

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS

Centro de Engenharias – CEng

Curso de Engenharia de Petróleo



Trabalho de Conclusão de Curso

Avaliação da Injeção Cíclica de Vapor em Campos *Onshore* do Espírito Santo

Lígia Simon Brum

Pelotas, 2019

Lígia Simon Brum

Avaliação da Injeção Cíclica de Vapor em Campos *Onshore* do Espírito Santo

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Valmir Francisco Risso

Pelotas, 2019

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas
Catalogação na Publicação

B893a Brum, Lígia Simon

Avaliação da injeção cíclica de vapor em campos onshore do Espírito Santo / Lígia Simon Brum ; Valmir Francisco Risso, orientador. — Pelotas, 2019.

135 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) — Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2019.

1. Injeção cíclica de vapor. 2. Fator de recuperação. 3. Bacia do Espírito Santo. I. Risso, Valmir Francisco, orient. II. Título.

CDD : 622

Elaborada por Maria Inez Figueiredo Figs Machado CRB: 10/1612

Lígia Simon Brum

Avaliação da Injeção Cíclica de Vapor em Campos *Onshore* do Espírito Santo

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado, como requisito parcial, para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas.

Data da Defesa: 14/11/2019

Banca Examinadora:


.....

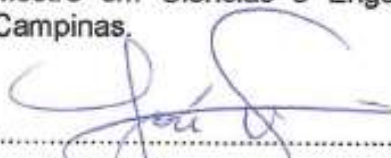
Prof. Dr. Valmir Francisco Risso (Orientador)

Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas.


.....

Prof. Me. Forlan La Rosa Almeida

Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas.


.....

Prof. Dr. José Wilson da Silva

Doutor em Engenharia Química pela Universidade Estadual de Campinas.

**Dedico este trabalho aos meus pais, que não
tiveram a oportunidade de cursar o ensino
superior.**

AGRADECIMENTOS

Começo este trabalho agradecendo a minha família, em especial meus pais, Mauro e Mirian, que acreditaram no meu potencial e estiveram do meu lado me apoiando e incentivando.

Agradeço ao meu noivo Moisés Dallmann, por sua paciência e compreensão nos momentos em que eu estava bastante atarefada e por sua motivação e amor, essenciais para o meu bem-estar. Muito obrigada por tudo, meu amor.

Agradeço a todos os professores que contribuíram com a minha formação, em especial ao Prof. Dr. Valmir pela orientação e incentivo durante a graduação.

Agradeço aos idealizadores do projeto de pesquisa P2M – Campos Maduros e Marginais, pois através deste tive a oportunidade de conhecer e me encantar pelo *onshore*.

Agradeço a minha diretora, Luna Viana, pelos ensinamentos e incentivo diário. És uma profissional admirável e meu ponto de referência.

Agradeço pelas amizades que construí durante a graduação, em especial a Paula Schinoff, por tantos momentos especiais que compartilhamos nestes anos de graduação.

Não poderia deixar de agradecer a Juliana Ávila, Tatyane Landuci, Emanuel Carlos, Iago Neves e Augusto Klaus por estarem sempre presentes me incentivando.

Agradeço a Universidade Federal de Pelotas por toda a infraestrutura necessária para a conclusão deste curso de graduação.

Agradeço também a CMG por disponibilizar as licenças e o modelo de fluido para a utilização neste trabalho.

***Precisamos dar um sentido humano às nossas
construções. E, quando o amor ao dinheiro, ao sucesso
nos estiver deixando cegos, saibamos fazer pausas para
olhar os lírios do campo e as aves do céu.***

Érico Veríssimo

RESUMO

BRUM, Lígia Simon. **Avaliação da Injeção Cíclica de Vapor em Campos *Onshore* do Espírito Santo**. 2019. 135f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo), Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2019.

No Brasil, em especial na bacia do Espírito Santo, há grande ocorrência de reservatórios contendo óleos pesados. Os métodos térmicos de recuperação avançada viabilizam a produção de óleo pesado em campos considerados não comerciais pelos métodos de recuperação convencionais. Um dos processos mais utilizados para a recuperação neste tipo de condição é a injeção cíclica de vapor, que consiste em três etapas: a primeira é a injeção de vapor no qual este é injetado dentro de um poço produtor, por um período específico de tempo; em seguida o poço é fechado por um curto período de tempo (*soaking*); e finalmente o poço é recolocado em produção durante meses a anos. Esse processo constitui um ciclo e pode ser repetido inúmeras vezes enquanto for viável economicamente, no entanto, à medida que o número de ciclos aumenta a injeção cíclica se torna menos eficiente. Com o objetivo de avaliar a eficiência da injeção cíclica de vapor em campos marginais *onshore*, foram construídos dois modelos de reservatório utilizando dados petrofísicos de sete campos, localizados na bacia do Espírito Santo. Para a simulação dos modelos fez-se o uso da ferramenta computacional STARS[®] da CMG. Para cada um dos estudos de caso foi avaliado o comportamento do reservatório surgente e submetido à injeção cíclica de vapor. Foi analisado o fator de recuperação, o comportamento das propriedades petrofísicas ao longo dos 15 anos de produção e ao final foi realizada uma análise de sensibilidade dos parâmetros *defaults* utilizados no modelo. Os resultados apontam que a injeção cíclica de vapor é eficiente para maximizar o fator de recuperação de reservatórios contendo óleos pesados com características petrofísicas da bacia do Espírito Santo, no entanto, para uma maior eficiência do método se faz necessário calibrar os parâmetros operacionais. A análise de sensibilidade mostrou que os seis parâmetros mais sensíveis são respectivamente a capacidade térmica volumétrica *overburden* e *underburden*, a condutividade térmica da fase óleo e da fase água e a condutividade térmica *overburden* e *underburden*, sendo assim, se faz necessário uma maior atenção com estes parâmetros a fim de tornar os resultados da simulação o mais representativo possível da realidade.

Palavras-chave: injeção cíclica de vapor; fator de recuperação; bacia do Espírito Santo

ABSTRACT

BRUM, Lígia Simon. **Cyclic Steam Injection Evaluation in Espírito Santo Onshore Fields**. 2019. 135f. Course Conclusion Paper (Graduation in Petroleum Engineering) CEng, Federal University of Pelotas, Pelotas, 2018.

In Brazil, especially in the Espírito Santo basin, there is a large occurrence of reservoirs containing heavy oils. Advanced recovery thermal methods enable heavy oil production in fields considered non-commercial by conventional recovery methods. One of the most commonly processes for used recovery this oil is the cyclic steam injection, which consists of three steps: the first is steam injection where steam is injected into a producing well for a specific period of time; The well is then closed for a short period (soaking time) and finally the well is put back into production. This process is one cycle and can be repeated over and over as long as it is economically viable, however, as the number of cycles increases the cyclic injection becomes less efficient. In order to evaluate the efficiency of cyclic steam injection in marginal onshore fields, two reservoir models were constructed using petrophysical data from seven fields located in the Espírito Santo basin. The models were simulated using the CMG STARS® computational tool. For each of the case studies the behavior of the emerging reservoir and submitted to cyclic steam injection was evaluated. The recovery factor, the behavior of the petrophysical properties over the 15 years of production were analyzed and at the end a sensitivity analysis of the default parameters used in the model was performed. The results indicate that the cyclic steam injection is efficient to maximize the recovery factor of reservoirs containing heavy oils with petrophysical characteristics of the Espírito Santo basin, however, for a better efficiency of the method it is necessary to calibrate the operational parameters. Sensitivity analysis showed that the six most sensitive parameters are respectively overburden and underburden volumetric thermal capacity, oil and water phase thermal conductivity and overburden and underburden thermal conductivity, parameters in order to make the simulation results as representative as possible.

Keywords: cyclic steam injection; recovery factor; Espírito Santo basin

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Consumo global e energia primária.	25
Figura 2 - Quantidade de poços perfurados no Brasil.	27
Figura 3 - Características típicas dos ambientes onshore e offshore do Brasil.	27
Figura 4 – Gráfico com o número de poços produtores onshore em operação no Brasil.	28
Figura 5 - Fator de Recuperação.	29
Figura 6 - Representação de uma seção de um meio poroso.....	30
Figura 7 - Representação do meio poroso contendo dois fluidos em seu interior: água e óleo.....	31
Figura 8 - Comportamento da viscosidade de uma amostra de óleo em relação ao incremento de temperatura.	33
Figura 9 - Relação da viscosidade com a temperatura.	33
Figura 10 - Fluxograma dos métodos de recuperação primária, secundária e avançada.....	35
Figura 11 - Estimativa do volume de óleo incrementado a partir de projetos EOR. ..	36
Figura 12 - Projetos de campo de recuperação avançada por litologia.....	37
Figura 13 - Representação esquemática do processo de injeção cíclica de vapor. ..	41
Figura 14 - Taxa de produção de óleo por ciclo.	42
Figura 15 - Resposta de um poço submetido a injeção cíclica de vapor.....	43
Figura 16 - Áreas de alta saturação de água nas proximidades dos poços estimulados com injeção de vapor.	44
Figura 17 - Esquema de Injeção contínua de vapor.....	45
Figura 18 - Temperatura de fundo do poço após a estimulação por injeção cíclica de vapor.	47
Figura 19 - Possíveis falhas em um poço de petróleo submetido a injeção de vapor.	48
Figura 20 - Perda de calor durante a injeção de vapor.	49
Figura 21 - Unidade Geradora de Vapor móvel.....	50

Figura 22 - Fluxograma básico de uma unidade de tratamento de água.	51
Figura 23 - Metodologia proposta para o estudo.....	62
Figura 24 - Metodologia para o EC 1.	67
Figura 25 - Fluxograma para o EC 2.	70
Figura 26 - Distribuição e ordem de estimulação dos poços no EC 2.	72
Figura 27 – Curva de permeabilidade relativa água-óleo.....	77
Figura 28 - Curvas de permeabilidade relativa líquido-gás.	77
Figura 29 - Curva de viscosidade do óleo em função da temperatura.	78
Figura 30 – Topo do reservatório do EC 1 visto em área 2D.	79
Figura 31 - Topo do reservatório do EC 1 visto em área 3D.	79
Figura 32 - Topo do reservatório do EC 2 visto em área 2D.	80
Figura 33 - Topo do reservatório do EC 1 visto em área 3D.	81
Figura 34 - Vista 2D da seção I-K (lateral) do poço 1.....	82
Figura 35 - Vista 2D da seção I-K (lateral) do poço 2 e 5.....	83
Figura 36 - Vista 2D da seção I-K (lateral) do poço 3 e 4.....	83
Figura 37 - Cronograma de produção e injeção do poço 1 do EC 2_CSS.	84
Figura 38 - Cronograma de produção e injeção do poço 5 do EC 2_CSS.	85
Figura 39 - Comparação da produção acumulada de óleo do EC 1_SURG e EC 1_CSS.....	87
Figura 40 - Produção de óleo (bbl/dia) do EC 1_SURG.....	88
Figura 41 - Produção de óleo (bbl/dia) do EC 1_CSS.....	89
Figura 42 - Curva de temperatura em função do tempo do EC 1_SURG.	90
Figura 43 - Curva de temperatura em função do tempo do EC 1_CSS.	91
Figura 44 – Variação da temperatura do reservatório do EC 1_SURG (lado esquerdo) e EC 1_CSS (lado direito) no início do projeto, sete e quinze anos após o início da simulação respectivamente.....	92
Figura 45 - Curva de saturação de óleo em função do tempo do EC 1_SURG.	93
Figura 46 - Curva de saturação de óleo em função do tempo do EC 1_CSS.	94
Figura 47 - Variação da saturação de óleo do EC 1_SURG (lado esquerdo) e EC 1_CSS (lado direito) no início do projeto, sete e quinze anos após o início da simulação respectivamente.	95
Figura 48 – Variação da concentração de óleo por unidade de área do EC 1_SURG (lado esquerdo) e EC 1_CSS (lado direito) no início do projeto, sete e quinze anos após o início da simulação respectivamente.	96

Figura 49 - Curva de pressão do reservatório em função do tempo do EC 1_SURG.	97
Figura 50 - Curva de pressão em função do tempo (EC 1 submetido a injeção cíclica de vapor).	98
Figura 51 – Variação da pressão do reservatório do EC 1_SURG (lado esquerdo) e EC 1_CSS (lado direito) no início do projeto, sete e quinze anos após o início da simulação respectivamente.	99
Figura 52 - Comparação da produção acumulada de óleo do EC 2_SURG e do EC 2_CSS.	100
Figura 53 - Comparação da produção acumulada de água do EC 2_SURG e EC 2_CSS.	102
Figura 54 - Produção acumulada de óleo e água do EC 2_CSS.	103
Figura 55 - Produção de óleo diária do EC 2_CSS.	104
Figura 56 - Produção de óleo diária do EC 2_SURG.	104
Figura 57 - Produção acumulada de óleo e água por poço do EC 2_SURG.	105
Figura 58 - Produção acumulada de óleo e água por poço do EC 02_CSS.	106
Figura 59 - Comparação das curvas de saturação de óleo do EC 2_SURG e EC 2_CSS.	107
Figura 60 - Saturação de óleo do EC 02_CSS no primeiro dia de simulação.	108
Figura 61 - Saturação de óleo do EC 02_CSS no primeiro dia de produção após o primeiro ciclo de injeção de vapor.	109
Figura 62 - Saturação de óleo do EC 02_CSS no segundo mês de produção após o primeiro ciclo de injeção de vapor.	109
Figura 63 - Saturação de óleo do EC 02_CSS no sexto mês de produção após o primeiro ciclo de injeção de vapor.	110
Figura 64 - Variação da concentração de óleo por unidade de área do EC 2_SURG (lado esquerdo) e EC 2_CSS (lado direito).	111
Figura 65 - Comparação das curvas de saturação de água do EC 02_SURG e EC 02_CSS.	112
Figura 66 - Saturação de água do EC 02_CSS no primeiro dia de simulação.	113
Figura 67 - Saturação de água após 11 dias de injeção de vapor (1º ciclo).	113
Figura 68 - Saturação de água do EC 02_CSS ao final do período de injeção (1º ciclo).	114
Figura 69 - Comparação das curvas de pressão do EC 2_SURG e EC 2_CSS.	115

Figura 70 - Pressão do EC 02_CSS no primeiro dia de simulação.	116
Figura 71 - Pressão do EC 02_CSS após 21 dias de injeção de vapor (1° ciclo). ..	116
Figura 72 - Pressão do EC 02_CSS no último dia do período de soaking (1° ciclo).	117
Figura 73 - Pressão do EC 02_CSS após dois meses de produção.	118
Figura 74 - Comparação das curvas de temperatura do EC 2_SURG e EC 2_CSS.	119
Figura 75 - Temperatura do EC 02_CSS no primeiro dia de simulação.	119
Figura 76 - Temperatura do EC 02_CSS após 10 dias de injeção de vapor (1° ciclo).	120
Figura 77 - Temperatura do EC 02_CSS após 21 dias de injeção de vapor (1° ciclo).	120
Figura 78 - Temperatura do EC 02_CSS após 2 meses em produção (1° ciclo). ...	121
Figura 79 – Temperatura do EC 02_CSS após 6 meses de produção (1° ciclo). ...	122
Figura 80 - Variação da temperatura do EC 2_SURG (lado esquerdo) e EC 2_CSS (lado direito).	123
Figura 81 - Análise de sensibilidade dos parâmetros defaults.	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tipos de óleo.....	32
Tabela 2 - Panorama da aplicação do método de combustão in-situ no Brasil.	38
Tabela 3 - Panorama da aplicação do método de injeção de vapor no Brasil.....	40
Tabela 4 - Parâmetros operacionais encontrados na literatura.	59
Tabela 5 - Parâmetros petrofísicos encontrados na literatura.	60
Tabela 6 - Características dos fluidos contidos no reservatório.	64
Tabela 7 - Composição molar dos fluidos no reservatório.	65
Tabela 8 - Características do reservatório do EC 1.....	67
Tabela 9 - Características da malha do EC 1.....	68
Tabela 10 - Parâmetros defaults utilizados no EC 1.	68
Tabela 11 - Parâmetros operacionais utilizados no EC 1 baseado nos valores obtidos na revisão.	69
Tabela 12 - Características da malha do EC 2.....	71
Tabela 13 - Características do reservatório do EC 2.....	71
Tabela 14 - Parâmetros operacionais utilizados no EC 2.....	72
Tabela 15 - Configuração dos poços do EC2.....	73
Tabela 16 - Propriedades defaults analisadas quanto à sensibilidade.....	74
Tabela 17 - Número de simulações OFAT para os atributos defaults.	75
Tabela 18 - Volume de Óleo in Place do EC 1.....	80
Tabela 19 - Volume de Óleo in Place do EC 2.....	81
Tabela 20 - Fator de Recuperação EC 1.....	87
Tabela 21 - Fator de Recuperação do EC 2.....	101

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - Equação da porosidade.	30
Equação 2 - Densidade do óleo.	32
Equação 3 - Equação para análise de sensibilidade.....	75

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

°API	<i>American Petroleum Institute</i>
EOR	<i>Enhancement Oil Recovery</i>
CCS	<i>Cyclic Steam Simulation</i>
E&P	Exploração & Produção
PIB	Produto Interno Bruto
FR	Fator de Recuperação
BAR	Boletim Anual de Reservas
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
EUA	Estados Unidos da América
UGV	Unidade Geradora de Vapor
SPT	Sonda de Perfuração Terrestre
ANS	Árvore de Natal Seca
BM	Bombeio Mecânico
STARS	<i>Thermal & Advanced Processes Reservoir Simulator</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
VPL	Valor Presente Líquido
RGO	Razão Gás-Óleo
CWE	<i>Cold Water Equivalent</i>
SCF/STB	<i>Standard Cubic Foot per Stock Tank Barrel</i>
Np	Produção Acumulada de Óleo (bbl)

Wp

Produção Acumulada de Água (bbl)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	20
1.1. Motivação e Justificativa.....	21
1.2. Objetivos	22
1.2.1. Objetivos Principais.....	22
1.2.2. Objetivos Secundários	22
1.3. Estrutura do Trabalho.....	23
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1. Cenário Energético Mundial	25
2.2. Cenário Petrolífero Brasileiro.....	26
2.3. Fator de Recuperação.....	28
2.4. Propriedades Básicas dos Reservatórios e Fluidos	29
2.4.2. Permeabilidade	30
2.4.3. Saturação.....	31
2.4.4. Densidade	31
2.4.5. Viscosidade e Temperatura	32
2.5. Métodos de Recuperação Avançada.....	34
2.6. Métodos Térmicos de Recuperação.....	37
2.6.1. Combustão <i>In-Situ</i>	37
2.6.2. Fluido Quente.....	38
2.6.3. Injeção de Vapor	39
2.7. Injeção Cíclica de Vapor.....	40
2.8. Injeção Contínua de Vapor.....	44
2.9. Projeto de Injeção Cíclica de Vapor	45
2.9.1. Aspectos Técnicos	45
2.9.2. Aspectos Operacionais	46
2.9.3. Aspectos Econômicos	52
2.10. Simulação Numérica de Reservatórios	53
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	54

3.1. Aspectos Técnicos	54
3.2. Dados da Literatura	58
4. METODOLOGIA	62
4.1. Ferramentas Utilizadas.....	63
4.2. Aquisição de Dados.....	63
4.3. Funções-Objetivos.....	64
4.4. Modelagem do Fluido	64
4.5. Modelagem do Reservatório.....	65
4.5.1. Premissas	65
4.5.2. Estudo de Caso 01	66
4.5.2.1. Parâmetros Petrofísicos e Operacionais EC1	67
4.5.3. Estudo de Caso 02.....	69
4.5.3.1. Parâmetros Petrofísicos e Operacionais EC2.....	70
4.5.3.2. Arranjo dos Poços.....	72
4.5.3.3. Análise de Sensibilidade	73
4.5.3.3.1. Análise de Sensibilidade OFAT	74
5. APLICAÇÃO	76
5.1. Características da Bacia do Espírito Santo	76
5.2. Dados de Rocha-Fluido.....	76
5.3. Estudo de Caso 01	78
5.4. Estudo de Caso 02	80
6. RESULTADOS E DISCUSSÃO	86
6.1. Estudo de Caso 01	86
6.1.1. Curvas de Produção.....	86
6.1.2. Comportamento do Reservatório EC 01	89
6.2. Estudo de Caso 02	100
6.2.1. Curvas de Produção.....	100
6.2.2. Comportamento do Reservatório EC 02	106
6.3. Análise de Sensibilidade	124
7. CONCLUSÕES.....	125
8. RECOMENDAÇÕES	128
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	129

1. INTRODUÇÃO

O progresso da humanidade sempre esteve associado à produção e consumo de energia (HASNER *et al.*, 2019). O consumo de energia primária cresceu a uma taxa de 2,9% no ano passado, quase o dobro da média por ano, considerando os últimos 10 anos, e o mais rápido desde 2010 (BP, 2019).

O consumo de petróleo cresceu 1,4 milhões de barris acima da média por dia, ou 1,5%, e a produção global de petróleo aumentou em 2,2 milhões de barris por dia (BP, 2019). Com a necessidade crescente por petróleo, a questão colocada: como os produtores de petróleo atenderão esta demanda?

A produção de petróleo é separada em três fases: primária, secundária e terciária (ZERKALOV, 2015). A recuperação primária envolve a extração de hidrocarbonetos que naturalmente fluem até à superfície. Durante a segunda fase, a água ou gás são injetados no poço para deslocar o óleo até a superfície. Após as duas primeiras fases, o fator de recuperação médio para campos de petróleo, em todo o mundo, é cerca de 35% (PETERSOHN, 2018). Isto significa que cerca de dois terços do óleo que foi descoberto é deixado dentro do reservatório (LABASTIE, 2011). A implementação dos métodos de recuperação avançada de petróleo, chamados de *Enhancement Oil Recovery* (EOR), caracterizam a fase terciária, auxiliando no aumento do fator de recuperação final, o que será uma necessidade para atender a demanda futura. O EOR envolve a injeção de materiais que normalmente não estão presentes no reservatório para aumentar a produção.

Uma grande parte das reservas mundiais de petróleo existe sob a forma de óleos pesados. O desenvolvimento de tais reservas pelos métodos tradicionais é muitas vezes ineficiente devido à alta viscosidade do óleo (ZHU *et al.* 2011). A produção de óleo pesado sempre foi um desafio para as empresas de petróleo. Durante os últimos anos, novas técnicas e tecnologias foram desenvolvidas e implementadas com o objetivo de maximizar a produção de hidrocarbonetos

(BASSAM *et al.*, 2019). Os processos térmicos de recuperação avançada, que dependem da redução da viscosidade do óleo através do calor que é injetado, são os mais adequados para extrair estes recursos (ZHU *et al.* 2011).

Das técnicas existentes, a injeção cíclica de vapor, também conhecida por *Cyclic Steam Simulation* (CSS), tem significativa importância na indústria do petróleo no Brasil por ter sido implantada em diversos campos terrestres das bacias brasileiras (OLIVEIRA *et al.*, 2016).

1.1. Motivação e Justificativa

Com a descentralização da produção de petróleo no cenário brasileiro e a estimulação para novos caminhos na indústria *onshore*, existem diversos programas de incentivos à produção de campos terrestres que motivam a realizar esse estudo, como por exemplo, o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), Oferta Permanente e o Projeto Topázio.

Devido às características técnicas do segmento *onshore*, principalmente as baixas vazões de produção quando comparado com o *offshore*, os campos terrestres se apresentam pouco atrativos para operadoras de grande porte, que não veem vantagens em explorar áreas, algumas vezes menores, e que em sua maioria encontram-se em declínio de produção ou estão no limite de viabilidade econômica. Em contrapartida, as empresas de pequeno e médio porte veem nos campos maduros e marginais um enorme potencial a ser explorado, proporcionando o desenvolvimento de indústrias regionais e geração de empregos.

Sendo assim, faz-se necessário buscar alternativas para maximizar o fator de recuperação dos campos *onshore*, visto que sua vida produtiva normalmente é curta, devido à elevada viscosidade das acumulações de óleo. A injeção cíclica de vapor está sendo aplicada fortemente nos reservatórios de óleo pesado (OLIVEIRA *et al.*, 2016), a qual tem como objetivo reduzir a viscosidade do óleo por meio do vapor injetado à elevadas temperaturas.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivos Principais

O objetivo principal deste estudo é testar a eficiência da injeção cíclica de vapor em campos maduros e marginais *onshore*. Através de dois modelos de simulação de reservatório com características representativas dos campos terrestres localizados na bacia do Espírito Santo. A partir de então será realizado uma avaliação detalhada dos resultados para entender o comportamento e resposta do método nestes diferentes cenários.

1.2.2. Objetivos Secundários

- Entendimento do simulador térmico STARS[®] utilizado para o estudo de reservatórios pesados, os quais só são viáveis por meio de métodos térmicos de recuperação avançada;
- Avaliar a eficiência da injeção cíclica de vapor na produção de um reservatório com propriedades petrofísicas críticas (baixa porosidade e permeabilidade).
- Avaliar o comportamento de um reservatório com cinco poços submetidos à injeção cíclica de vapor;
- Avaliar o raio de drenagem, temperatura do reservatório, pressão do reservatório, saturação de água após o ciclo de injeção e o comportamento da produção;
- Investigar a sensibilidade do método aos parâmetros utilizados para a construção dos modelos utilizando a função objetivo N_p .
- Comparar a produção acumulada dos modelos surgentes com os de injeção cíclica de vapor.

1.3. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está organizado em sete capítulos: Introdução, Fundamentação Teórica, Revisão Bibliográfica, Metodologia, Aplicação, Resultados e Discussão, Conclusão e Recomendações.

No Capítulo 2 é apresentado um embasamento teórico a respeito do cenário energético mundial e nacional, abordando a crescente demanda por energia e as inúmeras bacias sedimentares terrestres pouco exploradas. São apresentados ainda, fundamentos a respeito do fator de recuperação e como os métodos de recuperação avançada, em especial os métodos térmicos, podem contribuir com a maximização do fator de recuperação destas bacias. Por fim, são detalhados os aspectos técnicos, operacionais e econômicos que precisam ser considerados em um projeto de injeção cíclica de vapor e como a simulação numérica de reservatórios pode contribuir na otimização destes projetos e na tomada de decisão.

No Capítulo 3 estão reunidos os principais estudos publicados relacionados à eficiência dos métodos de recuperação avançada, em especial da injeção cíclica de vapor, em campos de óleo pesado. Ao final do capítulo foram reunidos em duas tabelas os parâmetros operacionais e petrofísicos com os seus respectivos valores de referência.

No Capítulo 4 descreve-se a metodologia adotada para a construção dos dois estudos de caso avaliados neste trabalho e as ferramentas computacionais utilizadas. Além disso, foi detalhada a origem dos dados manipulados e quais os parâmetros a serem analisados quanto à sensibilidade.

No Capítulo 5 são tratados aspectos relacionados às ferramentas computacionais utilizadas. São exemplificadas as principais etapas na criação dos modelos junto ao simulador de fluxo *STARS*[®].

O Capítulo 6 apresenta os principais resultados obtidos neste trabalho. É discutido o comportamento das propriedades petrofísicas quando submetidos a elevadas temperaturas; o desempenho do método em diferentes cenários; e os parâmetros *defaults* mais sensíveis que merecem atenção durante a modelagem.

No Capítulo 7 encontram-se as principais conclusões obtidas a partir deste estudo e as recomendações para trabalhos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Cenário Energético Mundial

Com 160 anos de utilização permanente, o petróleo é um elemento fundamental e imprescindível para a humanidade, apresentando elevada densidade energética e permeando todos os setores industriais (D'ALMEIDA, 2019).

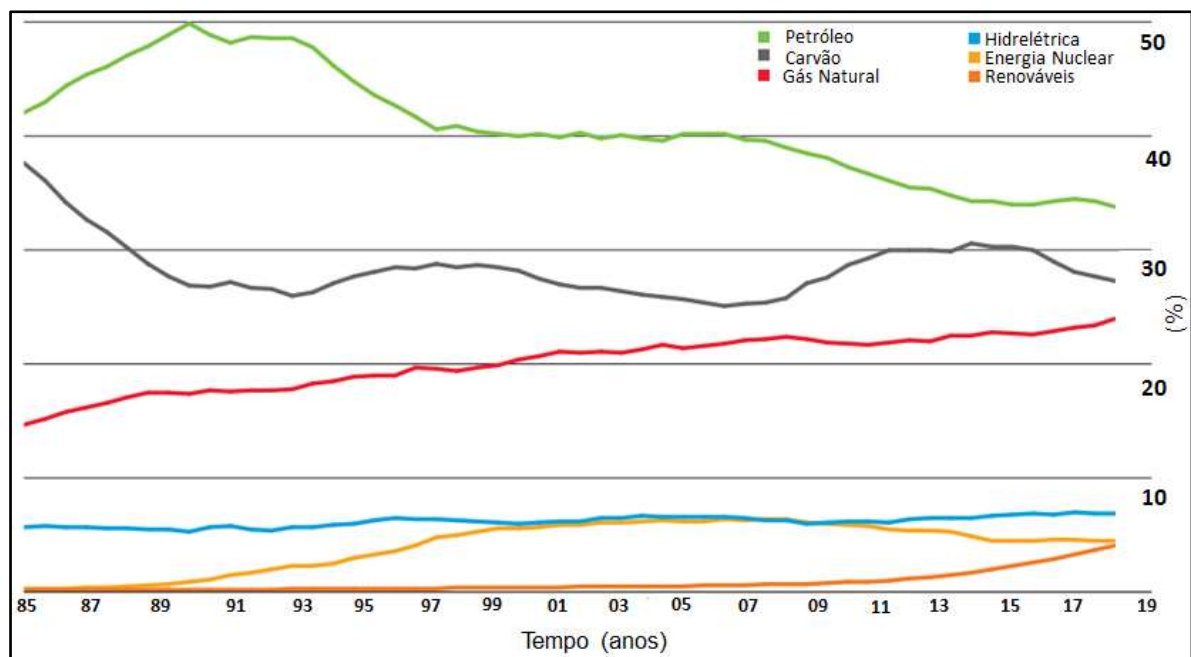


Figura 1 - Consumo global e energia primária.

Fonte: Adaptado de BP, 2019, p.11.

De acordo com a empresa ExxonMobil, embora o uso de veículos leves possa atingir o pico até 2030, o petróleo continuará a desempenhar um papel de liderança no cenário energético mundial, com demanda crescente impulsionada pelo transporte comercial e pela indústria química que usa petróleo como matéria essencial (BP, 2019).

2.2. Cenário Petrolífero Brasileiro

Quando falamos do ambiente operacional em que um projeto E&P ocorre, duas possibilidades devem vir à mente: *onshore* (terrestre) e *offshore* (marítimo). O contraste da diferença entre terra e mar é grande, assim como, à diferença entre os principais indicadores desses ambientes no Brasil.

Dados da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (ABESPETRO) demonstram que o setor de petróleo e gás responde por 13% do PIB brasileiro. Trata-se de uma indústria extremamente importante para o Brasil, responsável pela geração de milhares de empregos e pela injeção de bilhões de reais em investimentos (ANP, 2018).

Os números são relevantes. Porém, a indústria do petróleo ainda é uma pequena fração do que poderia representar para o País. O potencial petrolífero do Brasil ainda é pouco conhecido. Menos de 5% das áreas sedimentares estão concedidas e apenas 30 mil poços foram perfurados somando o ambiente marinho e terrestre do Brasil. A porção marítima da bacia de Pernambuco-Paraíba e a bacia *Madre de Dios*, no Acre, por exemplo, não contam com um poço sequer. A Argentina, com área significativamente menor, já perfurou o dobro desse número e os EUA, milhões de poços (ANP, 2018).

Enquanto o Brasil possui aproximadamente 23 mil poços perfurados em bacias terrestres ao longo de toda a história, os Estados Unidos perfuram aproximadamente 30 mil novos poços por ano (VIANA, 2019).

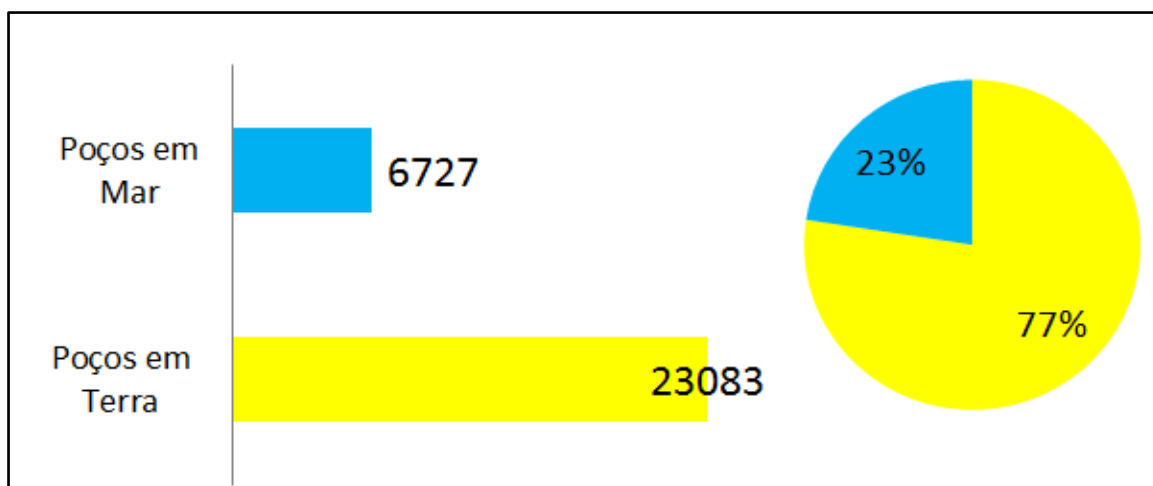


Figura 2 - Quantidade de poços perfurados no Brasil.
Fonte: Adaptado de Dados ANP (Jun/2019).

Os investimentos relacionados aos poços de projetos *offshore* são superiores ao *onshore*, assim como os custos de operação e produção (Figura 3).

	Onshore	Offshore	Pré-Sal
Investimento Médio na Construção de 1 Poço	6 mi USD	45 mi USD	90 mi USD
OPEX Médio	2 USD/boe	11 USD/boe	<8 USD/boe
Produção Média de 1 Poço no Brasil	40 boe/d	2.300 boe/d*	23.000 boe/d
Poços em Operação no Brasil	7.818	687	68
Participação na Produção Nacional	8%	46%	46%

Figura 3 - Características típicas dos ambientes *onshore* e *offshore* do Brasil.
Fonte: Adaptado de ANP, 2016 apud ABESPETRO, 2017, p.22.

Mesmo que a quantidade de poços *onshore* em operação seja cerca de 10 vezes maior que *offshore*, a média de produção em mar é aproximadamente 100 vezes superior. Como resultado a produção total brasileira advém em mais de 90% do ambiente marítimo (ANP, 2016 apud ABESPETRO, 2017).

Realizando um comparativo entre as figuras 2 e 3 é possível observar que apenas cerca de 33% dos poços perfurados em bacias terrestres encontravam-se em operação no ano de 2016 e, de acordo com novos dados publicados, este

número vem diminuindo (Figura 4). O declínio na quantidade de poços em operação se deve à falta de investimentos e manutenção. Em muitos poços, a produção só se torna viável a partir de investimentos em métodos de recuperação avançada.

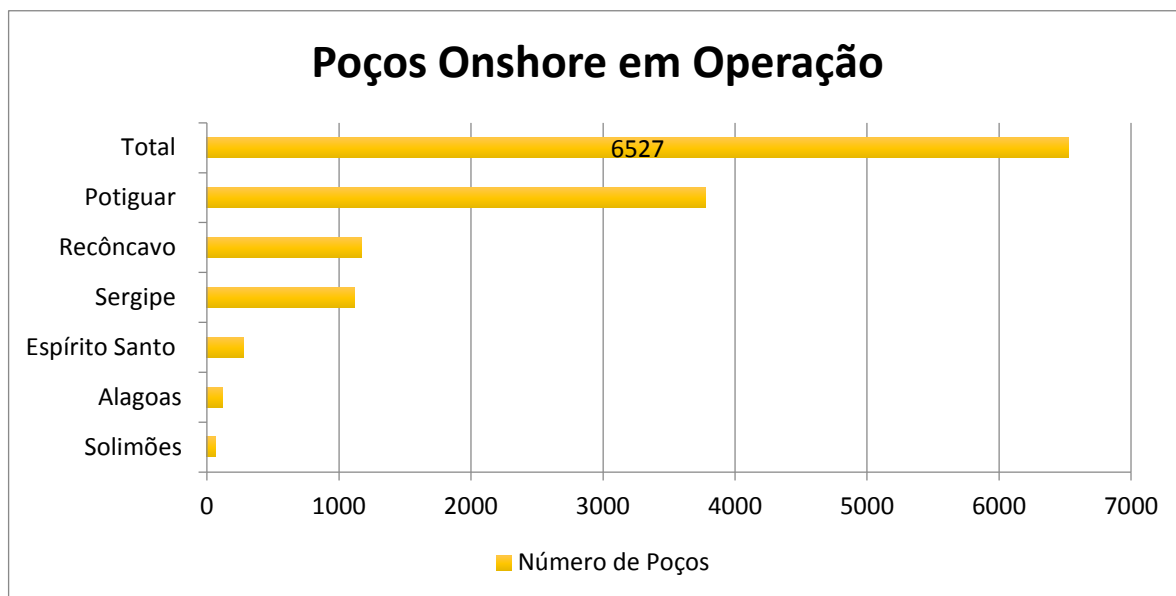


Figura 4 – Gráfico com o número de poços produtores onshore em operação no Brasil.
Fonte: Adaptado de Dados ANP (Fev/2019).

2.3. Fator de Recuperação

A maioria das empresas petrolíferas concentram seus esforços em maximizar o fator de recuperação (FR) de seus campos de petróleo. Isso porque é cada vez mais difícil descobrir novos campos petrolíferos. Pois grande parte das bacias sedimentares que podem conter petróleo já foram exploradas e novas descobertas tendem a ser pequenas (MUGGERIDGE *et al.*, 2013)

Como pode ser observado na figura 5, o fator de recuperação de óleo do Brasil é baixo devido à maturidade dos campos. De acordo com o Boletim Anual de Reservas (BAR) de 2016, já foram recuperados 9% do volume total contido nos reservatórios e deve-se chegar a uma média de 21% considerando as reservas totais declaradas. Mundialmente, o FR médio é de 35% e na Noruega, por exemplo, somente para o óleo, esse fator chega a mais de 50% (ANP, 2018).

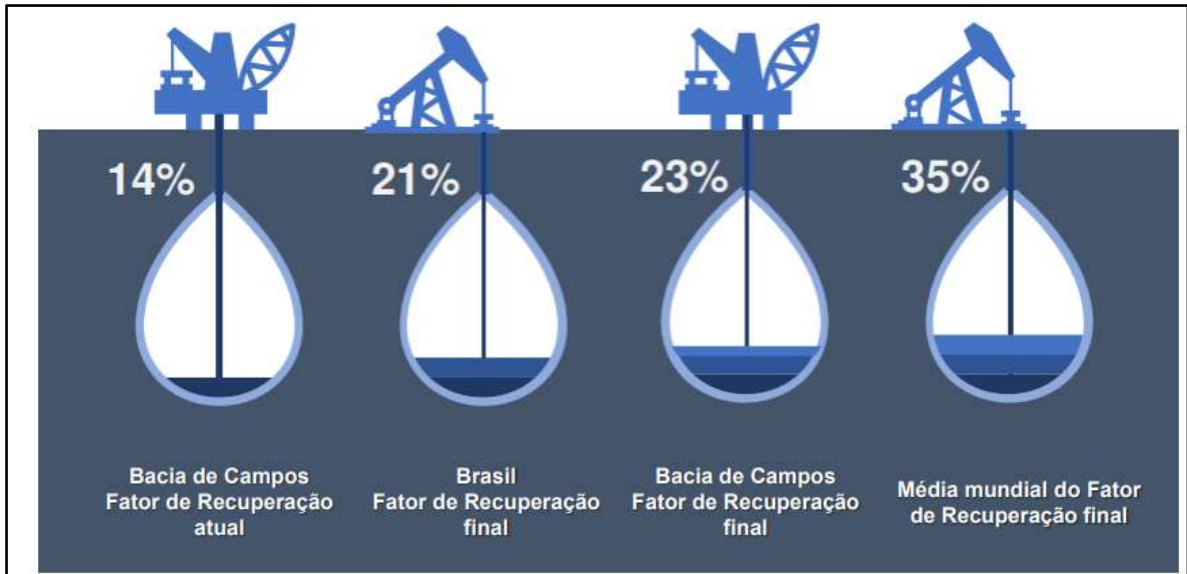


Figura 5 - Fator de Recuperação.
 Fonte: PETERSOHN, 2018, p.20.

Para se ter uma ideia, 1% a mais no FR do Brasil gera potencialmente US\$ 18 bilhões em novos investimentos e US\$ 11 bilhões em royalties. Isso equivale a reservas adicionais de 2,2 bilhões de barris de óleo equivalente (PETERSOHN, 2018). Isto posto, é inegável que os números mostram que o Brasil pode ir além, investindo em novas tecnologias e ampliação dos métodos de recuperação para aumentar a fração a ser recuperada nos campos maduros e marginais.

A recuperação final de uma jazida de hidrocarbonetos reflete a estratégia adotada para a sua exploração, elaborada, mas também limitada, a partir das características do reservatório e seus fluidos, do ambiente geográfico, da tecnologia existente, do cenário econômico, das obrigações legais e ambientais, entre outros.

2.4. Propriedades Básicas dos Reservatórios e Fluidos

2.4.1. Porosidade

De acordo com Rosa *et al.* (2006) a porosidade é uma das mais importantes propriedades de uma rocha reservatório, pois ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A equação da porosidade é definida pela razão entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma.

$$\phi = \frac{V_v}{V_t}$$

Equação 1 - Equação da porosidade.

Sendo que ϕ representa a porosidade absoluta, V_v o volume de vazios na rocha e V_t o volume total da rocha.

A porosidade pode ser classificada basicamente como absoluta (conforme a equação e descrição acima) ou efetiva. A Porosidade efetiva é definida como a relação entre o volume poroso interconectado e o volume total do meio, ou seja, parte do volume poroso está isolado dos demais poros e a outra parte pode estar conectada entre si (Figura 6). A porosidade efetiva é o parâmetro de maior interesse no processo de recuperação de óleo já que descreve o volume máximo de fluido que pode ser extraído.



Figura 6 - Representação de uma seção de um meio poroso.
Fonte: PLUCENIO, 2016, p.29.

2.4.2. Permeabilidade

A permeabilidade pode ser definida como a maior ou menor facilidade que a rocha oferece a percolação do fluido.

A permeabilidade em arenitos não consolidados pode atingir valores altos, na faixa de 1 a 10 *Darcy*. Por outro lado, em arenitos consolidados, geralmente situados

em grandes profundidades, os valores de permeabilidade podem ser tão baixos quanto 1 *miliDarcy* (ROSA *et al.*,2006).

2.4.3. Saturação

Define-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso como sendo a fração do volume de poros ocupada pelo fluido.

Normalmente os espaços vazios das rochas-reservatórios estão parcialmente ou totalmente preenchidos por líquidos (água e óleo) e gás. Sendo de grande relevância econômica conhecer a percentagem que cada fluido ocupa no espaço poroso.

