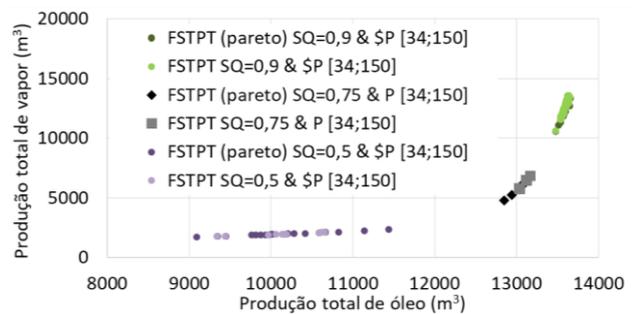


Figura 91: Frente pareto, quando se tem como variável a pressão de injeção, perante a função multiobjetivo maximização de FOPT e minimização de FSTPT e para um SQ de injeção constante

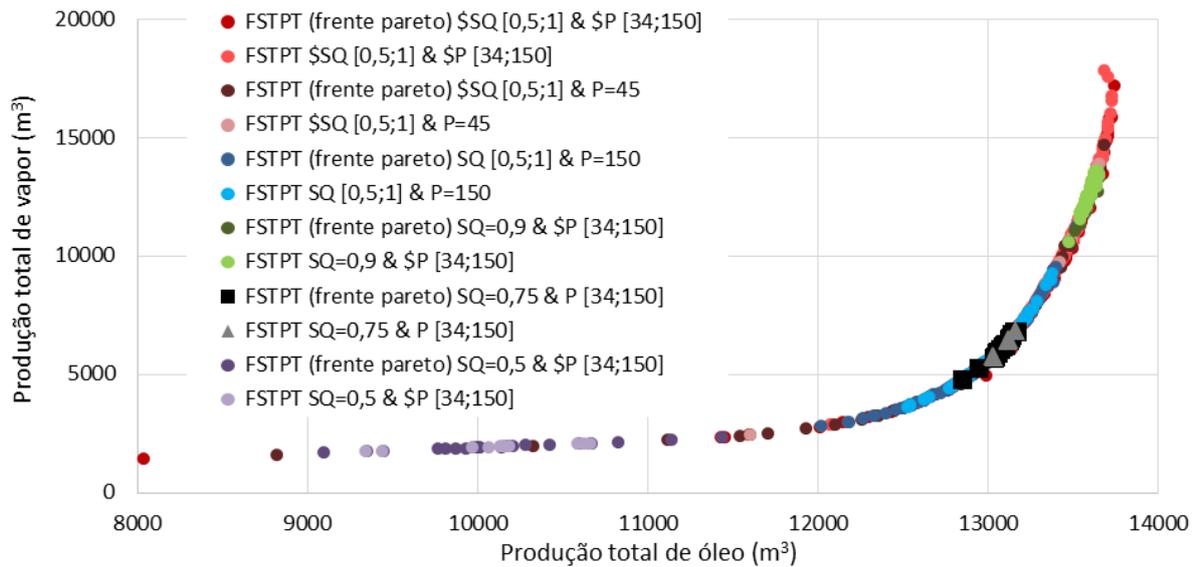


Figura 92: Comparação entre as frentes de pareto da Figura 89, Figura 90 e Figura 91

Pela análise da Figura 93, verifica-se que os comportamentos associados à produção de óleo e de vapor de água são inversos, à semelhança do que acontece nos capítulos 4.3.1.1 e 4.3.1.2 para a qualidade do vapor. Por um lado tem-se um crescimento logarítmico quanto ao *FSTPT*, e por outro, um andamento exponencial, que se deve ao *FOPT*. A variabilidade a que os *outputs* estão sujeitos também é díspar para os *ranges* do espaço de procura considerados: quanto ao objetivo volume de óleo extraído tem-se uma discrepância de 72% consoante se esteja perante uma menor ou maior percentagem de vapor de água na fase gasosa, enquanto para o objetivo volume de vapor produzido se tem um aumento de 1100% entre a maior e a menor solução encontrada. De referir no entanto que, para soluções cujo *SQ* é inferior a 65%, o impacto é pequeno em termos de resultados obtidos da função *FSTPT*, porque o seu intervalo de valores é desprezável, aproximadamente de $[2000;3500]m^3$.

O ponto de interseção da Figura 93 refere-se ao instante em que se tem um rácio cumulativo entre o vapor de água na fase gasosa e óleo produzidos igual a 1 e que pode ascender até cerca de 1,5 unidades, para valores de *SQ* superiores a 90%. Quanto mais baixo o *SQ*, mais importância têm os volumes referentes à injeção total de vapor – o *FSTPT* refere-se apenas à produção total de vapor de água na fase gasosa, pelo que não contabiliza qual o volume total injetado de vapor nas fases gasosa e líquida no interior do reservatório e, como é de esperar, para valores diminutos de *SQ* o percentual de vapor na fase gasosa é inferior, e por conseguinte, também a sua produção. Assim, é importante a escolha de um *SQ* elevado, face ao rácio *CSOR*.

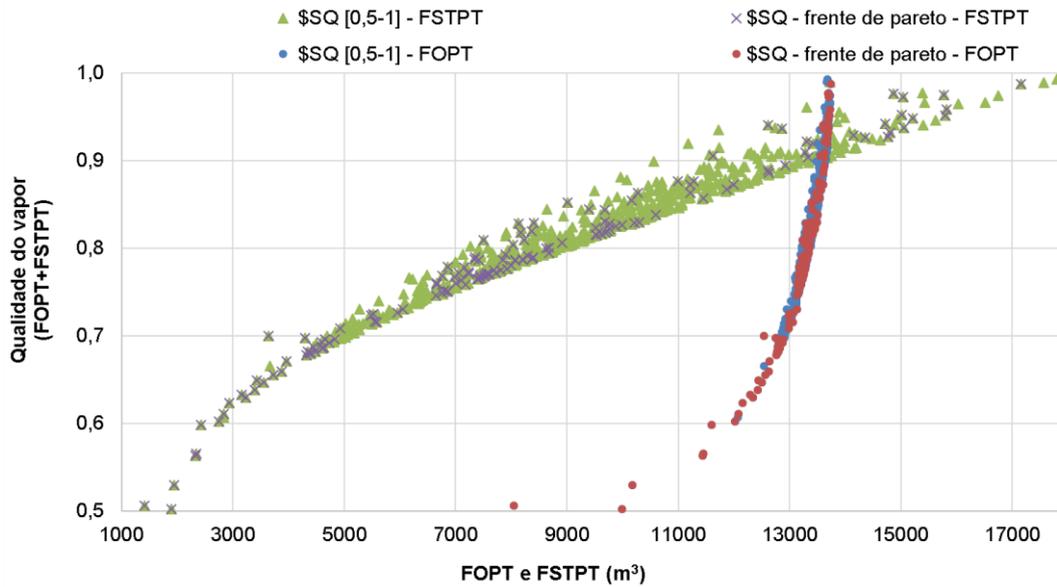


Figura 93: Efeito da qualidade de vapor perante a função multiobjetivo maximização de *FOPT* e minimização de *FSTPT*, quando se tem também a variável pressão de injeção do vapor

Quanto à Figura 94, é fácil notar a pequena extensão do domínio em que se encontram as soluções, quanto ao *FOPT*, uma vez que, grande parte dos resultados se encontram entre cerca de 13000 m³ e 13750 m³ – tal permite afirmar que o parâmetro da produção de óleo é pouco sensível a esta variável, como já foi referido anteriormente. Contrariamente, quando se faz variar a pressão, tem-se o *FSTPT*, que é mais sensível a esta variável, mas que não produz um conjunto de resultados que permita entender o comportamento da pressão, quando dimensionada em conjunto com o *SQ*. Tal, deve-se ao fato da qualidade do vapor ser a variável dominante neste sistema, o que faz com que, independentemente do valor adotado de pressão, haja várias soluções possíveis para o *output FSTPT*; não obstante, o intervalo do espaço de procura, onde as pressões se situam, está maioritariamente compreendido entre 62,5 e 112,5 bars, aproximadamente.

