

Tese de Doutorado

Estudo Paramétrico do Processo de Combustão *in situ* como Método de Recuperação Avançada de Petróleo

Janusa Soares de Araújo

Natal, dezembro de 2012

**ESTUDO PARAMÉTRICO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN SITU*
COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO**

Natal / RN
Dezembro / 2012

JANUSA SOARES DE ARAÚJO

**ESTUDO PARAMÉTRICO DO PROCESSO DE COMBUSTÃO *IN SITU*
COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo - PPGCEP da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pré-requisito parcial para obtenção do título de doutor em Ciência e Engenharia de Petróleo.

Aprovado em ____ de _____ de 2012.

Prof. Dr. Wilson da Mata – UFRN
(Orientador)

Prof. Dra. Marcela Marques Vieira – UFRN
(Membro Interno ao PPGCEP)

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues – UFRN
(Membro Externo ao PPGCEP)

Prof. Dra. Ana Catarina da Rocha Medeiros – UNIGRANRIO
(Membro Externo à UFRN)

Ph.D. Abel Gomes Lins Junior – PETROBRAS
(Membro Externo à UFRN)

ARAÚJO, Janusa Soares – Estudo Paramétrico do Processo de Combustão *in situ* como Método de Recuperação Avançada de Petróleo. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Co-orientador: Prof. Ph.D.Tarcilio Viana Dutra Junior

RESUMO

O comportamento do fluxo de fluidos em campos petrolíferos é influenciado por diversos fatores e têm grande impacto na viabilização da recuperação de hidrocarbonetos. A necessidade de avaliar e adaptar as tecnologias atuais à realidade dos reservatórios mundiais existe não apenas na fase de exploração (descoberta dos reservatórios), mas também no desenvolvimento daqueles que já foram descobertos, porém não produzidos. A combustão *in situ* (CIS) é uma técnica propícia para recuperação de hidrocarbonetos, todavia, complexa de se implementar. O objetivo principal do presente trabalho foi estudar a aplicação da CIS como método de recuperação avançada de petróleo através da análise paramétrica do processo em poços verticais, utilizando um reservatório semissintético com características do Nordeste Brasileiro, com intuito de determinar quais destes parâmetros têm influência expressiva no processo, verificando assim a viabilidade técnica e econômica do método para a indústria petrolífera. Para tal análise foi utilizado um programa comercial de simulação de reservatórios de petróleo usando processos térmicos, denominado *Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator (STARS)* do *Computer Modelling Group (CMG)*. Esse estudo busca através da análise numérica computacional resultados que possam melhorar, principalmente, a interpretação e compreensão dos principais problemas ocorridos quando da aplicação do método CIS, que ainda não são totalmente dominados. A partir dos resultados obtidos foi comprovada a importante mediação promovida pelo processo térmico CIS sobre a recuperação de óleo, com vazões e produção acumulada sensivelmente alteradas, positivamente, pela introdução do método. Observou-se que a aplicação do método CIS melhora a mobilidade do óleo em função do aquecimento quando da formação da frente de combustão no interior do reservatório. Dentre todos os parâmetros de reservatório analisados, a energia de ativação apresentou a maior influência, ou seja, quanto menor o valor da energia de ativação, maior a fração de óleo recuperada, em função do aumento da velocidade das reações químicas. Foi verificado também que quanto maior a entalpia da reação, maior foi a fração de óleo recuperada devido a maior quantidade de energia liberada no sistema favorecendo assim a CIS. Os parâmetros de reservatórios: porosidade e permeabilidade mostraram-se pouco influentes em relação a CIS. Dentre os parâmetros operacionais analisados, a vazão de injeção foi o parâmetro que apresentou forte influência para o método CIS, pois quanto maior o valor atribuído a mesma, maior a resposta obtida, principalmente devido a manutenção da frente de combustão. Quanto maior a concentração de oxigênio, maior foi a fração de óleo recuperada em função da maior quantidade de comburente, favorecendo o avanço e a manutenção da frente por um período de tempo maior. Em relação à análise econômica, o método CIS mostrou-se viável economicamente quando da avaliação do valor presente líquido (VPL) considerando as vazões de injeção: para maiores valores de vazão obteve-se maior retorno financeiro no final do projeto.

Palavras-chave: Combustão *in situ*, simulação computacional, reservatórios petrolíferos.

ABSTRACT

The behavior of the fluid flux in oil fields is influenced by different factors and it has a big impact on the recovery of hydrocarbons. There is a need of evaluating and adapting the actual technology to the worldwide reservoirs reality, not only on the exploration (reservoir discovers) but also on the development of those that were already discovered, however not yet produced. The in situ combustion (ISC) is a suitable technique for these recovery of hydrocarbons, although it remains complex to be implemented. The main objective of this research was to study the application of the ISC as an advanced oil recovery technique through a parametric analysis of the process using vertical wells within a semi synthetic reservoir that had the characteristics from the brazilian northwest, in order to determine which of those parameters could influence the process, verifying the technical and economical viability of the method on the oil industry. For that analysis, a commercial reservoir simulation program for thermal processes was used, called steam thermal and advanced processes reservoir simulator (STARS) from the computer modeling group (CMG). This study aims, through the numerical analysis, find results that help improve mainly the interpretation and comprehension of the main problems related to the ISC method, which are not yet dominated. From the results obtained, it was proved that the mediation promoted by the thermal process ISC over the oil recovery is very important, with rates and cumulated production positively influenced by the method application. It was seen that the application of the method improves the oil mobility as a function of the heating when the combustion front forms inside the reservoir. Among all the analyzed parameters, the activation energy presented the bigger influence, it means, the lower the activation energy the bigger the fraction of recovered oil, as a function of the chemical reactions speed rise. It was also verified that the higher the enthalpy of the reaction, the bigger the fraction of recovered oil, due to a bigger amount of released energy inside the system, helping the ISC. The reservoir parameters: porosity and permeability showed to have lower influence on the ISC. Among the operational parameters that were analyzed, the injection rate was the one that showed a stronger influence on the ISC method, because, the higher the value of the injection rate, the higher was the result obtained, mainly due to maintaining the combustion front. In connection with the oxygen concentration, an increase of the percentage of this parameter translates into a higher fraction of recovered oil, because the quantity of fuel, helping the advance and the maintenance of the combustion front for a longer period of time. About the economic analysis, the ISC method showed to be economically feasible when evaluated through the net present value (NPV), considering the injection rates: the higher the injection rate, the higher the financial incomes of the final project.

Keywords: *in situ combustion, computer simulations, petroleum reservoir.*

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais (Sérvulo e Maria de Fátima) que
estiveram sempre ao meu lado torcendo pelo
meu sucesso.*

AGRADECIMENTOS

A Deus por iluminar e me conduzir sempre ao longo dessa caminhada.

Ao meu orientador, professor e amigo Wilson da Mata, obrigada pela orientação, paciência, dedicação e incentivo essenciais para o desenvolvimento deste trabalho. Seus ensinamentos e conselhos foram importantes para a tomada de decisões durante todo esse período de estudo. Além de ser um profissional ativamente engajado nos interesses dos alunos, e uma pessoa muito querida e que me acolheu com carinho e atenção dando apoio sempre para resolver com presteza todos os assuntos.

Ao meu orientador, professor e amigo Tarcilio Viana (Tata), pessoa admirável e um profissional inspirador, principalmente pela sua simplicidade. Agradeço por ter me ajudado com sua experiência e conhecimento necessários para a realização desse trabalho.

À minha amiga, professora e também orientadora Marcela Marques (Mamity), muito obrigada por sempre ter acreditado no meu potencial e investido seu tempo, desde o período do mestrado. Você foi fundamental para que eu nunca desistisse nos momentos mais difíceis que enfrentei com determinação para superar todos os obstáculos, que não foram poucos, e você esteve ao meu lado torcendo pelo sucesso.

Ao meu também orientador Abel Lins, uma pessoa incrível que mesmo sem me conhecer e conviver diretamente esteve presente (virtualmente), sempre disponível para me ajudar, tirando dúvidas, sugerindo novas ideias, fazendo com que eu avançasse com a pesquisa de maneira coerente, muito obrigada de coração! Você é uma pessoa ímpar que eu tive a oportunidade de trabalhar.

A minha querida amiga Ana Catarina (Aninha) que mesmo longe sempre esteve tão perto dando força para a conclusão dessa pesquisa.

Aos professores Afonso Avelino, Osvaldo Chiavone e Romualdo Araújo, por todo apoio, incentivo e confiança, vocês sempre estiveram presentes diretamente durante todo esse período, e saibam que além da admiração profissional, tenho um carinho enorme por vocês. Muito obrigada por tudo!!!

Aos amigos que tornaram a rotina e o ambiente de trabalho em um local mais agradável e divertido (LEAP): Cindy, Cleodon, Clóvis, Davi, Edney, Ernesto, Edson, Glydiane, Henrique, Janaína, Juliana, Júnior, Kátia, Keila, Marcos, Michel, Paulo, Robson, Rutinaldo, Tiago, Tommy e Vanessa, por todos os momentos em comum.

Em especial, a minha verdadeira amiga Cindy (Crawford), que em todos os momentos se mostrou disponível, apoiando e pensando comigo em como resolver todos os problemas que surgiram, pessoa muito simples e inteligente que sempre esteve disposta a ajudar quando precisei de atenção. Você é minha irmã internacional, obrigada por tudo! Sou muito grata a você.

À minha querida amiga Vanessa (Camargo) que também, mesmo sem trabalhar na mesma área, tentava me animar quando a decepção me abatia, incentivando e torcendo para que tudo desse certo. Obrigado por acreditar na minha capacidade e por permanecer ao meu lado.

Aos amigos (Davi, Edson, Júnior e Glydiane) que além de compartilharem a luta diária, também disponibilizaram seus computadores para adiantar minhas simulações. Obrigada pela gentileza e ajuda, nessa etapa tão difícil e tão demorada.

A todos os professores do PPGCEP, grandes professores: obrigada por todos os ensinamentos, conhecimentos e experiência transmitida a nós alunos do programa.

Aos professores Gilson, Maurílio, Raimundo, Wendel, Rosanne, em especial a Andrea (Dea), por estarem torcendo por mim nessa reta final. Muito obrigada pelo carinho de vocês.

Aos meus pais Sérvulo e Fátima, aos quais todos os agradecimentos não seriam suficientes. Obrigada por compreender a minha ausência, por me darem força para seguir em frente com determinação e coragem quando pensei em desistir, por acreditarem que as dificuldades seriam superadas e no final tudo daria certo. Dedico esse trabalho a vocês que incondicionalmente estão ao meu lado, torcendo pelo meu sucesso pessoal e profissional.

À minhas irmãs Adri e Tati, por entenderem que minha dedicação objetivava um sonho, pelo apoio, incentivo e carinho, por se apresentarem sempre disponíveis para ajudar no que eu precisasse, e principalmente por compreender nos momentos em que eu estive

ausente. Adri, obrigada também pelas aulas de Pilates que eu tanto precisei para relaxar o corpo e a mente. Tati, obrigada pelas palavras, força, e disponibilidade para ler e corrigir meu texto quando eu estava cansada.

À minha família, obrigada por tudo, em especial ao meu tio Adilson (Adi), que está e esteve sempre torcendo, mesmo longe, pelo meu sucesso! Obrigada pelo carinho que tens por mim e pelos seus conselhos preciosos e incentivadores. Quando eu crescer quero ser igual a você: um profissional respeitado, admirável e competente em tudo que faz.

Ao “Miu Gatim” Elthon Medeiros, por tudo: ouvir, entender, aconselhar, ajudar, torcer, estudar, compreender quando estive estressada, ausente e cansada. Você esteve sempre comigo, obrigada por poder contar com você em todos os momentos (felizes e tristes). Por todo o carinho e amor que tens dedicado a mim por todo esse tempo que estamos juntos. Sem você, a conclusão desse trabalho não seria possível, serei infinitamente grata a ti.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, pela estrutura oferecida para minha formação profissional.

Ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEP, em especial ao professor Wilson da Mata, que desde o início acreditou que esse programa seria um sucesso.

Ao Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo – LEAP.

À Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, pela bolsa concedida para subsidiar meus estudos e pesquisas, bem como as participações em eventos, congressos e cursos na área de petróleo.

Ao Núcleo de Pesquisa em Petróleo e Gás – NUPEG PRH ANP-14, por ter me acolhido com carinho, investir no meu desenvolvimento profissional, em especial aos queridos professores Afonso, Osvaldo e Romualdo. A secretária do Programa de Recursos Humanos ANP-14, Maria (Mary) uma amiga que estava sempre disposta a ajudar e resolver todos os problemas que surgiram. E aos amigos de sempre: Syllos e Rayanna.

À Petrobras, pelos dados disponibilizados para a pesquisa.

ÍNDICE

Capítulo I

1	Introdução.....	2
---	-----------------	---

Capítulo II

2	Aspectos Teóricos	7
---	-------------------------	---

2.1	Métodos de Recuperação de Petróleo.....	7
-----	---	---

2.1.1	Métodos Especiais de Recuperação de Petróleo.....	8
-------	---	---

2.2	Métodos Térmicos de Recuperação de Petróleo.....	8
-----	--	---

2.2.1	Combustão <i>in situ</i>	9
-------	--------------------------------	---

2.2.1.1	Tipos de Combustão <i>in situ</i>	13
---------	---	----

2.2.1.2	Zonas de Combustão e Perfil de Temperatura	15
---------	--	----

2.2.1.3	Reações Químicas e Cinética do Processo.....	18
---------	--	----

2.2.1.4	Tubos de Combustão <i>in situ</i>	20
---------	---	----

2.3	Reservatórios de Óleos Pesados	22
-----	--------------------------------------	----

2.3.1	Caracterização do Óleo Pesado	22
-------	-------------------------------------	----

2.4	Planejamento Experimental e Otimização.....	24
-----	---	----

2.4.1	Planejamento Fatorial.....	25
-------	----------------------------	----

2.4.1.1	Planejamento Fatorial Fracionado.....	26
2.4.2	Tratamento Estatístico	26
2.4.2.1	Diagrama de Pareto	27
2.4.2.2	Superfície de Resposta	28
2.4.2.3	Curvas de Nível.....	29
2.5	Análise Técnico Econômica	30
2.5.1	Valor Presente Líquido do Método CIS	32

Capítulo III

3	Estado da Arte	36
---	----------------------	----

Capítulo IV

4	Materiais e Métodos	49
4.1	Ferramentas computacionais.....	49
4.1.1	WinProp – CMG.....	50
4.1.2	Builder – CMG	50
4.1.3	STARS – CMG.....	50
4.1.4	STATISTICA	51
4.2	Modelagem do Reservatório	52
4.2.1	Modelo Físico	52

4.2.2	Modelagem da Malha	53
4.2.3	Modelo de Fluido	54
4.2.4	Características das Reações Químicas.....	57
4.2.5	Condições Iniciais	58
4.2.5.1	Propriedades da Rocha-Reservatório	58
4.2.5.2	Saturação Inicial.....	59
4.2.5.3	Permeabilidades Relativas.....	60
4.3	Descrição do Estudo	61
4.3.1	Escolha do Refinamento.....	62
4.3.2	Escolha dos Parâmetros Estudados.....	64
4.3.3	Escolha dos Níveis dos Parâmetros	64
4.3.3.1	Parâmetros de Reservatório.....	65
4.3.3.2	Parâmetros Operacionais.....	66
4.3.3.3	Estudos Individuais – Distância entre Poços (Produtor/Injetor)	66
4.3.4	Análise Econômica.....	67
4.3.5	Custos Iniciais (CAPEX) e Custos de Operação e Manutenção (OPEX)	68

Capítulo V

5	Resultados e discussões	72
---	-------------------------------	----

5.1	Análise comparativa entre o modelo base com CIS e a recuperação primária.....	72
5.2	Estudo dos parâmetros de reservatório	74
5.2.1	Estudo da sensibilidade da fração recuperada de óleo aos parâmetros de reservatório	76
5.2.2	Análise das interações entre os parâmetros de reservatório para decisão dos três cenários de reservatório (regiões ótimas de trabalho)	80
5.2.3	Influência dos parâmetros de reservatório.....	83
5.2.3.1	Porosidade	83
5.2.3.2	Permeabilidade	85
5.2.3.3	Viscosidade (μ)	88
5.2.3.4	Energia de Ativação (EA)	92
5.2.3.5	Entalpia da Reação (ΔH).....	94
5.2.4	Resumo do estudo de sensibilidade dos parâmetros de reservatório.....	96
5.2.5	Resumo dos três reservatórios escolhidos	97
5.3	Estudo dos parâmetros operacionais.....	97
5.3.1	Estudo isolado dos parâmetros operacionais	98
5.3.1.1	Análise da influência da variação da vazão de injeção	98
5.3.1.2	Análise da influência da variação da concentração de oxigênio	102
5.3.1.3	Análise da influência da variação da completação do poço produtor e injetor	104

5.3.2	Resumo dos níveis dos parâmetros operacionais escolhidos	107
5.4	Otimização operacional dos três cenários de reservatórios	107
5.4.1	Otimização dos Parâmetros Operacionais do Reservatório “A”	108
5.4.1.1	Interações de maior influência para o reservatório “A”	111
5.4.2	Otimização dos Parâmetros Operacionais do Reservatório “B”	116
5.4.2.1	Interações de maior influência para o reservatório “B”	119
5.4.3	Otimização dos Parâmetros Operacionais do Reservatório “C”	122
5.4.3.1	Interações de maior influência para o reservatório “C”	126
5.4.4	Resumo da Otimização dos Reservatórios “A”, “B” e “C”	130
5.5	Análise dos Estudos Individuais – Distância entre Poços	131
5.5.1	Estudo da Distância entre Poços (Produtor/Injetor) - Reservatório “A”	132
5.5.2	Estudo da Distância entre Poços (Produtor/Injetor) - Reservatório “B”	135
5.5.3	Estudo da Distância entre Poços (Produtor/Injetor) - Reservatório “C”	138
5.6	Análise de Viabilidade Econômica	141
5.6.1	Análise inicial de VPL para o Modelo Base	142
5.6.1.1	Vazão de injeção	142
5.6.1.2	Concentração de Oxigênio	143
5.6.2	Análise de sensibilidade do VPL para os parâmetros operacionais – Reservatório “A”	144

5.6.2.1	Interações de maior influência sobre o VPL para o reservatório “A”	146
5.6.3	Análise de sensibilidade do VPL para os parâmetros operacionais – Reservatório “B”	149
5.6.3.1	Interações de maior influência sobre o VPL para o reservatório “B”	150
5.6.4	Análise de sensibilidade do VPL para os parâmetros operacionais – Reservatório “C”	153
5.6.4.1	Interações de maior influência sobre o VPL para o reservatório “C”	154
5.7	Considerações finais	157
 Capítulo VI		
6	Conclusões e recomendações	159
6.1	Conclusões	159
6.2	Recomendações	162
	Referências Bibliográficas.....	165

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

- Figura 2. 1 – Esquema do processo de combustão in situ (Alberta Research Council, 2006)* 10
- Figura 2. 2 – Representação das zonas formadas durante o processo de combustão in situ (Adaptado de Rosa et al., 2006)* 16
- Figura 2. 3 – Detalhe do perfil de temperatura - Especificação em relação as zonas de combustão in situ (Adaptado de Rosa et al., 2006)* 16
- Figura 2. 4 – Exemplo da Representação do Diagrama de Pareto (Medeiros, 2008)* 28
- Figura 2. 5 – Exemplo de Representação da Superfície de Resposta (Medeiros, 2008)* 29
- Figura 2. 6 – Exemplo de Representação de Curvas de Nível (Medeiros, 2008)* 29

Capítulo III

Capítulo IV

- Figura 4. 1 – Representação da malha five-spot invertida (Adaptado de Medeiros, 2012)* 52
- Figura 4. 2 – Modelo Base 3D* 54
- Figura 4. 3 – Mapa de Saturação Inicial do Óleo – Modelo Base* 59
- Figura 4. 4 – Curvas de Permeabilidade Relativa para o Sistema Água-Óleo* 60
- Figura 4. 5 – Curvas de Permeabilidade Relativa para o Sistema Gás-Líquido.....* 60

Capítulo V

<i>Figura 5. 1 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparação entre o Modelo Base CIS com a Recuperação Primária.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 5. 2 – Vazão de Óleo versus Tempo. Comparação entre o Modelo Base CIS com a Recuperação Primária</i>	<i>73</i>
<i>Figura 5. 3 – Diagrama de Pareto dos parâmetros de reservatório – Fr (5 anos)</i>	<i>78</i>
<i>Figura 5. 4 – Diagrama de Pareto dos parâmetros de reservatório – Fr (10 anos)</i>	<i>79</i>
<i>Figura 5. 5 – Curvas de nível das interações entre os parâmetros de reservatório para escolha dos três cenários. Resposta: Fr (5 anos).....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 5. 6 – Curvas de nível das interações entre os parâmetros de reservatório para escolha dos três cenários. Resposta: Fr (10 anos).....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 5. 7 – Fração Recuperada de Óleo versus Tempo. Comparativo de Porosidade</i>	<i>84</i>
<i>Figura 5. 8 – Saturação de gás após 10 anos de produção – Modelo de permeabilidade de 3.000 mD</i>	<i>85</i>
<i>Figura 5. 9 – Saturação de gás após 10 anos de produção – Modelo de permeabilidade de 1.000 mD</i>	<i>85</i>
<i>Figura 5. 10 – Saturação de óleo após 10 anos de produção – Modelo de permeabilidade de 3.000 mD</i>	<i>86</i>
<i>Figura 5. 11 – Saturação de óleo após 10 anos de produção – Modelo de permeabilidade de 1.000 mD</i>	<i>86</i>
<i>Figura 5. 12 – Vazão de óleo versus Tempo. Comparativo das permeabilidades (1.000 e 3.000 mD).....</i>	<i>87</i>

<i>Figura 5. 13 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo das permeabilidades (1.000 e 3.000 mD)</i>	<i>88</i>
<i>Figura 5. 14 – Viscosidade do óleo inicial (cP).....</i>	<i>89</i>
<i>Figura 5. 15 – Viscosidade do óleo (cP) – 20 dias</i>	<i>89</i>
<i>Figura 5. 16 – Viscosidade do óleo (cP) - 1 ano.....</i>	<i>90</i>
<i>Figura 5. 17 – Viscosidade do óleo (cP) – 6 anos</i>	<i>90</i>
<i>Figura 5. 18 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo – Energia de Ativação.....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 5. 19 – Vazão de Óleo versus Tempo – Energia de Ativação.....</i>	<i>93</i>
<i>Figura 5. 20 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo – Entalpia da Reação.....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 5. 21-- Vazão de Óleo versus Tempo – Entalpia da Reação</i>	<i>95</i>
<i>Figura 5. 22 – Volume Poroso Injetado versus Fração Recuperada de Óleo. Comparativo Vazão de Injeção (Q_{inj}).....</i>	<i>98</i>
<i>Figura 5. 23 – Vazão de Óleo versus Tempo. Comparativo Vazão de Injeção (Q_{inj}).....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 5. 24 – Mapas de Temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão ($Q_{inj} - 1.000m^3std/dia$).....</i>	<i>100</i>
<i>Figura 5. 25 – Mapas de Temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão ($Q_{inj} - 5.000m^3std/dia$).....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 5. 26 – Mapas de Temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão ($Q_{inj} - 10.000m^3std/dia$).....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 5. 27 – Produção Acumulada Óleo versus Tempo. Comparativo Concentração de Oxigênio</i>	<i>103</i>

<i>Figura 5. 28 – Vazão de Óleo versus Tempo. Comparativo Concentração de Oxigênio</i>	<i>103</i>
<i>Figura 5. 29 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo Completação do Poço Produtor/Injetor</i>	<i>106</i>
<i>Figura 5. 30 – Vazão de Óleo versus Tempo. Comparativo Completação do Poço Produtor/Injetor</i>	<i>106</i>
<i>Figura 5. 31 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos – Res “A”).....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 5. 32 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos – Res “A”).....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 5. 33 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “A”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos)</i>	<i>112</i>
<i>Figura 5. 34 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “A”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos)</i>	<i>113</i>
<i>Figura 5. 35 – Mapas de Temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “A”</i>	<i>114</i>
<i>Figura 5. 36 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “A”</i>	<i>115</i>
<i>Figura 5. 37 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos – Res “B”).....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 5. 38 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos – Res “B”)</i>	<i>118</i>
<i>Figura 5. 39 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “B”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos)</i>	<i>119</i>

<i>Figura 5. 40 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “B”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos)</i>	<i>120</i>
<i>Figura 5. 41 – Mapas de Temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “B”</i>	<i>121</i>
<i>Figura 5. 42 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “B”</i>	<i>122</i>
<i>Figura 5. 43 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos – Res “C”).....</i>	<i>124</i>
<i>Figura 5. 44 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos – Res “C”).....</i>	<i>125</i>
<i>Figura 5. 45 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “C”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos)</i>	<i>127</i>
<i>Figura 5. 46 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “C”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos)</i>	<i>127</i>
<i>Figura 5. 47 – Mapas de Temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “C”</i>	<i>128</i>
<i>Figura 5. 48 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “C”</i>	<i>129</i>
<i>Figura 5. 49 – Fração Recuperação de Óleo versus Tempo. Comparativo entre modelos otimizados dos reservatórios “A”, “B” e “C”</i>	<i>131</i>
<i>Figura 5. 50 - Gráfico Fração Recuperada de Óleo versus Tempo – Configuração da malha para distâncias entre poços (100, 140 e 200 m).....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 5. 51 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “A” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 100 metros.....</i>	<i>134</i>

Figura 5. 52 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “A” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 140 metros..... 134

Figura 5. 53 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “A” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 200 metros..... 135

Figura 5. 54 – Gráfico Fração Recuperada de Óleo versus Tempo – Configuração da malha para distâncias entre poços (100, 140 e 200 m)..... 136

Figura 5. 55 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “B” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 100 metros..... 137

Figura 5. 56 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “B” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 140 metros..... 137

Figura 5. 57 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “B” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 200 metros..... 138

Figura 5. 58 – Gráfico Fração Recuperada de Óleo versus Tempo – Configuração da malha para distâncias entre poços (100, 140 e 200 m)..... 139

Figura 5. 59 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “C” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 100 metros 140

Figura 5. 60 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “C” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 140 metros 140

Figura 5. 61 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “C” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 200 metros 141

Figura 5. 62 – VPL versus Tempo – Variação da vazão de injeção – Modelo Base 143

Figura 5. 63 – VPL versus Tempo – Variação da concentração de oxigênio – Modelo Base 144

Figura 5. 64 - Diagrama de Pareto dos parâmetros operacionais – VPL (10 anos) – Res “A”
..... 146

Figura 5. 65 - Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “A”. Resposta: VPL (10 anos)..... 147

Figura 5. 66 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da vazão de injeção – Res “A”
..... 148

Figura 5. 67 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da concentração de oxigênio – Res “A” 149

Figura 5. 68 - Diagrama de Pareto dos parâmetros operacionais – VPL (10 anos) – Res “B”
..... 150

Figura 5. 69 - Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “B”. Resposta: VPL (10 anos)..... 151

Figura 5. 70 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da vazão de injeção – Res “B”
..... 152

Figura 5. 71 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da concentração de oxigênio – Res “B” 153

Figura 5. 72 - Diagrama de Pareto dos parâmetros operacionais – VPL (10 anos) – Res “C”
..... 154

Figura 5. 73 - Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “C”. Resposta: VPL (10 anos)..... 155

Figura 5. 74 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da vazão de injeção – Res “C”
..... 156

Figura 5. 75 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da concentração de oxigênio – Res “C” 157

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Capítulo III

Capítulo IV

Tabela 4. 1 – Fração Molar dos Componentes do Modelo de Fluido55

Tabela 4. 2 – Agrupamento e Percentual da cada Componente e Pseudocomponente56

Tabela 4. 3 – Dados do Modelo de Reações Químicas (Adaptado – Rojas, 2010 e Araújo, 2012).....58

Tabela 4. 4 – Propriedades do Reservatório.....58

Tabela 4. 5 – Propriedades da Rocha59

Tabela 4. 6 – Estudo do Refinamento da Malha63

Tabela 4. 7 – Níveis dos Parâmetros de Reservatório65

Tabela 4. 8 – Níveis dos Parâmetros Operacionais.....66

Capítulo V

Tabela 5. 1 – Descrição detalhada dos casos simulados em relação à fração recuperada de óleo75

Tabela 5. 2 – Nomenclatura dos Parâmetros de Reservatório / Efeitos nos Diagramas de Pareto77

<i>Tabela 5. 3 – Comparativo de Influências apresentadas nos Diagramas de Pareto (Estudo dos Parâmetros de Reservatório).....</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 5. 4 – Comparativo da Variação da Porosidade.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabela 5. 5 – Comparativo dos modelos de permeabilidades (1.000 e 3.000 mD)</i>	<i>88</i>
<i>Tabela 5. 6 – Comparativo dos modelos de viscosidades (Óleo 1 e Óleo 2)</i>	<i>91</i>
<i>Tabela 5. 7 – Comparativo da variação da energia de ativação (70%, 100% e 130%).....</i>	<i>94</i>
<i>Tabela 5. 8 – Comparativo dos modelos de variação de entalpia da reação (80%, 100% e 120%)</i>	<i>96</i>
<i>Tabela 5. 9 – Qualidade da influência positiva ou negativa dos parâmetros de reservatório na fração recuperada de óleo.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabela 5. 10 – Características dos reservatórios escolhidos para otimização operacional ...</i>	<i>97</i>
<i>Tabela 5. 11 – Comparativo de vazão de injeção</i>	<i>102</i>
<i>Tabela 5. 12 – Comparativo da variação da concentração de oxigênio</i>	<i>104</i>
<i>Tabela 5. 13 – Intervalo de Completação do Poço Produtor/Injetor</i>	<i>104</i>
<i>Tabela 5. 14 – Estudo de Completação do Poço Produtor/Injetor – Casos Analisados</i>	<i>105</i>
<i>Tabela 5. 15 – Resumo dos níveis dos parâmetros operacionais escolhidos.....</i>	<i>107</i>
<i>Tabela 5. 16 – Nomenclatura dos efeitos analisados - Diagrama de Pareto</i>	<i>108</i>
<i>Tabela 5. 17 – Casos simulados para otimização da CIS para o reservatório “A”.....</i>	<i>109</i>
<i>Tabela 5. 18 – Comparativo de Influências apresentadas nos Diagramas de Pareto (Estudo Operacional – Reservatório “A”)</i>	<i>111</i>

<i>Tabela 5. 19 – Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “A”</i>	115
<i>Tabela 5. 20 – Casos simulados para otimização da CIS para o reservatório “B”</i>	116
<i>Tabela 5. 21 – Comparativo de Influências apresentadas nos Diagramas de Pareto (Estudo Operacional – Reservatório “B”)</i>	118
<i>Tabela 5. 22 – Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “B”</i>	122
<i>Tabela 5. 23 – Casos simulados para otimização da CIS para o reservatório “C”</i>	123
<i>Tabela 5. 24 – Comparativo de Influências apresentadas nos Diagramas de Pareto (Estudo Operacional – Reservatório “C”)</i>	126
<i>Tabela 5. 25 – Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “C”</i>	129
<i>Tabela 5. 26 – Resumo da otimização dos parâmetros operacionais dos reservatórios “A”, “B” e “C”</i>	130
<i>Tabela 5. 27 - Volume de óleo in place para cada um dos reservatórios otimizados (A, B e C) para cada intervalo de distância entre poços (100, 140 e 200 m)</i>	132
<i>Tabela 5. 28 – Fração recuperada de óleo para cada intervalo de distância entre poços (Res. “A”)</i>	133
<i>Tabela 5. 29 – Fração recuperação de óleo para cada intervalo de distância entre poços (Res. “B”)</i>	136
<i>Tabela 5. 30 – Fração recuperada de óleo para cada intervalo de distância entre poços (Res. “C”)</i>	139
<i>Tabela 5. 31 – Nomenclatura dos efeitos analisados – Diagrama de Pareto</i>	145

NOMENCLATURAS

<i>Descrição</i>	<i>Unidade</i>
(-) – nível mais baixo da variável estudada	
(+) – nível mais alto da variável estudada	
+1 – Maiores valores	
0 – Valores intermediário	
-1 – Menores valores	
“A” – Melhor configuração operacional	
°API – Grau API do óleo	°API
a – Coeficiente angular	
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	
“B” – Configuração operacional intermediária	
B – Base do reservatório	
BB – Base/Base	
BC – Base/Centro	
BT – Base/Topo	
b – Coeficiente linear	
“C” – Pior configuração operacional	
C – Centro do reservatório	
C ₀ – Custos iniciais (perfuração e completação de poços)	US\$
CAPEX – <i>Capital Expenditures</i>	US\$
CCET – Centro de Ciências Exatas e da Terra	
CIS – Combustão in situ	
CI _{Água} : Custo de injeção da água	US\$/ano
CI _{Vapor} : Custo de injeção do vapor	US\$/ano
CMG – <i>Computer Modelling Group</i>	
C _{OM} – Custo de operação e manutenção	US\$
CP _{Água} : Custo de produção da água	US\$/m ³
C _{pc} – Custo de perfuração de completação do poço	US\$
CP _{Óleo} : Custo de produção do óleo	US\$/m ³
C _{Prod} – Custo de produção	US\$
CT – Centro de Tecnologia	
c – completação	
DGOC – Contato Gás-Óleo	m
EA – Energia de ativação	Btu/lbmol
EIA – Energy Information Administration	

ERE – Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural	
EOR – <i>Enhanced Oil Recovery</i>	
EUA – Estados Unidos da América	
Fn – Fluxo de Caixa de determinado período	
FFR – Fator de Frequência da reação	
FM – Fração Molar	%
Fr – Fração recuperada de óleo	%
GEM – <i>Generalized Equation of State Model Compositional Reservoir Simulator</i>	
<i>i</i> – Direção do eixo “ <i>x</i> ”	
<i>i</i> – Taxa mínima de atratividade	
IMEX – <i>Implicit Explicit Black Oil Simulator</i>	
IPE – <i>Internacional Petroleum Exchange</i>	
<i>I_{pro}</i> – Influência do poço produtor na malha considerada	%
<i>j</i> – Direção do eixo “ <i>y</i> ”	
<i>k</i> – Direção do eixo “ <i>z</i> ”	
K – Permeabilidade absoluta	mD
K _h – Permeabilidade horizontal	mD
K _o – Permeabilidade efetiva ao óleo	mD
K _{rg} – Permeabilidade relativa ao gás	mD
K _{rog} – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-gás	
K _{row} – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-água	
K _{rw} – Permeabilidade relativa à água	mD
K _v – Permeabilidade vertical	mD
K _w – Permeabilidade efetiva à água	mD
(L) – Efeito Linear	
LEAP – Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo	
M – Milhares	
MM – Milhões	
<i>n</i> – número de níveis / número de períodos envolvidos no fluxo de caixa	
NP – Produção Acumulada de Óleo	m ³ std
<i>n^α</i> – Número total de experimentos do planejamento experimental	
<i>offshore</i> – Produção no mar	
<i>onshore</i> – Produção em terra	
OAT – Oxidação de alta temperatura	
OBT – Oxidação de baixa temperatura	
OMT – Oxidação de temperatura intermediária	
OPEC – <i>Organization of the Petroleum Exporting Countries</i>	
OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo	
OPEX – <i>Operational Expenditure</i>	
<i>p</i> – Fator de sensibilidade	%

P – Preço	US\$
$P_{\text{óleo}}$ – Preço de venda do óleo	US\$/m ³ std
Pc – Pressão crítica	
PPGCEP – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo	
Prod – Produtor	
PVT – Pressão, volume e temperatura	
(Q) – Efeito Quadrático	
Q_{inj} – Vazão de injeção	m ³ std/dia
R – Receitas	
REFDEPTH – Profundidade de Referência	m
REFPRES – Pressão de Referência	
S_g – Saturação de gás	%
Sl – Saturação de líquido	%
S_o – Saturação de óleo	%
S_{oi} – Saturação de óleo inicial	
SAGD – <i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>	
SARA – Saturados, aromáticos, resinas e asfaltenos	%
STARS – <i>Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator</i>	
std – Condição Padrão	
S_w – Saturação água	%
S_{wi} – Saturação água inicial	%
T(K) – Temperatura em Kelvin	K
T – Temperatura	°C ou °F
T – Topo	
Tc – Temperatura crítica	
TMA – Taxa Mínima de Atratividade	
THAI - Toe to Heel Air Injection	
UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte	
VPL – Valor Presente Líquido	US\$
Var – Variável	
w – fator de acentricidade	
VOIP – Volume original de óleo ou Volume de óleo “ <i>in place</i> ”	m ³ std
WP – Produção acumulada de água	m ³ std
V_{Prod} – Volume de produção	m ³ std
y – Média dos efeitos individuais	
y^- – Parâmetro de nível mais baixo	
y^- – Interação entre os dois parâmetros de níveis mais baixos	
y^+ – Parâmetro de nível mais alto	
y^{++} – Interação entre os dois parâmetros de níveis mais altos	

LETRAS GREGAS E OUTROS SÍMBOLOS

<i>Descrição</i>	<i>Unidade</i>
α – Quantidade de parâmetros	
α, β e γ – Fatores (variáveis)	
ΔH – Entalpia da reação	Btu/lbmol
ΔNP – Variação da produção acumulada de óleo	m^3
ΔWP – Variação da produção acumulada de água	m^3
Σ – Somatório	
ϕ – Porosidade	%
γ_o – densidade específica do óleo	kg/m^3
μ - Viscosidade do fluido	cP
ρ_o – Massa específica do óleo	kg/m^3
ρ_w – Massa específica do água	kg/m^3

Capítulo I
Introdução

1 Introdução

A demanda contínua e crescente de energia de baixo custo e a disponibilidade de recursos de hidrocarbonetos mantém o petróleo como uma importante fonte energética não renovável para o mundo. Para atender o suprimento dessa fonte energética, cada barril de petróleo faz a diferença, e para atingir as metas de produção, os campos petrolíferos mais complexos e de difícil acesso ganham importância estratégica (Medeiros, 2008).

Diversos fatores influenciam o comportamento do fluxo de fluidos em campos petrolíferos e têm grande impacto na viabilização da recuperação de hidrocarbonetos. A necessidade de avaliar e adaptar as tecnologias atuais à realidade dos reservatórios brasileiros e mundiais existe não apenas na fase de exploração (descoberta dos reservatórios), mas também no desenvolvimento daqueles que já foram descobertos, porém não produzidos devido à falta de tecnologias (Araújo, 2008).

A busca da autonomia no setor petrolífero no Brasil passa por encontrar métodos para explorar, produzir, transportar e refinar esses óleos, sendo essencial entender que a maior dificuldade de manuseio e processamento dos óleos pesados (cujo grau API seja inferior a 22°) leva à necessidade de se estabelecer uma integração de ações e tecnologias, que vão desde a movimentação desses óleos no reservatório, transporte à refinaria, e por fim seu tratamento e refino (Mothé e Silva Jr., 2008).

De acordo com dados da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), as reservas do Brasil alcançaram em 2010, aproximadamente 13 bilhões de barris, o que representa uma alta de 0,4% em relação ao ano de 2009, sendo uma parte dessas reservas de petróleo correspondentes a hidrocarbonetos viscosos e pesados.

Nas Américas, as reservas brasileiras só ficam abaixo das reservas da Venezuela, dos Estados Unidos e Canadá, que tem 19,1 bilhões. Segundo a OPEP, as reservas de petróleo bruto de todos os países membros somavam 1,193 trilhão de barris no fim de 2010, com um crescimento de 12,1% em relação a 2009 (OPEP, 2011).

Em 2011, o Brasil aumentou sua produção diária de petróleo e gás em 1,6%, para 2,4 milhões de barris. Reservas comprovadas aumentaram cerca de 2,7% e atingem 16,4 bilhões

de barris. A exploração continua concentrada no Rio de Janeiro, correspondendo a 68% do total (ANP, 2011).

A combustão *in situ* é um dos métodos mais antigos de recuperação térmica de óleo e o mais eficiente energeticamente (Sarathi, 1999; Castanier *et al.*, 2002). Esse método consiste na queima de parte do próprio óleo do reservatório, criando-se uma frente de calor. À medida que essa frente avança dentro do reservatório, o calor se dissipa e a viscosidade do óleo diminui, aumentando sua mobilidade (Carcoana, 1992).

No processo *in situ*, uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, a qual é sustentada pela injeção contínua de ar. Como em qualquer reação de combustão, o comburente (oxigênio) se combina com o combustível (óleo) liberando calor e formando produtos como água e dióxido de carbono para uma reação completa. Nesse caso, a composição do óleo afeta a quantidade de energia liberada.

A ignição do óleo no reservatório é o primeiro requisito para dar início à combustão. Dependendo do reservatório, ela pode ocorrer espontaneamente, ou pode ser necessária a utilização de aquecedores. A simples reação de oxidação do óleo, mesmo sem a presença de combustão, acarreta a elevação de temperatura no sistema (Rosa *et al.*, 2006).

Dependendo dessa velocidade de oxidação e da composição do combustível, pode ser gerado calor necessário para a ignição do óleo. Caso a autoignição não ocorra, o início do processo pode ser auxiliado por meio do prévio aquecimento do ar antes do mesmo ser injetado. Outra alternativa, é enriquecê-lo com oxigênio, proporcionando maior quantidade de comburente no processo.

O intuito da recuperação térmica é aquecer o reservatório e o óleo nele contido para aumentar a sua recuperação. Sendo assim, os métodos térmicos ocupam uma posição de destaque entre os métodos de recuperação avançada de petróleo devido a sua grande aplicabilidade em reservatórios de óleos pesados, de alta viscosidade.

A CIS é uma técnica propícia para a recuperação desse tipo de hidrocarboneto, porém é um método que necessita de mais estudos técnicos-científicos, pois pouco ainda se sabe sobre como controlar o processo e, principalmente como obter um melhor desempenho.

Segundo estudos já relatados na literatura, a mesma oferece algumas vantagens sobre outros processos térmicos, tais como: maior eficiência na transmissão global de calor ao reservatório, menor consumo de energia em relação aos outros métodos térmicos e menores impactos ambientais devido à queima ocorrer dentro do próprio reservatório; entretanto, é uma técnica que requer um controle operacional eficiente para que possa garantir a segurança de sua aplicação em campo (Moore, 1993).

No Nordeste do Brasil existem poços de produção, em terra, de óleo pesado localizado nos estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Sergipe, Alagoas e Bahia, e para a sua recuperação, a indústria petrolífera dispõe de vários métodos especiais de recuperação, sendo a injeção de vapor, o processo térmico mais utilizado (Mothé e Silva Jr., 2008).

Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, em 2011 a produção de petróleo e gás no Brasil foi oriunda de 8.980 poços no quadro geral da produção brasileira. Um dos campos com maior número de poços produtores foi Canto do Amaro (Bacia Potiguar). Como demonstram esses dados, o RN apresenta grande potencial de participação na produção do petróleo nacional, entretanto, estatísticas fornecidas pela ANP revelam que, no período entre 2000 e 2010, a produção de petróleo na Bacia Potiguar reduziu aproximadamente 35% (ANP, 2011).

Como boa parte dos campos petrolíferos dessa região, são campos considerados maduros (tipicamente entre 15 e 35 anos de produção) e que se encontra em estágios avançados de exploração por injeção de vapor, água e gás, apresentam produção declinante e, alguns deles, podem estar próximos de seus limites econômicos.

Com isso, o método CIS mostra-se como uma alternativa de aplicação nesses campos maduros, visto que mesmo com a utilização dos métodos já experimentados e consagrados na indústria, ainda apresentam uma saturação residual de óleo considerável (acima de 30%), e conseqüentemente, necessitam de um método eficaz para retirada desse hidrocarboneto do reservatório.

Sendo assim, o objetivo principal do presente trabalho é estudar a aplicação da CIS em reservatórios petrolíferos através da análise paramétrica do processo em poços verticais, utilizando um reservatório semissintético com características do Nordeste Brasileiro, com

intuito de determinar quais destes parâmetros têm influência expressiva no processo, verificando assim a viabilidade técnica e econômica do método para a indústria petrolífera.

Para tal análise foi utilizado um programa comercial de simulação de reservatórios de petróleo usando processos térmicos, denominado *Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator (STARS)* do *Computer Modelling Group (CMG)*. Esse módulo é um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo, tais como: injeção de vapor, aquecimento eletromagnético, combustão *in situ*, entre outros. Esse estudo busca através da análise numérica computacional resultados que possam melhorar, principalmente, a interpretação e compreensão dos principais problemas ocorridos quando da aplicação do método CIS, que ainda não são totalmente dominados.

Essa tese é composta por 6 capítulos. No Capítulo II, são apresentados os aspectos teóricos que caracterizam e fundamentam a compreensão do trabalho através das principais definições pertinentes ao assunto. No Capítulo III, são destacados os principais estudos relacionados ao tema, bem como as metodologias e técnicas adotadas para a realização dos mesmos. O Capítulo IV apresenta o planejamento e o direcionamento das ações que foram desenvolvidas para a caracterização e modelagem do processo. No Capítulo V, são apresentados os resultados obtidos a partir do processo combustão *in situ* em reservatórios de óleo pesado, com as respectivas discussões. Para finalizar, no Capítulo VI, estão descritas as principais conclusões que resultaram dos estudos de simulação numérica computacional realizada no presente trabalho, bem como as recomendações para pesquisas e estudos futuros.

Capítulo II
Aspectos Teóricos

2 Aspectos Teóricos

Diversos métodos de recuperação de petróleo podem ser utilizados para aumentar a produção do reservatório. Estes processos podem ser denominados de métodos de recuperação avançada de petróleo (*Improved Oil Recovery – IOR*). Estas metodologias estão sendo estudadas e desenvolvidas para que seja possível extrair uma maior quantidade do óleo residual, aumentando a rentabilidade dos campos e estendendo assim sua vida produtiva.

Neste capítulo, são introduzidos os aspectos que delineiam as principais características dos métodos de recuperação, principalmente, a técnica de combustão *in situ*, destacando, neste caso, os tipos de combustão, as reações químicas que ocorrem durante o processo, a cinética dessas reações, bem como as principais vantagens e desvantagens da sua aplicação. Além disso, são caracterizados os reservatórios de óleo pesado, apontando as vantagens e desafios da produção de óleo nessas jazidas.

2.1 Métodos de Recuperação de Petróleo

Existem métodos que podem aumentar a recuperação esperada pelos mecanismos naturais de produção. Esses métodos convencionais buscam, normalmente, a manutenção da pressão do reservatório auxiliando os mecanismos naturais de produção. Outros exemplos ocorrem quando esses métodos visam facilitar o escoamento de petróleo ou dificultar o escoamento de água para os poços produtores.

Assim, é possível injetar água em determinados poços completados abaixo do contato óleo-água, aparentando um aquífero, de forma que o óleo seja deslocado em direção aos poços produtores. A injeção de outros fluidos também pode ser adotada para melhorar a eficiência de varrido da fase óleo.

De forma semelhante, pode-se injetar gás, nos poços completados na parte superior do reservatório, auxiliando na formação de uma capa de gás.

Os métodos térmicos têm como principal vantagem diminuir a viscosidade do óleo, aumentando assim a sua mobilidade e, conseqüentemente, melhorando o deslocamento e potencializando a recuperação de óleo no reservatório.

Outros métodos podem ser implementados, no próprio poço produtor, intercalando-se a produção com a estimulação. Como exemplo, citam-se a injeção cíclica de vapor ou mesmo a combustão *in situ*, onde ar é injetado no reservatório de forma a se obter uma combustão controlada que, aquecendo a rocha, diminui a viscosidade do óleo e facilita sua migração para o poço (Schiozer, 2007).

2.1.1 Métodos Especiais de Recuperação de Petróleo

Um método de recuperação especial pode ser adotado quando o processo convencional não atinge a recuperação esperada, como também quando o método convencional, de acordo com estudos, não terá resultados significativos.

No processo de recuperação convencional, as baixas recuperações podem ocorrer em consequência de uma injeção de fluidos, por exemplo, se o fluido injetado tem uma viscosidade menor que a do óleo presente no reservatório, é possível que o fluido deslocante encontre caminhos porosos preferenciais até os poços produtores e, dessa forma, o óleo remanescente não é deslocado de forma satisfatória e eficiente.

Em geral, a alta viscosidade do óleo do reservatório como também as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo contido no reservatório são problemas que necessitam da utilização de um método especial de recuperação para que possam melhorar a recuperação e produção do óleo. Vale salientar que o método a ser utilizado irá depender das características do reservatório, da rocha, do fluido, e principalmente, do retorno financeiro. Esses aspectos podem ser avaliados através de projetos pilotos, planejamentos experimentais e análises técnicas econômicas do processo.

Os métodos especiais de recuperação podem ser divididos em três categorias principais: miscíveis, químicos e térmicos. Tendo em vista o enfoque dessa tese, somente este último será abordado, nesse capítulo.

2.2 Métodos Térmicos de Recuperação de Petróleo

Nos reservatórios cujos óleos contidos são altamente viscosos, a escolha de um método convencional de recuperação não é indicada. A alta viscosidade do óleo dificulta o

seu movimento no meio poroso, devido a sua baixa mobilidade. Ao ser aquecido, o óleo tem sua viscosidade substancialmente reduzida e com isso há uma melhoria na recuperação do óleo.

Os métodos térmicos apresentam duas categorias principais: a injeção de fluidos aquecidos (água quente ou vapor d' água) onde há a geração de calor na superfície e transferência para um fluido que, posteriormente, é injetado no poço; e a combustão *in situ*, na qual o calor é gerado dentro do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo com o ar injetado.

Devido a sua grande aplicabilidade em reservatórios de óleos pesados e de alta viscosidade, os métodos térmicos ocupam uma posição de destaque entre os métodos de recuperação avançada de petróleo. Nota-se que as maiores reduções de viscosidade são atribuídas a óleos de °API mais baixo.

A expansão do óleo é outro mecanismo intrínseco à recuperação térmica, quando aquecido, aumenta a energia para expulsar fluidos do reservatório. Durante a injeção de vapor, o óleo pode expandir de 10 a 20% dependendo de sua composição. Outro benefício da recuperação por injeção de vapor é a destilação do óleo. No deslocamento de um óleo volátil por vapor, a alta temperatura, as frações mais leves do óleo podem ser vaporizadas. Essas frações se condensam quando em contato com a formação mais fria, formando um solvente ou banco miscível à frente da zona de vapor (Rosa *et al.*, 2006).

2.2.1 Combustão *in situ*

A combustão *in situ* é uma técnica de recuperação térmica que consiste na criação de uma frente de combustão dentro do reservatório. Ar ou ar enriquecido com oxigênio é injetado a partir da superfície (comburente) e o óleo é produzido pela combinação de mecanismos de deslocamento de gás (gases de combustão), de vapor e de água. O processo é denominado progressivo, quando a frente de combustão se propaga no mesmo sentido do fluxo de ar, ou reverso, quando os sentidos são opostos. A combustão progressiva ainda pode ser classificada como seca, quando apenas ar enriquecido é injetado, ou molhada, quando ar e água são injetados. A ignição do óleo é feita após alguns dias ou semanas depois do início da injeção de ar, sendo que o ar continua a ser injetado posteriormente. A ignição pode ser feita

através de queimadores de fundo de poço, aquecimento elétrico ou agentes politrópicos. Também pode haver autoignição dependendo da temperatura do reservatório e do grau de reatividade do óleo. Após o início da ignição e da propagação da frente de combustão através do reservatório, surgem algumas zonas de combustão distintas entre o poço injetor e o produtor que serão comentadas em detalhes no item 2.2.1.2 (Castanier e Brigham, 2002).

Nesse processo, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo existente. A continuidade da injeção de ar e a energia liberada sob forma de calor *in situ* mantêm o processo. Durante a queima do óleo, sua viscosidade é reduzida e as frações mais leves do óleo vaporizam, formando um banco de gás e água na forma de vapor. Esse conjunto de fatores faz com que o óleo se desloque em direção aos poços produtores (Figura 2.1).

A ignição do óleo no reservatório é o primeiro requisito para a combustão *in situ*. Em muitos reservatórios, a ignição é espontânea e, em outros, requer aquecimento. A reação química entre o oxigênio do ar injetado e o óleo do reservatório gera calor mesmo sem combustão. Dependendo da composição do óleo, a velocidade deste processo de oxidação pode ser suficiente para desenvolver temperaturas que podem levar à ignição do óleo. Caso contrário, a ignição pode ser auxiliada pelo uso de aquecedores de fundo, pré-aquecendo o ar por meio de injeção com um produto químico oxidável, tal como o óleo de linhaça (Rosa *et al.*, 2006).

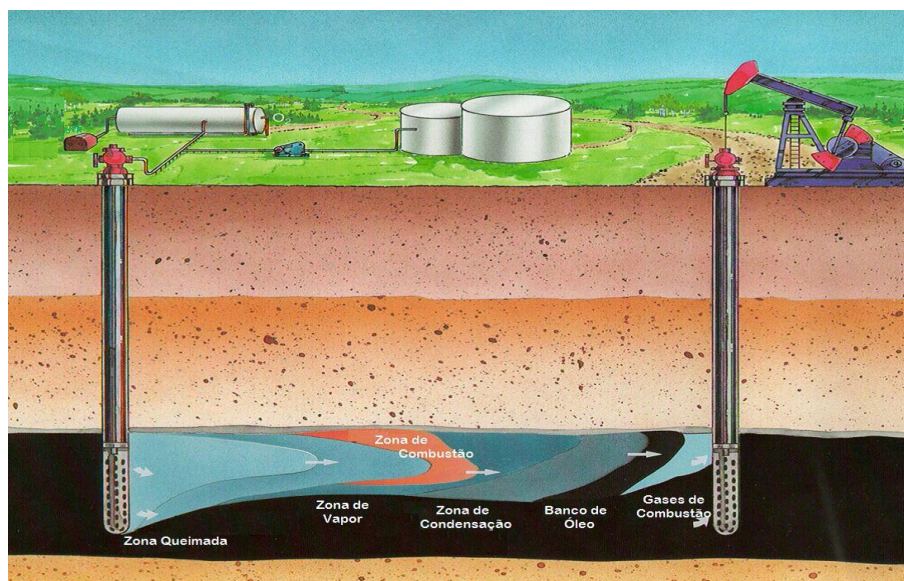


Figura 2. 1 – Esquema do processo de combustão *in situ* (Alberta Research Council, 2006)

A partir de 1947, o método de combustão *in situ* começou a ser desenvolvido através de testes laboratoriais, sendo o primeiro método de EOR a ser estudado. Entretanto, esse método ainda é pouco compreendido (Awoleke, 2007), e não tem sido muito utilizado devido a alguns problemas quando de sua utilização: aplicação do mesmo em reservatórios impróprios (características do reservatório incompatíveis com a CIS) e dificuldade de controle operacional do processo (em relação ao controle da propagação da frente de combustão no interior do reservatório) (Greaves *et al.*, 2000).

Além disso, o elevado custo requerido para a avaliação e a falta de confiabilidade do sistema que considera a eficiência do deslocamento têm sido fatores decisivos para a não utilização da combustão *in situ* como método de recuperação avançada (Gerritsen *et al.*, 2004).

No Brasil dois projetos pilotos de combustão *in situ* foram testados nos campos de Buracica e de Carmópolis, respectivamente nas bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas, conforme relatado por Shecaira *et al.* (2002). Os melhores resultados quanto à produção foram obtidos para o piloto de Buracica, onde a oxidação a baixas temperaturas (OBT) foi o processo dominante. A produção de areia, somada a um processo de corrosão nos poços foram os principais problemas operacionais. A irrupção de oxigênio causou a interrupção do projeto devido ao elevado risco de explosão nos poços produtores. O piloto de Carmópolis apresentou os piores resultados em termos de produção, apesar da melhor eficiência de combustão. O problema de diferença de densidades foi a principal causa para a perda de controle da frente de combustão no interior do reservatório.

As reações de oxidação que ocorrem durante a combustão consomem oxigênio e geram calor, água e óxidos de carbono. A energia gerada depende da composição do óleo. Devido a elevadas temperaturas, o óleo é parcialmente destilado e as frações leves do óleo e o vapor gerado nas reações de oxidação são carregados adiante da frente de combustão e se condensam nas regiões mais frias do reservatório. O combustível (resíduo rico em carbono), que é formado devido à destilação do vapor e reações de craqueamento, é depositado logo após a passagem da frente de vapor. Todo combustível depositado deve ser consumido para que a frente de combustão avance. O calor gerado na zona de combustão é transportado adiante da frente por condução, convecção de gases de combustão, vapores e líquidos e pela condensação de voláteis e de vapor (Chicuta, 2009).

Assim, o óleo segue para o poço produtor através de alguns mecanismos como os deslocamentos de gases de combustão, de água gerada pelas reações de oxidação e de água da formação recondensada, e por gradiente de pressão. O sucesso do processo depende principalmente do óleo cru e das propriedades das rochas, assim como das condições operacionais (Kok e Keskin, 2000).

A ignição do óleo pode ocorrer de maneira espontânea ou ser induzida por meios externos como, por exemplo, através do uso de aquecedores de fundo, aquecedores elétricos, uso de produtos oxidáveis (como por exemplo, óleo de linhaça) e pré-aquecimento do ar de injeção.

Devido à redução de viscosidade com o aumento da temperatura, este método é normalmente utilizado para óleos pesados, porém, pode também ser utilizado na recuperação de óleos leves, pois o método de combustão *in situ* promove produção através do fluxo de combustível-gás, expansão térmica e vaporização de óleos leves (Gerritsen *et al.*, 2004). Enfim, a combustão *in situ* é aplicável a uma grande variedade de reservatórios.

A CIS apresenta diversas vantagens em relação aos outros métodos térmicos de recuperação, porém a injeção de vapor ainda é o método mais utilizado. As seguintes características são favoráveis ao método:

- A espessura do reservatório deve ser maior ou igual a 3 metros para prevenir as perdas excessivas de calor;
- A quantidade de óleo existente no reservatório deve ser maior que $0,1 \text{ m}^3$ de óleo/ m^3 de rocha para que o processo seja econômico. Tanto a porosidade como a saturação de óleo devem ser relativamente altas para se atingir esse valor;
- O °API do óleo deve estar no intervalo entre 10 e 40. Óleos de °API menores depositam combustível em excesso para o sucesso comercial, enquanto óleos de °API altos depositam pouco combustível para sustentar a combustão;
- A permeabilidade deve ser maior que 100 md para permitir o fluxo de óleo mais viscoso;

- A profundidade do reservatório deve variar de 100 a 1200 metros. Reservatórios rasos limitam as pressões de injeção enquanto os custos de compressão de ar são excessivos para reservatórios profundos (Rosa *et al.*, 2006).

Apesar das vantagens da combustão *in situ*, essa técnica é menos utilizada que a injeção de vapor. Dentre os 1,3 milhão bbl/d de óleo produzido por métodos térmicos no mundo, apenas 2,2% é produzido por combustão *in situ* (He *et al.*, 2005).