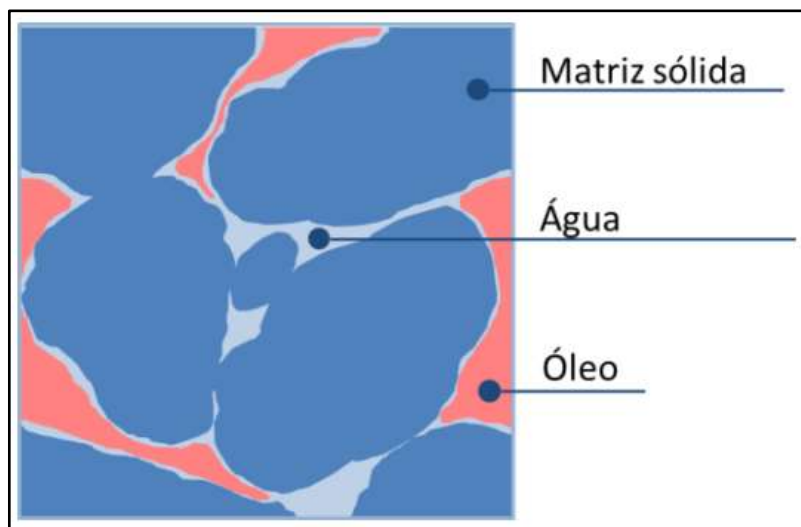


Figura 7 - Representação do meio poroso contendo dois fluidos em seu interior: água e óleo.
Fonte: PLUCENIO, 2016, p.30.

2.4.4. Densidade

O petróleo pode ser classificado como qualquer hidrocarboneto líquido no seu estado natural.

O petróleo pode ser considerado como toda mistura de hidrocarbonetos existentes na fase líquida nas condições originais de reservatório e que permanece líquido nas condições normais de pressão e temperatura na superfície, possuindo viscosidade absoluta menor ou igual a 10.000 centipoise, medida nas condições de temperatura original do reservatório e pressão de superfície (ANP, 2000, p. 4).

A classificação é dada em quatro categorias distintas conforme apresentado na tabela 1:

Tabela 1 - Tipos de óleo.

Tipo de Óleo	Densidade (20°C)	°API
Leve	$\leq 0,87$	≥ 31
Médio	$0,87 < p \leq 0,92$	$22 \leq ^\circ API < 31$
Pesado	$0,92 < p \leq 1,00$	$10 \leq ^\circ API < 22$
Extrapesado	$> 1,00$	< 10

Fonte: Adaptado de ANP, 2000.

O °API é o sistema de unidades utilizado pela indústria de petróleo para representar a densidade do óleo, que é representada por:

$$^\circ API = \frac{141,51}{Densidade} - 131,50$$

Equação 2 - Densidade do óleo.

A densidade de uma substância é a relação entre o peso de um determinado volume de matéria e o peso de igual volume de água, medidos à temperatura de 20°C.

2.4.5. Viscosidade e Temperatura

A viscosidade dinâmica é a propriedade que determina o grau de resistência do fluido a uma força cisalhante (CANCIAM, 2013). Vários estudos têm demonstrado que essa grandeza é altamente influenciada por mudanças na temperatura. Observa-se na prática que a taxa de redução da viscosidade é maior no intervalo inicial de variação de temperatura (Figura 8).

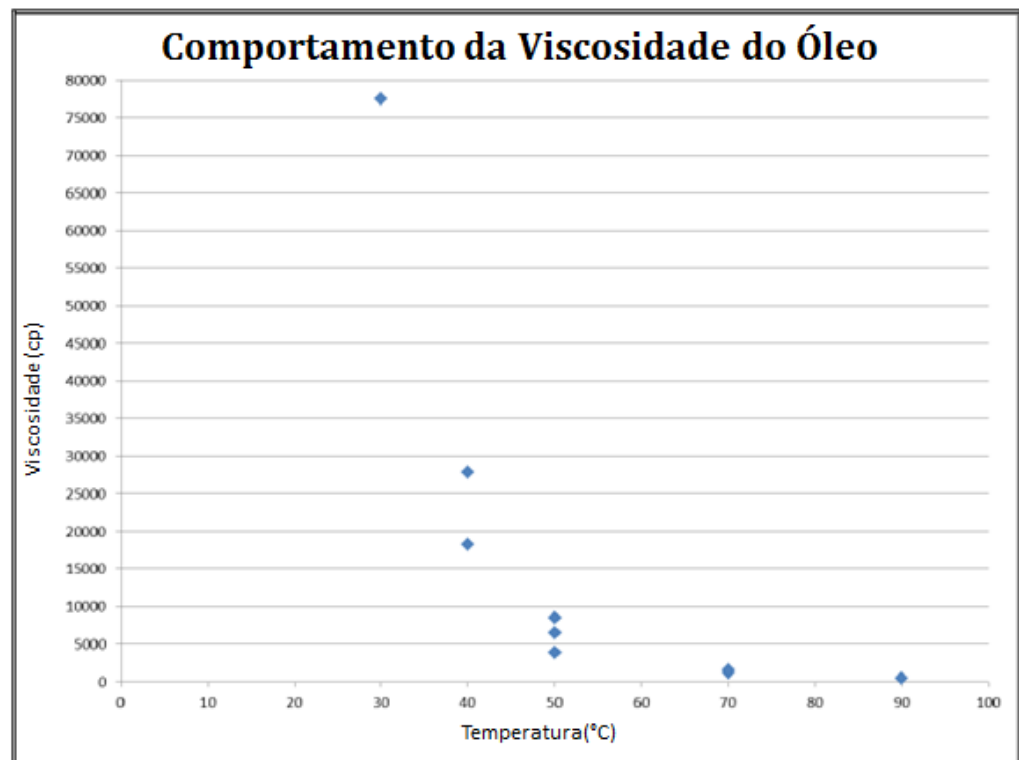


Figura 8 - Comportamento da viscosidade de uma amostra de óleo em relação ao incremento de temperatura.

Fonte: Modificado de BANCO DE DADOS PETROBRAS, 2019.

Nos óleos a viscosidade diminui exponencialmente com o aumento de temperatura. Na figura 9 são mostradas três curvas de viscosidade para óleos com diferentes viscosidades, na condição de reservatório a uma temperatura de 37,8°C.

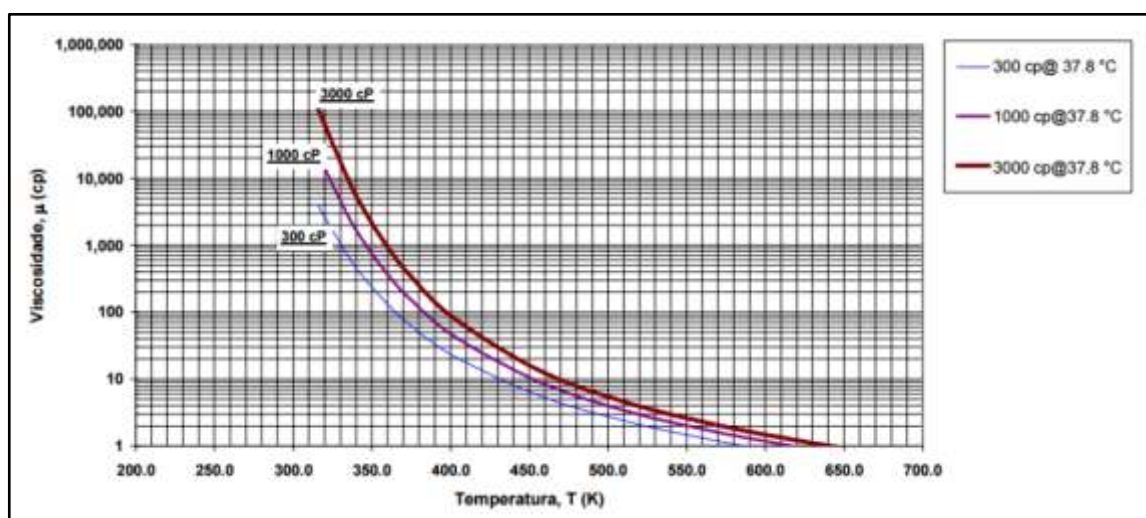


Figura 9 - Relação da viscosidade com a temperatura.

Fonte: BARRILAS, 2005, p.35.

2.5. Métodos de Recuperação Avançada

Os métodos de EOR surgem da necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório, aumentando assim o fator de recuperação e consequentemente o lucro do processo.

Os métodos de EOR são aplicados para extrair o petróleo residual e aumentar seu fator de recuperação, em reservatórios que podem ou não ter passado pelos métodos de recuperação primária e secundária (ROSA *et al.*, 2006).

A recuperação primária baseia-se na produção do óleo pelo diferencial de pressão entre o poço de produtor e o reservatório. Quando a pressão do reservatório diminui a ponto de o poço não ter mais surgência, são aplicados métodos de recuperação secundária, que consistem na injeção de fluido (água ou gás) para a elevação e manutenção da pressão (SULZBACHER, 2018).

A necessidade de utilização de EOR ocorre devido ao pequeno percentual de recuperação da maioria dos reservatórios de óleo e gás existentes. As características do reservatório, do fluido e da rocha é que vão definir o método que deve ser utilizado para o processo de EOR. Os métodos de recuperação avançada podem ser divididos em diversas categorias, conforme mostra a figura 10.

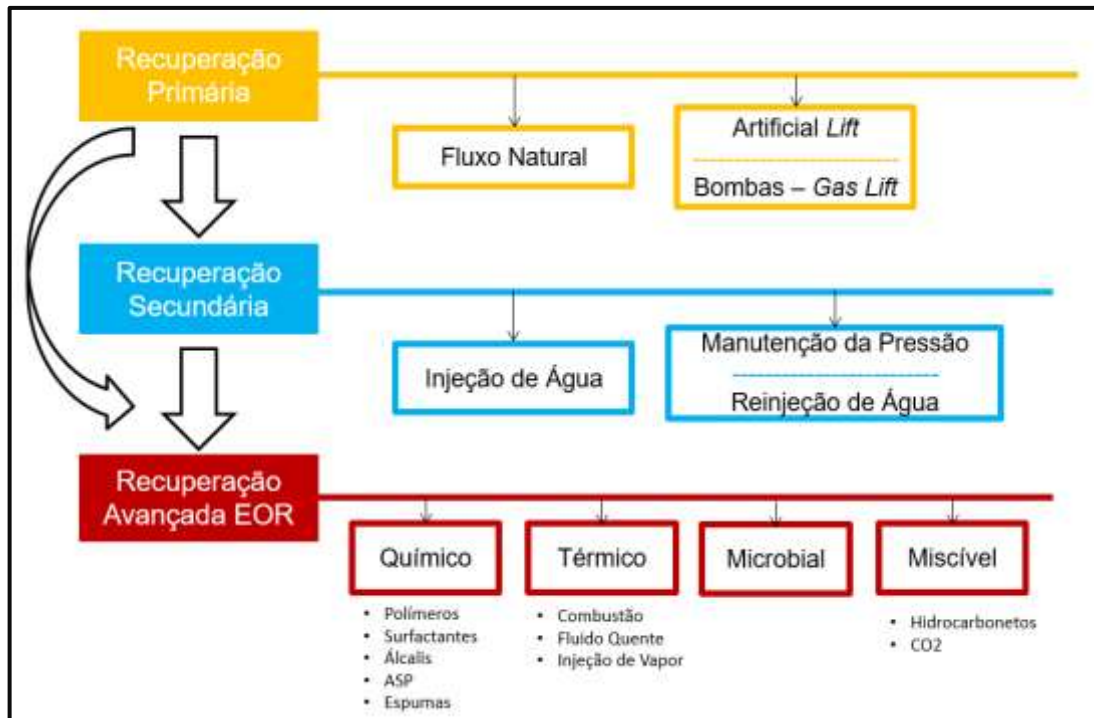


Figura 10 - Fluxograma dos métodos de recuperação primária, secundária e avançada.
Fonte: Modificado de LAKE *et al.*, 2014.

Devido ao elevado custo dos fluidos utilizados para a injeção, é necessário realizar uma comparação entre o acréscimo da exploração de óleo do poço que venha com a implementação da recuperação e o incremento de produção ao se perfurar novos poços e, assim, decidir qual é o projeto mais viável. Como mostra a figura 11, a produção futura estimada do campo é representada pelo declínio B-C, mas com a aplicação do projeto de EOR em B, houve o incremento de produção representado pela área limitada em B-D (LAKE *et al.*, 2014).

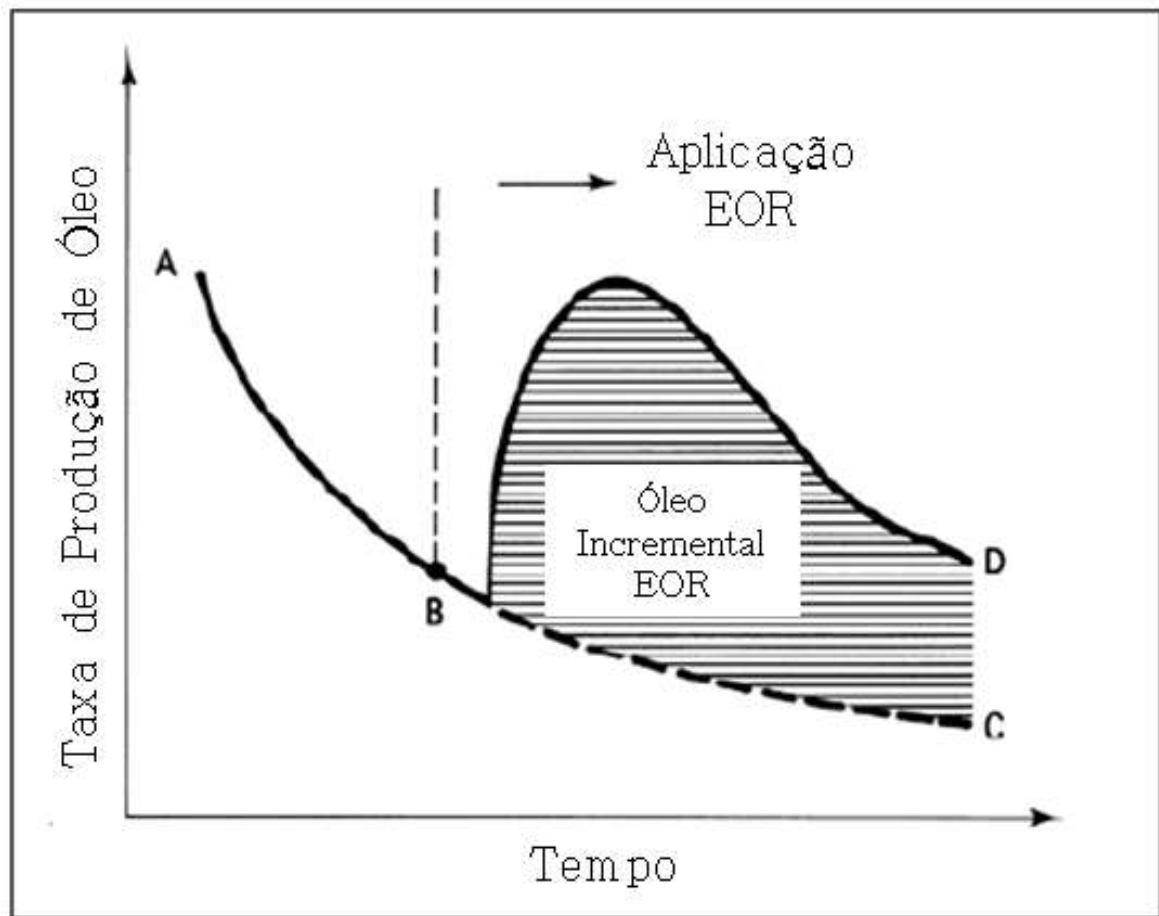


Figura 11 - Estimativa do volume de óleo incrementado a partir de projetos EOR.
 Fonte: Modificado de LAKE *et al.*, 2014.

Os métodos de EOR com maior índice de sucesso no mundo são os térmicos, principalmente a injeção de vapor nas suas mais variadas formas e esquemas (QUEIROZ *et al.*, 2005). Esses são recomendados para reservatórios com óleos do tipo pesado e de alta viscosidade.

De acordo com Manrique *et al.* (2010), com base em um banco de dados internacional com 1507 projetos de EOR, os métodos térmicos de recuperação avançada aplicados a reservatórios areníticos são os mais utilizados mundialmente (Figura 12).

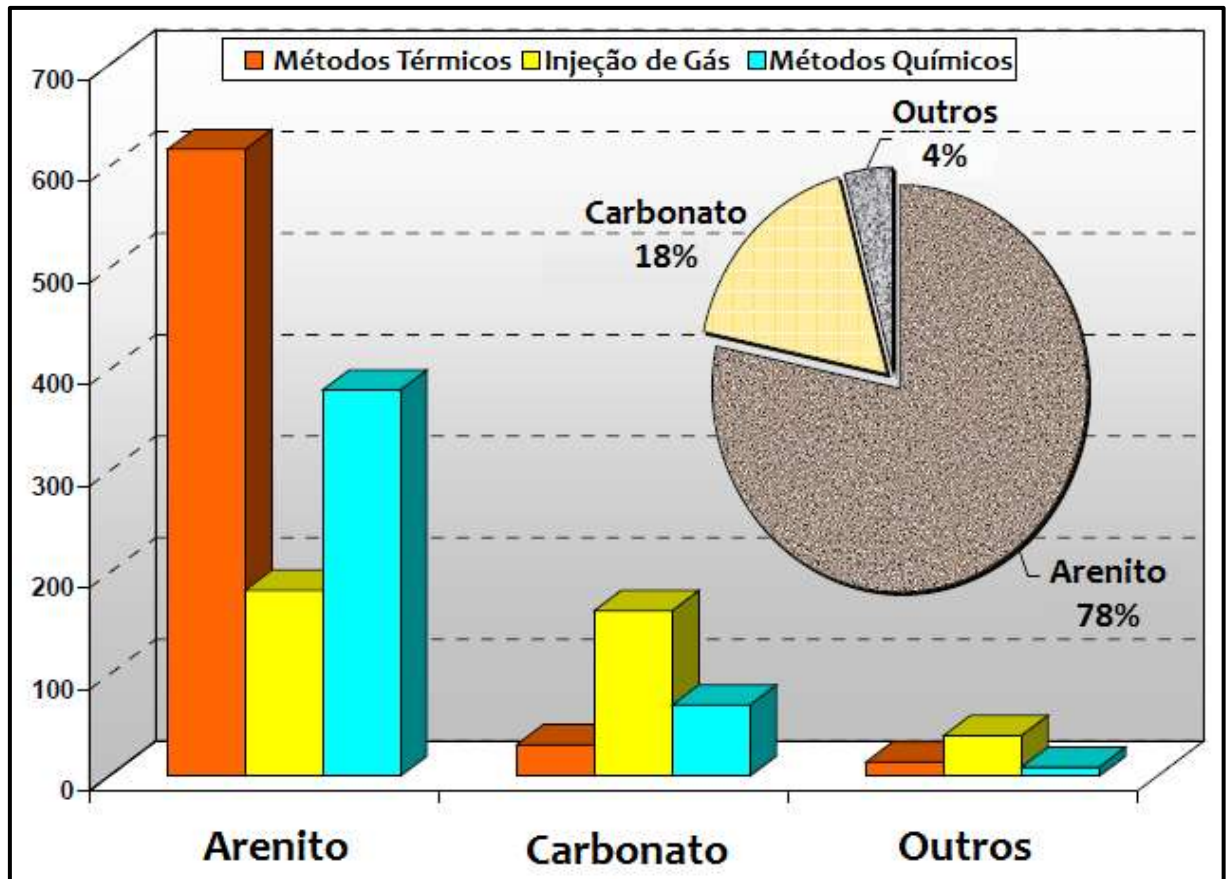


Figura 12 - Projetos de campo de recuperação avançada por litologia.
Fonte: Modificado de MANRIQUE *et al.*, 2010.

2.6. Métodos Térmicos de Recuperação

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos (THOMAS, 2001). No Brasil, os métodos térmicos para recuperação de óleos pesados apresentam um histórico de sucesso, alcançado principalmente com a injeção de vapor.

2.6.1. Combustão *In-Situ*

Na combustão *in-situ*, o calor é gerado no próprio reservatório a partir da combustão do próprio óleo ali existente (BARRILAS, 2005). O processo inicia-se com a injeção de oxigênio (ar) no reservatório. Como em qualquer reação de combustão, o oxigênio se combina com o combustível (óleo) formando dióxido de carbono e água, liberando calor (ROSA *et al.*, 2006).

Conforme Shecaira *et al.* (2002), no Brasil, a combustão *in-situ* foi aplicada no final da década de 70 com o intuito de recuperar óleo em dois projetos pilotos com estrutura de campo terrestre: Buracica e Carmópolis (Tabela 2). O projeto piloto de Buracica obteve os melhores índices, sendo que a injeção de ar promoveu a manutenção da pressão no reservatório, favorecendo a produção do óleo. Por outro lado, a produção de areia, a corrosão nos poços e a manutenção dos equipamentos de superfície revelaram-se como problemas operacionais. Já o piloto de Carmópolis apresentou índices inferiores utilizando o processo de combustão (Rosa *et al.*, 2017).

Tabela 2 - Panorama da aplicação do método de combustão *in-situ* no Brasil.

Método de Recuperação	Aplicações	Campos	Período de Aplicação	Sucesso	Número de Poços
Combustão In-Situ	2 Pilotos <i>Onshore</i>	Buracica (BA)	1979-1986	Não	4 Poços Injetores
		Carmópolis (SE)	1978-1991		4 Poços Injetores

Fonte: Adaptado de ROSA *et al.*, 2017.

2.6.2. Fluido Quente

A injeção de água quente é o tipo mais básico de recuperação térmica. Apesar de seu uso simplista e direto, a injeção de água quente é um método que possui poucas vantagens quando comparado a outros métodos térmicos (CABRAL, 2017).

A injeção de água quente possui três desvantagens ao comparar com a injeção de vapor, a primeira é devido à necessidade de aquecer muita água para deslocar certo banco de óleo, a segunda é que normalmente a vazão de injeção é menor, e a terceira é que a água quente possui menor entalpia do que o vapor, tornando assim mais viável a injeção de vapor (TORRES, 2018).

Embora a injeção de água quente seja geralmente considerada menos aplicável do que a injeção de vapor há registros na literatura de projetos bem sucedidos. A injeção de água quente pode ser usada em muitos reservatórios onde o vapor não pode. Estes incluem formações sensíveis à água doce e aquelas com altas pressões, onde a temperatura de vapor seria excessiva (Rosa *et al.*, 2006).

2.6.3. Injeção de Vapor

A injeção de vapor pode ser de maneira cíclica ou contínua. De acordo com Rosa *et al.* (2006), a injeção cíclica é usada para reforçar a recuperação primária em reservatórios.

Na maioria dos projetos que utilizam a recuperação térmica, a injeção de vapor começa como um programa de injeção cíclica e é posteriormente mudado para injeção contínua, quando o programa cíclico se torna marginal (ROSA *et al.* 2006).

A injeção de vapor além de provocar uma redução da viscosidade do óleo, devido às elevadas temperaturas, também provoca a dilatação e a destilação do óleo, mecanismos que contribuem significativamente para o aumento da recuperação.

- **Dilatação do Óleo:** o óleo quando aquecido, adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório. Dependendo da composição, o óleo pode dilatar de 10 a 20% durante uma injeção de vapor. Isso ocorre em um menor grau na injeção de água quente, já que neste caso as temperaturas são menores que na injeção de vapor (ROSA *et al.*, 2006).
- **Destilação do Óleo:** no deslocamento de um óleo volátil por vapor, a alta temperatura, as frações mais leves do óleo residual podem ser vaporizadas. Essas frações se condensam quando em contato com a formação mais fria, formando um solvente à frente da zona de vapor (ROSA *et al.*, 2006).

Os projetos de injeção de vapor são responsáveis por praticamente toda a produção por EOR no Brasil (QUEIROZ, 2006). Projetos com injeção cíclica de

vapor foram implantados com sucesso já no final da década de 70 (Tabela 3). Atualmente a injeção de vapor, é amplamente aplicada em campos *onshore* de óleos viscosos da Petrobras.

Tabela 3 - Panorama da aplicação do método de injeção de vapor no Brasil

Método de Recuperação	Aplicações	Campos	Início de Aplicação	Sucesso
Injeção de Vapor	Em Larga Escala	Fazenda Alvorada (BA)	1999	Sim
		Dom João Terra (BA)	-	
		Miranga (BA)	-	
		Carmópolis (SE)	1978	
		Siririzinho (SE)	1995	
		Castanhal (SE)	1981	
		Alto do Rodrigues (RN)	1984	
		Estreito (RN)	1984	
		Fazenda Belém (RN)	1982	
		Fazenda Poçinho (RN)	-	
		Monte Alegre (RN)	-	
		Fazenda Alegre (ES)	2001	
		Rio Preto Oeste (ES)	2000	
		Fazenda São Jorge (ES)	2000	
		Inhambu (ES)	2005	
		Cancã (ES)	-	
		Córrego Cedro Norte (ES)	2002	

Fonte: Adaptado de ROSA *et al.*, 2017.

Em comparação a combustão *in-situ*, a injeção de vapor funciona com um princípio diferente: ao invés de aumentar a temperatura apenas dentro do reservatório, há uma injeção de fluido já com a temperatura aumentada. Além disso, é considerado um método mais seguro, pois não permite riscos de explosão no reservatório (COELHO, 2016). Isto posto, de acordo com Rosa *et al.* (2006), a injeção de vapor apresenta outra vantagem sobre a combustão *in-situ* que é a de danificar menos os poços.

2.7. Injeção Cíclica de Vapor

A injeção cíclica foi descoberta acidentalmente pela empresa Shell na Venezuela em 1959, quando se produzia óleo pesado por injeção contínua de vapor. Durante a injeção ocorreu um rompimento (*breakthrough*) de vapor e, para reduzir a

pressão de vapor no reservatório o poço injetor foi posto em produção, sendo observada produção de óleo com vazões consideráveis (NASR *et al.*, 2005). Esse método também é conhecido como estimulação cíclica por vapor, *steam-soak* e *huff and puff* (QUEIROZ, 2006) e requer apenas um poço, usado alternadamente, como produtor e injetor (ALVARADO, 2002).

Ainda que o alvo principal da injeção de vapor é a redução da viscosidade do óleo pesado, quase todos os outros parâmetros no reservatório, incluindo suas interações rocha-fluido e propriedades da rocha, são afetados pelo calor.

A injeção cíclica de vapor consiste em três etapas: Injeção de vapor, *soaking-time* e produção do óleo aquecido.

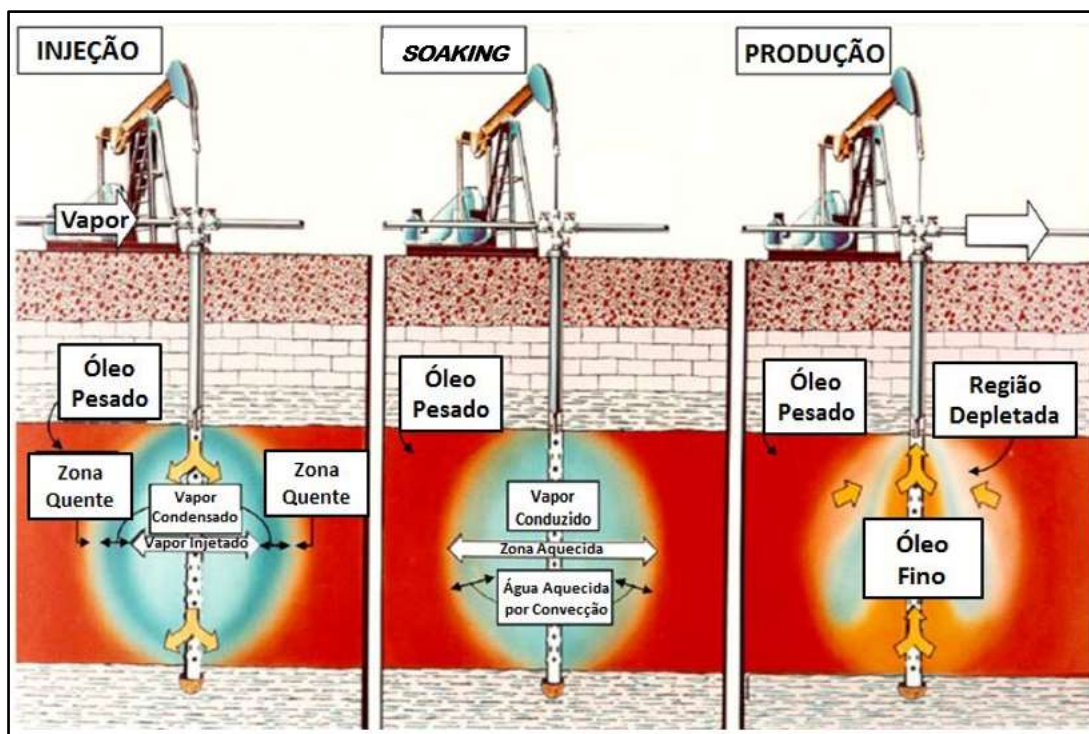


Figura 13 - Representação esquemática do processo de injeção cíclica de vapor.
Fonte: Modificado de ALVARADO, 2002, p.202.

Neste método, o vapor é injetado por certo período de tempo para aquecer a formação próxima ao poço. O tempo de injeção vai depender do volume de vapor a ser injetado e da capacidade da formação em absorver esse vapor. Antes de um poço estimulado por injeção de vapor ser colocado em produção, é necessário um período de *soaking* (amortecimento) para permitir que o vapor injetado aqueça o óleo ao redor do poço e reduza sua viscosidade para que ela se torne mais suscetível ao fluxo. Nas operações reais, o período de *soaking* pode variar de dias a

semanas, ou até meses. Ao final do *soaking* o poço é colocado em produção e quando a vazão de produção declina e atinge um ponto semelhante à vazão de produção do óleo antes da injeção, inicia-se um novo ciclo de vapor (TRIGOS, 2018).

A resposta à injeção cíclica de vapor varia consideravelmente com o tipo do reservatório. Para estruturas espessas, muito inclinadas, a drenagem por gravidade é dominante e muitos ciclos são possíveis, à medida que óleo menos viscoso e aquecido continue a fluir para baixo em direção ao poço produtor. Para reservatórios pouco inclinados, onde o mecanismo de produção é o gás em solução, a energia do reservatório é rapidamente depletada, limitando o número de ciclos de injeção (ROSA *et al.* 2006).

Uma vida útil típica da estimulação cíclica de vapor tem de oito a doze ciclos (LIU, 2012). A eficiência da Injeção de vapor e a produção de óleo incremental reduzem ao longo dos ciclos (Figura 14), sendo necessário injetar maiores volumes de vapor por períodos de tempo mais próximos.

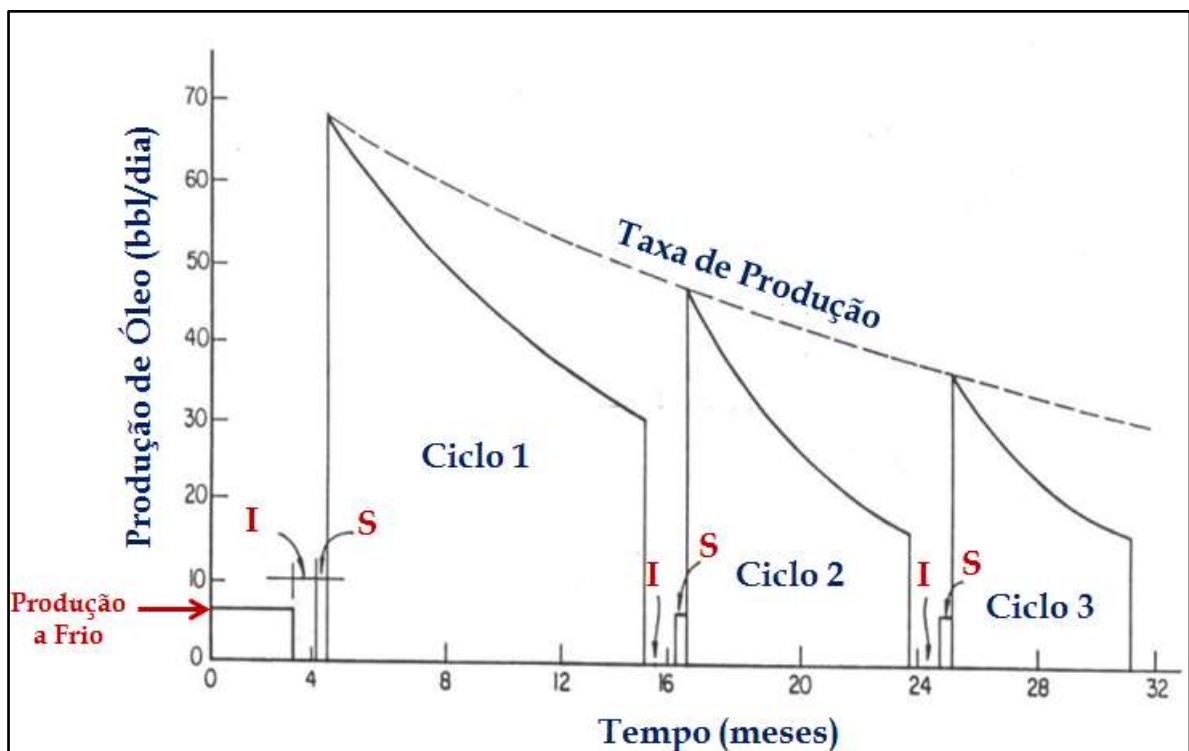


Figura 14 - Taxa de produção de óleo por ciclo.
Fonte: Modificado de ALVARADO, 2002, p.203.

Projetos de injeção cíclica de vapor são amplamente aplicados em campos *onshore* de óleos viscosos (abaixo de 20°API) (ANP, 2017) localizados na região Nordeste e nas acumulações da bacia do Espírito Santo (QUEIROZ *et al.*, 2005).

A figura 15 mostra a resposta que um poço localizado na bacia do Espírito Santo teve quando estimulado por injeção de vapor. O incremento de produção no primeiro ciclo foi bastante significativo, no entanto, nos ciclos posteriores foi diminuindo significativamente, até o momento em que proporção de vapor injetado e produção não ser mais viável economicamente.

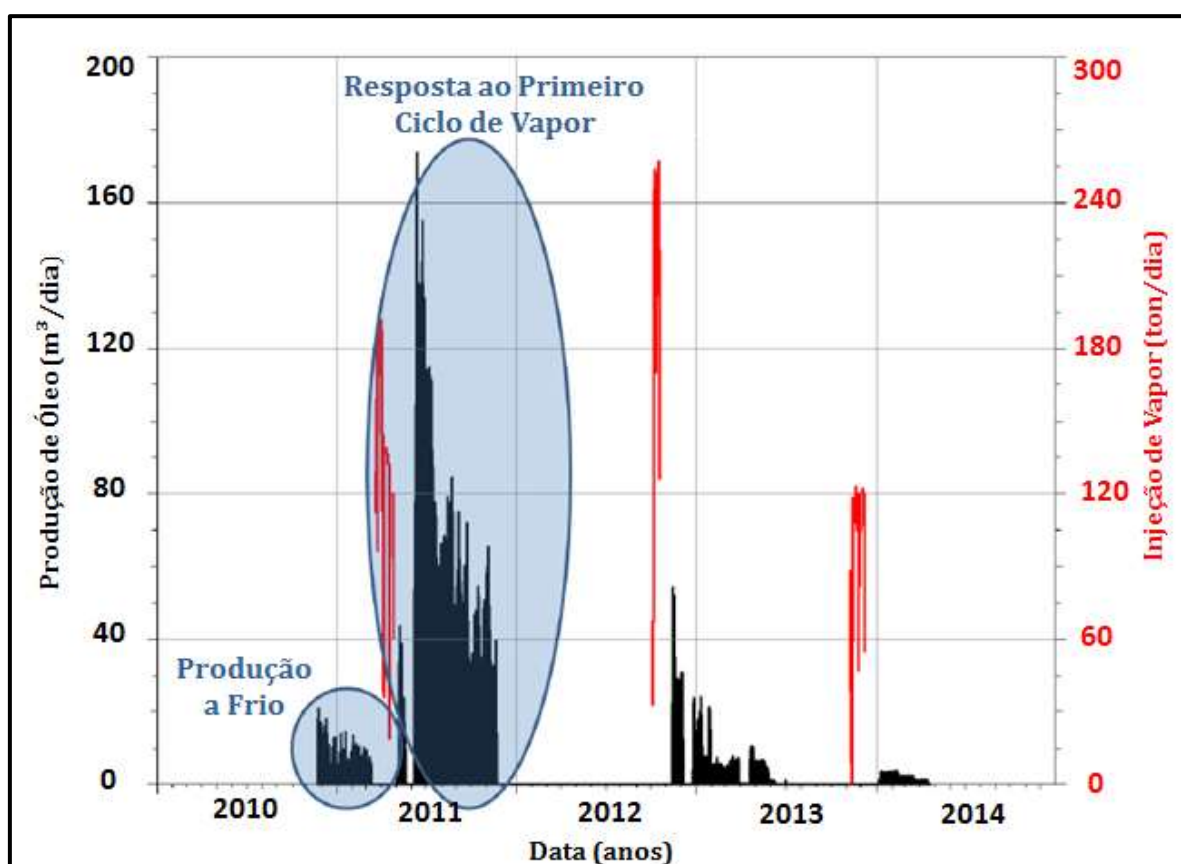


Figura 15 - Resposta de um poço submetido a injeção cíclica de vapor.
Fonte: Modificado de BANCO DE DADOS PETROBRAS, 2019.

Um agravante da perda de eficiência no decorrer dos ciclos é que apenas uma parte da água injetada como vapor, cerca de 30-35%, é produzida. Isso implica que uma grande quantidade de água injetada forma depósitos ao redor dos poços produtores (Figura 16). Tais regiões de alta saturação de água afetam os ciclos de injeção subsequentes visto que contribuem significativamente para a perda de calor (ALVARADO, 2002).

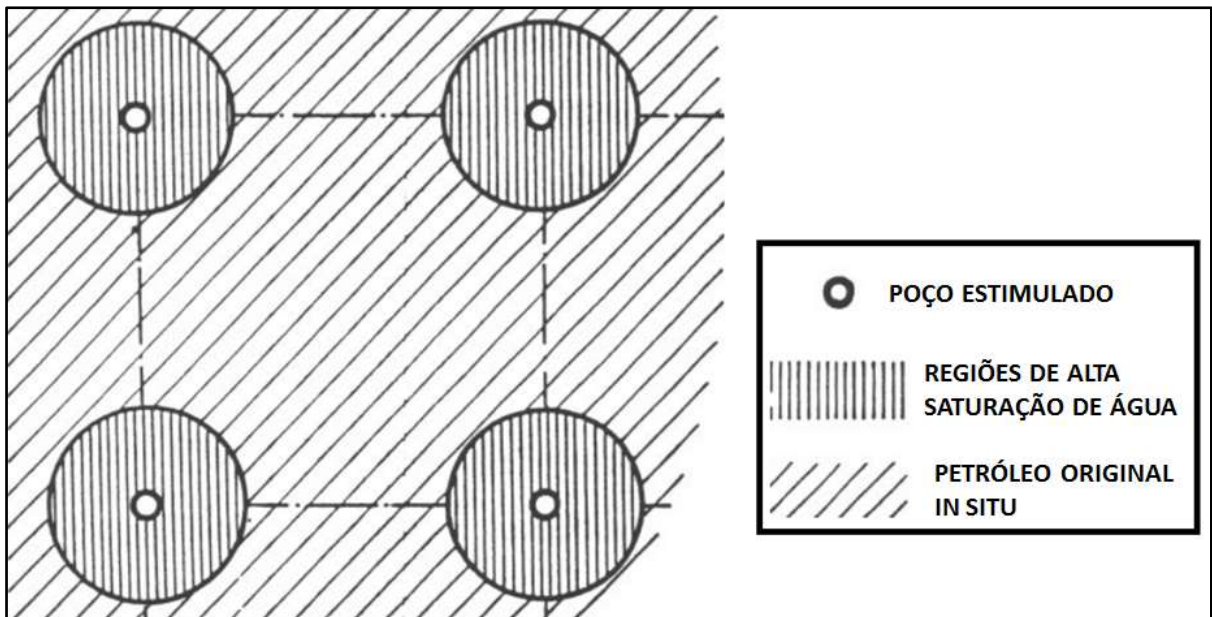


Figura 16 - Áreas de alta saturação de água nas proximidades dos poços estimulados com injeção de vapor.

Fonte: ALVARADO, 2002, p.226.

2.8. Injeção Contínua de Vapor

A injeção contínua de vapor consiste em injetar vapor em um poço auxiliar central com o objetivo de deslocar o óleo na direção dos poços produtores. Este método é mais viável em reservatórios espessos, pois minimiza as perdas de calor para as camadas sub e sobrejacentes.

Na injeção contínua perdas de calor são maiores devido a uma grande área atingida e um longo período de injeção. No entanto, a recuperação do óleo é mais eficaz do que na injeção cíclica. Enquanto a injeção cíclica permite recuperar cerca de 15% do óleo no local, a injeção contínua recupera até 80% (GUSHIKEN *et al.*, 2008). Em contrapartida, os custos envolvidos na injeção contínua de vapor são mais elevados, visto os grandes volumes de vapor necessários, além do custo envolvido na perfuração do poço injetor.

O processo de injeção de vapor inicia-se na Unidade Geradora de Vapor (UGV) onde a água é bombeada para o gerador de vapor e transforma-se em vapor úmido. As linhas de distribuição transportam o vapor para os poços injetores. Após passar pela cabeça do poço, o vapor percorre a coluna de injeção até ser inserido na formação produtora. O vapor escoar no interior de reservatório e, à medida que

troca calor com a formação e com o óleo, parte do vapor condensa transformando-se em água quente. O óleo, agora com viscosidade reduzida, é produzido e enviado para a estação de separação em superfície através dos poços produtores (DIAS JR. *et al.*, 2014).

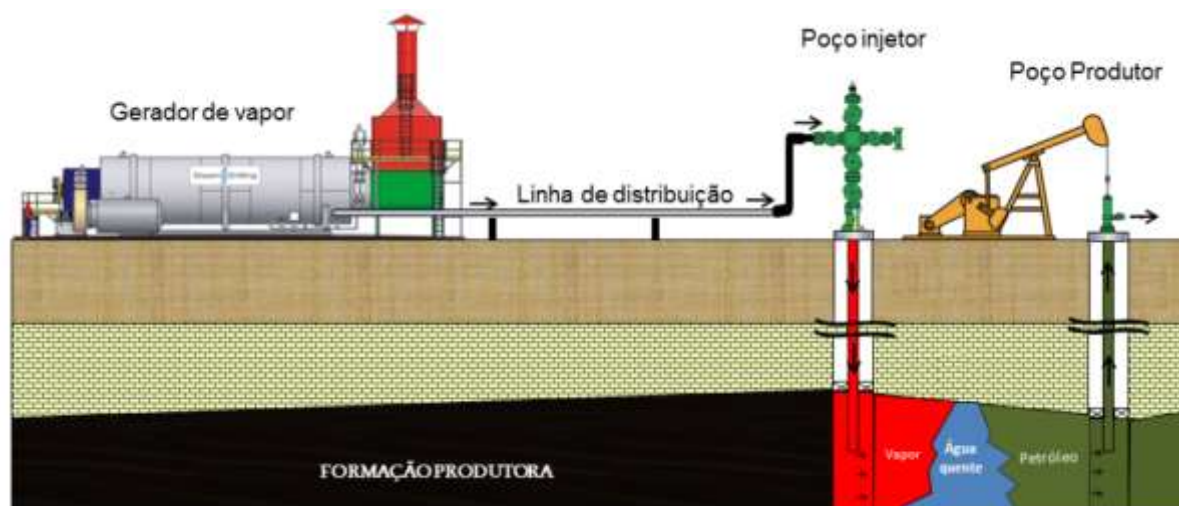


Figura 17 - Esquema de Injeção contínua de vapor.