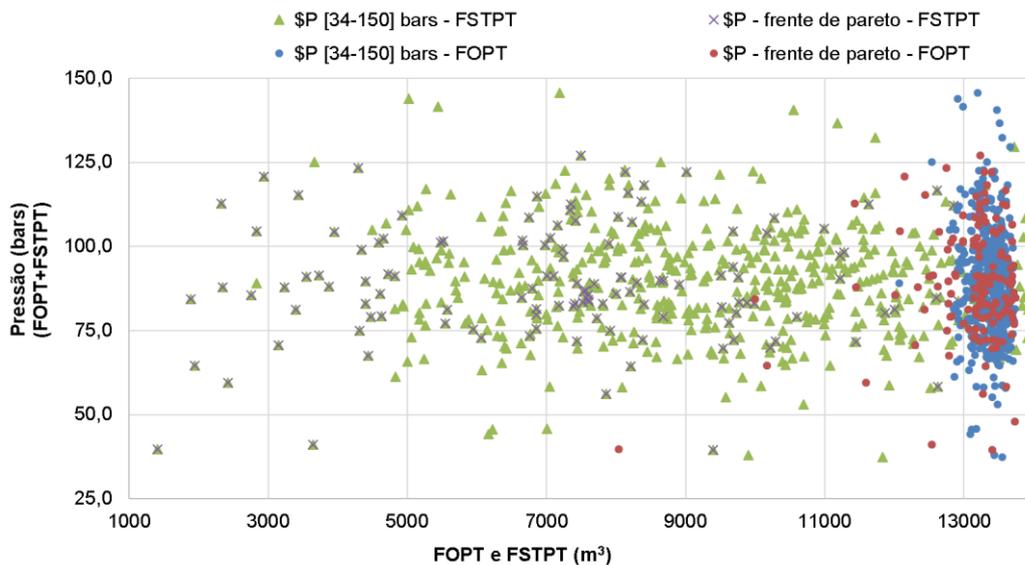


Figura 94: Efeito da pressão de injeção de vapor perante a função multiobjetivo maximização de *FOPT* e minimização de *FSTPT*, quando se tem também a variável qualidade do vapor

4.3.2. Relevância da qualidade do vapor, pressão e temperatura

Uma vez verificado o impacto que cada variável tem em duas funções objetivo, ao longo de um intervalo de valores, exibem-se de seguida os resultados para vários casos de estudo, obtidos a partir do simulador de fluidos. O primeiro caso de estudo é a solução limite inferior da pressão e temperatura, que correspondem, respetivamente a 34 bars e 230°C. O segundo coincide com um valor intermédio das variáveis, cujos números são, respetivamente, 45 bars e 250°C. Para ambos os casos, faz-se variar a qualidade de vapor entre 0,5 e 0,9.

Pela interpretação das diversas imagens (Figura 95 a Figura 102) é fácil aferir a leitura do diagrama de fases desenvolvido por Mollier, que consta na Figura 15, onde saber-se a pressão harmoniza-se com a informação da temperatura – os valores nas imagens referidas sobrepõem-se para aqueles pares de valores homólogos. Quanto à diferença de *outputs*, perante qualidades de vapor distintas, nota-se a clara repercussão que a escolha deste elemento tem nos resultados finais, uma vez que se tem um incremento de cerca de 86% da câmara, quando usado um SQ de 90% face a um de 50% (para o primeiro valor de SQ, o volume da câmara face ao do reservatório, representa 55%)

Para concluir, mostra-se também a relevância que a pressão ou temperatura e, ainda, que a qualidade de vapor apresentam para diferentes tipos de informações geradas a partir do simulador de fluidos - Figura 103 e Figura 104.

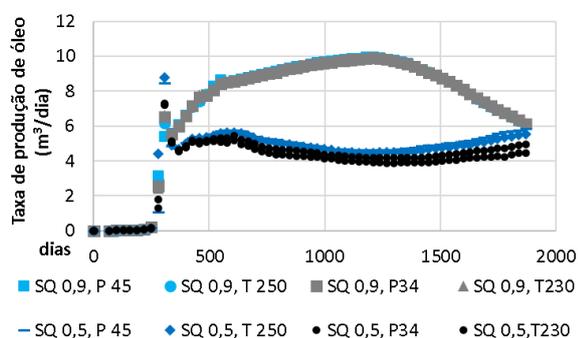


Figura 95: Comparação da taxa de produção de óleo

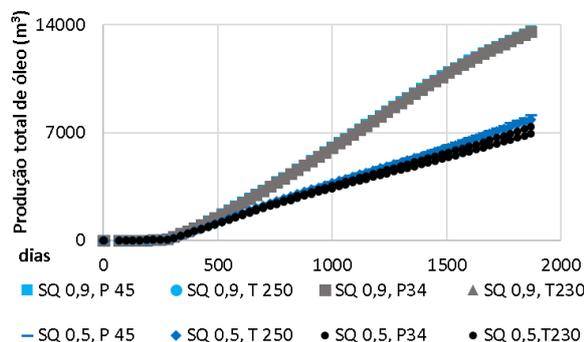


Figura 96: Comparação da produção total de óleo

Por observação da Figura 95 e Figura 96, a produção de óleo é altamente influenciada pela qualidade de vapor, que se deve à maior percentagem de água na fase gasosa. Esta maior quantidade permite então um crescimento da câmara mais uniforme, e portanto, faz com que não haja locais onde a viscosidade alta do óleo interfira com o escoamento do fluido, o que permite a produção de maiores volumes de petróleo.

Uma qualidade mais nobre, associada ao vapor injetado, é motivo suficiente para se entender a Figura 97 e a Figura 98, e também a Figura 99 e Figura 100, uma vez que as duas últimas imagens mencionadas são uma consequência das primeiras. Quanto maior o percentual da qualidade, mais notável é o volume introduzido de fluido na fase de gás e, portanto, mais alta a produção total de vapor de água na fase gasosa.

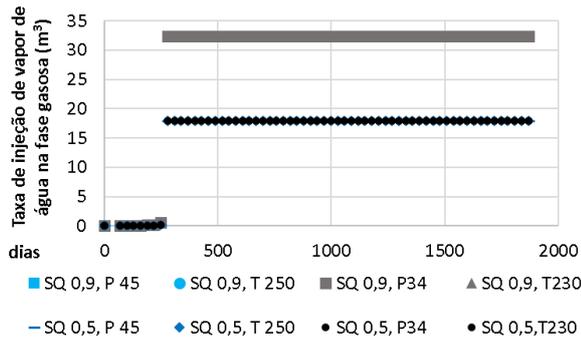


Figura 97: Comparação da taxa de injeção de vapor de água na fase gasosa

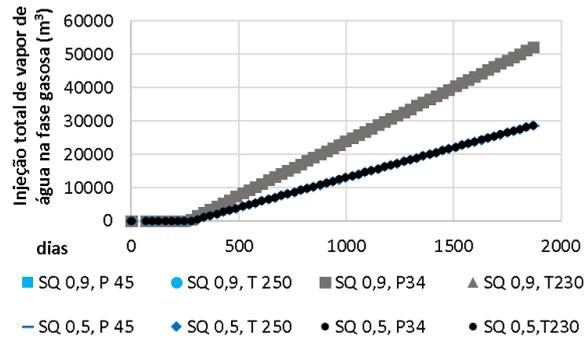


Figura 98: Comparação da injeção total de vapor de água na fase gasosa

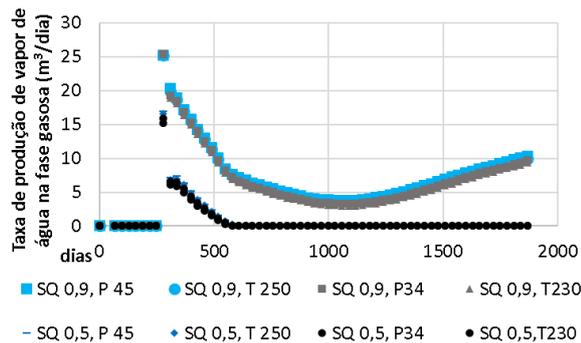


Figura 99: Comparação da taxa de produção de vapor de água na fase gasosa

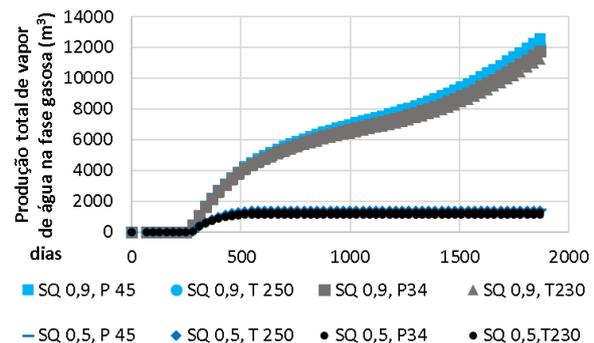


Figura 100: Comparação da produção total de vapor de água na fase gasosa

O *watercut*, que interliga a quantidade de água e fluidos produzidos, não tem uma oscilação afincada, no entanto, para uma qualidade de vapor mais elevada, o volume de água produzido é inferior pois a percentagem de vapor é mais alta. Para um SQ mais baixo, onde o percentual de água na fase líquida é superior, tem-se o inverso – um maior *watercut*. A pressão sentida no interior do reservatório apresenta o mesmo tipo de comportamento, para pressões/temperaturas e para qualidades do vapor diferentes, uma vez que o poço produtor é controlado pela pressão sentida no interior do reservatório: o limite mínimo foi fixado nos 30 bars.