Entre as principais dificuldades do método destacam-se: o difícil controle do processo; o fato da frente de combustão tender a avançar de maneira mais irregular que a frente de injeção; a difícil obtenção de uma varredura regular do reservatório; a difícil previsão do processo antes da implantação no campo; os problemas de segregação gravitacional devido à diferença de densidade entre o gás e o óleo; a formação de canais preferenciais devido às heterogeneidades da rocha e à taxa de mobilidade gás/óleo desfavorável; os problemas de corrosão se o gás injetado não for desidratado e a formação de emulsões no reservatório ou na superfície.

Além disso, problemas de produção frequentemente aparecem quando se opera à temperatura de combustão. O equipamento de produção pode ser seriamente danificado pelo calor e pela corrosão à medida que a frente de combustão se aproxima do poço produtor. A distribuição de calor é ineficiente em projetos de combustão típicos. Uma zona aquecida, relativamente grande, é formada atrás da frente, onde pouco benefício traz. A injeção de água, simultânea ou alternada, pode auxiliar nesse problema (Rosa *et al.*, 2006).

2.2.1.1 Tipos de Combustão *in situ*

A combustão *in situ* pode ser classificada em dois tipos: seca ou úmida. A combustão seca é aquela em que somente ar é injetado na formação, enquanto a combustão úmida é aquela em que ar e água são injetados simultaneamente ou alternadamente, conhecida como *Combination of Forward Combustion and Water* (COFCAW).

O processo de combustão *in situ* seca é aquele em que somente ar é injetado no reservatório. Quando a frente de combustão formada se propaga na direção do fluxo de ar o processo é denominado combustão seca direta, ou reverso quando os sentidos são opostos.

A porção de óleo queimada pela combustão direta e reversa é diferente. A combustão direta queima apenas os resíduos semelhantes a coque, enquanto o combustível queimado na combustão reversa é um hidrocarboneto de peso molecular intermediário. Isso ocorre porque todo o óleo móvel deve se mover através da zona de combustão. Dessa forma, a combustão reversa consome um percentual maior do óleo original que a combustão direta. Entretanto, o movimento do óleo através da zona de alta temperatura promove mais craqueamento do óleo, melhorando sua massa específica. Embora a combustão reversa tenha sido demonstrada em laboratório ela não foi provada em campo (Cruz, 2010).

A combustão seca direta é o procedimento de queima mais utilizado, consiste em injetar ar seco no reservatório para manter a frente de combustão que se desloca do injetor para o produtor (Tabasinejad e Karrat, 2006).

A ignição é marcada pela queima, sendo que em alguns casos é induzida por meios externos, como aquecedores elétricos ou injeção de agentes pirofóricos. Ela pode ser propagada por um fluxo contínuo de ar, ou através de outros artifícios, pois em alguns momentos a energia liberada das reações químicas não é suficiente. À medida que a frente avança no reservatório, várias zonas entre poços injetores e produtores são criadas em virtude do transporte de calor e de massa e das reações químicas. Estas zonas são denominadas como: zona queimada, zona de combustão (frente de combustão), zona de vaporização e craqueamento térmico, zona de condensação, banco de óleo e zona pura (óleo original) (Castanier e Brigham, 2002). Estas zonas podem ser visualizadas na Figura 2.2.

A combustão seca pode também ser classificada como combustão com ar enriquecido. Nesse tipo de combustão, o ar injetado contém concentração molar de oxigênio superior a 21%.

As vantagens desse tipo de combustão incluem: aumento no calor liberado pela frente de combustão, devido ao decaimento da razão de CO/CO₂, nos gases produzidos; miscibilidade de uma maior concentração de dióxido de carbono no óleo; e, finalmente, a baixa pressão parcial do oxigênio que ocasiona menores custos de compressão.

Na injeção de ar enriquecido, é esperado um aumento na temperatura da frente de combustão e um aumento do calor liberado à medida que a concentração de oxigênio do gás

injetado aumenta, ocasionando uma diminuição dos custos operacionais, e possivelmente afetando a estequiometria da reação de combustão. Entretanto, o custo de uma elevada concentração de oxigênio é a principal desvantagem (Rodriguez, 2004).

A combustão úmida, conhecida também por COFCAW é uma variação da combustão direta, onde a água é injetada com o ar simultaneamente ou de forma intermitente. Deve-se compreender que qualquer redução na queima de combustível resultante da injeção de água também reduz as exigências de ar. Isso aumentaria o desempenho econômico do processo. No entanto, o declínio no índice da queima deve ser alto o suficiente para manter a integridade da frente de combustão. Este ponto mostra a importância de se avaliar com cuidado a relação água/óleo na combustão úmida (Tabasinejad e Karrat, 2006).

Alguns ensaios experimentais e de campo mostraram que a combustão úmida reduz a quantidade de óleo queimado como combustível. Esse comportamento aumenta a quantidade de óleo deslocado, isso restringe a quantidade de ar exigida para queimar um volume específico de óleo do reservatório (Tabasinejad e Karrat, 2006).

2.2.1.2 Zonas de Combustão e Perfil de Temperatura

Durante o processo de combustão *in situ*, ocorre a formação de diversas zonas no reservatório. A Figura 2.2 apresenta as várias zonas formadas em um reservatório de óleo submetido a um processo de combustão *in situ*, enquanto a Figura 2.3 apresenta um perfil de temperatura entre o poço injetor e produtor, ilustrando as variações de temperatura pelas diversas zonas formadas no processo. Esta representação das zonas formadas é apenas uma idealização do que pode ocorrer no campo, podendo as zonas ter espessuras e sequências diferentes das apresentadas na Figura 2.1.

Próxima ao poço injetor encontra-se uma zona queimada através da qual a frente de combustão já passou. Todo o líquido foi removido da rocha, deixando somente poros saturados com ar.

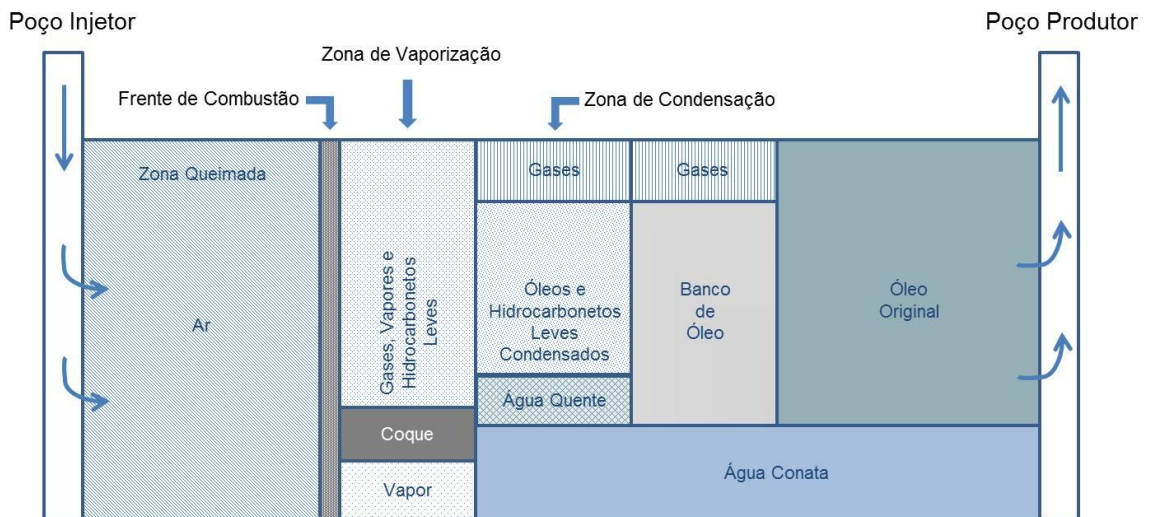


Figura 2. 2 – Representação das zonas formadas durante o processo de combustão in situ (Adaptado de Rosa et al., 2006)

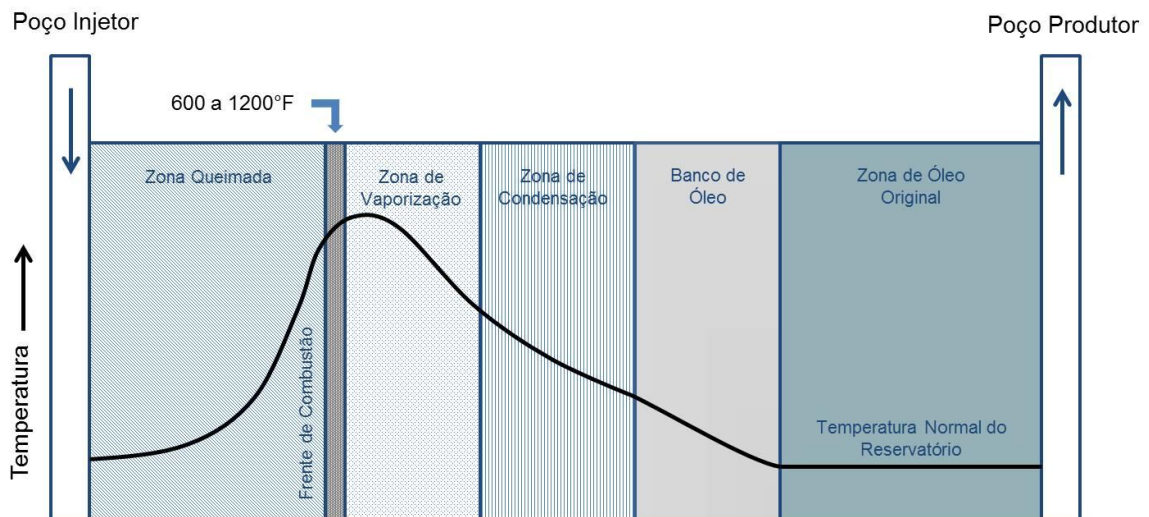


Figura 2. 3 – Detalhe do perfil de temperatura - Especificação em relação as zonas de combustão in situ (Adaptado de Rosa et al., 2006)

As temperaturas na zona queimada são mais altas nas proximidades da frente de combustão. Na frente de queima o combustível pesado depositado é queimado à temperatura de 600 °F (315 °C) a 1200 °F (630 °C).

Adiante da frente de combustão, na zona de vaporização, encontram-se os produtos da combustão, os hidrocarbonetos leves vaporizados e o vapor. As temperaturas através desta zona de combustão variam até aquela necessária para ferver a água na pressão do reservatório. Um valor típico é 400 °F (204 °C).

Logo após a zona de vaporização vem a zona de condensação, na qual o óleo é deslocado de vários modos. Os hidrocarbonetos leves condensados deslocam o óleo do reservatório miscivelmente; o vapor condensa-se criando um banco de água quente que também desloca o óleo; e os gases da combustão promovem um mecanismo de deslocamento por gás. As temperaturas nessa zona vão de 50 °F (10 °C) a 200 °F (40 °C) acima da temperatura inicial do reservatório.

O óleo deslocado pelo processo se acumula na próxima zona, o banco de óleo. Nessa zona a água conata imóvel, o óleo deslocado e alguns gases de combustão ocupam o espaço poroso. A temperatura é próxima da inicial, de modo que há pouco melhoramento quanto à viscosidade do óleo. Finalmente, adiante do banco de óleo encontra-se a região do reservatório não perturbado, isto é, que não foi ainda afetado pela frente de queima.

As características de deposição de combustível do óleo do reservatório são os parâmetros mais básicos no projeto de combustão *in situ*. O coque depositado como combustível é medido em unidades de massa por unidade de volume de rocha-reservatório. Se este valor é muito baixo, a combustão não se auto-alimenta. Se é muito alto, o movimento da frente é muito lento porque todo o combustível deve ser queimado antes que esta avance. A deposição de combustível determina também o volume de ar requerido para o avanço da frente através da rocha-reservatório. Na medida em que mais combustível é depositado, mais ar é requerido.

O volume de ar injetado por unidade de área da frente de combustão é outro fator importante de um projeto de combustão *in situ*. Os valores mínimos desse parâmetro, chamado de fluxo de ar, para manter a combustão dependem das condições do óleo e do reservatório, e podem ser medidos em laboratório. Abaixo desses valores mínimos a oxidação do óleo é baixa para gerar calor suficiente para manter a combustão. À proporção que o fluxo aumenta a partir desse valor mínimo, a velocidade da frente de combustão também aumenta e resultados mais rápidos de queima são obtidos. Aumentando-se o fluxo de ar, no entanto, reduz-se o tempo de contato do ar injetado com a frente, resultando em uma fraca utilização do oxigênio do ar. Com exceção dos estágios iniciais de um poço injetor, os projetos de campo operam com fluxo de ar muito baixo, com os valores típicos variando entre 3 e 9 m³std/h/m² de frente de combustão.

Normalmente os dados obtidos durante estudos de laboratório, que tentam reproduzir as condições de reservatório, são necessários para se avaliar o potencial do projeto e prever o seu desempenho.

A utilização do calor no processo de combustão direta é muito ineficiente porque o ar tem uma baixa capacidade de transportar calor. Somente cerca de 20% do calor gerado é carregado adiante da frente de combustão, onde é benéfico para a recuperação do óleo. O calor remanescente permanece atrás e é eventualmente perdido para as rochas capeadoras, acima e abaixo do reservatório.

Diversas variações do processo *in situ* foram propostas para aproveitar o calor perdido. Água pode ser injetada simultaneamente ou alternadamente com o ar, resultando em uma melhor distribuição do calor e menores necessidades de ar. Na zona queimada, a água é injetada e convertida em vapor, que atravessa a frente de combustão e aquece o reservatório adiante dela. O método de injeção de ar e água alternadamente é conhecido como COFCAW (combinação da combustão direta com a injeção de água). Dependendo do volume de água injetada, a frente pode ser parcialmente apagada, fazendo com que ela se mova para diante antes de queimar todo o combustível depositado.

Isso tem um efeito benéfico adicional: o de requerer menos ar para varrer o reservatório. A combustão reversa foi sugerida para uso com óleos muito viscosos. Em contraste com a combustão direta, a frente se move em sentido contrário ao fluxo de ar. A injeção é iniciada em um poço que mais tarde se torna produtor. Depois de estabelecida a ignição, o injetor inicial é colocado em produção e um outro é usado para injeção. O óleo aquecido na frente de combustão se move através da zona aquecida até o poço produtor. Este método torna possível a produção de óleos muito viscosos para fluir sob as condições do reservatório. O reservatório, porém, deve ter permeabilidade ao ar adequada para que o processo funcione. Neste processo, uma parte do óleo que flui é queimada e o ar requerido é frequentemente excessivo, apresentando portanto baixa eficiência (Rosa *et al.*, 2006).

2.2.1.3 Reações Químicas e Cinética do Processo

O processo de CIS não é simples. Comparada às outras técnicas de recuperação, envolve a complexidade adicional de reações químicas exotérmicas, com cinéticas de reação

dependentes da temperatura e da pressão, e ainda dependentes do transporte de oxigênio até a frente de combustão (Awoleke, 2007).

As diversas reações químicas associadas com o processo de CIS são agrupadas em três grandes grupos, associados a diferentes intervalos de temperatura:

- Reações de oxidação de baixa temperatura (OBT);
- Reações de oxidação de temperatura intermediária (OMT);
- Reações de oxidação de alta temperatura (OAT).

O desenvolvimento das reações de oxidação depende da composição do óleo, pressão, temperatura, do ar injetado, entre outros. Em baixa temperatura (OBT), a oxidação tende a ocorrer com a inserção de oxigênio nos hidrocarbonetos, formando compostos oxigenados como ácidos carboxílicos, aldeídos, cetonas, alcoóis e hidroperóxido. Reações OBT são causadas pela dissolução do oxigênio no óleo cru. O grau de dissolução depende da taxa de difusão das moléculas de oxigênio em óleo, sob temperaturas de reservatório. Óleos leves são mais susceptíveis à OBT do que os óleos pesados (Burger *et al.*, 1972).

Tem-se observado que estas reações aumentam a quantidade de combustível disponível para a combustão e causam um declínio substancial na recuperação de óleo advindo das zonas de destilação e craqueamento. Baixos fluxos de ar na zona de oxidação resultante de heterogeneidades do reservatório promovem a OBT. A combustão pobre, característica de óleos crus, também tende a promover OBT, devido ao fraco consumo de oxigênio (Alexander *et al.*, 1962).

A oxidação em médias temperaturas (OMT) engloba outros subtipos de reações, tais como a desidrogenação, craqueamento e condensação. Nas reações de desidrogenação, os átomos de hidrogênio são retirados dos hidrocarbonetos. Nas reações de craqueamento, a ligação carbono-carbono dos hidrocarbonetos mais pesados é rompida, resultando em hidrocarbonetos mais leves. E no caso das reações de condensação, o número de átomos de carbono nas moléculas aumenta resultando na formação de hidrocarbonetos mais pesados (Sarathi, 1999).

As reações entre o oxigênio proveniente do ar e o coque, as temperaturas acima de 350°C, são geralmente referidas como oxidação sob altas temperaturas (OAT). Estas reações caracterizam-se por serem heterogêneas (gás-sólido e gás-líquido), nas quais todo o oxigênio é consumido na fase de gás. O calor gerado dessas reações fornece a energia térmica que sustenta e propaga a frente de combustão.

Estudos indicam que reações OAT são heterogêneas e que o processo de queima envolve inúmeros fenômenos de transporte. A combustão (oxidação) é uma reação que pode ser quebrada, seguindo os passos abaixo (Scarborough e Cady, 1982):

1. Difusão de oxigênio da corrente de gás até a superfície do combustível.
2. Absorção do oxigênio na superfície.
3. Reação química com o combustível.
4. Liberação dos produtos de combustão.
5. Difusão dos produtos advindos da superfície até a corrente de gás.

A oxidação tende a ocorrer em altas temperaturas (OAT) devido à alta quantidade de comburente e de combustível, formando dióxido de carbono (CO₂), óxido de carbono (CO) e água (H₂O), ocorrendo rupturas nas ligações carbono/hidrogênio (Burguer e Sahuquet, 1972).

Além disso, outro aspecto importante para o processo de queima está relacionado com a variável velocidade que ocorre às reações citadas anteriormente sendo abordada pela cinética das reações, e também sendo prejudicado pela grande quantidade de reações que ocorrem durante a combustão *in situ*.

2.2.1.4 Tubos de Combustão *in situ*

Estudos com tubo de combustão, em laboratório, podem ser conduzidos para investigar os efeitos das variáveis envolvidas no processo de CIS, de forma independente, tais como: fluxo de injeção de ar, pressão do sistema, saturação de fluidos, propriedades do óleo cru, taxa de avanço da frente de combustão, consumo de combustível, volume de ar requerido, recuperação de óleo, e espessura da zona de combustão (Bagci, 1998).

A determinação destes parâmetros é essencial para a implantação do projeto de CIS, em campo, tendo em vista a complexidade do mesmo. Estes testes são mais rápidos e têm um menor custo, quando comparado aos experimentos pilotos de campo.

Dentre os parâmetros obtidos através de ensaios em um tubo de combustão, o mais importante é o da deposição de combustível, uma vez que determina a quantidade de ar que deve ser injetado na formação. A quantidade de combustível depositado na areia varia com os diferentes tipos de óleo e de rocha (Bagci, 1998). Se a quantidade de combustível for muito pequena (especialmente no caso de óleos leves), a frente de combustão pode se extinguir. Se for muito alta, a combustão se torna lenta e há um maior requerimento de ar, pois todo o combustível deve ser consumido para que a frente avance.

Outro parâmetro importante é a taxa de injeção de ar. Abaixo dos valores mínimos da taxa de ar, a oxidação do óleo é baixa para gerar calor suficiente para manter a combustão. À proporção que a taxa aumenta a partir desse valor mínimo, a velocidade da frente de combustão também aumenta e resultados mais rápidos de queima são obtidos. Aumentando-se o fluxo de ar, no entanto, reduz-se o tempo de contato do ar injetado com a frente, resultando em uma utilização ineficiente do oxigênio do ar (Rosa *et al.*, 2006).

Além desses parâmetros, podem-se destacar outros importantes como a composição do combustível, o volume do reservatório varrido pela zona de combustão, a taxa de produção de óleo, o fator de recuperação, os investimentos e os custos operacionais.

Os testes de laboratório em tubos de combustão são feitos em escala, porém diferenças entre os parâmetros da combustão do campo e os medidos em laboratório são esperadas. Essas divergências devem ser interpretadas como indicadores de que o projeto de campo não está operando nas mesmas condições dos testes laboratoriais. As condições que causam um pobre desempenho da queima ou instabilidades na queima devem ser bem entendidas, assim os dados do campo podem ser propriamente interpretados, e o projeto das estratégias operacionais pode aumentar o sucesso do mesmo em campo (Moore *et al.*, 1994).

2.3 Reservatórios de Óleos Pesados

2.3.1 Caracterização do Óleo Pesado

A correlação das propriedades de comportamento das fases de óleos crus convencionais, utilizada frequentemente, fundamenta-se nas equações de estado de Van Der Waals, como por exemplo, aquelas sugeridas por Peng-Robinson e Soave-Kwong. Essas equações requerem a determinação das seguintes propriedades, para cada componente da mistura: temperatura crítica (T_c) e pressão crítica (P_c), do fator de acentricidade (w) e dos coeficientes binários.

Uma prática comumente utilizada nos simuladores térmicos é dividir o óleo cru em um número limitado de pseudocomponentes. Vários autores têm apresentado métodos para subdividi-lo em frações ou pseudocomponentes. Esses modelos, em sua maioria, foram desenvolvidos a partir dos dados obtidos da caracterização de óleos leves. Então, a utilização em óleos pesados pode ser uma aproximação muito distante da realidade, visto que o óleo pesado tem uma maior quantidade de frações residuais, asfaltenos, resinas e um conteúdo menor de frações leves.

Um procedimento experimental para determinar as propriedades (massa molecular, densidade, composição molar e temperatura de bolha) dos pseudocomponentes de um óleo cru pesado é descrito no trabalho de Kok (1997). Nesse procedimento, o óleo morto é dividido em quatro frações: uma fração insolúvel, no pentano, e três frações remanescentes geradas através de um processo de destilação. As propriedades críticas dos pseudocomponentes, o fator de acentricidade e os coeficientes de interação são determinados utilizando-se tanto as propriedades dos pseudocomponentes obtidas de forma experimental quanto os modelos de caracterização apresentados na literatura (Goossen, 1996).

Modelar processos de CIS requer um extenso conhecimento do reservatório, assim como dos dados referentes à cinética de reações. A eficiência de alguns esquemas de recuperação avançada pode depender da composição do óleo em questão. Óleos pesados podem ser descritos composicionalmente por inúmeros métodos. A análise SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfalteno) divide o óleo em componentes de acordo com sua solubilidade, utilizando técnicas distintas. A fração de saturados consiste em material não

polar, incluindo cadeias saturadas de hidrocarbonetos lineares, ramificadas e cíclicas. Os aromáticos apresentam um ou mais anéis aromáticos, e são mais polarizáveis. As frações restantes, resinas e asfaltenos têm componentes polares. A distinção entre os dois consiste em que os asfaltenos são insolúveis em soluções com excesso de heptano (ou pentano) (Tianguague *et al.*, 2002).

Os asfaltenos são moléculas tão pesadas e resistentes que o oxigênio não os afeta até que eles atinjam altas temperaturas. Não sofrem praticamente nenhuma perda de massa devido à destilação e reações de baixa temperatura. Reações de baixa temperatura são consideradas muito fracas para os asfaltenos e ocasionam muito pouca perda de massa, assim como as reações de temperatura média. Isto significa que os asfaltenos são oxidados lentamente, com a produção de poucos componentes leves a altas temperaturas.

Os saturados mostram uma grande perda de massa até o fim do intervalo que delimita as reações, sob baixa temperatura. A oxidação das parafinas ocorre sob baixas temperaturas na fase líquida e a temperatura de oxidação parece não ser muito dependente do peso molecular. Os saturados também apresentam fracas reações de oxidação sob altas temperaturas. Portanto, saturados não contribuem muito para reações sob alta temperatura, na fase óleo.

Segundo Marín (2007), existe uma tendência atual de caracterização utilizando frações SARA. Adegbesan (1982) utilizou o método SARA para estudar as mudanças composicionais ocorridas no betume do Athabasca durante experimentos de oxidações a baixa temperatura. Freitag e Verkoczy (2005) estudaram a oxidação reativa de frações SARA para temperaturas entre 130 e 230 °C, mostrando que aromáticos, resinas e asfaltenos exibem um comportamento de oxidação similar, e que a fração dos saturados é reprimida quando agrupada com outras frações.

Kok e Keskin (2000) concluíram que a oxidação de cada constituinte de frações SARA, na combustão, é quase independente da presença de outros componentes, além do que, eles seguem seus próprios caminhos de oxidação. Essa propriedade permite prever o comportamento de combustão de um óleo a partir da composição dos quatro componentes SARA. Mesmo quando sua composição é modificada, a predição será precisa.

2.4 Planejamento Experimental e Otimização

O planejamento experimental representa um conjunto de ensaios estabelecidos com critérios científicos e estatísticos, que tem por objetivo determinar a influência de diversas variáveis nos resultados de um dado sistema ou processo. Esse objetivo maior pode ser dividido em outros objetivos de acordo com o propósito dos ensaios:

- Determinar quais variáveis são mais influentes nos resultados;
- Atribuir valores às variáveis influentes de modo a otimizar os resultados.

A seguir, destacam-se alguns benefícios da utilização das técnicas estatísticas de planejamento experimental:

- Redução do número de ensaios sem prejuízo da qualidade da informação;
- Estudo simultâneo de diversas variáveis, separando seus efeitos;
- Determinação da confiabilidade dos resultados;
- Realização da pesquisa em etapas, num processo iterativo de acréscimo para novos ensaios;
- Seleção das variáveis que influenciam num processo com número reduzido de ensaios;
- Representação do processo estudado através de expressões matemáticas;
- Elaboração de conclusões a partir de resultados qualitativos.

O planejamento experimental é uma ferramenta essencial no desenvolvimento de novos processos e no aprimoramento daqueles em utilização. Um planejamento adequado permite, além do aprimoramento de processos, a redução da variabilidade de resultados, a redução do tempo de análise e dos custos envolvidos.

Com relação aos projetos, o planejamento experimental permite a avaliação e comparação de configurações distintas, avaliação do uso de materiais diversos, a escolha dos parâmetros de projeto adequados a uma ampla faixa de utilização do produto e a otimização de seu desempenho (Button, 2005).

Os métodos de otimização surgiram em função da necessidade de aprimorar o desempenho nos mais diversos sistemas do cotidiano. Literalmente, otimização corresponde a tornar algo tão perfeito, efetivo ou funcional quanto possível. Desta forma, pode-se definir otimização como sendo um processo baseado em instruções que permitam obter o melhor resultado de uma dada situação (Barros Neto *et al.*, 2007).

2.4.1 Planejamento Fatorial

O planejamento fatorial tem sido muito aplicado em pesquisas básicas e tecnológicas e é classificado como um método do tipo simultâneo, onde as variáveis de interesse, que realmente apresentam influências significativas na resposta, são avaliadas ao mesmo tempo.

Para realizar um planejamento fatorial, escolhem-se as variáveis a serem estudadas e efetuam-se experimentos em diferentes níveis destes fatores. A seguir, são realizados experimentos para todas as combinações possíveis dos níveis selecionados.

Para obter o número total das possíveis combinações utiliza-se o princípio fundamental da contagem, isto é, se houver n_1 níveis do fator 1, n_2 do fator 2, ..., e n_i do fator i , o planejamento será um fatorial do tipo $n_1 \cdot n_2 \cdot \dots \cdot n_i$.

Para estudar o efeito de qualquer fator sobre a resposta é preciso trabalhar e observar o resultado da variação desse mesmo fator. Isso implica a realização de ensaios em pelo menos dois níveis desse fator (Barros Neto *et al.*, 2007).

De um modo geral, o planejamento fatorial pode ser representado por n^α , onde " α " é o número de fatores e " n " é o número de níveis escolhidos. Além disso, os planejamentos fatoriais do tipo 2^α são os mais comuns. Um dos aspectos favoráveis deste tipo de planejamento é a realização de poucos experimentos.

Podem existir planejamentos fatoriais nos quais seja interessante explorar uma ou mais variáveis com números de níveis diferentes das demais. Desta forma, a representação do fatorial passa a ser, por exemplo, $2^\alpha \cdot 3^\beta \cdot 5^\gamma$, isto é, 2, 3 e 5 são níveis para as variáveis α , β e γ , respectivamente (Chemkeys, 2008).

Nas simulações computacionais, as réplicas são desnecessárias devido à obtenção dos resultados serem os mesmos para quantas repetições forem realizadas.

2.4.1.1 Planejamento Fatorial Fracionado

É evidente que no método do planejamento fatorial, o número de experimentos pode ser muito elevado, mesmo que se trabalhe com um fatorial de dois níveis, pois depende do número de variáveis que serão avaliadas. Desta forma, é possível executar um planejamento fatorial parcial sem que seja necessária a determinação de todos os parâmetros de interação. Neste caso, pode-se diminuir o número de experimentos, como também determinar os efeitos mais importantes (efeitos principais e de interações de segunda ordem). Este tipo de planejamento fatorial é chamado de *Planejamento Fatorial Fracionado* (Chemkeys, 2008).

Os fatoriais fracionados mais aplicados são os do tipo $2^{\alpha-1}$, e são chamados de "1/2 fatorial", onde α é igual ao número de variáveis estudadas. Fatoriais com outras frações também podem ser aplicados.

2.4.1.1.1 Construção do Planejamento Fatorial Fracionado

- Fatorial Fracionado $2^{\alpha-1}$:

Faz-se o planejamento fatorial 2^{α} completo nas variáveis $(\alpha - 1)$; os sinais das $(\alpha - 1)$ variáveis são multiplicados e encontra-se o sinal para a última variável, para cada um dos experimentos a serem realizados.

A vantagem que o planejamento fatorial fracionado apresenta sobre o planejamento fatorial completo é de permitir avaliar os efeitos principais e de interações de segunda ordem com um número menor de experimentos. Por outro lado, a desvantagem evidente é que para avaliar os efeitos de interação de ordem superior é necessário completar o fatorial com experimentos adicionais (Medeiros, 2008).

2.4.2 Tratamento Estatístico

O estudo da influência dos parâmetros da rocha-reservatório e a otimização dos parâmetros operacionais foram realizados através do programa STATISTICA 6.0.

O STATISTICA é uma ferramenta abrangente para análise de dados, gráficos, base de dados de gestão e desenvolvimento de aplicações personalizadas. Com um sistema de seleção básico e avançado, atua em diversas áreas, tais como mineração, economia, ciências sociais, investigação biomédica, ou de engenharia. Todas as ferramentas analíticas oferecidas na linha do programa STATISTICA estão disponíveis como parte de um pacote integrado que pode ser usado em tarefas de certa complexidade. Simples macros gravadas podem automatizar a operação de rotina e o desenvolvimento, em larga escala, por exemplo, personalizando extensões que integram o STATISTICA com outras aplicações, ou com empreendimentos de grandes dimensões, Internet ou computação em ambientes Intranets (Statsoft, 2008).

Através da inserção de variáveis independentes (parâmetros escolhidos) e dependentes (como exemplo: produção acumulada de óleo, água e gás, fator de recuperação, etc), o programa desenvolve Diagramas de Pareto, Superfícies de Resposta e Curvas de Níveis, mostrando as variáveis que influenciam no processo e em que cenários obtêm-se os melhores resultados para a variável estudada.

2.4.2.1 Diagrama de Pareto

O Diagrama de Pareto é uma ferramenta gráfica de análise utilizada na estatística, que permite colocar os dados em uma ordem hierárquica, ajudando a identificar e avaliar os parâmetros e as interações mais significativas sobre cada variável de resposta considerada em um processo.

No Diagrama de Pareto, os efeitos cujos retângulos ultrapassarem à direita da linha divisória ($p = 0,05$) são estatisticamente significativos, ao nível de 95% de confiança em relação aos demais. Enquanto os efeitos positivos estão associados a um aumento da variável resposta, os efeitos negativos indicam que um aumento daquele parâmetro reduz a variável resposta considerada.

A Figura 2.4, mostra um exemplo de um Diagrama de Pareto, em que as maiores influências são dadas pelos fatores “T” (linear) e “C/L” (quadrática).

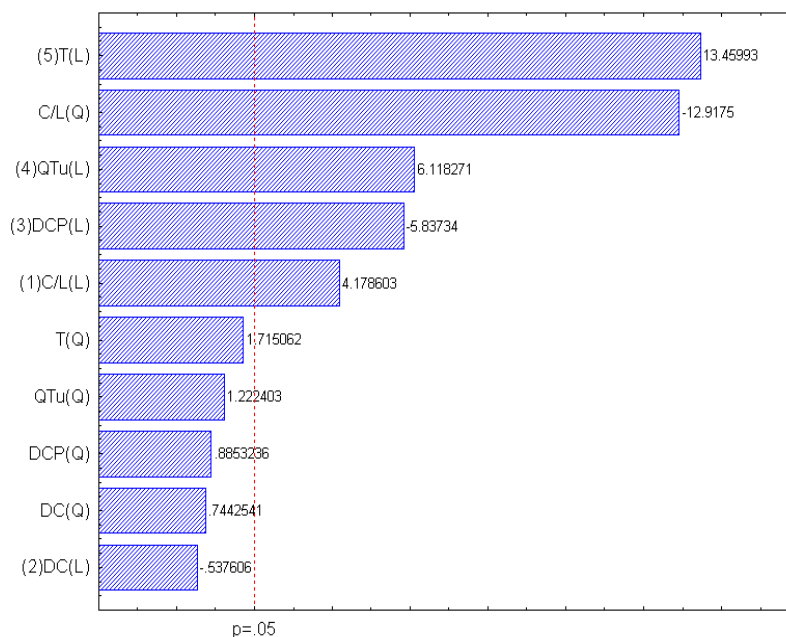


Figura 2. 4 – Exemplo da Representação do Diagrama de Pareto (Medeiros, 2008)

2.4.2.2 Superfície de Resposta

Este método é classificado como um método simultâneo, sendo, em geral, utilizado na etapa de otimização propriamente dita. Sua aplicação permite selecionar a combinação de níveis ótimos na obtenção da melhor resposta para uma dada situação.

No método das análises de superfície de resposta são realizados planejamentos fatoriais, cujos resultados são ajustados a modelos matemáticos. Essas etapas, conhecidas como etapas de deslocamento e modelagem, são repetidas várias vezes, mapeando a superfície de respostas obtidas na direção da região de ponto ótimo desejado. A modelagem normalmente é feita ajustando-se os modelos mais simples, como o linear e o quadrático. Por sua vez, o planejamento fatorial executado geralmente constitui-se de um número pequeno e pré-determinado de experimentos, que são determinados através do ajuste conseguido para o modelo que foi aplicado na etapa imediatamente anterior. Outro detalhe importante é o uso das variáveis em sua forma escalonada, de forma que suas grandezas não interfiram no desenvolvimento do processo de otimização. A Figura 2.5 representa um exemplo de uma superfície de resposta, na qual tem-se maior produção de água (WP) para completção, no centro, e localização k, também no centro, do reservatório (parte mais vermelha). A região vermelha mais intensa representa a superfície de maior resposta e a verde a de menor resposta (Barros Neto *et al.*, 2007).

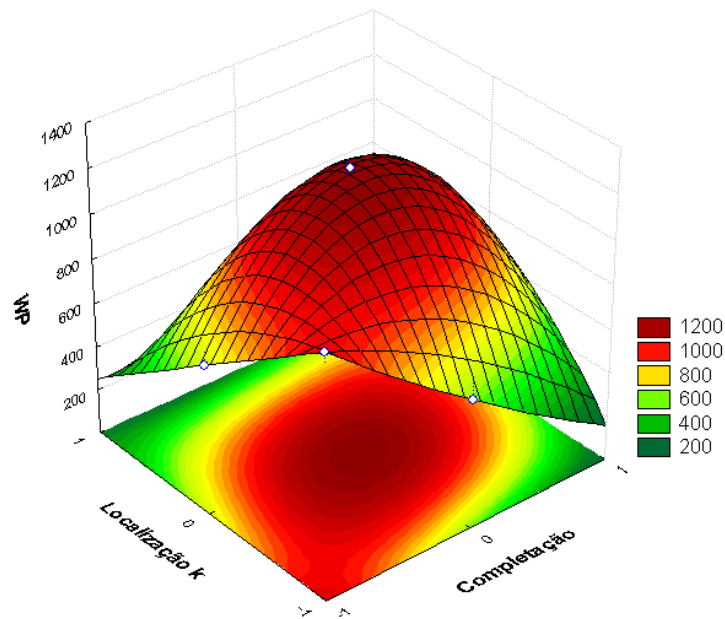


Figura 2. 5 – Exemplo de Representação da Superfície de Resposta (Medeiros, 2008)

2.4.2.3 Curvas de Nível

É a projeção de uma superfície em um plano, isto é, a representação 2D da superfície de resposta modelada. A Figura 2.6 mostra curvas de nível que relaciona temperatura (T) com completção/localização (C/L), na qual se pode observar que a máxima resposta do sistema (região ótima de trabalho) é encontrada nas combinações de altas temperaturas com a completção/localização, em seus níveis mínimos ou máximos, sendo os níveis: máximo (+1), intermediário (0) e mínimo (-1).

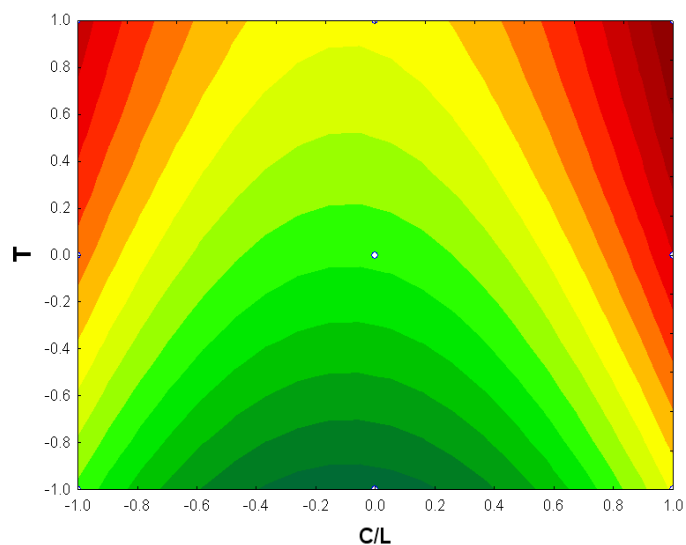


Figura 2. 6 – Exemplo de Representação de Curvas de Nível (Medeiros, 2008)

2.5 Análise Técnico Econômica

Segundo Hirschfeld (2000), em termos simples, o estudo de viabilidade de um empreendimento é caracterizado como o exame de um projeto a ser executado, a fim de verificar sua justificativa, levando-se em consideração os aspectos jurídicos, administrativos, comerciais, técnicos e financeiros.

O objetivo de uma análise técnico-econômica é verificar os fatores comerciais e financeiros relativos à aplicação das técnicas envolvidas na concretização de um determinado investimento. Essa análise serve de referência inicial para as fases seguintes do projeto.

Alguns termos estão presentes no cotidiano de quem deseja promover uma análise como essa, entre eles o “Fluxo de Caixa”, definido por Castiñera (2008) como “uma série de pagamentos ou recebimentos que se estima ocorrer em determinado intervalo de tempo”, ou a expressão “Receita”, que segundo Rozenfeld (2008), corresponde a “estimativa de venda de produtos e subprodutos gerados pela produção”.

Ainda entre essas denominações, Rozenfeld (2008) inclui os custos e as despesas. Os custos estão relacionados com a produção de bens secundários e as despesas com a obtenção de receita.

Atualmente, existem diversas modalidades de indicadores financeiros, adequados às mais diversas necessidades por parte do investidor. A escolha deve ser direcionada pelos objetivos e vantagens exclusivas de cada um desses indicadores. Para o estudo em questão, foi eleito o método denominado Valor Presente Líquido – VPL, pois possibilita antecipar o nível de atratividade de um investimento, determinando o valor atual (presente) de pagamentos futuros. Esse método tem o objetivo de encontrar um valor no período denominado inicial, a partir do fluxo de caixa resultante de uma série de custos e despesas (Hirschfeld, 2000 *apud* Medeiros, 2012).

A Equação 2.1, apresentada a seguir, mostra a fundamentação envolvida para a aplicação do VPL, com a descrição detalhada dos termos incluídos.

$$VPL = \sum_0^n \frac{F_n}{(1+i)^n} - C_0 \quad (2.1)$$

Onde:

VPL: Valor Presente Líquido

F_n : Fluxo de caixa no período “n”

i: Taxa mínima de atratividade

n: Número de períodos envolvidos no fluxo de caixa

C_0 : Custos iniciais

Os valores para o VPL indicam as possibilidades do investimento. Caso o VPL resulte positivo (+), espera-se um investimento economicamente viável, com incrementos no ativo do investidor. Se o VPL for nulo (zero), o investimento poderá ser economicamente viável, mas não haverá qualquer alteração no ativo do investidor. Em outras palavras, é possível desenvolver o investimento sem prejuízos ou ganhos. A última possibilidade refere-se a um VPL negativo (-), que representa um investimento economicamente inviável, com perdas para o ativo do investidor.

Rozenfeld (2008) especifica um modo ainda mais claro do significado desse tipo de análise: “Analisar a viabilidade econômica-financeira de um projeto significa estimar e analisar as perspectivas de desempenho financeiro do produto resultante do projeto”. No presente estudo, esse produto diz respeito ao óleo e seus derivados, e para tanto, faz-se necessário envolver as denominações e técnicas aplicáveis na indústria petrolífera.

Para a aplicação do VPL a estudos que abordam a produção de óleo e derivados, é importante incluir uma rápida explanação acerca de dois termos técnico-econômicos essenciais. Primeiramente, os “Custos Iniciais”, do original, “*Capital Expenditures – CAPEX*”, que Castiñera (2008) interpreta como investimentos realizados para o desenvolvimento do campo, capacitando-o para a produção do óleo, incluindo a perfuração de poços, instalações de superfície, e vias de escoamento da produção. O segundo termo, “Custos

de Operação” ou “*Operational Expenditure – OPEX*” estão definidos em Nunes (2009) como “o custo dispendido continuamente para manter a produção de um produto ou serviço ou para manter em funcionamento um negócio ou um determinado sistema”.

Diante disso, verifica-se a importância dessa análise econômica para constatar financeiramente a viabilidade do projeto uma vez que o mesmo envolve uma série de investimentos que devem ser contabilizados para vislumbrar e estimar valores quando da aplicação do método em campos de petróleo.

2.5.1 Valor Presente Líquido do Método CIS

Conforme observado anteriormente, o Valor Presente Líquido – VPL, consiste em transportar para o tempo inicial todos os custos e todas as receitas oriundas do projeto, ou seja, calcula-se o valor atual do fluxo de caixa, utilizando a taxa mínima de atratividade. Representa uma antecipação financeira dos resultados do projeto, caso o mesmo seja realizado. A Equação 2.1 apresenta o cálculo representativo para o VPL e a Equação 2.2 para o fluxo de caixa.

$$F_n = R - D \quad (2.2)$$

Onde:

F_n : Fluxo de caixa no período “n”

R : Receitas

D : Dispêndios

As Equações 2.3 e 2.4, descrevem a base para o cálculo das receitas e dispêndios, e as Equações 2.5 e 2.6 descrevem, de modo mais detalhado, o cálculo desses componentes.

$$R = V_{Prod} \cdot P \quad (2.3)$$

$$D = C_{Prod} + C_{OM} \quad (2.4)$$

Onde:

V_{Prod} : Volume de óleo produzido (m^3 std)

P: Preço do barril de petróleo (US\$)

C_{Prod} : Custo de produção (US\$)

C_{OM} : Custo de operação e manutenção (US\$)

$$R = \Delta NP_{anual} \cdot P_{\acute{o}leo} \quad (2.5)$$

$$D = \Delta NP_{anual} \cdot CP_{\acute{o}leo} + \Delta WP_{anual} \cdot CP_{\acute{a}gua} + CI_{Ar_{anual}} + CEI_{Ar} \cdot Q_{inj} \cdot 365 \quad (2.6)$$

Onde:

ΔNP_{anual} : Produção anual acumulada de óleo (m^3 std)

ΔWP_{anual} : Produção anual acumulada de água (m^3 std)

$P_{\acute{o}leo}$: Preço de venda óleo (US\$/ m^3)

$CP_{\acute{o}leo}$: Custo de produção do óleo (US\$/ m^3)

$CP_{\acute{a}gua}$: Custo de produção da água (US\$/ m^3)

CI_{Ar} : Custo de injeção de ar (US\$/ano)

CEI_{Ar} : Custo da eletricidade para injeção do ar (US\$/ m^3)

Q_{inj} : Vazão de injeção (m^3 /dia)

Podem ser adotados valores nulos para os custos de injeção de ar, quando estes não forem aplicáveis, ao exemplo do VPL para a recuperação natural.

Substituindo as Equações 2.7 e 2.8 na Equação 2.2, obtém-se:

$$F_n = \Delta NP_{anual} \cdot P_{\acute{o}leo} - (\Delta NP_{anual} \cdot CP_{\acute{o}leo} + \Delta WP_{anual} \cdot CP_{\acute{a}gua} + CI_{Ar_{anual}} + CEI_{Ar} \cdot Qinj \cdot 365) \quad (2.7)$$

Substituindo a Equação 2.8 na Equação 2.2, obtém-se:

$$VPL = \sum_0^n \frac{\Delta NP_{anual} \cdot P_{\acute{o}leo} - (\Delta NP_{anual} \cdot CP_{\acute{o}leo} + \Delta WP_{anual} \cdot CP_{\acute{a}gua} + CI_{Ar_{anual}} + CEI_{Ar} \cdot Qinj \cdot 365)}{(1+i)^n} - C_0 \quad (2.8)$$

Esse trabalho apresenta uma análise técnico-econômica, com o objetivo de fazer uma comparação mais completa das configurações estudadas. Para tal, foi necessária uma estimativa de análise de custo para avaliar a vazão de injeção de ar em função da produção acumulada de óleo (Np) e de água (Wp), através do cálculo do valor presente líquido (VPL). Nessa análise foram considerados: o preço de venda do petróleo, o preço do compressor (para compressão do ar injetado), o custo com a energia elétrica e o custo da produção do óleo. Não foram incluídos os custos relacionados ao capital inicial nem outros custos adicionais, sendo então considerada uma análise simplificada.

Capítulo III
Estado da Arte

3 Estado da Arte

Os estudos direcionados à recuperação suplementar em reservatórios têm sido estudados por diversos autores visando incorporar os métodos de recuperação às necessidades dos reservatórios. Algumas propostas são apresentadas pela indústria petrolífera, outras pela área acadêmica, mas a maioria constitui projetos realizados através do esforço conjunto dessas duas esferas.

De acordo com a literatura existente, o processo CIS foi utilizado no Canadá em 1920 e na Rússia na década de 30 (Sarathi, 1999). Em meados de 1940, o conceito de queimar uma porção de óleo com a finalidade de melhorar a produção de petróleo começou a receber atenção de grandes empresas, tendo assim, os primeiros testes realizados em laboratórios com o intuito de se obter os parâmetros que controlassem o processo (Kuhn e Koch, 1953). Esses trabalhos de laboratório culminaram em projetos nos Estados Unidos, no estado de Oklahoma, os quais se mostraram bem sucedidos tecnicamente e abriram caminho para um maior desenvolvimento da tecnologia de recuperação de óleo por combustão *in situ* (Gonçalves, 2010).

Clark *et al.* (1963) descreveram as operações de campo no Condado de Crawford utilizando o método de CIS FRY. As operações de campo foram divididas em três fases: estudos preliminares de engenharia, ignição e testes de funcionamento. O projeto piloto utilizou o modelo de malha *five-spot* invertido. Nos testes de injeção de ar, foram utilizados antigos poços na área de injeção de ar, e um novo poço perfurado especialmente para o ensaio, sendo posteriormente perfurados quatro novos poços para os testes do estudo. Todos os campos antigos, nas proximidades do teste piloto, foram abandonados para eliminar qualquer possibilidade de fuga de gás às formações adjacentes. Testes de injeção de ar e outros estudos de engenharia também foram realizados. Após a conclusão dos testes, a ignição foi realizada com um acendedor elétrico de 40 kW. A operação do ensaio de CIS FRY foi um pouco diferente do funcionamento habitual de campos petrolíferos, com exceção da alta taxa de injeção de ar. Nenhuma dificuldade foi encontrada, com a conclusão dos testes em poços. Não houve problemas incomuns de corrosão ou emulsão e também não foram identificados problemas mecânicos.

Henry e Ramey (1970) descreveram o processo de CIS, considerando os principais aspectos relacionados ao método, bem como as várias aplicações nos anos de 1950 e 1960 investigados e descritos na literatura. O artigo discute o pequeno número de empreendimentos comerciais, utilizando CIS como sendo resultado de vários fatores, tais como: ocorrência de sérios problemas operacionais e de investimento, custos operacionais elevados, descoberta do processo de injeção cíclica de vapor e realinhamento de prioridades de investimentos causadas por esforços de exploração *offshore* e árticas. Entretanto, o artigo destaca que as melhorias no processo, bem como a implementação de novas tecnologias, tornam possível e provável a aplicação da CIS como um método de recuperação importante nas operações em todo o mundo, no futuro.

Kumar (1987) realizou um estudo com o método de CIS, em escala laboratorial e tridimensional, tendo como principal objetivo validar um simulador térmico para a identificação dos parâmetros de entrada que afetavam os resultados e determinavam os efeitos da injeção de oxigênio. De acordo com a pesquisa, o teste experimental foi realizado em um tubo de combustão (2,65m de comprimento e 2,17in de diâmetro interior) adiabático, com paredes finas (0,0025in) de aço inoxidável para minimizar a condução de calor e preenchido com areia esmagada, com uma pressão atuante de 2000 psia. O teste tridimensional foi realizado com o simulador desenvolvido pela *Computer Modelling Group (CMG)* que permitia quatro fases (óleo, água, gás e combustíveis sólidos), sendo responsável por todos os processos físicos e químicos ocorridos durante o processo de CIS. Para ser compatível com o arranjo experimental, o tubo foi dividido em 12 blocos para o modelo base (com dois refinamentos, 24 e 48 blocos) e aquecido externamente para obtenção da ignição. O óleo cru utilizado tinha 26°API e um peso molecular de 290 g/mol, sendo subdividido em dois pseudocomponentes: óleo leve com um peso molecular de 156,7 g/mol e óleo pesado com 675 g/mol. Foi possível constatar que os dados apresentados pelo simulador coincidiram com os laboratoriais, validando o instrumento. Para tanto, os resultados foram sensíveis à permeabilidade relativa, pressão capilar perto da saturação de água irreduzível e diminuição do coeficiente de equilíbrio do pseudocomponente óleo leve. Contudo, não apresentaram sensibilidade relacionada à cinética de combustão e tamanho do bloco. A combustão úmida causou uma diminuição no consumo de combustível e aumento nas taxas de produção e no avanço da frente de combustão.

Islam et al. (1989) realizaram uma discussão em detalhes sobre vários aspectos e mecanismos envolvidos nas operações de CIS, apontando vantagens e desvantagens dos processos experimentais já realizados com intuito de fornecer dados para um simulador ideal desse método de recuperação. O artigo também comenta o estado da arte em relação à modelagem do processo e algumas operações de campo. Uma descrição completa do modelo da CIS é apresentado nesse estudo, bem como são apontadas as dificuldades de implementação desse método de recuperação.

Moore (1993)(A) estudou o método de CIS como uma técnica de recuperação avançada que oferece muitas vantagens sobre outros processos, tais como: um mecanismo de acionamento em geral mais eficiente, menos consumo de energia e menor impacto ambiental total. Embora esse processo tenha sido estudado em laboratório e no campo, desde 1920, quando foi patentado, ainda é um método pouco aplicado. Segundo o autor, isto se deve, principalmente, a uma falta de compreensão de como realmente funciona a combustão. Esse artigo examinou algumas das razões pelas quais alguns projetos falharam no passado e discutiu os diversos parâmetros que indicam, ou não, onde estão ocorrendo os problemas com o processo. Após essa análise, oferece sugestões sobre o modo correto de oxidação e de aplicação em projetos de campo.

Coates e Lorimef (1995) estudaram uma nova estratégia do método de CIS, ou seja, o processo de cima para baixo (reversa), através de uma análise laboratorial detalhada. O processo visa à superação de alguns dos problemas que têm limitado o sucesso da aplicação da CIS, em reservatórios com formações de areia e de óleo pesado, envolvendo a propagação estável de uma frente de combustão a partir do topo para o fundo de um reservatório, explorando a drenagem por gravidade do óleo mobilizado. Alguns parâmetros operacionais foram investigados, incluindo, principalmente, a injeção de fluxo de ar, o grau de pré-aquecimento e injeção de ar normal *versus* injeção de ar com enriquecimento de oxigênio. Para complementar a investigação experimental, a simulação numérica térmica - Simulador STARS - foi aplicada ao processo de CIS, incorporando a reação cinética. Após a pesquisa, os autores discutiram o sucesso do teste experimental, bem como a aplicação do modelo em escala de campo.

Freitag e Exelby (1995) estudaram a importância relativa à produção de óleo pesado, utilizando o processo de CIS, bem como as estratégias para o desenvolvimento de uma boa

produção. Para obter maiores informações, foram realizados testes de combustão, considerando características de dois reservatórios distintos: um contendo óleo pesado e outro contendo betume. Ao contrário da crença convencional, os resultados mostraram que, antes do avanço do vapor, as propriedades do petróleo produzido foram muito mais influenciadas pela destilação a vapor que pelas reações do processo. O óleo produzido apresentou grandes diferenças nas propriedades e na composição quando comparado com o óleo original. Globalmente, os resultados ajudaram a fornecer algumas orientações para o desenvolvimento de melhores estratégias para as operações em campo, tornando os resultados mais eficientes em relação aos aspectos econômicos e ambientais.

Moore et al. (1999)(B) discutiram alguns problemas de funcionamento que têm contribuído para a falta de sucesso do processo de CIS como método de recuperação de petróleo. Descreveram que muitos dos problemas identificados no processo de combustão podem ser atribuídos à falta de entendimento da cinética do processo. Testes de tubos de combustão de laboratório têm sido utilizados por muitos anos como meio de avaliar os parâmetros necessários para a concepção dos projetos de campo. Alguns comportamentos anormais afastaram os conceitos clássicos de combustão, sendo os mesmos observados durante 20 anos de experiências de laboratório realizadas pelo Grupo de Pesquisa em Combustão *in situ* da Universidade de Calgary. O grupo realizou 267 testes de tubo de combustão em mais de 30 diferentes reservatórios em todo o mundo a partir de 1993. Esses testes envolveram óleos com gravidade entre 6° e 40° API, em pressões de até 20 MPa. Cerca de 65 dos mesmos utilizaram 95% de oxigênio enriquecido. Os testes de tubo de combustão, bem como uma extensa pesquisa em outras áreas, levaram à formulação de procedimentos operacionais em relação à cinética de combustão que podem ser utilizados para explicar o comportamento anormal ao fogo, em laboratório e em campo. A compreensão das condições que causam o pobre desempenho da queima (falta de ar ou oxigênio e de combustível, baixa produção de óleo) ou instabilidades de queimas, ou seja, o avanço não uniforme da frente de combustão. Esse estudo é necessário para que os dados de campo possam ser devidamente interpretados e as estratégias operacionais possam ser projetadas a fim de aumentar a probabilidade de sucesso dos projetos de campo. Além disso, o artigo fornece um breve histórico de projetos de campo brasileiros e discute alguns dos comportamentos anormais que foram encontrados em campo e em laboratório.

Moore et al. (1999) (C) descreveram o processo de modernização catalítica para óleos pesados, utilizando o método de CIS. Devido à existência, atualmente, de uma grande oferta de óleos pesados e que são relativamente pouco rentáveis para produzir, esse processo é especialmente favorável para a implementação, utilizando a CIS, para gerar gases reativos, como por exemplo, o CO, e para conduzir um poço de petróleo mais próximo do aquecimento do catalisador. Dois tubos de laboratório foram construídos para testar esse conceito. Foi utilizado óleo pesado bruto do Oriente Médio passível de combustão. A presença de uma zona aquecida de processamento final não afetou o desempenho da combustão. Após a prévia passagem de óleo e gases de combustão, ao longo do catalisador, verificou-se uma melhoria substancial na produção de petróleo, incluindo um nível de 50% da hidrogenodessulfurização, bem como uma diminuição considerável da densidade e da viscosidade. Apesar de se observar a eficiência da utilização do catalisador no processo, verificou-se a presença de uma grande quantidade acumulada de coque, podendo, eventualmente, diminuir o desempenho do sistema. Esse coque pode ser removido, em pequena escala, pelo processo de combustão reversa.

Dunn-Norman et al. (2002) discutiram processos para recuperação sustentável de óleo pesado, em reservatórios rasos, a baixos custos, utilizando métodos inovadores de perfuração e completação combinados com desenvolvimento e caracterização de reservatórios na Pensilvânia. Nessas jazidas, a recuperação de óleo pesado mostrou ser difícil, pois não ocorria fluxo através de condições naturais. A vazão era baixa, devido à profundidade dos reservatórios (menores que 61m), à alta viscosidade do óleo (18 °API e 1000 cP) e, conseqüentemente, às pressões reduzidas. Historicamente, a indústria estudou e desenvolveu diversos métodos térmicos, incluindo injeção de vapor, injeção de CO₂, CIS, aquecimento elétrico, estimulação por explosivos e aplicação de solventes, em conjunto com outros métodos. As técnicas mais recentes envolvem a injeção de vapor, processo que vem sendo operado com sucesso, há vários anos. A recuperação econômica para reservatórios de óleo pesado requer um processo que seja viável técnica e economicamente. Esse estudo detalhou diversos processos para recuperação sustentável em reservatórios com as características citadas, dentre eles, fraturas horizontais induzidas com Recuperação Microbiológica e Aquecimento Geral Indireto, além de processos geoquímicos e geofísicos para exploração e perfuração.

Farouq (2003) apresentou a importância da aplicação dos métodos de recuperação convencionais, bem como as novas tecnologias promissoras para o estudo de óleo pesado e

areias betuminosas atualmente no mundo. Essas novas tecnologias estão promovendo a exploração de reservatórios considerados impróprios para operações comerciais. Além dos métodos de recuperação bem sucedidos no mercado, como: injeção contínua e cíclica de vapor, outros processos de recuperação, como a CIS, tem sido menos bem sucedidos, mas condições dos reservatórios especiais podem justificar a sua aplicação. O autor discutiu os principais métodos térmicos utilizados para recuperação de óleos pesados, bem como analisou, sucintamente, alguns aspectos econômicos importantes que devem ser levados em consideração nos projetos, como por exemplo, a viabilidade técnica e ambiental.