Fonte: DIAS JR. *et al.*, 2014, p.47.

2.9. Projeto de Injeção Cíclica de Vapor

2.9.1. Aspectos Técnicos

Óleos viscosos, entre 10 e 20 °API são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. No entanto, óleos voláteis de alto °API podem ser avaliados para o método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente (ROSA *et al.*, 2017).

Reservatórios muito profundos são antieconômicos para a injeção de vapor, pelo fato de requerer elevadas temperaturas, devido às perdas de calor no poço (PRAXEDES, 2013). Altas permeabilidades (>200 mD ou preferencialmente >500 mD) são necessárias para permitir uma injetividade adequada; a transmissibilidade deve ser maior que 100 mD ft/cP nas condições de reservatório. Profundidades menores do que 90 metros podem não permitir uma boa injetividade porque as pressões de injeção necessárias podem exceder o gradiente de fratura. Perdas de calor se tornam importantes em profundidades maiores do que 900 metros

(GURGEL, 2009). Reservatórios muito fechados, ou seja, pouco permeáveis, reduzem a eficiência do método (LIMA, 2015).

Poços com baixa injetividade não absorvem grandes taxas de vapor, não sendo possível injetar o volume total planejado e consequentemente a injeção cíclica de vapor não acarreta em incrementos de produção satisfatórios.

A baixa injetividade está atrelada as propriedades do reservatório, como baixa permeabilidade, alta pressão, hidratação das argilas e baixa porosidade. As argilas são muito sensíveis à água e quando o vapor é injetado a elevadas temperaturas a permeabilidade das argilas reduz 50% por ser sensível à água (TRIGOS *et al.*, 2018).

2.9.2. Aspectos Operacionais

Em um poço de petróleo, logo após a perfuração, uma tubulação de revestimento é introduzida e o espaço anular entre esta e a formação é preenchida por pasta de cimento formando uma bainha. Esta bainha de cimento é responsável por manter a estabilidade do poço, sustentar o revestimento e evitar a comunicação dos fluidos entre as zonas (SOUZA, 2017).

A integridade da bainha cimentante tende a ser prejudicada durante a injeção de vapor devido à variação de temperatura (NASCIMENTO, 2006). Para que a estimulação térmica seja eficiente, é necessário injetar o vapor à elevadas temperaturas, sendo assim, se faz necessário à adequação do poço para suportar a variação de temperatura (Figura 18).

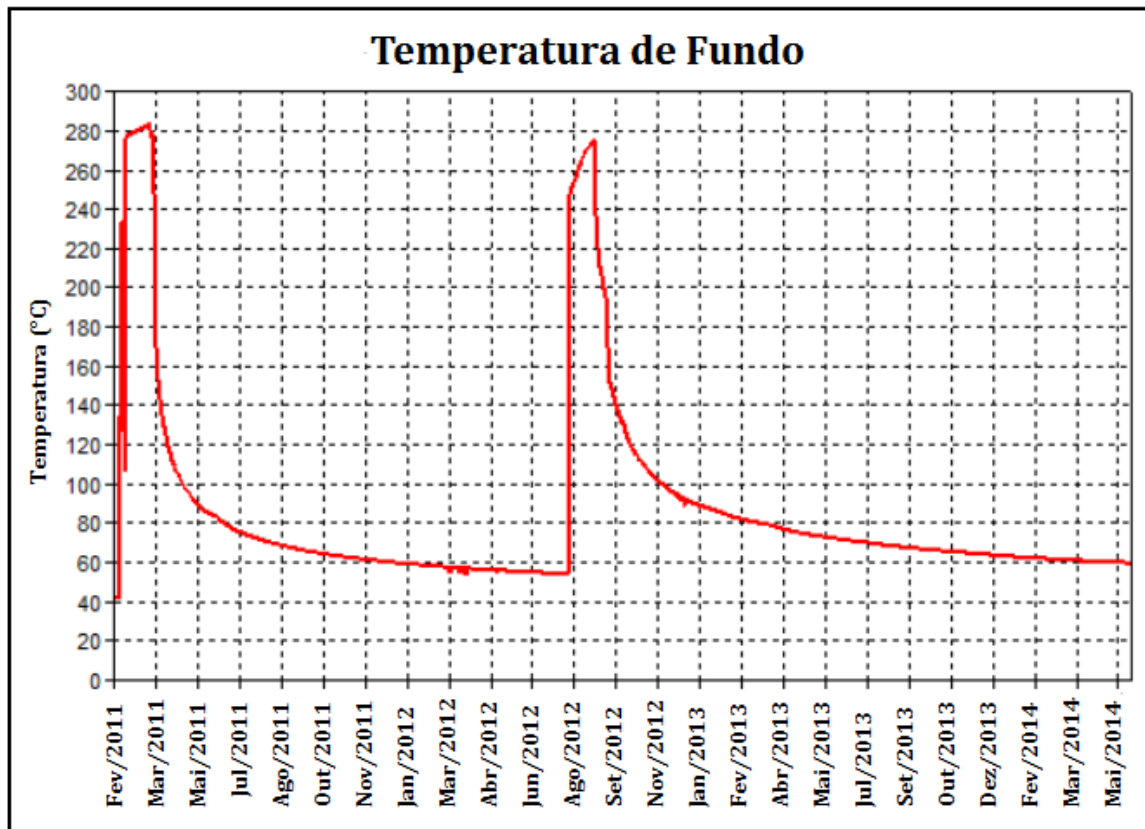


Figura 18 - Temperatura de fundo do poço após a estimulação por injeção cíclica de vapor.
 Fonte: Modificado de BANCO DE DADOS PETROBRAS, 2019.

Os elementos hidratados contidos no cimento *Portland* mudam drasticamente sua composição após a exposição a altas temperaturas, comprometendo as propriedades físicas do cimento, especialmente, suas resistências à compressão e tração, acarretando no fenômeno conhecido como retrogressão da resistência (MAHMOUD *et al.*, 2018). Essas alterações dão origem a falhas no cimento (Figura 19) que propiciam a entrada de fluidos da formação para o espaço anular resultando em uma operação insegura e limitações na vida econômica do poço. Porém, a retrogressão da resistência pode ser evitada através da substituição parcial do cimento por materiais a base sílica, os quais reduzem a razão CaO/SiO_2 das pastas de cimento (SOUZA, 2010).

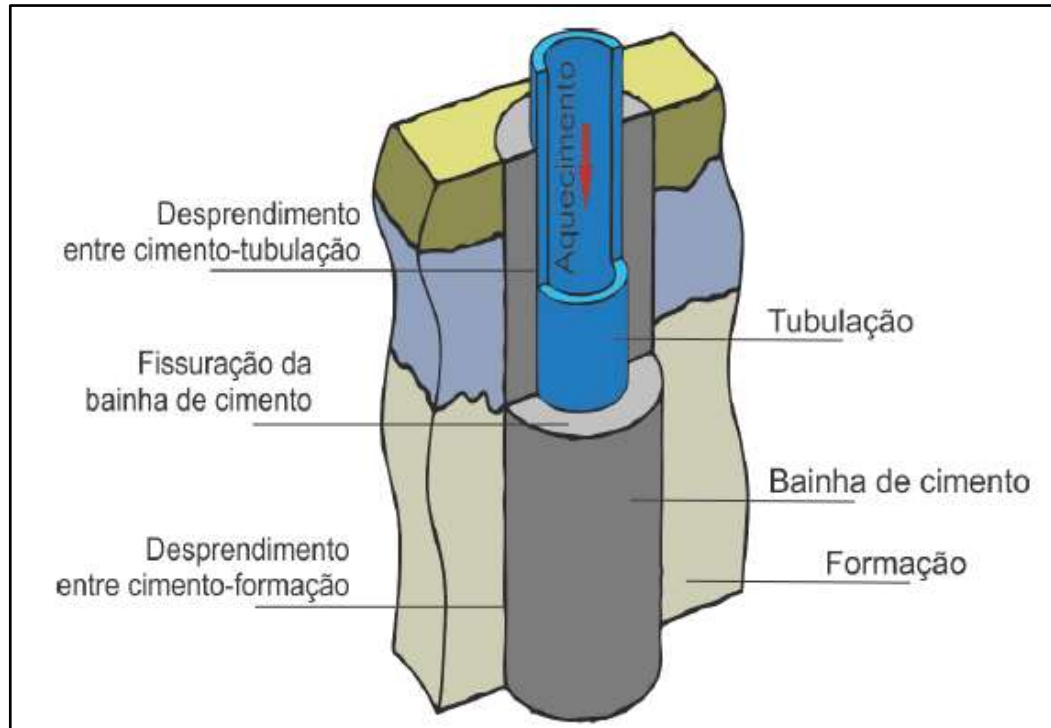


Figura 19 - Possíveis falhas em um poço de petróleo submetido a injeção de vapor.
Fonte: SOUZA, 2017, p.20.

Em casos onde não foi possível preservar a integridade da cimentação, é realizado a compressão de cimento ou *squeeze* que visa corrigir a cimentação primária e reparar vazamentos no revestimento.

Com o objetivo de verificar a qualidade da cimentação realizada, são efetuadas descidas de ferramentas de avaliação de cimentação nos poços, sendo mais utilizados os perfis acústicos (sônicos e ultrassônicos), que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação (PREDA *et al.*, 2008).

Durante o processo de injeção de vapor, é comum que ocorram trocas de calor com o meio externo devido ao diferencial de temperatura (Figura 20).

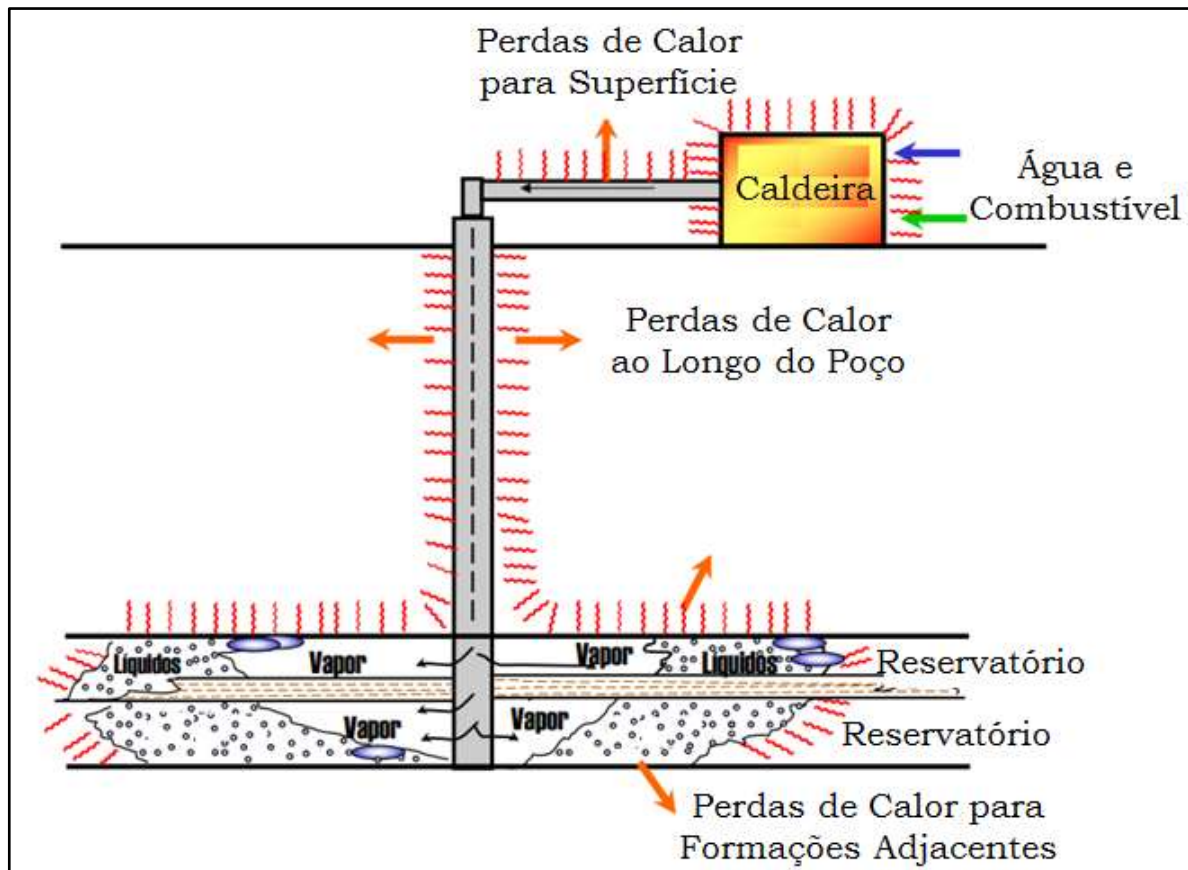


Figura 20 - Perda de calor durante a injeção de vapor.
 Fonte: Modificado de ALVARADO, 2002, p.90.

No entanto, para o vapor chegar até a zona canhoneada com altas temperaturas, as perdas de calor necessitam ser minimizadas através da utilização de uma coluna isolada. A coluna isolada é constituída de tubos isolados de alta eficiência térmica para injeção de vapor, que são projetados e fabricados para garantir que a energia térmica do vapor seja mantida ao longo de todo o comprimento da tubulação até atingir o reservatório de petróleo, reduzindo assim a sua viscosidade.

Normalmente as colunas de injeção possuem casco duplo com isolamento a vácuo, sendo equipada com juntas de expansão para a compensação da dilatação e com *packer* térmico, cuja borracha resiste a altas temperaturas. Além de dificultar as trocas de calor, a coluna isolada contribui para que a integridade da bainha cimentante seja preservada durante a injeção.

O vapor utilizado na injeção é produzido por um equipamento chamado Unidade Geradora de Vapor (UGV) conforme ilustrado na figura 21, que funciona

com uma pressão superior à atmosférica, produzindo vapor a partir de um combustível (óleo bruto, gás ou diesel).



Figura 21 - Unidade Geradora de Vapor móvel.
Fonte: GIONGO O&G, 2019.

Para a geração do vapor, faz-se necessário o consumo significativo de água tratada e praticamente isenta da concentração de sais e outros agentes. A qualidade da água interfere diretamente na qualidade do vapor (Título) que por sua vez irá influenciar na recuperação do óleo. O título corresponde à fração de peso em água convertido em vapor.

Um título de vapor de 100% é equivalente a dizer que será injetado 100% de vapor, enquanto um título de 80% indica que 80% a ser injetado é vapor e 20% é água quente. Quanto maior for o título do vapor, maior será a quantidade de calor que será transferida ao reservatório. A maioria das operadoras injeta vapor com um título de 80% por ser uma opção mais fácil de atingir e mais barata, já que a geração de 100% de vapor requer um investimento mais elevado.

A vida de operação do gerador é função da qualidade da água de alimentação, isto é, quanto mais pura for a água, maior será a vida útil do equipamento. Desta forma, análises físico-químicas para caracterização da água dos poços artesianos de captação deverão ser realizadas, a fim de verificar a necessidade de instalação de um sistema injeção de produtos químicos no processo de tratamento da água.

De acordo com o fluxograma da figura 22, a água subterrânea captada via poços artesianos, passa por filtros cerâmicos localizados na cabeça de cada poço. Após a água segue para o sistema de abrandamento para a remoção de dureza (teor de cálcio e magnésio). Após o abrandamento, bombas do tipo centrífugas enviam a água tratada até tanques de armazenamento localizados próximos a cada UGV, onde novamente será feita a injeção de bissulfeto de sódio a fim de retirar o oxigênio residual dissolvido.

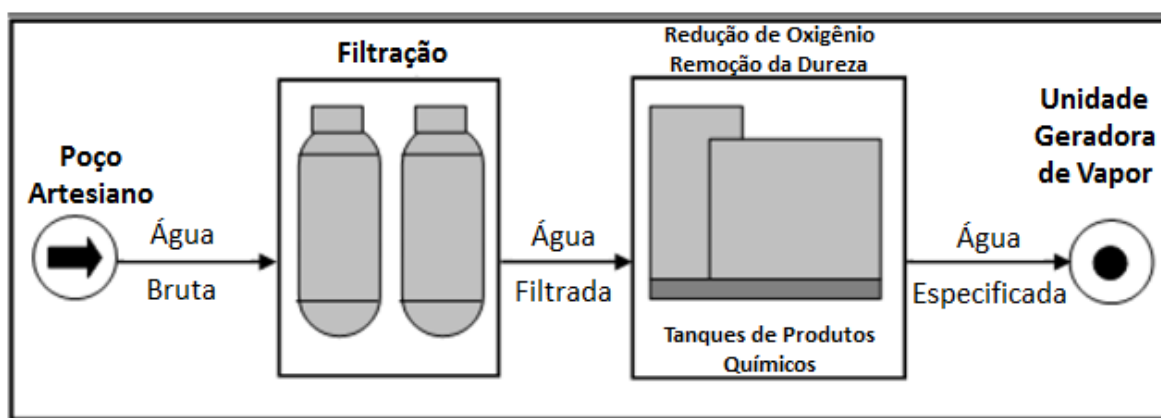


Figura 22 - Fluxograma básico de uma unidade de tratamento de água.

Fonte: Modificado de BANCO DE DADOS PETROBRAS, 2019.

Normalmente as UGV's possuem capacidade para injetar de 5 a 10 ton/h de vapor e o volume total de vapor injetado é cerca de 2 a 3 mil toneladas por ciclo com um limite de pressão de aproximadamente 150 kgf/cm² (2133 psi).

A vazão de injeção é um parâmetro controlado pelo operador que deve ser ajustado para garantir uma maior eficiência do processo de injeção. Altas vazões de injeção permitem que o fluido alcance o reservatório mais rapidamente, reduzindo as perdas de energia ao longo do caminho.

A taxa de injeção de vapor é um parâmetro bastante crítico que interfere diretamente no desempenho do reservatório. Adotar uma taxa de injeção de vapor constante ao longo dos ciclos pode acarretar em uma recuperação de óleo pesado abaixo do ideal, pois conforme o número de ciclos aumenta, se faz necessário aumentar a quantidade de vapor injetado devido às perdas de calor para as zonas de água acumuladas em consequência da condensação do vapor. Por outro lado, encontrar uma estratégia de injeção de vapor ideal representa um grande desafio

devido à dinâmica complexa dos reservatórios, altamente heterogêneos e dependentes de uma série de variáveis (GUEVARA *et al.*, 2018).

É importante também determinar quais as pressões máximas suportáveis pelas rochas da formação, pois ao injetar um fluido a uma vazão muito elevada, haverá um aumento na pressão próximo aos poços injetores e uma pressurização no reservatório, o que poderá causar a reativação de falhas da formação e gerar problemas ambientais.

O período prolongado de *soaking* faz com que a produtividade do poço reduza devido à perda contínua de calor para a formação. Por outro lado, um período de *soaking* insuficiente impede a transferência efetiva do calor do vapor úmido para a formação. Por esta razão, é desejável determinar o período de amortecimento ideal que maximizará a produção de petróleo e o lucro líquido durante a injeção cíclica de vapor (ALSHAMMARI *et al.*, 2018).

Após o período de *soaking*, o poço é aberto e é convertido para produtor. Essa etapa de conversão de injetor para produtor, é o maior risco na operação de injeção cíclica de vapor, devido à energia significativa que é colocada no reservatório durante a injeção. Sendo assim, a conversão do poço em produtor após um ciclo de injeção é mais crítica do que a conversão para injeção, devido às altas temperaturas e pressões associadas ao ciclo de injeção (MAHRAZY *et al.*, 2018).

A conversão é realizada com o auxílio de Sonda de Produção Terrestre (SPT), pois durante a fase de injeção, o poço é operado como um injetor sem bombas ou hastes, e quando chega o momento de converter para produtor, as hastes e as bombas são recolocadas. Se caso o poço for surgente produz com Árvore de Natal Seca (ANS), caso necessite de elevação artificial o poço é equipado para Bombeio Mecânico (BM).

2.9.3. Aspectos Econômicos

O investimento inicial em geradores de vapor é alto. O mercado oferece a possibilidade de aluguel de unidades móveis de vapor para testar a resposta do reservatório ao método, sendo uma alternativa que minimiza os riscos e investimentos iniciais.

Além da UGV, os gastos com combustível precisam ser considerados no projeto. Geradores alimentados a óleo podem converter cerca de 15m³ de água para vapor para cada m³ de óleo queimado (ROSA *et al.*, 2006)

Óleos de alta viscosidade normalmente considerados para os projetos térmicos também são os que possuem menor valor agregado. O resultado do alto investimento, alto custo de operação e menor preço do óleo é um lucro relativamente baixo.

Embora os elevados custos, a injeção de vapor se mostra viável na maioria dos projetos, visto o considerável incremento de produção que se pode alcançar.

2.10. Simulação Numérica de Reservatórios

A simulação numérica é um conjunto de técnicas e métodos usados na engenharia de petróleo, para estimar as características e prever o comportamento de um reservatório. O uso de simuladores é essencial na indústria do petróleo, pois os valores investidos em um projeto são muito altos e é necessário prever o comportamento do reservatório para ajudar na tomada de decisões (BARROS, 2014).

Seu principal propósito é mostrar de forma clara e eficiente o que está acontecendo ao se modificar o valor de alguma variável contida no processo estudado, proporcionando melhor entendimento sobre o comportamento do modelo e análises estratégicas para aprimorar a operação (SILVA, 2016).

Ao se criar o modelo de simulação, diferentes incertezas devem ser consideradas: (1) características geológicas e petrofísicas, (2) incertezas operacionais, e (3) incertezas econômicas, como o preço do óleo, gasto de capital e gasto com operações (SANTOS *et al.*, 2018).

A simulação computacional tem sido então, ponto primordial na tomada de decisão na indústria do petróleo. Executada preferencialmente antes de se iniciar a produção, pode prever o comportamento do reservatório, aumentando a recuperação final e garantindo viabilidade econômica ao processo, embasando a tomada de decisões corretas.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. Aspectos Técnicos

Vogel (1984) ao realizar um estudo aprofundado, relacionado à injeção de vapor, sugeriu que sejam utilizadas altas taxas de injeção de vapor no início desses projetos e, depois, sejam feitas reduções, para compensar o fluxo de calor na direção vertical. Vogel também estabeleceu um ponto nos quais projetos de injeção de vapor em campos maduros, onde o *breakthrough* do vapor foi atingido, a vazão de produção do óleo é essencialmente independente da taxa de injeção de vapor. Consequentemente, acréscimos na quantidade de vapor injetado tendem a ter pouco incremento na produção de óleo.

Chiou *et al.* (1989) descreveram em seu trabalho, o desempenho de um projeto de injeção cíclica de vapor em um reservatório de óleo pesado com mergulho de 40 graus. O reservatório estudado está localizado no campo de *Sho-Vel-Tum*, no sul de *Oklahoma*. Embora o ótimo incremento de produção obtido neste projeto piloto, os autores recomendam a utilização da simulação numérica a fim de avaliar o fator de recuperação utilizando outros valores de referência operacionais.

Pascual (2001) descreveu em seu estudo a implementação e os resultados obtidos no projeto piloto de injeção cíclica de vapor no campo de *Los Perales* na Argentina. O teste começou no ano de 1999 com 18 dias de injeção de vapor a uma vazão de 820 bbl/dia, pressão de 1800 psi na cabeça do poço, temperatura de 625°F e título entre 65-70%. Após o período de injeção o poço ficou sete dias em *soaking* e foi equipado para a produção. Foi observado que as vazões máximas de produção de óleo e água ocorreram dentro de uma a três semanas e foi constatado uma produção três vezes maior do que a produção primária, alcançando uma vazão de 27 m³/dia. O poço produziu aproximadamente um ano até atingir a taxa de produção primária.

Queiroz *et al.* (2005) realizaram um estudo de determinação da melhor cota de vapor, para se ter viabilidade econômica no processo de injeção cíclica de vapor, através de simulações realizadas pelo simulador *STARS*®. A partir da construção de

um modelo de reservatório analisou-se o comportamento do processo para cada cota estudada. Foi observado que a recuperação aumenta à medida que o número de ciclos aumenta, porém o incremento entre ciclos é cada vez menor. Os autores concluíram que a cota de vapor mais indicada foi a de 8000 ton/ciclo limitando-se o número de ciclos em seis ciclos de injeção de vapor.

Morlot *et al.* (2007) utilizaram a simulação numérica para realizar comparações entre o método *Top-Injection-Bottom-Production* (TINBOP) e a injeção cíclica de vapor. O método TINBOP consiste em injetar vapor na coluna curta (*short string*) e produzir fluido a partir da coluna longa (*long string*) de um poço. Para a construção do modelo de simulação foram utilizados os dados do campo de *San Ardo* na Califórnia cujo óleo é pesado com °API médio de 11. Os resultados da simulação apontam que o método TINBOP melhora a recuperação de óleo para 76% do volume de óleo *in place*. Já com a injeção cíclica de vapor convencional foi recuperado apenas 69% do volume de óleo *in place*. Conforme os autores os custos para converter um poço existente em um poço TINBOP são relativamente baixos quando comparado ao ganho na recuperação do óleo.

Barbosa (2009) estudou a influência da presença de camadas de areia argilosa na recuperação avançada por injeção contínua de vapor. As areias argilosas são caracterizadas por possuírem baixa permeabilidade, alta saturação de água e, comumente, porosidade inferior à do reservatório. A modelagem foi realizada no simulador *STARS*®. A partir do estudo realizado foi constatado que a permeabilidade horizontal e a heterogeneidade entre as camadas foram os fatores que mais impactam negativamente na eficiência deste método de recuperação.

De acordo com Mousavi Mirkalaei *et al.* (2011) embora a injeção de vapor seja um método eficiente na recuperação de óleo pesado, pode ser um processo extremamente desafiador em reservatórios de óleo pesado naturalmente fraturados. Os autores utilizaram um modelo térmico com dupla porosidade para representarem um reservatório fraturado no Irã cuja gravidade do óleo varia entre 8 e 12 °API. Os resultados obtidos através da simulação apontam que mesmo em um cenário crítico a injeção contínua de vapor conseguiu incrementar o fator de recuperação em 12%. Já a injeção cíclica de vapor aumentou o fator de recuperação em cerca de 37%.

Rodrigues (2012) analisou em seu trabalho com o auxílio do simulador STARS® o uso do dióxido de carbono, nitrogênio, metano e água como fluido alternativo ao vapor. Para tal, foi construído um modelo de reservatório semissintético com alguns dados de reservatório semelhantes aos encontrados na bacia Potiguar. Os parâmetros analisados foram a recuperação de óleo e a produção acumulada. Verificou-se que a injeção de água após a interrupção da injeção de vapor, alcançou melhores resultados em termos de produção acumulada de óleo em relação a injeção de outros fluidos. Além disso, foi observado que o vapor e os fluidos alternativos, coinjetados e alternados, não apresentaram aumento na rentabilidade do projeto em comparação com a injeção contínua de vapor.

Dias Jr. *et al.* (2014) estudaram os mecanismos de transferência de calor e as principais causas das perdas de calor e de carga que ocorrem ao longo da injeção. Foi utilizado o simulador *Pipesim*® da *Schlumberger* considerando informações de campos de petróleo *onshore*. Os autores constataram que a redução do comprimento da linha de distribuição do vapor contribuiu para manter a qualidade do vapor em padrões próximos aos entregues pela UGV. Através destes resultados conclui-se que linhas de distribuição muito longas devem ser evitadas. Entretanto, outros parâmetros, tais como tipos de isolantes, espessura do isolante, espessura da tubulação, profundidade do poço, pressão inicial do vapor dentre outros, que influenciam na perda de calor e por consequência na qualidade do vapor devem ser melhor avaliados.

KANG *et al.* (2014) realizaram um estudo comparativo dos métodos de recuperação avançada utilizados nos campos terrestres e marítimos. Conforme os autores, nos campos marítimos a injeção miscível de gás natural é o método mais utilizado, seguido pela injeção de polímeros. Já nos campos terrestres, os métodos térmicos representam a maior parte dos projetos de recuperação avançada de petróleo. Os autores acrescentam que aplicações térmicas em ambientes marinhos são desafiadoras devido à grande perda de calor, com possibilidade de corrosão severa no sistema submarino, além do grande espaço necessário para a geração de vapor na plataforma.

Coelho (2016) modelou um reservatório usando o simulador STARS® conforme as características dos campos presentes no Nordeste brasileiro. A partir de diversos testes realizados, observou-se que o incremento na vazão de injeção

resulta numa maior produção de óleo, ou seja, que há uma relação diretamente proporcional. Entretanto, outros fatores operacionais como distância entre poços, profundidade de perfuração dos poços injetores também merece ser mais explorados em futuras simulações a partir deste trabalho.

Souza (2017) em seu estudo simulou numericamente o comportamento mecânico da bainha de cimento *Portland* em estado confinado em poços de petróleo submetidos à injeção cíclica de vapor, avaliando a distribuição de temperatura e tensões no sistema de revestimento, bainha de cimento e formação. Como resultado foi constatado, que o aumento da espessura da bainha de cimento, por si só, não favorece a integridade da mesma e que a interface da bainha de cimento com a formação é a região mais vulnerável a falhas.

Alshammari *et al.* (2018) utilizaram em seu trabalho o simulador térmico STARS® para avaliar o efeito da variação da taxa de injeção, período de *soaking* e período de produção, visando melhorar a recuperação do óleo pesado no reservatório de *Ratqa-North* no *Kuwait*. As principais conclusões deste estudo foram que o período máximo de injeção de sessenta dias, período mínimo de *soaking* de cinco dias e período mínimo de produção de noventa dias são necessários para cada ciclo, a fim de maximizar a recuperação e otimizar os custos. Os autores acrescentaram que maiores títulos de vapor e períodos de *soaking* mais curtos proporcionam recuperações mais altas e, que o período de injeção é o fator mais influente na maximização da recuperação, pois representa a quantidade de vapor entrando em contato com o óleo no reservatório, reduzindo a viscosidade.

Cavalcante (2018) aplicou o método de injeção alternada de vapor e solvente, em um modelo de reservatório homogêneo com características dos reservatórios do Nordeste brasileiro para verificar a eficiência do método e otimizá-lo a fim de minimizar a quantidade de solvente injetado, aumentando a produção de óleo. As simulações numéricas foram realizadas através do simulador STARS®. Os resultados mostram que altas vazões de injeção de solventes apresentam uma produção de óleo menor. Porém, com uma vazão de injeção de solvente menor foi possível otimizar o processo, apresentando resultados bastante satisfatórios.

Gurgel *et al.* (2018) construíram um modelo numérico de reservatórios contendo óleo pesado representativo do Nordeste brasileiro. Através da variação

dos parâmetros operacionais, foi analisado o comportamento do FR e do Valor Presente Líquido (VPL) para um tempo de projeto de 15 anos. Os resultados mostraram que a variação da vazão de injeção de vapor para valores menores depois do tempo de *breakthrough* de vapor, resultaram em melhorias no fator de recuperação. Isto também desempenhou efeitos positivos no aumento do VPL do projeto.

Han *et al.* (2018) detalham em seu trabalho o desenvolvimento do projeto piloto de estimulação cíclica a vapor no campo *offshore* de *Bohai* na China. Para este projeto, foi construído um gerador de vapor modular compacto, especialmente planejado para plataformas *offshore*. Desde o ano de 2014, foram realizados cinco ciclos de injeção de vapor, resultando em uma produção acumulada de 60 mil m³. Os resultados mostram que, o gerador de vapor é viável para operar na plataforma *offshore*, e a estimulação cíclica de vapor pode ser aplicada como método de recuperação avançada para campos *offshore*.

Oliveira *et al.* (2016) verificaram a partir do seu estudo que o método de recuperação por injeção a vapor, foi eficaz na maioria dos campos da bacia do Espírito Santo estudados, principalmente quando começou a ser utilizado no início de sua vida produtiva. No campo de Fazenda Alegre, a injeção de vapor começou apenas quando já era um campo maduro e, apesar de ter boas características permoporosas, o método não foi tão eficaz. Esse comportamento pode ser justificado devido a este reservatório estar próximo de um aquífero, fato que não foi observado nos demais campos avaliados.

Trigos *et al.* (2018) desenvolveram uma metodologia, para identificar e analisar as principais questões que afetam a produção de petróleo, a partir da injeção cíclica de vapor. Os autores constataram em seu estudo que existem diversos fatores que impactam negativamente na eficiência da injeção cíclica de vapor, dentre eles a baixa injetividade. Poços com baixa injetividade não absorvem grandes taxas de vapor, não sendo possível injetar o volume total planejado e consequentemente a injeção cíclica de vapor não acarreta incrementos de produção satisfatórios.

3.2. Dados da Literatura

A injeção de vapor é mundialmente aplicada em diversos campos de petróleo, os quais a produção a frio não é eficiente. Com o intuito de embasar a criação do modelo de reservatório submetido à injeção cíclica de vapor, compilaram-se nas tabelas 4 e 5 os principais dados operacionais e petrofísicos encontrados na literatura e que servem de embasamento inicial para este trabalho.

Tabela 4 - Parâmetros operacionais encontrados na literatura.

Autores	CWE	WHP	Tempo de Injeção	Tempo de Soaking	Tempo de Produção	Temperatura de Injeção do Vapor	Qualidade do Vapor
	(bbl/dia)	(psi)	(dias)	(dias)	(dias)	(°F)	(%)
Chiou <i>et al.</i> (1989)	700	-	44	47	263	545	78
	888	-	18	26	277	530	80
	884	-	22	14	-	530	74
	375	-	33	29	101	588	25
	240	-	25	34	133	625	50
	650	-	27	8	77	600	75
Pascual (2001)	820	1800	18	7	365	650	70
Queiroz (2006)	-	-	20	7	557	549	50
Morlot <i>et al.</i> (2007)	150	-	21	14	180	582	80
Chang <i>et al.</i> (2009)	-	-	10	10	325	453	80
Mousavi Mirkalaei <i>et al.</i> (2011)	1900	-	-	20	-	587 612	80
Putra <i>et al.</i> (2011)	542	< 450	10	9	17	454	74
	549			5	21	450	75
Uribe Hidalgo <i>et al.</i> (2013)	-	1300	5	4	200	530	65
Bobb <i>et al.</i> (2014)	-	-	3	7	-	500	60
			10	28			
Jamaloei <i>et al.</i> (2014)	-	-	30	-	-	-	80
			60				
Ali <i>et al.</i> (2015)	1207	1600	6	6	180	572	70
			10	13			
Wang <i>et al.</i> (2015)	-	-	10	5	-	572	40
	-	-	20		-	662	
	-	-	24		-	662	
Elbaloula <i>et al.</i> (2016)	-	-	6	3	-	518	60
			12	5			
Rivera <i>et al.</i> (2016)	-	-	33	17	79	-	-
Trigos <i>et al.</i> (2016)	-	-	7	-	180	480	43
							80
Han <i>et al.</i> (2018)	-	-	3	3	-	536	-
						662	
Cardona <i>et al.</i> (s.d)	1500	-	20	7 15	180	630	80

Fonte: Autor.

Tabela 5 - Parâmetros petrofísicos encontrados na literatura.

Autores	Profundidade	Pressão do Reservatório	Temperatura do Reservatório	Espessura de Cada Camada	Saturação de Óleo	Fator Volume-Formação	Permeabilidade	Porosidade	°API	
	(m)	(psi)	(°F)	(m)	(%)	-	(mD)	(%)	Mín	Máx
Chiou <i>et al.</i> (1989)	451	200	80	60	77	1	1500	26	14	16
	451	200					1500			
	451	300					1500			
	456	60					919			
	456	270					1148			
	541	200			80		1000			
Pascual (2001)	950	1209	-	4	-	-	500	25	10	17
Queiroz (2006)	200	-	-	10 30	65	-	1000	30	-	-
Morlot <i>et al.</i> (2007)	579	845	-	35	73	1	6900	35	11	12
Chang <i>et al.</i> (2009)	450	450	55	26	70	-	1500	35	-	-
Pinilla <i>et al.</i> (2009)	500	-	-	-	-	-	1080	29	13	13
	600						780	28		
Mousavi Mirkalaei <i>et al.</i> (2011)	1150	927	-	-	-	1	-	-	8	12
Putra <i>et al.</i> (2011)	275	240	135	10	50	1	1000	30	22	26
		250					4000	37		
	325	285	142	12			500	28		
		375					2400	34		
Uribe Hidalgo <i>et al.</i> (2013)	497	890	-	4	80	-	800	29	10	20
Jamaloeei <i>et al.</i> (2014)	610	754	-	5 20	65 80	1.02	300	27 33	6	12
Ali <i>et al.</i> (2015)	529	575	111	30	70	1	1000 10000	32	14	18
Wang <i>et al.</i> (2015)	1272	1827	122	-	64	-	1000	34.4	-	
	1256						4000			

Elbaloula <i>et al.</i> (2016)	550	610	-	20	75	-	$\frac{1000}{2000}$	32	15	18
Trigos <i>et al.</i> (2016)	-	950	-	-	69	-	$\frac{986}{25}$	20	-	-
Rodriguez <i>et al.</i> (2017)	992.73	1355	137	49	80	-	4561	33	8	
Han <i>et al.</i> (2018)	1000	1450	-	10	> 60	-	300	24	-	-
	1300	2031		20			7000	36		
Cardona <i>et al.</i> (s.d)	600	1300	-	30	-	-	1000	20	7	11
	1000						6000	38		

Fonte: Autor.

4. METODOLOGIA

Neste capítulo será abordada a metodologia utilizada para a realização do estudo proposto. Serão realizados dois estudos de caso com o objetivo de entender o comportamento de diferentes reservatórios submetidos à injeção cíclica de vapor.

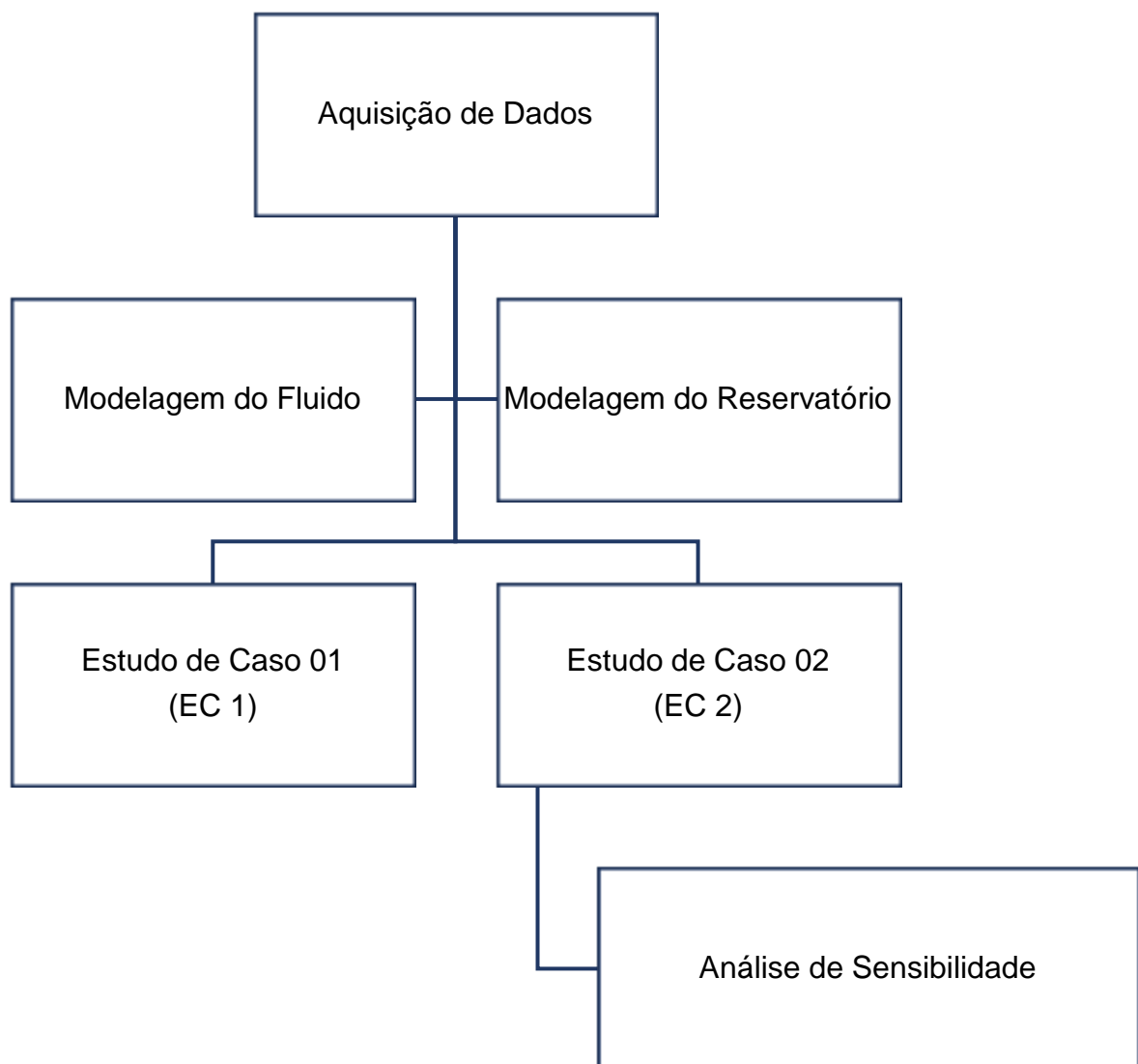


Figura 23 - Metodologia proposta para o estudo.

4.1. Ferramentas Utilizadas

Durante o presente trabalho, utilizou-se o pacote de ferramentas do *Computer Modelling Group Ltd* – CMG[®]. As ferramentas utilizadas foram o pré-processador *Builder*[®] juntamente do simulador térmico *STARS*[®] e os pós-processadores *Results Graph*[®] e *Results 3D*[®].

O pré-processador *Builder*[®] permite a criação do reservatório, simplificando a construção de modelos de simulação complexos, fornecendo uma estrutura para integração de dados e gerenciamento de fluxo de trabalho.

O simulador térmico *STARS*[®] é a ferramenta mais utilizada em projetos térmicos e químicos de *EOR*, pois permite a modelagem avançada de processos de recuperação envolvendo a injeção de vapor, produtos químicos e ar.

A ferramenta *Results Graph*[®] permite a visualização dos resultados da simulação na forma de gráficos e tabelas, além de permitir a comparação entre os resultados de diferentes simulações. O *Results 3D*[®] fornece uma visualização dos resultados da malha de simulação, além de permitir operações matemáticas com as propriedades para cada bloco da malha. Ambos ajudam a aumentar a compreensão e percepção dos processos de recuperação e do desempenho do reservatório.

4.2. Aquisição de Dados

Para a modelagem do óleo pesado foram utilizados os dados fornecidos pela CMG[®] exclusivamente para este estudo.