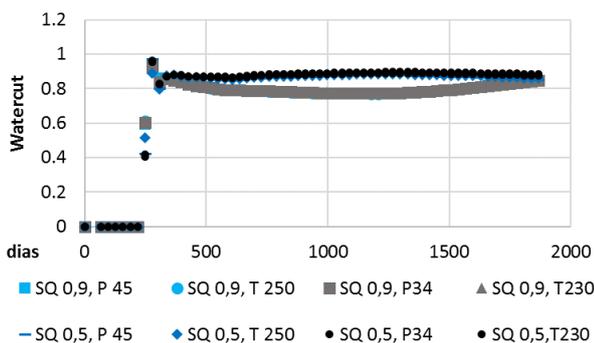


Figura 101: Comparação do *watercut*

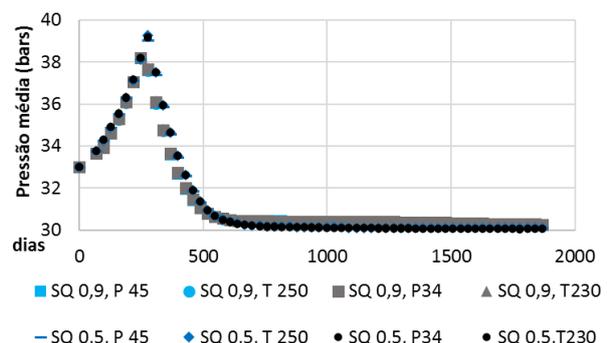


Figura 102: Comparação da pressão sentida no interior do reservatório

A partir das imagens anteriores, é possível fazer-se um diagnóstico da relevância das variáveis face aos resultados que se obtêm a partir do simulador de fluidos – quanto maior a translação as barras da Figura 103 e da Figura 104, face ao valor absoluto de 50%, maior a relevância dada a um certo *output*. Com esta avaliação corrobora-se a magnitude do cuidado necessário aquando da escolha do

percentual de vapor de água na fase gasosa (qualidade do vapor). Quanto ao critério da pressão ou da temperatura, não se denota grande expressão nos resultados que se adquirem – todos os *outputs* geram, aproximadamente, a mesma proporção absoluta de 50%.

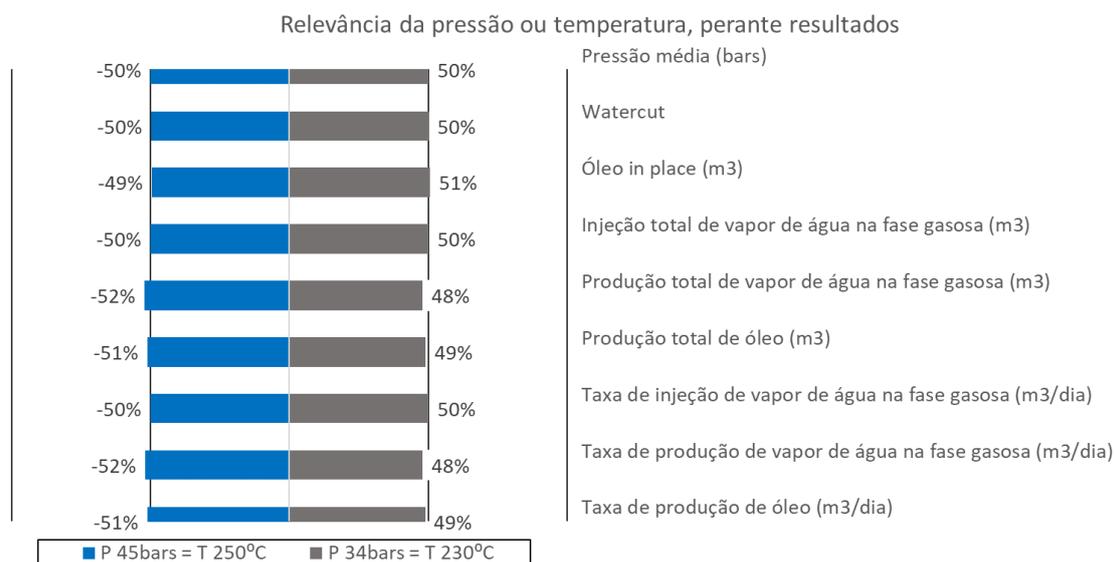


Figura 103: Relevância da pressão ou temperatura, perante diferentes resultados

Os resultados mais influenciados pela qualidade de vapor, como se observa na Figura 104, são então a taxa e respetiva produção total de vapor de água na fase gasosa, a taxa e respetiva produção total de óleo produzido (óleo presente no interior do reservatório) e ainda a taxa e respetivo volume total de injeção de vapor de água na fase gasosa. Os restantes parâmetros, por apresentarem oscilações diminutas, consideram-se como não sendo sensíveis a esta variável.

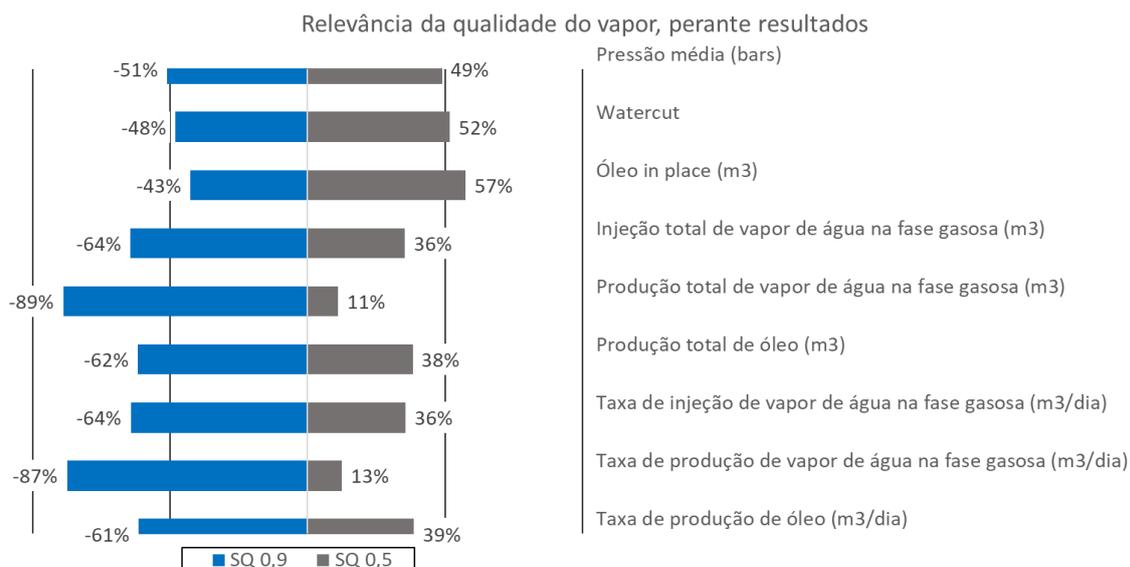


Figura 104: Relevância da qualidade de vapor, perante diferentes resultados

4.4. Análise de viabilidade

Este capítulo serve para a escolha dos pares de resultados que interessam para entender a eficácia do método *SAGD* através de uma análise de viabilidade económico-financeira. Para o apuramento destes, divide-se a avaliação em duas fases: a primeira visa a escolha do par (P, SQ) através de uma apreciação qualitativa dos capítulos 4.3.1.1 e 4.3.1.2, e a segunda pelo capítulo 4.3.1.3, de forma quantitativa, pela fronteira de pareto. Assim, formaliza-se o estudo individual do *CSOR*, bem como do *watercut* e do *VAL*, como forma de verificar se o conjunto de variáveis é o pretendido.

4.4.1. Análise de viabilidade – fase 1

Para a seleção dos valores e tendo em atenção o capítulo 4.3, sabe-se que a pressão ou temperatura têm que ser aquelas até ao instante em que se tem uma derivada infinita e, portanto, uma inversão das funções. Assim, tem-se como limite superior para pressões e temperaturas a solução de 65 bars e 285 °C, respetivamente, pois há um decréscimo simultâneo do *FOPT* e do *FSTPT*. De salvaguardar que a pressão ou temperatura não têm o impacto que a qualidade de vapor provoca na quantidade de óleo e vapor produzidos.

Em suma, para não colocar em causa a integridade do reservatório, para o uso de um equipamento ser menos exigente do ponto de vista operacional e atendendo que se pretende uma boa relação do *CSOR*, pode-se escolher o seguinte par de valores: pressão baixa, que possibilite o escoamento de fluidos, de 34 bars (~230 °C) e uma qualidade do vapor elevada de 99%, que permita uma produção de óleo superior, embora uma produção de vapor de água na fase gasosa também mais elevada.

Uma vez escolhido o par (P;SQ) → (34;0,99), concretizam-se os *outputs* finais através do simulador de fluidos de forma a aferir a informação em falta. Os resultados são os que constam na Tabela 4-7.