Gerritsen et al. 2004 apresentaram o projeto de uma nova ferramenta de simulação do processo de CIS, baseada em experimentos laboratoriais extensivos conduzidos para validar os dados e estudar os efeitos das variáveis do processo de combustão. Os autores verificaram como os aditivos de sais metálicos podem promover e sustentar a combustão através do aumento da oxidação e craqueamento dos hidrocarbonetos.

Rodriguez (2004) propôs um modelo analítico para a zona de combustão, possibilitando calcular a temperatura e a espessura da frente de combustão, utilizando ar enriquecido. O modelo apresentado permitiu dimensionar a quantidade de combustível consumido nas reações químicas. Os ensaios experimentais foram realizados com óleo entre 9 a 11°API e ar com 21%, 30% e 40%, respectivamente, de oxigênio. A utilização do ar enriquecido aumentou a temperatura e a velocidade da frente de combustão, diminuindo o tempo inicial para a produção de petróleo.

Rodriguez e Mamora (2005) apresentaram um novo modelo de análise da zona de combustão, em experiências com tubos de combustão. No modelo discutido, a quantidade de combustível é baseado em cinética de reações - a concentração de combustíveis e a composição de gás produzido são baseadas na estequiometria de combustão - e a quantidade de calor gerado é baseada em um equilíbrio térmico. Seis experimentos foram realizados nesse estudo. Esse novo modelo de análise visou ajudar os pesquisadores a compreender melhor o enriquecimento de oxigênio no processo de CIS. Os principais objetivos do estudo foram avaliar o enriquecimento de oxigênio no processo de CIS, utilizando óleo bruto (10 °API), Campo da Venezuela, bem como desenvolver um modelo analítico da zona de combustão, que descreve o consumo de combustível, o calor gerado, os gases de combustão, e os perfis de temperatura para os experimentos realizados com tubos de combustão. Com a

realização do estudo, observou-se que as temperaturas da zona de combustão e os perfis de temperatura estavam de acordo com os dados experimentais para a faixa de concentração de oxigênio no ar injetado utilizados nos experimentos. Em relação à temperatura, a mesma variou entre 450 °C e 475 °C em uma concentração molar de oxigênio de 21% e 40%, respectivamente. Observou-se também que com a injeção de ar enriquecido com oxigênio, a frente de combustão aumentou a velocidade de 13,4cm/h (concentração molar de 21% de oxigênio) para 24,7cm/h (concentração molar de 40% de oxigênio), reduzindo assim o início da produção de petróleo de 3,3h para 1,8h. No campo, a utilização da injeção de ar enriquecido com oxigênio poderia traduzir-se em produção de petróleo, anterior comparado com a injeção de ar.

Romeiro e Moreno (2006) consideraram dados e resultados obtidos em campos já explorados ou em fase de exploração, relacionando-os aos fatores envolvidos na recuperação de óleos pesados. A partir desses tópicos, atribuíram vantagens e desvantagens de aplicação para vários métodos térmicos (injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, CIS, THAI, SAGD) e métodos de produção fria (injeção de água, injeção de polímeros, injeção de gases miscíveis), tendo em vista o tipo de óleo em foco e as características dos reservatórios, fazendo uma comparação entre os mesmos. Afirmaram que a injeção de vapor vem sendo aplicada para reservatórios em terra e em águas rasas com boa permeabilidade (maior que 1000mD). Entretanto, existem limitações para aplicação deste e de outros métodos térmicos em águas profundas, resultantes principalmente da pressão crítica de vapor e das perdas térmicas na coluna de injeção. Relataram também, que muitos problemas verificados na CIS, tais como a perda do controle do poço (*blowout*), sensibilidade às heterogeneidades do reservatório, instabilidade e perda de injetividade do ar, podem ser minimizados ou eliminados na configuração do THAI. Por fim, chegaram à conclusão de que a recuperação percentual em campos de óleos pesados é maior que naqueles de óleos convencionais.

Awoleke (2007) investigou o efeito de características geológicas existentes no reservatório através de simulações numéricas utilizando o simulador comercial - *STARS* e ensaios experimentais, principalmente na forma de diferentes escalas de heterogeneidade, no processo CIS. A pesquisa envolveu a realização de uma variedade de experiências de forma sistemática. Primeiramente, os experimentos cinéticos foram realizados para as duas amostras de óleo contido em uma mistura qualquer de areia e caulinita ou em seu reservatório natural. Foi realizada uma sondagem dos efeitos da pressão, vazão, íons metálicos e sobre a natureza

das reações químicas que ocorreram. Experiências com tubos de combustão também foram realizadas com o objetivo de investigar o efeito das heterogeneidades geológicas sobre o processo de CIS, bem como o monitoramento espacial e temporal da propagação de uma frente de combustão completamente desenvolvida, em meio poroso com duas diferentes escalas de heterogeneidade, definidas como pequena (alguns centímetros) e grande (pés). Após a realização do estudo, os principais resultados descritos foram: o avanço da frente de combustão através da seção de porosidade dupla, em pequena escala de heterogeneidade, indica que a CIS pode ser implementada com sucesso, em reservatórios com pequenas heterogeneidades; simulações computacionais de sistemas de qualidade semelhantes às do laboratório produziram resultados qualitativamente consistentes com os dados experimentais. Os testes são melhores se realizadas tanto no material como no reservatório natural, bem como sobre uma mistura artificial de meios porosos. Isto é observado devido às diferenças entre os dois, como por exemplo: a composição, a capacidade catalítica e o teor de hidrocarbonetos presentes.

Pereira (2008) desenvolveu um estudo do comportamento oxidativo de um óleo pesado brasileiro com o objetivo de obter parâmetros cinéticos a partir dos dados experimentais gerados nas técnicas clássicas de análise térmica como TG, DTA e DSC. A análise térmica foi sistematicamente desenvolvida em amostras de óleo e óleo com areia. Os dados experimentais nela obtidos foram tratados para a realização de um estudo cinético global de acordo com diferentes modelos cinéticos não-isotérmicos convencionais e isoconversionais, gerados por método integral ou diferencial, todos baseados no modelo cinético de Arrhenius. Como resultado do estudo termoanalítico, foram identificadas três regiões de oxidação: de baixa temperatura (OBT), de transição e de alta temperatura (OAT). Verificou-se uma maior intensidade na variação de massa e energia na faixa de OAT e um efeito de resistência de transferência de massa no final da OBT (efeito “skin”). Como resultado do estudo cinético, todos os modelos estudados forneceram valores de energia de ativação maiores na OAT do que na OBT. Observou-se ainda que a presença de areia contribuiu para as reações OAT e dificultou o início da OAT devido a acentuação do efeito “skin”.

Chicuta e Trevisan (2009) apresentaram uma técnica de recuperação avançada de petróleo através do método de CIS. Ensaios experimentais foram realizados com óleo pesado de 12,8 °API procedente de um campo em terra (*onshore*) no Brasil a fim de avaliar a

influência da argila no meio poroso com saturações iniciais de óleo variando de 25 a 50 %. O aparato experimental utilizado consistiu em: sistema de injeção de fluido, tubo de combustão, sistema de produção de fluidos, sistema de análise gasosa e gasômetro, e sistema de aquisição e análise de dados. Os resultados experimentais obtidos mostraram que o fenômeno da combustão é possível para o óleo e a rocha testados. Além disto, esses testes forneceram parâmetros importantes que indicam a ocorrência de reações de oxidação. A argila tem um papel fundamental na deposição de combustível e conseqüentemente na propagação da frente de combustão. Na ausência de argila no meio poroso, a frente não foi sustentada, enquanto que, na sua presença, foi obtido um comportamento da frente de combustão estável. Já o aumento da saturação de óleo ocasionou um maior depósito de combustível. Temperaturas entre 457 a 501°C foram obtidas na frente de combustão e fator de recuperação de óleo acima de 84%. Verificou-se que as velocidades da frente de combustão variaram entre 14,1 a 18,3cm/h. Além disso, uma melhora na qualidade do óleo entre 3,2 a 8,4°API foi observada no óleo produzido. Os parâmetros básicos da combustão – consumo de combustível, ar requerido, razão ar/combustível, razão atômica de H/C, utilização de O₂ – obtidos durante os experimentos foram favoráveis à implantação do método de CIS e serviram de guia para o projeto piloto de campo.

Liu et al. (2009) investigaram o potencial híbrido do método CIS, a recuperação de CO₂ no sistema e o processo de re-injeção de CO₂, tentando assim manter as vantagens do processo de CIS, bem como garantir significativas reduções das emissões de CO₂ no meio ambiente. O objetivo do estudo foi testar a hipótese de que, enquanto a re-injeção de CO₂ produzido não extingue a frente de combustão, a recuperação de petróleo em geral não deve ser muito reduzida. Investigações numéricas de um pseudo modelo 2D do processo CIS híbrido foram realizadas utilizando o simulador comercial STARS da CMG. O estudo mostrou que reciclagem de CO₂ de volta ao reservatório substitui parte do ar normalmente injetado, podendo ser benéfico para a redução do CO₂ produzido, bem como provoca o aumento da produção de petróleo. Observou-se que o CO₂ reciclado para o sistema se dissolve facilmente na fase óleo, resultando em menor viscosidade do petróleo e melhores taxas de produção. Os resultados das simulações numéricas apresentaram uma justificativa para as propostas combinadas do processo de CIS/CO₂. Os cálculos numéricos sugeriram que a reciclagem do CO₂, em uma operação de CIS é viável e benéfica. Para as condições das simulações realizadas, a temperatura da frente de combustão não foi comprometida pela redução da concentração de O₂ no fluxo de injeção. O aumento das taxas de reciclagem do

CO₂ aumentou a taxa de recuperação de petróleo de forma significativa e o aumento da reciclagem do CO₂ reduziu o volume de líquido acumulado de CO₂ produzido, evitando a necessidade de um destino final para esse material.

Ribeiro (2009) estudou o método CIS como uma técnica promissora de recuperação de óleos pesados, descrevendo a modelagem numérica de dois experimentos efetuados em escala de laboratório, com um óleo com 12,8°API advindo de um campo candidato para um projeto piloto, no Brasil. O estudo numérico foi desenvolvido utilizando o simulador comercial STARS, da CMG. O objetivo foi analisar o processo, para um modelo físico correspondente ao tubo de combustão utilizado. O modelo de fluido foi ajustado através do simulador para um total de sete componentes: óleo pesado, óleo leve, CO₂, O₂, N₂, H₂O e coque. Dois processos de combustão foram investigados, o primeiro é o modelo clássico descrito pelo STARS da CMG, e o segundo é baseado no modelo de Marín (2007), constituído de frações SARA (saturados, aromáticos, resinas e asfalteno). Os resultados numéricos foram ajustados de acordo com os dados obtidos do experimento. As conclusões sobre o estudo se referem às influências de cada variável sobre o processo global de CIS, em especial a energia de ativação e a entalpia de reação. Além disso, concluiu-se que o modelo de fluido e o modelo de reações são fundamentais no ajuste de histórico, assim como a presença de reações sob altas temperaturas são imprescindíveis para se prever o deslocamento e comportamento da frente de combustão.

Silva (2010) apresentou uma metodologia de trabalho aplicável ao desenvolvimento de projetos de CIS, utilizando dados de ensaios laboratoriais, simulação numérica e análise dimensional. O estudo objetivou contornar problemas identificados em escala laboratorial devido à CIS envolver uma variedade de fenômenos que ocorrem simultaneamente, como por exemplo, transferência de massa, calor, reações químicas, entre outros. Foi utilizado um modelo físico desenvolvido a partir de tubos de combustão e através da análise dimensional, foram desenvolvidos três modelos de simulação sobre o modelo físico, em escalas diferentes: o modelo menor foi dimensionado a partir das medidas do tubo de combustão; no modelo maior, foram dimensionadas as medidas de um campo de petróleo; e, no modelo intermediário, as dimensões foram dez vezes maiores que o modelo menor e cinco vezes menor que o modelo de campo. No estudo, foram utilizados dados sintéticos da composição de óleo e propriedades permoporosas. Os resultados obtidos foram coerentes e mostram que

existem correlações entre as variações geométricas dos modelos e os fenômenos de transferência de massa, transferência de energia e reações químicas.

Dayal et al. (2010) investigaram e aplicaram o processo de CIS, no campo de óleo pesado de Balol, situado no estado de Gujarat, na Índia, com intuito de aumentar a produção e melhorar a recuperação de petróleo. A injeção de ar ($0.7 \text{ MMSm}^3/\text{d}$) resultou no aumento da produção de petróleo de $350 \text{ m}^3/\text{d}$ para cerca de $700 \text{ m}^3/\text{d}$, com a correspondente redução na média da água de corte de 80 % para 55 %. Os resultados de campo indicaram que o método de recuperação não é arcaico e tem força para deter a invasão forte da água no processo. A CIS pode aumentar significativamente a produção e recuperação do óleo, se aplicado na perspectiva correta. Os autores discutem que o processo deve ser encarado como uma técnica de deslocamento, e não apenas como um método térmico convencional. O processo apresenta oportunidades significativas, em reservatórios de petróleo convencional e pesado, para adicionar reservas. O bom entendimento do processo, bem como as experiências práticas de aplicações, em campo, podem ser atenuados pela adoção de novas tecnologias e propostas de engenharia presentes atualmente no mercado. Desde que seja projetado e operado no modo de alta temperatura de oxidação, o processo de CIS obterá sucesso em relação às frações de óleo recuperado.

Araújo (2012) realizou um estudo paramétrico do método THAI com produção de óleo em poços horizontais, usando um reservatório semisintético, com características das encontradas no Nordeste Brasileiro. As simulações foram realizadas no simulador comercial de processos térmicos, STARS da CMG. Foram realizadas análises dos parâmetros operacionais: vazões de injeção, configuração dos poços e concentração de oxigênio. O estudo de sensibilidade dos fatores foi realizado com a técnica de análise de planejamento experimental, com uma combinação de dois e três níveis, totalizando 36 simulações, 18 para cada modelo, em função da produção acumulada de óleo (N_p). Foi realizada a análise de sensibilidade dos parâmetros, análise de diferentes condições operacionais, análise da vazão de injeção e uma estimativa econômica de análise de custo para cada modelo de fluido. Os resultados mostraram que a vazão de injeção foi o parâmetro que apresentou maior influência significativamente para os dois modelos de fluidos analisados auxiliando na formação da frente de combustão reduzindo assim, a viscosidade do óleo favorecendo a produção.

Os trabalhos já realizados e mencionados anteriormente, permitiram um melhor entendimento do processo CIS, e serviu como referência e embasamento para a definição dos parâmetros (reservatório e operacionais) a serem analisados nesse estudo. Com base neles foi possível realizar uma pesquisa detalhada para constatar quais desses parâmetros mais influenciam o método de combustão *in situ*.

Capítulo IV
Materiais e Métodos

4 Materiais e Métodos

Este capítulo tem como objetivo delinear o planejamento e o direcionamento das ações que serão desenvolvidas com base nos resultados que se deseja alcançar. O ponto inicial foi o estudo do método térmico de recuperação de combustão *in situ*, e suas possibilidades de aplicação em reservatórios de óleos pesados, sendo consideradas as características obtidas através da revisão bibliográfica, como também as análises realizadas para definição dos principais pontos, além dos níveis de ação.

Para a realização do estudo foi necessário prever o comportamento dos fluidos (óleo, água e gás) em um determinado reservatório, cujo método de recuperação adotado seja a combustão *in situ*. Para aplicação do processo é necessário a injeção de ar ou ar enriquecido com oxigênio para que provoque a combustão no interior do reservatório e assim recuperar o óleo nele contido. Após análise dos resultados obtidos é possível auxiliar futuras decisões práticas operacionais como, por exemplo, quantos poços perfurar, onde perfurá-los, quanto produzir, etc. Uma ferramenta fundamental para essa previsão é a simulação computacional de reservatórios, que consiste na solução numérica dos sistemas de equações diferenciais parciais que modelam o processo.

Além da obtenção de dados é necessário realizar um planejamento experimental coerente com o estudo, que possibilite uma avaliação qualitativa e quantitativa da influência dos fatores sobre a resposta de interesse, bem como, das interações entre eles. Para desenvolver esse padrão de experimentos podem ser empregados planejamentos fatoriais completos ou fracionados. O objetivo principal é verificar a sensibilidade e otimizar sistemas, isto é, maximizar ou minimizar algum tipo de resposta, sendo conveniente utilizar as metodologias de análise baseadas na modelagem por mínimos quadráticos conhecidas como: curvas de nível, superfície de resposta e diagramas de Pareto.

4.1 Ferramentas computacionais

Os módulos utilizados para o desenvolvimento do presente trabalho foram: *WinProp*, *Builder* e o *STARS* que são programas da CMG (*Computer Modelling Group*).

4.1.1 WinProp – CMG

O WinProp é um programa projetado pela CMG (versão 2010.10) com a finalidade de modelar o comportamento de fase e propriedades dos fluidos do reservatório. Essa ferramenta ajuda na compreensão da distribuição das propriedades de fluidos dentro do reservatório e a interação com o fluido injetado. Esse *software* pode ser utilizado para representar condições de reservatório ou de superfície, sendo possível caracterizar com precisão sistemas de fluidos do reservatório por meio de correspondência ou experiências de laboratório PVT. O WinProp ainda pode ser utilizado para agrupar os componentes, simulação de processos de contato múltiplo, ajuste de dados de laboratório através da regressão, estudos de miscibilidade, entre outros.

4.1.2 Builder – CMG

O Builder é um programa usado na preparação de modelos de simulação de reservatórios onde se cria o arquivo de entrada para os módulos IMEX (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator*), STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) e GEM (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*), pertencentes à CMG. Esse *software* abrange todas as áreas dos dados fornecidos, inclui a criação e importação de malhas e suas propriedades, localização de poços, importação de dados de produção, importação ou criação de modelos de fluidos, propriedades rocha-fluido e condições iniciais. O arquivo de entrada (.dat) foi criado utilizando o modelo de fluido, o modelo de reservatório, as reações químicas, a configuração dos poços, entre outros.

4.1.3 STARS – CMG

O processo foi realizado através de um simulador comercial, STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) – versão 2010.10, um simulador numérico trifásico de múltiplos componentes da CMG desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo.

Podem ser utilizados como dados de entrada inúmeros modelos de malha e modelo físico, tanto na escala de laboratório quanto de campo, que consistem nas características do meio (propriedades físicas da rocha-reservatório), propriedades dos fluidos e condições de

contorno (descrição das fronteiras do reservatório), processo de recuperação (método, quantidade, orientação, distribuição e atribuições dos poços) e condições iniciais. Como resultado, obtém-se a união desses fatores, por exemplo, a produção e vazão de óleo e água em cada poço produtor, além de outros.

Os sistemas de malha podem ser cartesianos ou cilíndricos e o reservatório pode ter profundidade e espessura variáveis. Podendo ser utilizadas configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

4.1.4 STATISTICA

O estudo da influência para os parâmetros da rocha-reservatório e a otimização dos parâmetros operacionais foram realizados através do programa *STATISTICA 6.0*.

O *STATISTICA* é uma ferramenta abrangente para análise de dados, gráficos, base de dados de gestão e desenvolvimento de aplicações personalizadas. Com um sistema de seleção básico e avançado, atua em processos de mineração de dados, negócios, ciências sociais, investigação biomédica, ou de engenharia. Todas as ferramentas analíticas oferecidas na linha do programa *STATISTICA* estão disponíveis como parte de um pacote integrado que pode ser usado em tarefas de certa complexidade. Simples macros gravadas podem automatizar a operação de rotina e o desenvolvimento em larga escala, por exemplo, personalizando extensões que integram o *STATISTICA* com outras aplicações, ou com empreendimentos de grandes dimensões, internet ou computação em ambientes intranets (Statsoft, 2008).

Através da inserção de variáveis independentes (parâmetros escolhidos) e dependentes (como exemplo: produção acumulada de óleo, água e gás, fator de recuperação, etc), o programa desenvolve um Diagrama de Pareto e Superfícies de Resposta, mostrando as variáveis que influenciam no processo e em que cenários obtém-se os melhores resultados para a variável estudada.

4.2 Modelagem do Reservatório

Nesta seção são apresentados o modelo físico e as propriedades da rocha-reservatório e as interações rocha-fluido. O modelo de fluido e as características do reservatório foram selecionados em função das especificidades da região do Nordeste Brasileiro.

4.2.1 Modelo Físico

Procurando obter uma boa descrição do reservatório, optou-se por adotar um modelo físico homogêneo relacionado com dados reais, utilizando um reservatório semissintético com características de campos do Nordeste Brasileiro, que contém considerável riqueza de informações.

A configuração dos poços obedece ao padrão de malha *five-spot* invertido, que é constituída de um poço injetor no centro da malha e quatro produtores nos vértices. Tendo em vista a simetria de resultados do modelo adotado (homogeneidade) e o tempo de simulação, a malha foi constituída de $\frac{1}{4}$ de *five-spot*, ou seja, $\frac{1}{4}$ de produtor e $\frac{1}{4}$ de injetor, como representado na Figura 4.1.

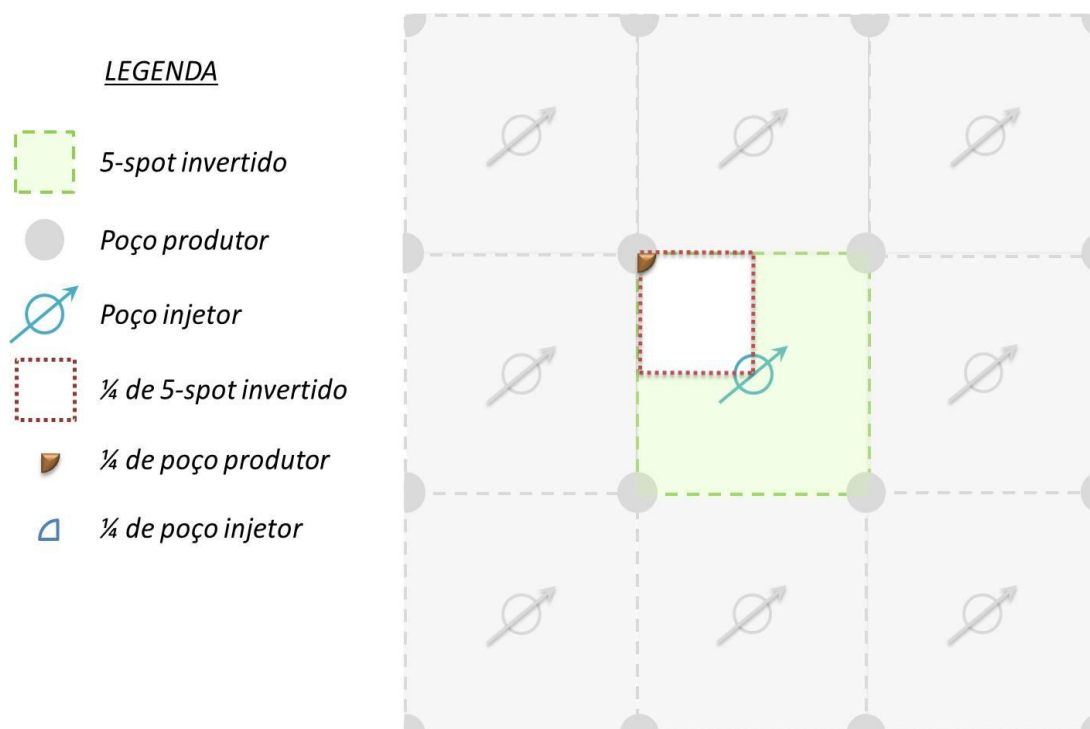


Figura 4. 1 – Representação da malha *five-spot* invertida (Adaptado de Medeiros, 2012)

O reservatório é constituído por uma zona de óleo, gás e água. Considera-se que não existe fluxo de fluidos através dos limites do reservatório e são reconhecidas as seguintes afirmações:

- Existem as seguintes fases: água, óleo, gás e sólida;
- Existem 6 (seis) pseudocomponentes: óleo pesado (C_{21+}), óleo médio (C_{11-20}), óleo leve (C_{6-10} e C_{1-5}); gás inerte (CO_2 e N_2); 2 (dois) componentes: oxigênio (O_2) e a água (H_2O); e coque (C);
- A fase óleo é composta pelos componentes dos óleos: pesado, médio e leve;
- A fase água é composta só por água;
- Existem 6 (seis) reações químicas que compõem o sistema: duas representam as reações de craqueamento do óleo pesado (o óleo pesado é quebrado em dois componentes: óleo médio e coque), três reações de oxidação que ocorrem com os dois pseudocomponentes e a última reação envolve a oxidação do coque, essa reação é a responsável por sustentar a propagação da frente de combustão;
- Existe um sólido nos fluidos a ser considerado que é o coque.

4.2.2 Modelagem da Malha

O sistema selecionado utiliza coordenadas cartesianas nas direções “i”, “j” e “k”, com dimensões de 140 m x 140 m x 24 m, totalizando 470.400 m³ (9.375 blocos), que constituem a malha de simulação representados na Figura 4.2.

Para a determinação do refinamento mais adequado às características do processo de combustão *in situ*, realizaram-se simulações do modelo proposto com diferentes margens de discretização, e que serão discutidas posteriormente, na seção 4.3.1.

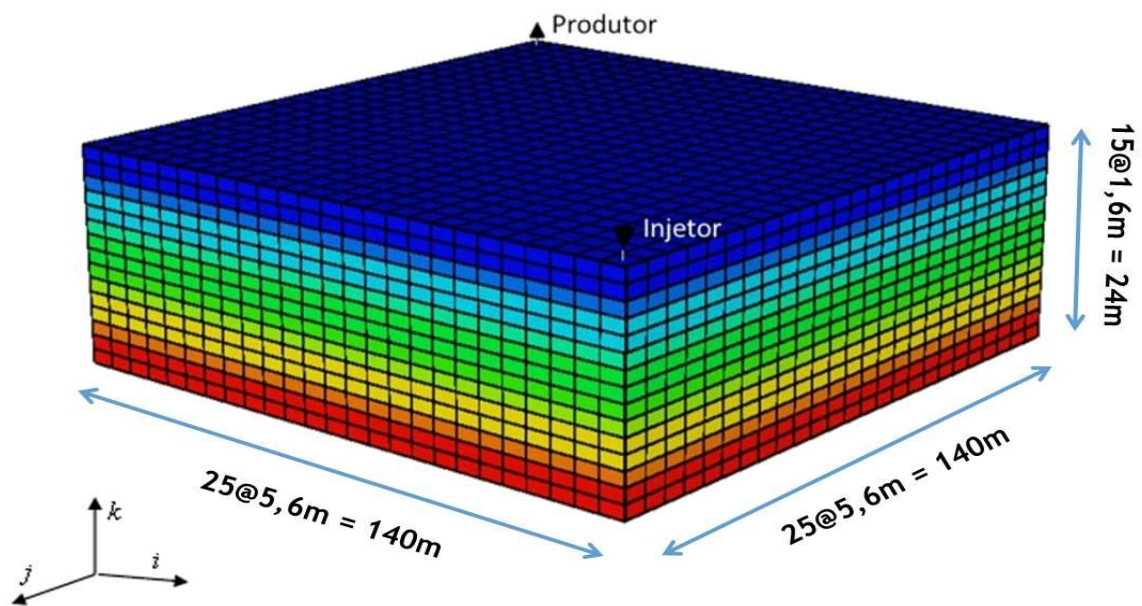


Figura 4. 2 – Modelo Base 3D

4.2.3 Modelo de Fluido

O modelo de fluido utilizado foi o composicional. Esse tratamento composicional leva em consideração não somente a pressão e a temperatura do reservatório, mas também as composições das diversas fases presentes no meio poroso. Sendo assim, o óleo não é mais admitido como sendo formado por um único componente a exemplo do *black oil*, mas sim, pelos diversos hidrocarbonetos constituintes do óleo, como C_1 , C_2 , C_3 , etc. Geralmente, o número de hidrocarbonetos é muito grande, e dessa forma, costuma-se agrupar esses diversos componentes em pseudocomponentes.

Simular considerando o modelo de fluido composicional poderia representar melhor a realidade, uma vez que dentro do reservatório existem inúmeras frações de óleo, dentre elas, as mais leves que no início do projeto seriam mais rapidamente produzidas, deixando para o final, as frações mais pesadas que seriam produzidas através do incremento de temperatura no reservatório (Carvalho, 2011).

O objetivo desse agrupamento é reduzir o tempo computacional que um tratamento mais rigoroso exigiria. As simulações *black oil* são aplicáveis para muitos tipos de reservatórios, entretanto a ocorrência do fenômeno de transferência de massa e atualização do óleo *in place*, por exemplo, exige um maior nível de sofisticação para caracterizar o

comportamento do processo adequadamente. Na Tabela 4.1 estão representadas as frações molares de todos os componentes presentes no modelo de fluido utilizado no estudo.

Tabela 4. 1 – Fração Molar dos Componentes do Modelo de Fluido

Componentes	Fração Molar (%)	Componentes	Fração Molar (%)
N ₂	0,27	C ₁₉	4,03
CO ₂	0,45	C ₂₀	3,61
C ₁	9,90	C ₂₁	3,43
C ₂	0,18	C ₂₂	3,26
C ₃	0,27	C ₂₃	3,09
IC ₄	0,10	C ₂₄	2,94
NC ₄	0,13	C ₂₅	2,79
IC ₅	0,04	C ₂₆	2,65
NC ₅	0,05	C ₂₇	2,51
C ₆	0,05	C ₂₈	2,39
C ₇	0,07	C ₂₉	2,27
C ₈	0,10	C ₃₀	2,15
C ₉	0,04	C ₃₁	2,04
C ₁₀	0,12	C ₃₂	1,94
C ₁₁	0,63	C ₃₃	1,84
C ₁₂	0,73	C ₃₄	1,75
C ₁₃	1,39	C ₃₅	1,66
C ₁₄	2,06	C ₃₆	1,58
C ₁₅	2,73	C ₃₇	1,50
C ₁₆	1,41	C ₃₈	1,42
C ₁₇	2,15	C ₃₉	1,35
C ₁₈	1,53	C ₄₀₊	25,42

Após a realização dos ajustes das equações de estado e dos dados experimentais com os calculados através da regressão numérica, torna-se necessário analisar os agrupamentos em pseudocomponentes para avaliar as possíveis influências das configurações dos fluidos na simulação de reservatório submetidas ao método de recuperação especial (CIS) aplicado para estudo.

Esses componentes foram agrupados em 6 (seis) pseudocomponentes, sendo: óleo pesado (C_{21+}), óleo médio (C_{11-20}), óleo leve (C_{6-10} e C_{1-5}), gás inerte (CO_2 e N_2); 2 (dois) componentes: oxigênio (O_2) e a água (H_2O), e o coque (C).

A Tabela 4.2 apresenta os agrupamentos e o percentual de cada componente e pseudocomponentes. Esse agrupamento foi realizado desta forma devido à informação dos modelos cinéticos das reações químicas presentes em trabalhos utilizados como referência (Araújo, 2012) para realização do presente estudo.

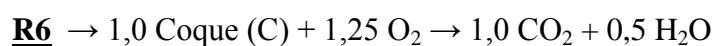
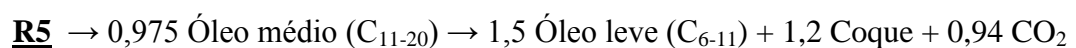
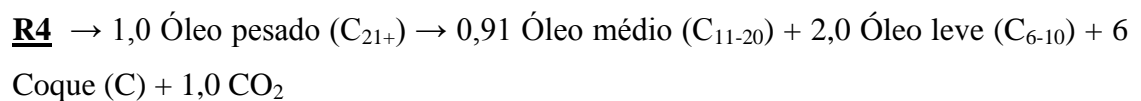
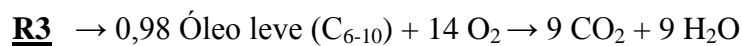
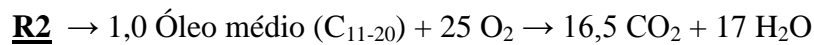
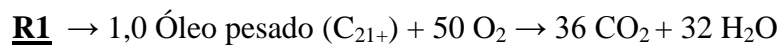
Tabela 4. 2 – Agrupamento e Percentual da cada Componente e Pseudocomponente

Nordeste Brasileiro	Fração Molar Inicial(%)
H_2O	0
O_2	0
$CO_2 - N_2$	0
C_{21+}	70
C_{11-20}	20
C_{6-10}	10
C_{1-5}	0
C (coque)	0

Esse modelo de fluido foi denominado de “Nordeste Brasileiro”, pois foi construído a partir de dados e informações de campo semelhantes da Bacia Potiguar.

4.2.4 Características das Reações Químicas

Dentre as reações químicas participantes no modelo, as três primeiras (R1, R2 e R3) representam as reações de oxidação que ocorrem com os três tipos de óleo (pesado, médio e leve), tendo como produto gás carbônico (CO₂) e água (H₂O). As reações 4 e 5 (R4 e R5) representam o craqueamento do óleo pesado (C₂₁₊) e óleo médio (C₁₁₋₂₀). A reação 6 (R6) envolve a oxidação do coque (C). As reações químicas incluídas no modelo denominado “Nordeste Brasileiro” foram as seguintes:



A energia de ativação (EA) é a energia necessária para que a reação possa ser desencadeada e a entalpia de reação (ΔH) representa a energia liberada para cada mole reagido durante o processo. Nesse caso valores positivos representam reações exotérmicas. O fator de frequência de reação (FFR) tem a função de representar a constante de Arrhenius. A Tabela 4.3 resume os dados de entrada no simulador STARS referentes às reações químicas.

Tabela 4. 3 – Dados do Modelo de Reações Químicas (Adaptado – Rojas, 2010 e Araújo, 2012)

Variáveis	Reação (1)	Reação (2)	Reação (3)	Reação (4)	Reação (5)	Reação (6)
FFR	302000E5	302000E5	302000E5	4,167E5	4,167E5	0,004167E5
ΔH (Btu/lbmol)	6,51392E5	36,17280E5	16,81920E5	0,16000E5	0,16000E5	1,84000E5
EA (Btu/lbmol)	0,32785E5	0,32785E5	0,32785E5	0,28800E5	0,28800E5	0,28800E5

4.2.5 Condições Iniciais

Nesta seção são definidas as condições iniciais do reservatório, ou seja, as características apresentadas antes de qualquer alteração a ser efetuada. As propriedades foram baseadas em dados de reservatórios reais do Nordeste Brasileiro e dados disponíveis na literatura.

4.2.5.1 Propriedades da Rocha-Reservatório

Os valores das demais propriedades do reservatório são apresentados na Tabela 4.4 e das propriedades da rocha na Tabela 4.5.

Tabela 4. 4 – Propriedades do Reservatório

Propriedades	Valor
Profundidade do reservatório (m)	200
Saturação de água conata (%)	30
Saturação inicial de óleo (%)	70
Temperatura inicial (°C)	37,8
Pressão inicial (psi)	285
Volume de óleo original – óleo <i>in place</i> (m ³ std)	82.320

Tabela 4. 5 – Propriedades da Rocha

Propriedades	Valor
Compressibilidade Efetiva da Rocha (1/Pa)	$4,4 \cdot 10^{-7}$
Condutividade Térmica da Rocha (J/m.s.°C)	1,73
Condutividade Térmica da Água (J/m.s.°C)	0,61
Condutividade Térmica do Óleo (J/m.s.°C)	0,13
Condutividade Térmica do Gás (J/m.s.°C)	0,04
Permeabilidade Horizontal - Kh (mD)	1.000
Permeabilidade Vertical - Kv (mD)	100
Porosidade - ϕ (%)	25

4.2.5.2 Saturação Inicial

A Figura 4.3 representa graficamente a saturação inicial de óleo (S_o) no reservatório do modelo base.

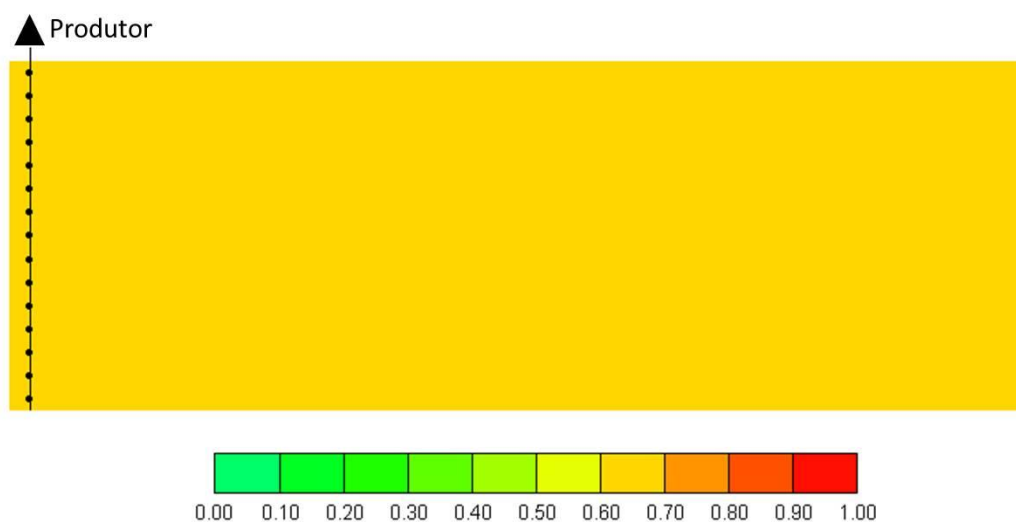


Figura 4. 3 – Mapa de Saturação Inicial do Óleo – Modelo Base

4.2.5.3 Permeabilidades Relativas

A representação das curvas de permeabilidade relativa para o sistema água-óleo e para sistema gás-líquido estão apresentadas, respectivamente, nas Figuras 4.4 e 4.5.

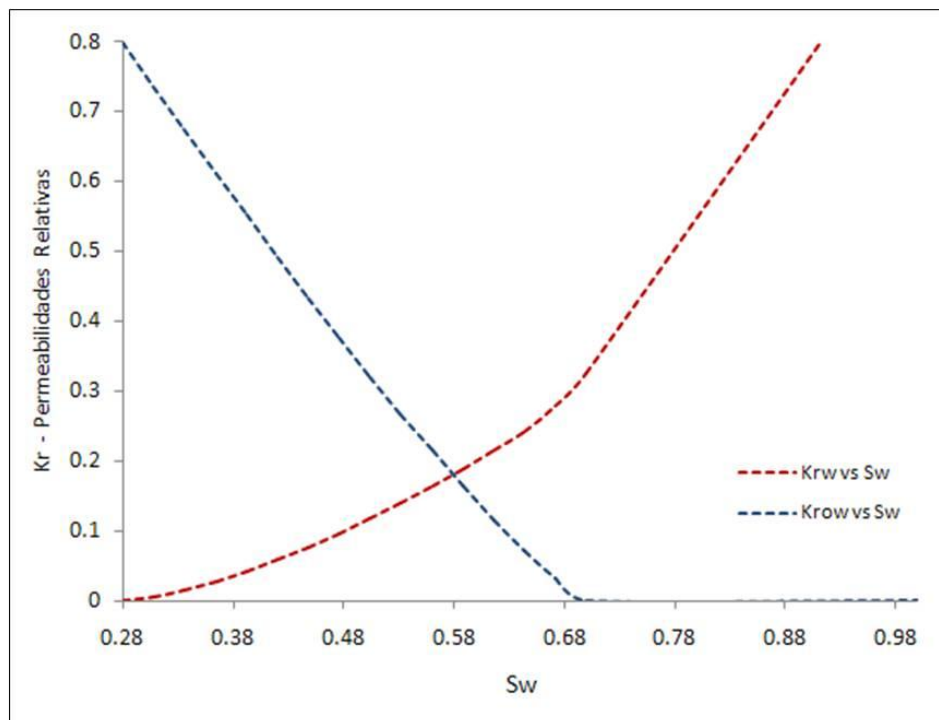


Figura 4. 4 – Curvas de Permeabilidade Relativa para o Sistema Água-Óleo

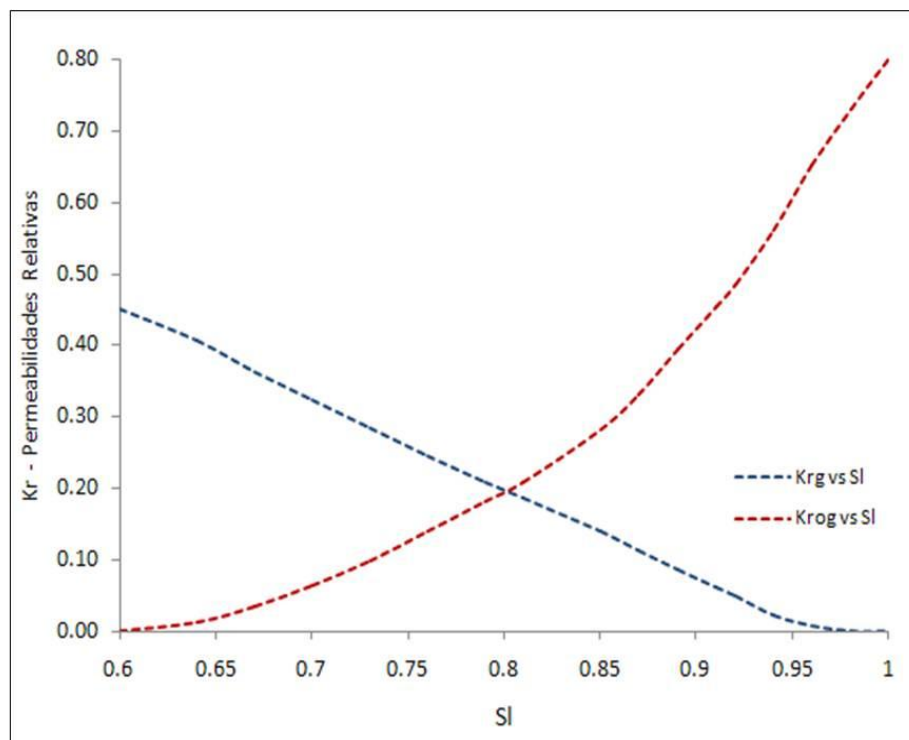


Figura 4. 5 – Curvas de Permeabilidade Relativa para o Sistema Gás-Líquido

4.3 Descrição do Estudo

Para analisar a combustão *in situ*, inicialmente foi estudado um modelo com combustão espontânea e não espontânea. No processo de combustão espontânea, as reações de combustão ocorrem livremente, apenas com o auxílio das energias de ativação. A quantidade de calor fornecida ao combustível provoca reações que liberam calor, o que aumenta a temperatura no meio reacional. Como consequência, a velocidade dessas reações também aumenta, liberando cada vez mais calor ao sistema. No processo de combustão não espontânea as energias não favorecem o processo de queima de forma imediata. Por isso, são utilizados meios externos para acelerar o processo de queima. A utilização de meios externos para auxiliar a propagação de calor no sistema favorece o avanço da frente de combustão, possibilitando um incremento na produção acumulada de óleo. Porém, apesar do incremento encontrado na fração recuperada de óleo, a utilização de energia adicional, para acelerar o processo, acarreta um considerável aumento no tempo de simulação e um custo extra de investimento, já que seria necessária uma resistência no poço ou outro sistema de calor *in situ*, fatores esses considerados desfavoráveis.

Diante do exposto, optou-se por utilizar o método de combustão *in situ* espontânea buscando minimizar os custos do processo e, principalmente, reduzir o tempo de simulação.

Além disso, foi considerado no estudo um tempo de projeto de 10 anos, visto que o aumento desse período resultou num aumento significativo do tempo de simulação. Foram identificados também, nas análises prévias, alguns problemas numéricos, de convergência e aumento excessivo da temperatura e da pressão do sistema, comprometendo assim o desenvolvimento do processo e os resultados das análises, em virtude do prolongamento desse tempo de projeto (foram testados 15, 20 e 30 anos).

Foram realizadas também simulações iniciais para análise do comportamento do reservatório através da combustão *in situ* (CIS). Com isso, foi possível identificar os principais parâmetros de reservatório e operacionais, bem como, a melhor configuração para refinamento, ou seja, o modelo mais próximo da realidade.

Analisaram-se diversas configurações de refinamento para atingir uma simulação correta e sem perdas de conteúdo, em seguida, foram realizados testes isolados de parâmetros

operacionais enfatizados na literatura, para confirmar sua importância e verificar a adequação da configuração e do modelo de níveis. Após esta etapa, foi adotado um modelo operacional para realização de todas as simulações possíveis, com as combinações dos parâmetros de reservatório que serão apresentados posteriormente.

Após essa etapa, foram escolhidos três modelos de reservatórios (Res “A” - máxima, Res “B” - intermediária e Res “C” - mínima), configurações essas definidas em termos de frações recuperadas de óleo, objetivando realizar uma otimização dos parâmetros operacionais de cada um dos reservatórios adotados, através de métodos estatísticos, relacionando-os, principalmente, com os fatores de recuperação.

4.3.1 Escolha do Refinamento

Em simulações computacionais, o refinamento da malha permite simular com blocos de determinadas dimensões, aumentando a especificidade através da divisão em unidades menores. A partir dessa divisão é possível analisar as informações em cada bloco, fomentando a eficiência do estudo.

Levando-se em consideração que diferentes estudos ocorrem em função de variáveis operacionais e de reservatório distintos, o refinamento deve acompanhar as necessidades específicas de cada modelo. Para determinar o melhor refinamento, deve-se considerar o processo (nesse caso a CIS), o reservatório e o tempo para realização das simulações, sendo assim desenvolvido um diagnóstico visando obter um refinamento adequado em um menor intervalo de tempo. De maneira sintética, os dados analisados para escolha do refinamento estão representados na Tabela 4.6.

A Seção 1 da Tabela 4.6 apresenta um pequeno acréscimo na fração recuperada de óleo quando o refinamento é variado na direção “i”. Na Seção 2, observa-se que a mudança do refinamento na direção “j” produziu pequenas alterações em relação às frações recuperadas, considerando até 25 blocos nessa direção. Ao aumentar o refinamento em “j” para 26 blocos, verifica-se que ocorreu uma mínima alteração na Fr, porém o tempo de simulação aumentou, aproximadamente, 01 hora em relação ao refinamento anterior. E, na Seção 3 foi modificado o refinamento na direção “k”, observando-se também que houve pequenas diferenças em relação aos resultados quando comparados as Fr, contudo ao

aumentar o refinamento em “k” para 16 blocos nessa direção, o tempo de simulação também foi acrescido em 01 hora e 15 minutos, não havendo modificações a partir desse valor em relação à Fr.

Sendo assim, apesar de ter um dos maiores tempos de simulação (02 horas 05 minutos) comparado com as demais situações analisadas, optou-se para o modelo base a configuração do bloco (25x25x15), destacado em vermelho (*), por ser um dos modelos estudados mais refinado, permitindo assim que a análise dos resultados se aproxime mais da realidade.

Tabela 4. 6 – Estudo do Refinamento da Malha

Malha	Blocos por Dimensão	Tempo de Simulação	NP (m ³)	WP (m ³)	Fr (%)
Seção 1					
i var / j cte / k cte					
$\Sigma i = 140 \text{ m}$ $\Sigma j = 140 \text{ m}$ $\Sigma k = 24 \text{ m}$					
i(25*5,6), j(25*5,6) e k(15*1,6)					
10x25x15	i(10*14), j(25*5,6) e k(15*1,6)	00h 39min	6.365	898	7,74
14x25x15	i(14*10), j(25*5,6) e k(15*1,6)	00h 50min	6.675	1.046	8,10
20x25x15	i(20*7), j(25*5,6) e k(15*1,6)	01h 27min	6.973	1.206	8,48
(*)25x25x15	i(25*5,6), j(25*5,6) e k(15*1,6)	02h 05 min	7.266	1.329	8,83
26x25x15	i(26*5,4), j(25*5,6) e k(15*1,6)	02h 58 min	7.266	1.332	8,83
Seção 2					
i cte / j var / k cte					
$\Sigma i = 140 \text{ m}$ $\Sigma j = 140 \text{ m}$ $\Sigma k = 24 \text{ m}$					
i(25*5,6), j(25*3) e k(12*1,6)					
25x10x15	i(25*5,6), j(10*14) e k(15*1,6)	00h 32min	6.302	843	7,65
25x14x15	i(25*5,6), j(14*10) e k(15*1,6)	00h 56min	6.659	1.012	8,01
25x20x15	i(25*5,6), j(20*7) e k(15*1,6)	01h 32min	6.947	1.189	8,44
(*)25x25x15	i(25*5,6), j(25*5,6) e k(15*1,6)	02h 05 min	7.266	1.329	8,83
25x26x15	i(25*5,6), j(26*5,4) e k(15*1,6)	02h 56 min	7.266	1.357	8,83
Seção 3					
i cte / j cte / k var					
$\Sigma i = 140 \text{ m}$ $\Sigma j = 140 \text{ m}$ $\Sigma k = 24 \text{ m}$					
i(25*5,6), j(25*5,6) e k(15*1,6)					
25x25x6	i(25*5,6), j(25*5,6) e k(6*4)	00h 20min	7.742	1.506	9,41
25x25x8	i(25*5,6), j(25*5,6) e k(8*3)	00h 32min	7.605	1.454	9,24
25x25x12	i(25*5,6), j(25*5,6) e k(12*2)	01h 02min	7.159	1.299	8,70
(*)25x25x15	i(25*5,6), j(25*5,6) e k(15*1,6)	02h 05 min	7.267	1.329	8,83
25x25x16	i(25*5,6), j(25*5,6) e k(16*1,5)	03h 20min	7.267	1.331	8,83

Legenda: cte – Constante; var – Variável; i, j, k – Dimensões; Σ – Somatório do valor em metros dos blocos para determinada dimensão.

4.3.2 Escolha dos Parâmetros Estudados

Foram analisados os parâmetros da rocha-reservatório que mais influenciavam nesse tipo de reservatório, considerando o método CIS (simulações iniciais e fundamentação da literatura). Sendo assim, foram escolhidos os seguintes parâmetros de reservatório a serem estudados tanto isoladamente quanto combinados aos demais fatores através da análise estatística, sendo eles:

- Porosidade;
- Permeabilidade;
- Viscosidade;
- Entalpia da reação;
- Energia de ativação.

Foram realizadas diversas simulações para verificar a influência isolada de cada parâmetro operacional nesse tipo de processo (CIS), e avaliar a importância de serem estudados em conjunto com outros parâmetros. A partir das possíveis variáveis (maiores influências), foram realizados estudos da influência da vazão de injeção, concentração de oxigênio, configuração da malha, distância entre poços, completação do poço injetor e produtor, etc.

Após as pesquisas e análises realizadas para o processo, concluiu-se que os parâmetros operacionais que mais se aplicam ao estudo foram:

- Vazão de injeção (quantidade necessária para manter a frente de combustão);
- Concentração de oxigênio;
- Completção do poço injetor.

4.3.3 Escolha dos Níveis dos Parâmetros

Os parâmetros de reservatório foram analisados através do planejamento fatorial completo em dois e três níveis, devido às restrições lineares. Parâmetros como: viscosidade, porosidade e permeabilidade foram aplicados em 2 (dois) níveis e a energia de ativação e a

entalpia da reação foram aplicadas em 3 (três) níveis, por apresentar uma relação direta com o processo CIS.

4.3.3.1 Parâmetros de Reservatório

Para desenvolver a análise de combinações entre os parâmetros de reservatório, foi utilizado um planejamento fatorial completo, misturando dois e três níveis, dos quais 3 (três) parâmetros foram analisados em 2 (dois) níveis e 2 (dois) fatores em 3 (três) níveis. Foram realizadas 72 simulações para análise dos parâmetros de reservatório. Para facilitar as análises sem perdas de resultados importantes, optou-se pelo planejamento fatorial completo.

Os níveis serão representados como mínimos (-1), intermediários (0) e máximos (+1). Os intervalos escolhidos para a análise dos parâmetros da rocha-reservatório são os apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4. 7 – Níveis dos Parâmetros de Reservatório

Parâmetros	Intervalo			Modelo
	-1	0	1	Base
Porosidade (%)	25	-	30	25
Permeabilidade (mD)	1.000	-	3.000	1.000
Viscosidade do óleo (cP)(*)	425	-	570	425
EA (%)	70	100	130	100
ΔH (%)	80	100	120	100

(*) Óleo 1 – óleo pesado (FM = 70%); óleo médio (FM = 20%) e óleo leve (FM = 10%)

Óleo 2 – óleo pesado (FM = 90%); óleo médio (FM = 5%) e óleo leve (FM = 5%)

Dessa seção foram escolhidos três sistemas considerando as frações recuperadas de óleo: máxima, intermediária e mínima, respectivamente (Res “A”, Res “B” e Res “C”).

4.3.3.2 Parâmetros Operacionais

Para a escolha do intervalo dos parâmetros operacionais foram realizados estudos isolados apresentados no Capítulo V, seção 5.4 de resultados e discussões para escolha de três modelos. Após a escolha foi aplicado um planejamento fatorial completo em três níveis, com três parâmetros, conforme visto no Capítulo II, seção 2.4. Foram realizadas 27 simulações para análise dos parâmetros operacionais em cada um dos reservatórios otimizados escolhidos (“A”, “B” e “C”), ou seja, 81 simulações no total para esse estudo. Do mesmo modo, os níveis são tratados como mínimos (-1), intermediários (0) e máximos (+1). Os fatores que a literatura e os estudos individualizados conferiram maior ênfase têm sua configuração apresentada na Tabela 4.8. Com relação à simbologia para os parâmetros de completação dos poços produtores e injetores foram utilizadas as iniciais “B”, “C” e “T”, que representam, respectivamente, “Base”, “Centro” e “Topo”. O esquema abaixo demonstra todas as combinações utilizadas.

Tabela 4. 8 – Níveis dos Parâmetros Operacionais

Parâmetros	Intervalo			Modelo Base
	-1	0	1	
Vazão de Injeção (m ³ std/dia)	1.000	2.000	3.000	2.000
Concentração de Oxigênio (%)	20	25	30	20
Completação do Poço Injetor	B	C	T	BCT

Legenda:

B – Completação na Base;

C – Completação no Centro;

T – Completação no Topo;

BCT – Completação em todo intervalo.

4.3.3.3 Estudos Individuais – Distância entre Poços (Produtor/Injetor)

De acordo com a otimização dos parâmetros operacionais, alcançada a partir do planejamento e aplicações iniciais, foi escolhido um modelo considerado “ótimo” para cada um dos três tipos de reservatório selecionados (“A”, “B” e “C”). Os modelos apontados pelos resultados viabilizaram um novo estudo com análises de componentes isolados, em mais

níveis, para determinar se as mudanças operacionais escolhidas podem ser mais atrativas. A variável de interesse para realização desse estudo individual foi a distância entre os poços produtores e injetores (configuração da malha), devido a sua importância para aplicações futuras em campos no Nordeste Brasileiro. Para tal, foram estudadas as seguintes configurações da malha para distância entre os poços produtores e injetores de 100 m, 140 m e 200 m.

4.3.4 Análise Econômica

Utilizando como base os modelos otimizados dos reservatórios “A”, “B” e “C”, realizou-se uma análise técnico-econômica objetivando identificar a viabilidade, em termos financeiros, do método em questão (Combustão *in situ*).

O método selecionado para a análise foi Valor Presente Líquido – VPL, que possibilita, em termos práticos, calcular a atratividade de determinado investimento, no atual caso, da aplicação do método CIS. Para garantir uma melhor projeção da análise, uma malha completa será considerada e, para tanto, foram promovidos cálculos de eficiência dos poços e de volumes acumulados e injetados para o óleo e/ou água.

A análise pode ser considerada simplificada, pois se optou por manter certos dados fixos durante todo tempo de projeto, tal como o preço do óleo, os custos de produção, operação e manutenção, para os quais se elegeram valores atuais, obtidos através de fontes confiáveis já publicadas. A taxa utilizada para o cálculo do VPL foi de 10% a.a., valor incluído na faixa adotada pelas empresas petrolíferas, que gira em torno de 10 a 20 % a.a.

Para o cálculo do VPL, serão considerados os principais custos envolvidos na aplicação do método de combustão *in situ*. Como não foram encontrados estudos disponíveis de análise econômica em CIS para se ter como base, os valores associados a elas foram baseados nos custos para os poços injetores de vapor verticais, em terra (*onshore*). Os seguintes custos deverão estar presentes na análise em questão:

- Custos de perfuração/completação de poços injetores/produtores;
- Custos de produção do óleo e da água (tratamento e descarte);
- Custo energético para injeção de ar;
- Custo com aquisição do compressor.

4.3.5 Custos Iniciais (CAPEX) e Custos de Operação e Manutenção (OPEX)

Os custos relacionados, além dos demais dados relativos à análise econômica, estão presentes na Tabela 4.9, e são provenientes dos estudos de Rodrigues (2008), Rodrigues (2012), Farouq (2003) e Gaspar Ravagnani *et al.* (2010). Algumas alterações – principalmente no sistema de unidades – serão necessárias para a adequação ao estudo, e terão seus detalhes especificados posteriormente.

Tabela 4.9 - Dados da análise econômica

Dados Iniciais	
Custos de perfuração e completção de um poço vertical (US\$)	400.000,00
Custo com o compressor de ar (US\$/poço)	54.200,00
Custo com eletricidade @ Concentração de O ₂ – 20% (US\$/m ³)	0,09
Custo com eletricidade @ Concentração de O ₂ – 25% (US\$/m ³)	0,11
Custo com eletricidade @ Concentração de O ₂ – 30% (US\$/m ³)	0,14
Custo com instalação e manutenção do compressor de ar (US\$)	5.420,00
Custo de tratamento e descarte da água produzida (US\$/m ³ std)	3,14
Custo de produção de óleo (US\$/m ³ std)	31,45
TMA (% aa)	10
Tempo de projeto (ano)	10
Conversão (6,28981 bbl → 1 m ³)	6,28981
Preço do barril de óleo (US\$)	80,00

Como custos iniciais serão incluídos os de perfuração e completção. Considerando que cada método possui configuração específica de poços, a Equação 4.1 apresenta o modo adotado para o cálculo dos custos relativos CIS.

- Custo de perfuração/completção dos poços (C_{pc}):

$$C_{pc} = P_{perf} \cdot I_{inj} + P_{perf} \cdot I_{pro} \quad (4.1)$$

Onde:

P_{perf} : Preço de perfuração/completação de um poço em terra “*onshore*” (US\$)

I_{inj} : Influência do poço injetor na malha considerada

I_{pro} : Influência do poço produtor na malha considerada

A influência do poço na malha diz respeito à sua participação na malha estudada. Por exemplo, em um modelo *five spot* invertido (um poço injetor e quatro produtores), o poço injetor é considerado inteiro, pois está localizado no centro da malha, e não possui frações compartilhadas pelas malhas adjacentes. Desse modo, sua influência pode ser determinada pelo valor 1 (um). Diferentemente, cada poço produtor será valorizado como 0,25 uma vez que, está subdividido em quatro porções, distribuídas entre quatro malhas circunvizinhas, portanto, seu valor original (um) deverá ser particionado, de maneira que os custos relacionados também representarão $\frac{1}{4}$ do valor inicialmente adotado.