As propriedades petrofísicas para a criação do modelo de reservatório foram retiradas dos dados públicos disponibilizados pela ANP.

Os demais parâmetros operacionais, relacionados à injeção cíclica de vapor foram definidos com base nas literaturas estudadas, e estes representam valores utilizados em escala de campo.

Os parâmetros, os quais não foram encontrados valores de referência na literatura, foram utilizados valores *defaults*, ou seja, padrões conforme manual do STARS® da CMG.

4.3. Funções-Objetivos

As funções objetivos analisadas neste trabalho foram a produção acumulada de óleo (Np) e a produção acumulada de água (Wp).

4.4. Modelagem do Fluido

As características do fluido modelado encontram-se na tabela 6. Já a composição molar está apresentada na tabela 7.

Tabela 6 - Características dos fluidos contidos no reservatório.

°API do Óleo	11,57
Densidade do Óleo (g/cm ³)	0,988024846
Peso Molecular do Óleo	299,6
Fração Molar do Óleo	0,917769604
Fração Molar do Gás	0,082230396
RGO (m ³ /m ³)	7
Compressibilidade Líquida do Óleo (1/psi)	0,000005

Tabela 7 - Composição molar dos fluidos no reservatório.

Componente	Fração Mássica (%)	Fração Molar (%)	Peso Molecular
C6	0,0001	0,0005	84
C7	0,003	0,0102	94
C8	0,0051	0,0153	104
C9	0,0074	0,0201	116
C10	0,0144	0,0341	132
C11	0,0193	0,0408	147
C12	0,0201	0,0391	161
C13	0,0292	0,0524	175
C14	0,0322	0,0537	190
C15	0,0339	0,0529	206
C16	0,0337	0,0492	222
C17	0,0383	0,0528	237
C18	0,0321	0,0418	251
C19	0,0325	0,0401	263
C20	0,0316	0,0371	275
C21	0,0303	0,0338	291
C22	0,0287	0,0306	300
C23	0,0309	0,0316	312
C24	0,0232	0,0227	324
C25	0,0254	0,0238	337
C26	0,0236	0,0213	349
C27	0,0205	0,0179	360
C28	0,0212	0,0178	372
C29	0,0219	0,0177	382
CN+	0,4414	0,2427	500

4.5. Modelagem do Reservatório

Nesta seção, tem-se a intenção de apresentar de forma resumida como se deu a criação dos modelos.

4.5.1. Premissas

Para a construção dos modelos foram consideradas algumas premissas:

- **Estudo de Caso 01:** para a construção do reservatório do EC 1 foram utilizados como parâmetros os dados do campo A, o qual representa um campo localizado na bacia do Espírito Santo, cujas as propriedades permoporosas não são tão favoráveis a aplicação da estimulação cíclica de vapor.

- **Estudo de Caso 02:** para a construção do reservatório do EC 2 foram utilizados como parâmetros as médias aritméticas dos sete campos, a fim de analisar a eficiência da injeção de vapor em um cenário intermediário. No EC 2 será considerado que o campo possui apenas uma única UGV, sendo assim, os ciclos de injeção dos cinco poços perfurados no campo ocorrerão de maneira alternada.
- **Premissas Gerais (EC 1 e EC 2):** para a construção dos modelos não foram considerados as dimensões reais dos campos em estudo, a fim de otimizar o tempo de simulação e minimizar o esforço computacional; as características da malha foram decisões deste projeto; será utilizado a mesma modelagem de fluido para todos os modelos, sendo assim, será desconsiderado durante a modelagem o °API original de cada campo; para a modelagem do fluido não será utilizado o simulador composicional do *Winprop* para a calibração do modelo; o tempo de projeto foi fixado em 15 anos com base nos modelos de contrato de concessão de campos terrestres brasileiros; os parâmetros operacionais e *defaults* serão os mesmos nos dois estudos de caso, sendo assim, serão variados as propriedades petrofísicas e o período de produção; os ciclos de estimulação por vapor vão começar desde o início da produção visto que serão construídos dois modelos para cada um dos casos, um surgente e outro submetido a injeção cíclica de vapor.

4.5.2. Estudo de Caso 01

O primeiro estudo de caso irá avaliar o desempenho da estimulação cíclica de vapor em campos onde a porosidade e a permeabilidade são consideradas baixas. Serão construídos dois modelos. O primeiro modelo será surgente (EC 1_SURG), e o segundo terá um ciclo de vapor por ano (EC 1_CSS). No decorrer do tempo serão avaliados o comportamento do reservatório quando submetido a altas temperaturas, o raio de drenagem, a saturação de óleo ao redor do poço, o fator de recuperação e as curvas de produção analisadas através da função objetivo N_p .

A metodologia aplicada no EC 1 é apresentada na figura 24.

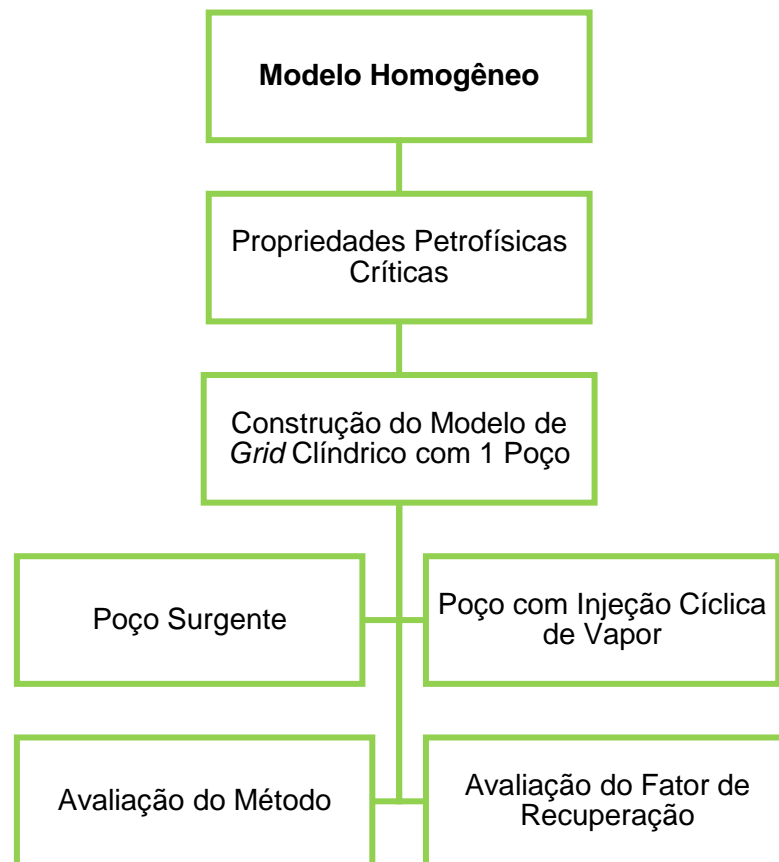


Figura 24 - Metodologia para o EC 1.

4.5.2.1. Parâmetros Petrofísicos e Operacionais EC1

As propriedades petrofísicas, utilizadas neste estudo de caso, estão apresentadas na tabela 8 abaixo. Já os detalhes da malha utilizada no EC 1 estão na tabela 9.

Tabela 8 - Características do reservatório do EC 1.

Parâmetro	Unidade	Valor de Referência
Pressão do Reservatório	psi	1062,00
Temperatura do Reservatório	°F	116,00
Porosidade Média	%	23,00
Permeabilidade Horizontal i e j	mD	52,50
Permeabilidade Vertical k	mD	5,25

Parâmetro	Unidade	Valor de Referência
Saturação de Óleo	%	60,00
Saturação de Água	%	40,00
Saturação de Gás	%	0,00
Fator Volume-Formação do Óleo	Adimensional	1,20
<i>Net Pay</i>	ft	26,24
Litologia	-	Arenito

Tabela 9 - Características da malha do EC 1.

Parâmetro	Unidade	Definição
Configuração do <i>Grid</i>	-	Cilíndrico
Dimensões do <i>Grid</i>	-	56i x 1j x 10k
Raio	ft	263
Topo	ft	1
Espessura da Camada	ft	13,13
Número de Camadas	-	10
Número de Poços	-	1
Tipo de Poço	-	Vertical
Camadas Canhoneadas	-	3, 6 e 9

Os parâmetros *defaults* e os parâmetros operacionais utilizados para a construção do EC 1 estão apresentados na tabela 10 e 11 respectivamente.

Tabela 10 - Parâmetros *defaults* utilizados no EC 1.

Parâmetro	Unidade	Valor de Referência
Capacidade Térmica Volumétrica	Btu/(ft ³ °F)	35,00
Condutividade Térmica da Rocha	Btu/(ft*day°F)	24,00
Condutividade Térmica da Fase Óleo	Btu/(ft*day°F)	24,00
Condutividade Térmica da Fase Água	Btu/(ft*day°F)	24,00
Compressibilidade da Formação	1/psi	0,0005
Capacidade Térmica Volumétrica (<i>overburden</i>)	Btu/(ft*day°F)	35,00
Capacidade Térmica Volumétrica (<i>underburden</i>)	Btu/(ft*day°F)	35,00
Condutividade Térmica (<i>overburden</i>)	Btu/(ft*day°F)	24,00
Condutividade Térmica (<i>underburden</i>)	Btu/(ft*day°F)	24,00

Parâmetro	Unidade	Valor de Referência
Coeficiente de Expansão Térmica do Óleo	1/°F	0,00038
Entalpia do Óleo	Btu/(lb/mole*F)	360,00
Entalpia da Água	Btu/(lb/mole*F)	1657,00
Viscosidade da Água	cp	0,89

Tabela 11 - Parâmetros operacionais utilizados no EC 1 baseado nos valores obtidos na revisão.

Parâmetro	Unidade	Valor de Referência
Temperatura de Injeção	°F	600,00
Qualidade do Vapor	%	80,00
Tempo de Injeção	dias	21
Tempo de <i>Soaking</i>	dias	12
Tempo de Produção	dias	200
Pressão Máxima de Fundo (BHP)	psi	1900,00
Pressão Mínima de Fundo (BHP)	psi	500,00
Taxa de Vapor	bbl/dia	550,00
Tempo de Projeto	anos	15

4.5.3. Estudo de Caso 02

O segundo estudo de caso, irá avaliar o desempenho da estimulação cíclica de vapor em um modelo contendo cinco poços produtores. Os valores petrofísicos utilizados na construção deste modelo correspondem à média dos valores levantados de sete campos *onshore* localizados na bacia do Espírito Santo. Serão construídos dois modelos. O primeiro modelo será surgente (EC 2_SURG) e no segundo os poços serão estimulados com injeção de vapor (EC 2_CSS), de acordo com o cronograma definido durante este estudo.

Serão avaliados no EC 2 o raio de aquecimento ao redor do poço estimulado com injeção de vapor, o comportamento dos poços vizinhos, a saturação de óleo, a saturação de água, a pressão no reservatório, o comportamento da temperatura em função do tempo as curvas de produção analisadas através da função objetivo N_p e W_p . Ao final será realizada a análise de sensibilidade dos parâmetros *defaults* a fim de compreender o quanto estes afetam na injeção cíclica por vapor, visto que os valores atribuídos para cada propriedade foram retirados do manual do simulador STARS®.

A metodologia aplicada no EC 2 é apresentada na figura 25.

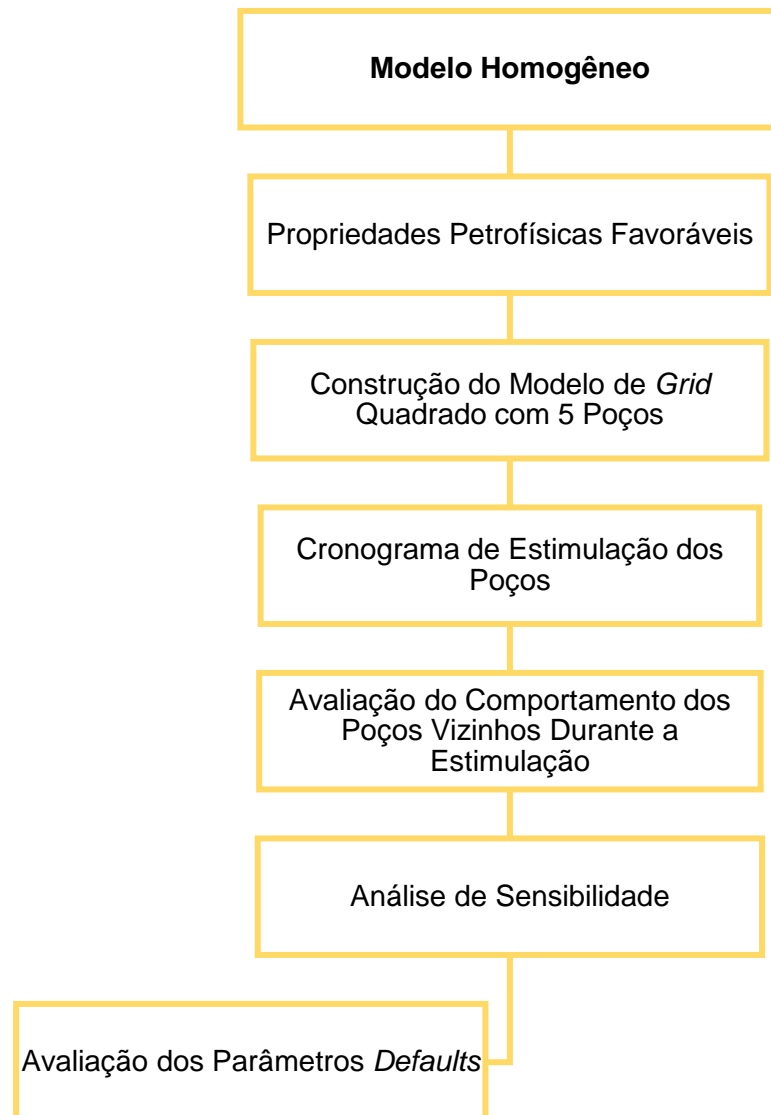


Figura 25 - Fluxograma para o EC 2.

4.5.3.1. Parâmetros Petrofísicos e Operacionais EC2

As características da malha adotadas neste estudo encontram-se na tabela 12 a seguir. Já as propriedades petrofísicas, resultantes da média aritmética dos sete campos estudados e os parâmetros operacionais, encontram-se nas tabelas 13 e 14 respectivamente. Os parâmetros *defaults* serão mantidos os mesmos adotados no EC 1.

Tabela 12 - Características da malha do EC 2.

Parâmetro	Unidade	Definição
Configuração do <i>Grid</i>	-	Retangular
Dimensões do <i>Grid</i>	-	$25i \times 25j \times 20k$
Comprimento Lateral	ft	328,00
Área	ft ²	107.584,00
Topo	ft	1
Espessura da Camada	ft	13,12
Número de Camadas	-	20
Espessura do Reservatório	ft	262,40
Número de Poços	-	5
Tipo de Poço	-	Vertical
Espaçamento entre os Poços	-	Regular

Tabela 13 - Características do reservatório do EC 2.

Parâmetro	Unidade	Valor de Referência
Pressão do Reservatório	psi	1200,00
Temperatura do Reservatório	°F	120,00
Porosidade Média	%	26,00
Permeabilidade Horizontal i e j	mD	968,00
Permeabilidade Vertical k	mD	96,80
Saturação de Óleo	%	60,00
Saturação de Água	%	40,00
Saturação de Gás	%	0,00
Fator Volume-Formação do Óleo	Adimensional	1,02
<i>Net Pay</i>	ft	30
Litologia	-	Arenito

Tabela 14 - Parâmetros operacionais utilizados no EC 2.

Parâmetro	Unidade	Valor de Referência
Temperatura de Injeção	°F	600,00
Qualidade do Vapor	%	80,00
Tempo de Injeção	dias	21
Tempo de <i>Soaking</i>	dias	12
Tempo de Produção	dias	547
Pressão Máxima de Fundo (BHP)	psi	1900,00
Pressão Mínima de Fundo (BHP)	psi	500,00
Taxa de Vapor	bbl/dia	550,00
Tempo de Projeto	anos	15

4.5.3.2. Arranjo dos Poços

A figura 26 apresenta a distribuição dos poços no reservatório. Os números representam a ordem em que os poços serão estimulados. Devido à premissa de que o campo possui uma única UGV será considerado que são necessários 40 dias para mobilizar a UGV, desequipar o poço para a injeção, substituir coluna de produção por coluna isolada, injetar vapor, aguardar amortecimento e equipar o poço para a produção.

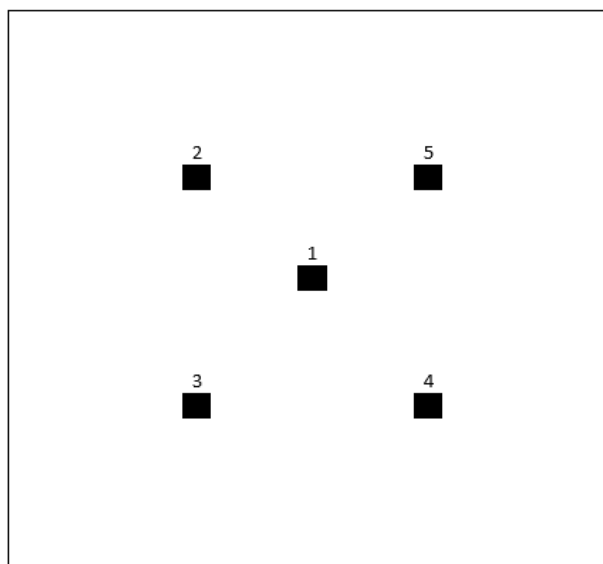


Figura 26 - Distribuição e ordem de estimulação dos poços no EC 2.

Os poços possuem diferentes profundidades e foram canhoneados em camadas distintas a fim de avaliar o comportamento da injeção cíclica de vapor em múltiplos cenários (Tabela 15).

Tabela 15 - Configuração dos poços do EC2.

Poços	Unidade	Valor de Referência
Profundidade do Poço 1	ft	249,28
Profundidade do Poço 2	ft	104,96
Profundidade do Poço 3	ft	157,44
Profundidade do Poço 4	ft	196,80
Profundidade do Poço 5	ft	52,48
Camadas Canhoneadas do Poço 1	-	18 e 19
Camadas Canhoneadas do Poço 2	-	7 e 8
Camadas Canhoneadas do Poço 3	-	11 e 12
Camadas Canhoneadas do Poço 4	-	14 e 15
Camadas Canhoneadas do Poço 5	-	3 e 4

4.5.3.3. Análise de Sensibilidade

Nesta etapa do trabalho, foram definidos os parâmetros que seriam testados quanto à sensibilidade a função objetivo inicial deste estudo.

Para cada atributo, foram considerados dois cenários, um otimista (1) e outro pessimista (-1), sendo o modelo base (0) considerado o provável. A fim de que não houvesse uma análise tendenciosa foram variados em igual escala os valores otimistas e pessimistas de cada um dos atributos. Todos os atributos analisados foram submetidos a uma variação de 30% para o cenário otimista (1) e pessimista (-1) com relação ao caso base (0).

Será realizada a análise de sensibilidade apenas dos parâmetros *defaults*, visto a escassez deste estudo nas literaturas consultadas (Tabela 16). Os valores utilizados para o modelo base foram retirados do manual do simulador STARS® disponibilizado pela CMG. É importante salientar que estes parâmetros não interferem na escala de campo, no entanto, estes podem ter importância significativa no simulador, visto que são parâmetros térmicos.

Tabela 16 - Propriedades *defaults* analisadas quanto à sensibilidade.

Parâmetro	Unidade	Fatores		
		-1	0	1
Capacidade Térmica Volumétrica da Rocha (CTV)	Btu/(ft ³ *°F)	24,50	35,00	45,50
Condutividade Térmica da Rocha (CTR)	Btu/(ft*day*°F)	16,80	24,00	31,20
Condutividade Térmica da Fase Óleo (CTFO)	Btu/(ft*day*°F)	16,80	24,00	31,20
Condutividade Térmica da Fase Água (CTFA)	Btu/(ft*day*°F)	16,80	24,00	31,20
Compressibilidade da Formação (CF)	1/psi	0,00035	0,0005	0,00065
Capacidade Térmica Volumétrica (<i>overburden</i>) (CTVO)	Btu/(ft*day*°F)	24,50	35,00	45,50
Capacidade Térmica Volumétrica (<i>underburden</i>) (CTVU)	Btu/(ft*day*°F)	24,50	35,00	45,50
Condutividade Térmica (<i>overburden</i>) (CTO)	Btu/(ft*day*°F)	16,80	24,00	31,20
Condutividade Térmica (<i>underburden</i>) (CTU)	Btu/(ft*day*°F)	16,80	24,00	31,20
Coeficiente de Expansão Térmica do Óleo (CETO)	1/°F	0,000266	0,00038	0,000494
Entalpia do Óleo (EO)	Btu/(lb/mole*°F)	252,00	360,00	468,00

4.5.3.3.1. Análise de Sensibilidade OFAT

Na análise OFAT (*one factor at time*), ou seja, árvore de derivação utiliza-se o modelo base e variam-se as propriedades uma de cada vez. Na tabela 17 mostra-se o esquema de simulações utilizado para os atributos petrofísicos.

Tabela 17 - Número de simulações OFAT para os atributos defaults.

SIM	CTV	CTR	CTFO	CTFA	CF	CTVO	CTVU	CTO	CTU	CETO	EO
1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Após realizar tais estudos, foram analisados como função objetivo os gráficos de produção acumulada de óleo (Np) de cada simulação.

$$AS = \frac{(Simulação\ i - Simulação\ base)}{|Simulação\ base|}$$

Equação 3 - Equação para análise de sensibilidade.

5. APLICAÇÃO

5.1. Características da Bacia do Espírito Santo

A Bacia do Espírito Santo localiza-se na margem continental leste do território brasileiro, ocupando uma área de aproximadamente 115.200 km², dos quais 101.880 km² encontram-se submersos.

A porção emersa da bacia é bem conhecida e classificada como bacia madura, enquanto que a porção marinha é relativamente pouco conhecida, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas (ANP, 2015). O esforço exploratório para prospecção de hidrocarbonetos nesta bacia teve início no final da década de 1950.

Responsável por 8% da produção onshore no Brasil, o Espírito Santo possui 49 campos em produção, que representam 19% dos campos terrestres no país (FIRJAN, 2018).

Os campos terrestres da Bacia do Espírito Santo apresentam desde acumulações de gás natural até de óleos extrapesados, sendo necessário na maioria dos campos ciclos de injeção de vapor para tornar a produção economicamente viável.

5.2. Dados de Rocha-Fluido

As curvas de permeabilidade relativa ao óleo (Figura 27) e ao gás (Figura 28) são mostradas abaixo e representam as tabelas que foram inseridas no simulador.

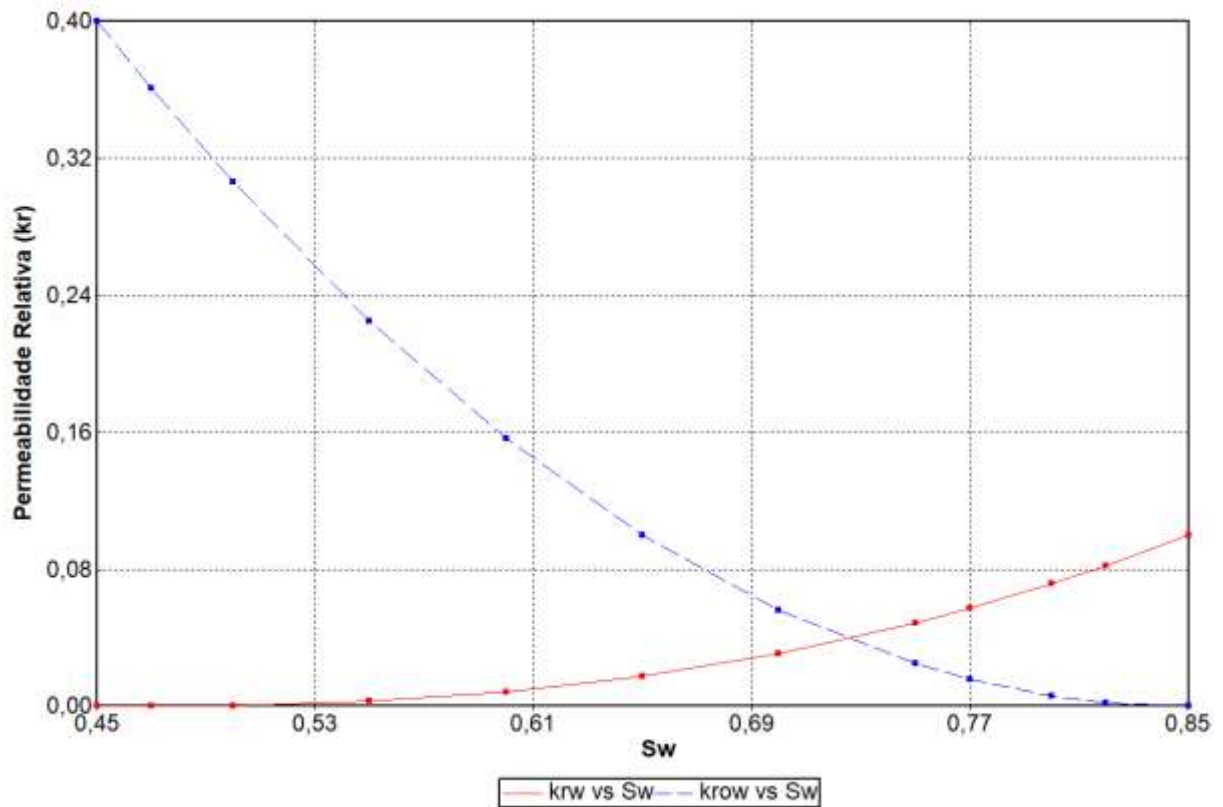


Figura 27 – Curva de permeabilidade relativa água-óleo.

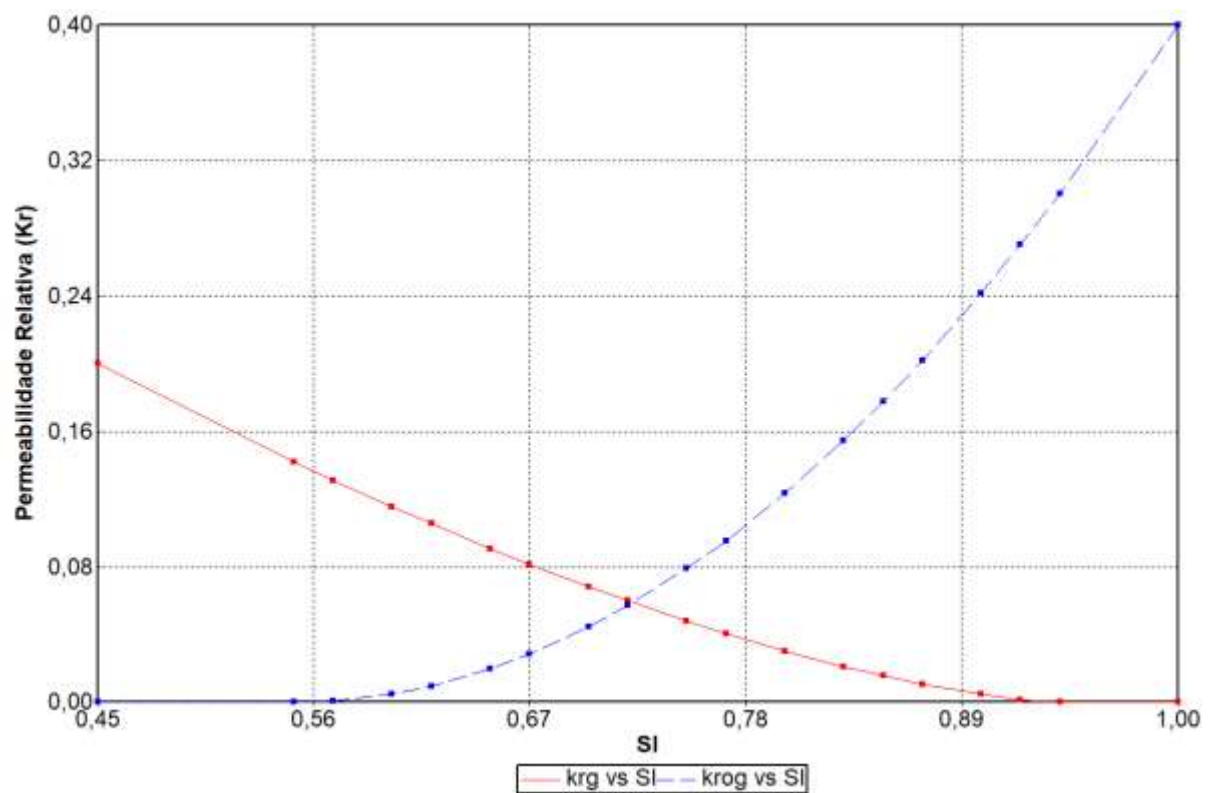


Figura 28 - Curvas de permeabilidade relativa líquido-gás.

Também foi inserido no simulador dados de viscosidade *versus* temperatura representativos de uma amostra de óleo pesado, conforme mostra o gráfico da figura 29.

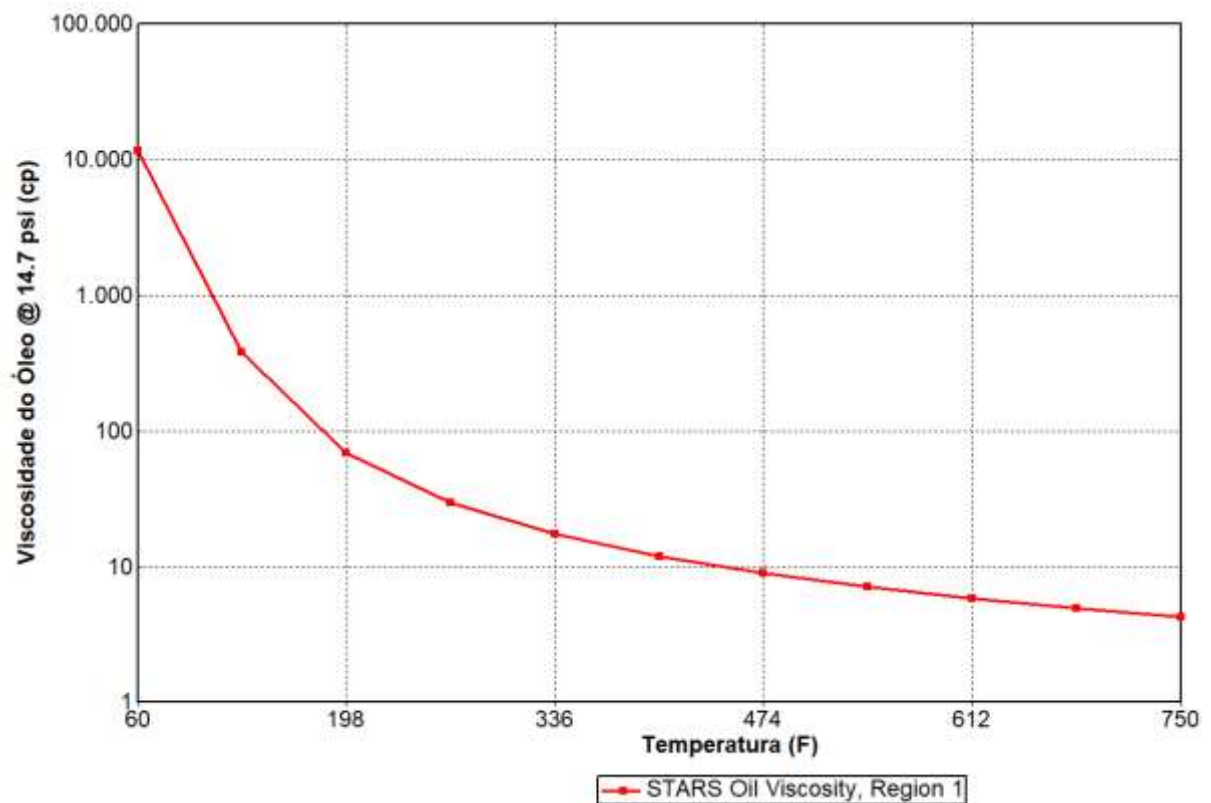


Figura 29 - Curva de viscosidade do óleo em função da temperatura.

5.3. Estudo de Caso 01

Nas figuras 30 e 31, está respectivamente a vista do reservatório do EC 1, em área e em 3D. O reservatório possui 263 ft (80 m) de raio e com apenas um único poço perfurado no centro deste.

Apesar da injeção cíclica de vapor não ser recomendada para reservatórios raros, foram construídos em ambos os estudos de caso, modelos de reservatórios raros, a fim de minimizar os esforços computacionais envolvidos na simulação, visto que o esforço computacional está atrelado ao número de blocos.

Além disso, no EC 1 utilizou-se uma malha radial devido o reservatório ter apenas um único poço.

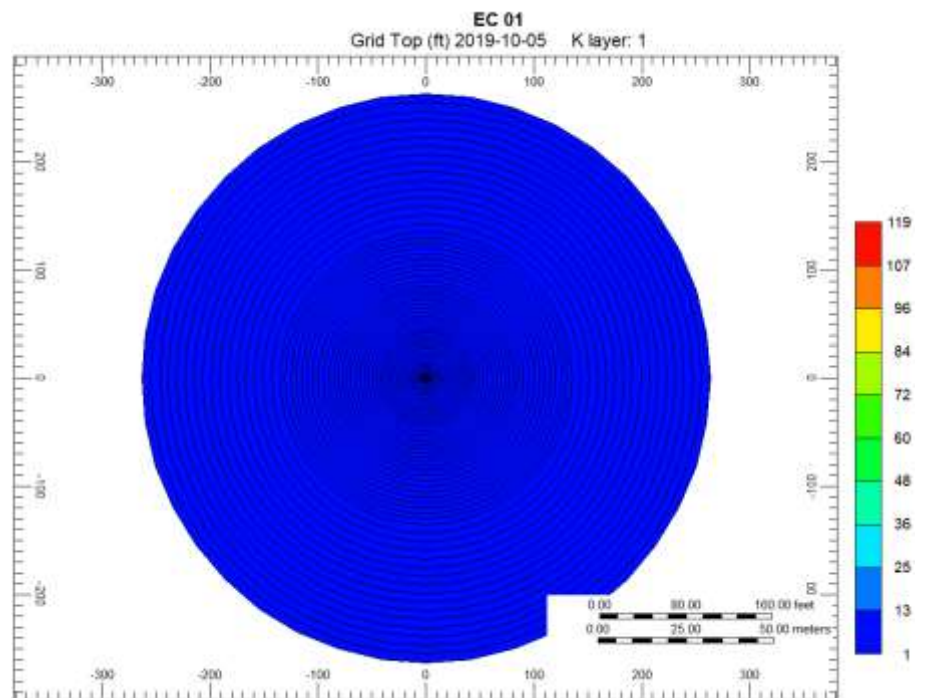


Figura 30 – Topo do reservatório do EC 1 visto em área 2D.

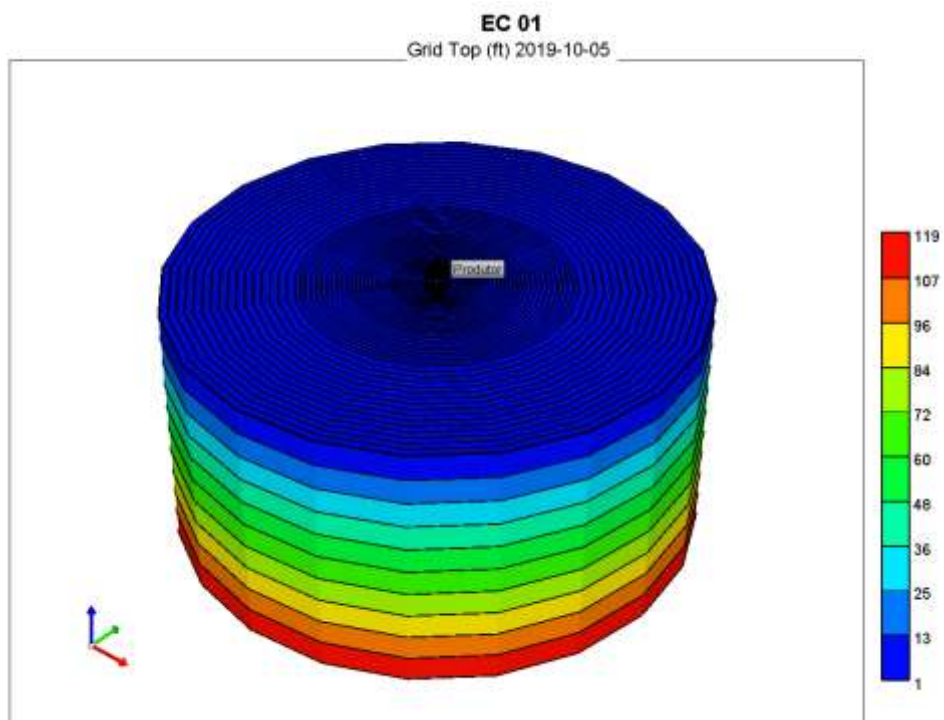


Figura 31 - Topo do reservatório do EC 1 visto em área 3D.

Na tabela 18 encontra-se o volume de óleo *in place* (VOIP) para o modelo EC 1_SURG e EC 1_CSS. Como foi utilizada as mesmas propriedades petrofísicas nos dois modelos do EC 1 o VOIP de ambos modelos é o mesmo.

Tabela 18 - Volume de Óleo in Place do EC 1.

Modelo	Surgente	CSS
Volume de Óleo <i>In Place</i> (m³)	3,56E+06	3,56E+06

5.4. Estudo de Caso 02

Para o EC 2 foi utilizado uma malha regular quadrada devido a presença de um número maior de poços quando comparado com o EC 1. Nas figuras 32 e 33, está respectivamente a vista do reservatório do EC 2, em área e em 3D. O reservatório é quadrado com 328 ft de lado (100 m) e 262,4 ft (80 m) de profundidade.

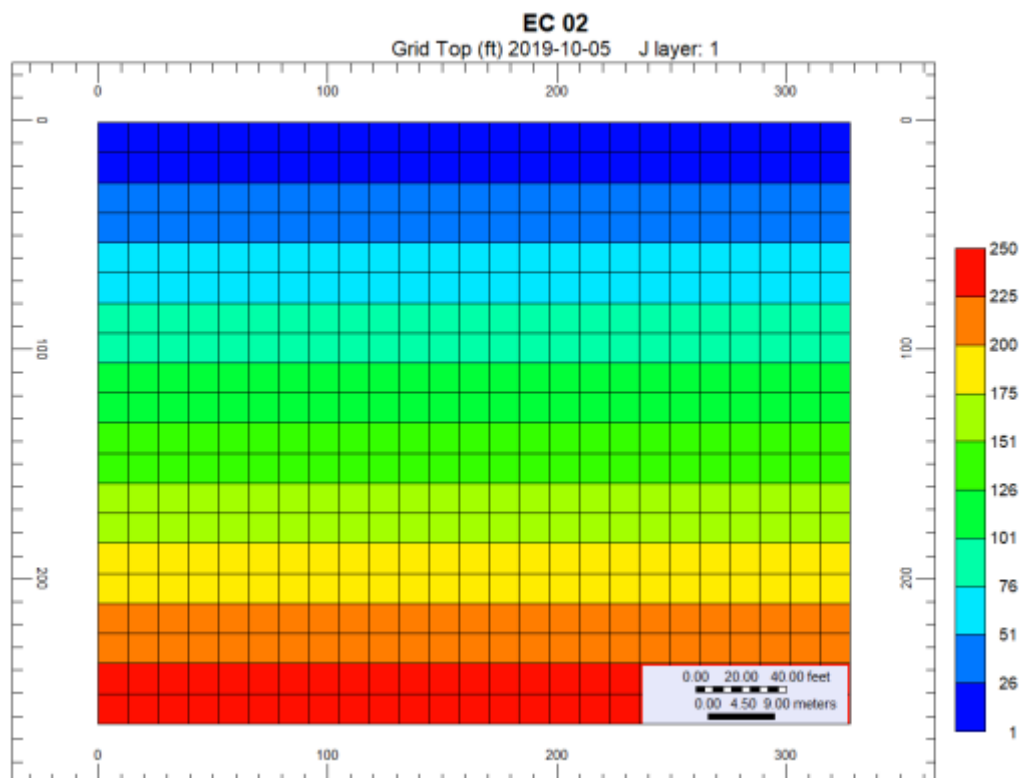


Figura 32 - Topo do reservatório do EC 2 visto em área 2D.

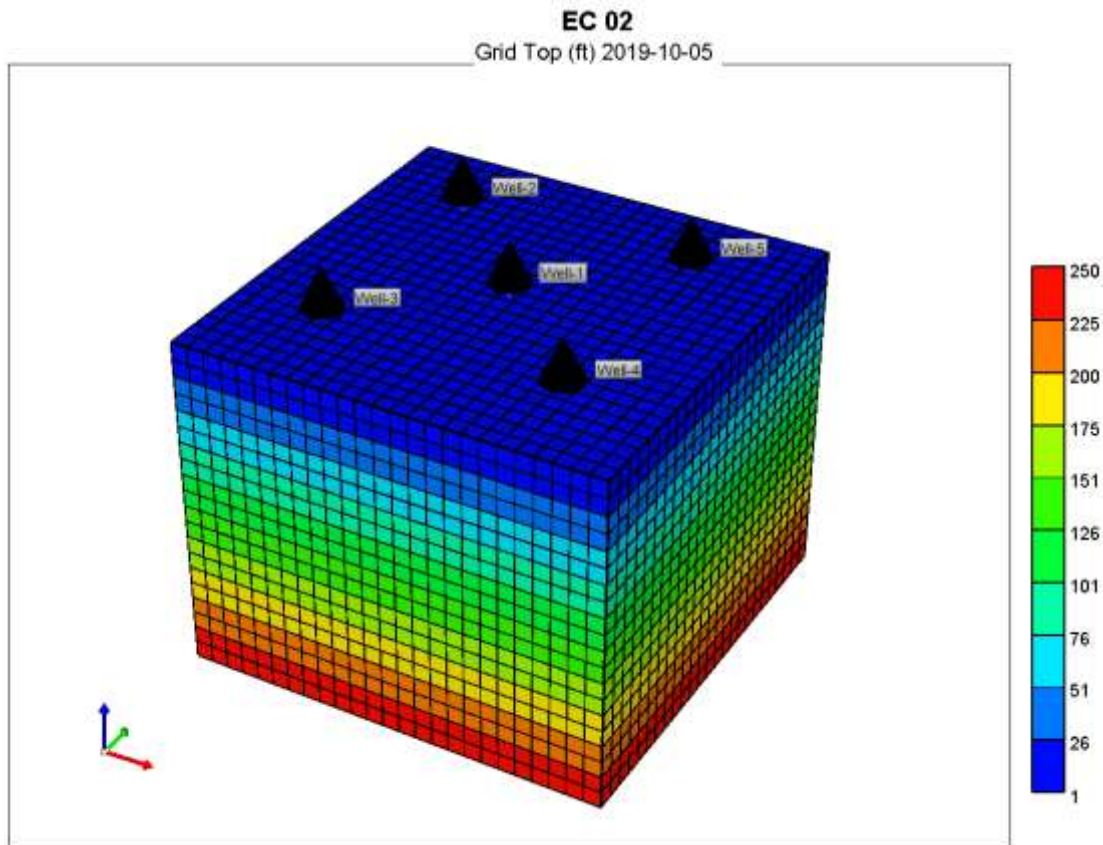


Figura 33 - Topo do reservatório do EC 1 visto em área 3D.