Tabela 4-7: Informação obtida a partir do simulador de fluidos, para o par (P=34 bars; SQ=99%)

<i>Outputs</i>	Resultados
Óleo total produzido (m ³)	13730
Vapor total injetado (m ³)	57429
Vapor total injetado na fase gasosa (m ³)	53978
Vapor total produzido (m ³)	16663
Óleo remanescente no reservatório (m ³)	14542
<i>Watercut</i> médio (%)	79,5
Pressão (mínima; média; máxima) (bars)	(30,3; 31,4; 38,2)
<i>CSOR</i>	~4
<i>VAL</i> (\$)	~ 794 x 10 ³

4.4.2. Análise de viabilidade – fase 2

Faz-se agora a análise apenas das soluções da fronteira de pareto da Figura 89, a partir do saber da *CSOR*, do *watercut* e do *VAL*. De referir que, para todas as soluções obtidas, o rácio entre a produção de água e os restantes fluidos é sempre inferior a 97%, pelo que está salvaguardada esta restrição. Quanto ao primeiro e terceiro fatores, surge a Figura 105 e Figura 106, respetivamente,

para a taxa cumulativa entre vapor injetado e óleo produzido e o valor atual líquido obtido para um período de vida útil do projeto de 5 anos.

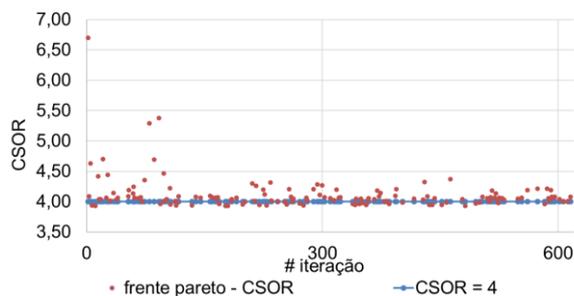


Figura 105: CSOR da frente de Pareto obtida da Figura 89

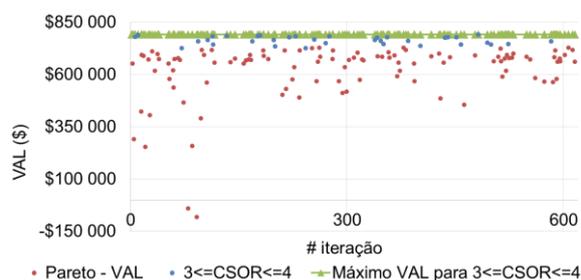


Figura 106: Valor atual líquido da frente de Pareto obtida da Figura 89

Uma vez que se pretende um *CSOR* igual ou inferior a 4, como refere a comunidade científica para tornar o projeto atrativo, as soluções que estão em congruência com o pretendido são aquelas que se encontram coincidentes com a função constante assinalada a azul na Figura 105, ou abaixo desta. Um *CSOR* desta magnitude, por si só, não implica que se tenha um retorno monetário positivo. Assim, torna-se essencial a pesquisa do VAL, através do uso da Eq. 24, bem como da informação da Tabela 3-7 - Figura 106.

O par (P,SQ) escolhido é então aquele que oferece o maior VAL possível, 793 mil dólares, ou seja, uma pressão de 85 bars e uma qualidade do vapor injetado de 99%. O resumo dos *outputs*, gerados através do simulador de fluidos, para o instante final de 5 anos consta na Tabela 4-8.

Tabela 4-8: Informação obtida a partir do simulador de fluidos, para o par (P=85 bars; SQ=99%)

Informação obtida	Resultados
Óleo total produzido (m ³)	13742
Vapor total injetado (m ³)	57321
Vapor total injetado na fase gasosa (m ³)	54003
Vapor total produzido (m ³)	17192
Óleo remanescente no reservatório (m ³)	14533
<i>Watercut</i> médio (%)	79,5
Pressão (mínima; média; máxima) (bars)	(30,3; 31,4; 38,2)
CSOR	~4
VAL (\$)	~ 793 x 10 ³

4.4.3. Escolha dos pares de valores (P,SQ)

A dinâmica dos resultados obtidos a partir do simulador de fluidos, ao longo dos 5 anos, quanto à otimização conjunta dos pares (P;SQ) → (34;0,99) e (85;0,99), é passível de se observar nas imagens da Figura 107 à Figura 119, onde os efeitos de *fingering* são inexistentes para os *inputs* optados. Os efeitos não são visíveis, pois os desenvolvimentos quer da pressão (Figura 107 a Figura 111), quer da temperatura (Figura 112 a Figura 115) dão-se de forma uniforme, não havendo zonas onde o

crescimento da câmara se dê de forma deficiente, não permitindo um bom escoamento dos fluidos envolvidos. Estão assim salvaguardados as consequências desfavoráveis deste impacto.

Os andamentos são semelhantes pois a introdução da variável pressão ou temperatura, por si só, não fazem com que o crescimento da câmara seja otimizado e, por conseguinte, o VAL também não afetado de forma relevante. Para tal é preciso o conhecimento do percentual de vapor de água na fase gasosa e líquida, para que o aumento de dimensões da câmara aconteça. Para a escolha do par (P,SQ), deve ter-se em consideração a menor pressão referente à injeção, uma vez que é aquela que produz os efeitos pretendidos, um VAL superior. Nesse sentido opta-se por uma pressão de 34 bars.

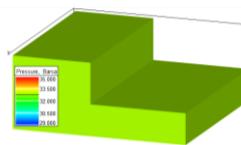


Figura 107:
Pressão no instante 0 dias

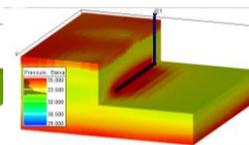


Figura 108:
Pressão no instante 68 dias

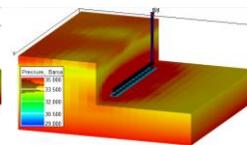


Figura 109:
Pressão no instante 128 dias

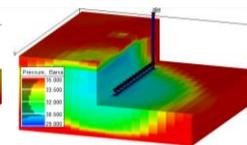


Figura 110:
Pressão no instante 368 dias

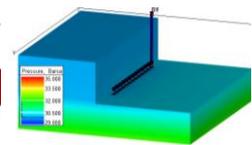


Figura 111:
Pressão no instante 1868 dias

Nas imagens da Figura 107 à Figura 111 identifica-se o aumento da pressão a partir do instante em que se começa a injetar fluidos no interior do reservatório, e como é de esperar, tem-se o decréscimo de pressão quando se abre o poço produtor. Uma vez que se controla o poço referido através da *BHP*, com 30 bars, a pressão no interior do reservatório não diminui para além desta.

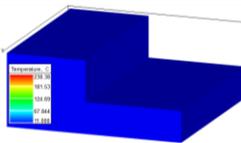


Figura 112:
Temperatura no instante 0 dias

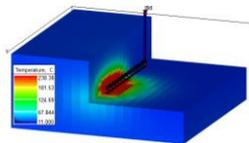


Figura 113:
Temperatura no instante 368 dias

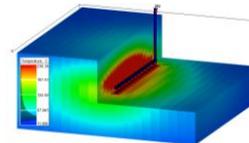


Figura 114:
Temperatura no instante 638 dias

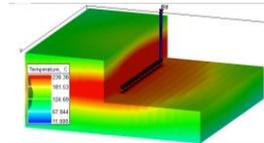


Figura 115:
Temperatura no instante 1868 dias

O crescimento da câmara é claro pela observação dos cubos da Figura 112 à Figura 115, que se dá de forma vertical ascendente inicialmente, e de seguida horizontalmente. Este progresso é promovido, não pela pressão e temperatura, mas sim pela qualidade do vapor escolhida (alta). Se se escolher uma percentagem de vapor na fase gasosa inferior, a evolução da câmara é mais lenta e, portanto, o aumento da produção de óleo não se desenvolve com a rapidez e volume que se pretende.

As imagens Figura 116, Figura 117, Figura 118 e Figura 119 referem-se à saturação trifásica do sistema: óleo, água e gás. No instante inicial do projeto, o fluido predominante é o óleo, com a água a ter volumes diminutos. À medida que se injeta vapor no interior, os volumes de gás, bem como os de água, são amplificados, ao passo que os de óleo são minorados através da sua produção. No fim do

período de 1868 dias (5 anos) a água, devido à sua densidade ser mais alta que a do óleo, fica retida na parte inferior do reservatório (a viscosidade do óleo diminui ao longo do tempo, bem como a sua densidade). Inversamente, o gás sobe em direção ao topo do reservatório.

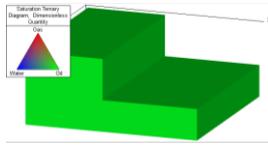


Figura 116: Saturação trifásica no instante 0 dias

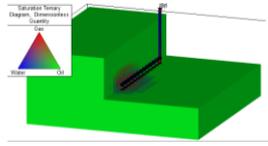


Figura 117: Saturação trifásica no instante 368 dias

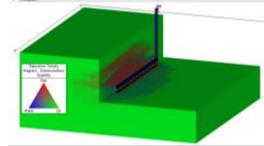


Figura 118: Saturação trifásica no instante 638 dias

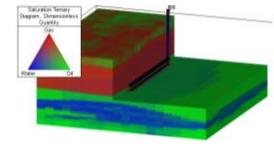


Figura 119: Saturação trifásica no instante 1868 dias

Para finalizar esta temática, são claras as vantagens do uso da técnica *SAGD* face ao emprego da energia primária, uma vez que se tem uma produção de cerca de 50% do óleo total existente no reservatório, para o instante zero. Ao usar-se apenas a energia primária tem-se um decréscimo no óleo presente na fase inicial do projeto de apenas cerca de 0,3%, o que leva a concluir que esta técnica é uma mais-valia quando se pretende otimizar a produção de óleos não convencionais.