No presente estudo, foram considerados dois custos principais, custo com aquisição do compressor de ar (necessário para comprimir o ar que será injetado) e o gasto energético dessa operação. A descrição detalhada da obtenção desses custos, bem como os cálculos referentes à conversão de unidades e valores estão explicitadas nos tópicos seguintes:

- Custo com o compressor de ar

Dados do compressor (especificações):

- **Pressão:** 464 psi = 32,6 kgf/cm²
- **Vazão:** 140 ft³/min = 5708,7 m³/dia
- **Preço:**
 - R\$ 27.500,00 (1/4 malha) = R\$ 110.000,00 (malha completa)
 - **US\$ 54.200,00**
- **Potência:** $P = 160 \text{ Hp} = 160 \times 0,746 = 119,4 \text{ Kw}$
 - $E = P \times T = 119,4 \times 24 = 2.865,6 \text{ Kwh/dia}$

$$\frac{\frac{2865,6 \text{ Kwh}}{\text{dia}}}{\frac{5708,7 \text{ m}^3}{\text{dia}}} = 0,5 \text{ Kwh/m}^3$$

Portanto, o consumo de energia do compressor de ar utilizado é de aproximadamente de 0,5 Kwh/m³.

- Custo com energia elétrica

Dados:

- **Valor da Tarifa Média Industrial no Brasil:** 0,17 (US\$/Kwh)
- **Preço:**

$$\left(\frac{0,5 \text{ Kwh}}{\text{m}^3}\right) \cdot \left(\frac{0,17 \text{ US\$}}{\text{Kwh}}\right) = 0,09 \text{ US\$/m}^3$$

Sendo assim, o custo estimado para a energia elétrica utilizada na operação de injeção de ar através do compressor seria de aproximadamente de 0,09 US\$/m³.

Capítulo V
Resultados e Discussões

5 Resultados e discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir do processo CIS em reservatórios petrolíferos com características do Nordeste Brasileiro, com as respectivas discussões.

Foi realizado um estudo sobre os parâmetros de rocha-reservatório para escolha de diferentes tipos de reservatório de acordo com análises de influência dos parâmetros e interações. A partir dessas análises, os reservatórios foram otimizados, baseando-se nos parâmetros operacionais do processo CIS.

Após a otimização dos reservatórios foram realizados estudos individuais variando apenas o parâmetro de interesse em cada um dos reservatório escolhidos (“A”, “B” e “C”). Além disso, realizou-se uma análise técnico-econômica para vislumbrar os custos e investimentos associados à implementação do método CIS, bem como avaliar a viabilidade do projeto quando da aplicação do mesmo em campo.

5.1 Análise comparativa entre o modelo base com CIS e a recuperação primária

A Figura 5.1 apresenta a produção acumulada de óleo em função do tempo para o modelo base (CIS), comparando-a com a recuperação primária. Neste gráfico, observa-se que a produção acumulada de óleo é consideravelmente maior quando utilizado o processo CIS.

Pode-se verificar na Figura 5.2, a evidência da diferença entre as vazões de óleo dos modelos base com CIS e sem o aquecimento provocado pela combustão, principalmente no primeiro ano de produção. Esse pico de vazão de óleo pode ser atribuído à antecipação da chegada do banco de óleo ao poço produtor, devido à aplicação do método térmico CIS promover o aquecimento do óleo, diminuindo assim sua viscosidade e, proporcionando conseqüentemente, o seu deslocamento até atingir o poço produtor.

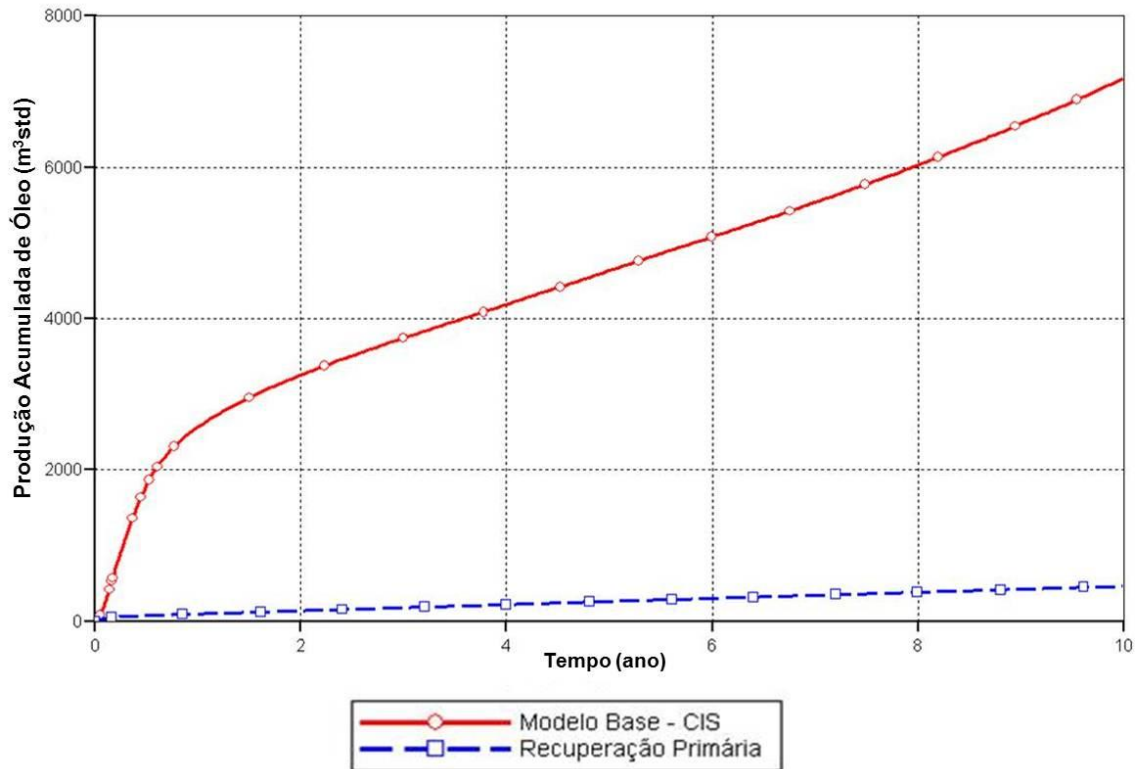


Figura 5. 1 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparação entre o Modelo Base CIS com a Recuperação Primária

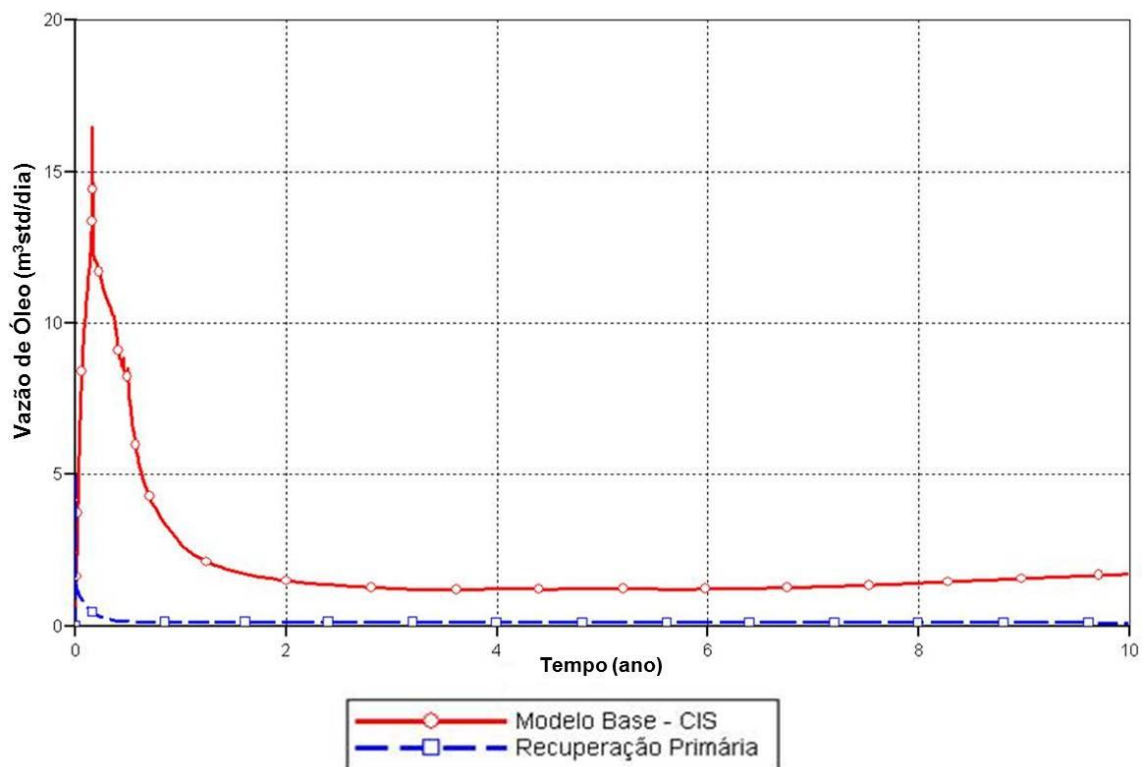


Figura 5. 2 – Vazão de Óleo versus Tempo. Comparação entre o Modelo Base CIS com a Recuperação Primária

5.2 Estudo dos parâmetros de reservatório

Nesta seção realizou-se um estudo com os principais parâmetros de reservatório, visando a escolha de três modelos, ou seja, três diferentes configurações de reservatórios (características distintas), para desenvolver uma maneira eficiente de trabalho operacional do processo CIS através das frações recuperadas de óleo para cada um desses reservatórios.

Na fase de simulação dos parâmetros de reservatório, as condições operacionais do modelo base, assim como as características do reservatório que não interessavam para a análise foram fixadas. Vale salientar que os resultados obtidos referem-se aos parâmetros de estudo. Modificações nos níveis analisados, assim como nos parâmetros fixos, podem resultar em respostas diferentes.

A porosidade, permeabilidade e viscosidade foram os parâmetros de reservatório analisados em 2 (dois) níveis, e a energia de ativação e a entalpia da reação foram estudados em 3 (três) níveis, por serem as variáveis diretamente relacionadas às reações químicas presentes no processo de combustão *in situ*.

Três modelos de reservatórios (“A”, “B” e “C”) foram escolhidos a fim de se obter uma melhor configuração operacional, ampliando as possibilidades de aplicação do método CIS.

A Tabela 5.1 contém a descrição resumida de todos os casos simulados com os parâmetros de reservatório, obtendo como resposta a fração recuperada de óleo em cada período de tempo analisado.

Os casos escolhidos estão destacados e foram selecionados através de análises estatísticas discutidas posteriormente. Pode-se observar que o “Caso 61” (μ do Oléo 2, ϕ de 25%, Kh de 3.000 mD, ΔH de 120% e EA de 70% com Fr final de 30,81%) tem maior fração recuperada de óleo, o “Caso 14” (μ do Oléo 1, ϕ de 30%, Kh de 1.000 mD, ΔH de 100% e EA de 100% com Fr final de 11,19%) tem uma das menores frações recuperadas de óleo e o “Caso 10” (μ do Oléo 1, ϕ de 30%, Kh de 1.000 mD, ΔH de 80% e EA de 70% com Fr final de 24,96%) é, aproximadamente, uma média aritmética dos casos com menor e maior recuperação percentual.

Tabela 5. 1 – Descrição detalhada dos casos simulados em relação à fração recuperada de óleo

Casos	μ (cP)	Kh (mD)	φ (%)	ΔH (%)	EA (%)	Fr (%)			
						(2,5anos)	(5anos)	(7,5anos)	(10anos)
1	Óleo 1	1.000	25	80	70	12,72	18,07	21,99	25,21
2	Óleo 1	1.000	25	80	100	4,58	6,05	7,51	9,09
3	Óleo 1	1.000	25	80	130	4,39	5,45	6,30	7,05
4	Óleo 1	1.000	25	100	70	13,15	18,88	23,09	26,41
5	Óleo 1	1.000	25	100	100	4,74	6,53	8,39	10,61
6	Óleo 1	1.000	25	100	130	4,45	5,61	6,56	7,38
7	Óleo 1	1.000	25	120	70	13,81	20,08	24,72	28,18
8	Óleo 1	1.000	25	120	100	6,03	9,02	12,60	15,93
9	Óleo 1	1.000	25	120	130	5,47	7,67	9,91	12,44
10	Óleo 1	1.000	30	80	70	12,79	18,08	21,89	24,96
11	Óleo 1	1.000	30	80	100	4,37	5,98	7,60	9,47
12	Óleo 1	1.000	30	80	130	4,19	5,18	5,99	6,69
13	Óleo 1	1.000	30	100	70	13,24	18,91	23,02	26,16
14	Óleo 1	1.000	30	100	100	4,63	6,62	8,77	11,19
15	Óleo 1	1.000	30	100	130	4,24	5,33	6,23	7,01
16	Óleo 1	1.000	30	120	70	13,92	20,10	24,63	27,89
17	Óleo 1	1.000	30	120	100	5,90	9,07	12,73	16,13
18	Óleo 1	1.000	30	120	130	5,34	7,61	10,10	12,88
19	Óleo 1	3.000	25	80	70	12,83	18,59	22,85	25,76
20	Óleo 1	3.000	25	80	100	4,03	5,24	6,38	7,55
21	Óleo 1	3.000	25	80	130	3,90	4,94	5,80	6,55
22	Óleo 1	3.000	25	100	70	13,35	19,70	24,17	27,23
23	Óleo 1	3.000	25	100	100	4,12	5,69	7,33	9,08
24	Óleo 1	3.000	25	100	130	3,93	5,06	5,97	6,77
25	Óleo 1	3.000	25	120	70	14,54	22,20	26,62	29,66
26	Óleo 1	3.000	25	120	100	5,65	9,09	12,76	16,09
27	Óleo 1	3.000	25	120	130	4,99	7,34	10,10	11,80
28	Óleo 1	3.000	30	80	70	12,85	18,68	22,90	25,66
29	Óleo 1	3.000	30	80	100	3,86	5,05	6,28	7,75
30	Óleo 1	3.000	30	80	130	3,78	4,74	5,53	6,23
31	Óleo 1	3.000	30	100	70	13,42	19,94	24,26	27,13
32	Óleo 1	3.000	30	100	100	3,96	5,57	7,42	9,30
33	Óleo 1	3.000	30	100	130	3,79	4,85	5,72	6,47
34	Óleo 1	3.000	30	120	70	14,52	22,22	26,48	29,40
35	Óleo 1	3.000	30	120	100	5,54	9,12	12,98	15,01
36	Óleo 1	3.000	30	120	130	4,90	7,42	10,31	12,45
37	Óleo 2	1.000	25	80	70	13,47	19,04	23,04	26,23
38	Óleo 2	1.000	25	80	100	4,22	5,24	6,13	7,02

39	Óleo 2	1.000	25	80	130	4,13	5,01	5,66	6,22
40	Óleo 2	1.000	25	100	70	13,86	19,82	24,07	27,37
41	Óleo 2	1.000	25	100	100	4,26	5,62	7,01	8,70
42	Óleo 2	1.000	25	100	130	4,14	5,05	5,74	6,33
43	Óleo 2	1.000	25	120	70	14,56	21,05	25,71	29,20
44	Óleo 2	1.000	25	120	100	5,72	8,57	12,07	15,43
45	Óleo 2	1.000	25	120	130	5,21	7,24	9,36	11,60
46	Óleo 2	1.000	30	80	70	13,55	19,06	22,93	25,99
47	Óleo 2	1.000	30	80	100	4,02	5,09	6,13	7,27
48	Óleo 2	1.000	30	80	130	3,90	4,75	5,36	5,88
49	Óleo 2	1.000	30	100	70	14,00	19,91	24,08	27,23
50	Óleo 2	1.000	30	100	100	4,11	5,69	7,45	9,60
51	Óleo 2	1.000	30	100	130	3,95	4,84	5,48	6,02
52	Óleo 2	1.000	30	120	70	14,72	21,13	25,74	29,02
53	Óleo 2	1.000	30	120	100	5,60	9,12	12,98	15,01
54	Óleo 2	1.000	30	120	130	5,10	6,81	8,66	10,54
55	Óleo 2	3.000	25	80	70	13,44	19,46	23,85	26,80
56	Óleo 2	3.000	25	80	100	3,82	4,78	5,59	6,33
57	Óleo 2	3.000	25	80	130	3,76	4,60	5,27	5,87
58	Óleo 2	3.000	25	100	70	13,97	20,56	25,16	28,25
59	Óleo 2	3.000	25	100	100	3,79	4,83	5,77	6,63
60	Óleo 2	3.000	25	100	130	3,79	4,66	5,36	5,99
61	Óleo 2	3.000	25	120	70	15,19	23,13	27,66	30,81
62	Óleo 2	3.000	25	120	100	5,50	8,81	12,51	14,94
63	Óleo 2	3.000	25	120	130	4,83	7,11	9,71	11,69
64	Óleo 2	3.000	30	80	70	13,53	19,62	23,96	26,74
65	Óleo 2	3.000	30	80	100	3,60	4,50	5,28	6,01
66	Óleo 2	3.000	30	80	130	3,55	4,34	4,95	5,51
67	Óleo 2	3.000	30	100	70	14,07	20,81	25,29	28,18
68	Óleo 2	3.000	30	100	100	3,65	4,65	5,61	6,71
69	Óleo 2	3.000	30	100	130	3,58	4,41	5,06	5,63
70	Óleo 2	3.000	30	120	70	15,23	23,20	27,56	30,55
71	Óleo 2	3.000	30	120	100	5,43	8,91	12,77	14,80
72	Óleo 2	3.000	30	120	130	4,84	7,29	10,13	12,06

5.2.1 Estudo da sensibilidade da fração recuperada de óleo aos parâmetros de reservatório

Esta seção tem como objetivo analisar estatisticamente a influência dos parâmetros determinados sobre a fração recuperada de óleo nos reservatórios. O estudo foi desenvolvido a partir de Diagramas de Pareto aplicados em intervalos de 2,5 anos, facilitando a

compreensão da participação de cada parâmetro no aumento ou redução da produção de óleo. A Tabela 5.2 lista as simbologias dos efeitos abordados nesse estudo.

Tabela 5. 2 – Nomenclatura dos Parâmetros de Reservatório / Efeitos nos Diagramas de Pareto

Parâmetro	Nomenclatura	Atribuições no Diagrama Pareto
Porosidade	φ	"1"
Permeabilidade	Kh	"2"
Viscosidade	μ	"3"
Energia de Ativação	EA	"4"
Entalpia da Reação	ΔH	"5"
Efeito Linear	Efeito Linear	"L"
Efeito Quadrático	Efeito Quadrático	"Q"

No Diagrama de Pareto, os retângulos que ultrapassam a linha vermelha representam os fatores de influência relevante, com 95% de confiança. Tais fatores podem ser considerados positivos ou negativos conforme atuem aumentando ou reduzindo a recuperação, respectivamente.

Nas Figuras 5.3 e 5.4 são mostradas as influências dos parâmetros de reservatório e das interações entre eles sobre a fração recuperada de óleo para 5 e 10 anos de projeto. Observa-se que o efeito linear da energia de ativação EA(L) dentre todos os parâmetros analisados, apresentou a maior influência em todos os tempos de projeto analisados.

Ao final do quinto ano de projeto, em ordem decrescente de influência, aparecem os seguintes efeitos: linear da energia de ativação - EA(L); efeito quadrático da energia de ativação - EA(Q); linear da entalpia da reação - $\Delta H(L)$; efeito quadrático da entalpia da reação - $\Delta H(Q)$; interação entre os efeitos lineares da permeabilidade e da entalpia da reação (2L*5L); a relação dos efeitos lineares da porosidade com a entalpia da reação - (1L*5L);

interação do efeito linear da permeabilidade com o efeito quadrático da entalpia da reação - (2L*5Q); interação do efeito linear da porosidade com o efeito quadrático da entalpia da reação - (1L*5Q); interação entre os efeitos lineares da permeabilidade e da energia de ativação - (2L*4L); interação entre os efeitos quadráticos da energia de ativação com a entalpia da reação - (4Q*5Q); interação dos efeitos quadráticos da energia de ativação com a entalpia da reação (4Q*5L). Os demais efeitos e interações não mencionadas apresentaram influência irrelevante estatisticamente.

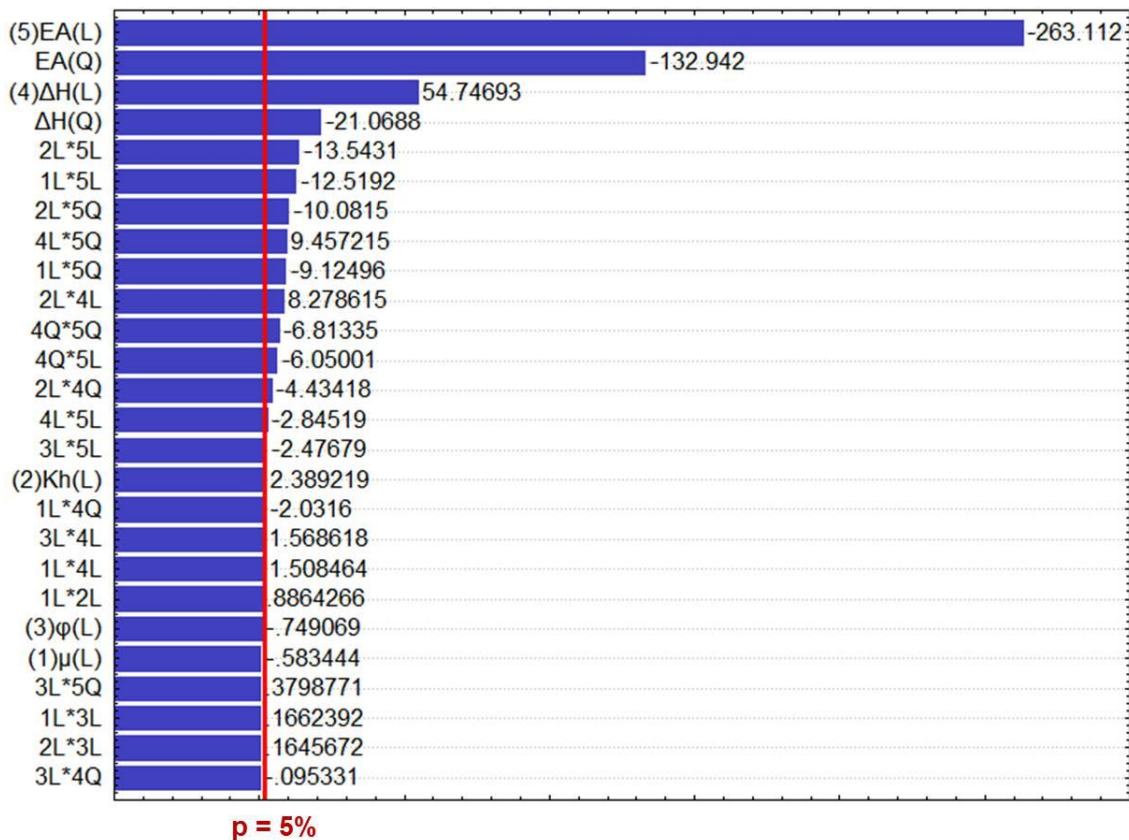


Figura 5. 3 – Diagrama de Pareto dos parâmetros de reservatório – Fr (5 anos)

Ao final do projeto (10 anos), as influências para os parâmetros, em ordem decrescente, foram as seguintes: efeitos linear e quadrático da energia de ativação (EA); efeitos linear e quadrático da entalpia da reação (ΔH); a interação entre esses dois parâmetros (EA ΔH); o efeito linear da viscosidade com a energia de ativação (linear e quadrático, respectivamente). Esses parâmetros vêm seguidos das interações entre o efeito linear da permeabilidade com a energia de ativação (quadrático); logo após, os efeitos lineares da energia de ativação com a entalpia da reação. Destacam-se ainda, as interações entre os efeitos lineares da permeabilidade com a energia de ativação (2L*5L). No tempo total de

projeto, pode-se observar que a energia de ativação foi o parâmetro que mais se destacou em relação aos demais, devido a EA ter relação direta com o processo CIS, por ser a quantidade de energia necessária para que a reação química possa ocorrer, sendo uma variável de grande importância para o método, seguida, da entalpia da reação que também caracterizam as reações químicas da combustão. Estatisticamente, quanto menor a EA maior será a fração recuperada de óleo, e quanto maior o ΔH , melhores também serão os resultados obtidos. Os demais parâmetros de reservatório analisados (viscosidade, porosidade e permeabilidade) não apresentaram influência estatística no processo CIS, segundo demonstrado nos Diagramas de Pareto.

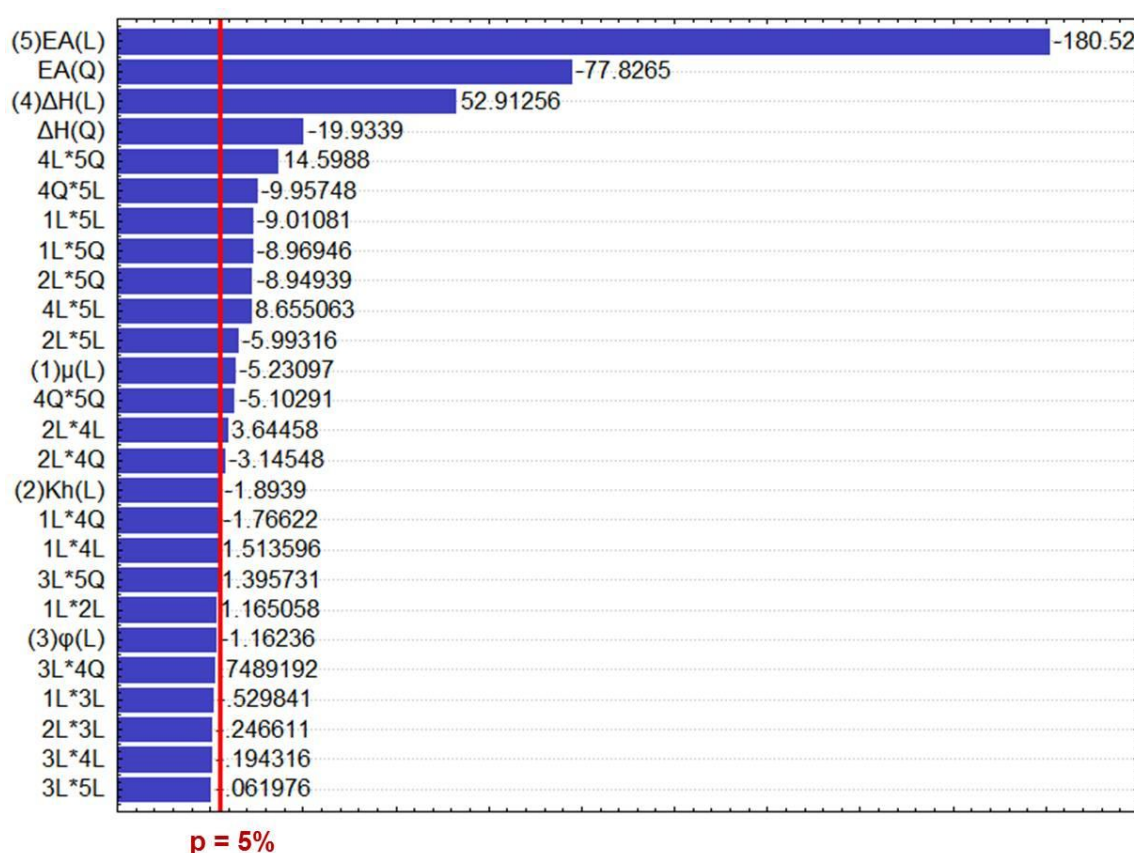


Figura 5. 4 – Diagrama de Pareto dos parâmetros de reservatório – Fr (10 anos)

Através da Tabela 5.3 é possível observar a evolução dos principais efeitos em função dos períodos de simulação. Os efeitos cuja cor destacada permanece branca apresentaram influência significativa em apenas um dos períodos analisados.

Tabela 5. 3 – Comparativo de Influências apresentadas nos Diagramas de Pareto (Estudo dos Parâmetros de Reservatório)

	2,5 anos		5 anos		7,5 anos		10 anos	
1º	EA(L)	- 392,655	EA(L)	- 263,112	EA(L)	- 235,361	EA(L)	- 180,523
2º	EA(Q)	- 212,726	EA(Q)	- 132,942	EA(Q)	- 109,287	EA(Q)	- 77,826
3º	$\Delta H(L)$	57,597	$\Delta H(L)$	54,747	$\Delta H(L)$	61,967	$\Delta H(L)$	52,912
4º	$\Delta H(Q)$	- 23,437	$\Delta H(Q)$	- 21,068	$\Delta H(Q)$	- 24,143	$\Delta H(Q)$	- 19,934
5º	1L*5L	- 19,144	2L*5L	- 13,543	4L*5Q	16,759	4L*5Q	14,598
6º	2L*5L	- 13,911	1L*5L	- 12, 519	1L*5L	- 11,432	4Q*5L	- 9,957
7º	1L*5Q	- 13,278	2L*5Q	- 10,082	2L*5Q	- 10,389	1L*5L	- 9,011
8º	Kh(L)	- 9,818	4L*5Q	9,457	4Q*5L	- 9,859	1L*5Q	- 8,969
9º	2L*5Q	- 8,829	1L*5Q	- 9,124	2L*5L	- 9,764	2L*5Q	- 8,949
10º	4Q*5Q	- 7,524	2L*4L	8,278	1L*5Q	- 8,979	4L*5L	8,655

Por meio desta distribuição sintética dos dados, percebe-se a importante participação dos parâmetros “energia de ativação” e “entalpia da reação”, cuja distribuição – em relação à análise de sensibilidade – os coloca frequentemente entre as primeiras posições em influência na recuperação de óleo, seja em seus efeitos lineares e quadráticos isoladamente, seja na interação entre os dois (EA e ΔH) e os demais parâmetros analisados. Essa observação enfatiza a correta configuração e associação entre esses fatores, destacando a importância expressiva desses dois parâmetros de reservatório que possuem relação direta com o método CIS.

5.2.2 Análise das interações entre os parâmetros de reservatório para decisão dos três cenários de reservatório (regiões ótimas de trabalho)

A interpretação das curvas de nível possibilita delinear os fatores relacionados ao reservatório que propiciam as melhores e menores recuperações, ou seja, as regiões “máximas” e “mínimas” de trabalho, que correspondem, respectivamente, às áreas mais intensas nas cores vermelha e verde. O resultado desse estudo pode facilitar a definição do melhor reservatório, do intermediário e também do ruim, e posteriormente, desenvolver maneiras de otimizar a recuperação em cada um deles, aplicando parâmetros operacionais adequados. Nas Figuras 5.5 e 5.6, são mostradas curvas de nível dos parâmetros de reservatório sobre as frações recuperadas de óleo, para 5 e 10 anos de projeto.

O estudo dos parâmetros de reservatório nos primeiros 5 anos revelou que a recuperação percentual é mais elevada quando a energia de ativação é menor. O resultado pode ser explicado devido ao seguinte fato: quanto menor a energia de ativação maior será a velocidade com que as reações químicas irão ocorrer (segundo a equação de Arrhenius), ou seja, as reações químicas serão iniciadas mais rapidamente e isso irá favorecer a formação da frente de combustão, bem como proporcionará o aumento da fração recuperada de óleo. As áreas “ótimas” relativas à entalpia da reação surgem em seus valores máximos. Isso se deve à quantidade de energia liberada para cada mol reagido no sistema que é maior em função do aumento da entalpia da reação. Os resultados para a porosidade mostram um comportamento linear, ou seja, esse parâmetro não apresentou influência significativa quando da sua variação. Já a permeabilidade horizontal mostra abrangência de valores mínimos, contudo, em alguns casos essa predominância não é observada frequentemente. Por último, a viscosidade produz melhores resultados quando considerados os seus pontos mínimos.

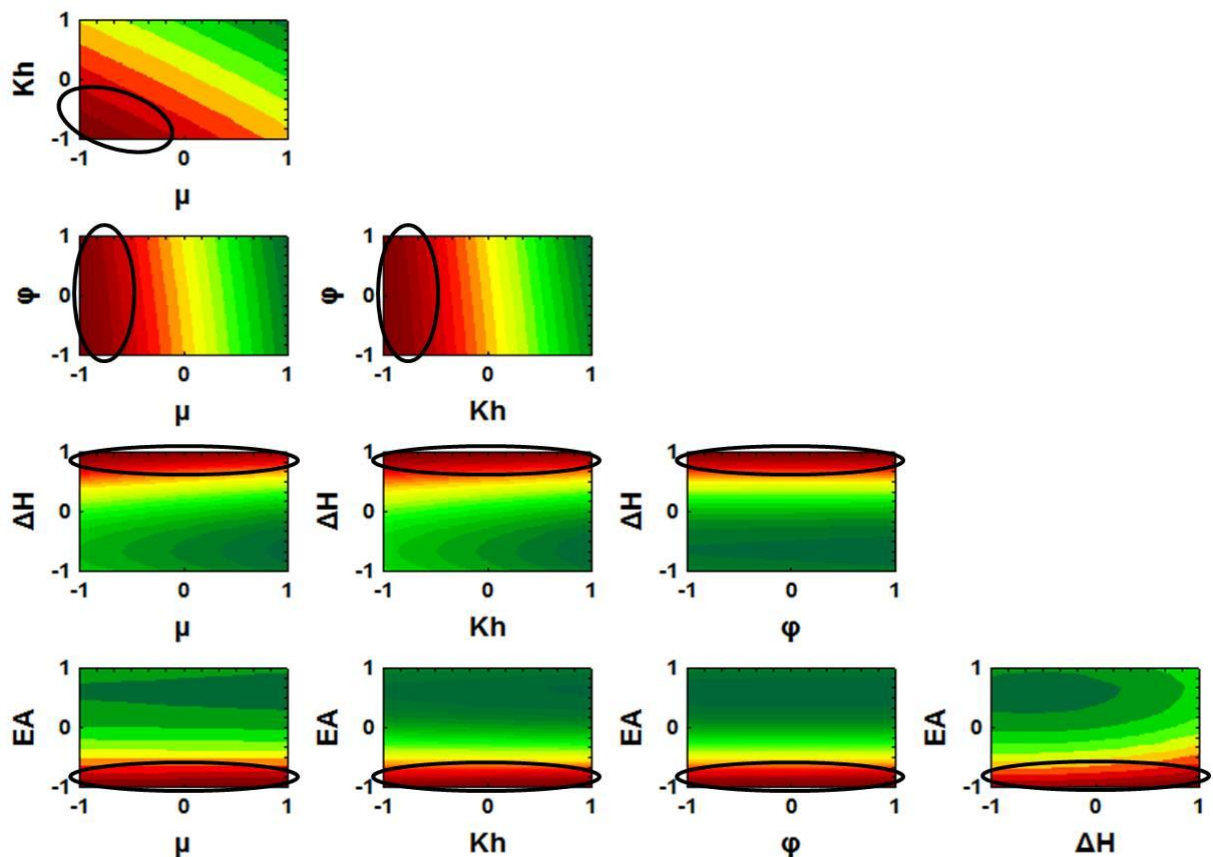


Figura 5. 5 – Curvas de nível das interações entre os parâmetros de reservatório para escolha dos três cenários. Resposta: Fr (5 anos)

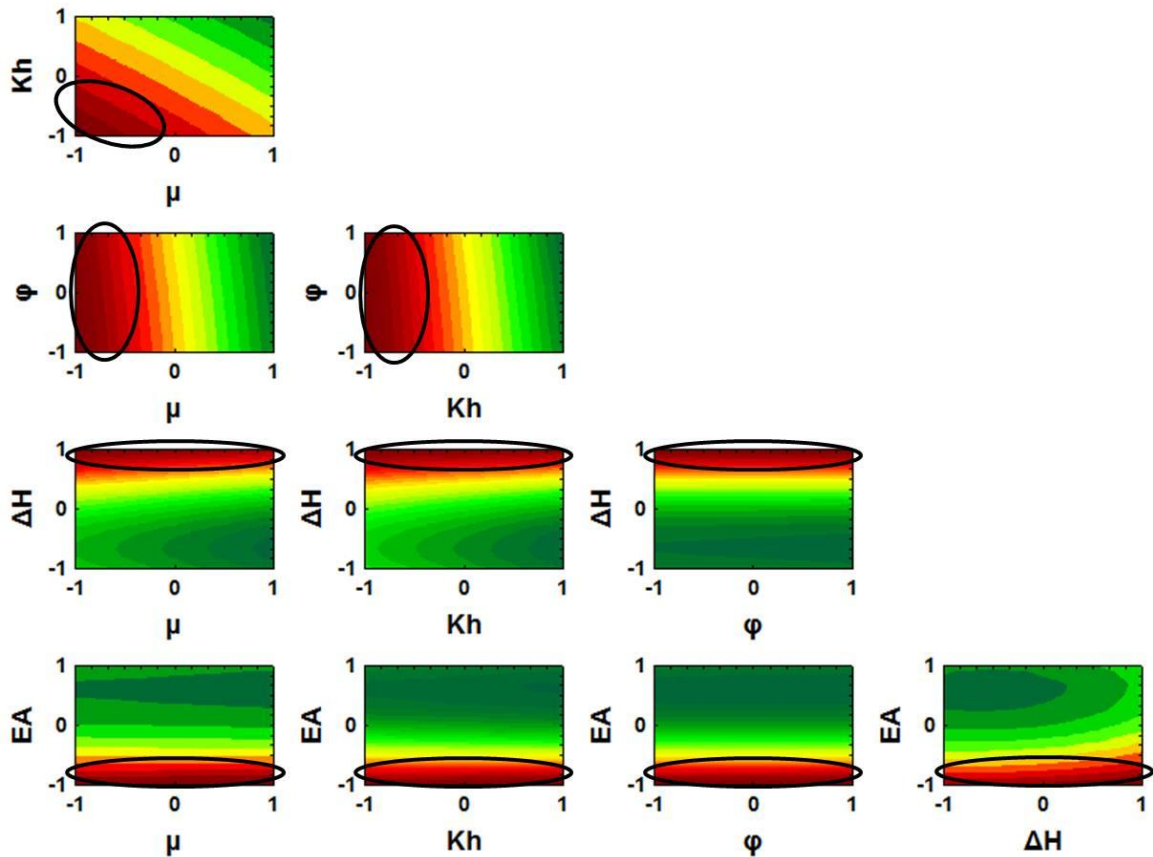


Figura 5. 6 – Curvas de nível das interações entre os parâmetros de reservatório para escolha dos três cenários. Resposta: Fr (10 anos)

O estudo dos parâmetros de reservatório, em 10 anos de projeto, revelou que a região “ótima” para recuperação em função da energia de ativação adquiriu faixa mais ampla de valores mínimos, por outro lado os resultados para a entalpia da reação confirmaram valores máximos como regiões “ótimas”. Em relação à porosidade, os resultados abrangem pontos mínimos, máximos e intermediários do parâmetro, ou seja, assumem um comportamento mais linear, mostrando que esse parâmetro não representa uma influência considerável. Os resultados para a permeabilidade confirmaram, em alguns casos valores menores como regiões “ótimas”, e em outros casos incorporou também os valores intermediários e máximos. Semelhante à permeabilidade horizontal, a viscosidade, mostrou recuperação percentual mais acentuada em seus pontos mínimos, porém em alguns casos observou-se um comportamento mais linear, sendo também visualizado o mesmo comportamento para os valores intermediários e máximos. A principal conclusão nesse período é que a energia de ativação é um parâmetro de reservatório de influência visível, e que confere melhores recuperações em seus mínimos valores, independente dos valores das demais variáveis.

5.2.3 Influência dos parâmetros de reservatório

Nesta seção foi realizada uma análise da influência de cada um dos parâmetros de reservatório sendo os mesmos estudados nas seções anteriores. O intuito dessa análise é verificar a interferência da variação de determinado parâmetro ao se manter constante os demais envolvidos no processo.

5.2.3.1 Porosidade

Para esse estudo foram utilizados 6 (seis) casos, sendo os demais parâmetros de reservatório constantes, ocorrendo apenas variação da porosidade, para que se observe o seu comportamento isoladamente com a utilização do método CIS.

Observa-se que em qualquer período, ao variar a porosidade, não ocorreu diferença significativa com relação ao percentual recuperado, ela apresentou certa linearidade para os seis valores analisados. Isso se deve ao seguinte fato: conforme há um aumento da porosidade, a tendência da temperatura da frente de combustão é aumentar, em contrapartida, a velocidade de deslocamento diminui, isso ocorre, principalmente, porque quanto maior o volume poroso maior a quantidade de combustível disponível, o qual demanda maior tempo para ser consumido. Como a variação desse parâmetro isoladamente foi pequena pode-se constatar que esse fator não configura grande influência no processo CIS quando analisado isoladamente. A Figura 5.7 mostra as curvas de fração recuperada de óleo *versus* tempo para os seis valores de porosidades distintas analisadas.

A Tabela 5.4 mostra um resumo comparativo dos seis modelos analisados. Observa-se que uma maior porosidade implica um menor percentual na fração recuperada do óleo, devido principalmente à quantidade de combustível que é maior, demorando assim mais tempo para ser consumido.

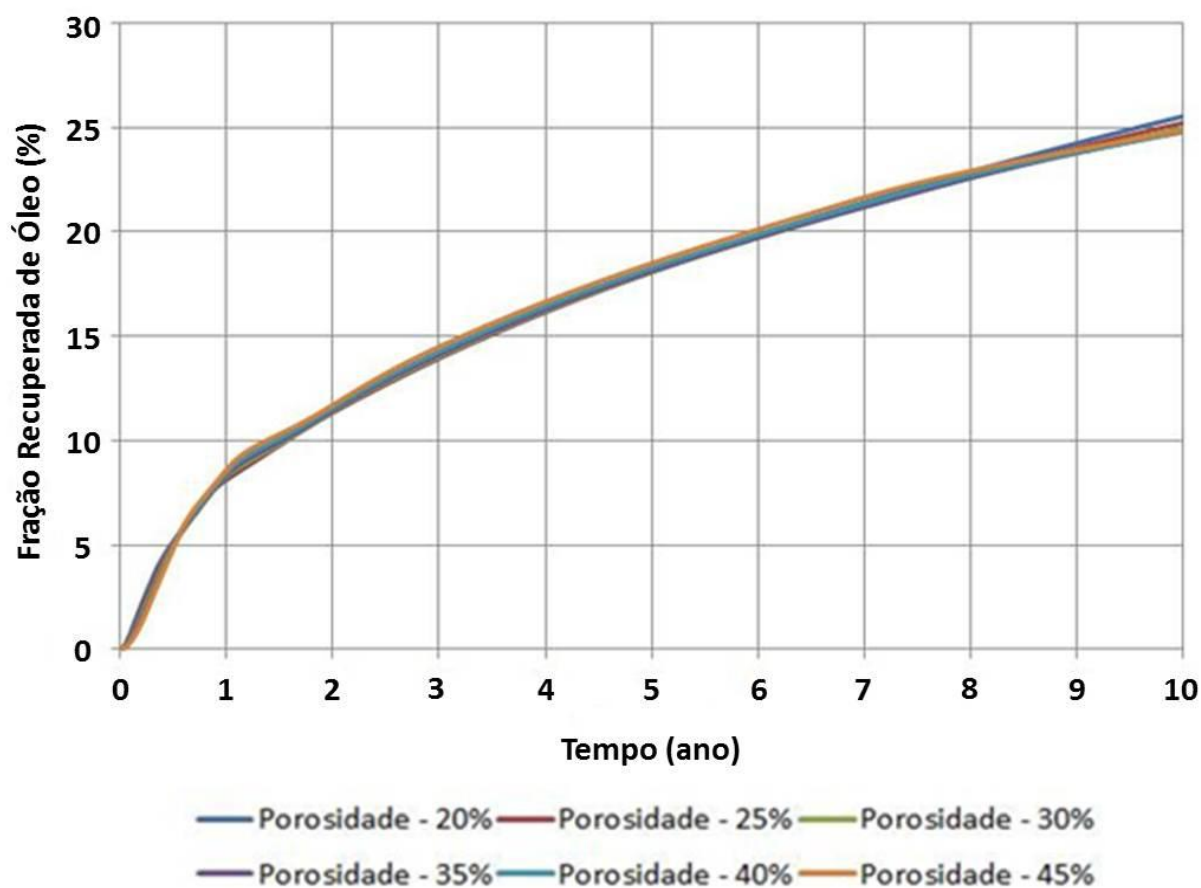


Figura 5. 7 – Fração Recuperada de Óleo versus Tempo. Comparativo de Porosidade

Tabela 5. 4 – Comparativo da Variação da Porosidade

Porosidade (%)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)
20	16.812	65.856	25,53
25	20.753	82.320	25,21
30	24.659	98.783	24,96
35	28.583	115.246	24,80
40	32.631	131.713	24,77
45	36.794	148.176	24,70

5.2.3.2 Permeabilidade

De forma análoga ao estudo anterior, nessa análise houve variação apenas da permeabilidade.

Segundo Rodrigues (2008), com o aumento da permeabilidade, há também um aumento da segregação gravitacional. As Figuras 5.8 e 5.9 mostram o comportamento do gás no reservatório para o final do décimo ano de produção, no qual ocorre uma maior segregação no modelo de maior permeabilidade.

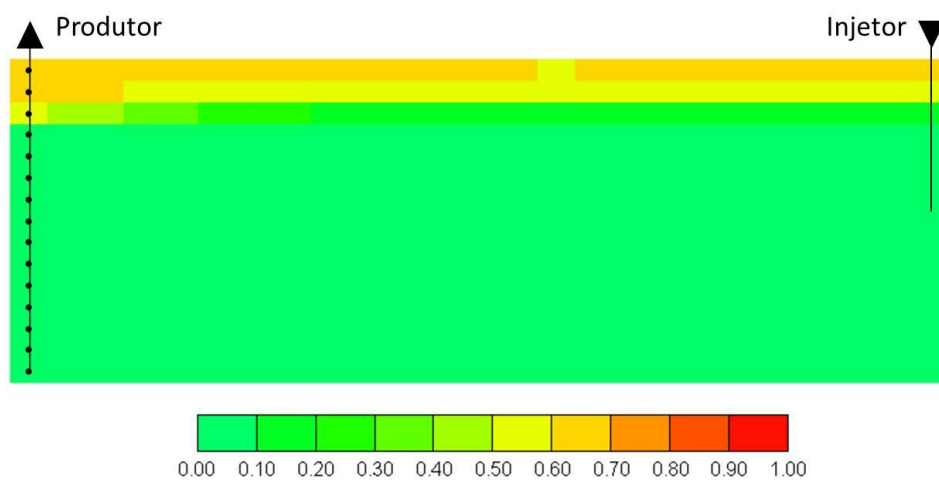


Figura 5. 8 – Saturação de gás após 10 anos de produção – Modelo de permeabilidade de 3.000 mD

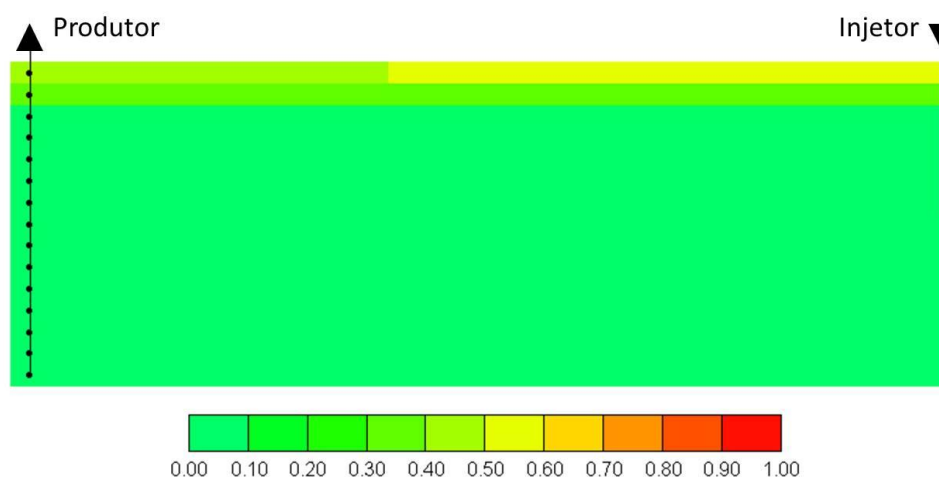


Figura 5. 9 – Saturação de gás após 10 anos de produção – Modelo de permeabilidade de 1.000 mD

A segregação gravitacional pode ocorrer em aproximadamente todos os casos onde há a injeção de fluidos leves, especialmente o vapor e a injeção de ar. A diferença de densidade entre o fluido do reservatório e o fluido injetado causa a segregação deles, fazendo com que o vapor (ar) migre para a parte superior da formação, resultando num avanço não uniforme da frente de combustão. Isso faz com que a eficiência de varrido não seja a esperada.

O modelo de elevada permeabilidade tem maior fração recuperada de óleo. Isto pode ser explicado devido ao modelo que apresenta elevada permeabilidade possuir uma maior facilidade de fluxo nos poros da rocha, assim o banco de óleo aquecido alcança primeiro o poço produtor. As Figuras 5.10 e 5.11 ilustram a saturação de óleo ao final do décimo ano de produção para os dois valores de permeabilidade variados.

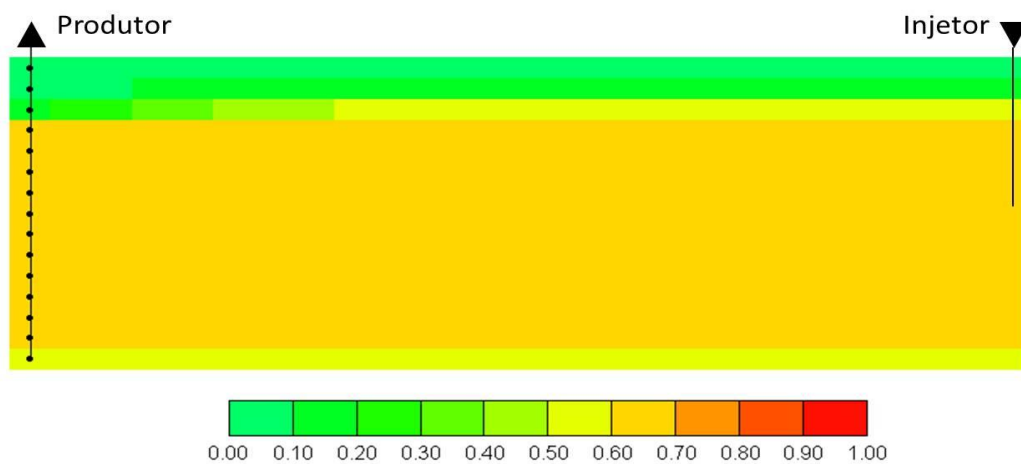


Figura 5. 10 – Saturação de óleo após 10 anos de produção – Modelo de permeabilidade de 3.000 mD

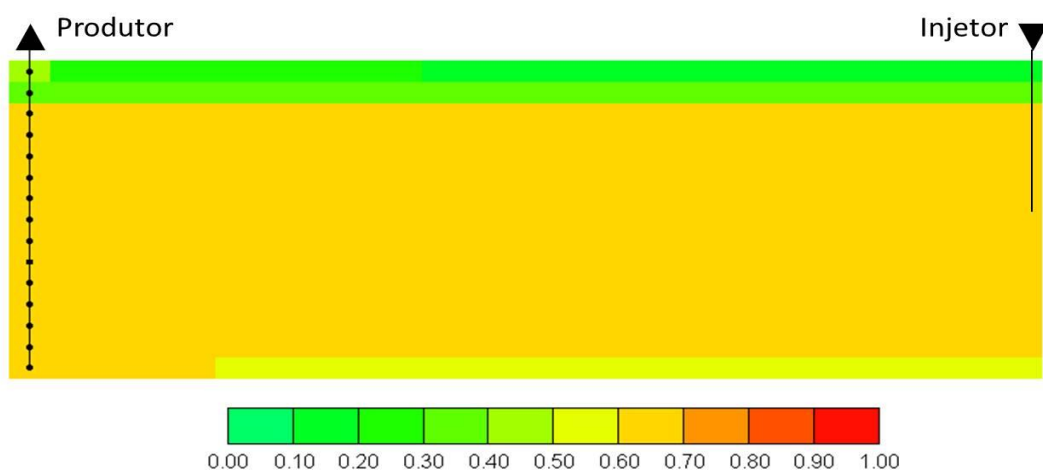


Figura 5. 11 – Saturação de óleo após 10 anos de produção – Modelo de permeabilidade de 1.000 mD

Para o caso do modelo de permeabilidade de 3.000 mD, o banco de óleo alcança primeiro o poço produtor, e com uma amplitude maior comparado ao modelo de 1.000 mD.

A Figura 5.12 ilustra a vazão de óleo *versus* tempo para as duas situações. Observa-se que quanto maior a permeabilidade, maior vazão de óleo e, conseqüentemente, melhor recuperação, confirmando diversos estudos já relatados na literatura (Rodrigues, 2008).

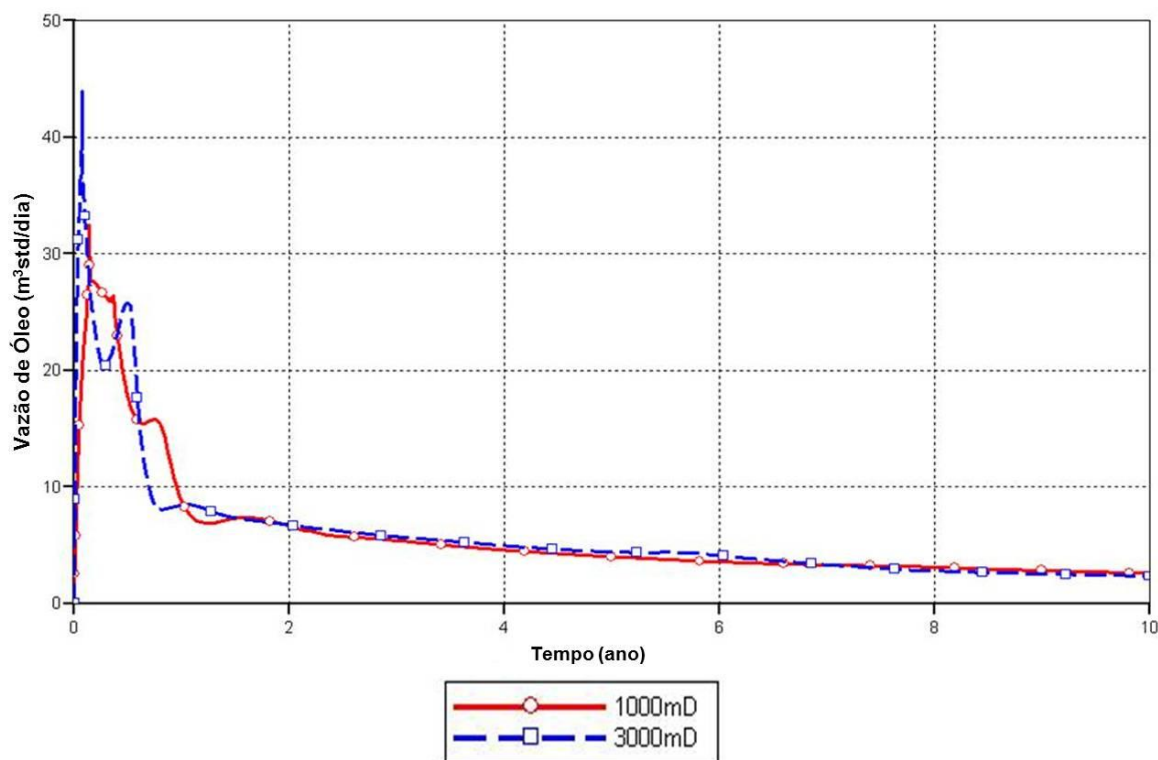


Figura 5. 12 – Vazão de óleo versus Tempo. Comparativo das permeabilidades (1.000 e 3.000 mD)

A Figura 5.13 mostra a produção acumulada nos dois modelos, no qual apesar de uma vazão final um pouco menor, o modelo de 3.000 mD apresenta uma maior produção acumulada de óleo em relação ao modelo de 1.000 mD.

A Tabela 5.5 apresenta um resumo comparativo dos dois modelos. Observa-se que uma menor permeabilidade do reservatório resulta em uma pequena diminuição na fração recuperada de óleo.

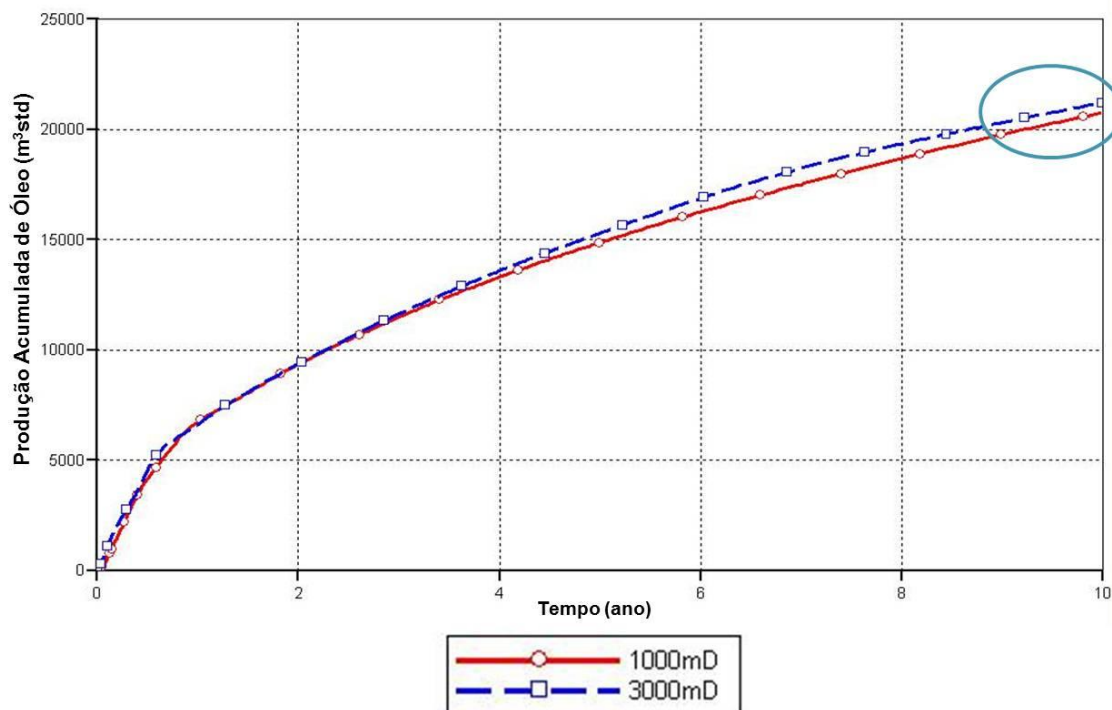


Figura 5.13 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo das permeabilidades (1.000 e 3.000 mD)

Tabela 5.5 – Comparativo dos modelos de permeabilidades (1.000 e 3.000 mD)

K (mD)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)
1.000	20.753	82.320	25,21
3.000	21.204	82.320	25,76

5.2.3.3 Viscosidade (μ)

A redução de viscosidade varia de acordo com a temperatura, por se tratar de um processo térmico, isto é, quanto mais tempo o reservatório estiver aquecido, consequentemente, resultará em uma menor viscosidade dos fluidos.