Na tabela 19, encontra-se o volume de óleo *in place* (VOIP) para o modelo surgente e com CSS. Como foi utilizada as mesmas propriedades petrofísicas nos dois modelos do EC 2 o VOIP de ambos modelos é o mesmo.

Tabela 19 - Volume de Óleo in Place do EC 2.

Modelo	Surgente	CSS
Volume de Óleo In Place (m³)	2,98E+06	2,98E+06

É importante salientar que o volume de óleo *in place* do EC 2 é menor do que o do EC 1 devido as menores dimensões deste modelo, o que impacta diretamente no volume poroso e consequentemente no volume de óleo *in place*.

Os poços do EC 2 possuem diferentes profundidades e foram canhoneados aleatoriamente em camadas distintas, a fim de avaliar se a profundidade dos poços

vai impactar significativamente na função objetivo N_p , conforme mostram as figuras 34, 35 e 36. Foi considerado que os canhoneados dos cinco poços possuem a mesma espessura a fim de evitar que a espessura do canhoneado interfira na produção acumulada do poço.

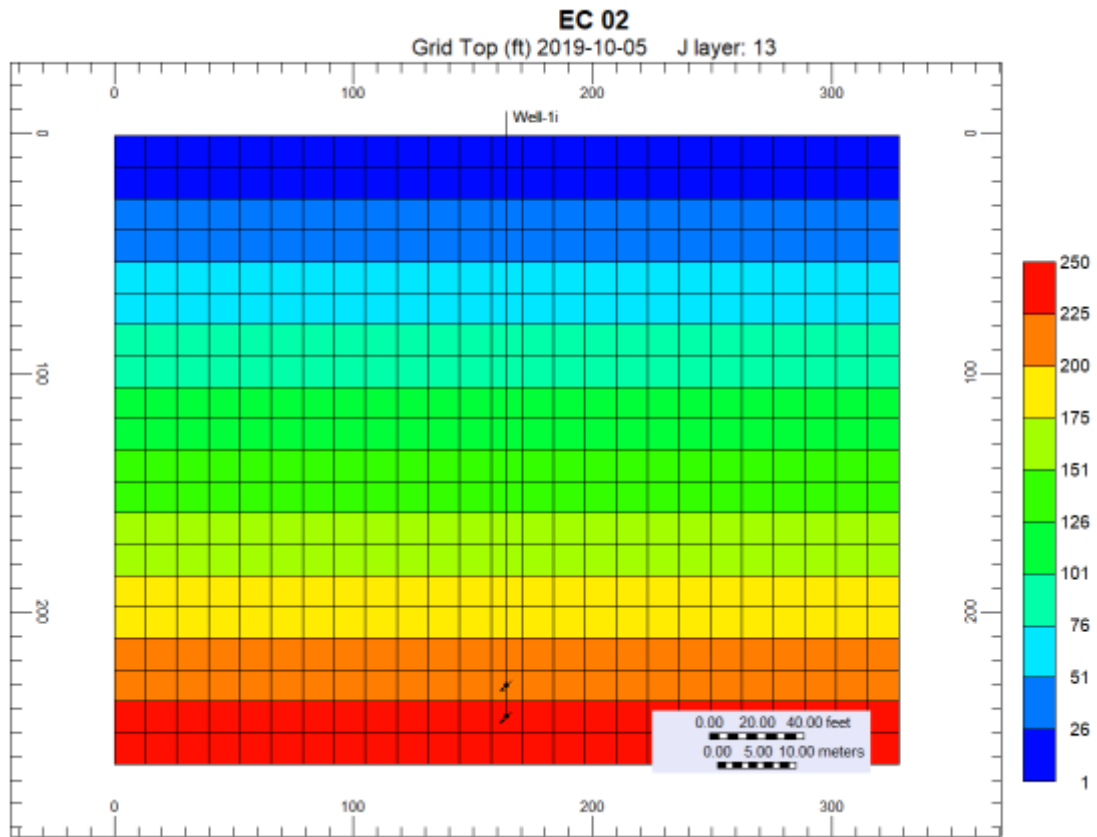


Figura 34 - Vista 2D da seção I-K (lateral) do poço 1.

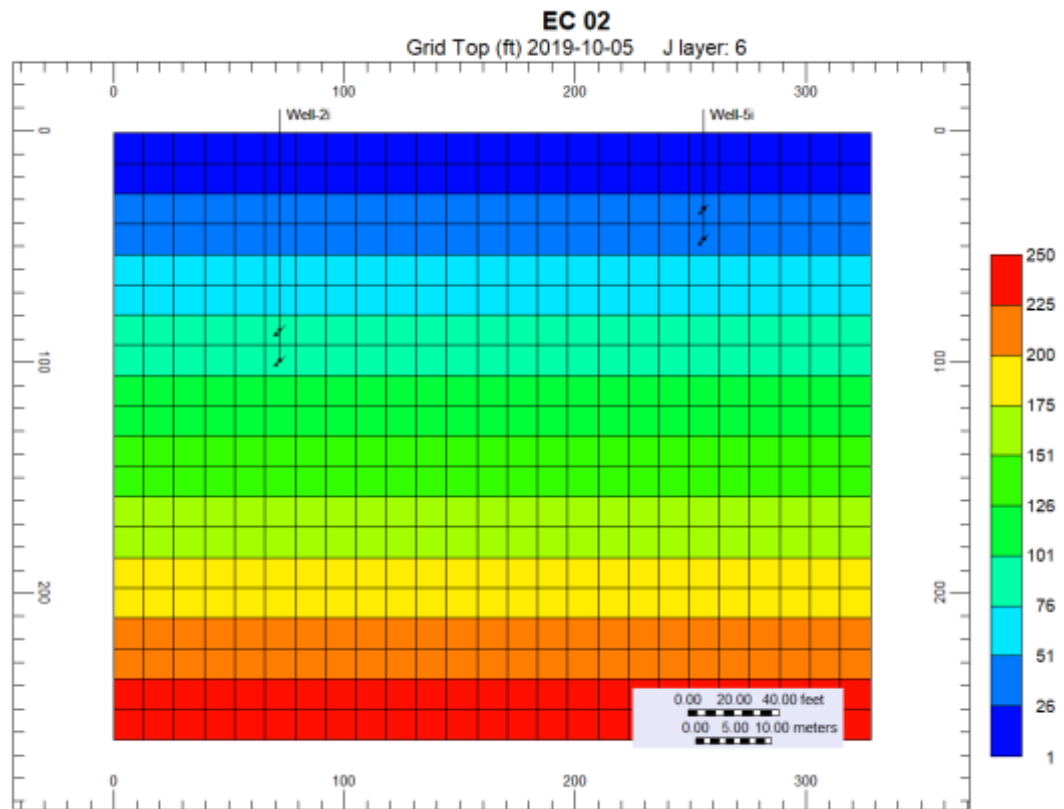


Figura 35 - Vista 2D da seção I-K (lateral) do poço 2 e 5.

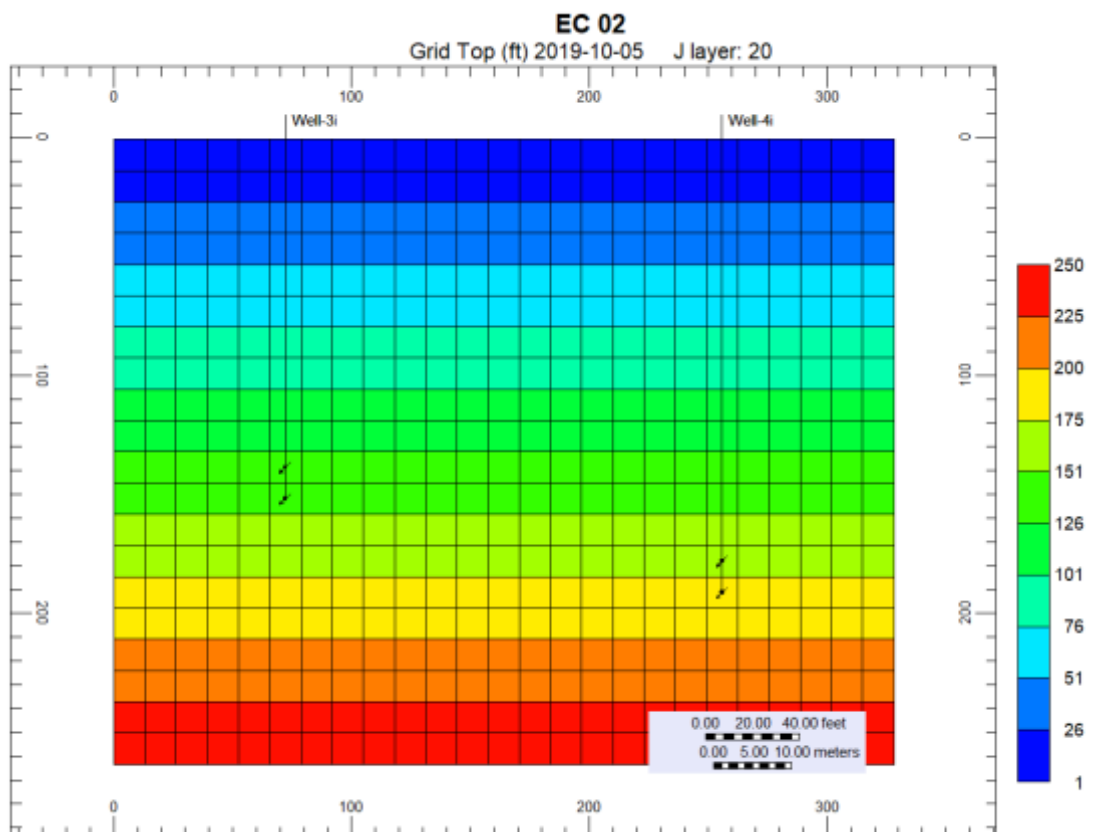


Figura 36 - Vista 2D da seção I-K (lateral) do poço 3 e 4.

Os cinco poços do EC 2_CSS possuem diferentes cronogramas de estimulação cíclica de vapor. O poço 1 foi estimulado por ciclos de injeção desde o primeiro dia, conforme mostra o cronograma da figura 37. Já a figura 38 mostra o cronograma de estimulação do poço 5 que recebeu o primeiro ciclo de estimulação por vapor somente 8 meses após a abertura dos poços, devido a premissa adotada de utilizar apenas uma UGV para a estimulação em todo o campo.

Cada um dos poços recebeu vapor por 21 dias, ficando em período de *soaking* por 12 dias. Ao final do período de amortecimento o poço foi colocado em produção por um período de 547 dias.

Foi considerado o período de tempo de 40 dias entre as estimulações dos cinco poços da locação, para mobilização da UGV entre um poço e outro, desequipagem do poço produtor e descida da coluna isolada para injeção. Já o tempo de injeção, período de *soaking* e tempo de produção foram definidos a partir do estudo de trabalhos já publicados, conforme descritos na revisão bibliográfica.

Well-1		Well-1i	
2019-10-05	WELL PRODUCER constraints SHUTIN	2019-10-05	WELL INJECTOR constraints injected fluid stream quality stream tempera...
2019-11-07	OPEN		OPEN
2021-05-07	SHUTIN		SHUTIN
2021-06-09	OPEN	2019-10-26	SHUTIN
2022-12-08	SHUTIN	2021-05-07	OPEN
2023-01-10	OPEN	2021-05-28	SHUTIN
2024-07-10	SHUTIN	2022-12-08	OPEN
2024-08-12	OPEN	2022-12-29	SHUTIN
2026-02-10	SHUTIN	2024-07-20	OPEN
2026-03-15	OPEN	2024-07-31	SHUTIN
2027-09-13	SHUTIN	2026-02-10	OPEN
2027-10-16	OPEN	2026-03-03	SHUTIN
2029-04-15	SHUTIN	2027-09-13	OPEN
2029-05-18	OPEN	2027-10-04	SHUTIN
2030-11-16	SHUTIN	2029-04-15	OPEN
2030-12-19	OPEN	2029-05-06	SHUTIN
2032-06-18	SHUTIN	2030-11-16	OPEN
2032-07-21	OPEN	2030-12-07	SHUTIN
		2032-06-18	OPEN
		2032-07-09	SHUTIN

Figura 37 - Cronograma de produção e injeção do poço 1 do EC 2_CSS.

Well-5		Well-5i	
2019-10-05	WELL PRODUCER constraints	2019-10-05	WELL INJECTOR constraints injected fluid stream quality stream tempera...
2020-06-05	SHUTIN	2020-06-05	OPEN
2020-07-08	OPEN	2020-06-26	SHUTIN
2022-01-06	SHUTIN	2022-01-06	OPEN
2022-02-08	OPEN	2022-01-27	SHUTIN
2023-08-09	SHUTIN	2023-08-09	OPEN
2023-09-11	OPEN	2023-08-30	SHUTIN
2025-03-11	SHUTIN	2025-03-11	OPEN
2025-04-13	OPEN	2025-04-01	SHUTIN
2026-10-12	SHUTIN	2026-10-12	OPEN
2026-11-14	OPEN	2026-11-02	SHUTIN
2028-05-14	SHUTIN	2028-05-14	OPEN
2028-06-16	OPEN	2028-06-04	SHUTIN
2029-12-15	SHUTIN	2029-12-15	OPEN
2030-01-17	OPEN	2030-01-05	SHUTIN
2031-07-18	SHUTIN	2031-07-18	OPEN
2031-08-20	OPEN	2031-08-08	SHUTIN
2033-02-17	SHUTIN	2033-02-17	OPEN
2033-03-22	OPEN	2033-03-10	SHUTIN

Figura 38 - Cronograma de produção e injeção do poço 5 do EC 2_CSS.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1. Estudo de Caso 01

Abaixo, são apresentados os resultados mais relevantes do EC1 propostos pela metodologia e as discussões a respeito dos mesmos.

6.1.1. Curvas de Produção

Após a criação do modelo surgente com dados de um campo terrestre do Espírito Santo, foi construído um segundo modelo com ciclos de injeção de vapor. Em seguida geraram-se as curvas de produção acumulada de óleo para os 15 anos de simulação. O gráfico da figura 39 mostra a produção acumulada em função do tempo para o EC 1_SURG e o EC 1_CSS.

Pode ser observado que há um aumento significativo da produção acumulada de óleo quando se injeta vapor, pois a viscosidade do óleo é reduzida ao entrar em contato com o banco de vapor. Devido ao mecanismo de expansão térmica do óleo, a pressão do reservatório se mantém por mais tempo, diferentemente do que acontece no modelo surgente, sustentando a vazão de produção por um período maior de tempo.

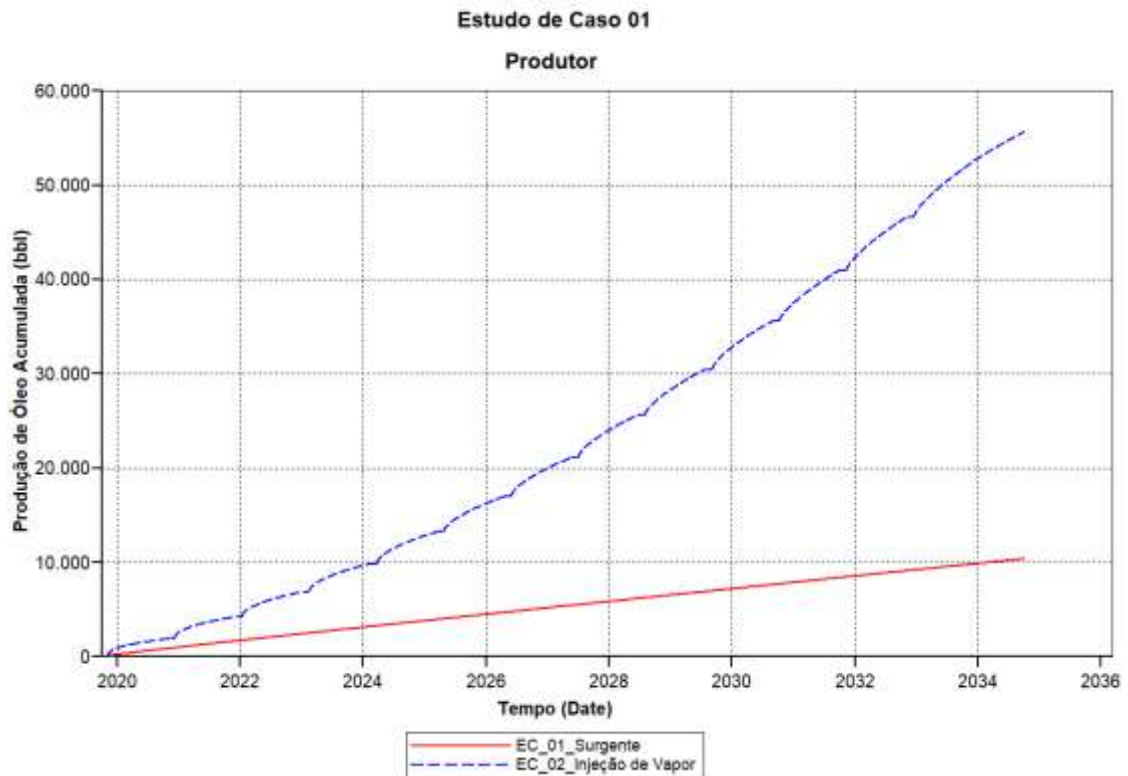


Figura 39 - Comparação da produção acumulada de óleo do EC 1_SURG e EC 1_CSS.

Ao analisar os volumes de óleo original em reservatório e o acumulado produzido do EC 1, observou-se um incremento de 1,27% no fator de recuperação a partir da aplicação da injeção cíclica de vapor, conforme mostra a tabela 20. Obteve-se um acréscimo de 537% no volume de óleo recuperado com a aplicação da injeção cíclica de vapor, o que representa um desempenho ótimo considerando a existência de apenas um único produtor.

Tabela 20 - Fator de Recuperação EC 1.

Modelo	Surgente	CSS
Fator de Recuperação (%)	0,29	1,56

Apesar do incremento obtido no fator de recuperação comprovar a eficiência do método, o volume recuperado continua muito abaixo do esperado para os campos terrestres brasileiros. No entanto, por se tratar de um modelo de dimensões

hipotéticas e com apenas um único poço produtor, este tipo de comparação não é aplicável.

A produção média diária de óleo, teve um incremento significativo com a aplicação da injeção de vapor, passando de aproximadamente 2 bbl/dia para 13 bbl/dia conforme mostra o gráfico das figuras 40 e 41. No entanto, devido à elevada viscosidade do óleo, o escoamento só é possível enquanto a o reservatório estiver aquecido, sendo assim, quanto maior o número de ciclos de injeção, maior a produção de óleo acumulada.

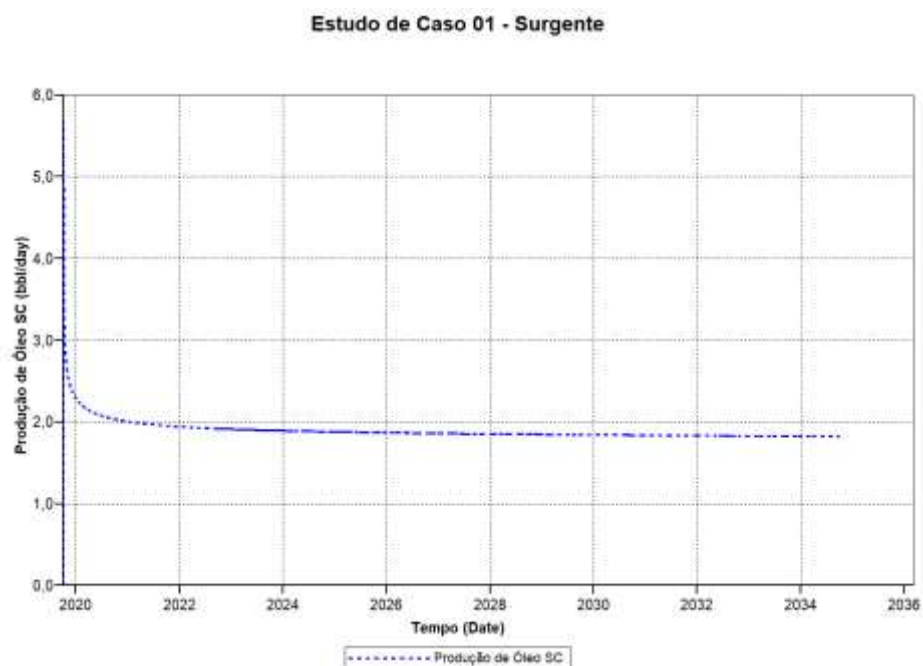


Figura 40 - Produção de óleo (bbl/dia) do EC 1_SURG.

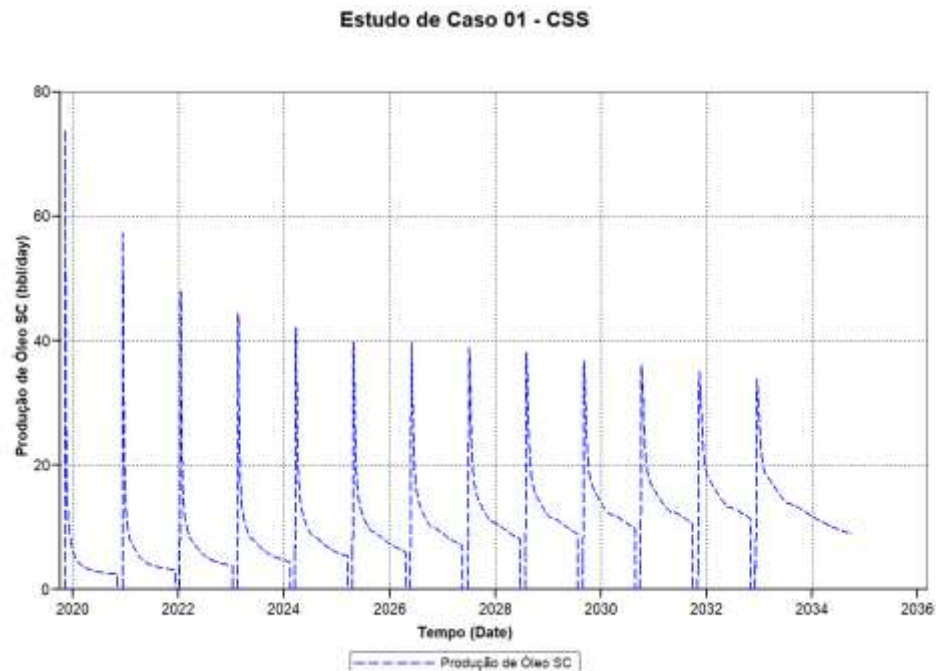


Figura 41 - Produção de óleo (bbl/dia) do EC 1_CSS.

É importante observar no gráfico da figura 41 que apesar do pico de produção ter diminuído conforme o aumento do número de ciclos, a produção se manteve maior por um período prolongado de tempo.

6.1.2. Comportamento do Reservatório EC 01

Foi avaliado no decorrer da simulação, o comportamento da temperatura, saturação de óleo, concentração de óleo por unidade de área e pressão do reservatório no modelo EC 1_SURG e EC 1_CSS com o intuito de compreender melhor os efeitos que a injeção cíclica de vapor ocasiona nas propriedades petrofísicas.

A primeira propriedade avaliada foi à temperatura do reservatório. No modelo EC 1_SURG a temperatura do reservatório permaneceu praticamente constante ao longo dos 15 anos de produção (Figura 42).

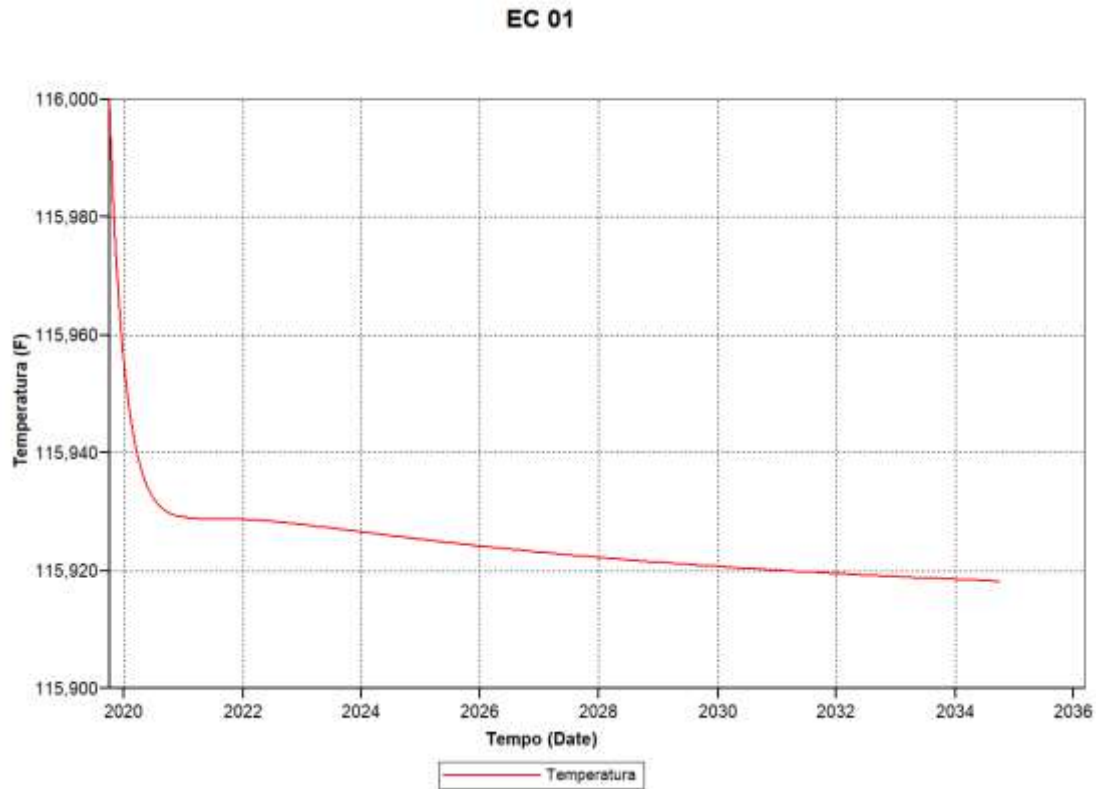


Figura 42 - Curva de temperatura em função do tempo do EC 1_SURG.

Em contrapartida, no modelo EC 1_CSS a temperatura apresentou uma variação significativa devido à injeção de vapor superaquecido a 600 °F.

No gráfico da figura 43, é possível observar que apenas no primeiro ciclo a temperatura do reservatório ficou próxima da temperatura de injeção. Nos ciclos posteriores, provavelmente devido ao aumento da saturação de água ao redor do poço, que provoca perdas de calor, a temperatura do reservatório reduziu gradativamente nos ciclos posteriores. No entanto, é importante observar que a partir de 2029 a temperatura do reservatório não sofreu uma variação significativa, o que foi fator primordial para que a produção do reservatório permanecesse elevada por um período maior de tempo, conforme se observou na figura 41.

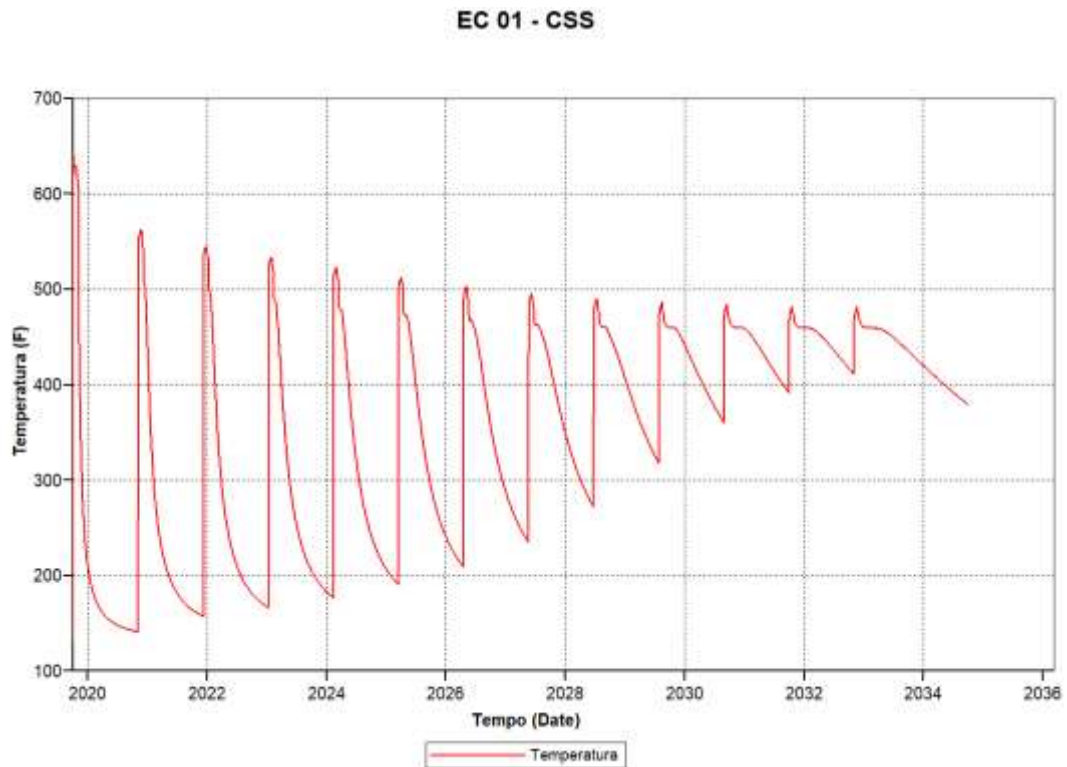


Figura 43 - Curva de temperatura em função do tempo do EC 1_CSS.

A figura 44 apresenta o comportamento da temperatura em três tempos distintos: primeiro dia de simulação (05/10/2019), metade da simulação (7 anos após o início da simulação, ou seja, 05/10/2026) e no último dia de simulação (05/10/2034).

É observado que à medida que o número de ciclos de injeção cresce, o raio de aquecimento ao redor do poço aumenta, atingindo o raio de 80 metros ao final da simulação (Figura 44f).

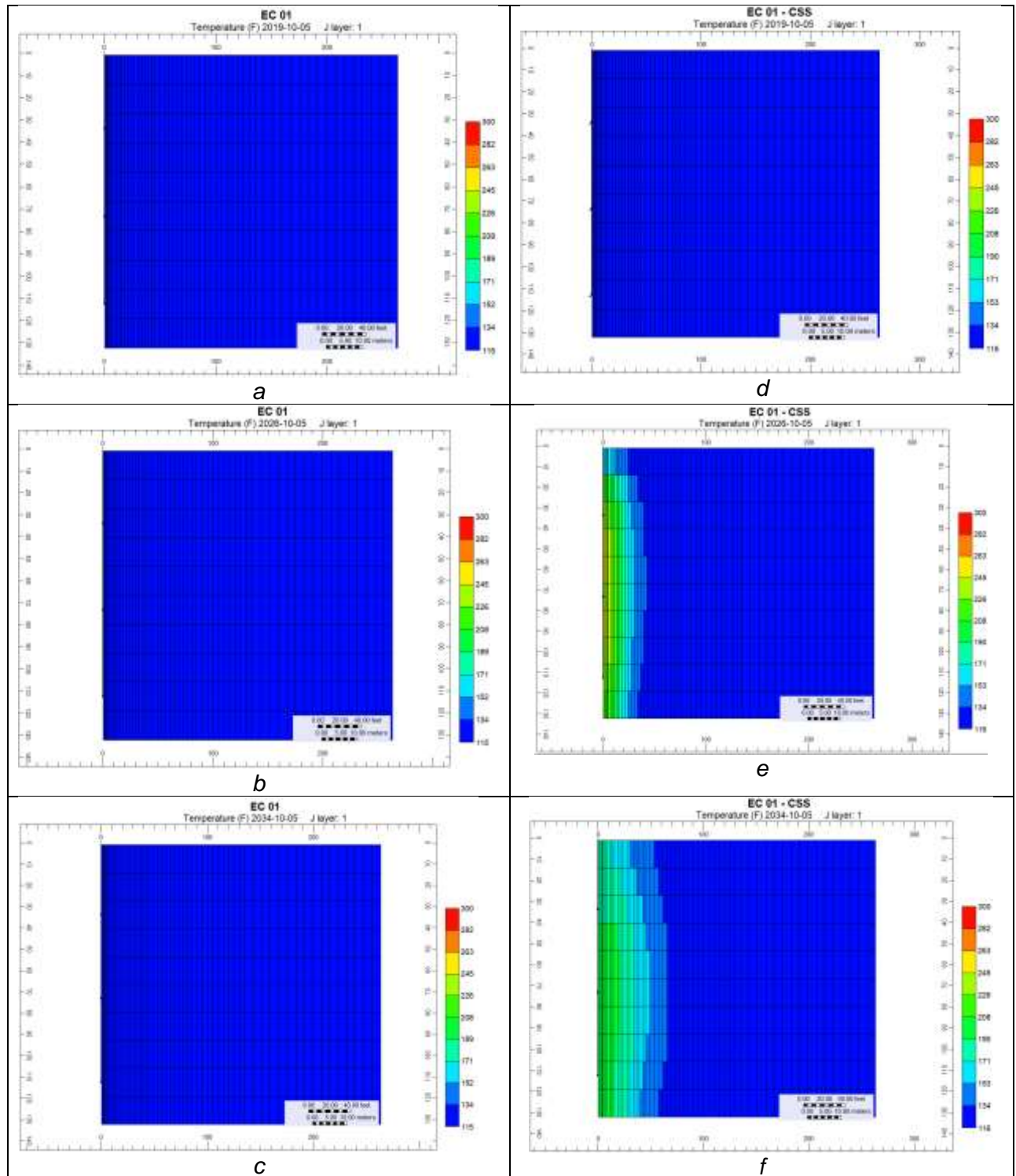


Figura 44 – Variação da temperatura do reservatório do EC 1_SURG (lado esquerdo) e EC 1_CSS (lado direito) no início do projeto, sete e quinze anos após o início da simulação respectivamente.

A segunda propriedade avaliada foi a saturação de óleo na segunda camada do reservatório. No modelo EC 1_SURG a saturação do óleo do reservatório permaneceu praticamente constante ao longo dos 15 anos de produção (Figura 45) devido ao pequeno volume recuperado.

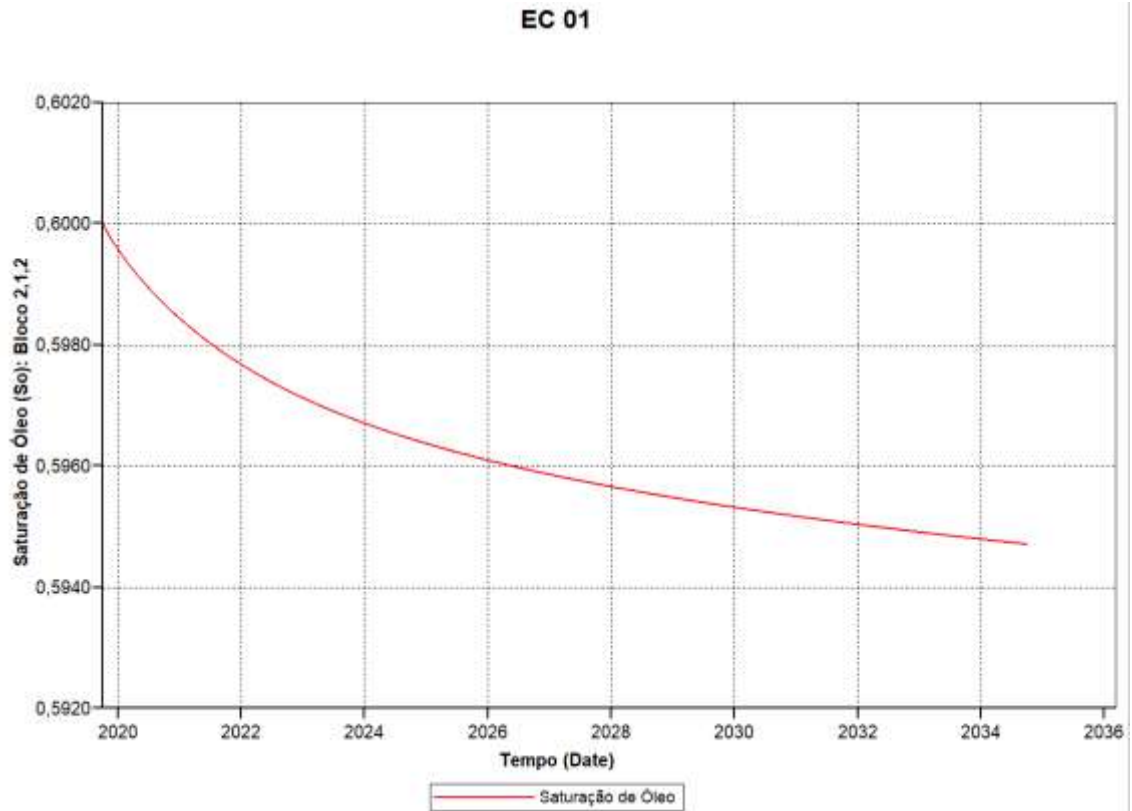


Figura 45 - Curva de saturação de óleo em função do tempo do EC 1_SURG.

Em contrapartida, no modelo EC 1_CSS a saturação de óleo apresentou uma maior redução. O vapor injetado na cabeça do poço invade a zona canhoneada em direção à formação, deslocando o banco de óleo para zonas mais distantes, conforme o gráfico da figura 46.

Enquanto o poço está recebendo vapor a saturação de óleo diminuiu para cerca de 20%, no entanto, ao final da injeção, quando o poço é colocado em produção, o óleo que foi deslocado pelo vapor ganha mobilidade, devido à redução da viscosidade, migrando na direção da zona canhoneada.

No decorrer da vida produtiva do campo, é observado o declínio da saturação de óleo na região próxima ao poço, o que indica que grande parte do óleo que se encontrava nas proximidades do poço foi produzida, conforme mostra o gráfico da figura 47f.

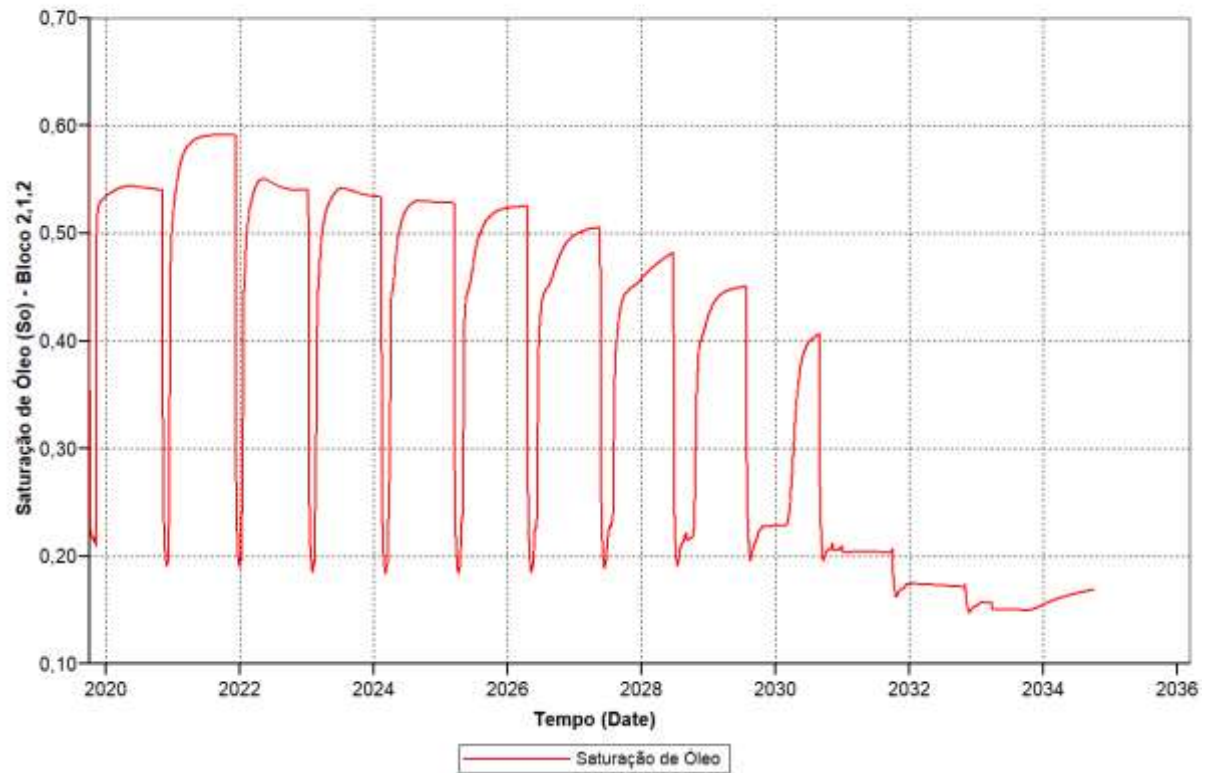
EC 01 - CSS

Figura 46 - Curva de saturação de óleo em função do tempo do EC 1_CSS.

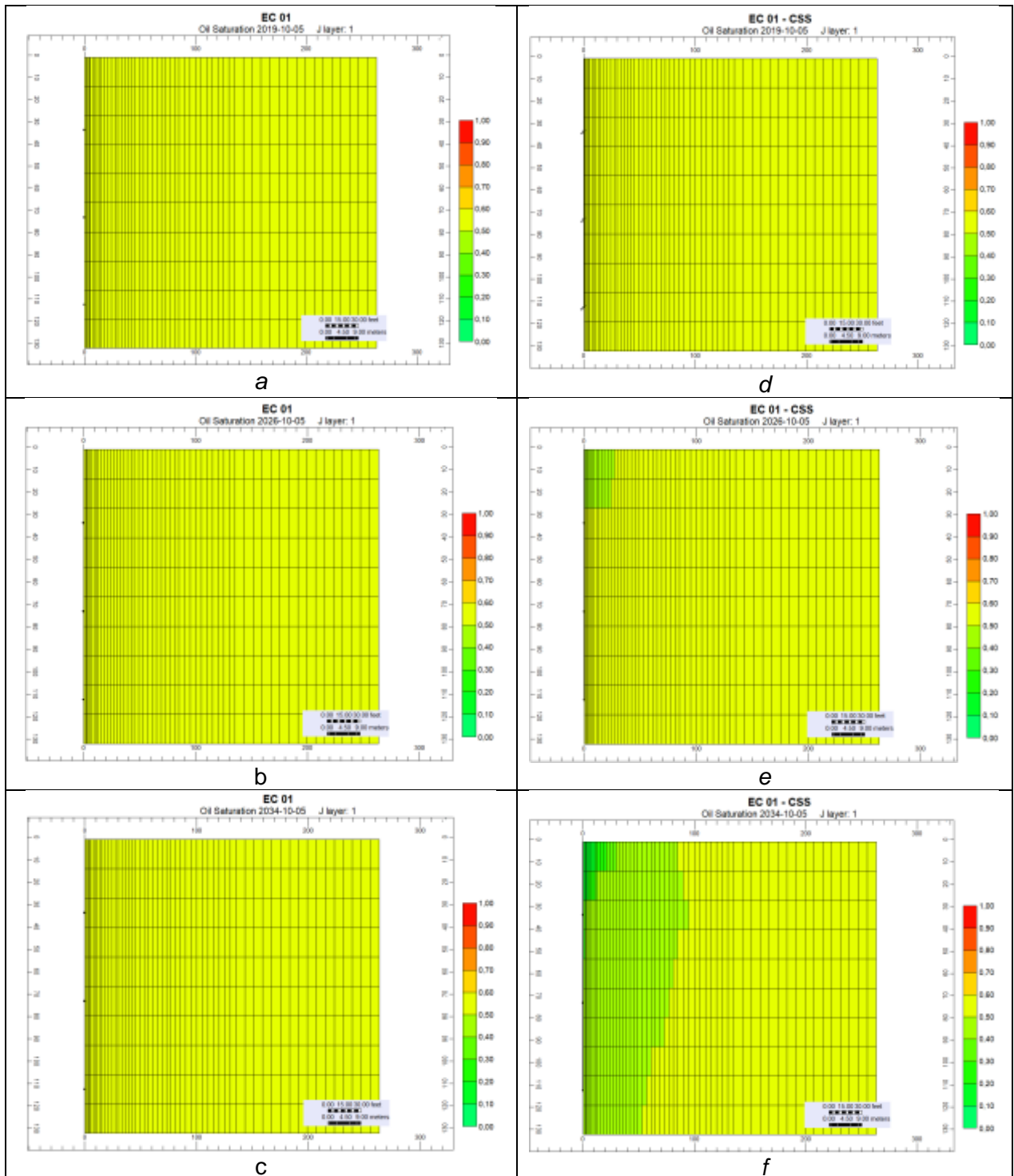


Figura 47 - Variação da saturação de óleo do EC 1_SURG (lado esquerdo) e EC 1_CSS (lado direito) no início do projeto, sete e quinze anos após o início da simulação respectivamente.