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Óleos não convencionais – óleos pesados e extrapesados ou betumes – hoje em dia, representam 70% das reservas mundiais de óleo (Fergestad, 2016). Para fazer face ao consumo existente, a nível industrial e pessoal, é imperativo recorrerem-se a novas tecnologias que sejam altamente avançadas para extrair este tipo de petróleos, dada a elevada procura.

A motivação da temática desta dissertação prende-se então pelo entendimento de algumas características operacionais da técnica *steam assisted gravity drainage (SAGD)*, face ao tipo de hidrocarbonetos existentes no interior do reservatório, cujas viscosidades são de tal forma elevadas que se torna impraticável usarem-se métodos primários e secundários de recuperação.

5.1. Contributos

Saber o impacto que as variáveis pressão, temperatura e qualidade do vapor de água injetado têm perante os *outputs* elaborados pelo simulador de fluidos, nomeadamente nos volumes totais injetados e produzidos dos diferentes fluidos é essencial para se obter uma solução adequada: aquela que tem em atenção um *CSOR* e um *watercut* inferior a 4 e 97%, respetivamente, bem como um VAL elevado.

Esta dissertação pretende mostrar como se correlacionam as variáveis anteriores e qual o seu impacto unitário e conjunto, não só com base no diagrama de Mollier, mas também através dos resultados e *outputs* obtidos, em termos dos volumes de fluidos produzidos.

As referências e as informações sobre este método são diminutas, não obstante, com a utilização de um modelo sintético com variabilidade espacial das propriedades internas da permeabilidade e porosidade, é possível concluir o seguinte:

- O diagrama de Mollier (Figura 15) é um gráfico de extrema importância aquando da caracterização do fluido a ser injetado, particularmente o vapor de água. Este que correlaciona, numa escala logarítmica, 4 elementos (qualidade do vapor, pressão, temperatura e entalpia), por meio de um gráfico de fases;
- Para uma perfeita definição das características do vapor de água injetado, são necessários apenas dois elementos. O primeiro, que não pode ser desconsiderado, é a qualidade do vapor e o segundo, tem-se como hipóteses de escolha a entalpia, a pressão ou a temperatura. As 3 últimas variáveis são homólogas, pelo que, sabendo-se uma, retiram-se as restantes pelo diagrama referido no parágrafo anterior;
- A variável mais importante no sistema de injeção é a qualidade do vapor pois todos os *outputs* alcançados estão grandemente dependentes das percentagens de vapor de água nas fases gasosa e líquida;
- A pressão e a temperatura têm um efeito diminuto, quando comparado com o da qualidade do vapor, no que respeita à taxa e respetiva produção total de vapor de água na fase gasosa, à taxa e respetiva produção total de óleo produzido e ainda à taxa e respetivo volume total de injeção de vapor de água na fase gasosa;

- Saber a pressão ou temperatura é importante para se dar a diminuição da viscosidade do óleo. Sem o aumento da temperatura, no interior do reservatório, não é possível dar-se o escoamento dos fluidos porque não se dá o desenvolvimento da câmara de vapor, no entanto, a qualidade do fluido injetado é aquela que vai permitir o crescimento homogêneo, rápido e eficaz da câmara – condição necessária para que haja uma frente de escoamento e, portanto, produção de fluidos de diversas naturezas.

5.2. Trabalhos futuros

Como resultado deste estudo algumas dúvidas remanescem, pelo que, é essencial haver uma continuidade do trabalho elaborado. Realçam-se de seguida algumas dessas questões levantadas, para as quais um estudo mais profundo do tema deve ser levado a cabo:

- Quais os efeitos do controlo dos poços injetor e produtor perante os *outputs*? Será que as variáveis a estudo estão também dependentes destas? Qual o impacto do controlo nos parâmetros pressão ou temperatura e qualidade do vapor, quanto às conclusões finais?
- Que soluções se obtêm quando as características petrofísicas do sistema mudam, nomeadamente, a porosidade, a permeabilidade, a condutividade e capacidade térmica, quer do reservatório, quer da sub e sobrecargas?
- Qual a influência das características do vapor se não se usar o elemento água? Será que se mantêm as conclusões retiradas enunciadas no subcapítulo 5.1?
- Será que as propriedades do fluido alteram os resultados obtidos, quanto aos efeitos das 3 variáveis?
- Em que medida o estudo perante um reservatório real, ao invés de um sintético, é alterado quanto às ilações obtidas no subcapítulo 5.1?
- Que formulações matemáticas devem ser propostas para terem em conta a qualidade do vapor, quanto à energia total transferida (Eq. 3) e à taxa total de óleo extraído (Eq. 11, Eq. 13 e Eq. 14)?

6. BIBLIOGRAFIA

Akin S. Mathematical Modeling of Steam Assisted Gravity Drainage [Conferência] // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting. - Bakersfield, California : Society of Petroleum Engineers, 2004. - SPE-86963-MS.

Alvarado V. e Manrique E. Enhanced oil recovery: Field planning and development strategies [Livro]. - [s.l.] : Elsevier Inc., 2010.

Anthony E. P. e Al-Zuabi H. Dual Parallel Simultaneous Injection and Production SIP Completion in Single Wellbore Reduces Development Costs and Accelerates Production [Conferência] // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March. - Manama, Bahrain : Society of Petroleum Engineers, 2016. - SPE-183658-MS.

Azad A. e Chalaturnyk R. J. A mathematical improvement to SAGD using geomechanical modelling [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum and Technology. - Calgary : [s.n.], 2010. - 10 : Vol. 49. - pp. 53-64.

Azad A. e Chalaturnyk R. J. An improvement SAGD analytical simulator: Circular steam chamber geometry [Jornal] // Journal of Petroleum Science and Engineering. - [s.l.] : Elsevier B.V., 2012. - Vols. 82-83. - pp. 29-37.

Azad A. e Chalaturnyk R. J. Application of analytical proxy models in fast history matching for SAGD process: UTF project case study [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 02 de 09 de 2013. - 03 : Vol. 52.

Azad A. Rapid SAGD Simulation - Considering Geomechanics for Closed Loop Reservoir Optimization [Livro]. - Edmonton, Alberta : Universidade de Alberta, 2012.

Banerjee D. K. Oil Sands, Heavy Oil & Bitumen: From Recovery To Refinery [Livro]. - [s.l.] : Penn Well Corporation, 2012.

Bao X. Thermal simulation and optimization of SAGD process: case study on Surmont pilot project [Livro]. - Calgary, Alberta : Universidade de Alberta, 2012.

Barillas J. L. M., Dutra T. V. e Mata W. Reservoir and operational parameters influence in SAGD process [Jornal] // Journal of Science and Engineering. - [s.l.] : Elsevier B V., 2006. - 1 : Vol. 54. - pp. 34-42.

Baytex Energy Lda. Annual Performance Presentation [Relatório]. - [s.l.] : Baytex Energy Lda. , 2015.

Black Pearl Resources Inc. Blackrod SAGD Pilot Project - Athabasca Oil Sands Area 2016 Annual Performance Presentation [Relatório]. - [s.l.] : Black Pearl Resources Inc., 2017.

Blondin J. Particle Swarm Optimization: A Tutorial [Livro]. - 2009.

Boyle T. B., Gittins S. D. e Chakrabarty C. The Evolution of SAGD Technology at East Senlac [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - [s.l.] : Petroleum Society of Canada, 2003. - 1 : Vol. 42.

Bracho L. G. e Oquendo O. A. Steam-Solvent Injection, Well LSJ-4057, Tia Juana Field, Western Venezeula [Conferência] // SPE International Thermal Operations Symposium, 7-8 February. - Bakersfield, California : Society of Petroleum Engineers, 1991.

Breiman L. Random Forests. [Jornal] // Machine Learning . - 2001. - 1 : Vol. 45. - pp. 5–32.

Brown S. Why Reservoir Depth Matters for Steam Flooding [Online]. - The Steam Oil Production Company Ltd, 2015. - 05 de 04 de 2018. - <https://www.steam-oil.com/blog/2015/1/11/why-depth-matters-for-steam-flooding>.

Brownlee J. Clever Algorithms - Nature-Inspired Programming Recipes [Livro]. - [s.l.] : Jason Brownlee, 2011. - 1. - 978-1-4467-8506-5.

Butler R. M. A new approach to the modelling of steam-assisted gravity drainage [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - 1985. - pp. 42-51.