Da Figura 5.14 à 5.17 é mostrada a redução da viscosidade, em virtude da aplicação do método CIS, ao longo do tempo de projeto.

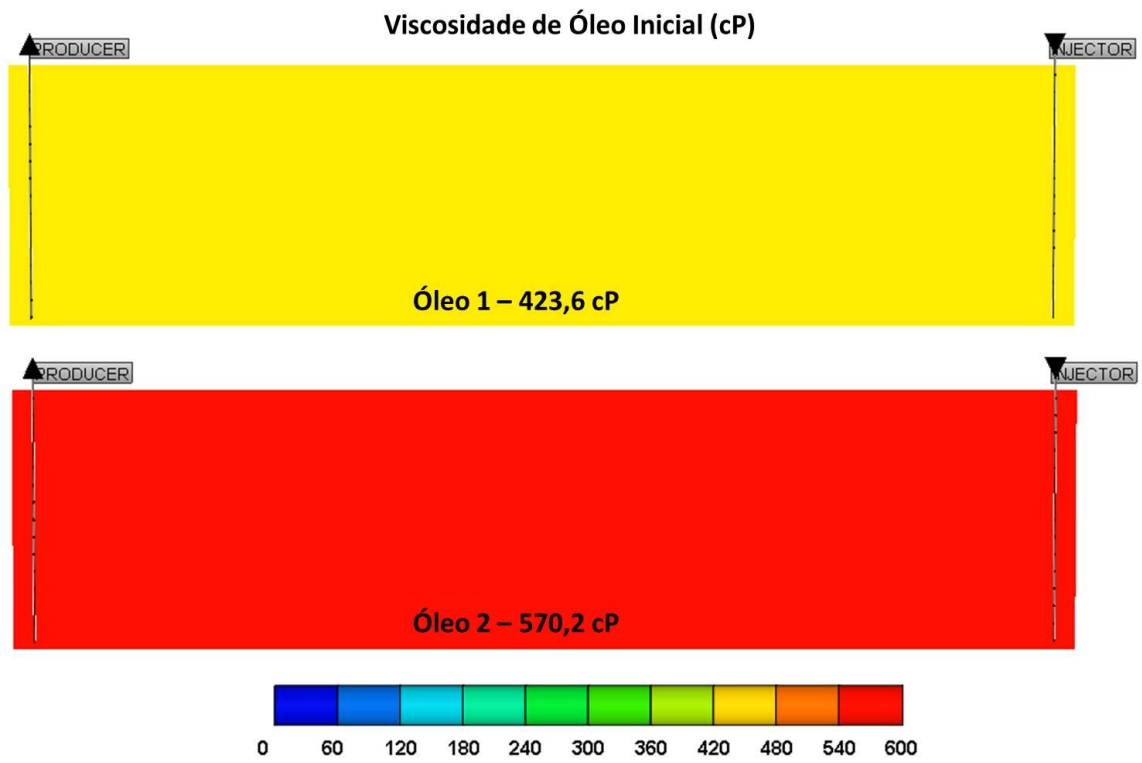


Figura 5. 14 – Viscosidade do óleo inicial (cP)

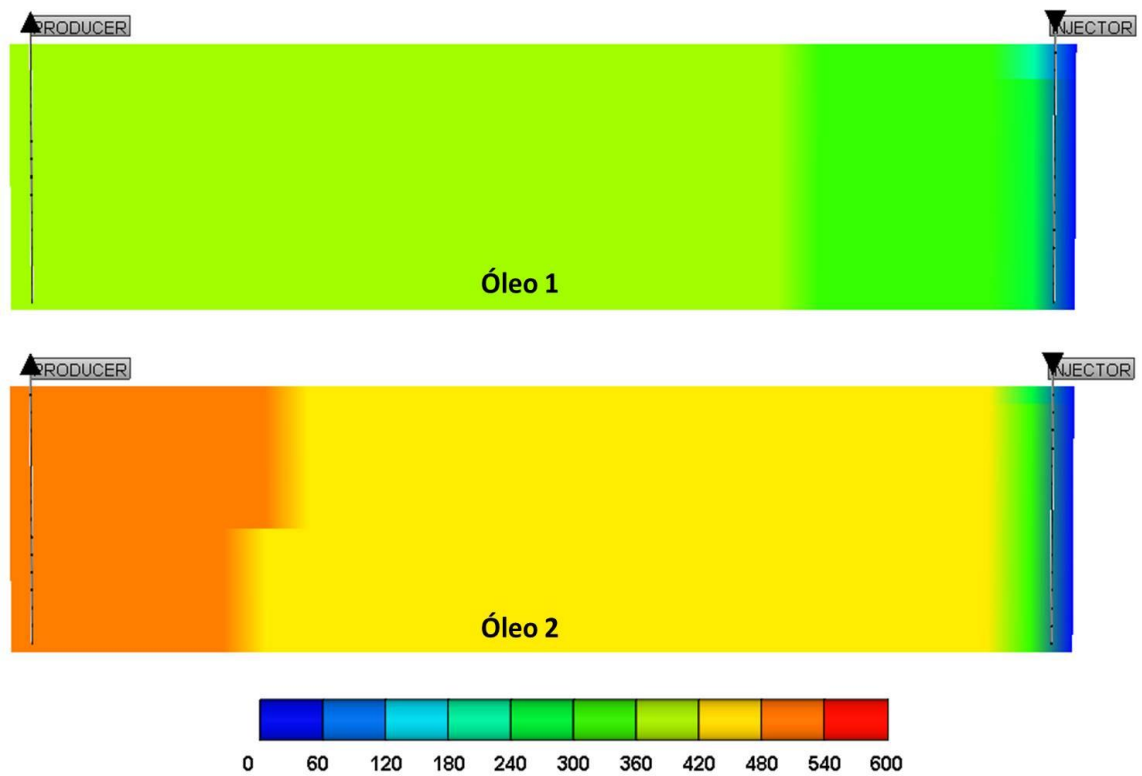


Figura 5. 15 – Viscosidade do óleo (cP) – 20 dias

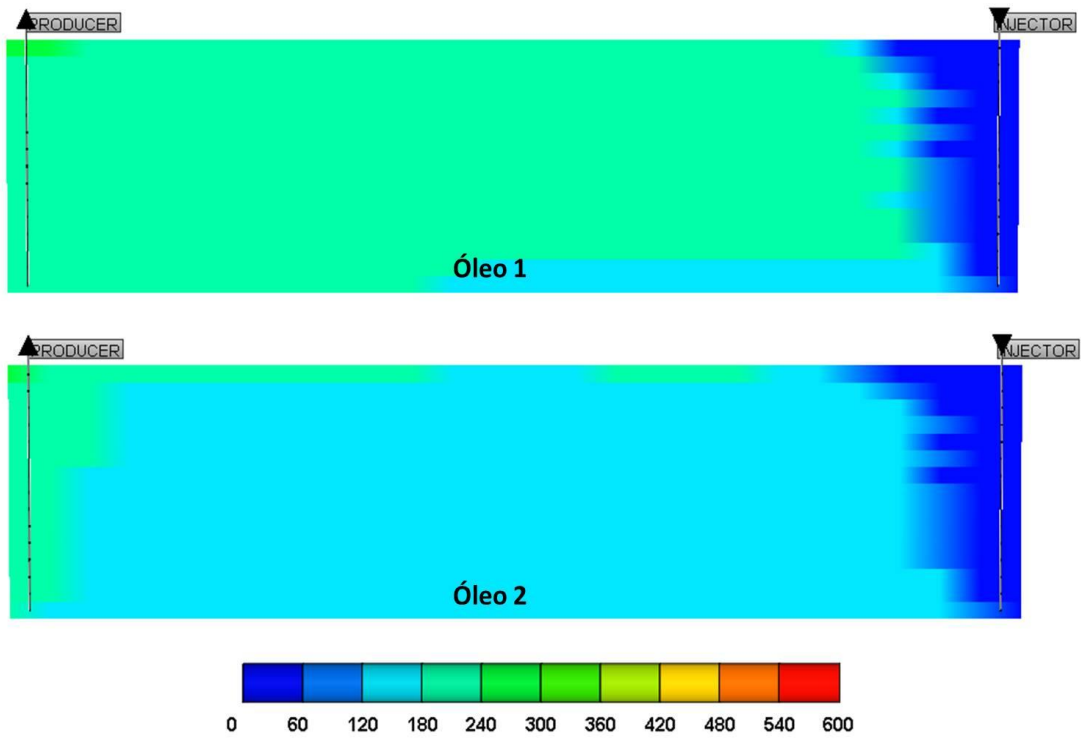


Figura 5. 16 – Viscosidade do óleo (cP) – 1 ano

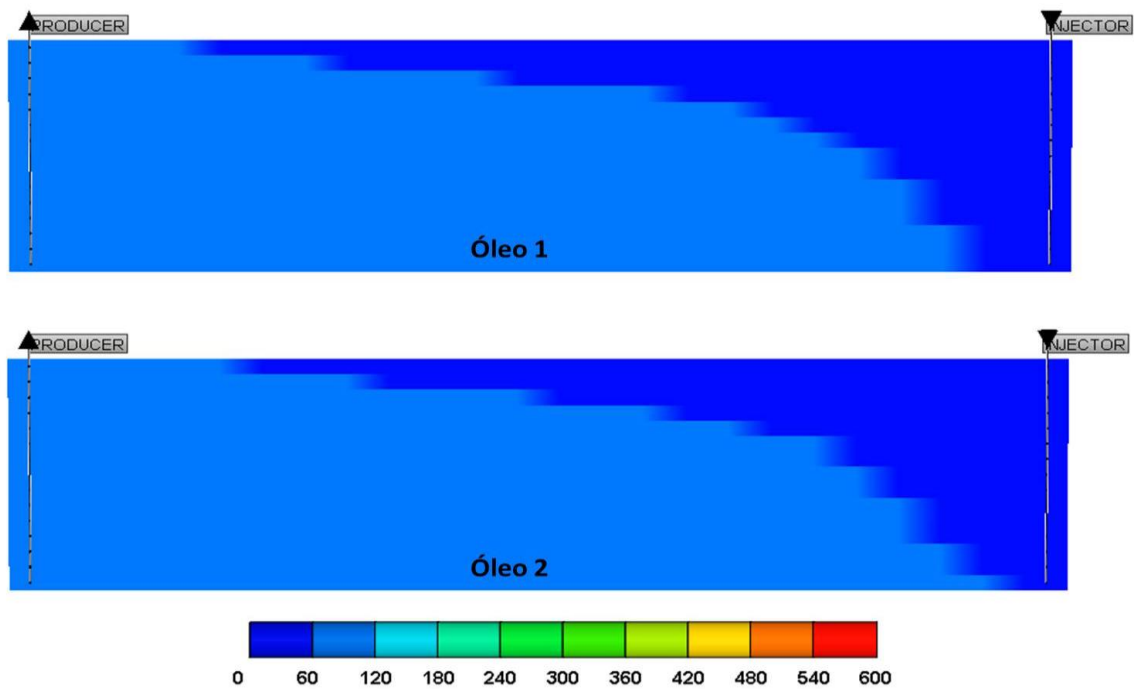


Figura 5. 17 – Viscosidade do óleo (cP) – 6 anos

Observa-se uma redução um pouco mais acentuada nos mapas de viscosidade para o óleo mais viscoso (Óleo 2), sendo a maior fração recuperada atribuída aos óleos mais pesados, quando comparados os dois valores analisados nesse estudo. É possível verificar também que no 6º ano do projeto, não há diferenças significativas entre os 2 casos analisados, e parte do óleo presente no reservatório é produzido em função da diminuição da sua viscosidade, facilitando assim seu deslocamento.

No processo CIS, uma porção do óleo do reservatório é queimado (coque) em decorrência do início do processo de combustão relacionado também as reações químicas envolvidas. Parte do óleo mais leve se vaporiza e os óleos mais viscosos sofrem craqueamento devido a ruptura das ligações carbono-carbono e os hidrocarbonetos mais pesados (reações de craqueamento), transformando-os em frações mais leves. O aquecimento do óleo no interior do reservatório, ocorrido em função do aumento da temperatura e pressão provocado pelo processo CIS, faz com que haja uma diminuição da viscosidade inicial do óleo, favorecendo assim seu deslocamento em função do avanço da frente de combustão. Isso mostra que o método torna-se mais eficiente quando aplicado em reservatórios que contém óleos mais viscosos (pesados), principalmente devido ao ganho de mobilidade. Além disso, quanto mais coque produzido, mais combustível se tem para favorecer e alimentar o processo de queima (Gray *et al.*, 1985).

A Tabela 5.6 apresenta um resumo dos dois modelos de viscosidade analisados. Observa-se que para o óleo mais viscoso (Óleo 2), o processo CIS melhorou o percentual recuperado, principalmente devido ao aquecimento provocado pelo início do processo de combustão.

Tabela 5.6 – Comparativo dos modelos de viscosidades (Óleo 1 e Óleo 2)

Viscosidade (cP)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)
Óleo 1	27.551	98.783	27,89
Óleo 2	28.662	98.783	29,02

5.2.3.4 Energia de Ativação (EA)

Dos parâmetros de reservatório, a energia de ativação foi a que apresentou a maior influência, durante todo o tempo de projeto.

A Figura 5.18 apresenta o gráfico de produção acumulada de óleo *versus* tempo para a variação da energia de ativação. Foi avaliada a variação global dos valores da energia de ativação, alterando-os em proporções iguais para todas as seis reações químicas, em relação ao valor de referência (100%).

Uma vez que o parâmetro EA se refere à energia necessária para que a reação química ocorra, ela deve apresentar forte influência sobre a frente de combustão, e com isso interferir de forma direta na dinâmica do processo CIS. Observa-se que ao diminuir o percentual da energia de ativação (70%), ocorre um aumento bastante significativo com relação à produção acumulada de óleo quando comparada aos outros 2 (dois) casos analisados (100% e 130%). Esse fato ocorre devido ao aumento da velocidade com que as reações químicas envolvidas no processo ocorrem, o que promove consequentemente, o aumento da produção acumulada de óleo no reservatório.

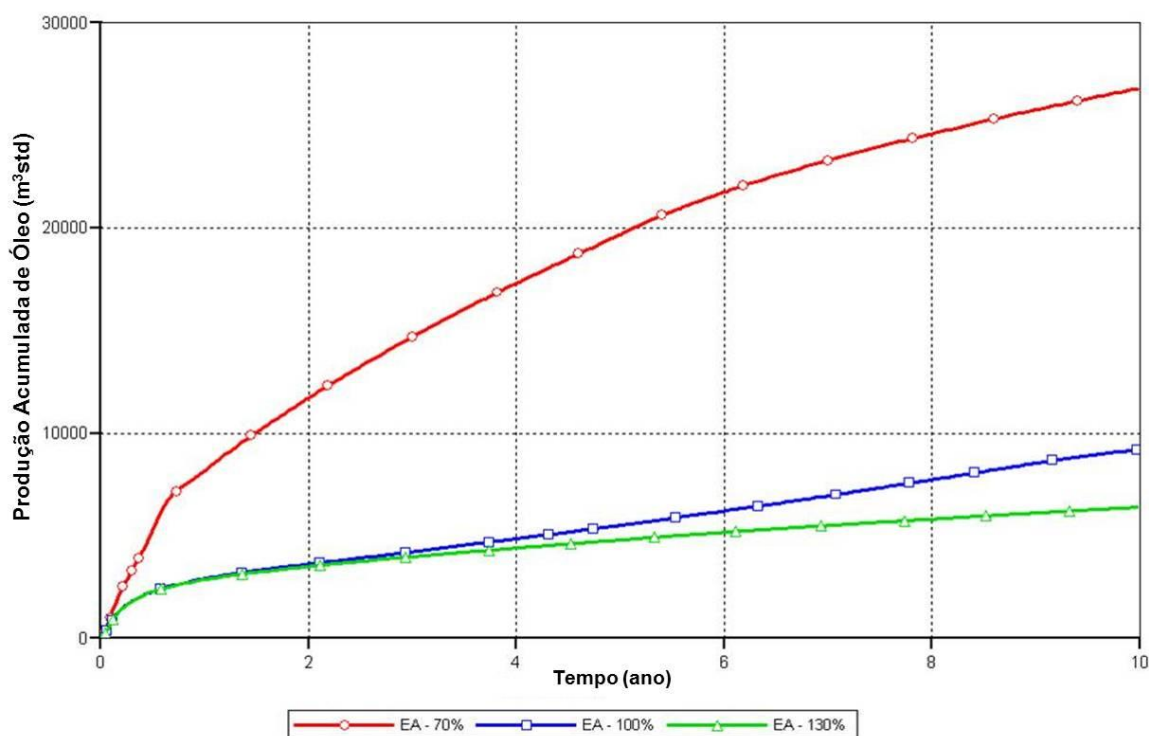


Figura 5.18 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo – Energia de Ativação

A Figura 5.19 apresenta o gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para a variação da energia de ativação. Observa-se que, com a menor EA (70%), o pico de vazão mais alto no gráfico representa o aumento da produção acumulada de óleo em virtude da chegada, mais rapidamente, do banco de óleo aquecido ao poço produtor. Esse fato é explicado devido ao aumento da velocidade com que as reações químicas ocorreram, favorecendo a formação da frente de combustão, o que promoveu o deslocamento do óleo.

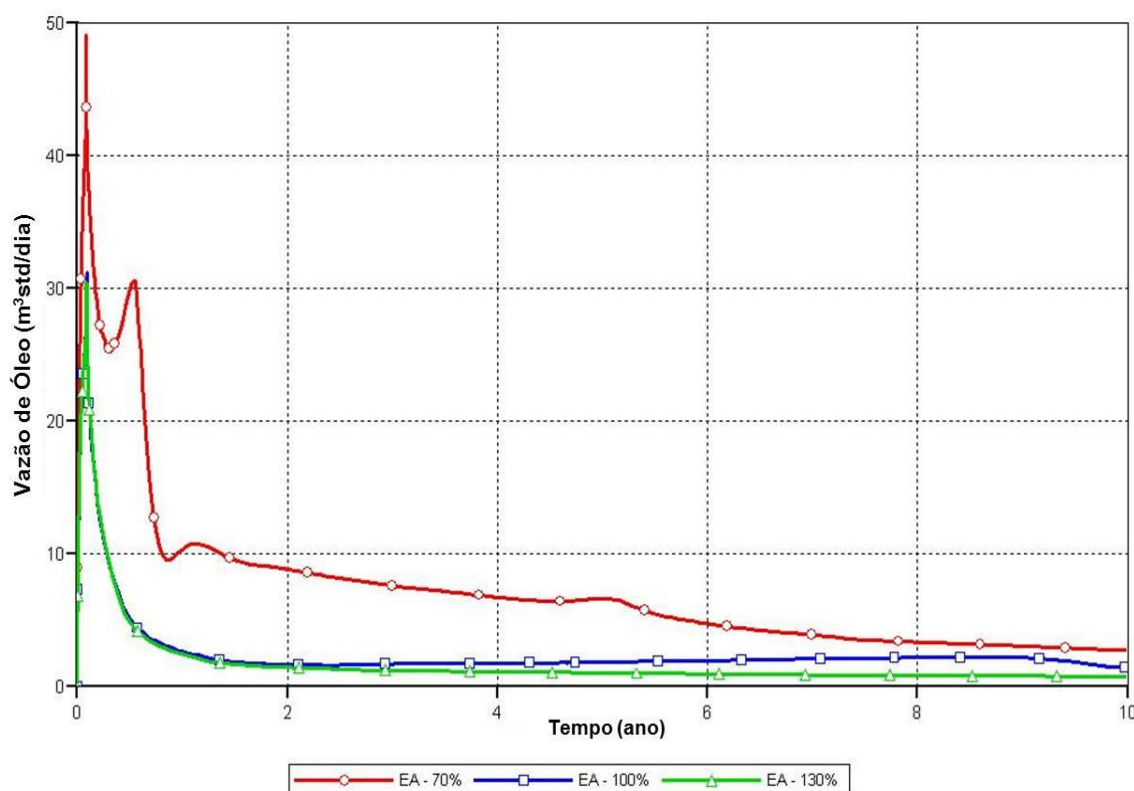


Figura 5. 19 – Vazão de Óleo versus Tempo – Energia de Ativação

Observa-se também que as curvas de EA (100% e 130%) apresentam o mesmo comportamento em relação à vazão de óleo dentro do reservatório. É possível destacar que em relação aos demais parâmetros de reservatório analisados nesse estudo, a EA foi o parâmetro de maior influência para o processo CIS, o que confirma estudos anteriores já realizados, como Ribeiro (2009).

A Tabela 5.7 apresenta um resumo comparando os resultados obtidos para os 3 (três) valores analisados. Observa-se que com uma menor energia de ativação é possível se obter melhores percentuais da fração recuperada de óleo.

Tabela 5. 7 – Comparativo da variação da energia de ativação (70%, 100% e 130%)

EA (%)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)
70	26.801	98.783	27,13
100	9.186	98.783	9,30
130	6.389	98.783	6,47

5.2.3.5 Entalpia da Reação (ΔH)

De forma semelhante ao estudo anterior, nessa análise houve variação apenas da entalpia da reação (ΔH).

Foi verificado que esse parâmetro de reservatório também apresentou grande influência no processo CIS, visto que o aumento da entalpia da reação melhorou a resposta com relação à fração recuperada de óleo. No caso, o ΔH é uma variável importante, pois representa a energia liberada para cada mol que reage durante o processo, ou seja, quanto maior for a entalpia da reação, maior também será a quantidade de energia liberada para manter a frente de combustão, assumindo assim um papel fundamental para ajustar o modelo. Conforme diminuem os valores do ΔH , a temperatura da frente diminui, pois menos energia é liberada no sistema, o que pode afetar diretamente o desenvolvimento e avanço da frente de combustão.

As Figuras 5.20 e 5.21 apresentam os gráficos de produção acumulada de óleo *versus* tempo e de vazão de óleo *versus* tempo, mostrando que quanto maior o valor da variação da entalpia da reação maior também será o NP. Em comparação com o parâmetro de reservatório EA, ocorre também um acréscimo no percentual da fração recuperada de óleo, porém ele não é tão significativo quanto o aumento provocado pela diminuição da EA, contudo influência, positivamente, no processo como um todo devido à relação direta com o processo CIS (reações químicas).

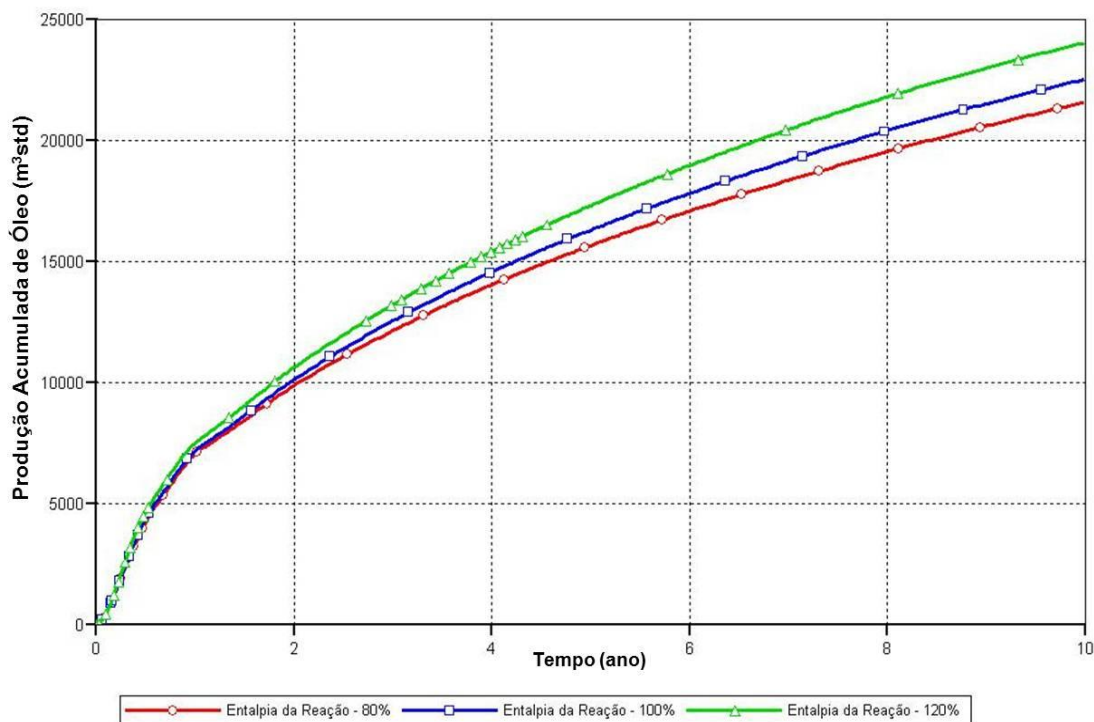


Figura 5. 20 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo – Entalpia da Reação

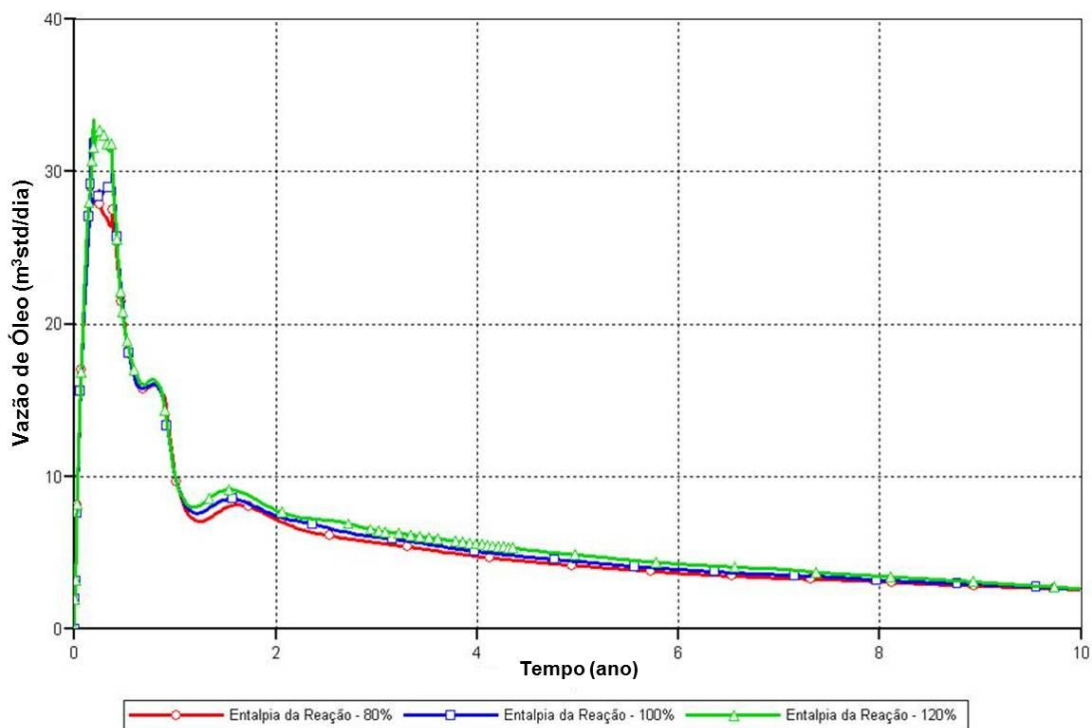


Figura 5. 21— Vazão de Óleo versus Tempo – Entalpia da Reação

A Tabela 5.8 apresenta um resumo comparando os 3 (três) modelos analisados. Observa-se que para maiores valores de ΔH , ocorre um aumento na fração recuperada de óleo.

Tabela 5. 8 – Comparativo dos modelos de variação de entalpia da reação (80%, 100% e 120%)

ΔH (%)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)
80	21.590	82.320	26,23
100	22.530	82.320	27,37
120	24.034	82.320	29,20

5.2.4 Resumo do estudo de sensibilidade dos parâmetros de reservatório

Nesta seção é apresentado um resumo da influência dos parâmetros de reservatórios estudados nesse trabalho, no qual foi realizada uma análise qualitativa baseada nos Diagramas de Pareto (Tabela 5.9).

Tabela 5. 9 – Qualidade da influência positiva ou negativa dos parâmetros de reservatório na fração recuperada de óleo

Tempo (ano)	φ (↑ Fr)	K (↑ Fr)	μ (↑ Fr)	EA (↑ Fr)	ΔH (↑ Fr)
2,5	Baixa (-)	Baixa (+)	Baixa (+)	Alta (-)	Alta (+)
5	Baixa (-)	Baixa (+)	Baixa (+)	Alta (-)	Alta (+)
7,5	Baixa (-)	Baixa (+)	Baixa (+)	Alta (-)	Alta (+)
10	Baixa (-)	Baixa (+)	Baixa (+)	Alta (-)	Alta (+)

Legenda:

(+) Influência positivamente a Fr (quanto maior o parâmetro maior a Fr)

(-) Influência negativamente a Fr (quanto menor o parâmetro maior a Fr)

É importante destacar que esses resultados foram obtidos para condições de reservatório fixas. Uma possível mudança operacional, bem como de parâmetros de reservatório não analisados no trabalho, poderá ocasionar mudanças nos resultados encontrados.

5.2.5 Resumo dos três reservatórios escolhidos

Baseando-se nos parâmetros que mais influenciam (Diagramas de Pareto) e nas máximas respostas do sistema (Curvas de Nível), verifica-se os três modelos de reservatório para assim fazer a otimização de cada um desses. A Tabela 5.10 mostra um resumo por nível de cada reservatório escolhido.

Tabela 5. 10 – Características dos reservatórios escolhidos para otimização operacional

CENÁRIO	"A"	"B"	"C"
Fr	30,81%	24,96%	11,19%
φ (%)	25	30	30
	(-1)	(+1)	(+1)
μ (cP)	Óleo 2	Óleo 1	Óleo 1
	(-1)	(+1)	(+1)
Kh (mD)	3.000	1.000	1.000
	(+1)	(-1)	(-1)
EA (%)	70	70	100
	(-1)	(-1)	(0)
ΔH (%)	120	80	100
	(+1)	(-1)	(0)

Legenda:

"A" – Configuração que obteve maior fração recuperada de óleo;

"B" – Configuração que obteve fração recuperada de óleo intermediária;

"C" – Configuração que obteve menor fração recuperada de óleo.

5.3 Estudo dos parâmetros operacionais

Nesta seção, é apresentado e discutido um estudo com três tipos distintos de reservatórios, e então realizada uma otimização operacional com processo CIS para cada um desses, com intuito de verificar a sua utilização em reservatórios com características distintas.

5.3.1 Estudo isolado dos parâmetros operacionais

Para a escolha adequada dos parâmetros operacionais, fez-se um estudo do comportamento de alguns parâmetros individualmente, comparando as respostas em relação às frações recuperadas de óleo, como também de alguns estudos da literatura. De acordo com o resultado obtido e discutido nesta seção, escolheram-se três níveis (valores) de cada um dos parâmetros, para assim executar o estudo em conjunto e fazer a otimização dos reservatórios acima escolhidos (“A”, “B” e “C”).

5.3.1.1 Análise da influência da variação da vazão de injeção

Nesta seção, foi realizada uma análise da fração recuperada e da vazão de óleo para verificar a influência que a vazão de injeção de ar apresenta nesse tipo de processo. O estudo foi realizado para todos os parâmetros constantes, com exceção da vazão de injeção de ar que foi variada no intervalo de 1.000 a 10.000 m³std/dia. A Figura 5.22 mostra a fração recuperada de óleo *versus* o volume poroso injetado para os diferentes níveis estudados, e a Figura 5.23 apresenta as curvas de vazão de óleo para todos os casos analisados.

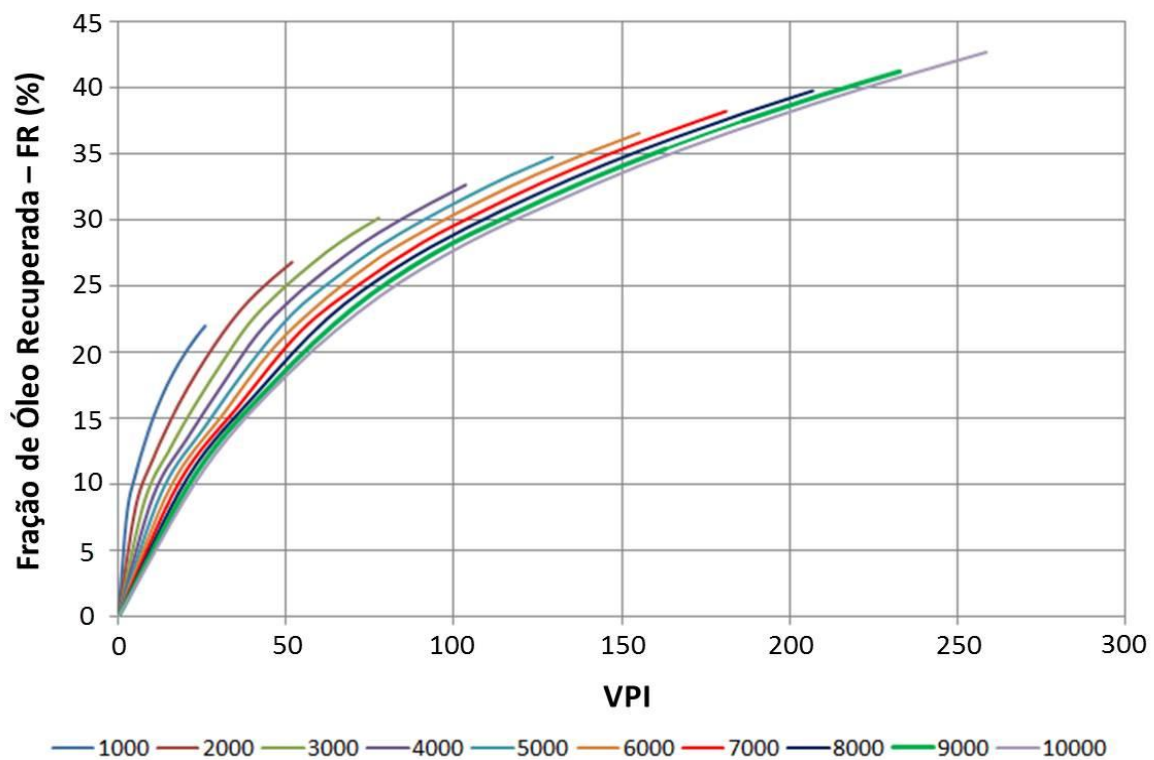


Figura 5. 22 – Volume Poroso Injetado versus Fração Recuperada de Óleo. Comparativo Vazão de Injeção (Q_{inj})

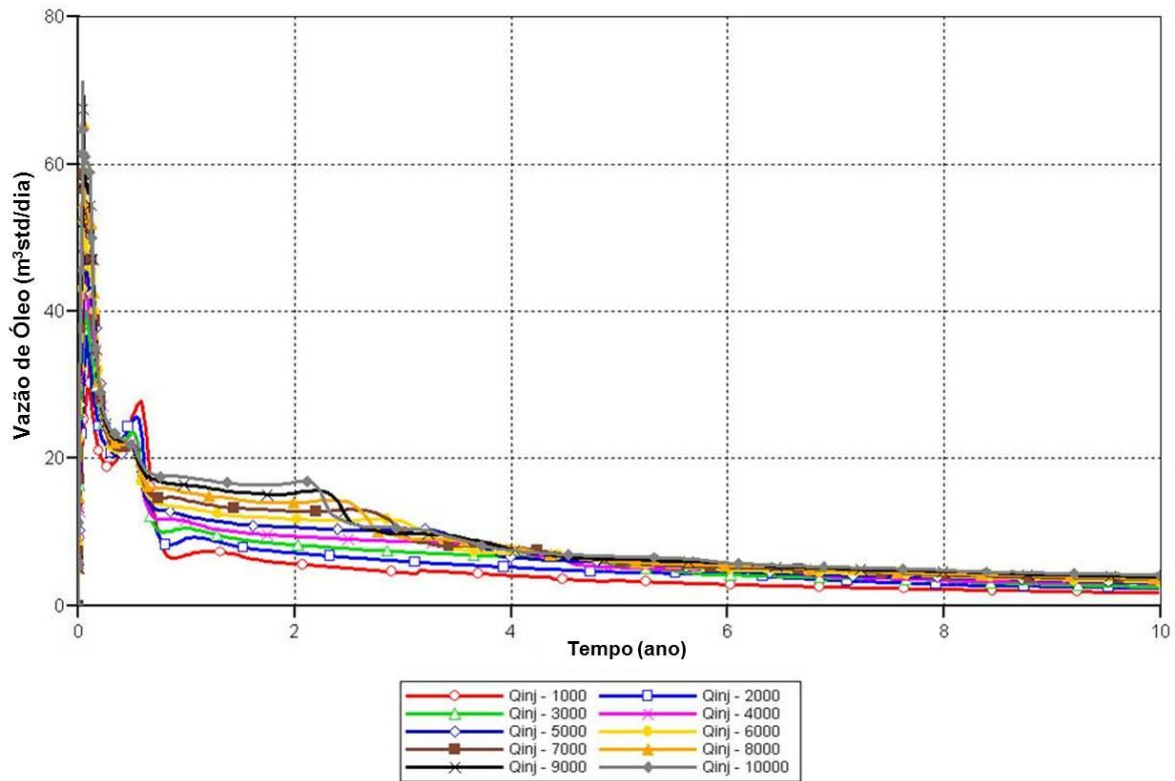


Figura 5. 23 – Vazão de Óleo versus Tempo. Comparativo Vazão de Injeção (Q_{inj})

A vazão de injeção de ar apresentou grande influência para o método CIS, pois quanto maior o valor atribuído a esse parâmetro, a fração recuperada de óleo foi mais expressiva, principalmente porque o aumento da vazão de injeção favorece o avanço e a manutenção da frente de combustão ao longo do reservatório até atingir o poço produtor. Da Figura 5.24 a 5.26 é possível observar como ocorre o avanço da frente de combustão em função do aumento da vazão de injeção de ar através dos mapas de temperatura para os seguintes valores de vazão de injeção: 1.000, 5.000 e 10.000 m^3std/dia , respectivamente.

Verifica-se, na Figura 5.24, para a vazão de injeção de 1.000 m^3std/dia , que ao final dos 10 anos de projeto a frente de combustão avança, porém não chega a atingir o poço produtor. Para a vazão de injeção de 5.000 m^3std/dia (Figura 5.25), já é possível observar a chegada da frente de combustão ao poço produtor, porém com uma varredura ainda pequena do óleo presente no reservatório. E, no caso onde a vazão de injeção utilizada foi de 10.000 m^3std/dia (Figura 5.26), a frente de combustão consegue avançar mais rapidamente e melhorar a distribuição de calor no interior do reservatório, fazendo com que o banco de óleo aquecido e deslocado atinja o poço produtor.

Apesar do aumento da vazão de injeção, aumentar também a fração recuperada de óleo, na Figura 5.22, se continuarmos a crescer o valor da Q_{inj} , conseqüentemente aumentará a resposta em termos de Fr. Contudo, no estudo em questão adotou-se as vazões de injeção de 1.000, 2.000 e 3.000 m^3std/dia , visando diminuir o tempo de simulação das análises, bem como minimizar os problemas com aumento excessivo da temperatura e pressão do sistema, visto que isso pode comprometer operacionalmente a aplicação do método de combustão *in situ* em projetos de campo.

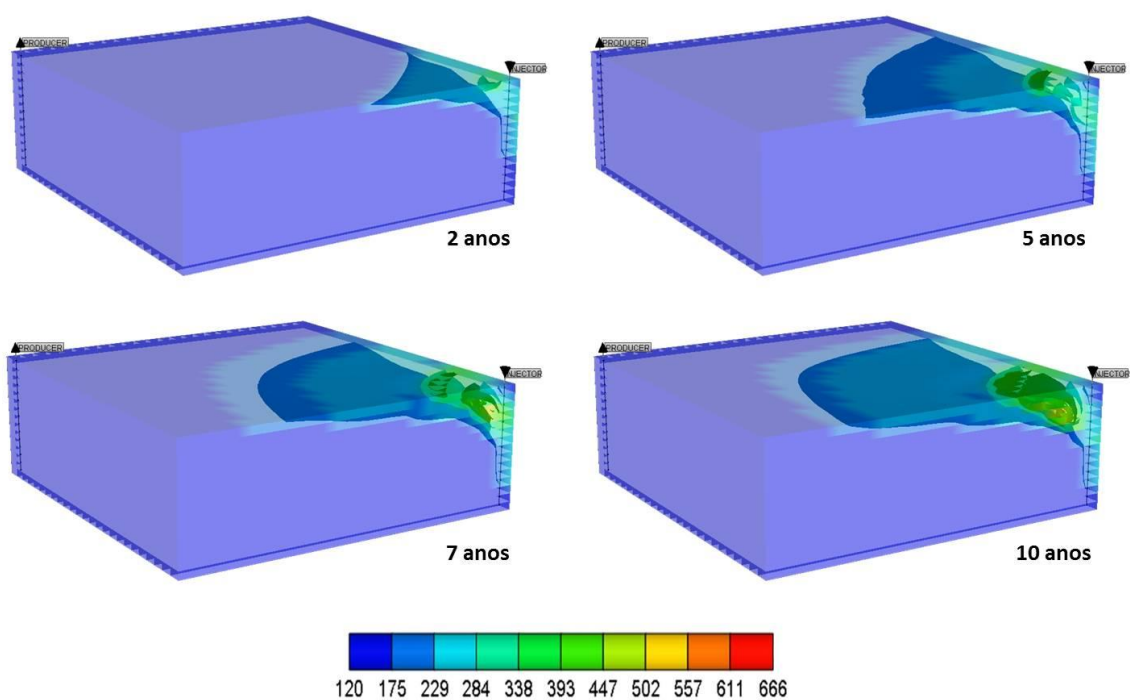


Figura 5. 24 – Mapas de Temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão ($Q_{inj} - 1.000m^3std/dia$)

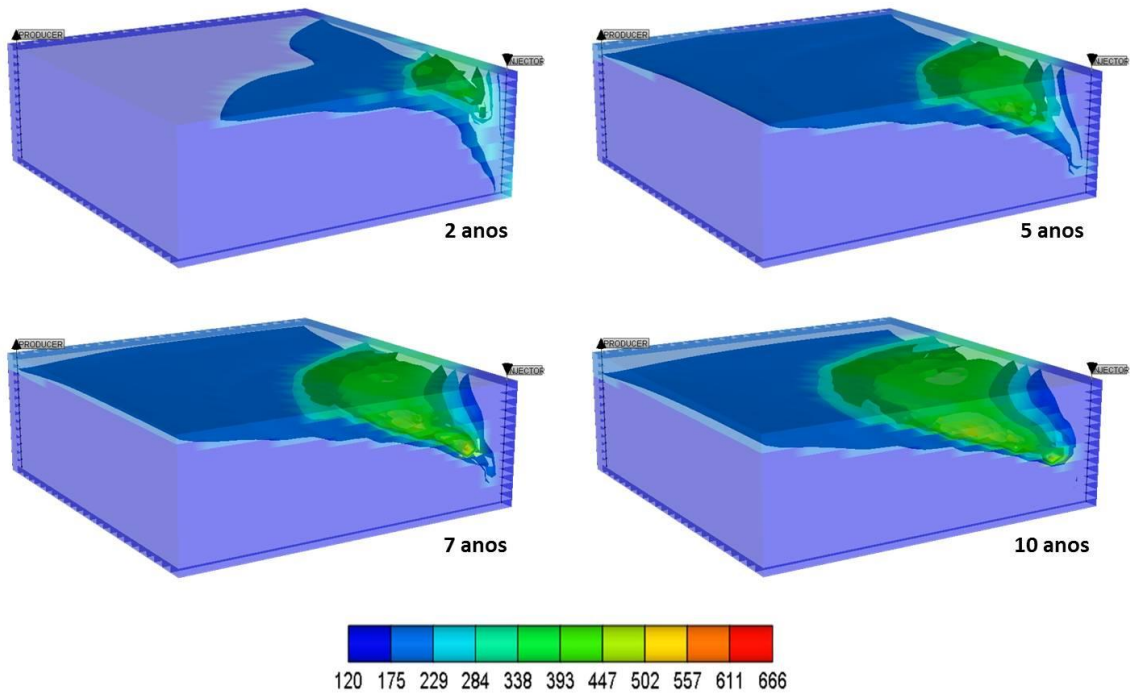


Figura 5. 25 – Mapas de Temperatura ($^{\circ}\text{F}$) – Avanço da frente de combustão ($Q_{inj} - 5.000 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$)

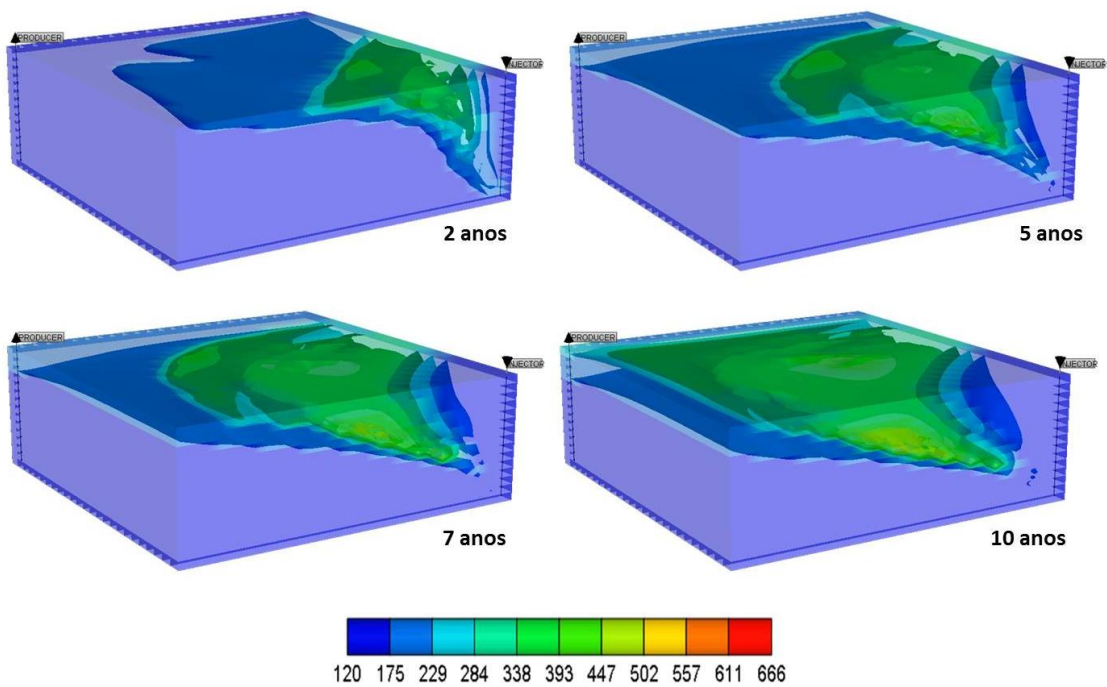


Figura 5. 26 – Mapas de Temperatura ($^{\circ}\text{F}$) – Avanço da frente de combustão ($Q_{inj} - 10.000 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$)

A Tabela 5.11 apresenta um resumo para os diferentes valores atribuídos à vazão de injeção de ar. Observa-se que houve uma alteração considerável na fração recuperada de óleo como já discutido nos gráficos anteriores, quando do aumento desse parâmetro.

Tabela 5. 11 – Comparativo de vazão de injeção

Vazão de Injeção (m ³ std/dia)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)
1.000	18.083	82.320	21,97
2.000	22.057	82.320	26,79
3.000	24.810	82.320	30,14
4.000	26.871	82.320	32,74
5.000	28.596	82.320	34,74
6.000	30.095	82.320	36,56
7.000	31.456	82.320	38,21
8.000	32.732	82.320	39,76
9.000	33.942	82.320	41,23
10.000	35.135	82.320	42,68

5.3.1.2 Análise da influência da variação da concentração de oxigênio

Nesta seção foi realizada uma análise variando apenas a concentração de oxigênio, mantendo os demais parâmetros constantes, para verificar a sua influência na produção acumulada de óleo.

Na Figura 5.27, pode-se observar que o aumento da concentração de oxigênio favorece a produção acumulada de óleo visto que a frente de combustão é sustentada por um período de tempo maior, refletindo assim, em melhores respostas em relação à Fr. Já na Figura 5.28, verifica-se, no gráfico de vazão de óleo *versus* tempo, como a frente de combustão é sustentada por um período de tempo maior, o banco de óleo atinge mais rapidamente o poço produtor em virtude da maior quantidade de comburente utilizada no sistema.

A Tabela 5.12 apresenta um resumo do estudo individual realizado com esse parâmetro operacional, considerando o percentual de óleo recuperado no período de 10 anos de projeto. É possível verificar que a concentração de oxigênio é um parâmetro importante, porém não apresenta uma influência muito significativa quando comparada à análise do item anterior (vazão de injeção de ar). No entanto, a maior concentração de oxigênio mantém a frente de combustão no interior do reservatório (devido à maior quantidade de comburente),

fazendo com que o processo de aquecimento do óleo implique em uma diminuição de sua viscosidade e, conseqüentemente, melhore a mobilidade do mesmo.

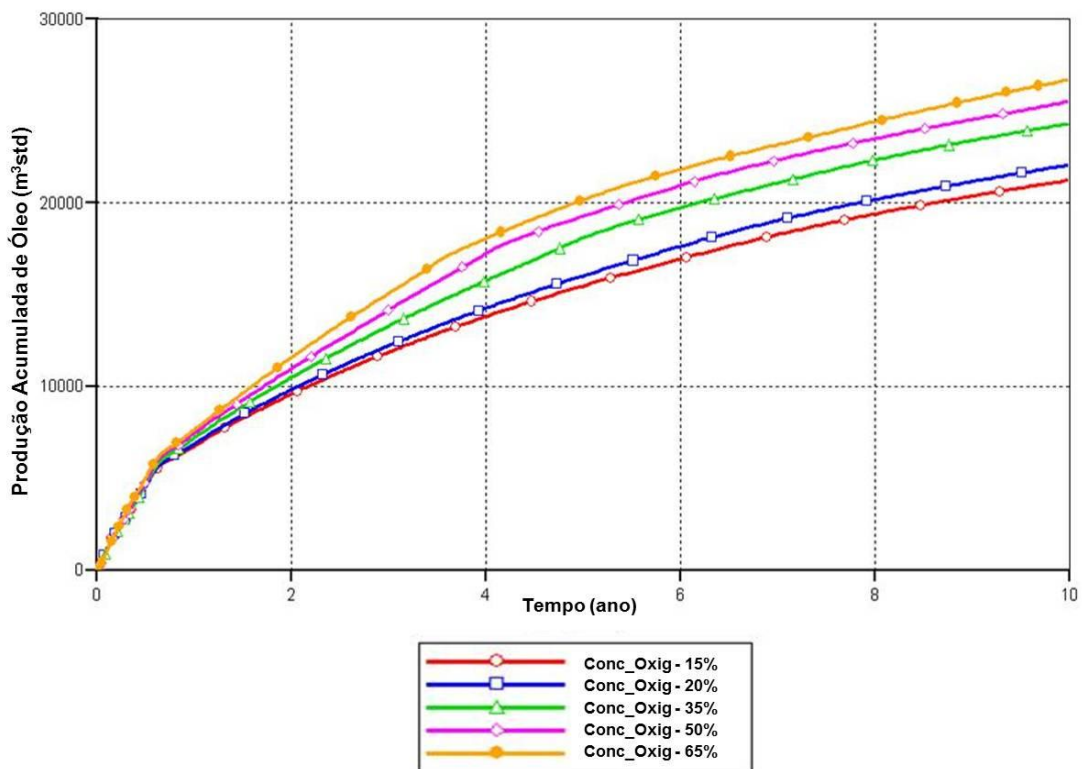


Figura 5.27 – Produção Acumulada Óleo versus Tempo. Comparativo Concentração de Oxigênio

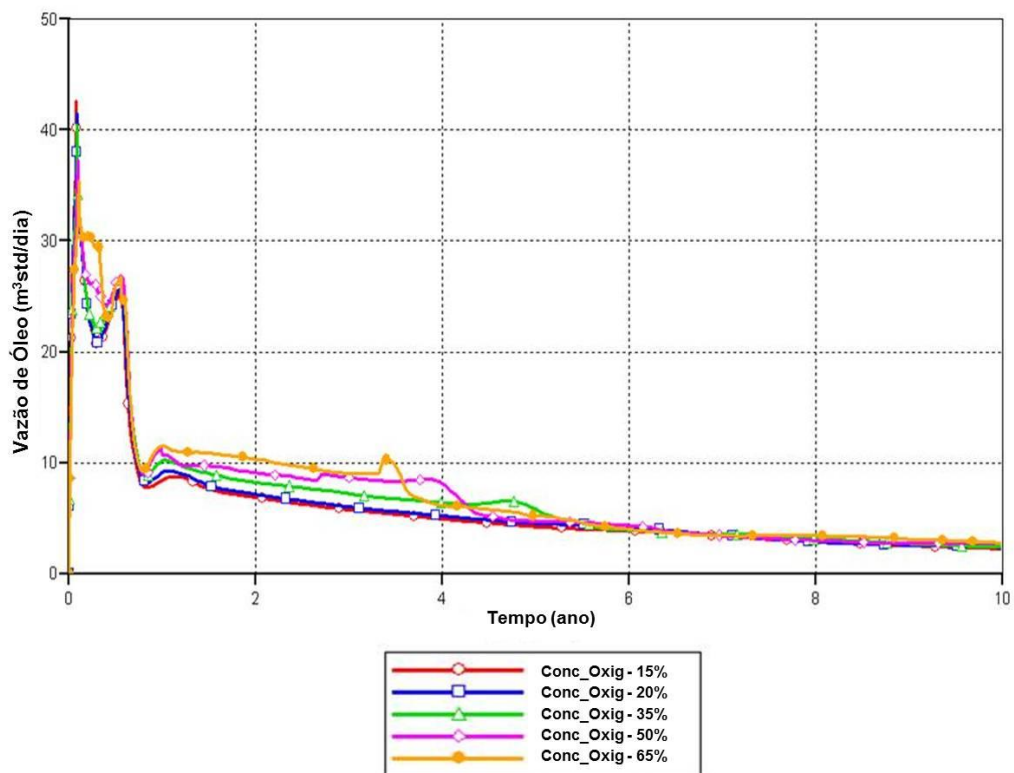


Figura 5.28 – Vazão de Óleo versus Tempo. Comparativo Concentração de Oxigênio

Tabela 5. 12 – Comparativo da variação da concentração de oxigênio

Concentração de O ₂ (%)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)
15	21.230	82.320	25,78
20	22.057	82.320	26,79
35	24.312	82.320	29,53
50	25.516	82.320	30,99
65	26.699	82.320	32,43

5.3.1.3 Análise da influência da variação da completção do poço produtor e injetor

Nesta seção foi realizada uma análise variando o intervalo de completção dos poços produtor e injetor, mantendo os demais parâmetros constantes, para verificar a sua influência considerando a fração recuperada de óleo. A Tabela 5.13 apresenta os intervalos estudados, bem como a sua classificação e nomenclatura.

Tabela 5. 13 – Intervalo de Completção do Poço Produtor/Injetor

Completção do Poço Produtor/Injetor	Mínimo (-1)	Intermediário (0)	Máximo (1)
Prod/Inj	Base	Centro	Topo

Para verificar se a completção dos poços produtor e injetor são influenciadas por outros parâmetros foi realizado um estudo em dois tempos. Foram estudados 9 (nove) casos de forma a realizar todas as possíveis combinações (3²), de maneira a completar e aquecer na Base (B), no Topo (T) e no Centro (C). A Tabela 5.14 apresenta uma descrição dos casos simulados e suas respectivas frações recuperadas de óleo, em dois tempos (5 e 10 anos).

Tabela 5. 14 – Estudo de Completação do Poço Produtor/Injetor – Casos Analisados

Casos	Produtor	Injetor	NP (m ³) (5 anos)	Fr (%) (5 anos)	NP (m ³) (5 anos)	Fr (%) (10 anos)
1	-1	-1	16.610	20,18	24.584	29,86
2	-1	0	16.840	20,46	24.766	30,09
3	-1	1	17.145	20,83	25.069	30,45
4	0	-1	15.250	18,53	21.786	26,46
5	0	0	15.593	18,94	22.049	26,78
6	0	1	15.999	19,44	22.295	27,08
7	1	-1	14.757	17,93	20.377	24,75
8	1	0	15.113	18,36	20.527	24,94
9	1	1	15.621	18,98	20.502	24,91

Na Figura 5.29, observando as curvas de produção acumulada de óleo, a curva verde claro (Caso 3 - BT) tem a maior recuperação até o final do projeto (10 anos de produção), seguida das configurações BC e BB, respectivamente, Casos 2 e 1. Verifica-se também que as configurações da completção do poço produtor na base (B) foram as que obtiveram os melhores resultados com relação à produção acumulada de óleo. Isso se deve principalmente ao processo de segregação gravitacional, visto que as frações mais leves dos hidrocarbonetos mais pesados presentes que sofreram craqueamento tendem a subir. Devido a maior densidade, o óleo concentra-se na base no reservatório, sendo a produção deste mais eficiente quando a completção do poço produtor localiza-se na base do reservatório.

Na Figura 5.30, são apresentadas as curvas de vazão de óleo *versus* tempo, mostrando que há uma pequena diferença em relação aos picos de vazão, indicando assim, que todos os casos combinados analisados (completção dos poços produtores/injetores), encontram-se concentrados logo nos primeiros anos de projeto.