Além da saturação, foi avaliada a espessura de óleo em cada camada do reservatório. No EC 1_SURG a espessura de óleo não teve uma variação significativa devido aos pequenos volumes produzidos no decorrer dos 15 anos de projeto. No entanto, é importante destacar que as zonas mais próximas do poço, em

especial as zonas canhoneadas, foram as que apresentaram maior redução na espessura de óleo total. No EC 1_CSS o raio de variação de espessura de óleo atingiu os 100 ft ao final do projeto (Figura 48f).

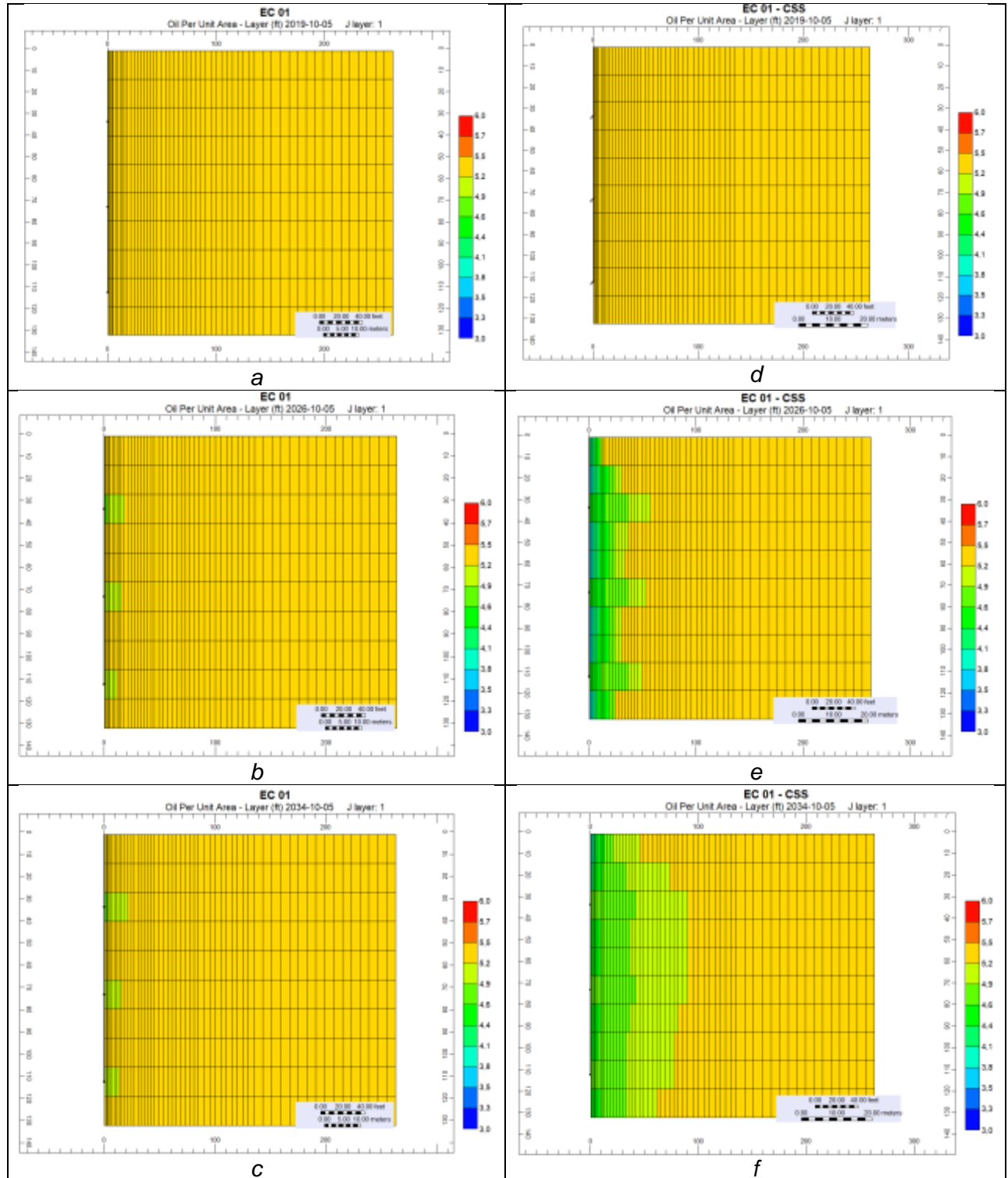


Figura 48 – Variação da concentração de óleo por unidade de área do EC 1_SURG (lado esquerdo) e EC 1_CSS (lado direito) no início do projeto, sete e quinze anos após o início da simulação respectivamente.

O último parâmetro avaliado foi à pressão do reservatório. No modelo EC 1_SURG a produção ocorre apenas devido energia natural (recuperação primária) do reservatório, acarretando em uma depleção maior da pressão, uma vez que não foi considerado nenhum método de recuperação que possibilite a manutenção ou incremento de pressão no reservatório (Figura 49). Outro ponto observado é que a variação da pressão do reservatório ao longo dos 15 anos de projeto não foi significativa quando comparado com reservatórios reais. Isto pode ser justificado devido às pequenas vazões de produção, o que colabora para que a pressão do reservatório não atinja valores mínimos rapidamente.

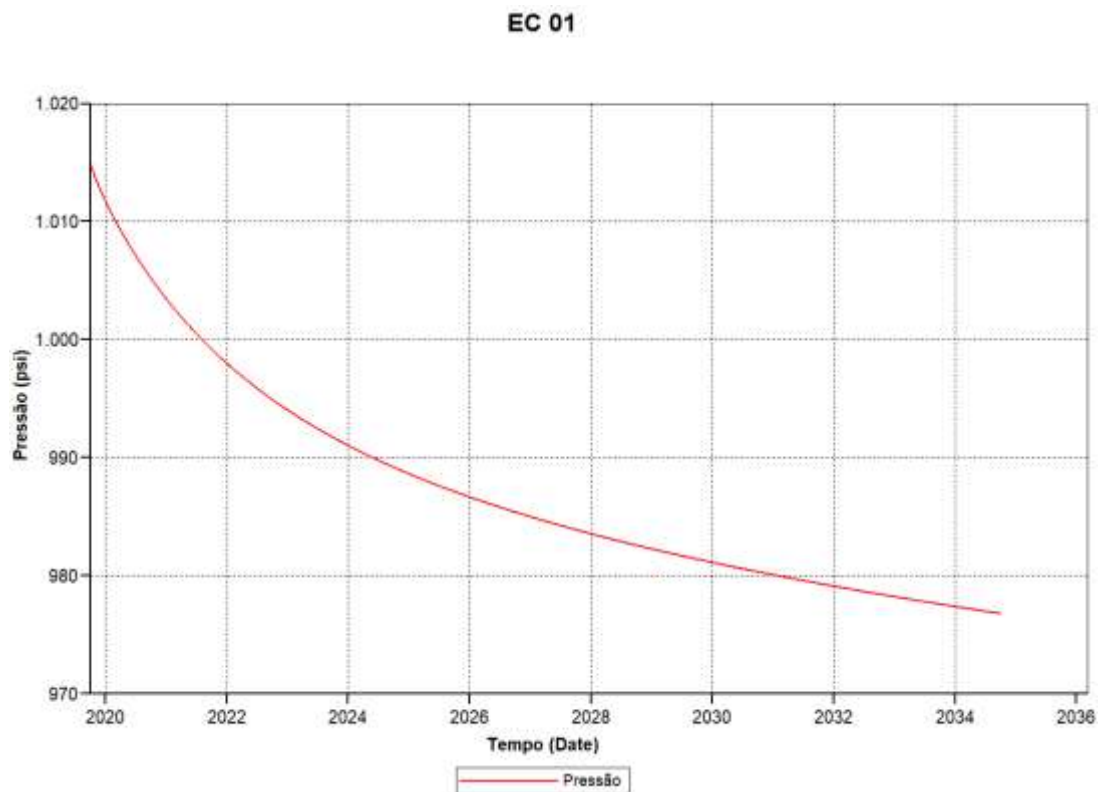


Figura 49 - Curva de pressão do reservatório em função do tempo do EC 1_SURG.

Já no modelo EC 1_CSS, a pressão do reservatório sofreu um declínio mais acentuado, devido às maiores vazões de produção (Figura 50).

É observado que durante os ciclos de injeção de vapor, a pressão do reservatório teve um incremento, embora a injeção de vapor não seja utilizada como mecanismo de manutenção da pressão. O incremento de pressão observado deve-se à expansão térmica das rochas e dos fluidos.

Além disso, é constatado que logo no início da produção, a pressão sofreu uma redução de aproximadamente 1000 psi, ocasionada principalmente pela produção de elevadas vazões de óleo do primeiro ciclo. Além disso, conforme a lei de Darcy a vazão é diretamente proporcional à variação de pressão, o que justifica as maiores vazões de produção terem ocorrido no primeiro ciclo, momento em que a pressão do reservatório ainda era máxima (Figura 51).

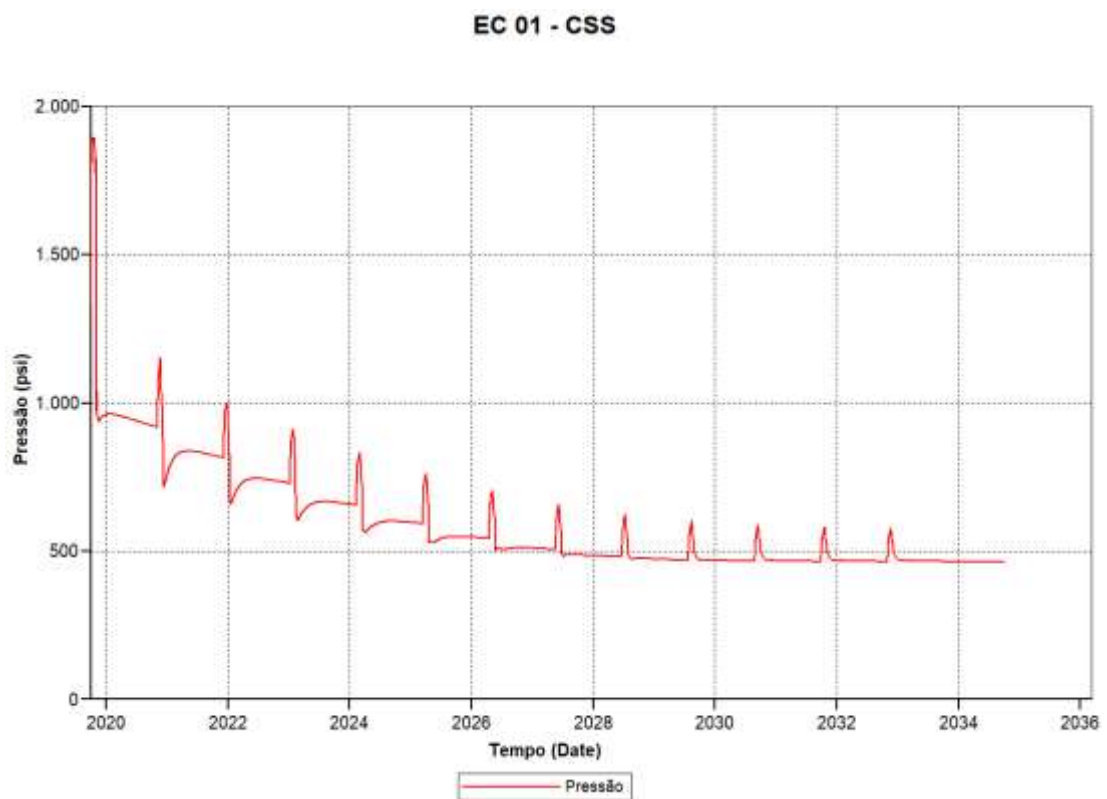


Figura 50 - Curva de pressão em função do tempo (EC 1 submetido a injeção cíclica de vapor).

Analisando os gráficos da figura 51, é observado que nas camadas canhoneadas é onde se encontra as menores pressões do reservatório, conforme destacado na cor azul nos mapas 51b, 51c, 51e e 51f.

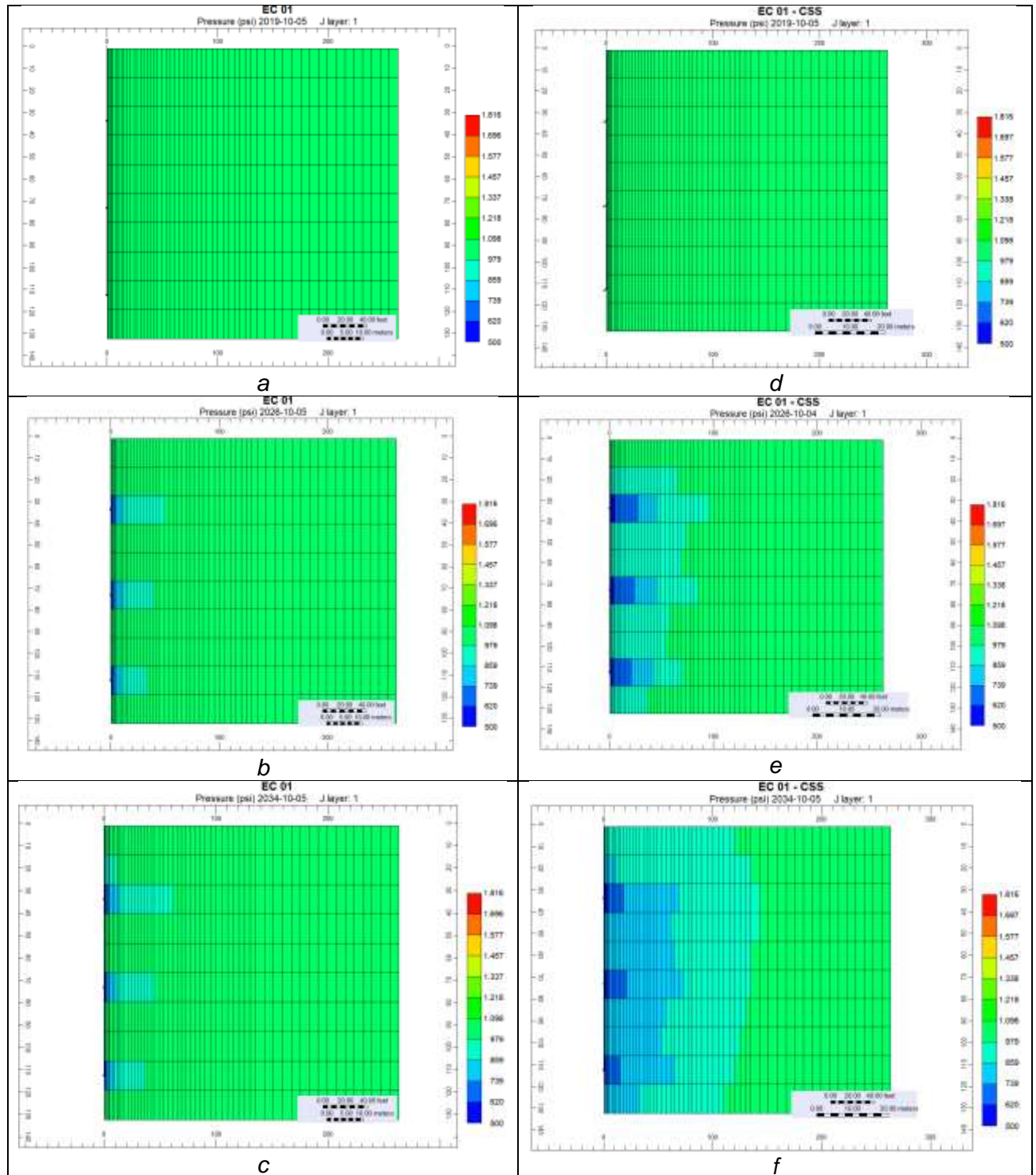


Figura 51 – Variação da pressão do reservatório do EC 1_SURG (lado esquerdo) e EC 1_CSS (lado direito) no início do projeto, sete e quinze anos após o início da simulação respectivamente.

6.2. Estudo de Caso 02

Abaixo, são apresentados os resultados mais relevantes do EC 2 propostos pela metodologia e as discussões a respeito dos mesmos.

6.2.1. Curvas de Produção

Após a criação do modelo surgente, com os dados obtidos através da média de sete campos terrestres do Espírito Santo, foi construído um segundo modelo com ciclos de injeção de vapor. Em seguida, geraram-se as curvas de produção acumulada de óleo para os 15 anos de projeto. O gráfico da figura 52 mostra a produção acumulada ao final do projeto do EC 2_SURG e EC 2_CSS.

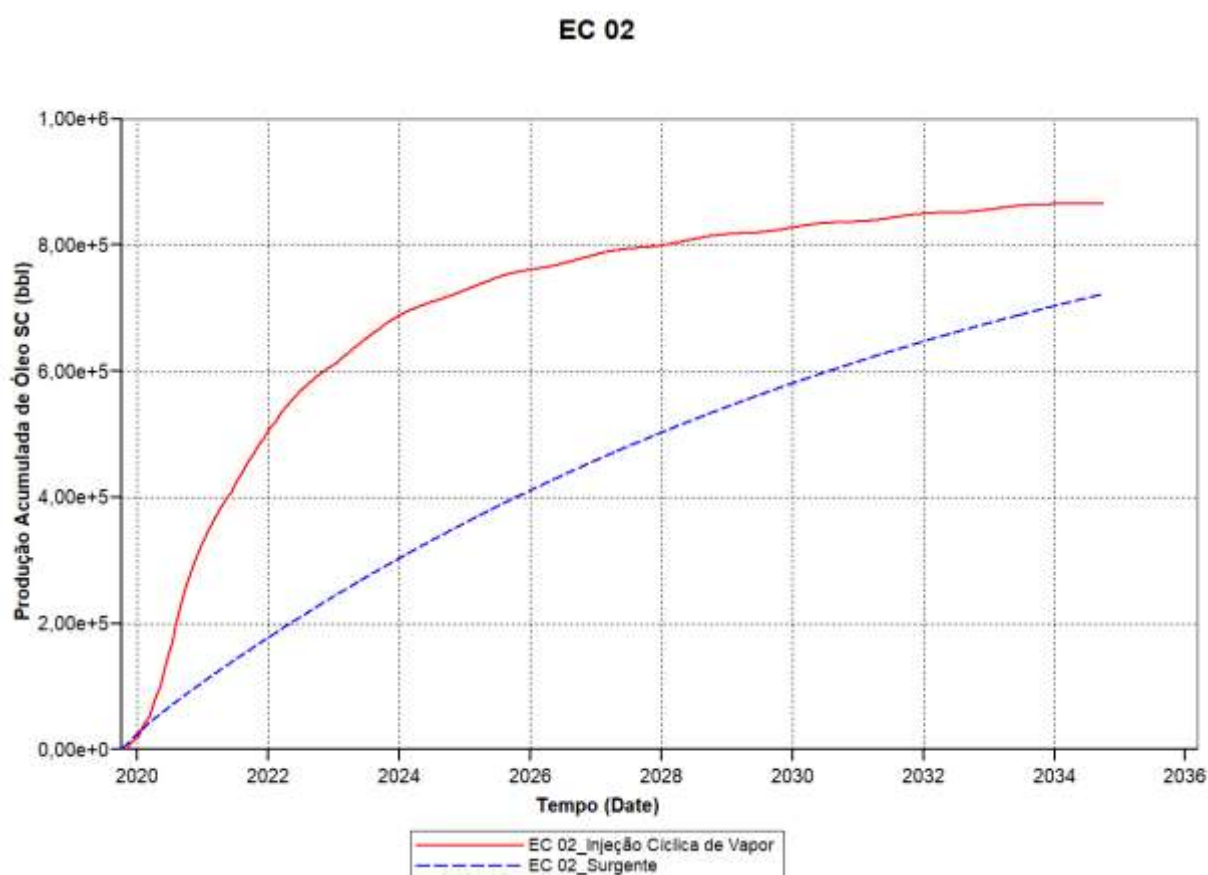


Figura 52 - Comparação da produção acumulada de óleo do EC 2_SURG e do EC 2_CSS.

Ao analisar os volumes de óleo original em reservatório e o acumulado produzido do EC 2, observou-se um incremento de 4,81% no fator de recuperação a

partir da aplicação da injeção cíclica de vapor, conforme mostra a tabela 21. Obteve-se um acréscimo de aproximadamente 120% no volume de óleo recuperado com a aplicação da injeção cíclica de vapor. Considerando que o reservatório contém cinco poços produtores, estima-se que cada um dos poços contribuiu com o incremento de produção de 24% o que é pouco, considerando o ganho de 537% obtido com um único poço produtor no EC 1.

Tabela 21 - Fator de Recuperação do EC 2.

Modelo	Surgente	CSS
Fator de Recuperação (%)	24,24	29,05

Comparando o incremento no fator de recuperação obtido no EC 1 e EC 2 é observado que a injeção cíclica de vapor teve uma resposta melhor no EC 2, devido as maiores permeabilidades e porosidade. Além disso, notou-se que um maior número de poços favorece o desempenho positivo da injeção de vapor, visto que o vapor consegue atingir distâncias maiores formando zonas de vapor entre os poços, aumentando a mobilidade do óleo.

A produção de água sofreu um acréscimo significativo no EC 2_CSS devido aos grandes volumes de vapor injetados e posteriormente condensados no interior do reservatório.

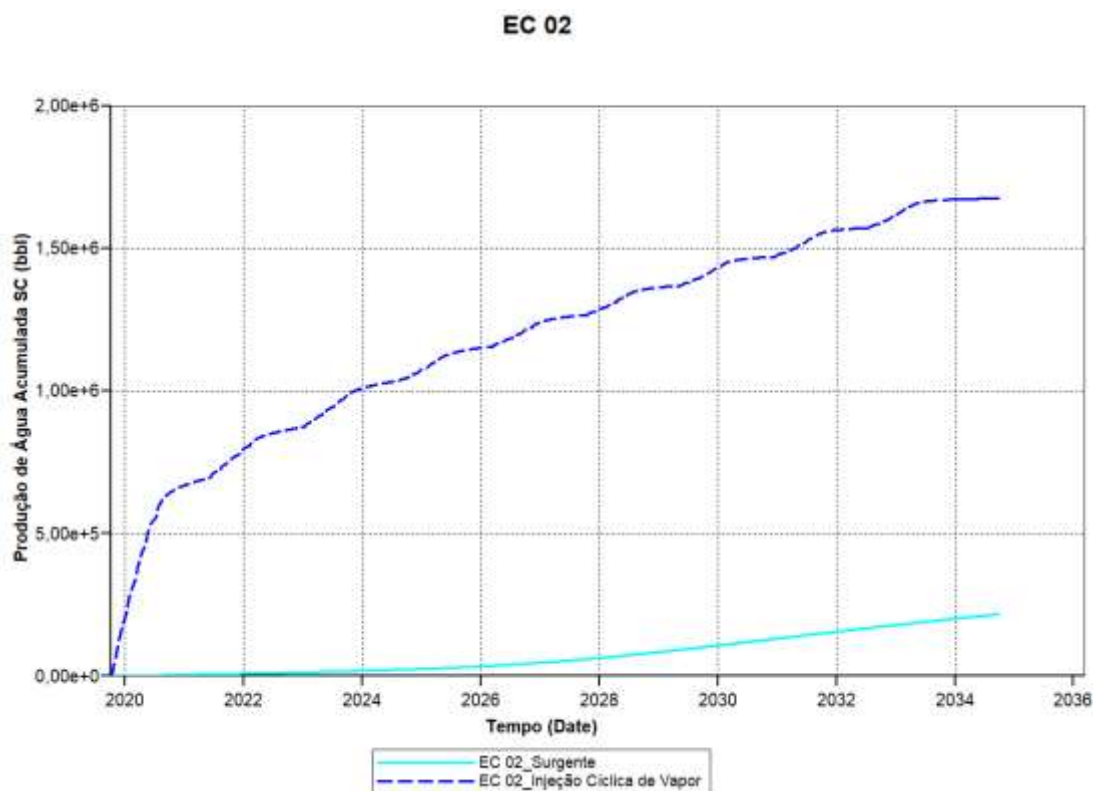


Figura 53 - Comparação da produção acumulada de água do EC 2_SURG e EC 2_CSS.

O gráfico da figura 54 mostra as curvas de produção acumulada de óleo e água do modelo EC 2_CSS. É observado que a partir do ano de 2029 a produção de água do campo ultrapassa a de óleo, tornando o projeto pouco atrativo economicamente devido aos custos envolvidos no tratamento e descarte da água oleosa.

EC 02

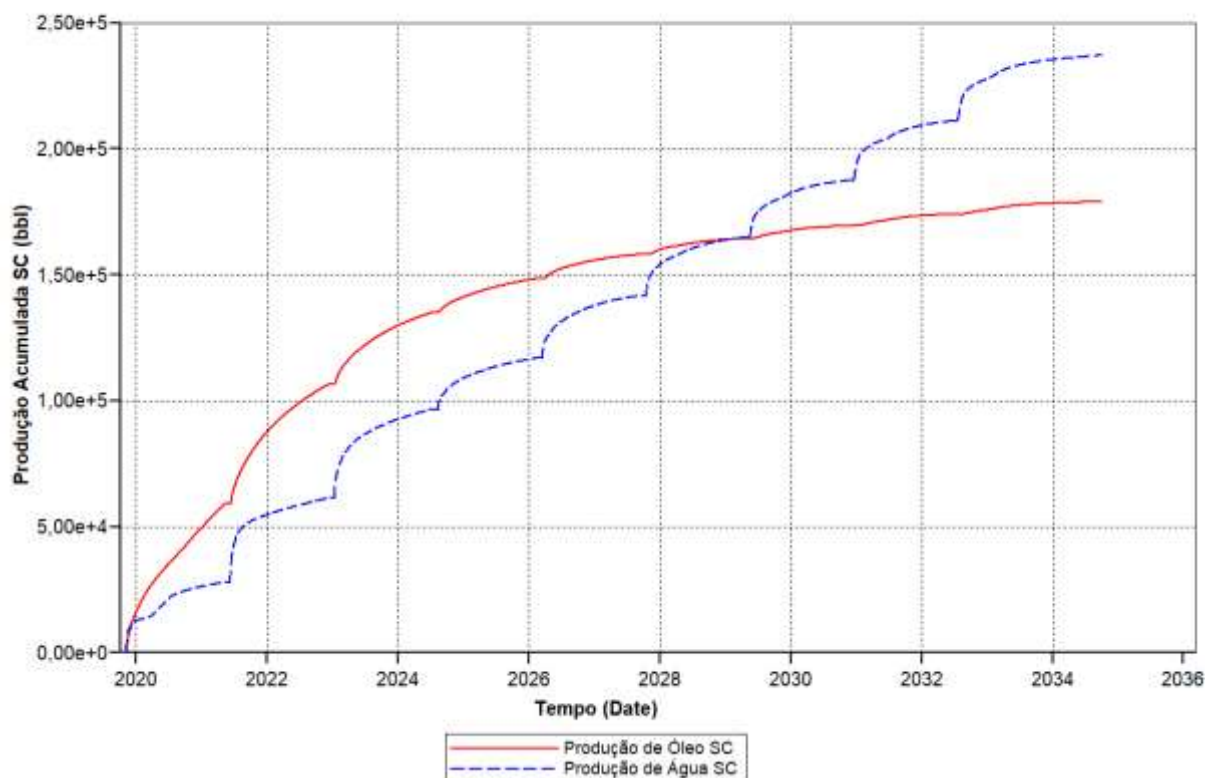


Figura 54 - Produção acumulada de óleo e água do EC 2_CSS.

A produção de óleo sofreu uma redução ao longo dos ciclos, conforme mostra o gráfico da figura 55. A partir do quinto ciclo de injeção de vapor, no ano de 2026, a produção de óleo passou a ter pouco incremento.

A figura 56 apresenta a curva de produção de óleo diária do EC 2_SURG. Comparando as duas curvas é observado que a partir do sexto ciclo, a produção do EC 2_CSS praticamente se iguala ao modelo EC 2_SURG, tornando a injeção de vapor antieconômica.

EC 02

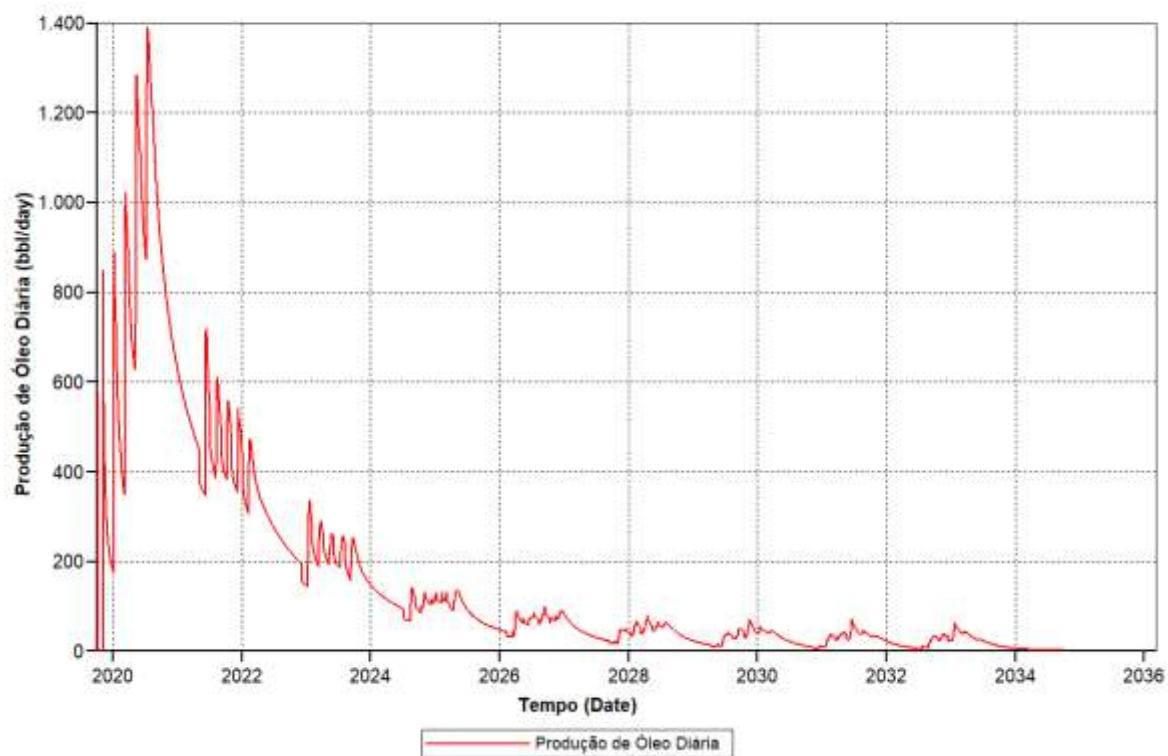


Figura 55 - Produção de óleo diária do EC 2_CSS.

EC 02

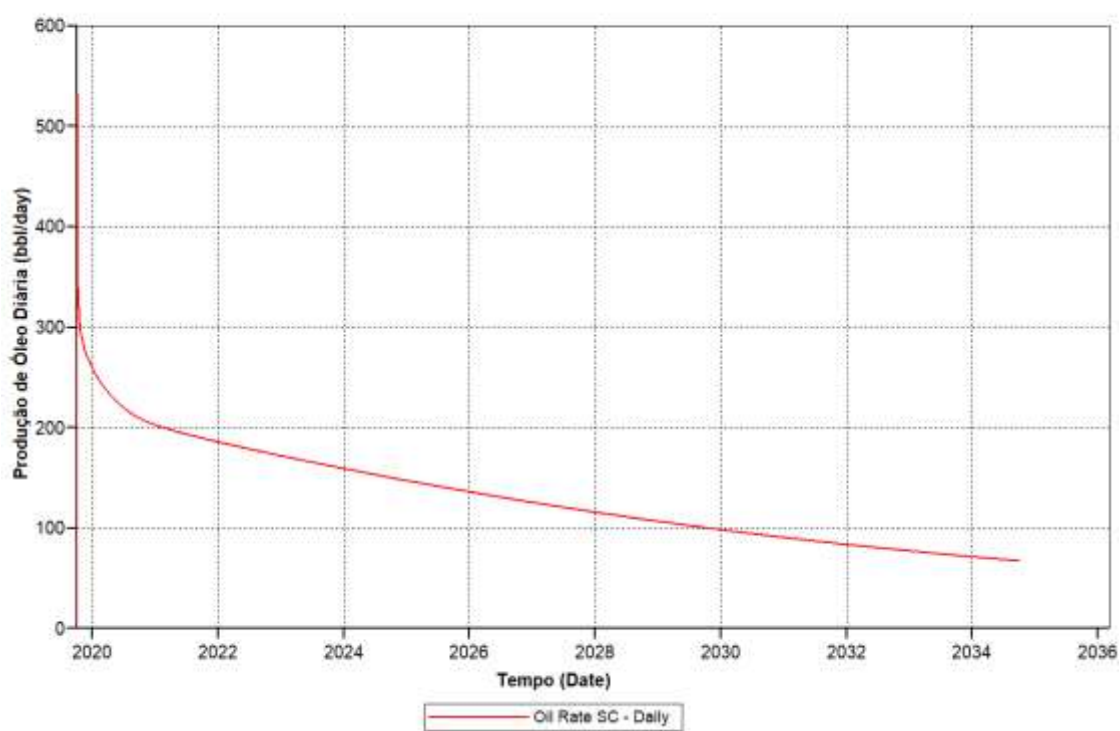


Figura 56 - Produção de óleo diária do EC 2_SURG.

A produção acumulada de óleo e de água para os cinco poços do EC 2_SURG é mostrada no gráfico da figura 57. O poço 1 foi o que apresentou uma maior produção acumulada de óleo e água quando comparado com os demais poços. O melhor desempenho do poço 1 pode ser justificado devido o poço estar localizado no centro do reservatório e por ter começado a produzir primeiro que os demais. Além disso, o poço 1 possui maior profundidade, quando comparado com os demais poços, estando canhoneado nas camadas 18 e 19.

Já o poço 5 apresentou a segunda maior produção de óleo e a menor produção de água quando comparado com os demais poços. Diferentemente do poço 1, o poço 5 é um poço raso, canhoneado nas camadas 3 e 4.

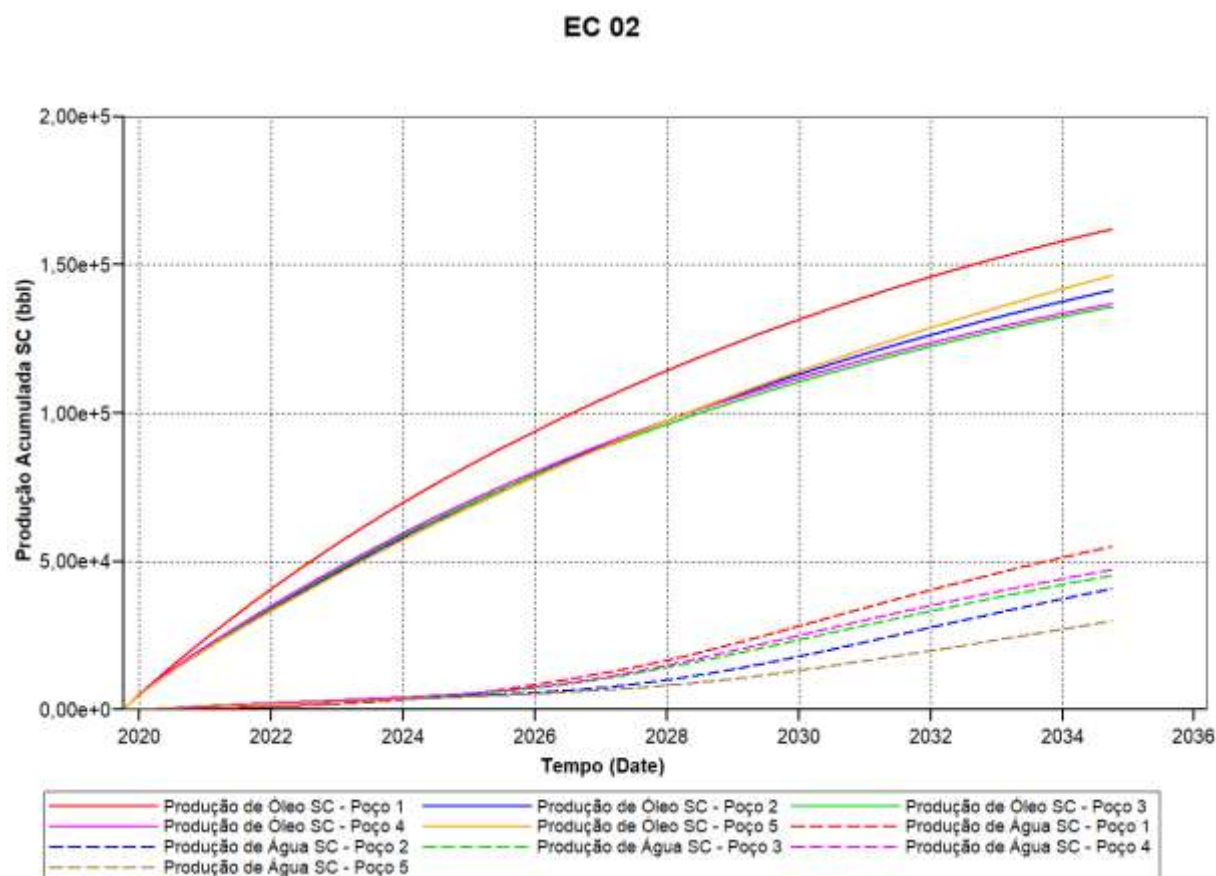


Figura 57 - Produção acumulada de óleo e água por poço do EC 2_SURG.

O gráfico da figura 58 mostra a produção acumulada de óleo e de água para os cinco poços do EC 2_CSS. Analisando as curvas é observado que o poço 1 foi o único poço que apresentou produção de óleo superior à de água até o ano de

2029. Os demais poços apresentaram produção de água superior à de óleo durante toda a vida produtiva do modelo. Além disso, é observado que enquanto a produção acumulada de óleo cresce lentamente a partir de 2030, a produção de água segue crescendo acentuadamente devido à condensação do vapor injetado. Além disso, é importante salientar que a localização do poço 1 é considerada vantajosa, visto que recebe indiretamente parte do vapor injetado nos poços vizinhos.

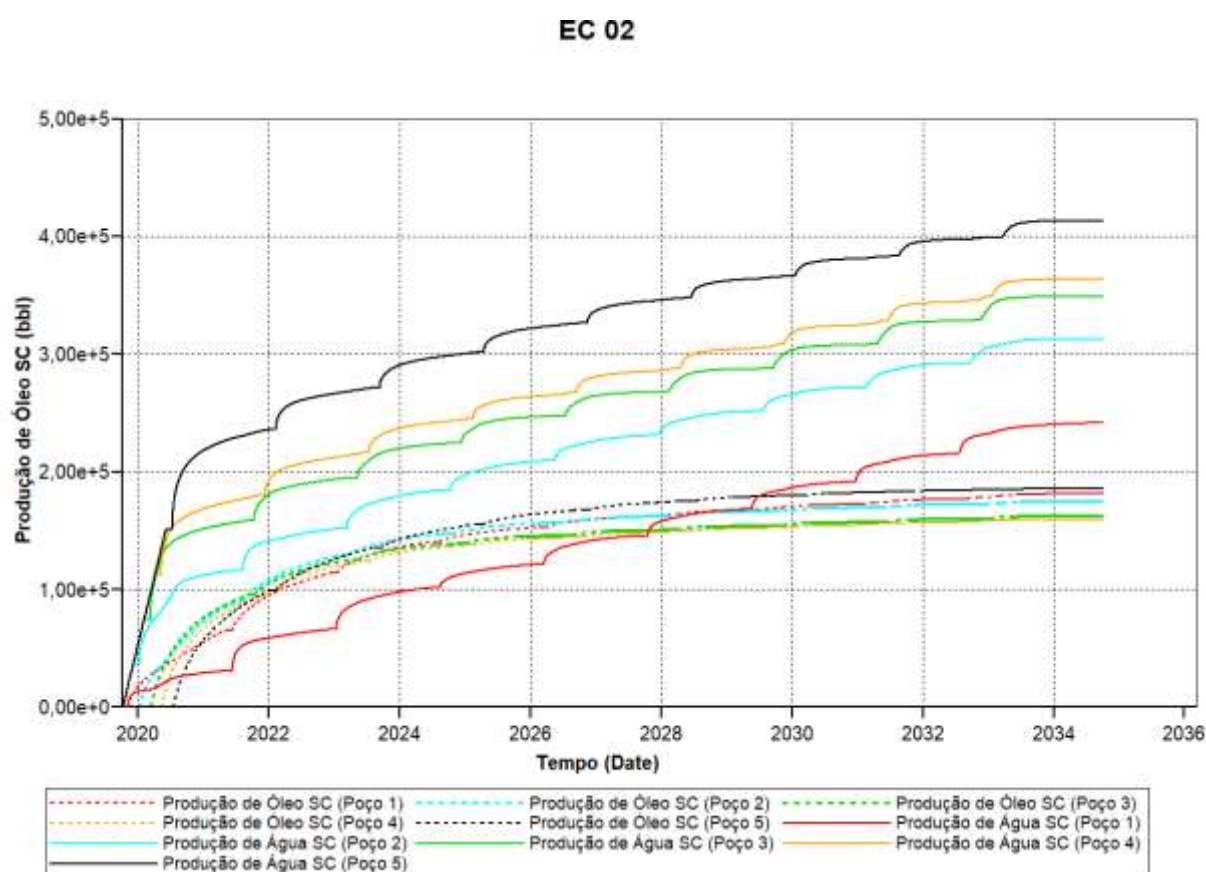


Figura 58 - Produção acumulada de óleo e água por poço do EC 02_CSS.