Butler R. M. e Stephens D. J. The gravity drainage of steam heated heavy oil to parallel horizontal wells [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - [s.l.] : Petroleum Society of Canada, 1981. - PETSOC-81-02-07 : Vol. 20. - pp. 90-96.

Butler R. M. Steam-assisted gravity drainage: concept, development, performance and future [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - 1994. - 2 : Vol. 33. - pp. 44-50.

Butler R. M. Thermal Recovery of Oil and Bitumen [Livro]. - Calgary, Alberta : Prentice Hall, 1997.

Butler R. M., McNab G.S. e Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating [Jornal] // Canada Journal Chemical Engineering. - [s.l.] : Canadian Journal of Chemical Engineering, 1981. - Vol. 59. - pp. 455-460.

Canadian Natural Kirby in situ oil project - directive 54 annual performance presentation [Relatório]. - [s.l.] : Canadian Natural, 2017.

Canadian Natural Peace River in situ oil sands project - directive 54 annual performance presentation [Relatório]. - [s.l.] : Canadian Natural, 2017.

Cenovus Energy Inc. Cenovus Christina Lake In-situ oil sands scheme 8591 2015 update [Relatório]. - [s.l.] : Cenovus Energy Inc., 2016.

Cenovus Energy Inc. Cenovus Foster Creek in-situ oil sands scheme (8623) update for 2015 [Relatório]. - [s.l.] : Cenovus Energy Inc., 2016.

Crude Oil Peak Does the IEA try to hide the conventional crude oil peak in its 2017 World Energy Outlook? [Online]. - 3 de 12 de 2017. - 15 de 4 de 2018. - <http://crudeoilpeak.info/does-the-iea-try-to-hide-the-conventional-crude-oil-peak-in-its-2017-world-energy-outlook>.

Cunha L. Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica [Livro]. - Campina Grande, Brasil : Universidade Federal de Campina Grande , 2010.

Cusandei R. M. B., Hejazi H. e Mottahari H. SAGD process: A match up simulation and grid sensitivity analysis [Jornal] // Lajer - Latin American Journal of Energy Research. - 2014. - Vol. 1. - pp. 21-29.

Donnelly J. K. The Best Process for Cold Lake - CSS vs SAGD [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - [s.l.] : Petroleum Society of Canada, 2000. - 08 : Vol. 39.

Egermann P., Renard G. e Delamaid E. SAGD Performance Optimization Through Numerical Simulations: Methodology and Field Case Example [Relatório]. - Porlamar, Margarita Island, Venezuela : Society of Petroleum Engineers, 2001. - SPE-69690-MS.

Elliot K. T. e Kovscek A. R. A numerical analysis of the single-well steam assisted gravity drainage (SW-SAGD) process, SUPRI TR-124 [Relatório]. - [s.l.] : National Energy Technology Laboratory, 2001.

Elliot K. T. e Kovscek A. R. Simulation of early-time response of single-well steam assisted gravity drainage (SW-SAGD) [Conferência] // SPE Western Regional Meeting. - Anchorage, Alaska : Society of Petroleum Engineers, 1999. - SPE-54618-MS.

Fergestad I. M. Search Heavy-Oil [Online] // Schlumberger / ed. Fergestad Irene M. / prod. Schlumberger. - 2016. - 12 de 02 de 2018. - http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-Heavy-Oil.pdf?la=en&hash=40B7EA5DDB2A326F26E3206840785C844F5ABB70.

Fernandes G. M. D. [et al.] Economic analysis of oil production by applying steam-assisted gravity drainage (SAGD) to reservoirs from the Potiguar basin [Jornal] // Energy Sources Part B: Economics, Planning, and Policy. - 2017. - 5 : Vol. 12. - pp. 428-433. - ISSN: 1556-7249.

Fernandes G. M. D. Estudo da configuração de poços no processo drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatórios do Nordeste Brasileiro [Livro]. - [s.l.] : Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2016.

FLSmith Gases - Specific Heat Capacities and Individual Gas Constants.

Gates I. D. [et al.] Steam-Injection Strategy and Energetics of Steam-Assisted Gravity Drainage [Conferência] // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 2005.

Ghanbari E. [et al.] Improving SAGD performance combining with CSS [Conferência] // International Petroleum Technology Conference. - Bangkok, Tailândia : [s.n.], 2012. - pp. 1-6. - IPTC 14273.

Gomes J. S. e Alves F. B. O universo da indústria petrolífera - da pesquisa à refinação [Livro]. - [s.l.] : Fundação Calouste Gulbenkian, 2014. - 3. - ISBN 978-972-31-1398-3.

Gordon D. Understanding nconventional Oil [Relatório]. - Washington : Carnegie Endowment for International Peace, 2012.

Haan H. J. e Schenk L. Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela [Jornal] // Journal of Petroleum Technology. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 1969. - 1 : Vol. 21.

Hallam R. J. [et al.] Resource description and development potential of the ugnu reservoir, North Slope, Alaska [Jornal] // SPE Formation Evaluation. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 1992. - 03 : Vol. 7. - SPE-21779-PA.

Holditch S. A. e Ma Y. Z. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development [Livro]. - [s.l.] : Elsevier Inc., 2016.

International Energy Agency 2011 World Energy Outlook [Relatório]. - 2011.

Irani M. e Ghannadi S. Understanding the heat-transfer mechanism in the steam-assisted gravity-drainage (SAGD) process and comparing the conduction and convection flux in bitumen reservoirs [Relatório]. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineerings, 2012. - pp. 134-143. - SPE 163079.

Ito Y. e Chen J. J. Ito, Chen (2010) Numerical history Match of the Burnt Lake SAGD process [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - [s.l.] : Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010. - 05 : Vol. 49.

Jahn F., Cook M. e Graham M. Exploração e produção de hidrocarbonetos [Livro]. - [s.l.] : Elsevier Editora Ltda, 2012. - ISBN original 978-04-445-3236-7.

Kamath V.A., Sinha S. e Hatzignatiou D.G. Simulation Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Process in Ugnu Tar Sand Reservoir [Artigo] // SPE Western Regional Meeting, 26-28 May, Anchorage, Alaska. - Alaska, EUA : Society of Petroleum Engineers, 26-28 de 5 de 1993. - SPE-26075-MS.

Keijzer P. P. M. [et al.] Application of Steam Foam in the Tia Juana Field, Venezuela: Laboratory Tests and Field Results [Conferência] // SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 20-23 April,. - Tulsa, Oklahoma : Society of Petroleum Engineers, 1986.

Kennedy J. e Eberhart R. Particle Swarm Optimization [Conferência] // Conference: Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference. - 1995. - Vol. 4. - pp. 1942-1948.

Kisman K. E. e Yeung K. C. Numerical Study of the SAGD Process in the Burnt Lake Oil Sands Lease [Artigo] // SPE International Heavy Oil Symposium. - Calgary, Alberta, Canada : Society of Petroleum Engineers, 19-21 de 6 de 1995. - SPE-30276-MS.

Lee C., Park C. e Park S. Flow characteristics of steam and gas push in the presence of heat thief zones overlying oil sands deposits [Jornal]. - [s.l.] : Applied Sciences - MPDI, 2017. - 919 : Vol. 7.

Lomeland F., Ebeltoft E. e Thomas W. H. A New Versatile Relative Permeability Correlation [Conferência] // International Symposium of the Society of Core Analysts. - Toronto, Canadá : [s.n.], 2005. - pp. 1-12.

Mehrotra A. K. e Svrcek W. Y. [Jornal] // The Canadian Journal of Chemical Engineering. - 10 de 1986. - 5 : Vol. 64. - pp. 705-880.

Meyer R. F. e Jr. W. de W. Definition and World Resources of Natural Bitumens [Jornal] // U.S. Geological Survey Bulletin. - [s.l.] : U.S. Department of the Interior, 1994. - Vol. iv. - p. 14.

Miller K. A. [et al.] Wellbore sinuosity and its effect on production and recovery from horizontal wells along the cummings/Dina channel trend in Senlac and Winter Saskatchewan [Conferência] // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, 4-7 November. - Calgary, Alberta, Canada : Society of Petroleum Engineers, 2002.

Mojarab M., Harding T. e Maini B. Improving the SAGD performance by introducing a new wells configuration [Conferência] // Proceedings of the Canadian International Petroleum Conference (CIPC), 16-18 June. - Calgary, Alberta, Canadá : Petroleum Society of Canada, 2009. - PETSOC-2009-207.

Nasr T. N. [et al.] SAGD Operation Strategies [Conferência] // International Conference on Horizontal Well Technology. - Calgary, Alberta, Canadá : Society of Petroleum Engineers, 1998. - SPE-50411-MS.

Nexen Energy ULC Long Lake Kinosis Oil Sands Project Annual Performance Presentation [Relatório]. - [s.l.] : Nexen Energy ULC, 2017.

Nian Y. e Cheng W. Insights into heat transport for thermal oil recovery [Jornal] // Journal of Petroleum Science and Engineering. - [s.l.] : Elsevier B.V., 2017. - Vol. 151. - pp. 507-521.