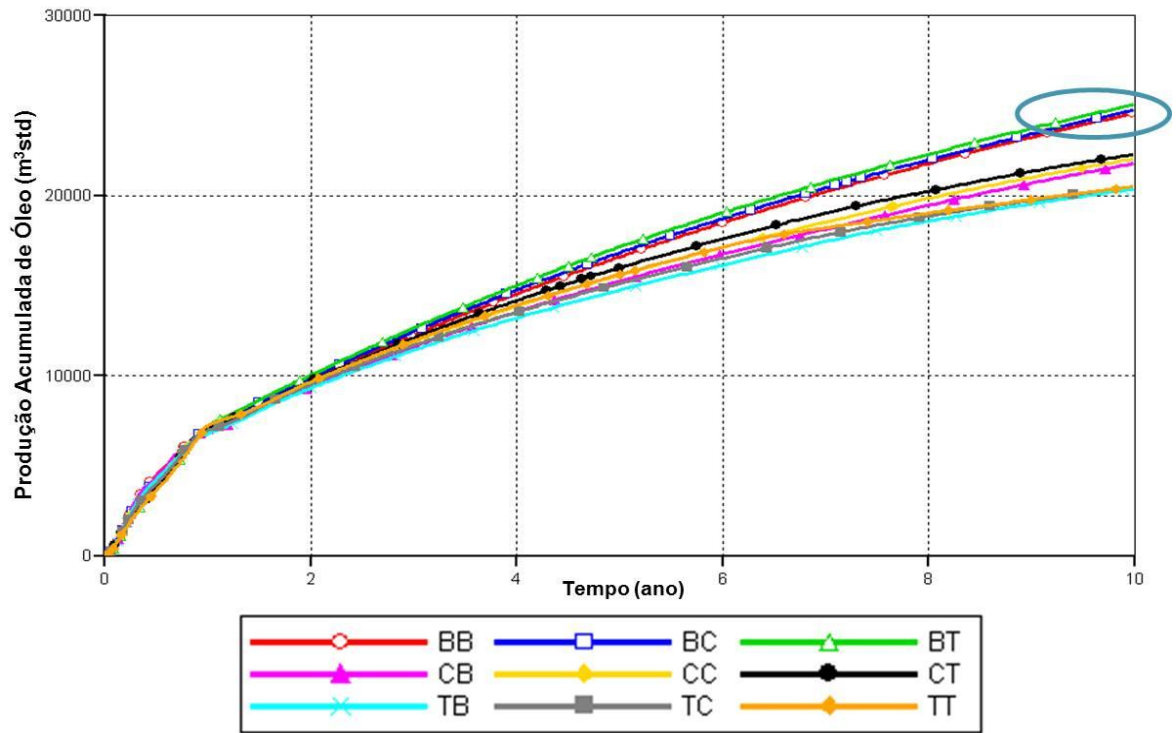


Figura 5. 29 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo Completação do Poço Produtor/Injetor

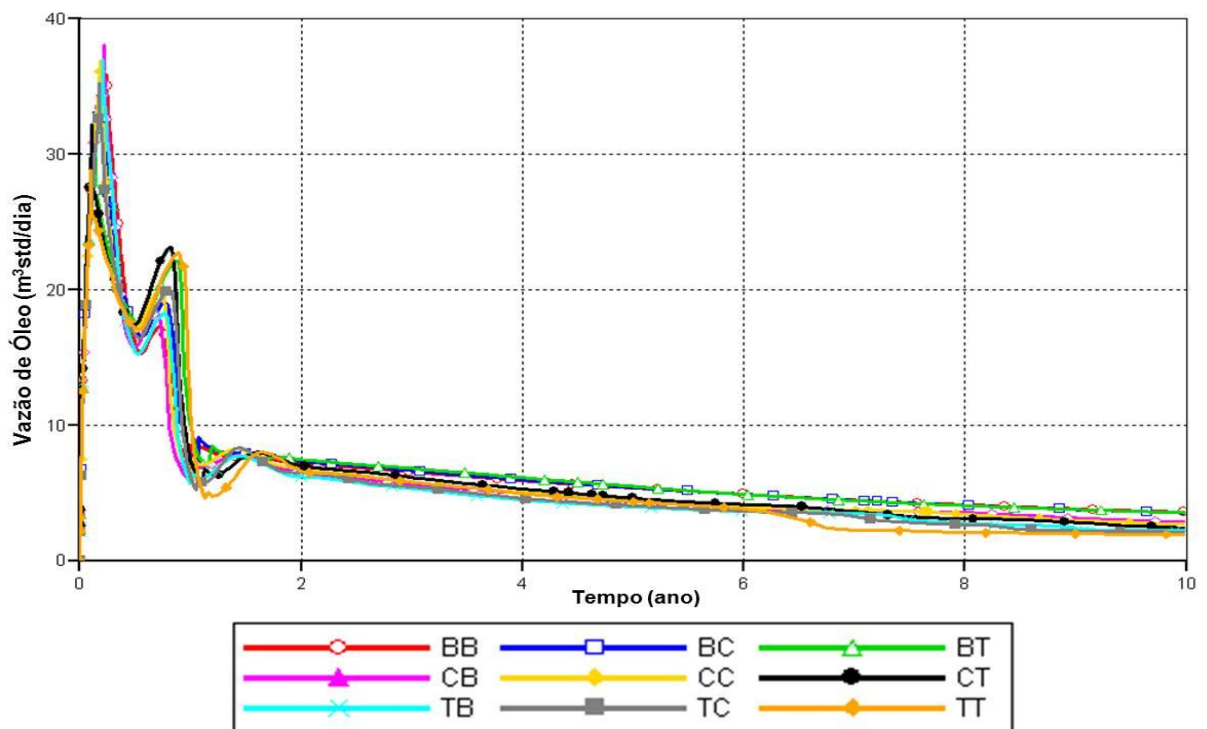


Figura 5. 30 – Vazão de Óleo versus Tempo. Comparativo Completação do Poço Produtor/Injetor

5.3.2 Resumo dos níveis dos parâmetros operacionais escolhidos

A Tabela 5.15 mostra o intervalo de estudo dos parâmetros operacionais, bem como o nível de valores do modelo base, escolhidos através dos estudos individualizados.

Tabela 5. 15 – Resumo dos níveis dos parâmetros operacionais escolhidos

Parâmetros	Intervalo			Modelo Base
	-1	0	1	
Vazão de Injeção (m ³ std/dia)	1.000	2.000	3.000	2.000
Concentração de Oxigênio (%)	20	25	30	20
Completação do Poço Injetor	B	C	T	BCT

Legenda:

B – Completação na Base;

C – Completação no Centro;

T – Completação no Topo;

BCT – Completação em todo intervalo.

Optou-se, para posterior estudo e análise dos parâmetros operacionais apenas a variação da completação do poço injetor devido à verificação dos melhores resultados obtidos para completação do poço produtor na base (B) do reservatório, e também pela observação de alguns problemas numéricos quando da realização da combinação entre esses dois casos (completação do poço produtor/injetor), bem como problemas de aumento excessivo da temperatura e pressão no interior do reservatório, podendo comprometer inclusive a segurança operacional do processo CIS quando da sua aplicação em projetos de campo.

5.4 Otimização operacional dos três cenários de reservatórios

Nesta seção, será mostrada e discutida a melhor configuração de parâmetros operacionais para cada um dos três níveis de reservatórios (“A”, “B” e “C”) escolhidos da seção 5.3.5 de parâmetros de reservatórios. Esses cenários foram selecionados através da influência relacionada aos Diagramas de Pareto e das interações entre os parâmetros relacionados às Curvas de Nível.

A Tabela 5.16 mostra a nomenclatura dos efeitos contemplados nessa análise - Efeitos nos Diagramas de Pareto.

Tabela 5. 16 – Nomenclatura dos efeitos analisados - Diagrama de Pareto

Parâmetro	Nomenclatura	Atribuições no Diagrama Pareto
Vazão de Injeção	Qinj	"1"
Concentração de Oxigênio	C(O2)	"2"
Completação - Poço Injetor	Cinj	"3"
Efeito Linear	Efeito Linear	"L"
Efeito Quadrático	Efeito Quadrático	"Q"

5.4.1 Otimização dos Parâmetros Operacionais do Reservatório "A"

Nesta seção é apresentado o estudo dos parâmetros operacionais para o reservatório de nível "A", isto é, o reservatório com as características que resultaram na maior fração recuperada de óleo. A descrição de todos os casos e a Fr obtida é apresentada na Tabela 5.17. Foram destacados apenas 2 períodos de tempo (5 e 10 anos) nos Diagramas de Pareto devido a semelhança entre os resultados encontrados.

Tabela 5. 17 – Casos simulados para otimização da CIS para o reservatório “A”

Casos	Qinj	C (O2)	Cinj	Fr (%)			
				(2,5 anos)	(5 anos)	(7,5 anos)	(10 anos)
1	1.000	20	Base	12,72	18,11	21,69	24,20
2	1.000	20	Centro	12,89	18,19	21,69	24,09
3	1.000	20	Topo	12,95	18,25	21,75	24,09
4	1.000	25	Base	12,94	18,49	22,26	25,02
5	1.000	25	Centro	13,12	18,57	22,20	24,73
6	1.000	25	Topo	13,18	18,57	22,20	24,58
7	1.000	30	Base	13,12	18,66	22,32	24,85
8	1.000	30	Centro	13,33	18,80	22,51	25,09
9	1.000	30	Topo	13,45	19,06	22,85	25,18
10	2.000	20	Base	14,64	22,23	27,68	31,12
11	2.000	20	Centro	14,82	22,07	27,13	30,40
12	2.000	20	Topo	15,00	22,58	26,77	29,60
13	2.000	25	Base	15,19	23,37	28,68	32,12
14	2.000	25	Centro	15,31	23,28	28,32	31,64
15	2.000	25	Topo	15,53	23,46	27,64	30,48
16	2.000	30	Base	15,57	24,32	29,55	32,96
17	2.000	30	Centro	15,82	24,37	29,36	32,70
18	2.000	30	Topo	16,01	24,20	28,47	31,37
19	3.000	20	Base	16,02	25,65	31,36	35,18
20	3.000	20	Centro	16,16	25,14	30,53	34,13
21	3.000	20	Topo	16,49	24,95	29,63	32,80
22	3.000	25	Base	16,69	27,04	32,83	36,72
23	3.000	25	Centro	16,85	26,43	31,86	35,60
24	3.000	25	Topo	17,29	25,99	30,65	33,95
25	3.000	30	Base	17,33	27,70	33,62	37,63
26	3.000	30	Centro	17,54	27,49	33,10	36,98
27	3.000	30	Topo	18,02	26,92	31,58	34,98

Nas Figuras 5.31 e 5.32, são mostradas as influências dos parâmetros operacionais e suas interações sobre a recuperação de óleo no reservatório “A”. O efeito linear da vazão de injeção Qinj(L) nesse reservatório constituiu a maior influência, seguida do efeito linear da concentração de oxigênio C(O2)(L).

Nos primeiros 5 anos, após a concentração de oxigênio (C(O2)(L)), tem-se, em ordem decrescente de influência: efeito quadrático da vazão de injeção (Qinj(Q)), interação entre os efeitos lineares da vazão de injeção e da concentração de oxigênio (1L*2L), influência negativa da interação entre os efeitos lineares da vazão de injeção e completação do poço injetor (1L*3L). Verifica-se ainda que, a interação entre o efeito quadrático da vazão de injeção com a concentração de oxigênio (1Q*2L) assumiu a sexta posição, a interação entre o efeito quadrático da vazão de injeção com a completação do poço injetor (1Q*3L) e o efeito

linear da completação do poço injetor (Cinj(L)) foram os últimos parâmetros que se mostraram importantes significativamente. Os demais parâmetros analisados não apresentaram relevância expressiva (Figura 5.31).

Na Figura 5.32, no final décimo ano, os seis primeiros parâmetros permaneceram nas mesmas posições: (Qinj(L), CO₂(L), Qinj(Q), Cinj(L), 1L*3L, 1L*2L), mostrando que esses efeitos apresentaram a mesma ordem de influência. Isso remete a importância, principalmente da vazão de injeção, que auxilia na formação da frente de combustão no interior do reservatório (quanto maior a vazão de injeção, maior será a Fr) e, que a concentração de oxigênio faz com que a frente de combustão seja mantida por um período maior, quando do aumento do percentual desse parâmetro, ou seja, aumento do comburente favorecendo a manutenção do processo CIS. Observa-se ainda que, o efeito quadrático da completação do poço injetor (Cinj(Q)) e a interação entre o efeito linear da concentração de oxigênio com o efeito quadrático da completação do poço injetor também mostram uma pequena relevância ao final dos 10 anos de projeto. No entanto, os demais parâmetros estudados não apresentaram influência significativa e, portanto, não foram descritos.

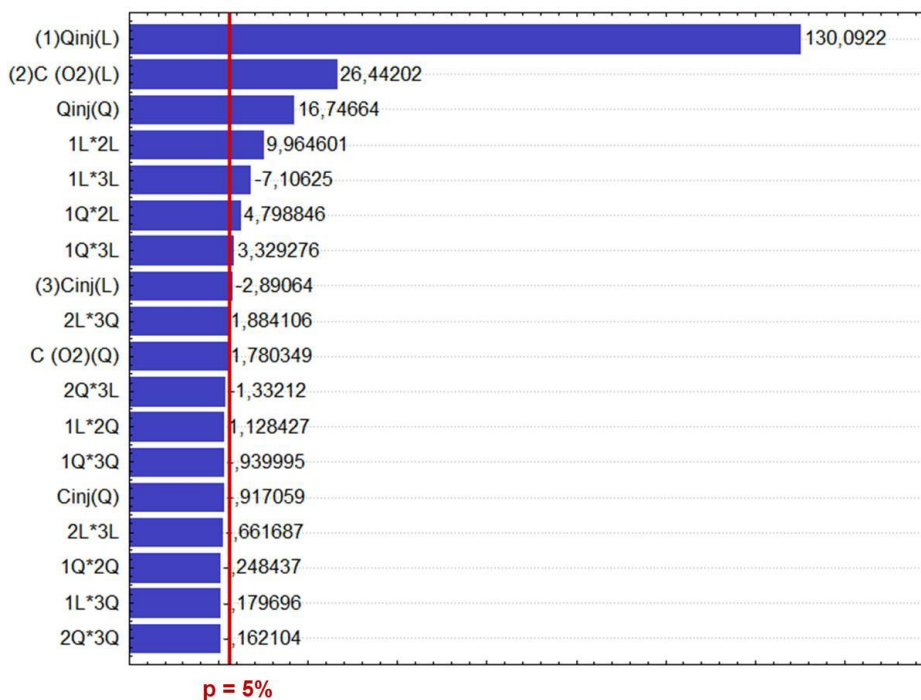


Figura 5. 31 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos – Res “A”)

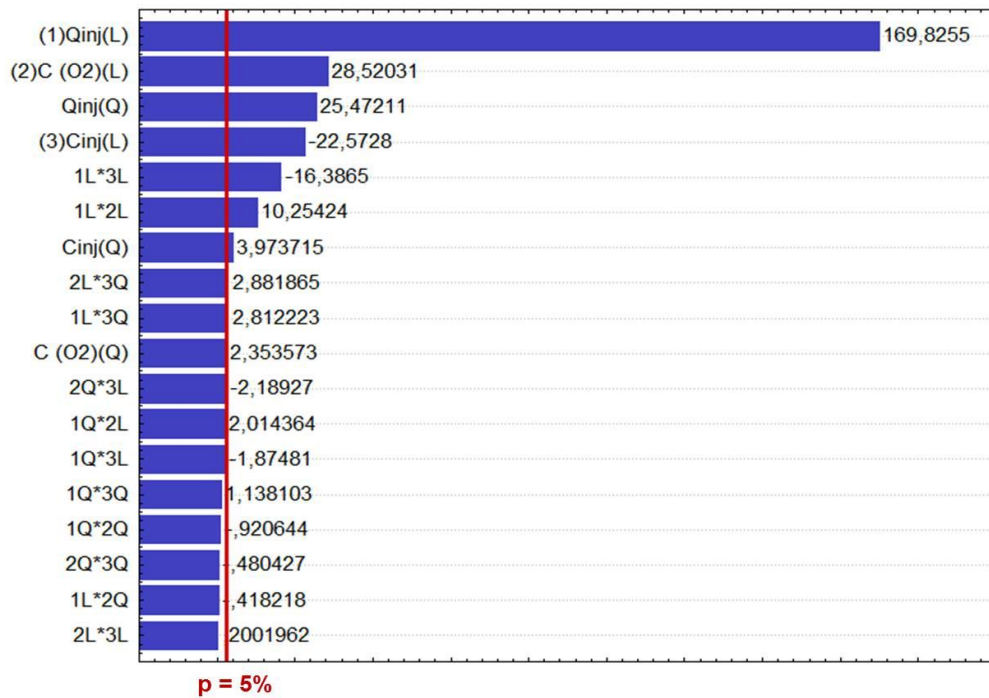


Figura 5. 32 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos – Res “A”)

Através da Tabela 5.18 é possível observar a evolução dos principais efeitos em função dos períodos de simulação. Os efeitos cuja cor destacada permanece branca apresentaram influência significativa em apenas um dos períodos analisados.

Tabela 5. 18 – Comparativo de Influências apresentadas nos Diagramas de Pareto (Estudo Operacional – Reservatório “A”)

	2,5 anos		5 anos		7,5 anos		10 anos	
1º	Qinj(L)	290,035	Qinj(L)	130,092	Qinj(L)	138,942	Qinj(L)	169,825
2º	CO2(L)	70,950	CO2(L)	26,442	CO2(L)	24,518	CO2(L)	28,521
3º	Cinj(L)	31,003	Qinj(Q)	16,746	Qinj(Q)	21,147	Qinj(Q)	25,472
4º	1L*2L	29,395	1L*2L	9,964	Cinj(L)	- 13,721	Cinj(L)	- 22,573
5º	Qinj(Q)	27,389	1L*3L	- 7,106	1L*3L	- 12,858	1L*3L	- 16,385
6º	1L*3L	9,859	1Q*2L	4,798	1L*2L	8,388	1L*2L	10,254
7º	1L*3Q	- 6,192	1Q*3L	3,329	2Q*2L	2,658	Cinj(Q)	3,973
8º	2L*3L	4,156	Cinj(L)	- 2,890	2L*3Q	1,939	2L*3Q	2,881

5.4.1.1 Interações de maior influência para o reservatório “A”

Nesta seção são apresentadas as superfícies de respostas em dois períodos (5 e 10 anos), das interações entre os parâmetros mais importantes de acordo com os Diagramas de

Pareto em cada uma dessas datas. Para as discussões foram utilizadas as três interações mais importantes. As Figuras 5.33 e 5.34 apresentam as superfícies de respostas dessas interações.

Para o reservatório “A”, as superfícies de resposta refletem um acréscimo de aproximadamente 28% alcançado quando utilizados maiores valores da vazão de injeção (Q_{inj}) e da concentração de oxigênio ($C(O_2)$), assim como quando considerada a completação do poço injetor (C_{inj}) na base (-1) do reservatório. Observa-se também que as melhores respostas em termos de fração de óleo recuperada ocorrem quando da interação entre a maior concentração de oxigênio ($C(O_2)$) e a configuração do poço injetor na base (-1) (Figura 5.33).

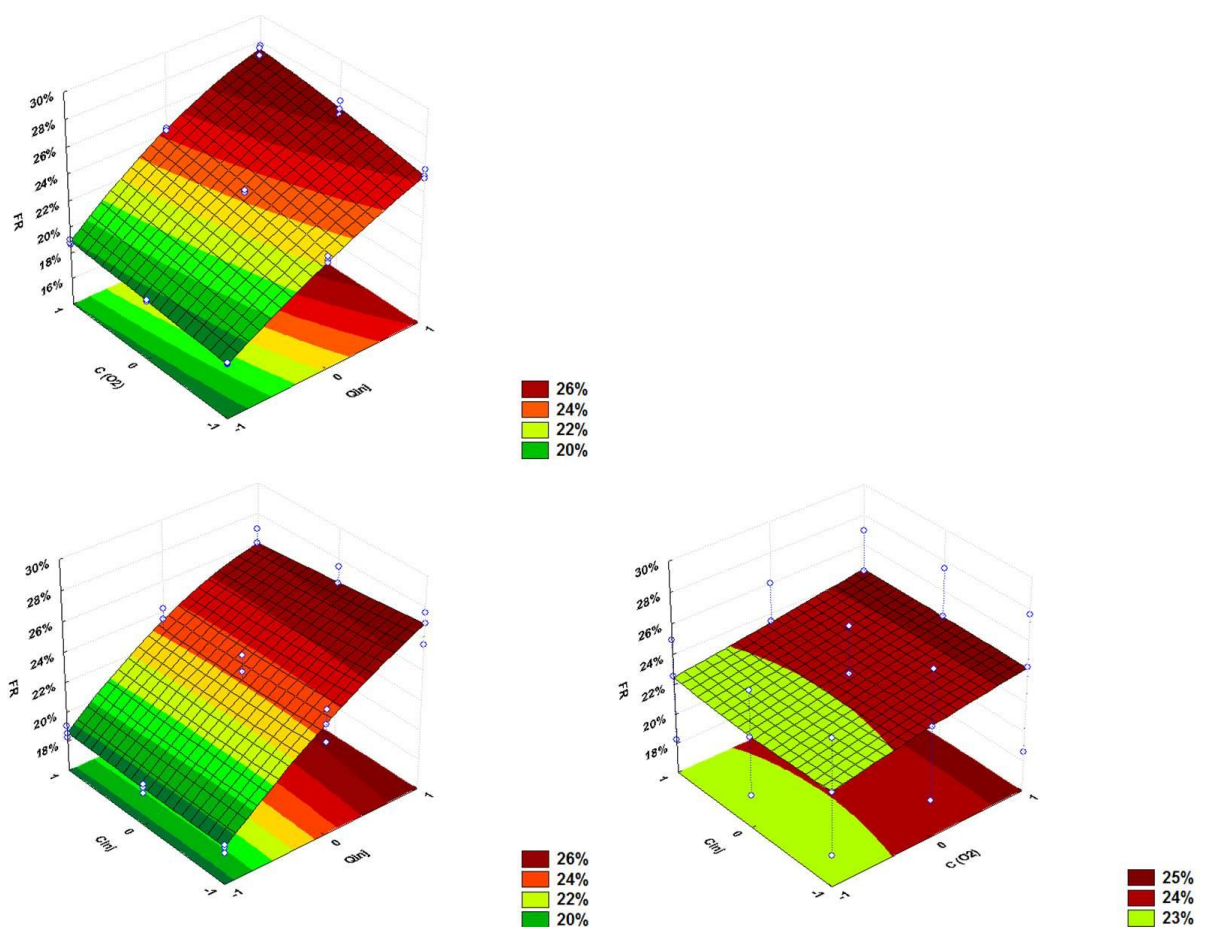


Figura 5. 33 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “A”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos)

Em 10 anos de projeto, verifica-se a semelhança entre o percentual recuperado quando aplicados os maiores valores de Q_{inj} , $C(O_2)$ e a configuração da completação do poço injetor na base do reservatório (38%), confirmando a análise anterior. Observa-se também que para a

interação entre a configuração da completção do poço injetor (Cinj) na base (-1) e maiores concentrações de oxigênio (C(O₂)) (1), pode-se obter melhores percentuais de fração de óleo recuperada, nessa configuração estudada (Figura 5.34).

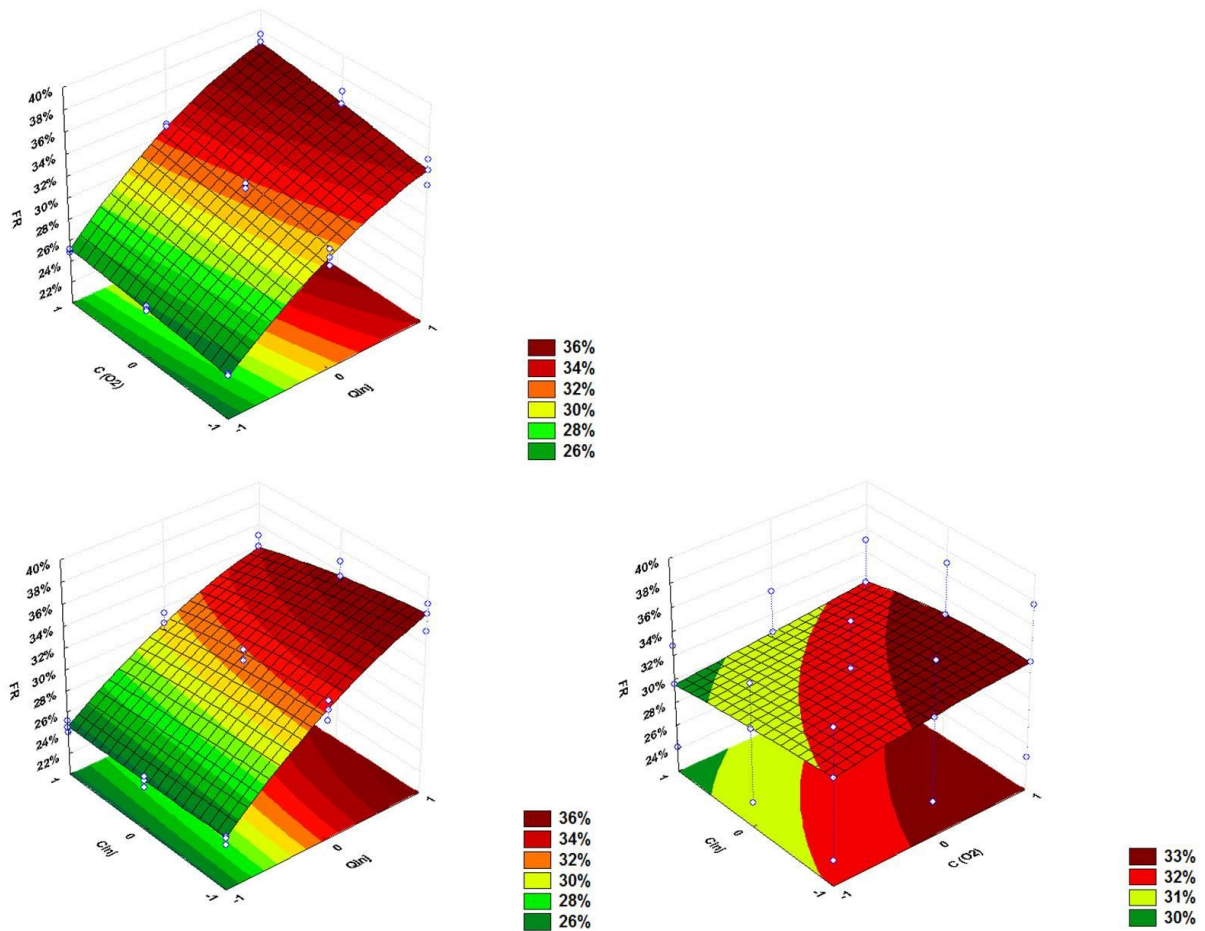


Figura 5. 34 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “A”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos)

A Figura 5.35 apresenta os mapas de temperatura, mostrando o comportamento do avanço da frente de combustão no interior do reservatório para a configuração do reservatório “A”, maior fração recuperada de óleo (Caso 25). Os intervalos de temperatura considerados nas isosuperfícies destacadas variaram entre 100 e 1100 °F.

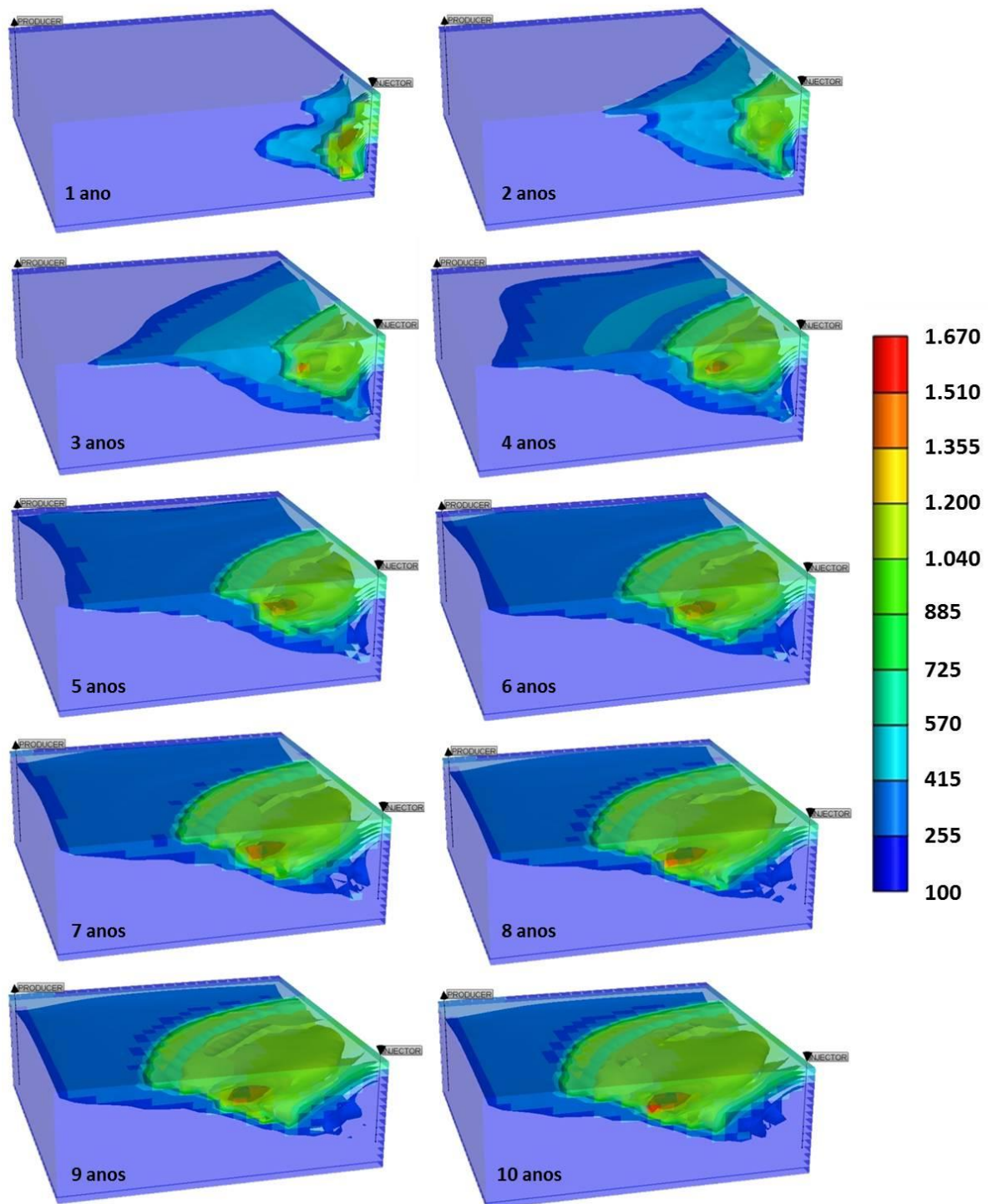


Figura 5. 35 – Mapas de Temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “A”

A Figura 5.36 representa uma comparação entre a recuperação primária, e os modelos: inicial (Caso 61) e com otimização operacional. Observa-se que o modelo de melhor solução operacional foi o otimizado, o qual apresentou a maior produção acumulada de óleo (curva verde), principalmente em relação à recuperação primária (curva vermelha).

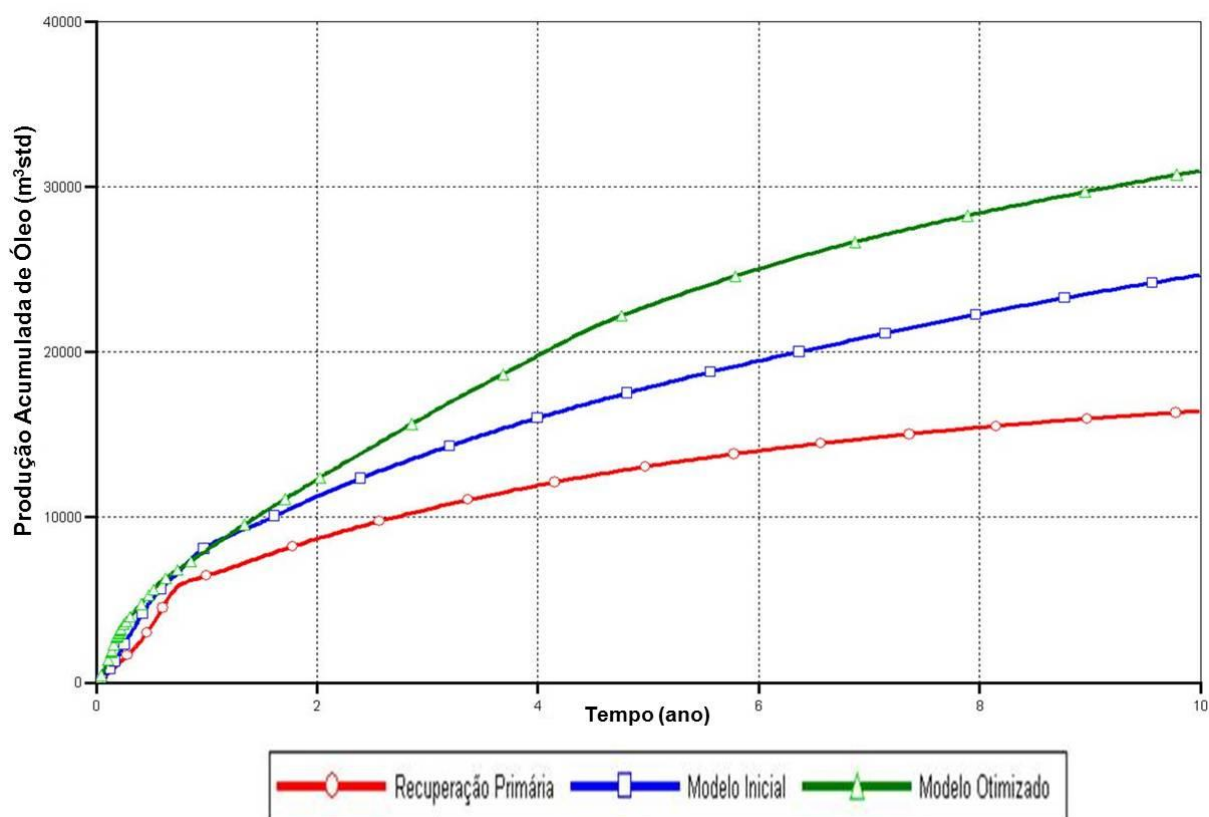


Figura 5. 36 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “A”

Na Tabela 5.19, é apresentado um resumo das frações recuperadas de óleo dos modelos com e sem otimização. Observa-se que o modelo otimizado tem maior Fr em cinco e dez anos de produção com uma diferença de aproximadamente 7 pontos percentuais em relação ao modelo inicial no final do projeto.

Tabela 5. 19 – Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “A”

Modelo	NP (m ³)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)	Fr (%)
	5 anos	10 anos		5 anos	10 anos
Com Otimização	22.806	30.980	82.320	27,70	37,70
Inicial (Caso 61)	19.042	25.360	82.320	23,73	30,81

5.4.2 Otimização dos Parâmetros Operacionais do Reservatório “B”

Nesta seção é apresentado o estudo dos parâmetros operacionais para o reservatório “B”, isto é, o reservatório com as características que resultaram na fração recuperada de óleo intermediária (Caso 10). A descrição de todos os casos é apresentada na Tabela 5.20. Nos Diagramas de Pareto, são mostrados apenas os parâmetros e as interações mais significativas, devido à grande quantidade dos mesmos.

Tabela 5. 20 – Casos simulados para otimização da CIS para o reservatório “B”

Casos	Qinj	C (O2)	Cinj	Fr (%)			
				(2,5 anos)	(5 anos)	(7,5 anos)	(10 anos)
1	1.000	20	Base	11,35	15,29	17,69	19,34
2	1.000	20	Centro	11,42	15,40	17,87	19,55
3	1.000	20	Topo	11,57	15,61	18,12	19,85
4	1.000	25	Base	11,44	15,40	17,91	19,63
5	1.000	25	Centro	11,55	15,57	18,16	19,92
6	1.000	25	Topo	11,73	15,77	18,41	20,23
7	1.000	30	Base	11,58	15,59	18,19	19,98
8	1.000	30	Centro	11,66	15,72	18,42	20,25
9	1.000	30	Topo	11,82	15,95	18,75	20,70
10	2.000	20	Base	12,53	17,55	20,91	23,65
11	2.000	20	Centro	12,60	17,61	21,21	23,99
12	2.000	20	Topo	12,70	17,84	21,56	24,52
13	2.000	25	Base	12,82	18,10	21,71	24,82
14	2.000	25	Centro	12,88	18,21	22,10	25,22
15	2.000	25	Topo	12,99	18,46	22,58	25,74
16	2.000	30	Base	13,11	18,65	22,60	26,13
17	2.000	30	Centro	13,16	18,86	23,06	26,65
18	2.000	30	Topo	13,30	19,15	23,69	26,83
19	3.000	20	Base	13,42	19,36	23,78	28,08
20	3.000	20	Centro	13,40	19,43	24,20	28,24
21	3.000	20	Topo	13,61	19,74	24,69	28,16
22	3.000	25	Base	13,80	20,14	25,29	30,08
23	3.000	25	Centro	13,81	20,44	25,74	30,14
24	3.000	25	Topo	14,02	20,65	26,05	29,57
25	3.000	30	Base	14,18	21,00	26,92	32,20
26	3.000	30	Centro	14,20	21,45	27,27	31,87
27	3.000	30	Topo	14,40	21,55	27,21	30,83

Nas Figuras 5.37 e 5.38 são mostradas para 2 períodos de projeto (5 e 10 anos), as influências dos parâmetros operacionais e de suas interações sobre a fração recuperada de óleo no reservatório “B”. O efeito linear da vazão de injeção Qinj(L) nesse reservatório

constituiu a maior influência, seguida do efeito linear da concentração de oxigênio $C(O_2)(L)$, em todos os tempos analisados.

Nos primeiros 5 anos, logo após a concentração de oxigênio, tem-se, em ordem de influência, a interação entre o efeito linear da vazão de injeção e da concentração de oxigênio ($1L*2L$), seguida do efeito linear da completação do poço injetor ($C_{inj}(L)$). Observa-se também que o efeito quadrático da vazão de injeção ($Q_{inj}(Q)$) positivamente. Os demais parâmetros analisados não possuem importância estatística (Figura 5.37).

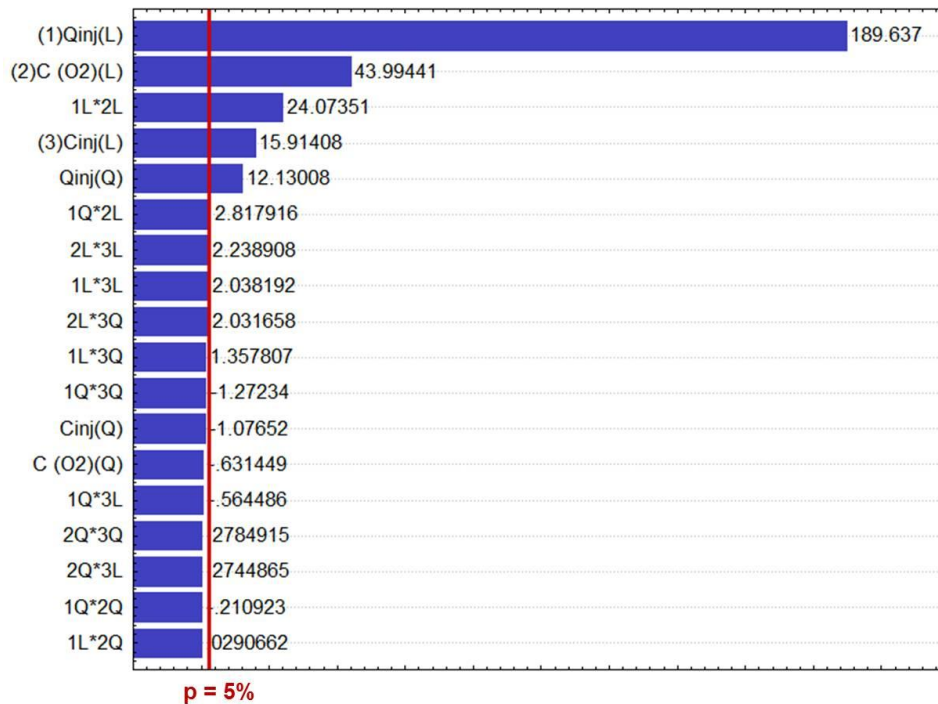


Figura 5. 37 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos – Res “B”)

No último período analisado (10 anos de projeto), na Figura 5.38, as três primeiras posições permanecem ocupadas pelos mesmos parâmetros descritos para 5 anos. Logo após, surgem a interação entre o efeito linear da vazão de injeção e a completação do poço injetor ($1L*3L$), influência negativa, seguidas do efeito quadrático da vazão de injeção ($Q_{inj}(Q)$), e da interação entre o efeito quadrático da vazão de injeção com o efeito linear da completação do poço injetor ($1Q*3L$).

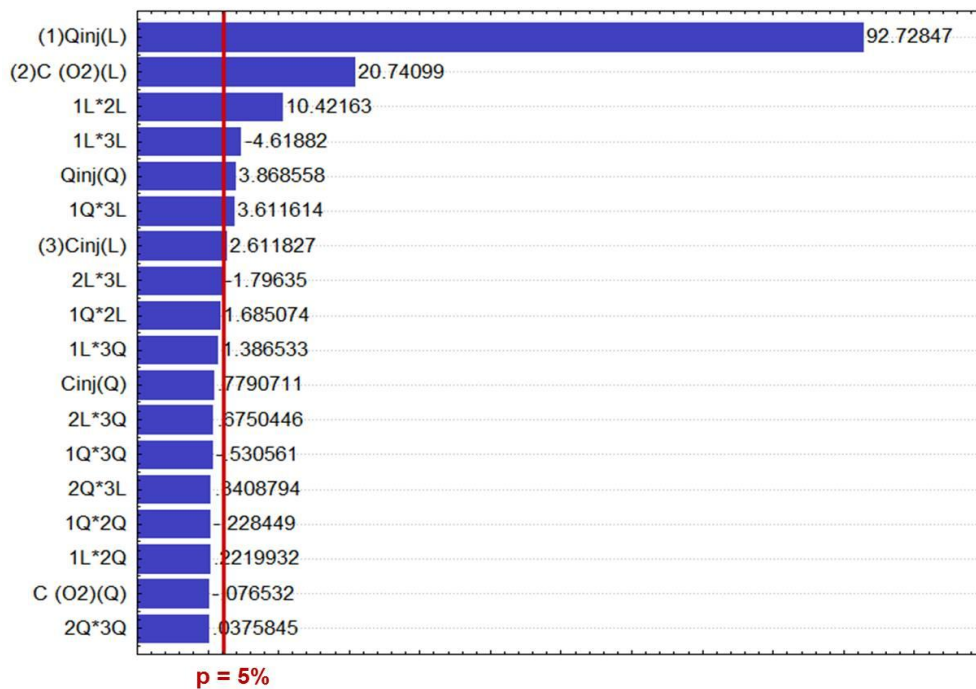


Figura 5. 38 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos – Res“B”)

Através da Tabela 5.21, é possível observar a evolução dos principais efeitos em função dos períodos de simulação. Os efeitos cuja cor destacada permanece branca apresentaram influência significativa em apenas um dos períodos analisados.

Tabela 5. 21 – Comparativo de Influências apresentadas nos Diagramas de Pareto (Estudo Operacional – Reservatório “B”)

	2,5 anos		5 anos		7,5 anos		10 anos	
1º	Qinj(L)	390,761	Qinj(L)	189,637	Qinj(L)	107,536	Qinj(L)	92,728
2º	C(O2)(L)	90,952	C(O2)(L)	43,994	C(O2)(L)	25,540	C(O2)(L)	20,741
3º	1L*2L	38,024	1L*2L	24,073	1L*2L	13,741	1L*2L	10,421
4º	Cinj(L)	35,879	Cinj(L)	15,914	Cinj(L)	9,630	1L*3L	- 4,618
5º	Qinj(Q)	34,692	Qinj(Q)	12,130	Qinj(Q)	3,848	Qinj(Q)	3,868
6º	Cinj(Q)	- 11,052	2Q*2L	2,239	1Q*3L	1,998	1Q*3L	3,612

Por meio dessa distribuição sintética dos dados, percebe-se a importante participação dos parâmetros “vazão de injeção” e “concentração de oxigênio”, cuja distribuição – em relação à análise de sensibilidade – os coloca frequentemente entre as primeiras posições em influência na fração recuperada de óleo, seja em seus efeitos lineares e quadráticos isoladamente, seja na interação entre os dois (Qinj e C(O2)). Essa observação enfatiza que a alteração desses parâmetros influencia significativamente o processo CIS, visto que o

aumento dos mesmos favorece o início do processo de combustão, devido a maior concentração do comburente (oxigênio), como também a manutenção do avanço da frente, atingindo mais rapidamente o poço produtor, em função do aumento da vazão de injeção de ar.

5.4.2.1 Interações de maior influência para o reservatório “B”

De maneira análoga ao reservatório “A”, nesta seção são apresentadas as superfícies de respostas das três interações mais influentes a partir dos Diagramas de Pareto em cinco e dez anos de produção (Figuras 5.39 e 5.40).

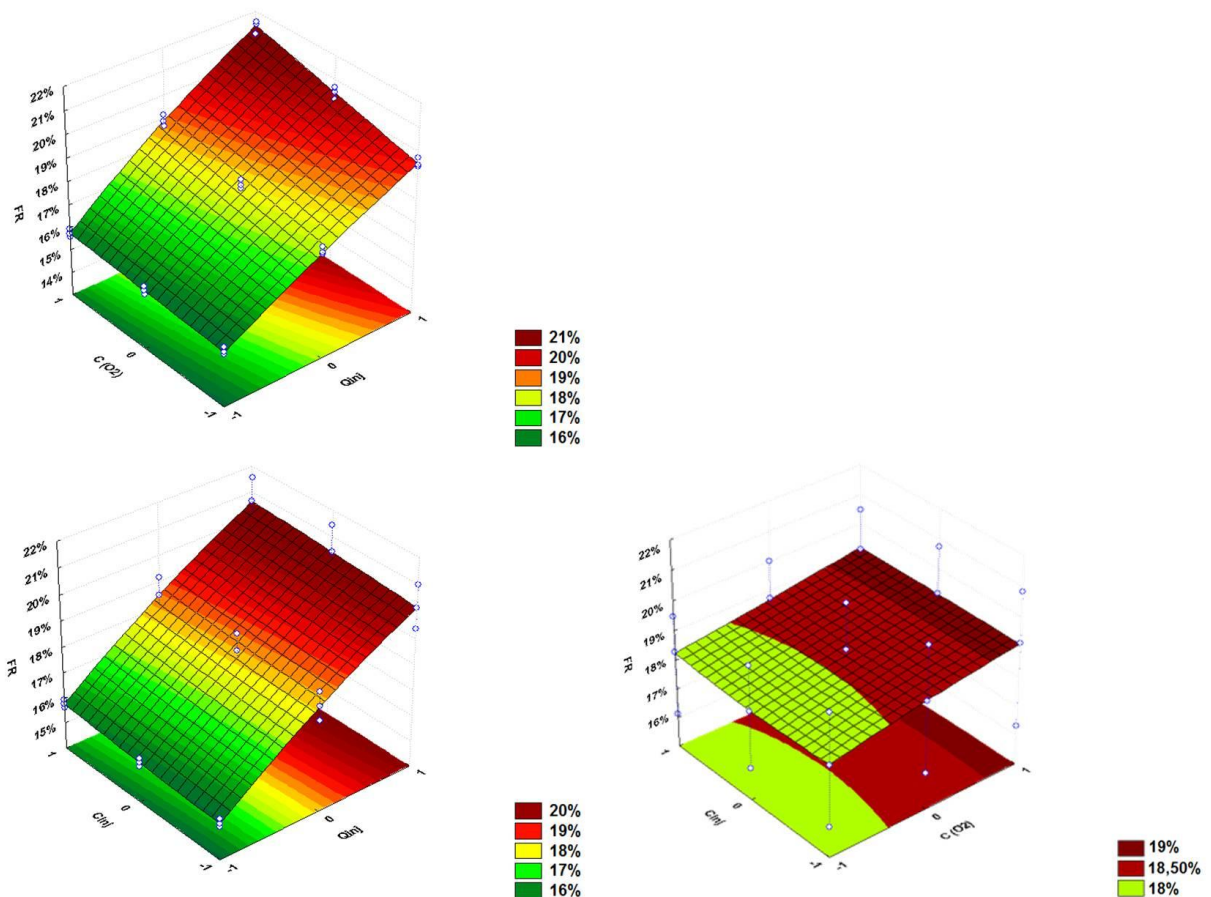


Figura 5. 39 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “B”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos)

Para o reservatório “B”, as superfícies de resposta refletem melhores resultados quando utilizados maiores valores da vazão de injeção (Q_{inj}) e da concentração de oxigênio

(C(O₂)), assim como quando considerada a completação do poço injetor (C_{inj}) na base (-1) do reservatório.

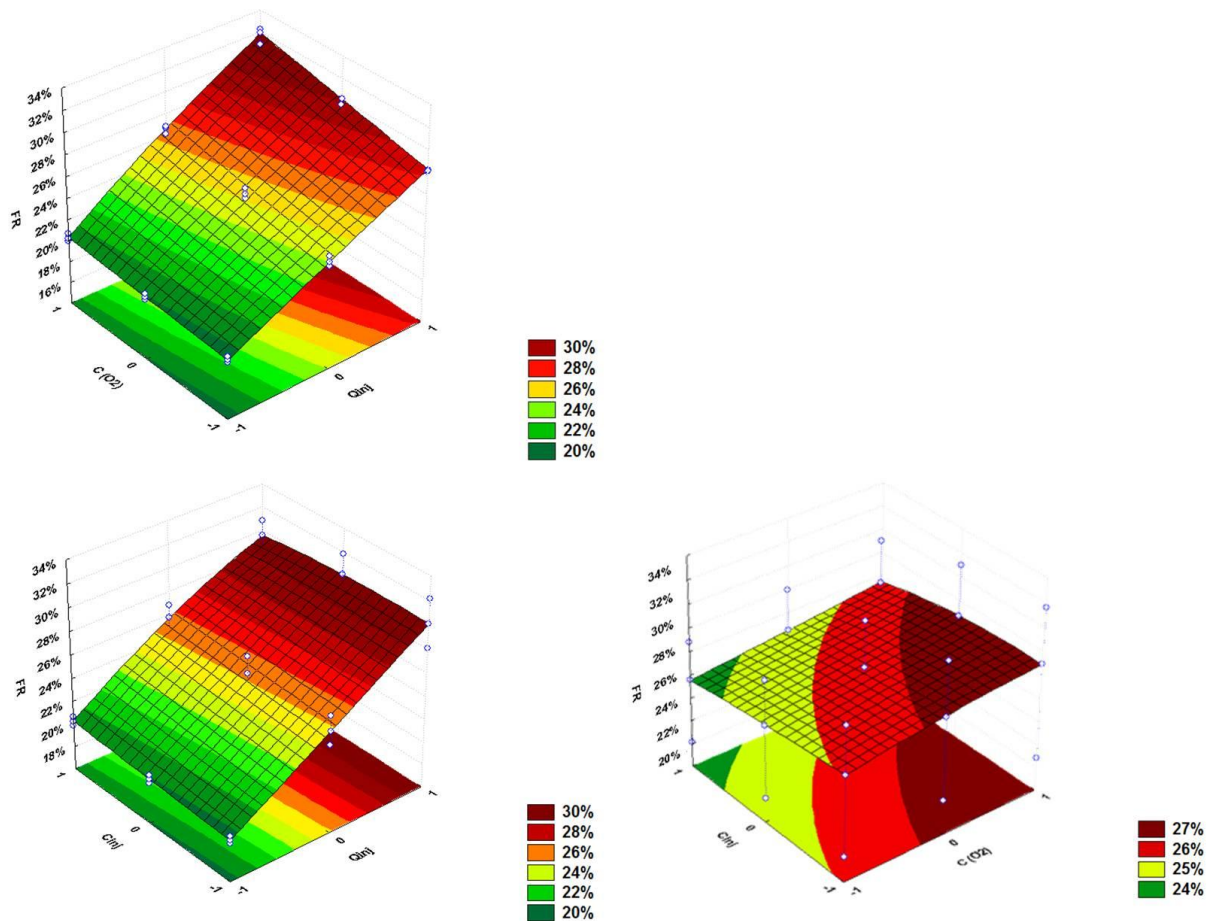


Figura 5. 40 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “B”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos)

Em 10 anos, verifica-se a semelhança entre o percentual recuperado quando aplicados os maiores índices de Q_{inj}, C(O₂) e a configuração da completação do poço injetor (C_{inj}) na base (-1) do reservatório (33%), confirmando a análise anterior. Esse fato pode ser explicado, devido ao avanço da frente de combustão ao longo do reservatório, uma vez que ocorreu um aumento da concentração de oxigênio, fazendo com que o processo CIS fosse mantido.

A Figura 5.41 apresenta os mapas de temperatura mostrando o comportamento do avanço da frente de combustão no interior do reservatório para a configuração do reservatório “B”, maior fração recuperada de óleo (Caso 25). Os intervalos de temperatura considerados nas isosuperfícies destacadas variaram entre 100 e 1.100 °F.

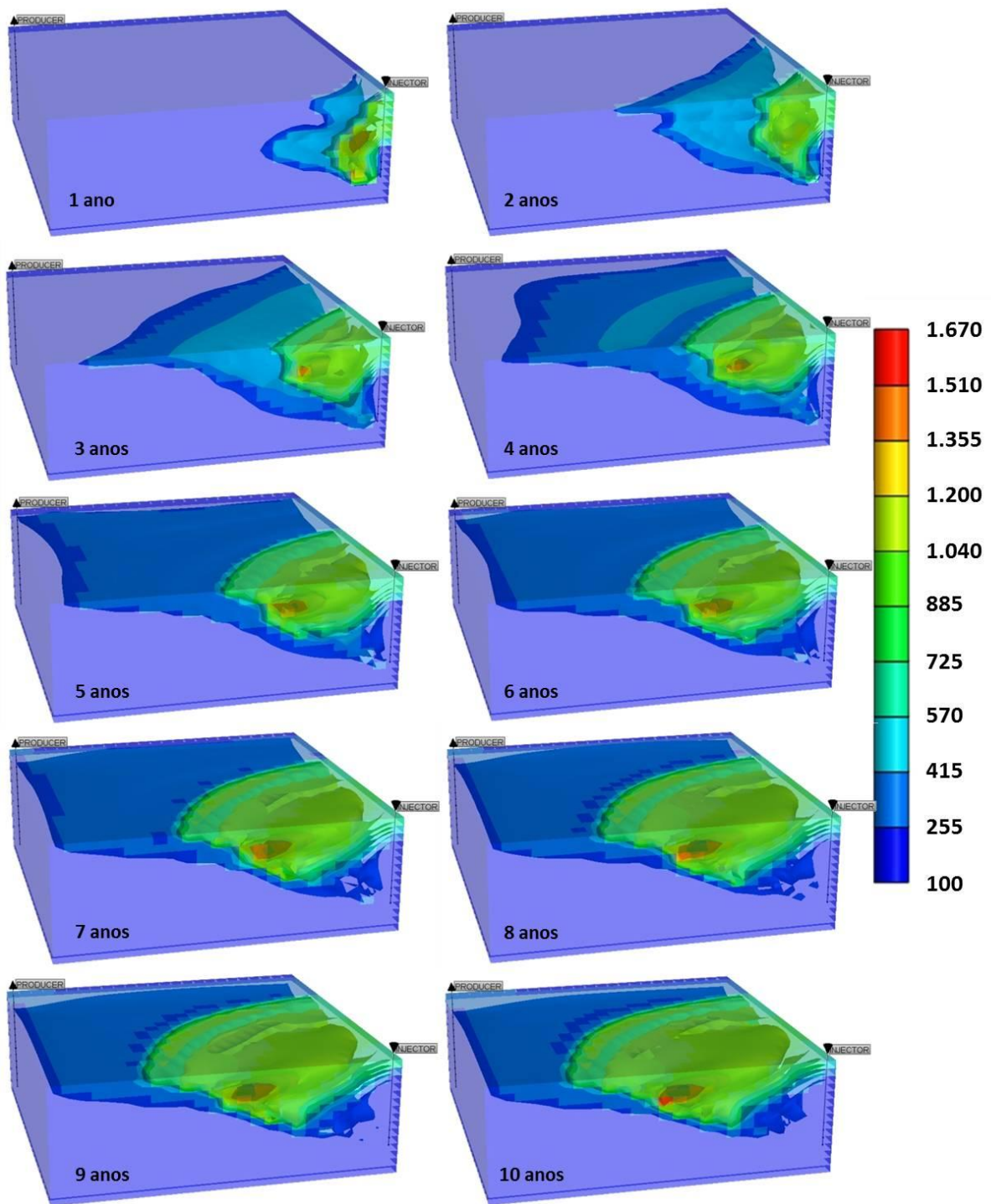


Figura 5. 41 – Mapas de Temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “B”

A Figura 5.42 representa uma comparação entre a recuperação primária, e os modelos: inicial (Caso 10) e com otimização operacional. Observa-se que o modelo de melhor solução operacional foi o otimizado, apresentou a maior produção acumulada de óleo (curva verde), principalmente em relação à recuperação primária (curva vermelha).