6.2.2. Comportamento do Reservatório EC 02

Nesta seção, será apresentado o comportamento da saturação de óleo, concentração de óleo por unidade de área, saturação de água, pressão do reservatório e temperatura em função do tempo. Os gráficos apresentados a seguir referem-se em sua grande maioria ao primeiro poço perfurado, o poço 1.

O comportamento individual de cada um dos poços não será apresentado neste trabalho, a fim de não o tornar extenso e repetitivo, visto que a partir de uma

breve análise foi notado que os demais poços do EC 2_CSS apresentam comportamento muito similar ao poço 1.

O gráfico da figura 59 mostra o comportamento da saturação de óleo do bloco 13,13,10 (localizado no meio do reservatório) em função do tempo. É observado que no modelo EC 2_SURG a saturação de óleo reduz menos de 10% ao longo dos 15 anos de projeto. Já no modelo EC 2_CSS a redução da saturação de óleo ao final do projeto ficou próxima dos 47%.

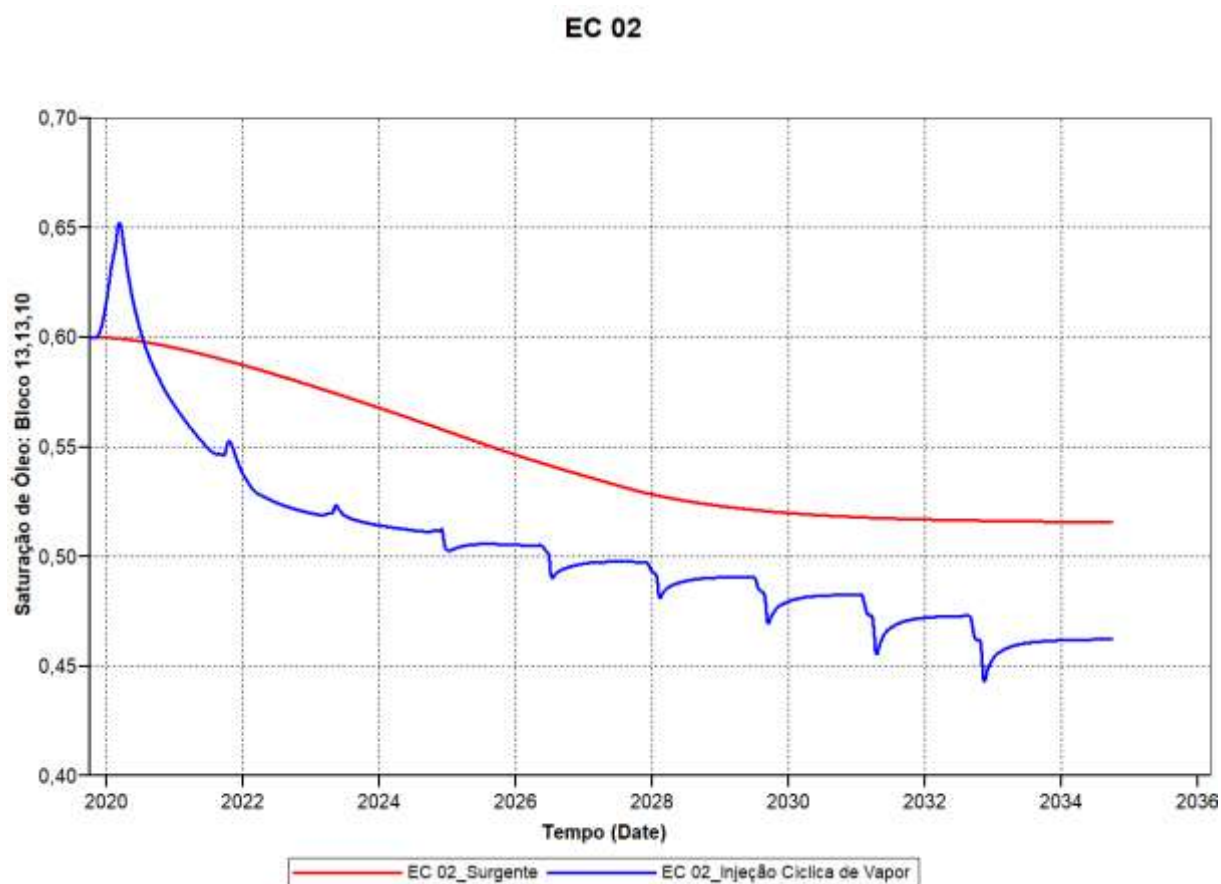


Figura 59 - Comparação das curvas de saturação de óleo do EC 2_SURG e EC 2_CSS.

O gráfico da figura 60 mostra a saturação de óleo inicial do reservatório, no tempo zero de simulação. Logo no primeiro dia de simulação, tem-se início o primeiro ciclo de injeção, no dia 05/12/2019 se estendendo por 21 dias até o dia 26/12/2019. Após o período de injeção o poço entra no período de *soaking* por 12 dias. Ao final do período de amortecimento o poço é colocado em produção.

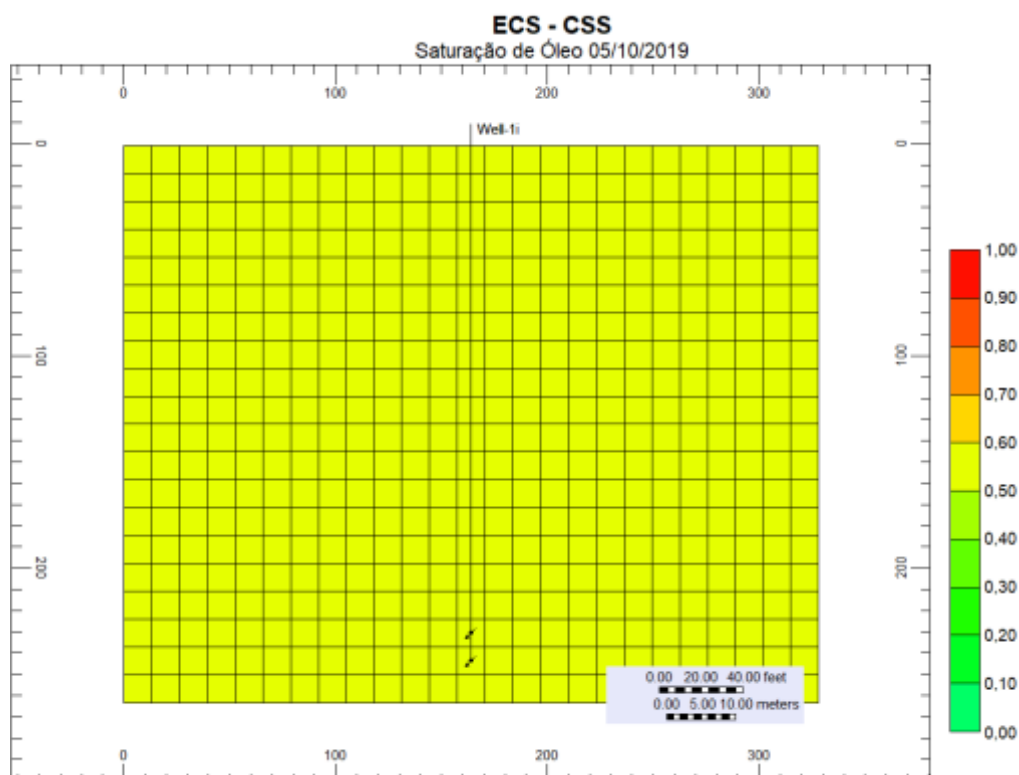


Figura 60 - Saturação de óleo do EC 02_CSS no primeiro dia de simulação.

A figura 61 mostra a saturação de óleo no dia 07/12/2019, no primeiro dia de produção. É observado que durante a injeção de vapor, a saturação de óleo ao redor das camadas canhoneadas reduz de 60% para aproximadamente 20% devido ao vapor injetado deslocar o banco de óleo para as zonas mais distantes. Nas zonas mais afastadas dos canhoneados a saturação de óleo aumenta devido ao deslocamento do óleo.

Ao longo da produção a saturação de óleo em torno das camadas canhoneadas retorna aos níveis iniciais. No gráfico da figura 62 é possível observar que ao redor das camadas canhoneadas a saturação de óleo volta a se tornar uniforme, devido à mobilidade do óleo e produção de parte do volume de água injetado no estado de vapor.

Após seis meses de produção, foi observado que a saturação de óleo passou a reduzir novamente ao redor das camadas canhoneadas (Figura 63). Esta redução da saturação de óleo, diferentemente do declínio anterior, é justificada pelos grandes volumes de óleo drenados desta zona, que por estar próximo ao poço é a primeira a ser produzida.

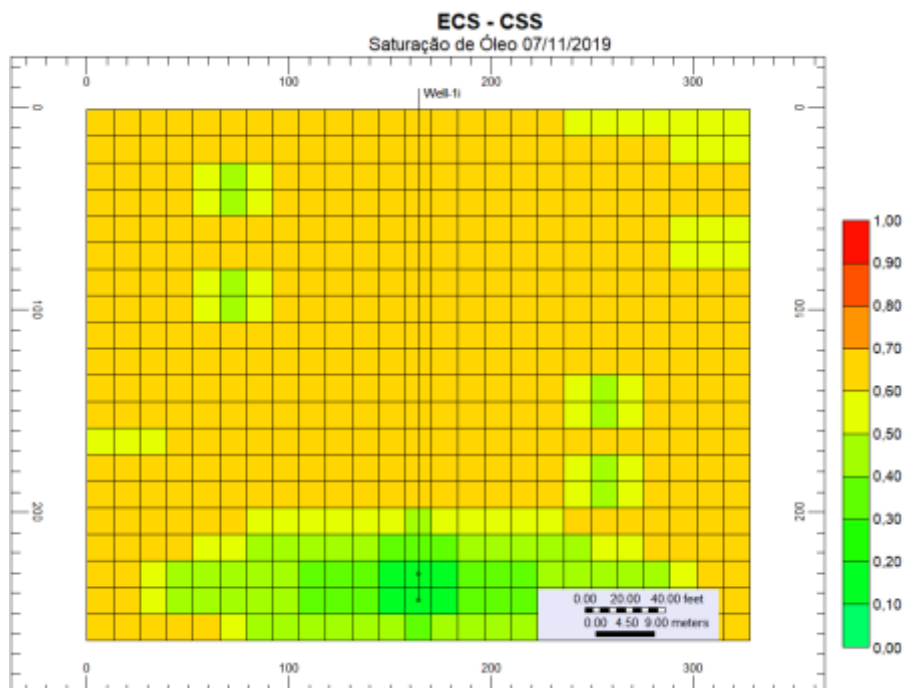


Figura 61 - Saturação de óleo do EC 02_CSS no primeiro dia de produção após o primeiro ciclo de injeção de vapor.

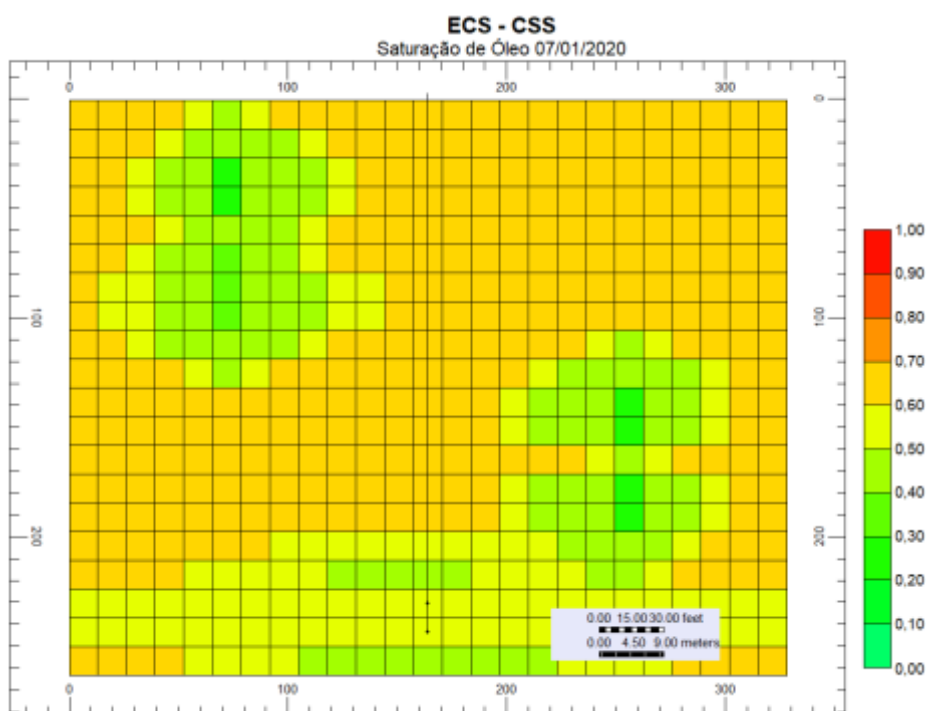


Figura 62 - Saturação de óleo do EC 02_CSS no segundo mês de produção após o primeiro ciclo de injeção de vapor.

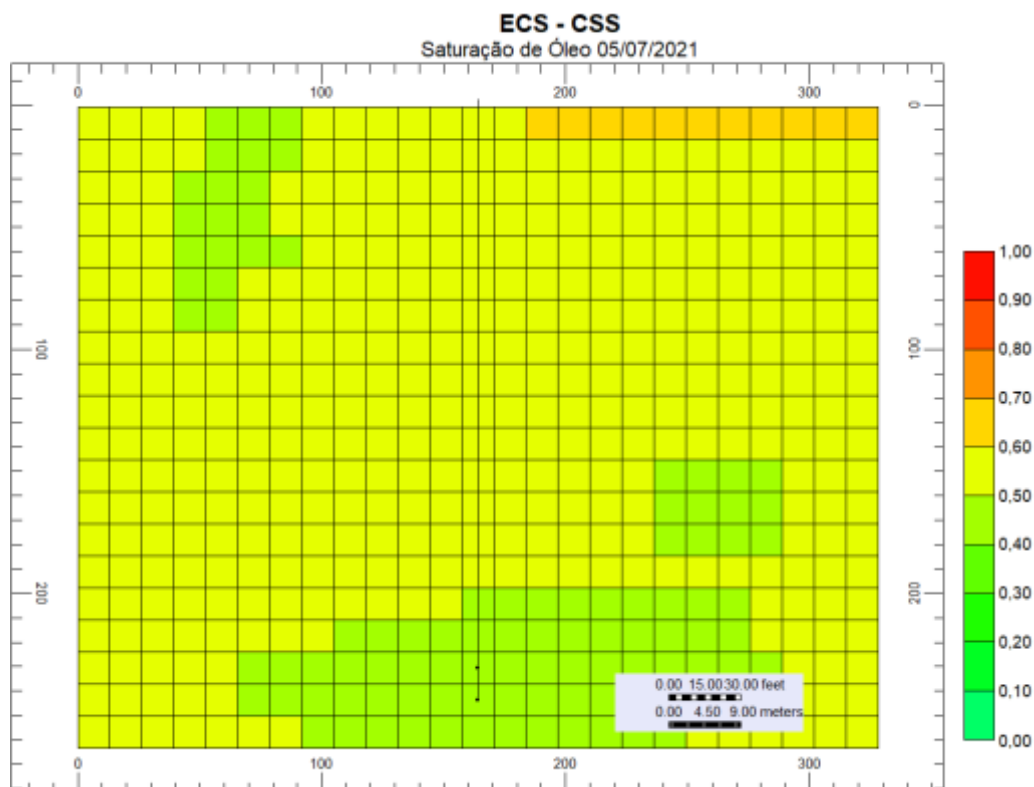


Figura 63 - Saturação de óleo do EC 02_CSS no sexto mês de produção após o primeiro ciclo de injeção de vapor.

A saturação de óleo também foi avaliada por meio da concentração de óleo por unidade de área. Os gráficos da figura 64 apresentam a concentração de óleo inicial e ao final do projeto, para cada um dos cinco poços produtores.

Embora tenha sido o primeiro a ser estimulado com vapor, o poço 1 foi o que apresentou uma maior concentração de óleo por unidade de área ao redor das camadas canhoneadas, conforme mostra o gráfico da figura 64b, mostrando que ainda existe um volume de óleo significativo a ser recuperado.

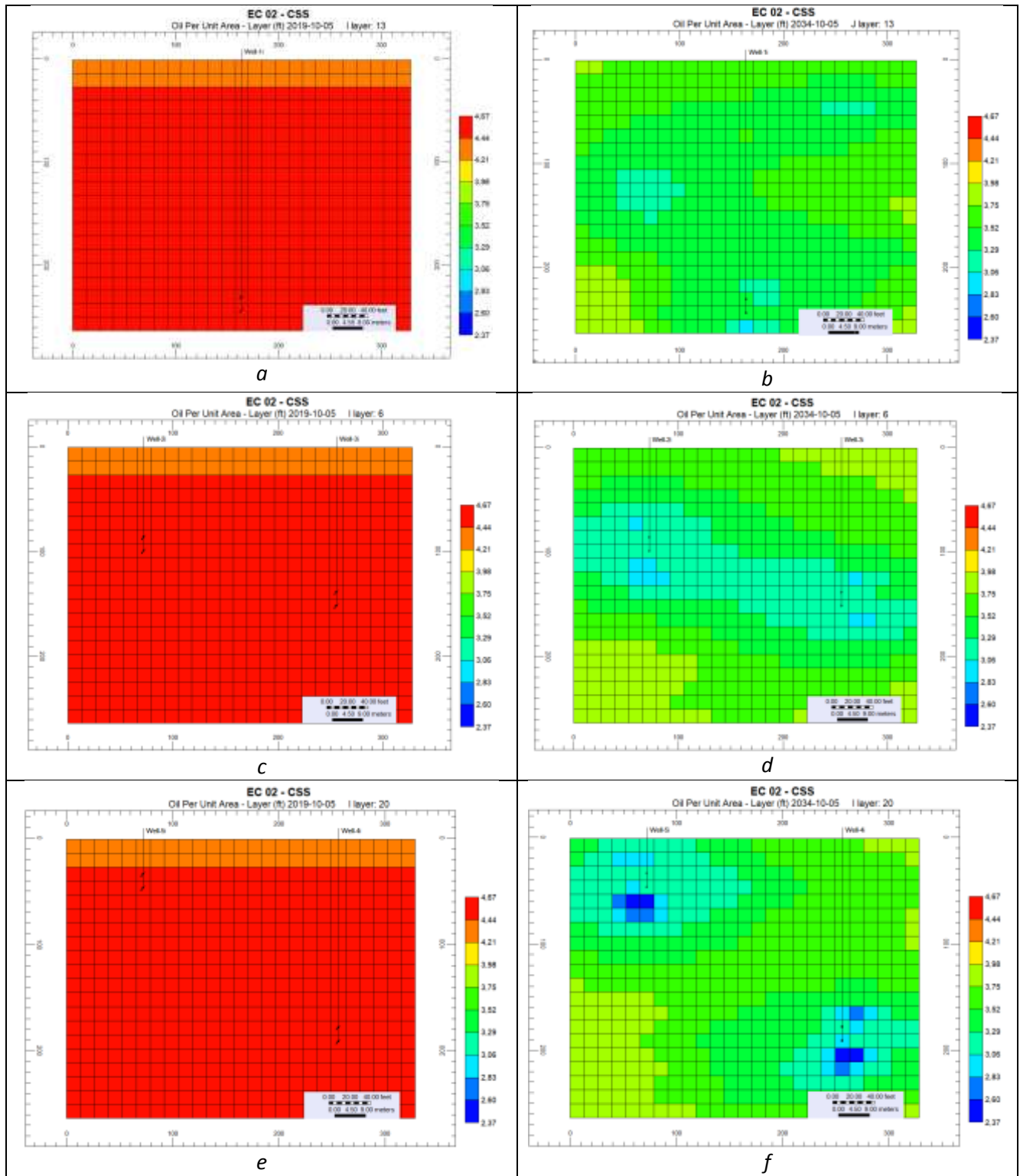


Figura 64 - Variação da concentração de óleo por unidade de área do EC 2_SURG (lado esquerdo) e EC 2_CSS (lado direito).

A terceira propriedade avaliada foi à saturação de água do EC 2_CSS. Em ambos os modelos, a saturação de água sofreu um incremento. O incremento da

saturação de água se deve ao fato de que a produção de água do reservatório ser inferior aos volumes injetados.

Conforme a figura 65, a saturação de água inicial do modelo EC 2_CSS é de 40%.

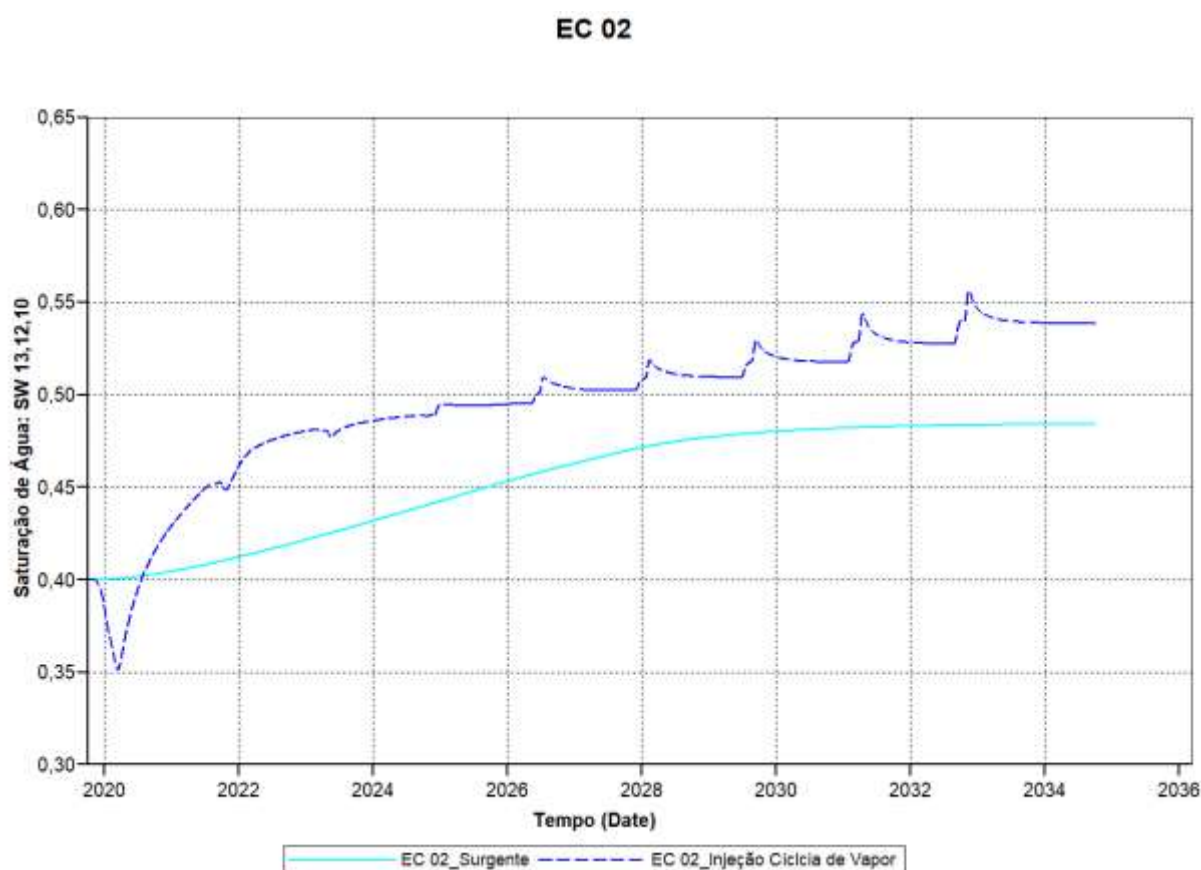


Figura 65 - Comparação das curvas de saturação de água do EC 02_SURG e EC 02_CSS.

A injeção de vapor no poço 1 iniciou-se em 05/10/2019 (Figura 66), durante este período a saturação de água ao redor das camadas canhoneadas foi monitorada. Observou-se que após 11 dias de injeção de vapor, a saturação de água sofreu um incremento de 10 a 20% quando comparado com a saturação inicial (Figura 67). Ao final dos 21 dias de injeção, o raio ao redor do poço inundado pela saturação de água, havia alcançado mais de 100 ft (Figura 68).

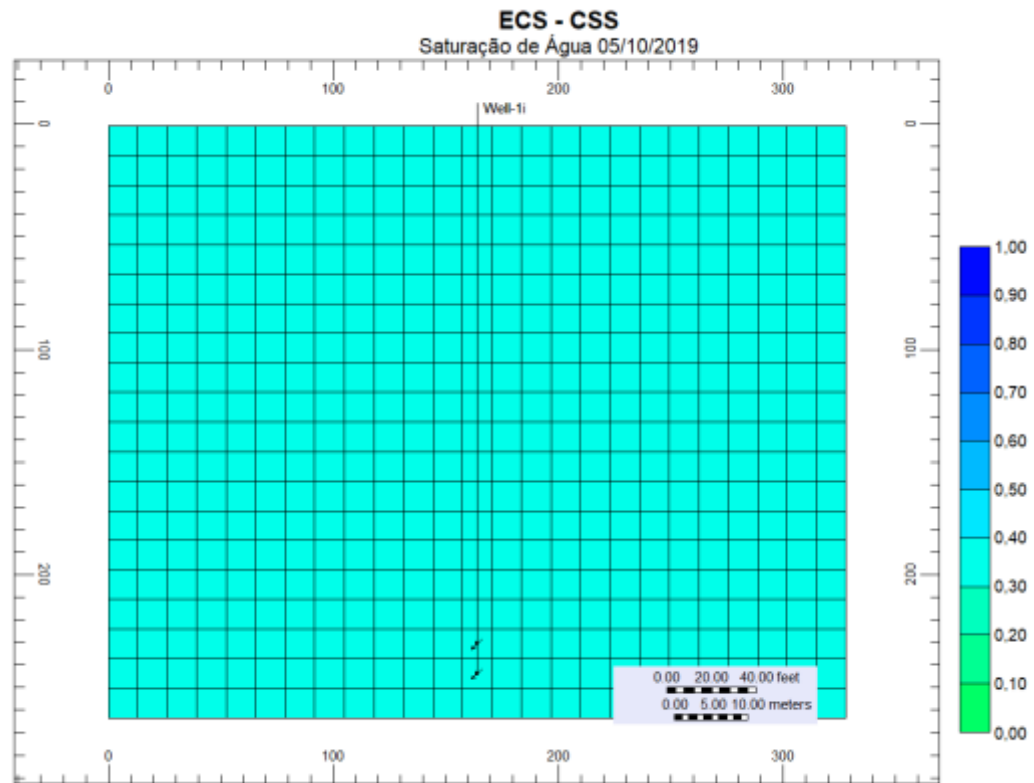


Figura 66 - Saturação de água do EC 02_CSS no primeiro dia de simulação.

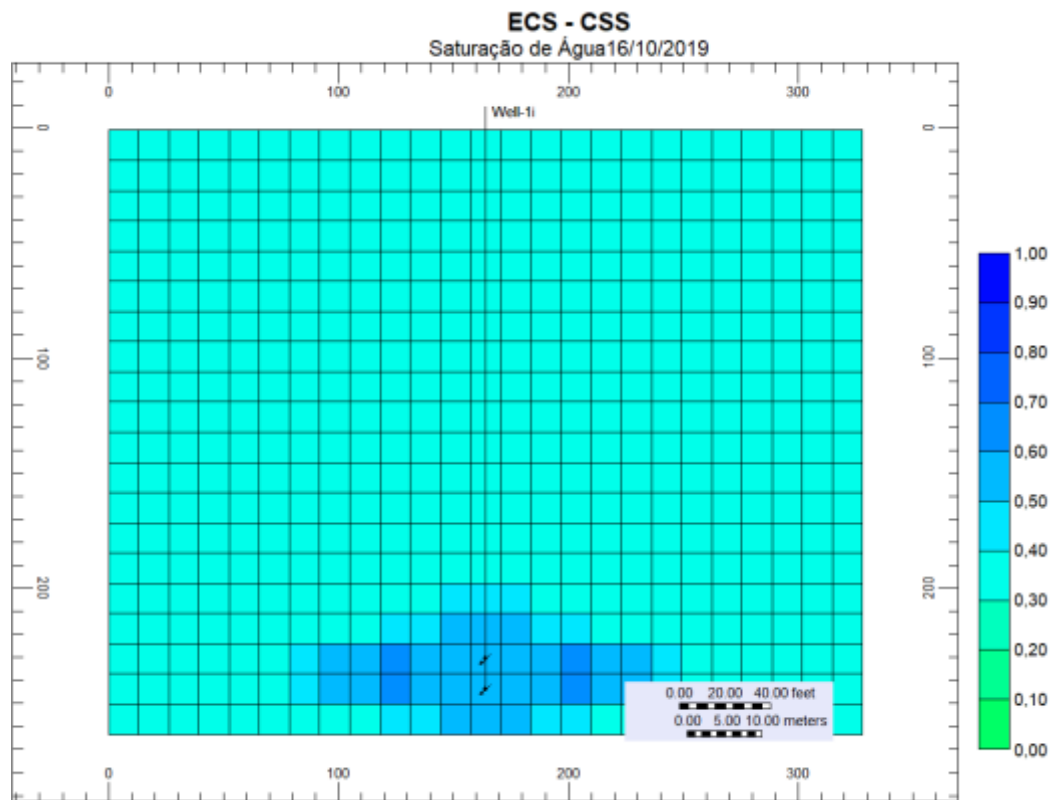


Figura 67 - Saturação de água após 11 dias de injeção de vapor (1º ciclo).

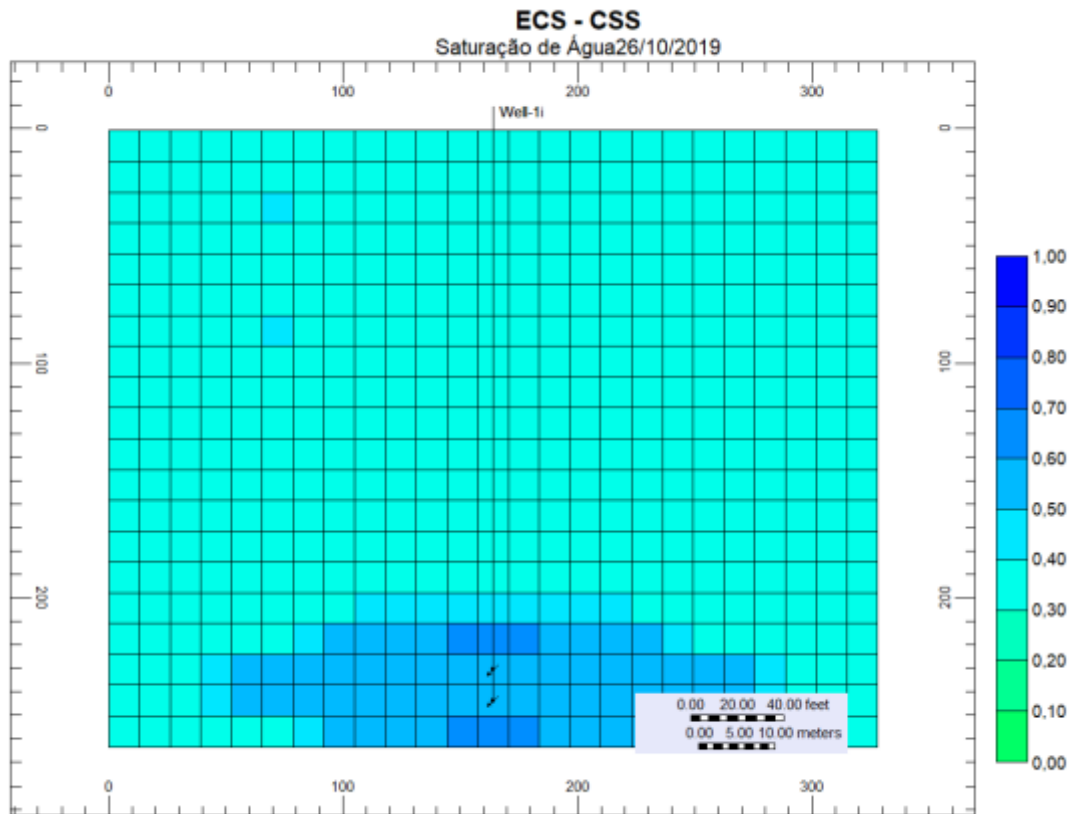


Figura 68 - Saturação de água do EC 02_CSS ao final do período de injeção (1º ciclo).

Foi avaliado também o comportamento da pressão do reservatório em função do tempo para os modelos EC 2_SURG e EC 2_CSS (Figura 69). No EC 2_SURG a pressão do reservatório declinou ao longo dos 15 anos de projeto, caindo mais rapidamente a partir de 2030. Já no modelo EC 2_CSS, a pressão do reservatório declinou ao longo da produção, sofrendo pequenos incrementos, devido à dilatação térmica do óleo.

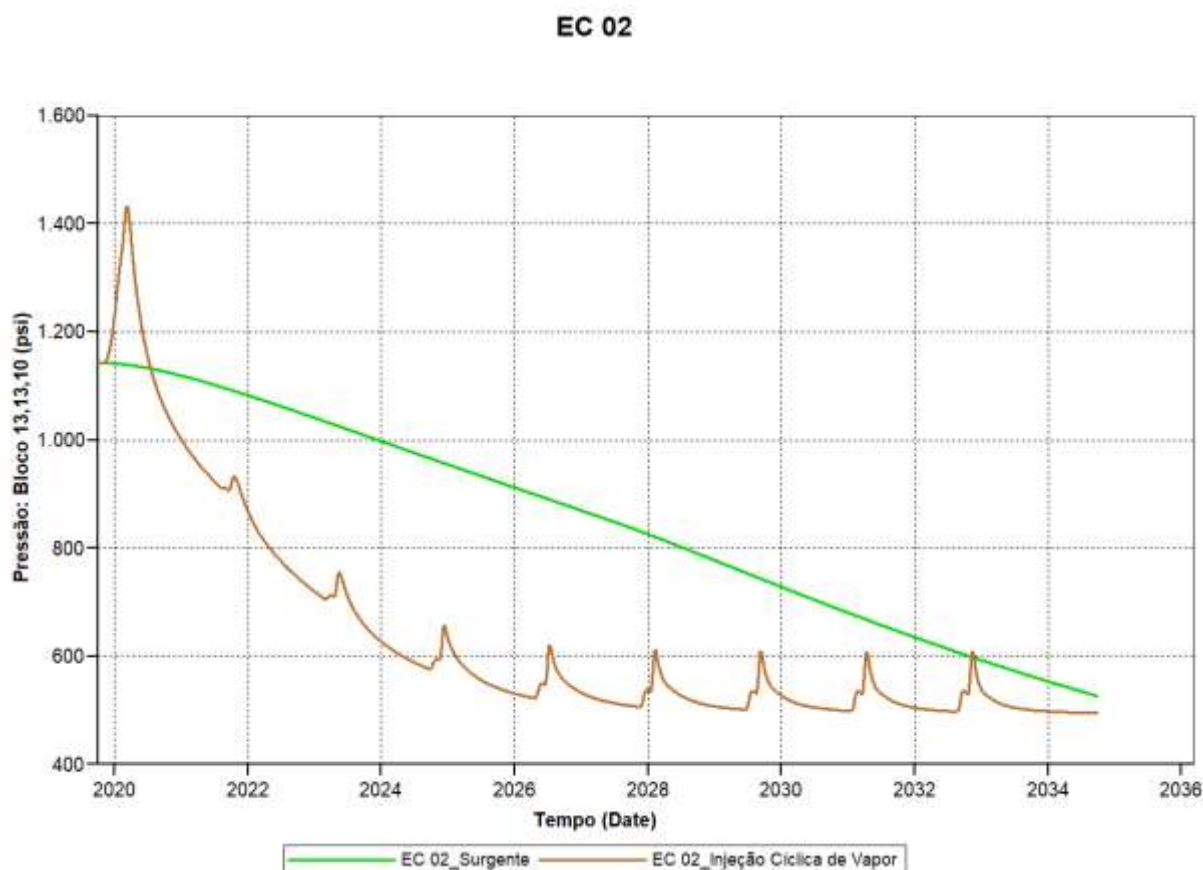


Figura 69 - Comparação das curvas de pressão do EC 2_SURG e EC 2_CSS.

Conforme mostra o gráfico da figura 70, a distribuição da pressão pelo reservatório é constante no primeiro dia de simulação. Aos poucos, devido a injeção de vapor, a pressão de fundo, próximo ao poço 1 vai aumentando significativamente devido a injeção de vapor a altas temperaturas e pressões, passando de 1200 psi para 1760 psi após 21 dias de injeção (figura 71).

Um ponto interessante observado é que devido a permeabilidade horizontal ser maior do que a vertical, o vapor injetado atinge uma maior distância horizontal, o que justifica a elevada pressão apenas na direção horizontal das camadas canhoneadas.

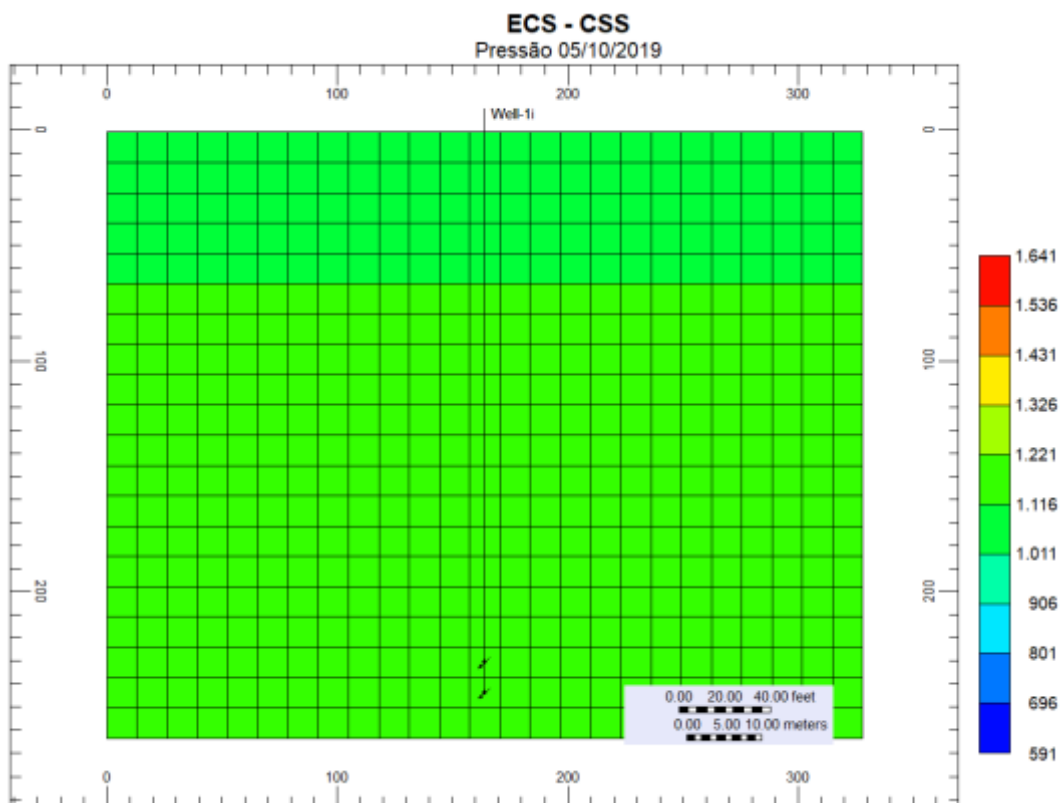


Figura 70 - Pressão do EC 02_CSS no primeiro dia de simulação.

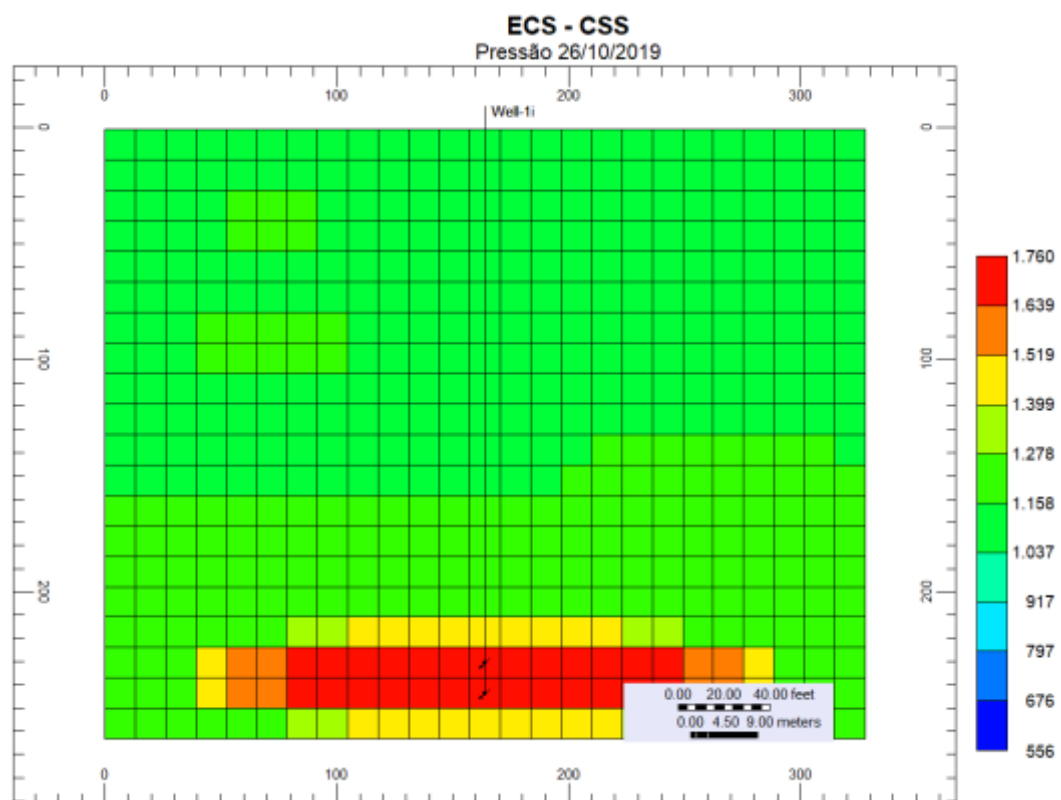


Figura 71 - Pressão do EC 02_CSS após 21 dias de injeção de vapor (1º ciclo).

Após ficar 12 dias fechado em período de *soaking*, o poço 1 apresentou uma redução de pressão na zona canhoneada (Figura 72). Consequentemente, a pressão do reservatório reduziu conforme a vazão de produção.