Ning J. A calculation model for steam property variation along wellbore trajectory in SAGD process [Livro]. - [s.l.] : University of Regina, 2016.

Oil Price.com Oil Price Charts [Online]. - 05 de 06 de 2018. - <https://oilprice.com/oil-price-charts/45>.

Oliveira L. M. T. M. Modelagem e simulação da recuperação secundária em reservatórios de petróleo utilizando configuração five-spots [Livro]. - Maceió, Brasil : Universidade Federal de Alagoas, 2015.

Osum Production Corp. Orion In Situ Oil Sands 2016 Progress Update [Relatório]. - [s.l.] : Osum Production Corp., 2016.

Peace software Peace software [Online]// methan_e. - 07 de 06 de 2018. - http://www.peacesoftware.de/einigewerte/methan_e.html.

Queiroz Galvão Exploração e Produção Métodos de Recuperação [Online]// Queiroz Galvão Exploração e Produção. - 29 de 04 de 2015. - 31 de 01 de 2018. - <http://www.qgep.com.br/static/ptb/metodos-de-recuperacao.asp?idioma=ptb>.

Rabelo A. Machine Learning: o que é e qual sua influência no marketing digital? [Online] // Marketing de Conteúdo. - 26 de 01 de 2018. - 08 de 05 de 2018. - <https://marketingdeconteudo.com/machine-learning/>.

Reis J. C. A steam-assisted gravity drainage model for tar sands: linear geometry [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - Austin, Texas : [s.n.], 1992. - 10 : Vol. 31. - pp. 14-20.

Seção: Tutoriais, Antenas: Otimização por enxame de partículas [Online] // Teleco. - 03 de 04 de 2018. - http://www.teleco.com.br/tutoriais/tutorialoptimiz/pagina_2.asp.

Secen J. IOR and EOR - Chances for increase of oil production and recoveries in existing, mature reservoirs [Conferência] // 13th European Symposium on Improved Oil Recovery, 25-27 Abril. - Budapeste, Hungria : [s.n.], 2005. - Vol. 17. - pp. 27-30. - ID: 7395.

Sen M. e Stoffa P. L. Global Optimization Methods in Geophysical Inversion [Livro]. - [s.l.] : Elsevier Science B.V., 1995. - 0-444-81767-0.

Sengel A. Development of artificial neural networks for steam assisted gravity drainage (SAGD) recovery method in heavy oil reservoirs [Livro]. - [s.l.] : Pennsylvania State University, 2013.

Sharma B. C. [et al.] A Simulation Study of Novel Thermal Recovery Methods in the Ugnu Tar Sand Reservoir, North Slope, Alaska [Conferência] // SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting. - Anchorage, Alaska : Society of Petroleum Engineers, 2002. - SPE-76729-MS.

Sharma J. e Gates I. D. Convection at the edge of a SAGD chamber [Jornal] // SPE Journal. - [s.l.] : Society of Petroleum Engineers, 2011. - 3 : Vol. 16.

Shaw J. e Bedry M. SAGD field trial for a new intelligent-well completions strategy to increase thermal EOR recoveries [Conferência] // SPE Intelligent Energy International, 27-29 March. - Utrecht, The Netherlands : Society of Petroleum Engineers, 2012. - SPE-150477-MS.

Shell In situ oil sands progress presentation - Hilda Lake pilot 8093, Orion 10103 [Relatório]. - [s.l.] : Shell, 2013.

Shin H. e Polikar M. New Economic Indicator to Evaluate SAGD Performance [Conferência] // SPE Western Regional Meeting. - Irvine, California : Society of Petroleum Engineers, 2005.

Silva L. D. S. Estudo numérico da recuperação avançada de petróleo por injeção de vapor: uma abordagem fluidodinâmica [Livro]. - Maceió : Universidade Federal de Alagoas, 2017.

Singhal A. K., Ito Y. e Kasraie M. Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects [Conferência] // SPE International Conference on Horizontal Well Technology. - Calgary, Alberta, Canada : Society of Petroleum Engineers, 1998. - SPE-50410-MS.

Soares A. Direct Sequential Simulation and Cosimulation [Jornal] // Mathematical Geology. - 2001. - 8 : Vol. 33. - pp. 911-926.

Soares A. Geoestatística para as Ciências da Terra e do Ambiente [Livro]. - [s.l.] : IST Press, 2006. - ISBN 9789728469467.

Society of Petroleum Engineers; American Association of Petroleum Geologists; World Petroleum Council; Society of Petroleum Evaluation Engineers; Society of Exploration Geophysicists Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System [Livro] = Glossary of Terms Used in Petroleum Reserves/Resources. - 2011.

Speight J. G. Heavy Oil Production Processes [Livro]. - [s.l.] : Gulf Professional Publishing, 2013.

Speight J. G. Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands [Livro]. - [s.l.] : Elsevier Inc., 2016. - second.

Suranto W. B., Permadi A. K. e Dang S. T. Smart Completion Design for Managing Steam Injection in CSS Process [Conferência] // SPE Saudi Arabia Section Annual Technical Symposium and Exhibition. - Al-Khobar, Arábia Saudita : Society Petroleum of Engineers, 2014. - pp. 1-9. - SPE-172212-MS.

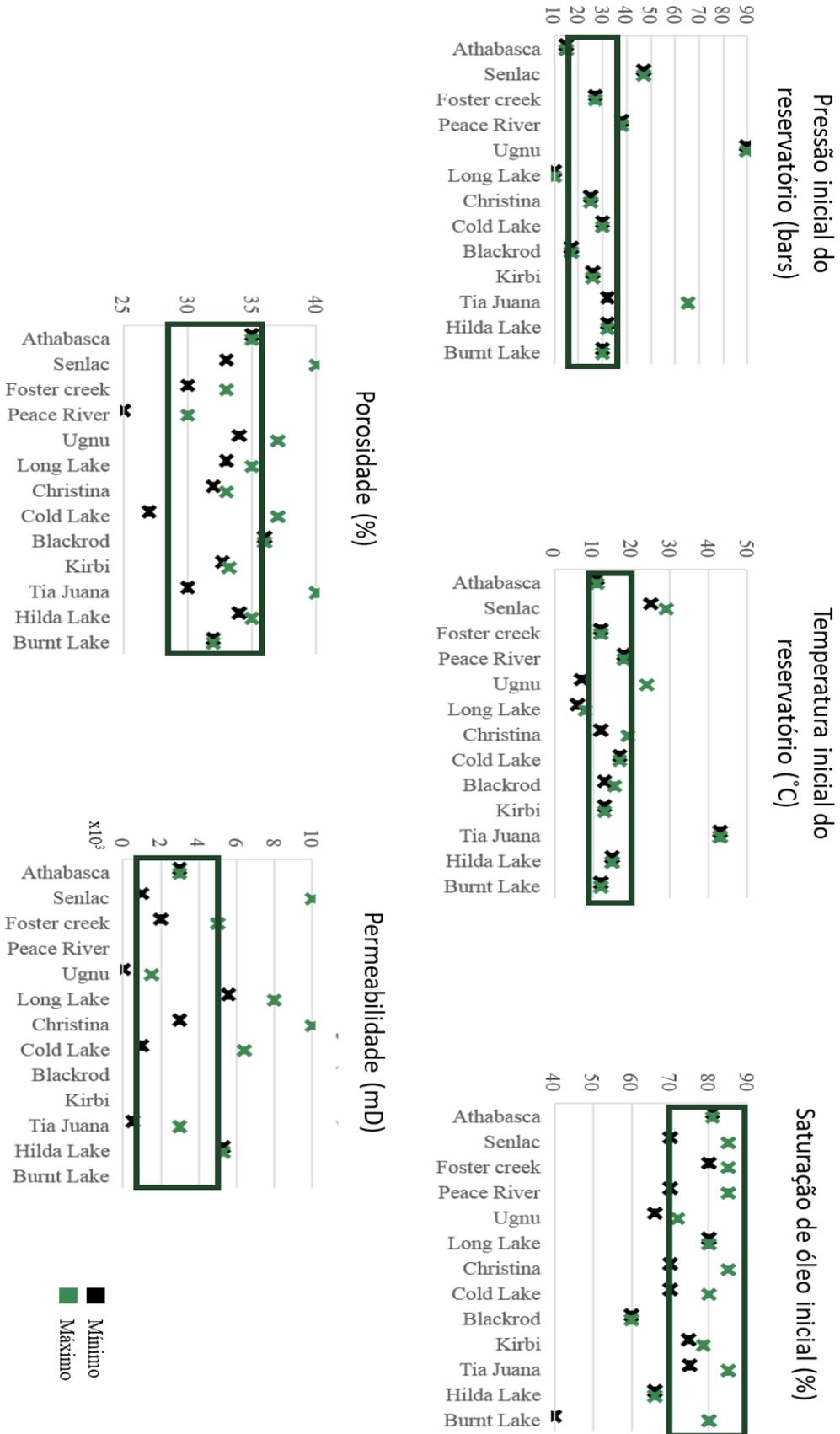
Teixeira R. G., Jeronimo C. E. de M. e Evaristo P. H. E. Efeito da qualidade do vapor na produtividade de reservatórios de petróleos ultraviscosos [Conferência] // XX Congresso Brasileiro de Engenharia Química. - Florianópolis, SC : [s.n.], 2014.