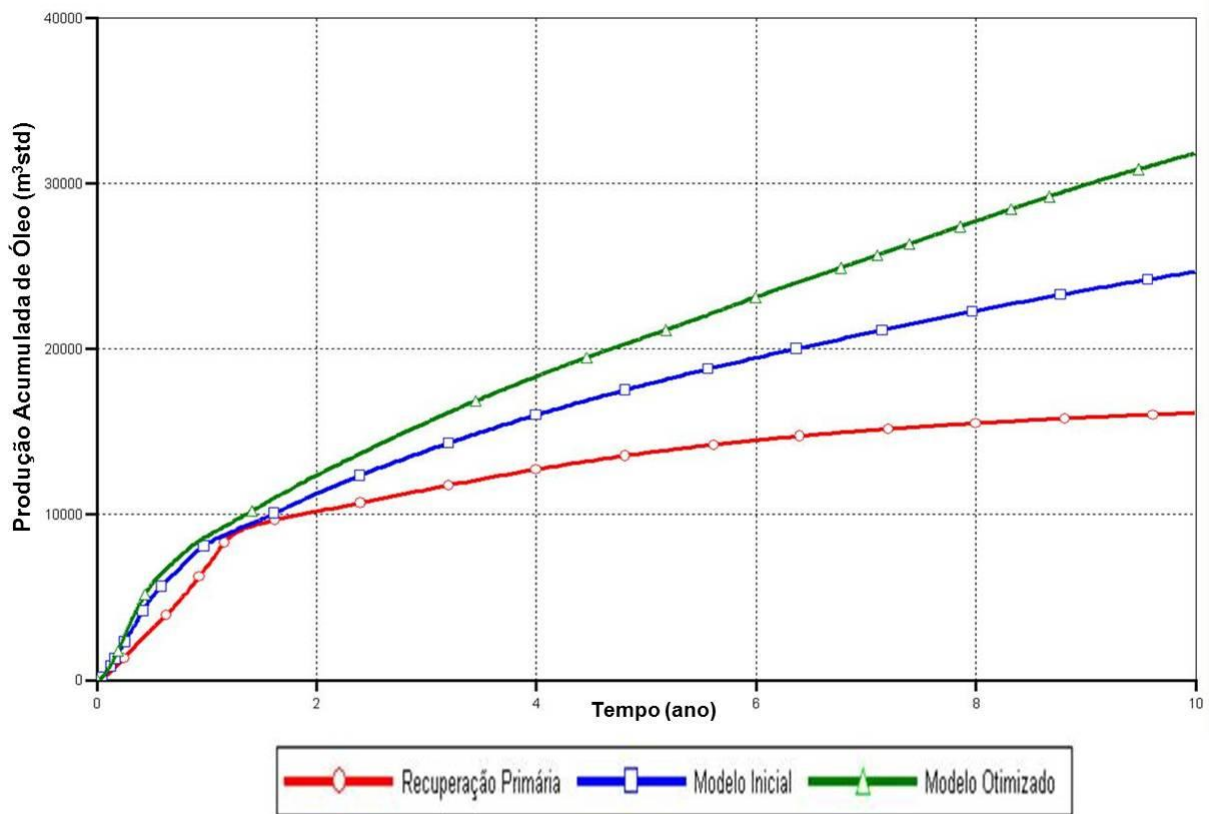


Figura 5. 42 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “B”

Na Tabela 5.22 é apresentado um resumo das frações recuperadas de óleo dos modelos com e sem otimização (Caso 10). Observa-se que o modelo otimizado tem maior fração recuperada de óleo em cinco e dez anos de produção com uma diferença de aproximadamente 7,2 pontos percentuais em relação ao modelo inicial no final do projeto.

Tabela 5. 22 – Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “B”

Modelo	NP (m ³)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)	Fr (%)
	5 anos	10 anos		5 anos	10 anos
Com Otimização	20.746	31.811	98.783	21,00	32,20
Inicial (Caso 10)	17.860	24.659	98.783	18,08	24,96

5.4.3 Otimização dos Parâmetros Operacionais do Reservatório “C”

Nesta seção é apresentado o estudo dos parâmetros operacionais para o reservatório “C”, isto é, o reservatório com as características que resultaram na menor fração recuperada

de óleo (Caso 14). A descrição de todos os casos simulados para o reservatório “C” é apresentada na Tabela 5.23.

Tabela 5. 23 – Casos simulados para otimização da CIS para o reservatório “C”

Casos	Qinj	C (O2)	Cinj	Fr (%)			
				(2,5 anos)	(5 anos)	(7,5 anos)	(10 anos)
1	1.000	20	Base	3,96	4,98	5,82	6,70
2	1.000	20	Centro	3,78	4,90	6,03	7,20
3	1.000	20	Topo	3,24	4,34	5,42	6,54
4	1.000	25	Base	4,06	5,27	6,38	7,56
5	1.000	25	Centro	3,87	5,18	6,61	8,09
6	1.000	25	Topo	3,34	4,63	5,91	7,34
7	1.000	30	Base	4,14	5,49	6,76	8,13
8	1.000	30	Centro	3,97	5,49	7,20	8,93
9	1.000	30	Topo	3,47	4,98	6,58	8,28
10	2.000	20	Base	4,78	6,51	8,13	9,90
11	2.000	20	Centro	4,63	6,45	8,57	10,91
12	2.000	20	Topo	4,20	6,01	7,97	10,31
13	2.000	25	Base	5,00	6,97	8,83	11,06
14	2.000	25	Centro	4,91	7,06	9,64	12,44
15	2.000	25	Topo	4,48	6,67	9,24	12,15
16	2.000	30	Base	5,26	7,41	9,59	12,24
17	2.000	30	Centro	5,17	7,57	10,46	13,64
18	2.000	30	Topo	4,78	7,38	10,41	13,54
19	3.000	20	Base	5,49	7,92	10,30	13,10
20	3.000	20	Centro	5,37	7,84	10,89	14,32
21	3.000	20	Topo	5,02	7,52	10,56	13,55
22	3.000	25	Base	5,84	8,52	11,19	14,76
23	3.000	25	Centro	5,77	8,67	12,32	16,38
24	3.000	25	Topo	5,47	8,55	12,33	15,26
25	3.000	30	Base	6,19	9,13	12,29	16,43
26	3.000	30	Centro	6,12	9,41	13,65	18,61
27	3.000	30	Topo	5,87	9,51	13,92	16,48

Nas Figuras 5.43 a 5.44, são mostradas as influências dos parâmetros operacionais e de suas interações sobre a recuperação de óleo no reservatório “C”. O efeito linear da vazão de injeção Qinj(L) nesse reservatório constituiu também a maior influência, seguida do efeito linear da concentração de oxigênio C(O2)(L), em sentido positivo, isto é, quanto maior a concentração de oxigênio, maior fração recuperada de óleo nesse mesmo tempo.

Nos 5 primeiros anos de projeto, o efeito linear de vazão de injeção manteve a primeira posição no topo do diagrama, seguida pelo efeito linear da concentração de oxigênio (C(O2)), pela interação entre os efeitos lineares da vazão de injeção e concentração de

oxigênio (1L*2L), e o efeito linear da completação do poço injetor (Cinj(L)), influenciando negativamente. Em seguida, surgem as interações entre o efeito linear da vazão de injeção relacionado ao linear da completação do poço injetor (1L*3L), efeito quadrático da completação do poço injetor (Cinj(Q)), e por fim, a interação entre os efeitos lineares da concentração de oxigênio e a completação do poço injetor (2L*3L). As demais interações entre os parâmetros analisados ficaram posicionadas do lado esquerdo do nível de confiança ($p = 5\%$), não sendo importantes estatisticamente (Figura 5.43).

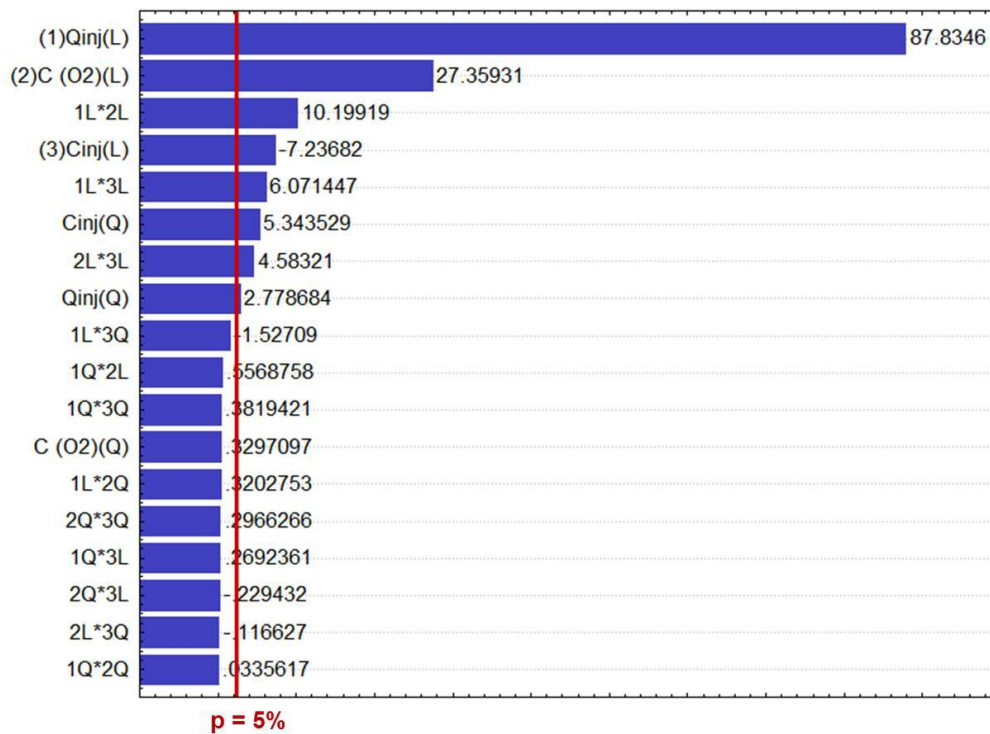


Figura 5. 43 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos – Res “C”)

Em 10 anos de projeto, como já discutido anteriormente, o efeito linear da vazão de injeção (Qinj(L)) apresentou a maior influência, seguida do efeito linear da concentração de oxigênio (C(O2)) e do efeito quadrático da completação do poço injetor (Cinj(Q)), os quais foram os parâmetros de maior importância para essa configuração de reservatório. Contudo, outras interações analisadas também se mostraram significativas e serão destacadas em ordem decrescente: a interação entre os efeitos lineares da vazão de injeção e a concentração de oxigênio (1L*2L), a interação entre o efeito linear da vazão de injeção e o efeito quadrático da completação do poço injetor (1L*3Q), o efeito linear da completação do poço injetor (Cinj(L)); a última interação significativa foi o efeito quadrático da vazão de injeção com o efeito linear da completação do poço injetor (1Q*3L), todos apresentados na Figura 5.44. As

demais interações dos parâmetros estudados e analisados não mostram representatividade estatística.

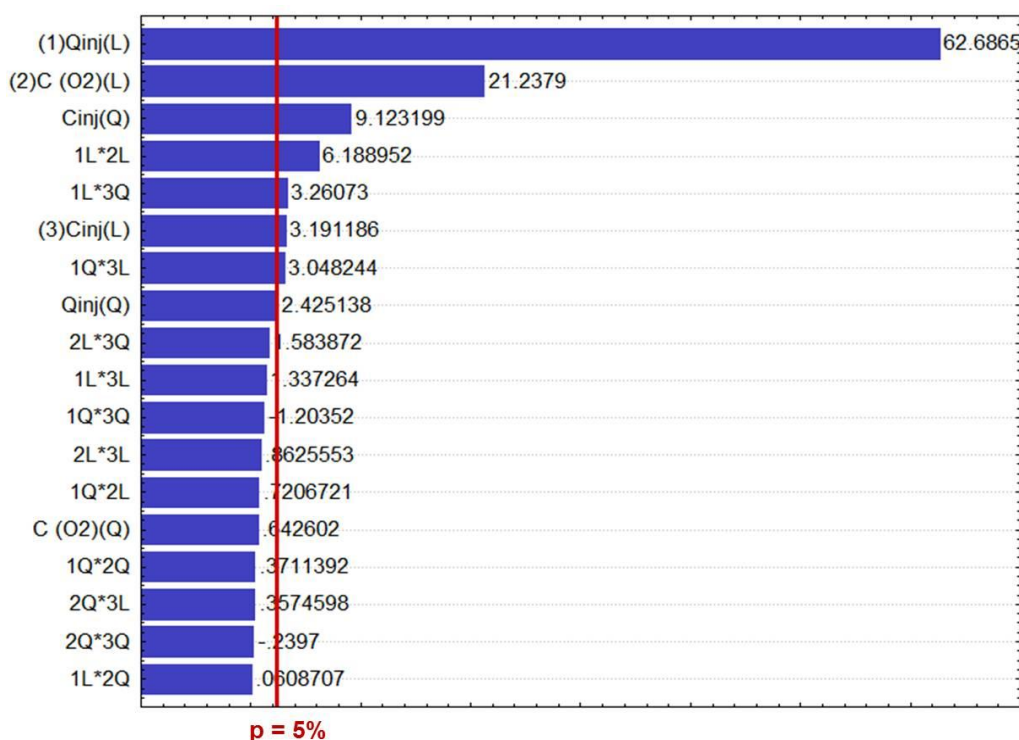


Figura 5. 44 – Diagrama de Pareto. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos – Res “C”)

Após essa análise estatística através dos Diagramas de Pareto é possível verificar que a vazão de injeção é o parâmetro operacional de maior significância, visto que o aumento da mesma promove um incremento na fração recuperada de óleo, principalmente pela manutenção da frente de combustão no interior do reservatório, fazendo com que o óleo atinja mais rapidamente o poço produtor. O aumento da concentração de oxigênio também favoreceu uma melhoria com relação à fração recuperada de óleo, pois quanto maior a quantidade de oxigênio (comburente), o método de combustão *in situ* mostra-se mais eficiente.

Através da Tabela 5.24 é possível observar a evolução dos principais efeitos em função dos períodos de simulação. Os efeitos cuja cor destacada permanece branca apresentaram influência significativa em apenas um dos períodos analisados.

Tabela 5. 24 – Comparativo de Influências apresentadas nos Diagramas de Pareto (Estudo Operacional – Reservatório “C”)

	2,5 anos		5 anos		7,5 anos		10 anos	
1º	Qinj(L)	224,223	Qinj(L)	87,834	Qinj(L)	73,963	Qinj(L)	62,685
2º	Cinj(L)	- 62,768	C(O2)(L)	27,359	C(O2)(L)	25,055	C(O2)(L)	21,238
3º	C(O2)(L)	57,994	1L*2L	10,199	1L*2L	8,668	Cinj(Q)	9,123
4º	1L*2L	27,065	Cinj(L)	- 7,236	Cinj(Q)	7,685	1L*2L	6,189
5º	Cinj(Q)	19,423	1L*3L	6,071	1L*3L	7,287	1L*3Q	3,261
6º	1L*3L	15,100	Cinj(Q)	5,343	2L*3L	4,587	Cinj(L)	3,191
7º	Qinj(Q)	10,876	2L*3L	4,583	Cinj(L)	4,452	1Q*3L	3,048
8º	2L*3L	4,8452	Qinj(Q)	2,778	Qinj(Q)	1,294	Qinj(Q)	2,455

Por meio dessa distribuição sintética dos dados, percebe-se a importante participação dos parâmetros “vazão de injeção” e “concentração de oxigênio”, cuja distribuição – em relação à análise de sensibilidade – os coloca frequentemente entre as primeiras posições em influência na recuperação de óleo. Essa observação confirma a análise anteriormente realizada para o reservatório “B” sobre a relação direta desses dois parâmetros operacionais com o método CIS.

5.4.3.1 Interações de maior influência para o reservatório “C”

De maneira análoga ao reservatório “B”, nesta seção são apresentadas as superfícies de respostas das três interações mais influentes a partir dos Diagramas de Pareto em cinco e dez anos de produção (Figuras 5.45 e 5.46).

Para o reservatório “C”, as superfícies de resposta refletem uma Fr de até aproximadamente 9%, para os 5 primeiros anos de projeto, alcançado quando utilizados maiores valores da vazão de injeção (Qinj) e da concentração de oxigênio (C(O2)), assim como quando considerada a completção do poço injetor (Cinj) no centro (0) do reservatório.

Em 10 anos, verifica-se a semelhança entre os resultados obtidos em termos de Fr quando aplicados os maiores valores de Qinj, C(O2) e a configuração da completção do poço injetor no centro do reservatório (19%). Com relação à completção do poço injetor, verifica-se que a localização da completção no centro do reservatório apresentou a maior resposta quando analisada a fração recuperada de óleo, confirmando a avaliação discutida anteriormente (5 anos).

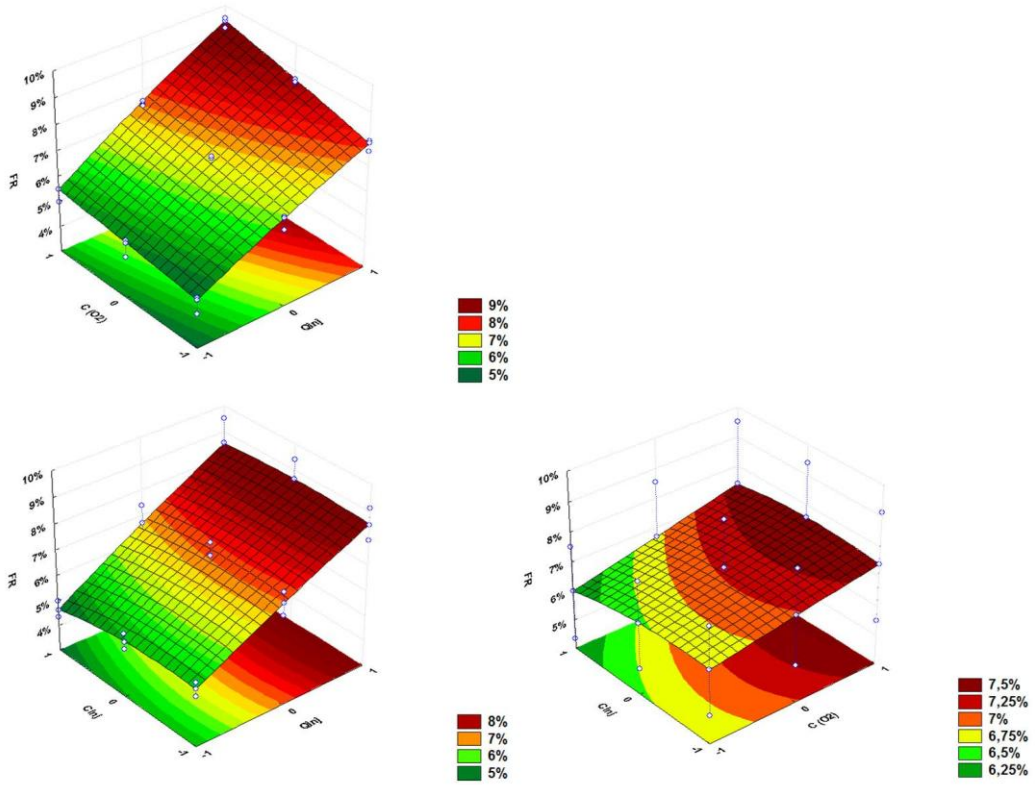


Figura 5. 45 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “C”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (5 anos)

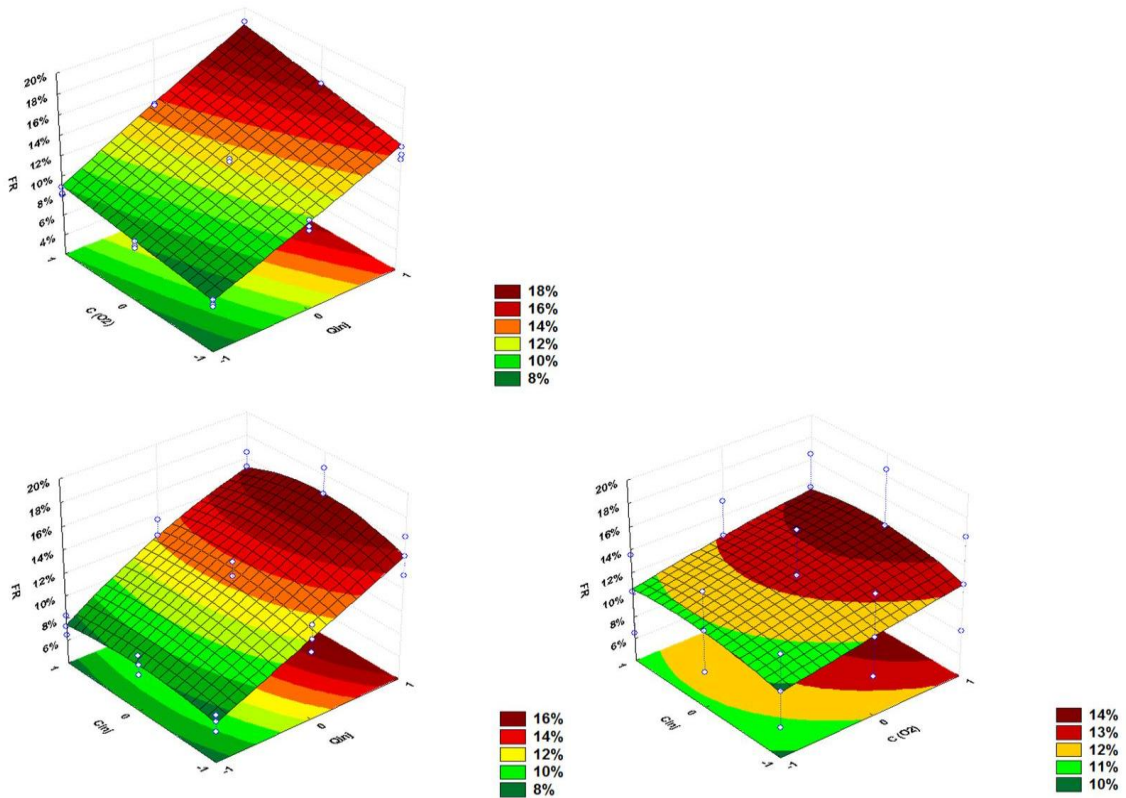


Figura 5. 46 – Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “C”. Resposta: Fração Recuperada de Óleo (10 anos)

A Figura 5.47 apresenta os mapas de temperatura mostrando o comportamento do avanço da frente de combustão no interior do reservatório para a configuração do reservatório “C”, maior fração recuperada de óleo (Caso 26), ao longo do período do projeto (10 anos). Os intervalos de temperatura considerados nas isosuperfícies destacadas variaram entre 100 e 1100 °F. A Figura 5.48 mostra uma comparação entre a recuperação primária, e os modelos: inicial (Caso 14) e com otimização operacional. Observa-se que o modelo de melhor solução operacional foi o otimizado, o qual apresentou a maior produção acumulada de óleo (curva verde), principalmente em relação à recuperação primária (curva vermelha).

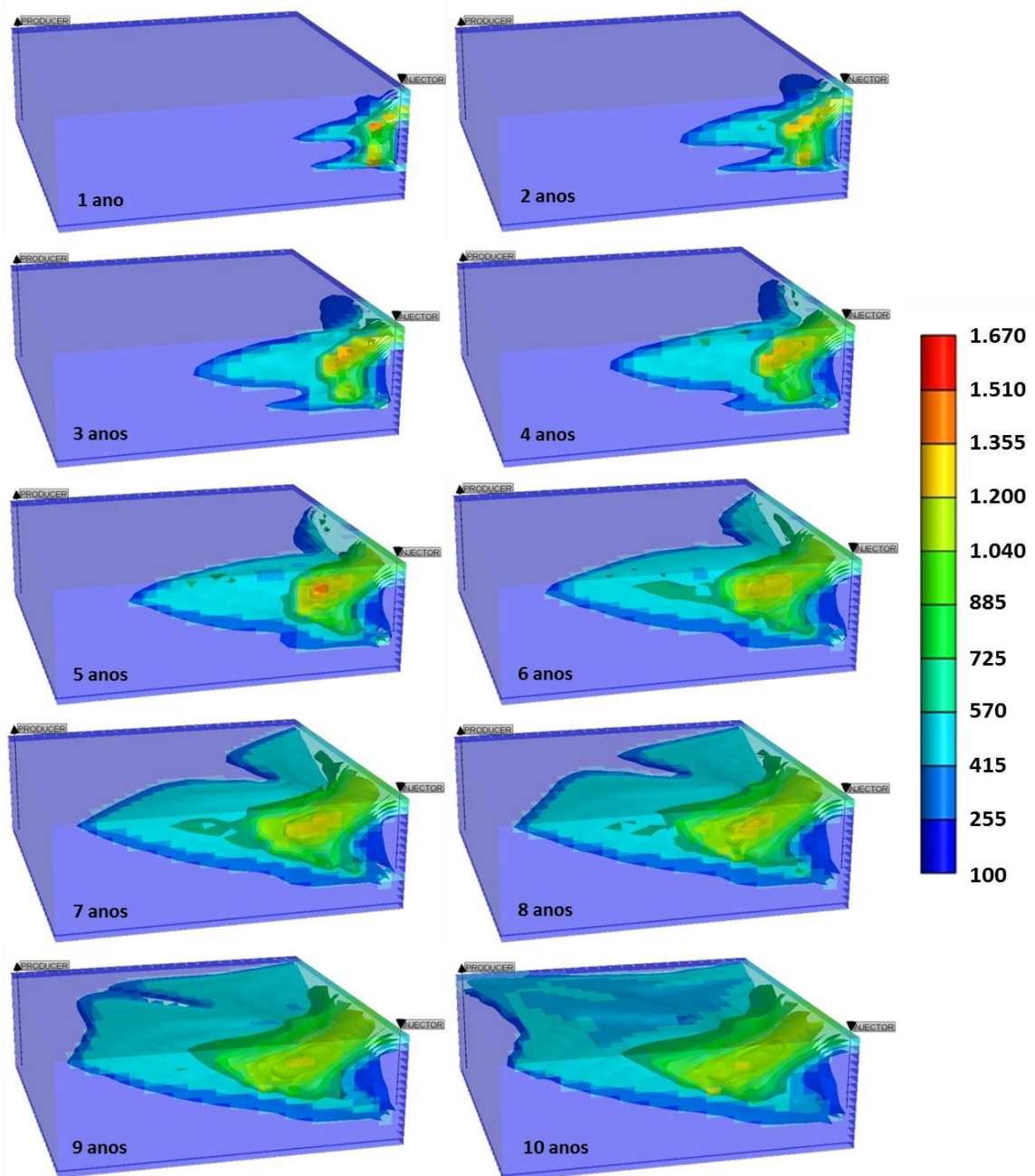


Figura 5. 47 – Mapas de Temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “C”

É possível verificar, nos mapas de temperatura, que a frente de combustão avança gradativamente com o passar dos anos, fazendo com que o banco de óleo aquecido pelo calor e aumento da temperatura, provocado pelo processo de combustão, alcance o poço produtor.

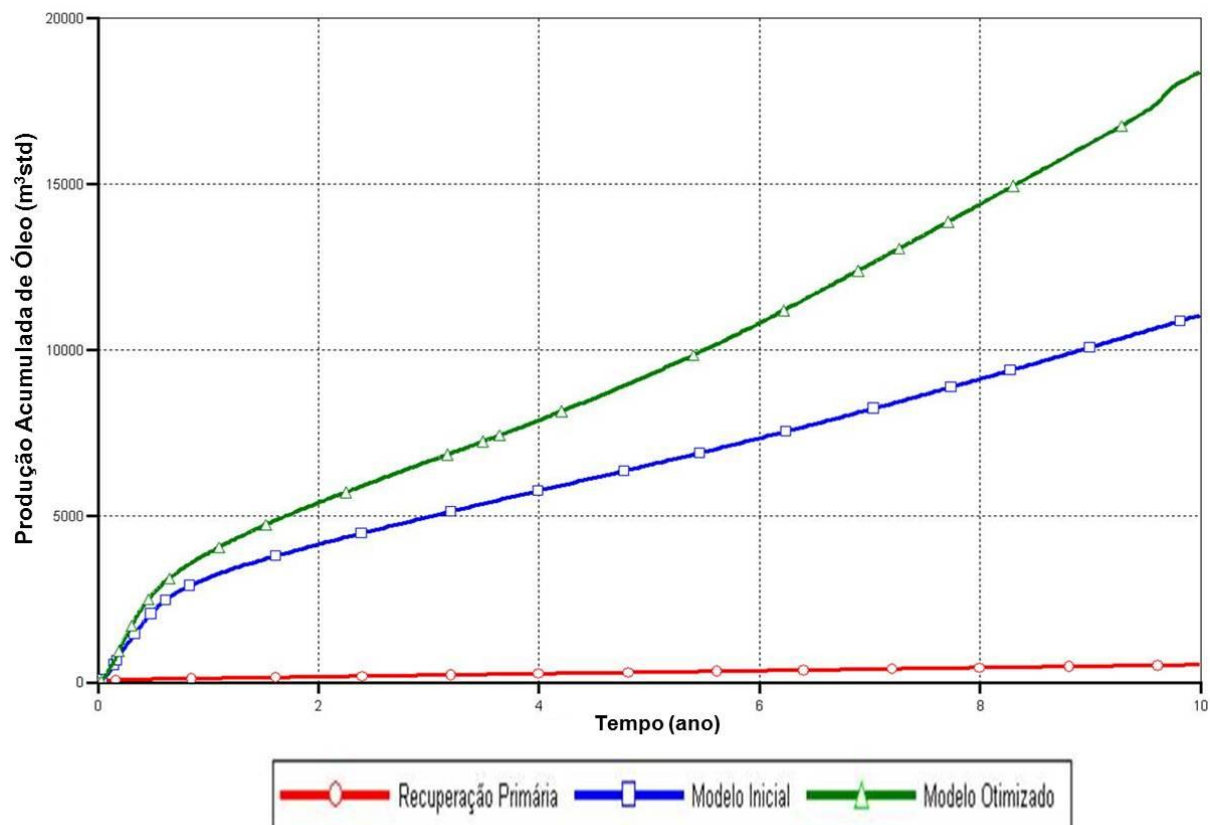


Figura 5. 48 – Produção Acumulada de Óleo versus Tempo. Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “C”

Na Tabela 5.25 é apresentado um resumo das frações recuperadas de óleo dos modelos com e sem otimização. Observa-se que o modelo otimizado tem maior percentual em cinco e dez anos de produção com uma diferença de aproximadamente 7,5 pontos percentuais em relação ao modelo inicial (Caso 14) no final do projeto.

Tabela 5. 25 – Comparativo entre modelos com e sem otimização para o reservatório “C”

Modelo	NP (m ³)	NP (m ³)	VOIP (m ³)	Fr (%)	Fr (%)
	5 anos	10 anos		5 anos	10 anos
Com Otimização	9.291	18.384	98.783	9,41	18,61
Inicial (Caso 14)	6.544	11.056	98.783	6,62	11,19

5.4.4 Resumo da Otimização dos Reservatórios “A”, “B” e “C”

De acordo com as análises realizadas através dos Diagramas de Pareto e das Superfícies de Resposta discutidas anteriormente, foi escolhido um cenário considerado “ótimo” para cada tipo de reservatório em cada tempo estudado, assim foi retirada a melhor solução operacional para cada reservatório, levando-se em consideração todos os tempos estudados da melhor combinação possível.

A Tabela 5.26 apresenta um resumo da otimização dos parâmetros operacionais para cada reservatório.

Tabela 5. 26 – Resumo da otimização dos parâmetros operacionais dos reservatórios “A”, “B” e “C”

Parâmetros Operacionais	Reservatório “A”	Reservatório “B”	Reservatório “C”
	Caso 61	Caso 10	Caso 14
Vazão de Injeção (Qinj)	3.000 (1)	3.000 (1)	3.000 (1)
Concentração de Oxigênio (C_O2)	30 (1)	30 (1)	30 (1)
Completação do Poço Injetor (Cinj)	Base (-1)	Base (-1)	Centro (0)
Fr (%) - 10 anos (antes da otimização)	30,81	24,96	11,19
Fr (%) - 10 anos (após otimização)	37,70	32,20	18,60

Observa-se que as frações recuperadas de óleo dos modelos otimizados são maiores que os dos modelos iniciais (antes da otimização dos parâmetros operacionais).

A otimização operacional foi baseada nas frações recuperadas de óleo de cada um dos reservatórios estudados. A Figura 5.49 apresenta as curvas de fração recuperada de óleo *versus* tempo para os reservatórios otimizados “A”, “B” e “C”.

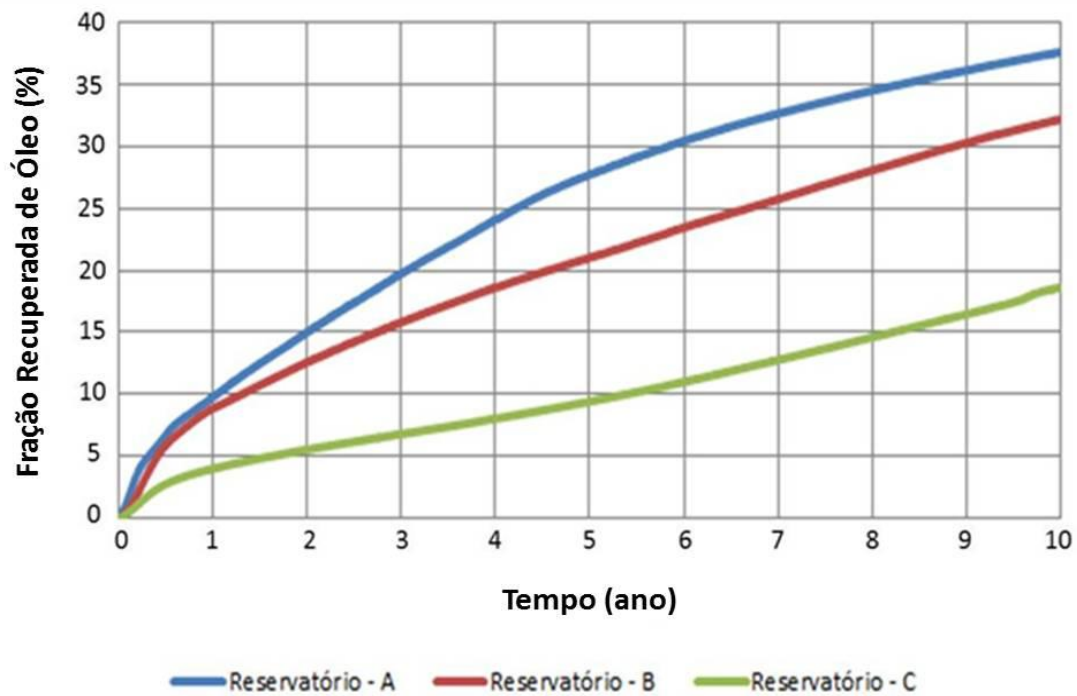


Figura 5. 49 – Fração Recuperação de Óleo versus Tempo. Comparativo entre modelos otimizados dos reservatórios “A”, “B” e “C”

5.5 Análise dos Estudos Individuais – Distância entre Poços

Baseando-se na otimização dos parâmetros operacionais, realizada através dos Diagramas de Pareto e das Superfícies de Respostas, foi escolhido um modelo considerado “ótimo” para cada um dos três níveis de reservatório. Os modelos apontados pelos resultados viabilizaram um novo estudo com análises de componentes isolados. Devido à possibilidade de aplicação do método CIS em campos maduros com características do Nordeste Brasileiro, bem como em campos com configurações semelhantes às utilizadas nesse estudo, foi realizada uma análise individual variando a distância entre os poços, ou seja, a configuração da malha utilizada. Foram realizadas simulações em cada um dos modelos otimizados nos 3 (três) tipos de reservatórios (“A”, “B” e “C”), variando o parâmetro de interesse, que nesse caso, considerou-se as seguintes distâncias: 100, 140 e 200 metros.

A escolha da distância entre poços como parâmetro operacional a ser analisado implicou alterações no comprimento e na largura da malha. O número de blocos que compõem essas duas dimensões foi determinado de acordo com cada nível de distância, mas

as dimensões individuais de cada bloco, bem como a espessura do reservatório foram mantidas.

A Tabela 5.27 apresenta o volume de óleo *in place* para cada um dos três valores adotados para a distância entre poços nos reservatórios “A”, “B” e “C”.

Tabela 5. 27 – Volume de óleo *in place* para cada um dos reservatórios otimizados (A, B e C) para cada intervalo de distância entre poços (100, 140 e 200 m)

Distância entre Poços (m)	VOIP (m ³) “A”	VOIP (m ³) “B”	VOIP (m ³) “C”
100	21.773	26.127	26.127
140	41.999	50.401	50.401
200	82.320	98.783	98.783

5.5.1 Estudo da Distância entre Poços (Produtor/Injetor) - Reservatório “A”

Para o reservatório “A”, modelo otimizado, foi realizado o estudo variando a configuração da malha para as três distâncias entre poços (100, 140 e 200 m), para verificar a influência desse parâmetro operacional, principalmente visando à aplicação futura do método CIS.

A Figura 5.50 mostra o gráfico da fração recuperada de óleo *versus* tempo para o reservatório “A”, no modelo otimizado. Observa-se que, ao variar a configuração da distância entre poços, ocorre um aumento significativo em relação à fração recuperada de óleo, enfatizando a importância desse estudo visto que esse acréscimo foi de aproximadamente 22 pontos percentuais quando comparadas as seguintes distâncias entre poços: 100 e 200 metros. A Tabela 5.28 apresenta um resumo dessa análise, especificando, para cada distância entre poços estudada quanto de óleo foi recuperado no reservatório “A”.

Tabela 5. 28 – Fração recuperada de óleo para cada intervalo de distância entre poços (Res “A”)

Distância entre Poços (m)	VOIP (m ³)	Fr (%)
100	21.773	60,00
140	41.999	51,00
200	82.320	37,70

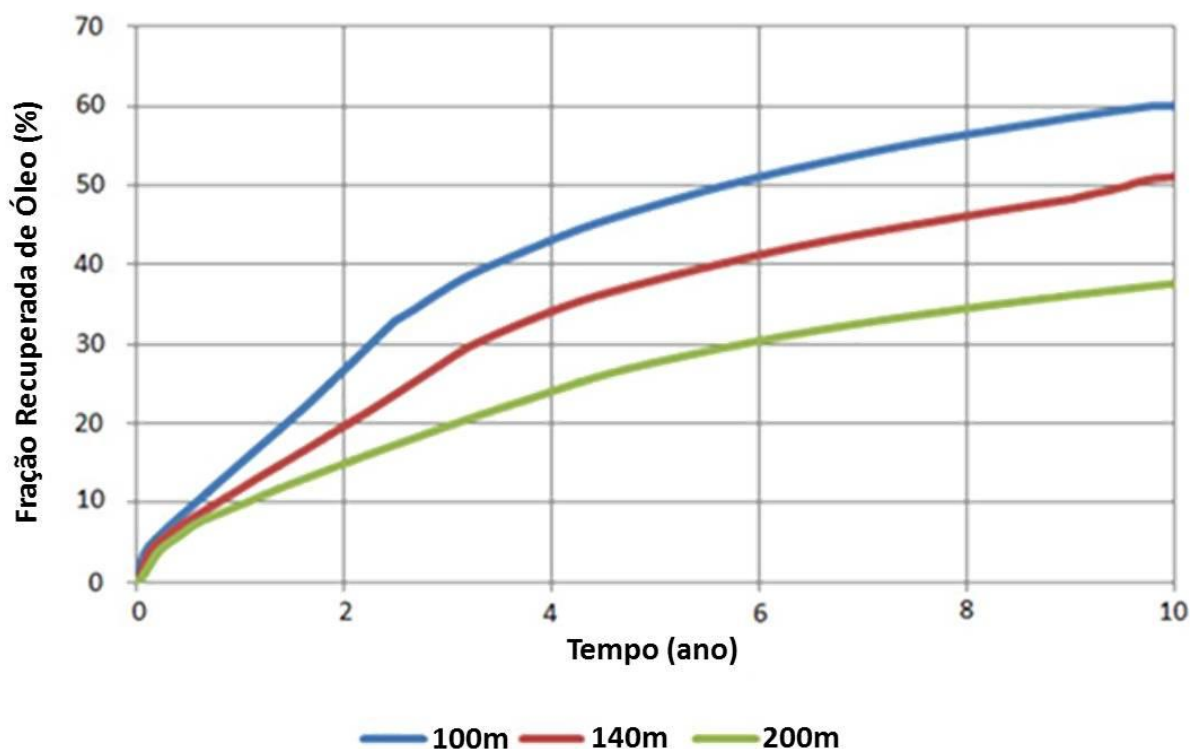


Figura 5. 50 - Gráfico Fração Recuperada de Óleo versus Tempo – Configuração da malha para distâncias entre poços (100, 140 e 200 m)

As Figuras 5.51, 5.52 e 5.53 apresentam os mapas de temperaturas, em quatro tempos distintos (2, 5, 7 e 10 anos), mostrando como ocorre o avanço da frente de combustão no interior do reservatório à medida que o processo CIS vai se desenvolvendo para as 3 distâncias estudadas. Comparando os três resultados obtidos, verifica-se que, quanto menor a distância entre poços, observa-se que a frente de combustão alcança primeiro o poço produtor visto a diminuição da distância a ser percorrida. Além disso, é possível destacar que a menor distância entre poços produtores e injetores, ou seja, para 100 metros, o método CIS mostra-se mais eficiente quanto ao varrido do óleo, em função da diminuição da distância a ser percorrida pelo óleo aquecido devido ao início do processo de combustão *in situ* que favorece

o aumento da temperatura e, conseqüentemente promove o seu deslocamento em direção ao poço produtor. Além disso, é importante destacar que também está associada ao ganho de mobilidade, relacionada a melhor distribuição do calor no reservatório (Figura 5.51).

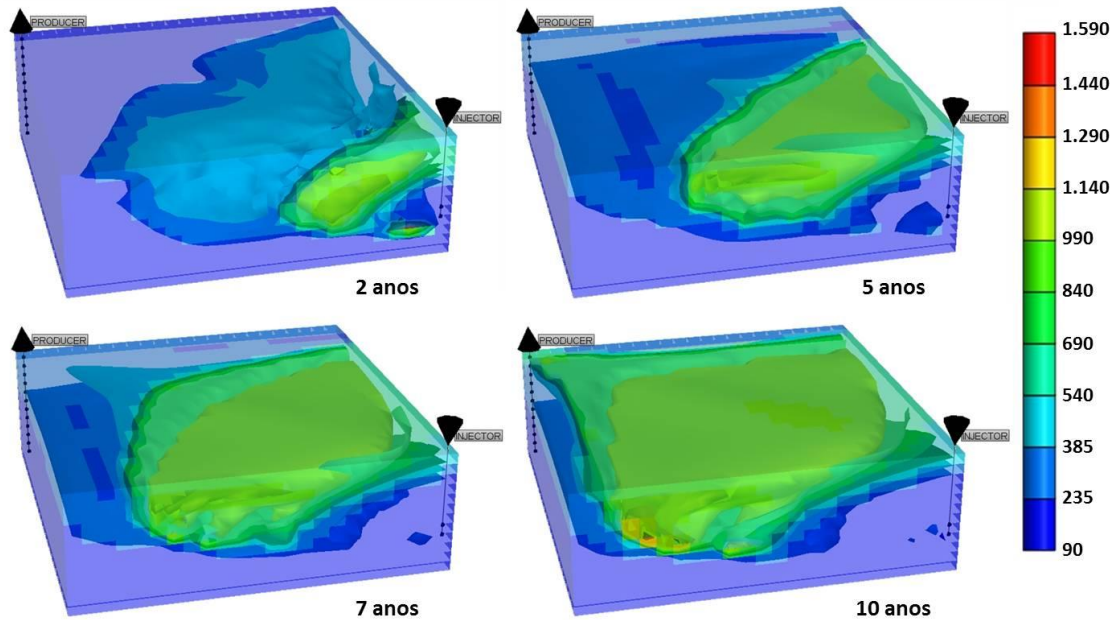


Figura 5. 51 – Mapas de temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “A” –
Configuração distância entre poços produtor/injetor - 100 metros

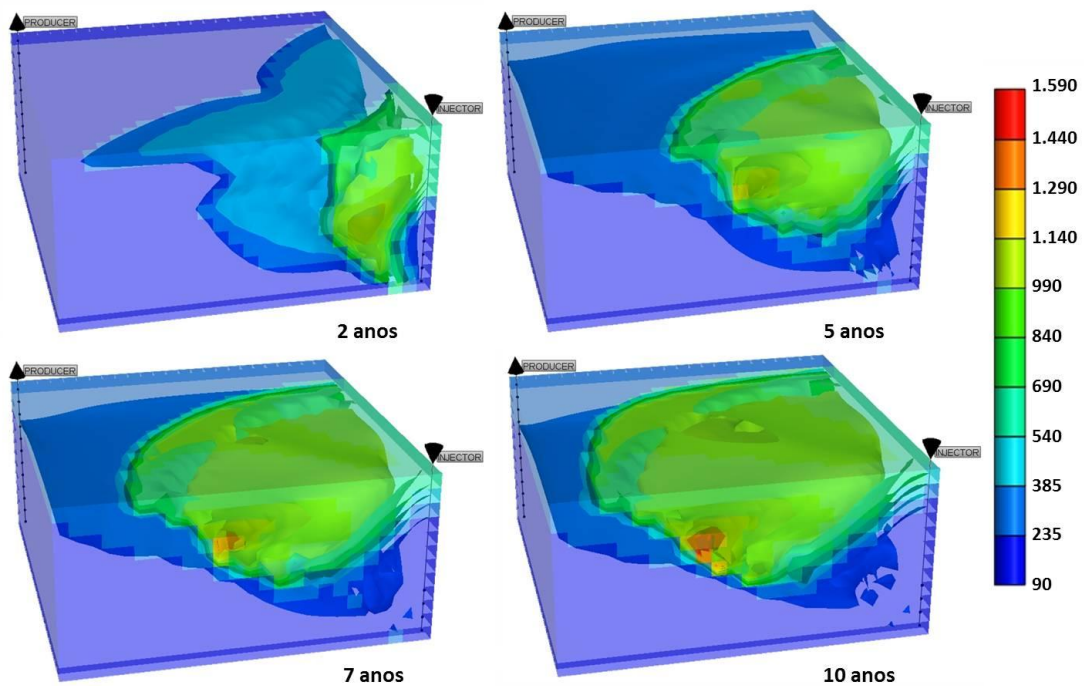


Figura 5. 52 – Mapas de temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “A” –
Configuração distância entre poços produtor/injetor - 140 metros

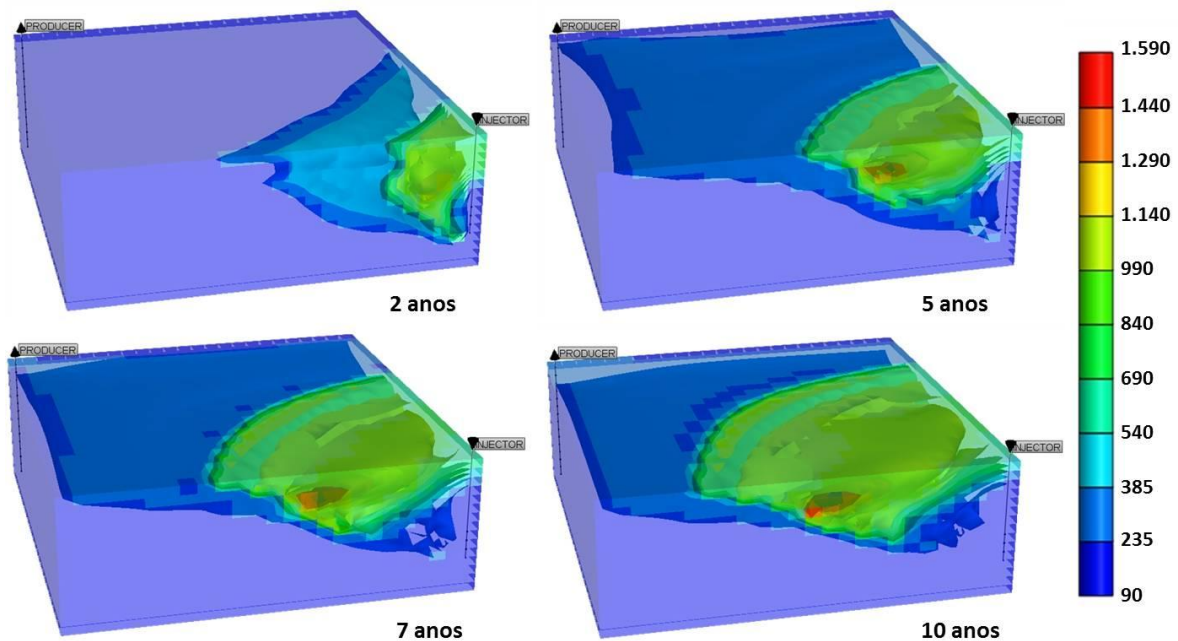


Figura 5. 53 – Mapas de temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “A” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 200 metros

5.5.2 Estudo da Distância entre Poços (Produtor/Injetor) - Reservatório “B”

De forma semelhante ao reservatório “A”, foi realizado o estudo variando a configuração da malha para as três distâncias entre poços (100, 140 e 200 m) para o reservatório “B”, no modelo otimizado.

Na Figura 5.54, observa-se que ao variar a configuração da distância entre poços também ocorreu um aumento considerável da fração recuperada de óleo. Nesse caso, houve um incremento de aproximadamente 38 pontos percentuais quando comparadas as seguintes distâncias entre poços: 100 e 200 metros, respectivamente. A Tabela 5.29 apresenta um resumo dessa análise, especificando, para cada distância entre poços estudada, quanto de óleo foi recuperado no reservatório “B”.

Tabela 5. 29 – Fração recuperação de óleo para cada intervalo de distância entre poços (Res “B”)

Distância entre Poços (m)	VOIP (m ³)	Fr (%)
100	26.127	70,00
140	50.401	47,31
200	98.783	32,20

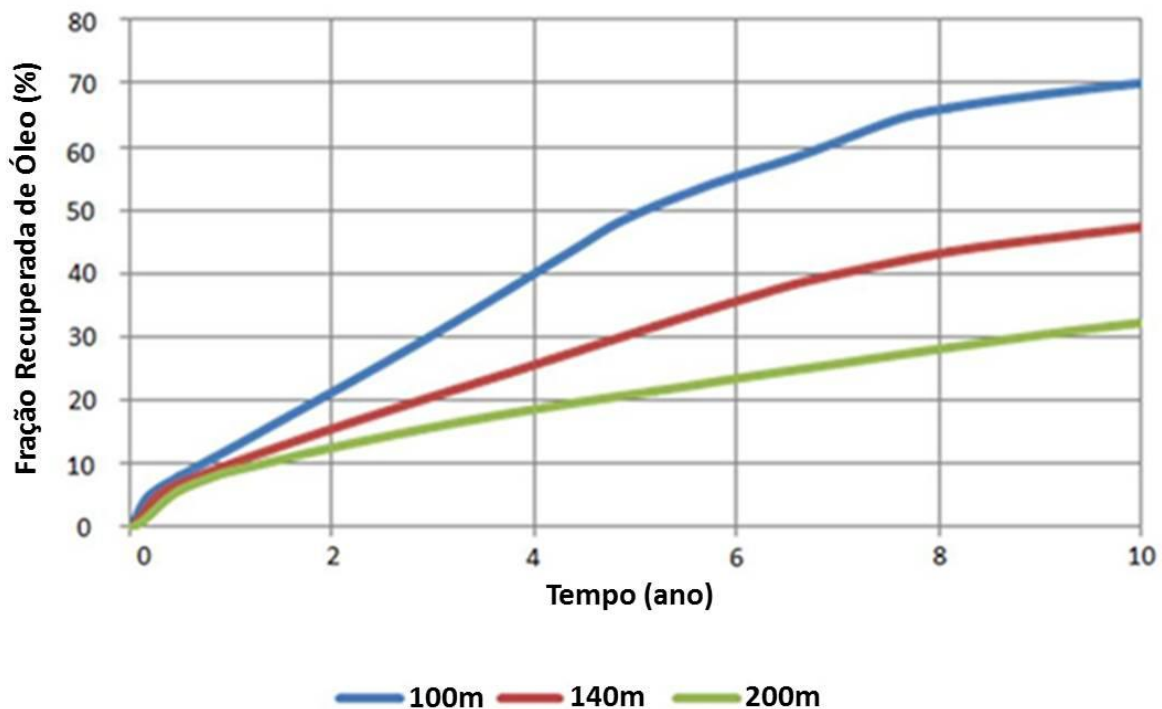


Figura 5. 54 – Gráfico Fração Recuperada de Óleo versus Tempo – Configuração da malha para distâncias entre poços (100, 140 e 200 m)

As Figuras 5.55, 5.56 e 5.57 apresentam os mapas de temperaturas, em quatro tempos distintos (2, 5, 7 e 10 anos), mostrando como ocorre o avanço da frente de combustão no interior do reservatório à medida que o processo CIS vai se desenvolvendo para as características do reservatório “B”, em cada configuração analisada da distância entre os poços produtores e injetores (100, 140 e 200 metros). Foi verificado também, como já discutido no reservatório “A”, que para as menores distâncias entre os poços produtor e injetor, observa-se uma melhor varredura do óleo no reservatório, visto que a distância a ser percorrida pela frente de combustão é menor, como também pela melhor distribuição do calor.

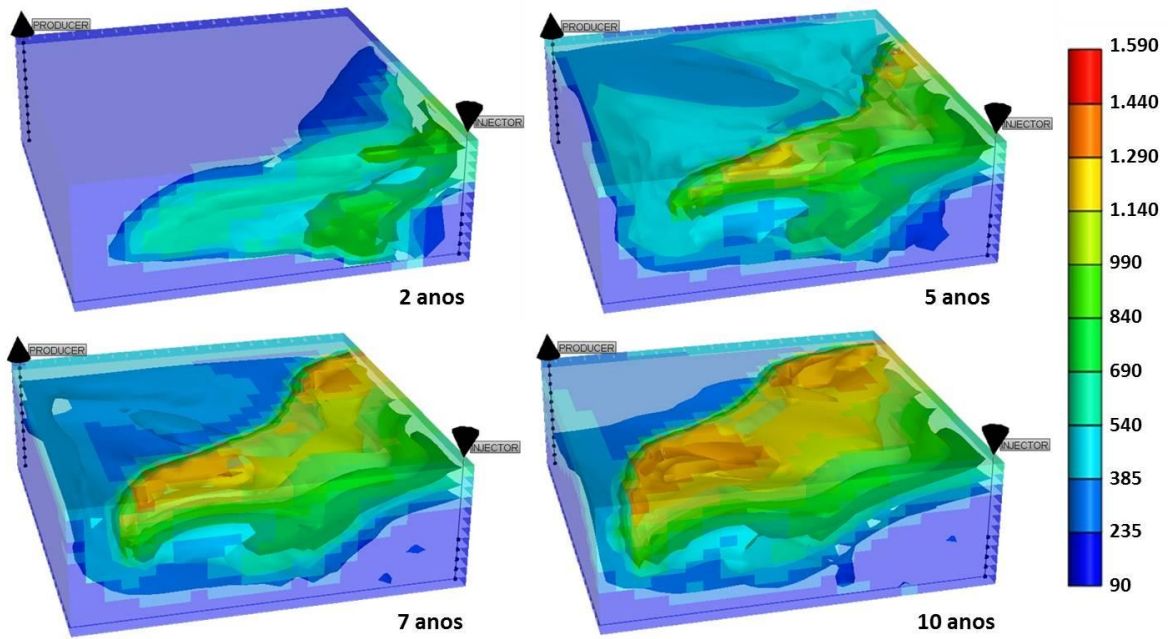


Figura 5. 55 – Mapas de temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “B” –
Configuração distância entre poços produtor/injetor - 100 metros

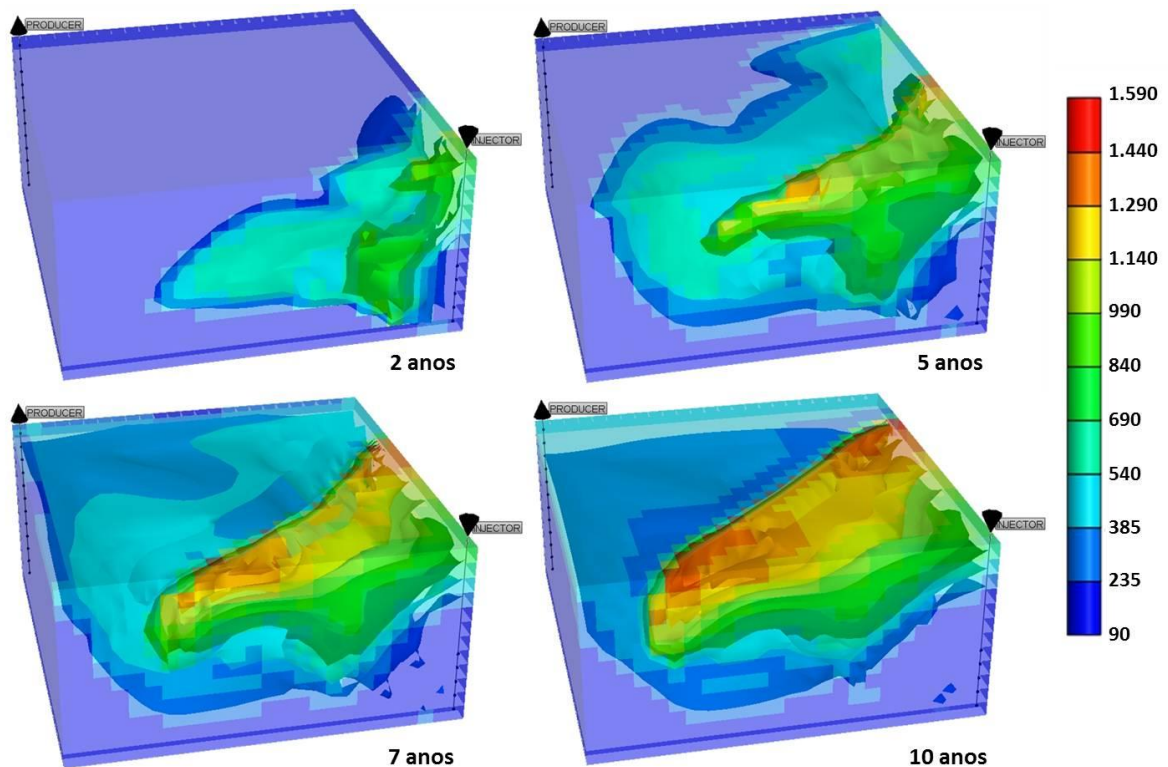


Figura 5. 56 – Mapas de temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “B” –
Configuração distância entre poços produtor/injetor - 140 metros

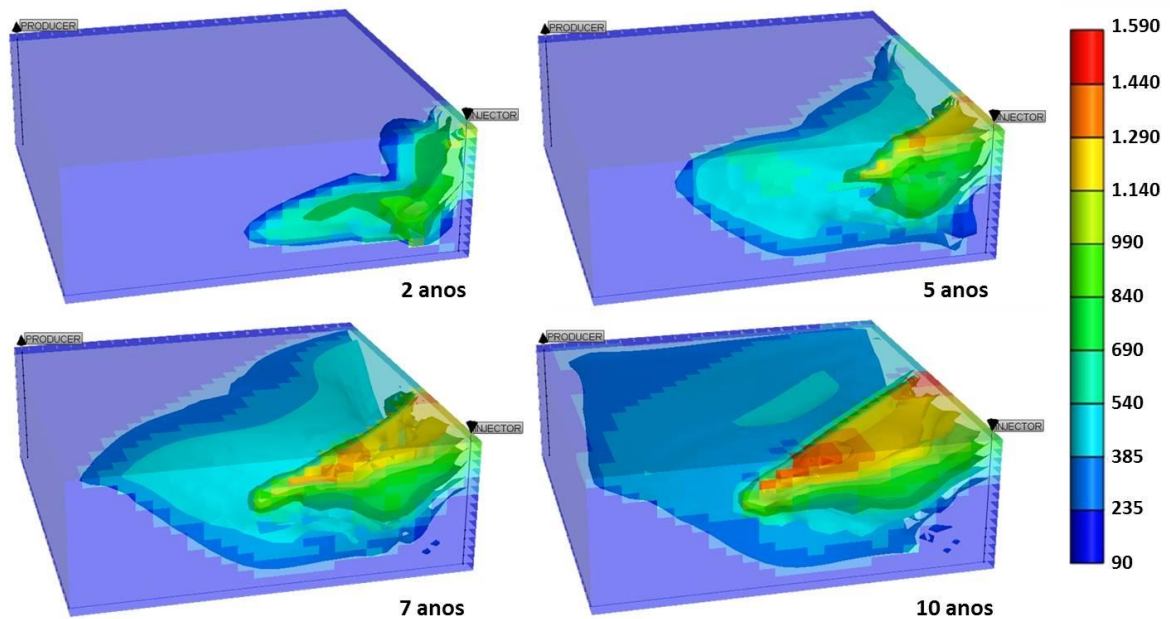


Figura 5. 57 – Mapas de temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “B” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 200 metros

5.5.3 Estudo da Distância entre Poços (Produtor/Injetor) - Reservatório “C”

De forma semelhante aos reservatórios “A” e “B”, foi realizado o mesmo estudo variando a configuração da malha para as três distâncias entre poços (100, 140 e 200 m) para o reservatório “C”, no modelo otimizado.