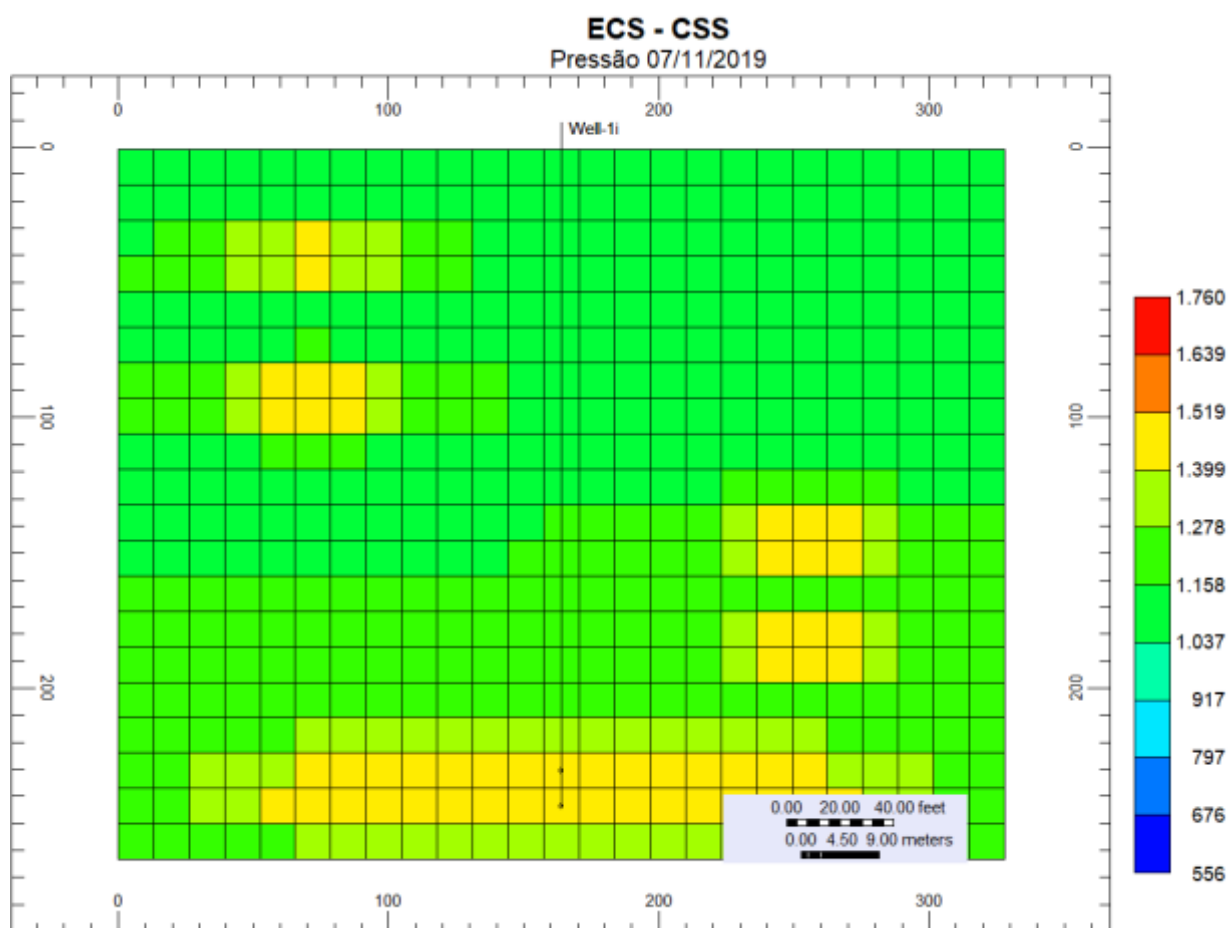


Figura 72 - Pressão do EC 02_CSS no último dia do período de soaking (1º ciclo).

Após 2 meses de produção, a pressão nas zonas canhoneadas já havia reduzido pra aproximadamente 676 psi, devido a produção das acumulações de óleo presentes nesta zona, já terem sido drenadas (Figura 73). Além disso, é observado zonas de pressões elevadas distribuídas pelo reservatório, devido aos ciclos de injeção nos poços vizinhos, em especial no poço 2, que teve seu primeiro ciclo de injeção iniciado em 05/12/2019.

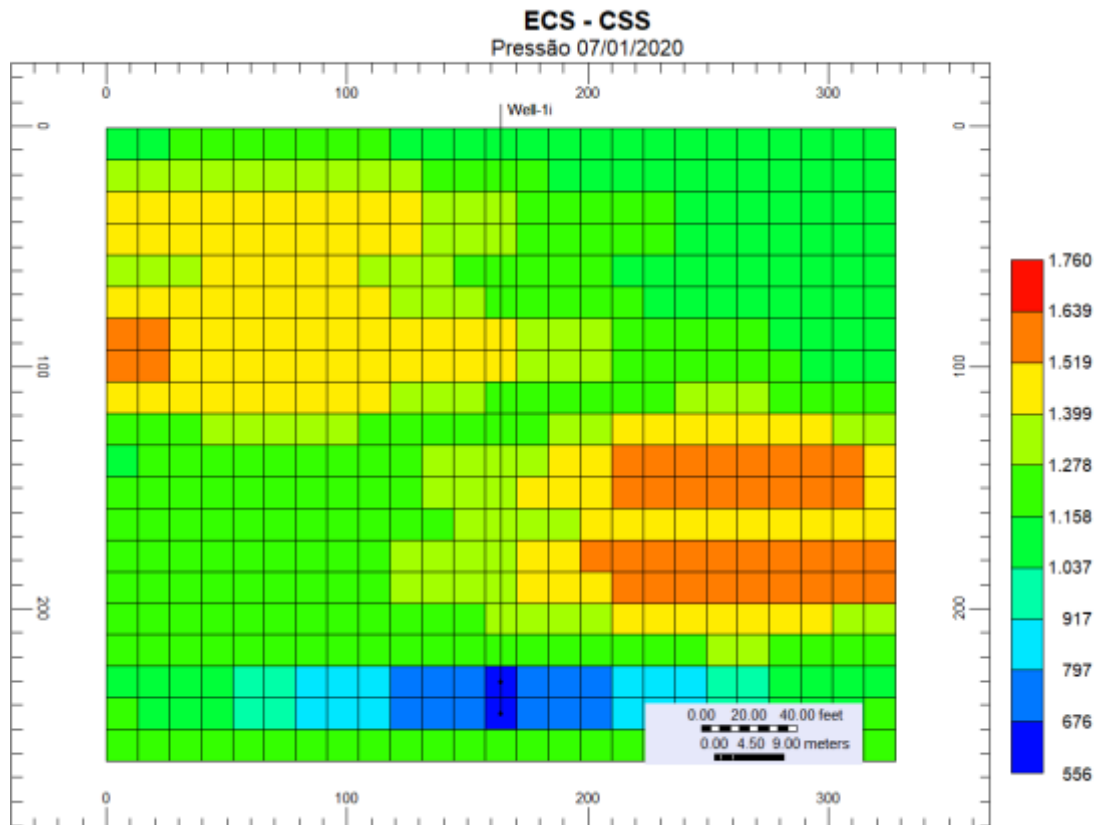


Figura 73 - Pressão do EC 02_CSS após dois meses de produção.

Por fim, foi avaliado o comportamento da temperatura em função do tempo. No modelo do EC 2_SURG a temperatura permaneceu praticamente constante ao longo de todo o projeto. Já a temperatura do modelo EC 2_CSS, aumentou continuamente devido ao vapor injetado a elevadas temperaturas.

Após 10 dias de injeção, a temperatura ao redor das camadas canhoneadas do poço 1 alcançou uma temperatura de 618°F (Figura 76). Embora o vapor tenha aquecido zonas mais distantes, após os 21 dias de injeção de vapor, não foi o suficiente para aquecer o reservatório por inteiro.

Acredita-se que para aquecer o reservatório por inteiro, se faz necessário aumentar o volume de vapor injetado, assim como, o período de injeção.

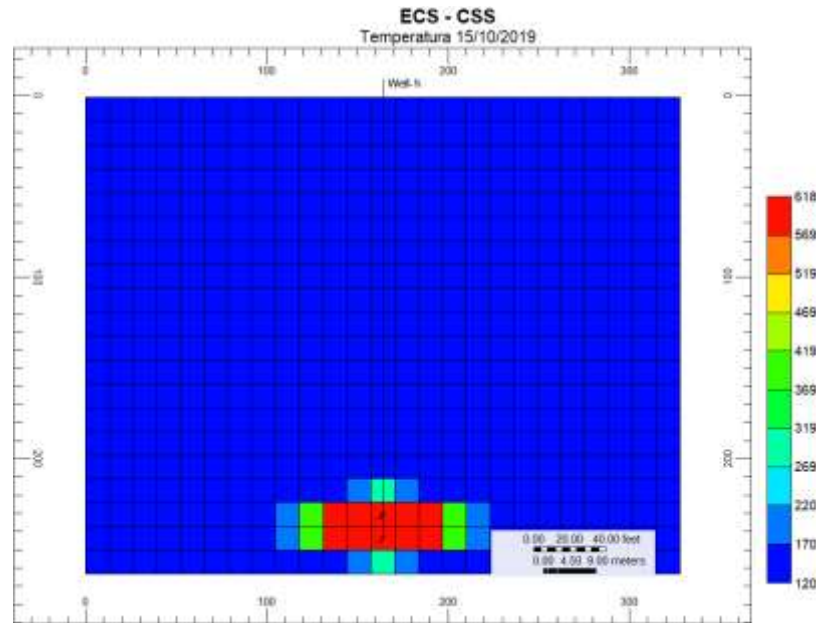


Figura 76 - Temperatura do EC 02_CSS após 10 dias de injeção de vapor (1º ciclo).

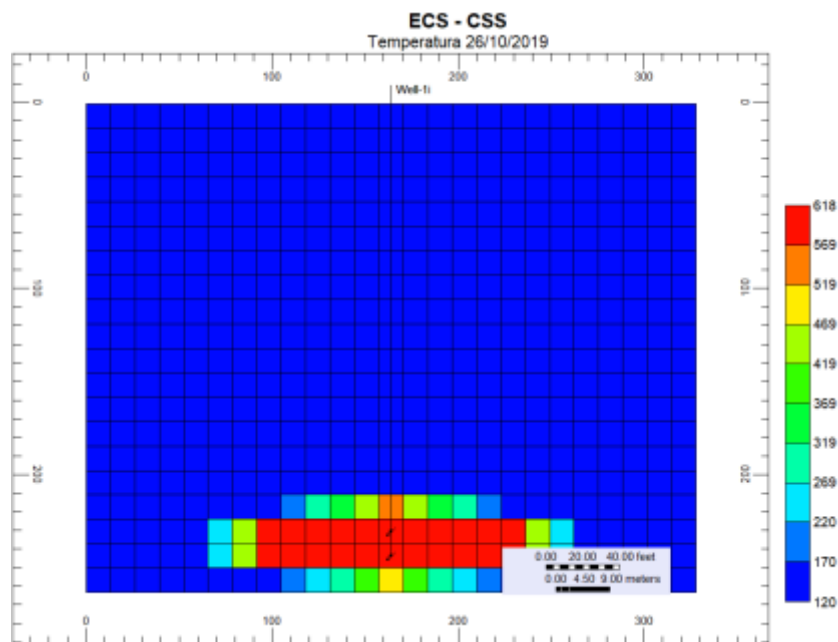


Figura 77 - Temperatura do EC 02_CSS após 21 dias de injeção de vapor (1º ciclo).

Após dois meses de produção, a temperatura do reservatório havia reduzido para aproximadamente 219°F. É observado também que nas zonas ao redor do poço 1, algumas camadas também apresentavam temperaturas elevadas, por estar ocorrendo a estimulação por vapor nos poços vizinhos (Figura 78).

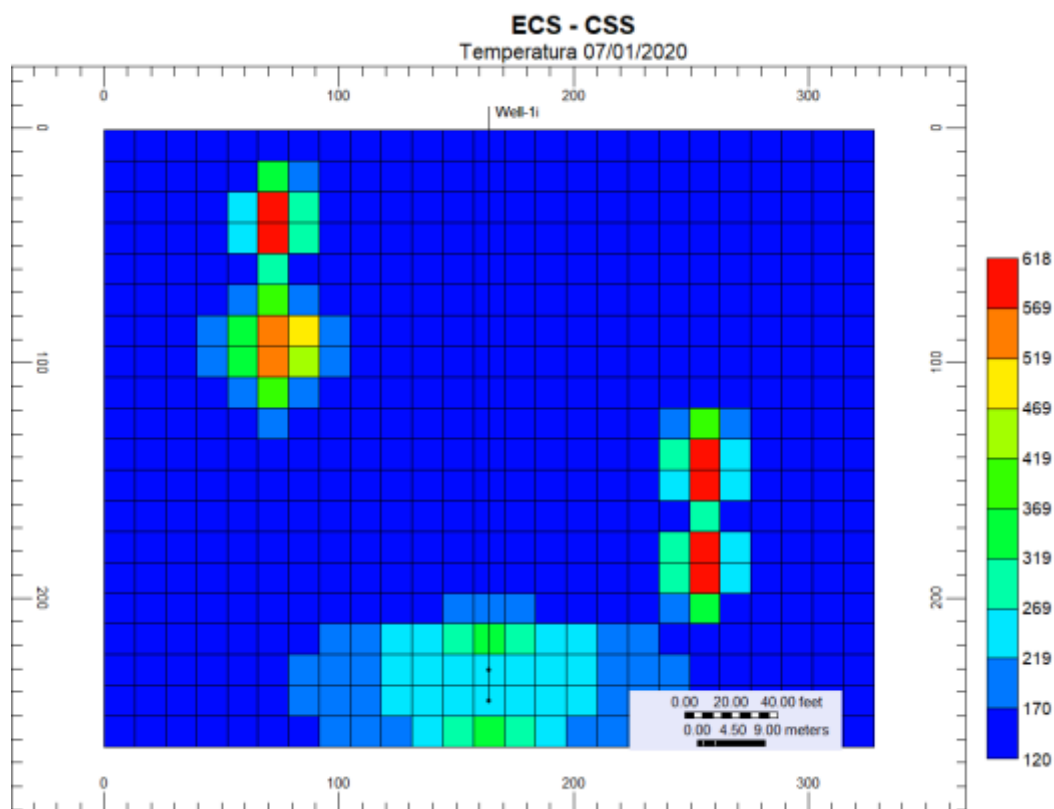


Figura 78 - Temperatura do EC 02_CSS após 2 meses em produção (1º ciclo).

Após seis meses de produção, a temperatura ao redor do poço 1, já havia retornado praticamente aos valores iniciais e, embora os poços vizinhos estejam sendo estimulados por injeção de vapor, o calor não se expande por todo o reservatório homogeneizando-o (Figura 79).

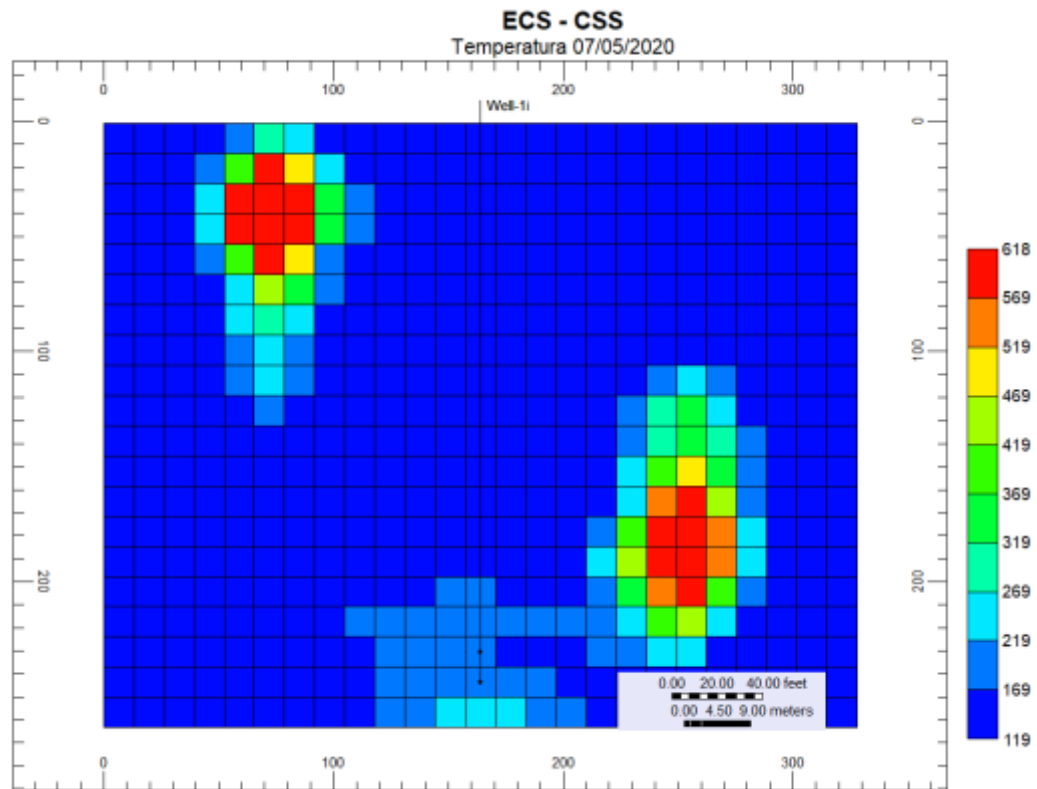


Figura 79 – Temperatura do EC 02_CSS após 6 meses de produção (1º ciclo).

Somente após os 15 anos de produção e de nove ciclos de injeção de vapor, para cada um dos poços, que a temperatura do reservatório apresentou uma maior variação, atingindo desde as zonas mais próximas do poço até as mais distantes (Figura 80).

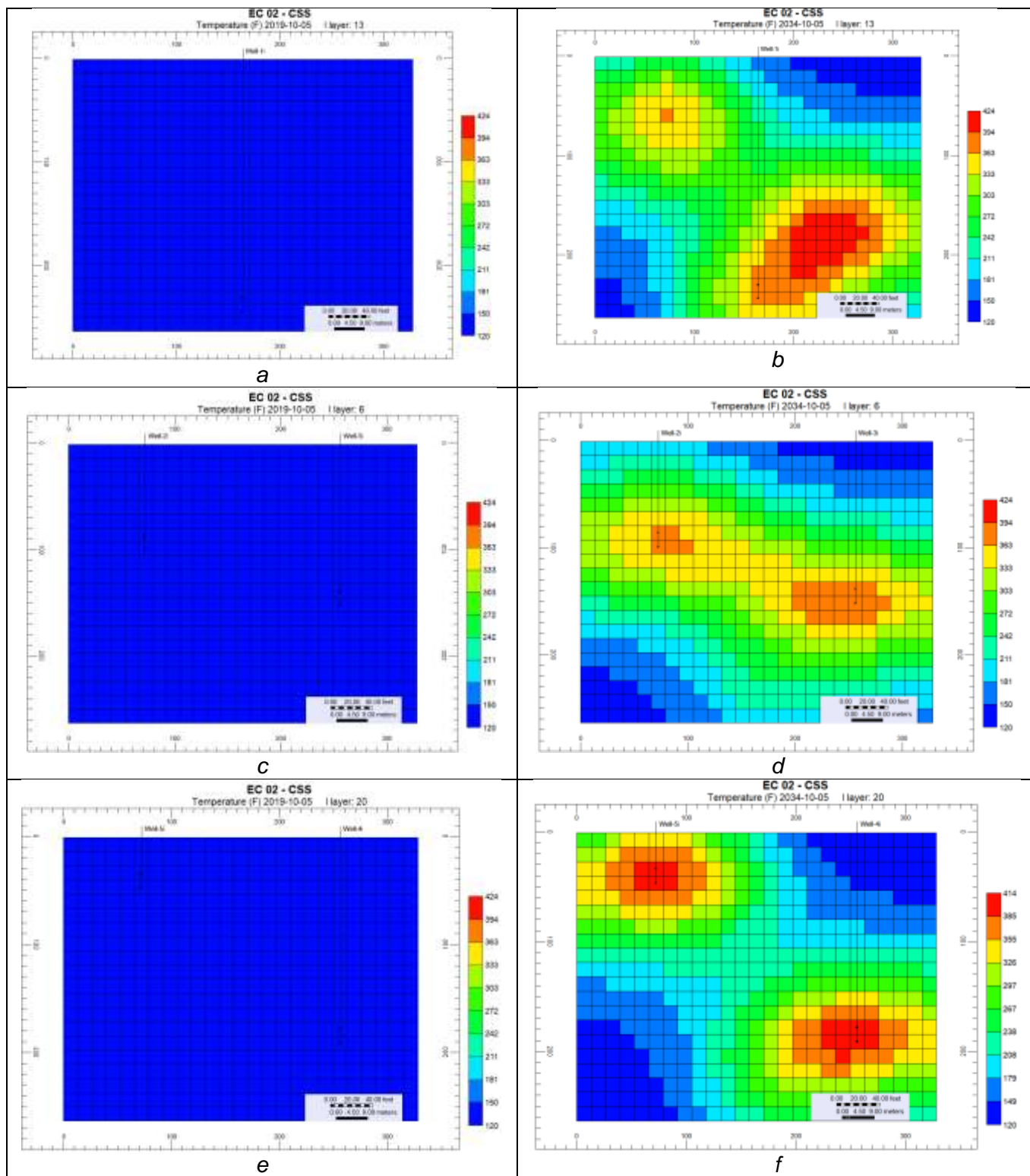


Figura 80 - Variação da temperatura do EC 2_SURG (lado esquerdo) e EC 2_CSS (lado direito).

6.3. Análise de Sensibilidade

Como se pode ver pelo gráfico tornado na figura 81, os parâmetros mais sensíveis no modelo estudado foram a condutividade térmica volumétrica *overburden* (CTVO), condutividade térmica volumétrica *underburden* (CTVU), condutividade térmica da fase óleo (CTFO), condutividade térmica da fase água (CTFA), condutividade térmica *overburden* (CTO), condutividade térmica *underburden* (CTU), entalpia do óleo (EO), capacidade térmica volumétrica (CTV) e condutividade térmica da rocha (CTR), nesta sequência. O coeficiente de expansão térmica do óleo (CETO) e a compressibilidade da formação não possuíram grande influência no resultado final da função objetivo N_p avaliada. É importante salientar que os resultados obtidos na análise de sensibilidade podem variar conforme a profundidade ou até mesmo conforme o tipo de malha, sendo necessário realizar análises pontuais para cada modelo criado.

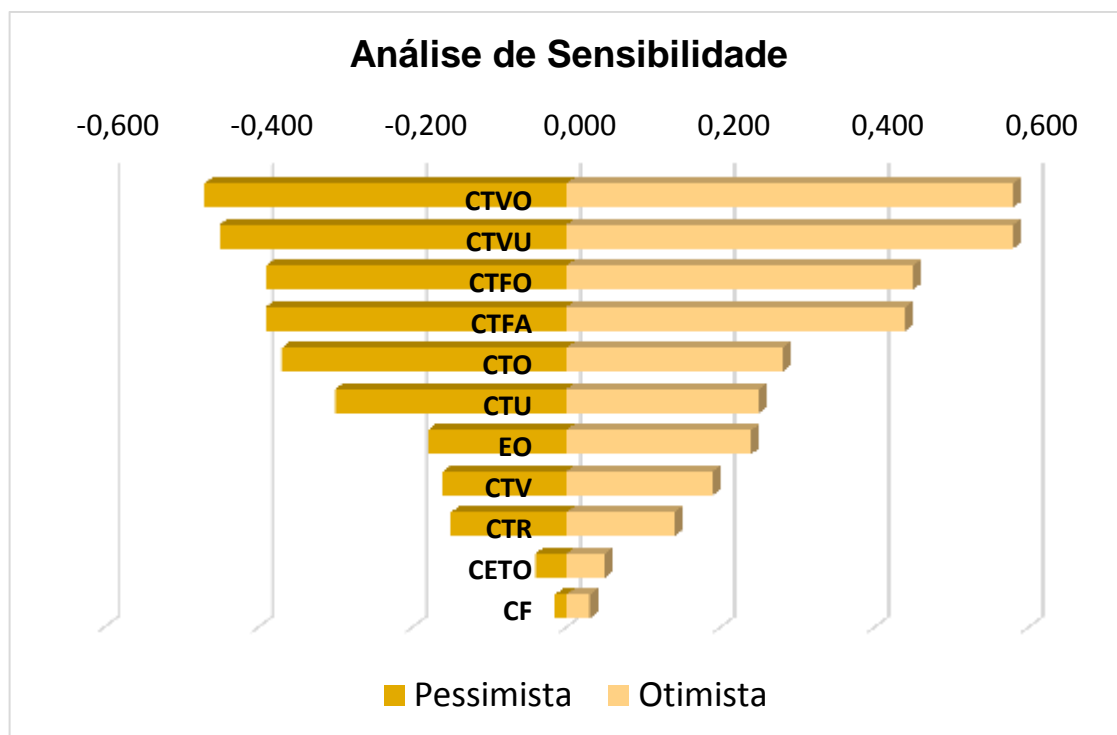


Figura 81 - Análise de sensibilidade dos parâmetros *defaults*.

7. CONCLUSÕES

- Com a finalização deste estudo, percebe-se a importância da injeção cíclica de vapor na maximização da produção em reservatórios de óleo pesado. Só no Brasil, existem inúmeros campos, os quais a produção só se torna possível devido à redução de viscosidade, por meio da injeção de vapor a elevadas temperaturas.
- Durante os 15 anos de projeto, a injeção cíclica de vapor se mostrou uma boa alternativa para otimizar a produção dos reservatórios estudados. O aumento da temperatura e consequentemente a diminuição da viscosidade do óleo, colaboraram com uma vazão maior de produção.
- No EC 1 foi testado a eficiência da injeção cíclica de vapor em um reservatório com características petrofísicas não favoráveis a aplicação do método. Os resultados mostraram que, apesar da baixa permeabilidade, o reservatório respondeu positivamente a injeção de vapor. Os ciclos de injeção auxiliaram no incremento da produção e, consequentemente na maximização do fator de recuperação. A avaliação da temperatura e saturação de água em função do tempo mostrou que são necessários mais de um ciclo de injeção de vapor, para que o banco de vapor atinja zonas mais distantes do poço. Em contrapartida, o incremento de produção diminui conforme o número de ciclos aumenta, devido ao aumento da saturação de água ao redor do poço e as perdas de calor para o meio externo.
- No EC 2 foi avaliado um modelo de reservatório com características petrofísicas favoráveis a aplicação da injeção cíclica de vapor. Os resultados mostraram uma resposta positiva ao método e um maior raio de drenagem devido aos cinco poços distribuídos no reservatório. A avaliação da temperatura em função do tempo mostrou que ao final dos 15 anos de produção, o banco de vapor injetado aqueceu o reservatório por inteiro. Os ciclos de injeção auxiliaram no incremento da produção e consequentemente na maximização do fator de recuperação. Também foi observado no EC 2

que, o incremento de produção diminui conforme o número de ciclos aumenta, devido ao aumento da saturação de água ao redor do poço e as perdas de calor para o meio externo.

- O EC 2 apresentou um fator de recuperação muito maior que o EC 1, provavelmente devido as melhores características petrofísicas e o maior número de poços. No entanto, avaliando o desempenho individual dos poços de cada um dos estudos de caso, é observado que o poço do EC 1 apresentou um desempenho melhor do que os poços do EC 2. O poço do EC1 resultou em um ganho de produção de 537% já os cinco poços do EC 2 obtiveram um incremento de cerca de 24% cada um.
- No EC 2, o poço 1 apresentou maior produção acumulada de óleo. Este foi canhoneado nas camadas mais profundas do reservatório, sendo o primeiro a ser estimulado por vapor. A sua localização centralizada, provavelmente contribuiu para o melhor desempenho. Além disso, o poço 1 foi o único poço que produziu mais óleo do que água nos 10 primeiros anos de projeto.
- Por mais que os resultados mostrem que a injeção cíclica de vapor contribui para o incremento no fator de recuperação, conforme as literaturas consultadas, se faz necessário calibrar os parâmetros operacionais para otimizar o fator de recuperação. Acredita-se que se tivesse sido realizado uma otimização dos parâmetros operacionais, o incremento no fator de recuperação seria superior ao encontrado em ambos estudos de caso.
- Embora o presente estudo tenha assumido uma série de premissas metodológicas para os modelos dos estudos de caso 1 e 2 e, ter trabalhado com um modelo de reservatório homogêneo, quando comparado com os reservatórios reais do *onshore* brasileiro, conseguiu-se avaliar os parâmetros mais críticos e que merecem maior atenção em estudos posteriores. A capacidade térmica volumétrica (*overburden*) e (*underburden*), condutividade térmica da fase óleo e da fase água e, a condutividade térmica (*overburden*) e (*underburden*) foram os parâmetros tidos como mais críticos ao modelo.
- Deste modo, nota-se que os objetivos citados na introdução foram alcançados. No entanto, devido a injeção cíclica de vapor ser um método bastante complexo, que envolve o estudo completo de toda a geologia do

reservatório, configuração do poço e incertezas operacionais se faz necessário um número maior de estudos.

8. RECOMENDAÇÕES

Como sugestão para trabalhos futuros tem-se:

- Otimizar os parâmetros operacionais (temperatura de injeção, título do vapor, pressão de injeção, volume de vapor injetado, tempo de injeção, tempo de *soaking* e tempo de produção);
- Utilizar o mesmo tipo de malha, radial ou regular, em ambos os estudos de caso para avaliar se os resultados encontrados serão os mesmos, principalmente quanto a sensibilidade dos parâmetros *defaults*.
- Testar diferentes espaçamentos entre os poços;
- Testar a influência de outras configurações de poços;
- Testar a eficiência da injeção cíclica de vapor em reservatórios heterogêneos;
- Testar a eficiência da injeção cíclica de vapor em poços horizontais;
- Realizar uma análise de viabilidade econômica para determinar o número ideal de ciclos de injeção de vapor;
- Comparar a injeção cíclica de vapor com outros métodos de térmicos de recuperação avançada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABESPETRO. **Caderno ABESPetro**. Associação Brasileira das Empresas de Petróleo, 2017.

ALI, H. M. K., HASSAN, M. A. A., ALKHIDER, M. D. M. **Optimization of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Using (CMG) Software to Increase the Recovery Factor**. 2015. University of Khartoum. Faculty of Engineering Petroleum & Natural Gas Department. 2015. 93p.

ALSHAMMARI, A. T., ALAJMI, H. M., MARQUEZ, S. G., FARHART, J. L., & AL-OTAIBI, F. S. (2018, December 10). **Cost Optimization Study of Soak Period and Production Cycles of Cyclic Steam Injection in Lower Fars Heavy Oil LFHO Reservoir**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/193766-MS

ALVARADO D., BANZER C. 2002. **Recuperación Térmica de Petróleo**. Caracas, 2002.

ANP. **Portaria ANP Nº 9, DE 21.1.2000 - DOU 24.1.2000**. Agência Nacional do Petróleo. 2000.

ANP. **Bacia do Espírito Santo – Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. Décima Terceira Rodada de Licitações - Superintendência de Definição de Blocos – SDB. 2015.

ANP. **Relatório do Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil**. Sistema de Gestão de Exploração e Produção da ANP – SIGEP, 2017.

BAR. **Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2016**. Agência Nacional do Petróleo. Superintendência de Exploração e Produção (SDP). 2016.

BARBOSA, J. M. D. **Influência da Areia Argilosa na Recuperação de Petróleo por Injeção de Vapor**. 2009. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**. 2005. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

BARROS, T. C. C. **Estudo do Processo de Injeção Cíclica de Vapor Aplicado a um Reservatório de Óleo Pesado**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, Brasil.

BASSAM, A. A., AL-BESAIRI, G., AL-DAHASH, S., SIERRA, T., MOHAMED, A., & HESHMAT, K. (2019, March 15). **Production Optimization Challenges and Solutions for Heavy Oil - North Kuwait**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/194809-MS.

BOBB, J., & HOSEIN, R. (2018, June 22). **An investigation into the Combination of Cyclic Steam Stimulation and Cyclic CO2 Stimulation for Heavy Oil Recovery in Trinidad and Tobago**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/191161-MS.

BP [British Petroleum]. **BP Statistical Review of World Energy 2019**. 2019.

CABRAL, Y. R. G. **Aplicação de Concentradores Solares para o Aquecimento da Água no Processo de Geração de Vapor para Injeção em Poços Petrolíferos**. 2017. 47 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Brasil, 2017.

CANCIAM, C. A. **Efeito da Temperatura na viscosidade Dinâmica dos Óleos Lubrificantes SAE 5W20, SAE 5W30 e SAE 5W40**. Revista da Universidade Vale do Rio Verde, Três Corações, v. 11, nº 2, p. 239-250, 2013.

CARDONA, M. A., RODRÍGUEZ, A. A., RAYÓN, J. B. A. **Prueba Piloto de Inyección Alternada de Vapor Campo Samaria Neógeno - MEXICO**. Petróleos Mexicanos - PEMEX. Sem data.

CAVALCANTE, R. A. **Estudo Paramétrico da Injeção Alternada de Vapor e Solvente em um Reservatório de Óleo Pesado**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo), Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Natal/RN, Brasil.

CHANG, J., IVORY, J., & RAJAN, R. S. V. (2009, January 1). **Cyclic Steam-Solvent Stimulation Using Horizontal Wells**. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/2009-175.

CHIOU, R. C. S., & MURER, T. S. (1989, January 1). **Cyclic Steam Pilot in Gravity Drainage Reservoir**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/SPE-19659-MS.

COELHO, A. C. T. **Estudo da Injeção Contínua de Vapor Aplicada em Reservatório de Óleo Extra-Pesado do Nordeste Brasileiro**. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Graduação de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

D'ALMEIDA, A. L. **O Fim da Era do Petróleo Está Próximo?** Caderno Opinião – FGV Energia, 2019.

DIAS JR. E.; ROMERO, O. J. **Estudo da Transferência de Calor Durante a Injeção de Vapor em Poços de Petróleo**. Latin American Journal of Energy Research. 5º Workshop. 2014.

ELBALOULA, H., PENGXIANG, H., ELLAMAS, T., ALWAD, F., RDWAN, M., & MUSA, T. (2016, April 25). **Designing and Implementation of the First Steam Flooding Pilot Test in Sudanese Oil Field and Africa**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/182790-MS.

FIRJAN. **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil 2018**. Ambiente de Negócios. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro – FIRJAN. Junho/2018.

GIONGO O&G. **Catálogo de Soluções Avançadas para a Indústria de Óleo e Gás**. Alfredo Chaves/ES. 2019.

GUEVARA, J. L., PATEL, R. G., & TRIVEDI, J. J. (2018, December 10). **Optimization of Steam Injection for Heavy Oil Reservoirs Using Reinforcement Learning**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/193769-MS.

GURGEL, A. R. **Estudo Paramétrico da Injeção de Vapor em Reservatórios Delgados**. 2009. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN. Natal – RN, Brasil.

GUSHIKEN M. T., SIQUEIRA J. B. **Características Gerais dos Projetos de Injeção de Vapor nos Reservatórios Produtores de Petróleo da Formação Açú na Bacia Potiguar.** 2008. XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas.

HAN, X., LIU, Y., LIU, H., WANG, Q., ZOU, J., ZHANG, H., ... WU, X. (2018, March 26). **Case Study: Realization and Evaluation of Cyclic Steam Stimulation Pilot for Offshore Oilfield, China.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/190452-MS.

HASNER, C. PELLEGRINI, F. P. **O Caso do Fórum Capixaba de Petróleo e Gás - FCP&G.** Inovação em Petróleo e Gás. Editora Milfontes. Vitória/ES. 2019.

JAMALOEI, B., SINGH, A., & SOLBERG, A. (2014, June 10). **Opportunities and Challenges of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Development in Seal's Cadotte Area.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170095-MS.

KANG, P., LIM, J., & HUH, C. (2014, October 27). **Integrated Screening Criteria for Offshore Application of Enhanced Oil Recovery.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170795-MS.

LABASTIE, A. (2011, August 1). **En Route: Increasing Recovery Factors: A Necessity.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0811-0012-JPT.

LAKE, L. W., JOHNS, R., ROSSEN, B; POPE, G. **Fundamentals of Enhanced Oil Recovery.** Society of Petroleum Engineers, 2014. 493 p.

LIMA, L.S.L.S. **Estudo da Injeção Contínua de Vapor para Diferentes Tipos de Óleo.** 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo), Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN. Natal – RN, Brasil.

LIU, Z., & STARK, S. D. (2012, January 1). **Reservoir Simulation Modeling of the Mature Cold Lake Steaming Operations.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/160491-MS.

MAHMOUD, A. A., ELKATATNY, S., AHMED S., A., & MAHMOUD, M. (2018, November 12). **Nanoclay Content Influence on Cement Strength for Oil Wells Subjected to Cyclic Steam Injection and High-Temperature Conditions.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/193059-MS.

MAHRAZY, K., ALWAZEER, A., & SALHI, K. (2018, November 25). **Reducing Operational Cost and Accelerating Oil in a Thermal Field with Cyclic Steam Stimulation Operation in South Oman**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/193372-MS

MANRIQUE, E. J., THOMAS, C. P., RAVIKIRAN, R., IZADI KAMOUEI, M., LANTZ, M., Romero, J. L., & Alvarado, V. (2010, January 1). **EOR: Current Status and Opportunities**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/130113-MS.

MORLOT, C., & MAMORA, D. D. (2007, January 1). **TINBOP Cyclic Steam Injection Enhances Oil Recovery in Mature Steamfloods**. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/2007-158.

MOUSAVI MIRKALAEI, S. M., MASOUDI, R., & ATAEI, A. (2011, January 1). **Evaluation of Steam Flooding and Cyclic Steam Stimulation (CSS) for a Fractured Carbonate Heavy Oil Reservoir**. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-15454-MS.

MUGGERIDGE, A., COCKIN, A.; WEBB, K.; FRAMPTON, H.; COLLINS, I.; MOULDS, T.; SALINO, P. **Recovery Rates, Enhanced Oil Recovery and Technological Limits**. Royal Society, 2013.

NASCIMENTO, J. H. O. **Adição de Poliuretana Não Iônica a Cimento Portland Especial para Cimentação de Poços de Petróleo**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais). Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN. Natal – RN, Brasil.

NASR, T. N., & AYODELE, O. R. (2005, January 1). **Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97488-MS.

OLIVEIRA, F. S. P. A. **Otimização do Cronograma da Injeção Cíclica de Vapor através de Modelos Analíticos em uma Abordagem Probabilística**. 2016. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo). Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal-RN, Brasil.

PASCUAL, M. R. (2001, January 1). **Cyclic Steam Injection Pilot, Yacimiento Los Perales**. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/69632-MS.

PETERSOHN, E. **Potencial Petrolífero Brasileiro e as Rodadas de Licitações da ANP**. Rife Engenharia Junior, 2018.

PINILLA, J. M., GONZÁLES, A. R., MUÑOZ, S. F., TRIGOS, E. M., MERCADO, D. **Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica. Aplicación CAMPO TECA.** 2009. Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. XIII Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Bogotá, Colômbia.

PLUCENIO, D. M. **Caracterização de Rochas Reservatório de Petróleo a partir da Modelagem do Sistema Poroso em Rede de Poros.** 2016. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Centro Tecnológico. Florianópolis - SC, Brasil.

PRAXEDES, Tayylandya Suelly. **Efeito da Perda de Carga e Calor no Poço Injetor no Processo de Drenagem Gravitacional Assistido com Vapor e Solvente.** Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo. Natal, RN. 2013.

PREDA, W. N., FILHO, M. Q. A., BORBA, G. L. **Características Geris dos Projetos de Injeção de Água nos Reservatórios Produtores de Petróleo da Formação Açu na Bacia do Potiguar.** 2008. XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas. Natal – RN, Brasil.

PUTRA, E. A. P., RACHMAN, Y. A., FIRMANTO, T., ARSYDANIE, R., & HAFIZH, G. (2011, January 1). **Case Study: Cyclic Steam Stimulation in Sihapas Formation.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/147811-MS.

QUEIROZ, G. O., BARILLAS, J. L. M., DUTRA JR, T. V., MATA, W., BARROS NETO, E. L. **Influência da Cota de Vapor no Processo de Injeção Cíclica de Vapor.** 2005. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Salvador-BA, Brasil.

QUEIROZ, G. O. **Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado.** 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN. Natal – RN, Brasil.

RODRIGUES, M. A. F. **Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado.** 2012. Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo), Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal – RN, Brasil.

RODRIGUEZ, H. M., SOURAKI, Y., LEÓN, M. F., BEZERRA, R., PEÑA, G., GUITIAN, J., & ESCOBAR, E. (2017, November 13). **Design of a Cyclic Steam**

Stimulation Pilot Test for the Orinoco Oil Belt. A New Vision About Steam Injection Flow Rates. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/188651-MS.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** 2006. Rio de Janeiro: Interciência.

ROSA, A. J.; MACHADO, M. V. B. **Panorama da Aplicação de Métodos de Recuperação Melhorada no Brasil e no Mundo.** Petrobras. 2017.

SANTOS, S. M. da G.; GASPAR, A. T. S.; SCHIOZER, D. J. **Managing Reservoir Uncertainty in Petroleum Field Development: Defining a Flexible Production Strategy from a Set of Rigid Candidate Strategies.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 171, dezembro, 2018. 516-528 p.

SHECAIRA, F. S., BRANCO, C. C. M., SOUZA, A. L. S., PINTO, A. C. C., HOLLEBEN, C. R. C., JOHANN, P. R. S. **IOR: The Brazilian Perspective.** 2002. Society of Petroleum Engineers. SPE 75170.

SILVA, A. D. M. **Análise Técnico-Econômica da Injeção Cíclica de Vapor e Solvente Aplicada a Reservatórios no Nordeste Brasileiro.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, Natal-RN, Brasil.

SOUZA, P. D. P. **Incorporação de Resíduo Cerâmico para Prevenção da Retrogressão da Resistência de Cimentos de Poços de Petróleo Submetidos à Injeção de Vapor.** 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal – RN, Brasil.

SOUZA, W. R. M. **Simulação Numérica do Comportamento Mecânico da Bainha de Cimento de um Poço de Petróleo em Estado Confinado Submetido a Injeção de Vapor.** 2017. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo). Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal – RN, Brasil.

SULZBACHER, M. **Avaliação Econômica da Injeção de CO₂ e Água – Wasson Oil Field.** 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal de Pelotas – UFPel. Pelotas – RS, Brasil.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

TORRES, F. O. V. **Dimensionamento de Coletores Solares para Aquecimento da Água no Processo de Geração de Vapor para Injeção em Poços Petrolíferos.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN. Natal, Brasil, 2018.

TRIGOS, E. M., AVILA, R. D., LOZANO, M. E., JIMENEZ, A. M., & OSORIO, C. A. (2016, October 19). **Strategies to Increase Production in a Colombian Heavy Oil Field with Cyclic Steam Stimulation.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/181198-MS.

TRIGOS, E., LOZANO, E., & JIMENEZ, A. M. (2018, June 8). **CSS: Strategies to Recovery Optimization.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/190791-MS.

URIBE HIDALGO, C. A., MUNOZ NAVARRO, S. F., OLIVEROS GOMEZ, L. R., & NARANJO SUAREZ, C. E. (2013, July 2). **Technical and Financial Evaluation of a Process of Cyclic Steam Injection Using Horizontal Wells.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165297-MS

VIANA, L. **Empreendedorismo no O&G & Oportunidades e Desafios no Onshore.** Symposium Women In Energy. 2019.

VOGEL, J. V. 1984. **Simplified Heat Calculations Steamfloods.** Journal of Petroleum Technology 36(7): 1127–1126.

ZERKALOV, G. **Steam Injection for Enhanced Oil Recovery.** Stanford University (2015).

ZHU, Z., THIELE, M. R., & GERRITSEN, M. G. (2011, January 1). **Thermal Streamline Simulation: Steam Floods.** Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/139501-MS