The Engineering ToolBox Specific Heat of Liquids and Fluids [Online] // The Engineering ToolBox. - 2001. - 07 de 06 de 2018.

Vásquez A. R. [et al.] Mechanical and Thermal Properties of Unconsolidated Sands and Its Applications to the Heavy Oil SAGD Project in the Tia Juana Field, Venezuela [Conferência] // Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 April. - Caracas, Venezuela : Society of Petroleum Engineers, 1999.

Zhao L., Law D. H. S. e Coates R. Numerical Study and Economic Evaluation of SAGD Wind-Down Methods [Jornal] // Journal of Canadian Petroleum Technology. - [s.l.] : Petroleum Society of Canada, 2003. - 01 : Vol. 42.

I. ANEXO A



II. ANEXO B

```

=====
--
--              RESERVATORIO (MODELAÇÃO TÉRMICA - SAGD)
--              | Catarina Pereira - 67378
--              | Main *.data file
--
=====

-----
RUNSPEC =====
-----

TITLE
  SAGD - Modelação térmica

METRIC

DIMENS
  20 20 60 /

WATER
OIL
GAS

COMPS
  2 /

START
  1 'JAN' 2010 /

THERMAL

HWELLS

ROCKDIMS
  2 1* 2 /

TABDIMS
  1 1 25 25 /

WSEGDIMS
  0 1 1 0 /

WELLDIMS
  1* 20 /
/

UNIFOUT

UNIFIN

NOMIX

KVALUES

ENDSCALE
/

-----
GRID =====
-----

INIT

DXV
  20*4 /

DYV
  20*4 /

DZV
  60*1 /

TOPS
  400*500.0 /

INCLUDE
  PORO.txt /
/

INCLUDE
  PERM.txt /
/

COPY
  PERMX PERMY /
  PERMX PERMZ /
/

MULTIPLY
  PERMZ 0.5 /
/

HEATCRT
  24000*2.0 /

HEATCR
  24000*360 /
/

THCROCK
  24000*660 /
/

THCWATER
  24000*50.11
/

THCOIL
  24000*11.5
/

THCGAS
  24000*5
/

ROCKPROP
--overburden

```

```

1 30 660 2600 0 V /
--underburden
2 30 660 2600 0 V /
/

ROCKCON
--top
1 1 20 1 20 1 20 K- /
--bottom
1 1 20 1 20 40 60 K+ /
/

-----
PROPS =====
-----

DILATION
/

CNames
BETUME METANO /

KVCRS /
/

KVCR
0 0.0000
0 5.4547E5
0 0.0000
0 879.84
0 265.99
/

TCRIT
970.6 190.56 /
/

PCRIT
7 45.99 /
/

ACF
1.048 0.012 /
/

VCRIT
2.201 0.0986 /
/

ZI
0.8 0.2 /
/

MW
539 16.043 /
/

DREF
579.137016752131 20.1470498037795 /
/

SPECHA
2.13 2.22 /
/

SPECHG

```

```

0.01 2.22 /
/

DENSITY
580.783 999.014 0.677848 /
/

CREF
5.8E-05 1.1E-8 /
/

THERMEX1
6.64E-6 2.6E-8 /
/

INCLUDE
OILVISCT.txt /
/

GASVISCT
10 1.0 0.013979
20 1.0 0.014360
30 1.0 0.014740
40 1.0 0.015120
50 1.0 0.015500
60 1.0 0.015880
70 1.0 0.016260
80 1.0 0.016410
100 1.0 0.017401
125 1.0 0.018351
150 1.0 0.019302
175 1.0 0.020252
250 1.0 0.023103
275 1.0 0.024054
1000 1.0 0.051615
/

STCOND
16 1.01325 /
/

TREF
284.15 284.15 /

PREF
27.6242 27.6242 /

-----
-- START of:
-- This file has been generated by tNavigator v17.3-
1239-g03123d981d8
-- Copyright (C) RFDynamics 2003-2017.
-- All rights reserved.
-----

INCLUDE
SWOF.txt /

SKIP
SKIPOFF

LETWO
0 1 0.15 0.15 1 1 0.20324925 0.20324925 0 1 1.3 1
0 1.1 3.5 2 6.9 /

INCLUDE
SLGOF.txt /

```

/

SKIP
SKIPOFF

LETGO
0 1 0.05 0.2 1 1 0.8 0.8 0 1 2.2 1 1 1.1 3.1 1.9 4.5 /

-- END of:
-- This file has been generated by tNavigator v17.3-
1239-g03123d981d8
-- Copyright (C) RFDynamics 2003-2017.
-- All rights reserved.

ROCK
1.20572 82.6E-6 /

/

SOLUTION =====

PRESSURE
24000*33 /

/

TEMPI
24000*11 /

SOIL
24000*0.9 /

SWAT
24000*0.1 /

SGAS
24000*0.0 /

ZMF
24000*0.9 24000*0.1 24000*0.0 /

RPTRST
PRES TEMP SOIL SWAT SGAS YMF VOIL /

/

DATUM
530 /

/

SUMMARY =====

WSTPR
/

WSTPT
/

FPR
FOPR
FOPT
FWPR
FWPT
FGPR
FGPT

FWIR
FWIT
FSTPR
FSTPT
FHLR
FHLT
FWCT
FVIT
FGIT
FGIP
FOIP
FWIP
FOIR
FOIT
FGIR
FAQR
STORC

WBHP
INJECTOR
HORI2
HORP2
WWIT
WOPR
WGPR /

WTEMP
INJECTOR
HORP
HORI2
HORP2
WWIT
WOPR
WGPR
WSTPT
WTEMP
WSTPR
WBHP
WTHP
WPI
WWGR
WGIT
WGOR
WWCT
WGIR
WVIT
WGPT
WVPT
WOIT
WOPT
WOIR
WWPT
WWIR
WVPR
WOPR
WGPR
WWIT
WWPR
GWCT
GWGR
GWPT
GWIT
GOIT
GVIR
GOPT
GVPR

GWIR
GGPR
GWPR
GOPR /

WWIR
INJECTOR /

PERFORMANCE

RUNSUM

RPTONLY

SCHEDULE =====

SKIP
SKIPOFF

RUNCTRL

DTMAXORIGINAL 365
/

SKIPON
ENDSKIP

RPTSCHED
TEMP PRES SOIL SWAT SGAS /

INCLUDE
WELLS.txt /

END

III. ANEXO C

```

=====
--
--                RESERVATORIO (MODELAÇÃO TÉRMICA - SAGD)
--                | Catarina Pereira - 67378
--                Wells *.txt file
--
=====

RPTSCHED          'IS1' 10 16 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
  TEMP PRES SOIL SWAT SGAS VOIL VGAS Z 7.0056 /
VWAT /
/

RPTRST
  PRES TEMP SOIL SGAS SWAT VOIL VGAS VWAT /
/

-----
--Poço injetor =====
-----

DATES
  10 'MAR' 2010 /
/

WELSPECS
  'P1' 'G1' 10 4 534 'OIL' 0 STD SHUT YES 0 AVG 0 /
/

WCONINJE
  'IS1' WATER OPEN RATE 36 1* 50 /
/

WINJTEMP
  'IS1' 0.75 $Temperatura 1* /
/

COMPDAT
  'IS1' 10 4 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 5 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 6 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 7 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 8 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 9 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 10 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 11 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 12 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 13 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 14 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /
  'IS1' 10 15 30 30 'OPEN' 1* 1* .25 250000 1 1*
Z 7.0056 /

COMPORD
  'IS1' INPUT /
/

-----
--Poço produtor =====
-----

DATES
  10 'MAR' 2010 /
/

WELSPECS
  'P1' 'G1' 10 4 534 'OIL' 0 STD SHUT YES 0 AVG 0 /
/

WCONPROD
  'P1' 'OPEN' 'BHP' 1* 1* 1* 1* 1* 30 1*
1* 1* 1* 1* 1* /
/

COMPDAT
  'P1' 10 4 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 5 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 6 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 7 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 8 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 9 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 10 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 11 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 12 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 13 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 14 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 15 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
  'P1' 10 16 35 35 'OPEN' 1* 1*
.25 250000 1 1* Z 7.0056 /
/

WELSEGS
  'P1' 534 1.5 1 ABS HFA HO /
/

```

2 2 1 1 1 534 .25 1.0E-3 .055 /
3 14 2 1 1 535.5 .25 1.0E-3 .055 /
/

COMPSEGS

'P1' /
10 4 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 5 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 6 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 7 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 8 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 9 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /

10 10 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 11 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 12 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 13 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 14 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 15 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
10 16 35 1 534 535.5 Z 2* 33.7 /
/

TSTEP
60*30
/