Na Figura 5.58, observa-se que ao variar a configuração da distância entre poços também ocorreu um aumento considerável da fração recuperada de óleo. Nesse caso, houve um incremento de aproximadamente 27 pontos percentuais quando comparadas as seguintes distâncias entre poços: 100 e 200 metros, respectivamente. A Tabela 5.30 apresenta um resumo dessa análise, especificando para cada distância entre poços estudadas quanto de óleo foi recuperado no reservatório “C”.

Vale ressaltar que as características e configurações dos três reservatórios otimizados (“A”, “B” e “C”) adotados nesse estudo individual foram destacadas na Tabela 5.11.

Tabela 5. 30 – Fração recuperada de óleo para cada intervalo de distância entre poços (Res “C”)

Distância entre Poços (m)	VOIP (m ³)	Fr (%)
100	26.127	45,14
140	50.401	30,20
200	98.783	18,61

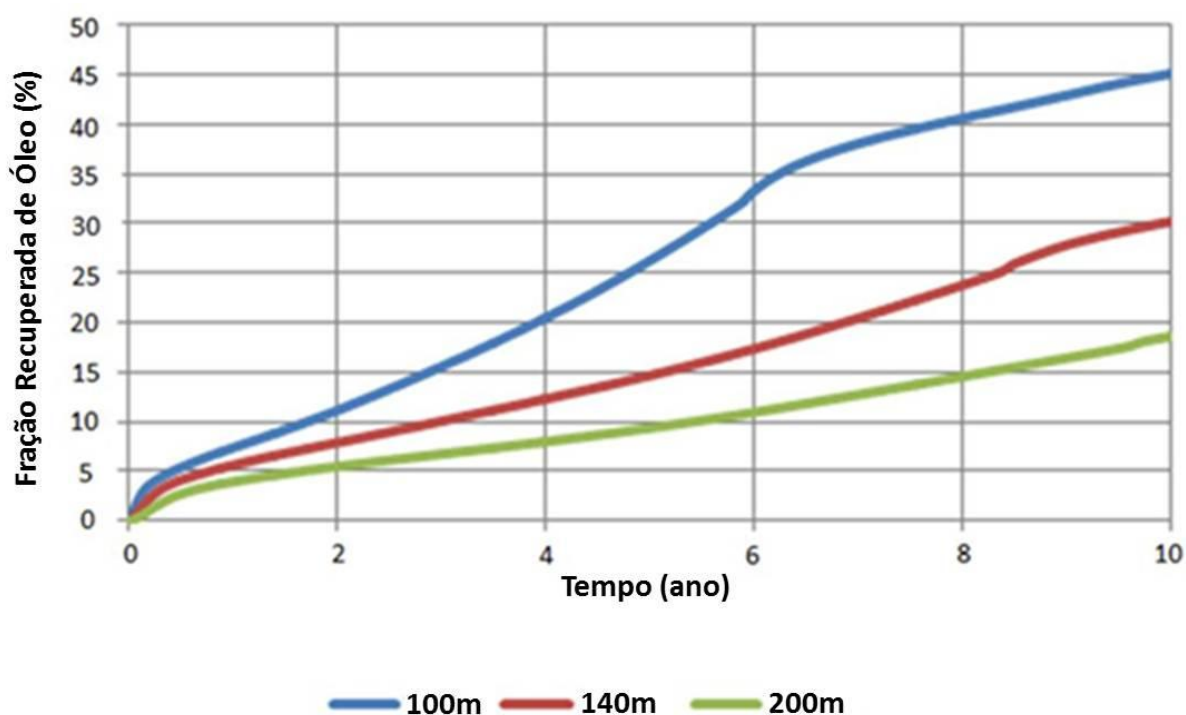


Figura 5. 58 – Gráfico Fração Recuperada de Óleo versus Tempo – Configuração da malha para distâncias entre poços (100, 140 e 200 m)

As Figuras 5.59, 5.60 e 5.61 apresentam os mapas de temperaturas, em quatro tempos distintos (2, 5, 7 e 10 anos), mostrando também como ocorre o avanço da frente de combustão no interior do reservatório à medida que o processo CIS vai se desenvolvendo (como nos outros dois reservatórios estudados “A” e “B”) para as características do reservatório “C”, em cada configuração analisada da distância entre os poços produtores e injetores (100, 140 e 200 metros).

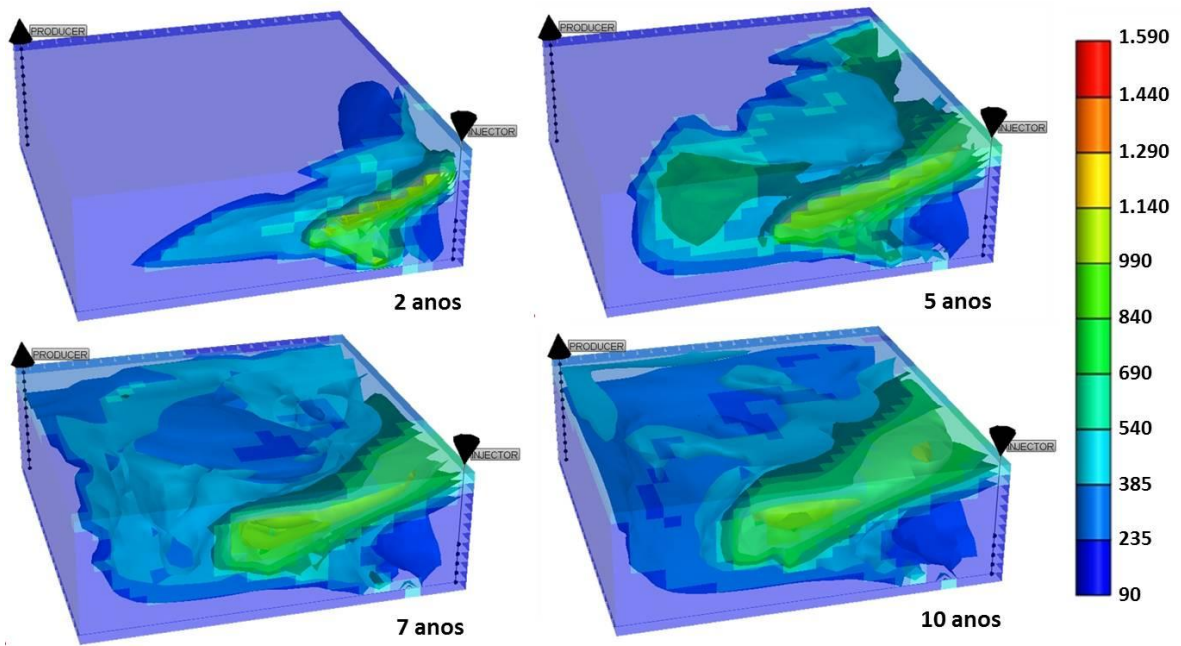


Figura 5. 59 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “C” –
Configuração distância entre poços produtor/injetor - 100 metros

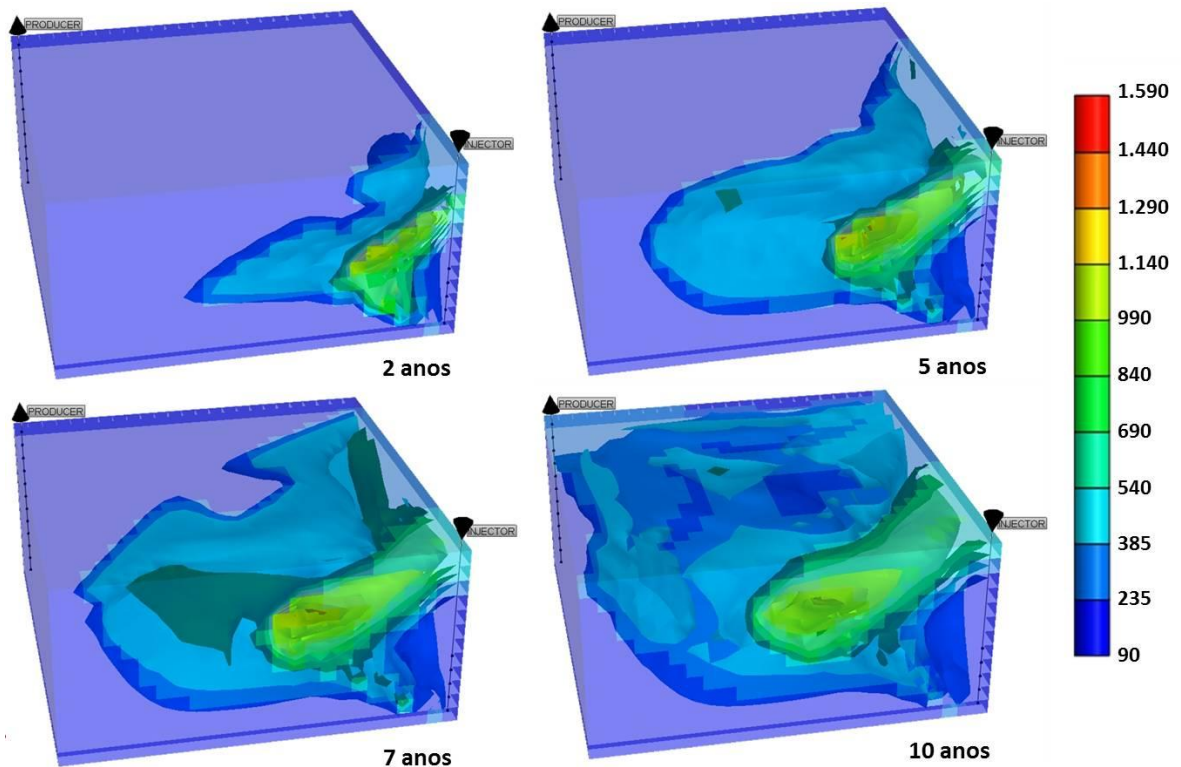


Figura 5. 60 – Mapas de temperatura (°F) – Avanço da frente de combustão no reservatório “C” –
Configuração distância entre poços produtor/injetor - 140 metros

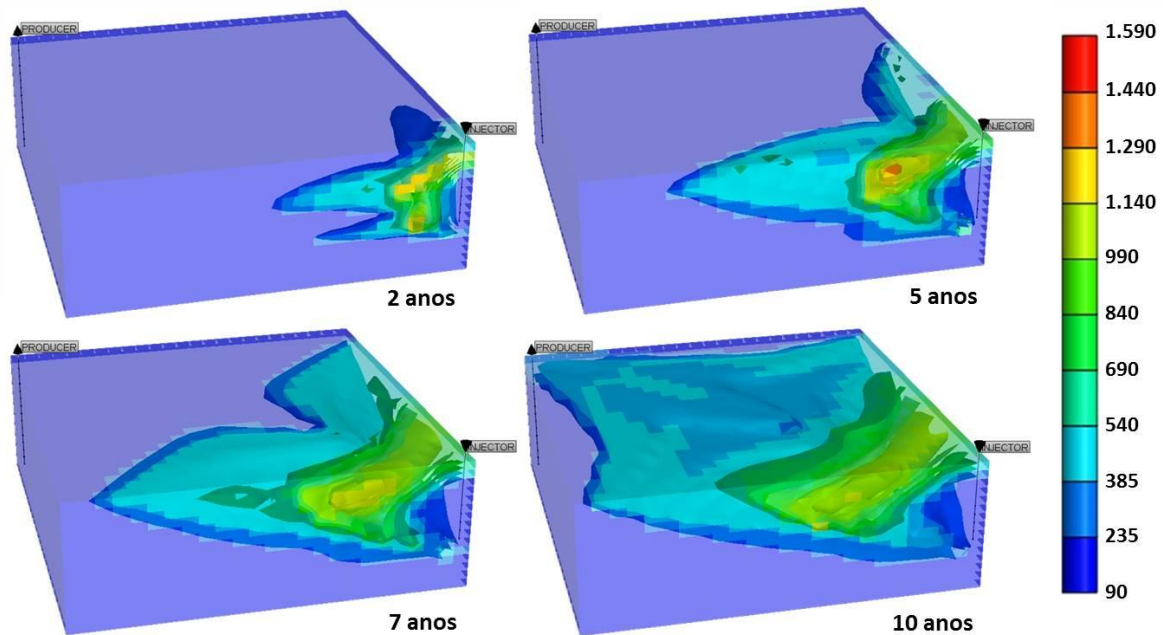


Figura 5. 61 – Mapas de temperatura ($^{\circ}F$) – Avanço da frente de combustão no reservatório “C” – Configuração distância entre poços produtor/injetor - 200 metros

Após esse estudo individual realizado, verifica-se que para as três análises em cada um dos reservatórios otimizados (“A”, “B” e “C”), o parâmetro operacional distância entre poços apresentou forte influência, visto que a sua diminuição proporcionou um aumento significativo em relação ao percentual de óleo recuperado. Portanto, quanto menor a configuração malha, ou seja, quanto menor a distância entre poços, melhores resultados são obtidos quando comparadas as frações recuperadas de óleo, mostrando que há uma melhor varredura do óleo no interior do reservatório, como também o banco de óleo atinge primeiro o poço produtor devido à redução da distância entre os poços produtor e injetor.

5.6 Análise de Viabilidade Econômica

A análise econômica desenvolvida nos tópicos a seguir tratou do método CIS, levando em consideração as diversas modalidades em que esta técnica foi abordada no decorrer do estudo como um todo. A técnica escolhida para a análise econômica foi o Valor Presente Líquido – VPL, que para os fins deste estudo, será tratado em função dos seguintes custos: perfuração e completação dos poços; custo com compra de compressor de ar; injeção de ar; tratamento e descarte da água produzida; e produção do óleo. Além dos custos, também estão incluídos nesta função o preço da venda do óleo e a taxa de atratividade mínima (taxa de

desconto), conforme descrito na Equação 2.9, presente no Capítulo II (Aspectos Teóricos), Seção 2.5.1.

5.6.1 Análise inicial de VPL para o Modelo Base

Para esse estudo de VPL foram utilizados os dados do modelo base para verificar, em diversos intervalos de valores adotados para os parâmetros operacionais, vazão de injeção e concentração de oxigênio, quais destes eram mais influentes em termos de retorno financeiro.

5.6.1.1 Vazão de injeção

Nesse estudo foi variado o parâmetro vazão de injeção no intervalo de 1.000 a 10.000 m³std/dia para verificar qual a sua importância em relação ao VPL, visto que a Q_{inj} é essencial para a manutenção e avanço da frente de combustão no interior do reservatório, melhorando significativamente a fração recuperada de óleo quando do aumento da vazão de injeção de ar. A Figura 5.62 apresenta o resultado obtido em termos de VPL, mostrando que o retorno financeiro é aumentado proporcionalmente em função do aumento da vazão de injeção de ar, ficando em torno dos quarenta e quatro milhões de dólares para a vazão de injeção de 10.000 m³std/dia.

Mesmo tendo os maiores custos em relação ao maior valor adotado para a vazão maior, o investimento e custo inicial foram compensados pelo retorno financeiro, evidenciando que a aplicação da CIS mostra-se viável economicamente, trazendo um VPL positivo em todo o período de projeto analisado.

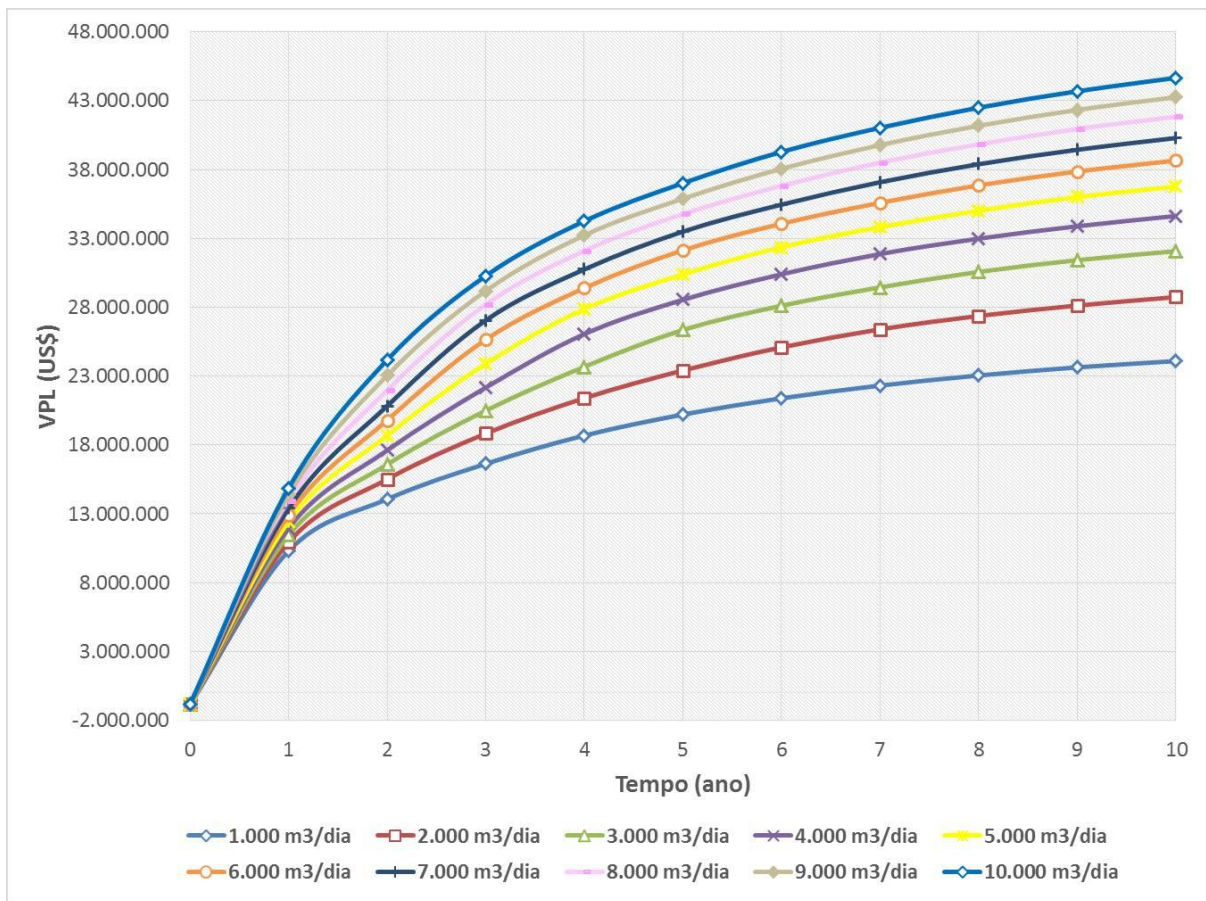


Figura 5.62 – VPL versus Tempo – Variação da vazão de injeção – Modelo Base

5.6.1.2 Concentração de Oxigênio

Foi realizado um estudo semelhante ao da vazão de injeção para o parâmetro operacional, concentração de oxigênio, visto a sua influência sobre o processo de combustão *in situ*. Nessa análise, foram utilizados valores percentuais de concentração de O_2 variando entre 15 e 65% para o modelo base.

A Figura 5.63 apresenta o resultado obtido para essa análise de VPL, e verifica-se que quanto maior o percentual de concentração de oxigênio adotado no sistema, favorece o retorno financeiro do projeto. Porém, a partir do valor de 35%, observa-se que as curvas apresentam respostas bem próximas em termos de VPL, sendo possível manter esse valor, visto que quanto maior essa concentração de O_2 maior será o custo energético despendido, e a rentabilidade não é tão alterada significativamente (em torno dos 32.000.000 de dólares).

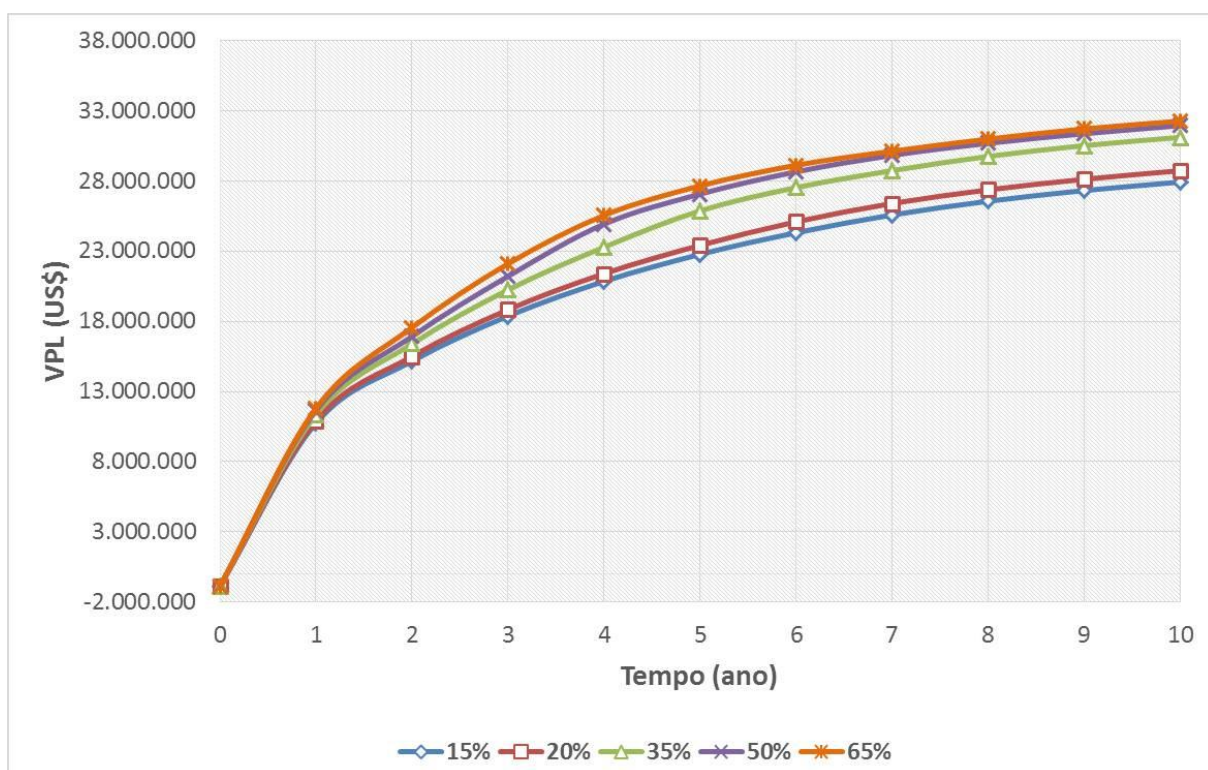


Figura 5. 63 – VPL versus Tempo – Variação da concentração de oxigênio – Modelo Base

Essas observações contribuem para reforçar a importância de se estudar em detalhes esses dois parâmetros, pois os mesmos constituem algumas diferenças na viabilidade técnica do projeto, garantindo assim uma melhor previsão em termos financeiros.

Para tal, serão destacados nos próximos itens, os estudos de VPL para cada uma das configurações otimizadas dos reservatórios “A”, “B” e “C”, com intuito de verificar em qual deles se obtêm as melhores respostas em relação ao valor presente líquido, considerando a variação da vazão de injeção e da concentração de oxigênio.

5.6.2 Análise de sensibilidade do VPL para os parâmetros operacionais – Reservatório “A”

Essa seção tem como objetivo analisar estatisticamente a influência dos parâmetros operacionais determinados sobre o VPL no reservatório “A”. O estudo foi desenvolvido a partir de Diagramas de Pareto aplicados em intervalos de 2,5 anos, facilitando a compreensão da participação de cada parâmetro no aumento ou redução do retorno financeiro quando da aplicação do método CIS. Porém, devido à semelhança entre os resultados obtidos nos

intervalos de tempos estudados serão destacados apenas os gráficos para o final do projeto (10 anos). A Tabela 5.31 lista as simbologias dos efeitos abordados nesse estudo.

Tabela 5. 31 – Nomenclatura dos efeitos analisados – Diagrama de Pareto

Parâmetro	Nomenclatura	Atribuições no Diagrama Pareto
Vazão de Injeção	Qinj	"1"
Concentração de Oxigênio	C(O2)	"2"
Completação - Poço Injetor	Cinj	"3"
Efeito Linear	Efeito Linear	"L"
Efeito Quadrático	Efeito Quadrático	"Q"

Na Figura 5.64, são mostradas as influências dos parâmetros operacionais analisados e das interações entre eles sobre a viabilidade técnica do projeto. Observa-se que o efeito linear e quadrático da vazão de injeção (Qinj) dentre todos os parâmetros analisados, apresentou a maior influência em relação ao VPL em todos os tempos de projeto estudados.

Ao final do décimo ano de projeto, em ordem decrescente de influência, aparecem os seguintes efeitos: linear da vazão de injeção - Qinj(L); efeito quadrático da vazão de injeção - Qinj(Q); linear da completação do poço injetor – Cinj(L); efeito linear da concentração de oxigênio – C(O2)(L); relação dos lineares da vazão de injeção com a completação do poço injetor - (1L*3L); interação dos efeitos lineares da vazão de injeção com a concentração de oxigênio - (1L*2L). Os demais efeitos e interações não mencionadas apresentaram influência irrelevante.

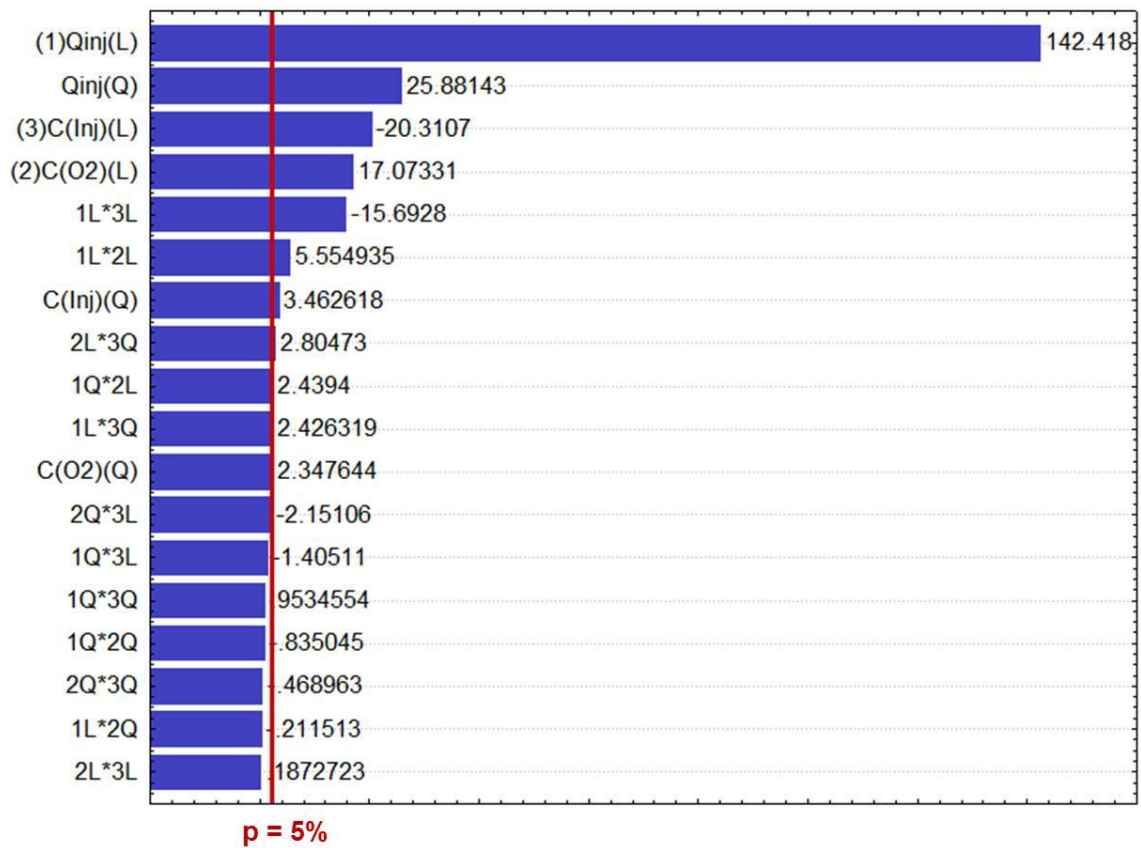


Figura 5. 64 - Diagrama de Pareto dos parâmetros operacionais – VPL (10 anos) – Res ‘A’

5.6.2.1 Interações de maior influência sobre o VPL para o reservatório ‘A’

Nessa seção, são apresentadas as superfícies de respostas das três interações mais influentes a partir dos Diagramas de Pareto em dez anos de produção.

Para o reservatório ‘A’, as superfícies de resposta refletem um acréscimo do VPL alcançado quando utilizados maiores valores da vazão de injeção (Qinj) e da concentração de oxigênio (C(O2)), assim como quando considerada a interação entre a completação do poço injetor (Cinj) na base (-1) do reservatório com a maior concentração de oxigênio (Figura 5.65).

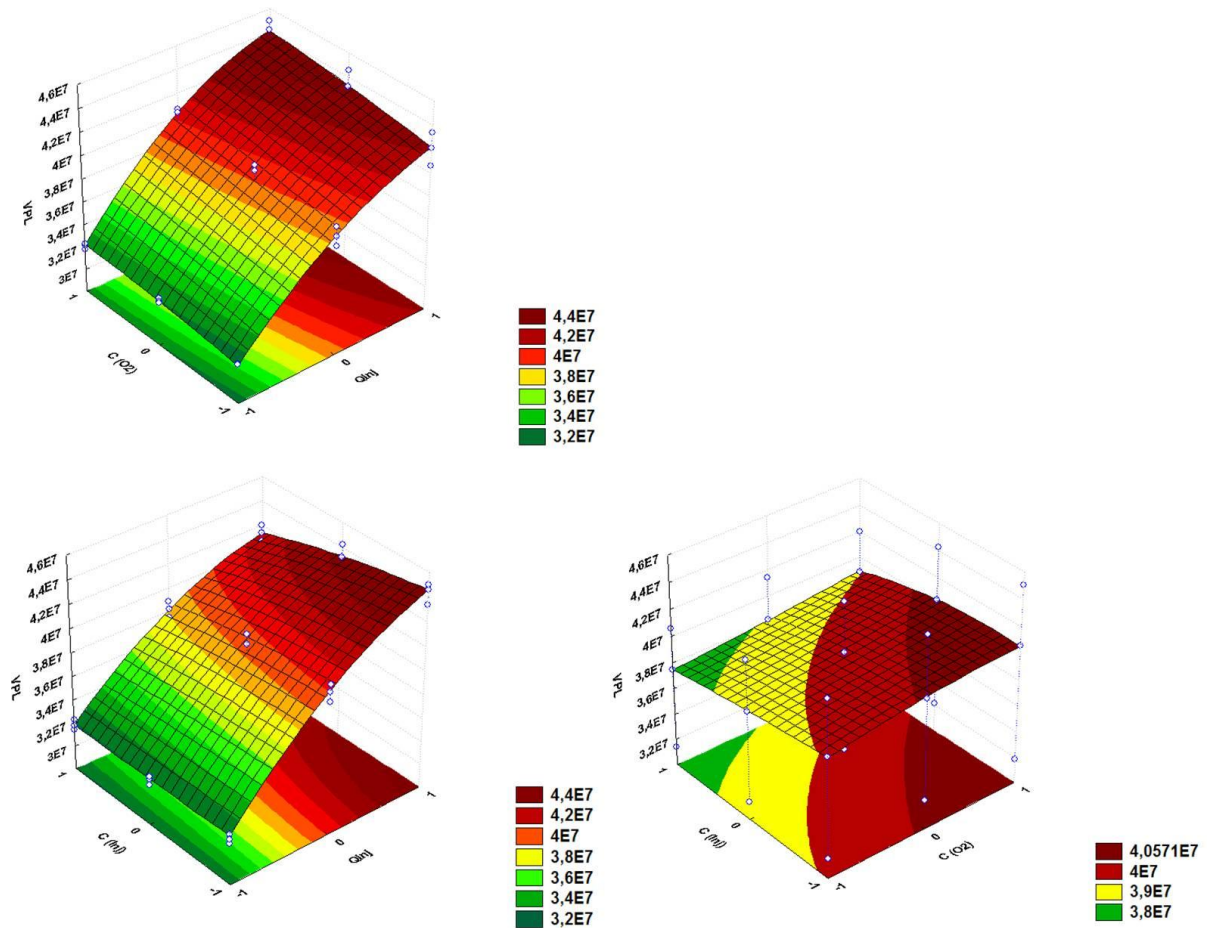


Figura 5. 65 - Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “A”. Resposta: VPL (10 anos)

Os valores de VPL obtidos para a configuração do reservatório “A” mostrou-se próximo dos quarenta milhões de dólares, indicando que quanto maior a vazão de injeção melhores resultados foram obtidos em relação ao VPL, mesmo apresentando maiores custos em função da vazão de injeção ser maior, foi compensada pelo retorno financeiro no final do projeto, em virtude da produção acumulada de óleo obtida ser favorecida positivamente devido a vazão de injeção de ar manter a frente de combustão por mais tempo, trazendo com isso um retorno financeiro também positivo em todo o período de projeto (Figura 5.66).

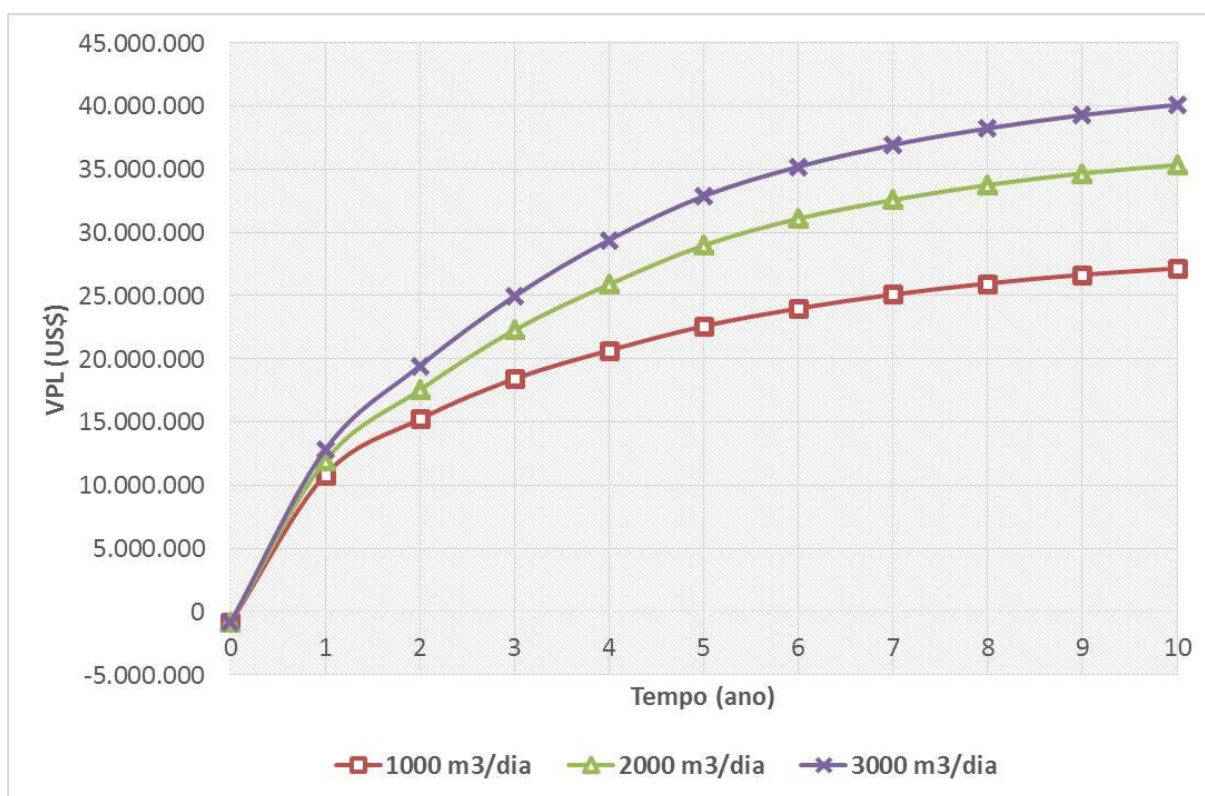


Figura 5. 66 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da vazão de injeção – Res “A”

Em relação a concentração de oxigênio, nesse estudo de VPL foi variado proporcionalmente os valores adotados em função dos custos energéticos para o enriquecimento de oxigênio utilizado para melhorar o desenvolvimento do método CIS.

Mesmo considerando os expansivos custos com o aumento da concentração de oxigênio adotada, houve compensação, e os ônus foram equilibrados pelos altos índices de recuperação de óleo para essa técnica. Os resultados obtidos para o VPL também foram maiores quando aplicada as maiores concentrações de O₂, porém com pequenas variações entre os casos estudados (retorno financeiro variando no intervalo entre 37.000.000 e 40.000.000 de dólares) (Figura 5.67).

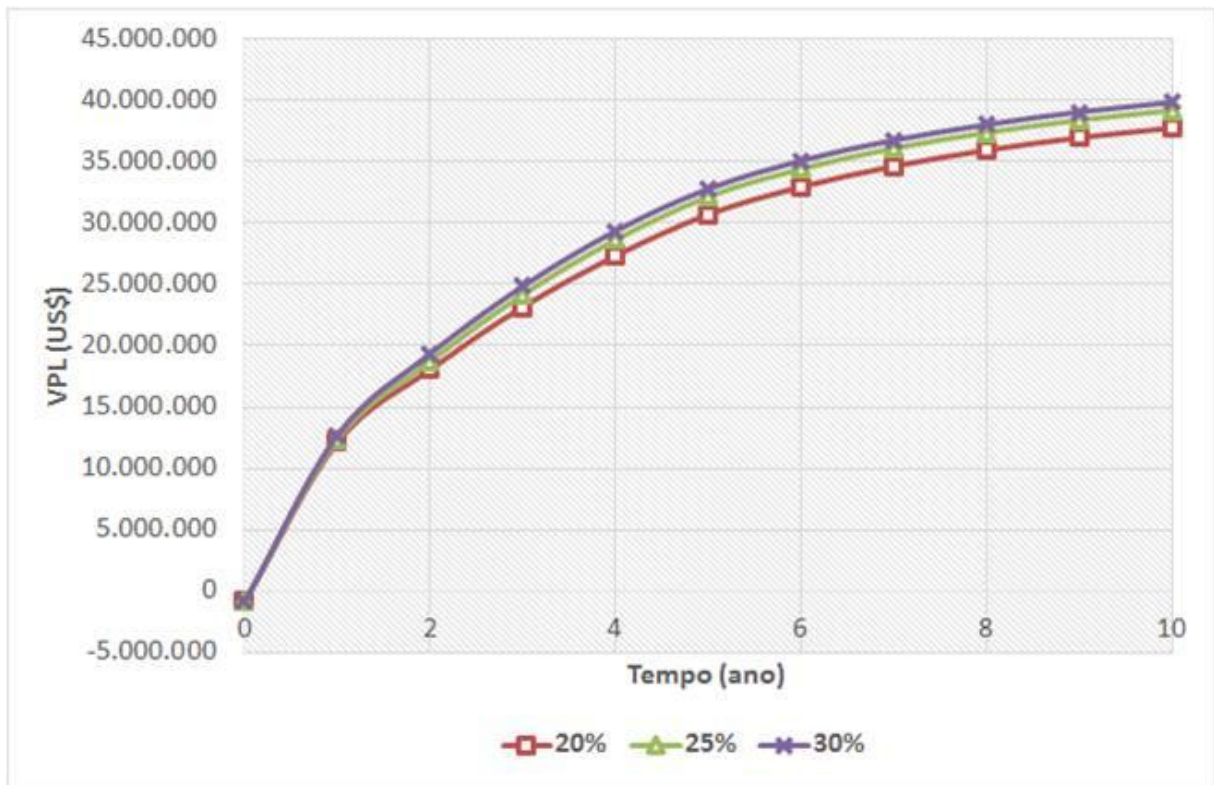


Figura 5. 67 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da concentração de oxigênio – Res “A”

5.6.3 Análise de sensibilidade do VPL para os parâmetros operacionais – Reservatório “B”

Essa seção tem como objetivo analisar estatisticamente a influência dos parâmetros operacionais determinados sobre o VPL no reservatório “B”. O estudo é análogo ao realizado para o reservatório “A”. Foi desenvolvido também a partir de Diagramas de Pareto aplicados em intervalos de 2,5 anos, para verificar a influência de cada parâmetro em relação ao VPL quando da aplicação do método CIS, porém devido à semelhança entre os resultados obtidos foram apenas destacados os gráficos para os 10 anos de projeto.

Na Figura 5.68 são mostradas as influências dos parâmetros operacionais analisados e das interações entre eles sobre a viabilidade técnica do projeto. Observa-se que os efeitos lineares da vazão de injeção – $Q_{inj}(L)$ e da concentração de oxigênio – $C(O_2)(L)$, respectivamente, apresentaram as maiores influências em relação ao VPL em todos os tempos de projeto estudados.

Ao final do décimo ano de projeto, em ordem decrescente de influência, aparecem os seguintes efeitos: linear da vazão de injeção - $Q_{inj}(L)$; efeito linear da concentração de oxigênio - $C(O_2)(L)$; interação dos efeitos lineares da vazão de injeção com a concentração de oxigênio - $(1L*2L)$; efeito quadrático da vazão de injeção - $Q_{inj}(Q)$; a relação dos lineares da vazão de injeção com a completção do poço injetor - $(1L*3L)$; linear da completção do poço injetor - $C(inj)(L)$; interação entre os efeito quadrático da vazão de injeção com o efeito lineares da completção do poço injetor - $(1Q*3L)$. Os demais efeitos e interações não mencionadas apresentaram influência irrelevante.

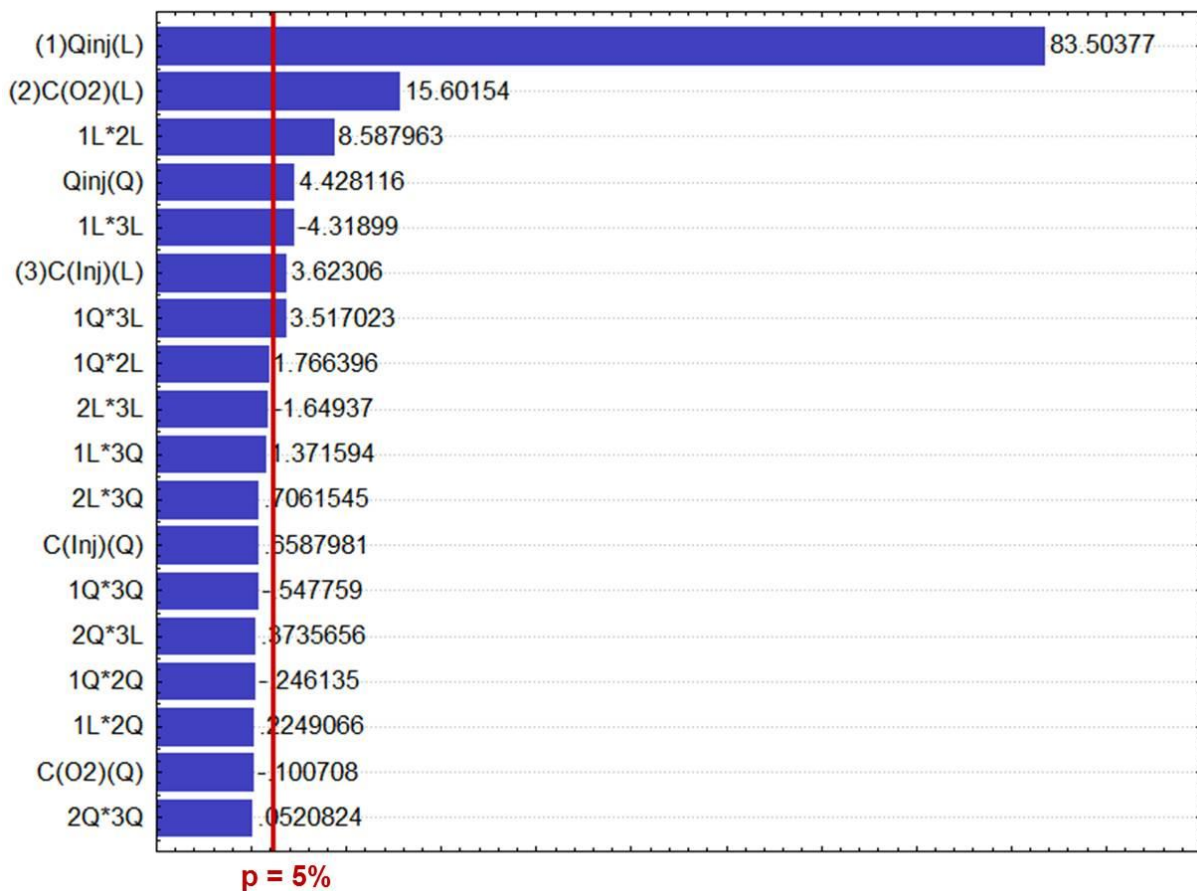


Figura 5. 68 - Diagrama de Pareto dos parâmetros operacionais – VPL (10 anos) – Res “B”

5.6.3.1 Interações de maior influência sobre o VPL para o reservatório “B”

Nessa seção são apresentadas as superfícies de respostas das três interações mais influentes a partir dos Diagramas de Pareto em dez anos de produção (Figura 5.69).

Para o reservatório “B”, as superfícies de resposta refletem um acréscimo do VPL alcançado quando utilizados maiores valores da vazão de injeção (Q_{inj}) e da concentração de oxigênio ($C(O_2)$), assim como quando considerada a interação entre a completção do poço injetor (C_{inj}) na base (-1) do reservatório com a maior concentração de oxigênio, resultado este semelhante ao reservatório “A”.

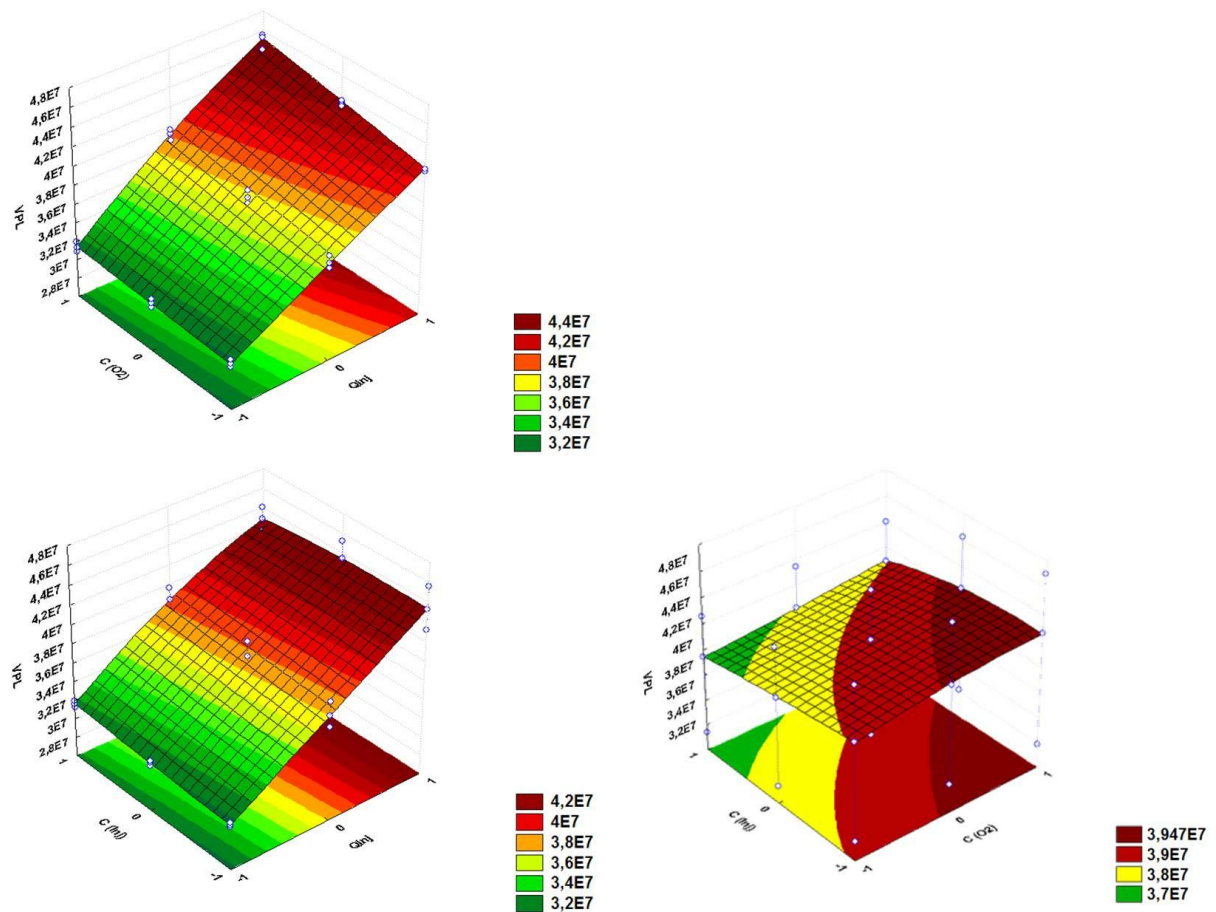


Figura 5. 69 - Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “B”. Resposta: VPL (10 anos)

Os valores de VPL obtidos para a configuração do reservatório “B” mostrou-se próximo dos quarenta milhões de dólares, indicando que quanto maior a vazão de injeção melhores resultados foram obtidos em relação ao VPL. Esse resultado foi muito similar ao do retorno financeiro para o reservatório “A”, confirmando também a viabilidade econômica da aplicabilidade do método CIS para a configuração do reservatório “B”, visto que o VPL foi positivo em todo o período estudado (Figura 5.70).

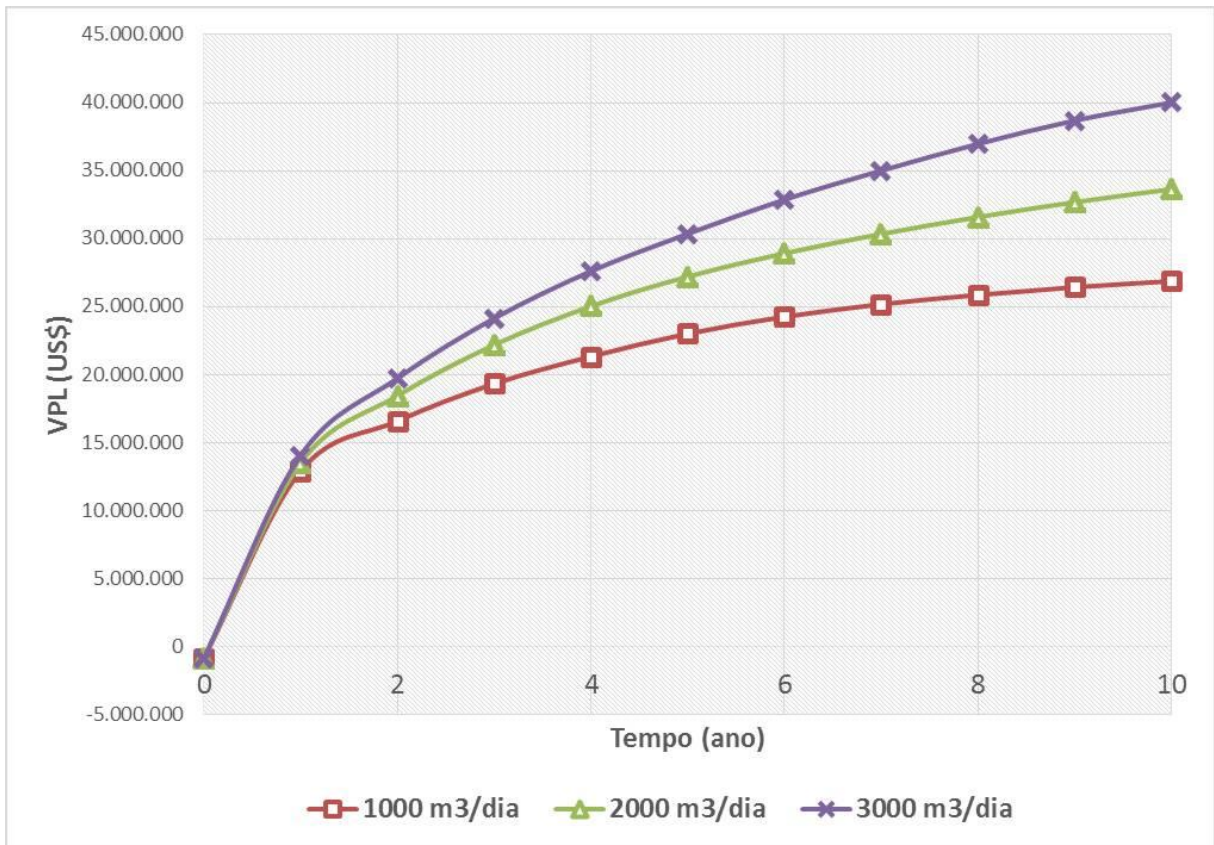


Figura 5. 70 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da vazão de injeção – Res “B”

Em relação a concentração de oxigênio, foi realizado também um estudo de VPL variando proporcionalmente os custos, sendo considerados os percentuais de concentração de oxigênio (maiores percentuais, maiores custos associados).

Os resultados obtidos para o VPL também foram maiores quando aplicado as maiores concentrações de O_2 , porém com pequenas variações entre os casos estudados (retorno financeiro variando no intervalo entre 35.000.000 e 40.000.000 de dólares) (Figura 5.71).

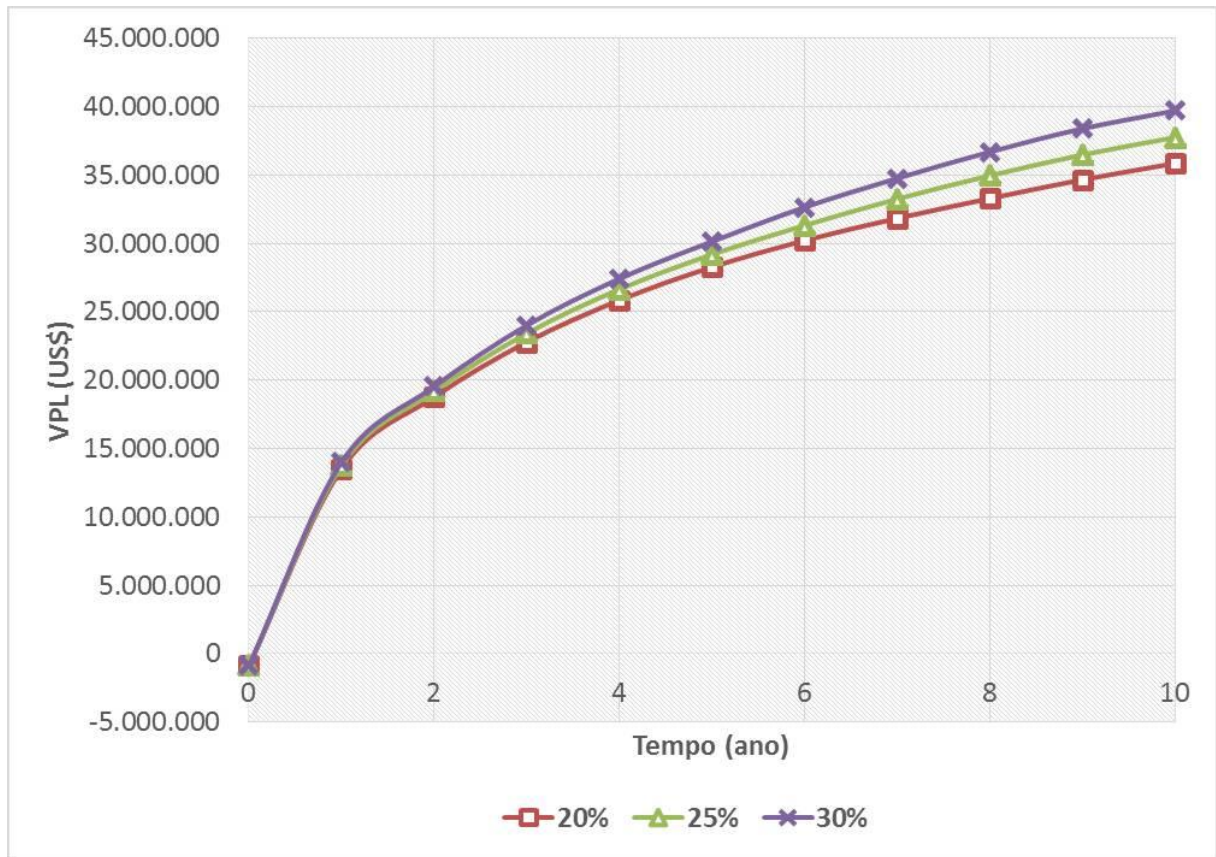


Figura 5. 71 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da concentração de oxigênio – Res “B”

5.6.4 Análise de sensibilidade do VPL para os parâmetros operacionais – Reservatório “C”

Essa seção tem como objetivo analisar estatisticamente a influência dos parâmetros operacionais determinados sobre o VPL no reservatório “C”. O estudo é análogo ao realizado para os reservatórios “A” e “B”. Foi desenvolvido também a partir de Diagramas de Pareto aplicados em intervalos de 2,5 anos, para verificar a influência de cada parâmetro em relação ao VPL quando da aplicação do método CIS, porém devido à semelhança entre os resultados obtidos foram apenas destacados os gráficos para os 10 anos de projeto.

Na Figura 5.72 são mostradas as influências dos parâmetros operacionais analisados e das interações entre eles sobre a viabilidade técnica do projeto. Observa-se que os efeitos lineares da vazão de injeção – $Q_{inj}(L)$ e da concentração de oxigênio – $C(O_2)(L)$, respectivamente, apresentaram as maiores influências em relação ao VPL em todos os tempos de projeto estudados.

Ao final do décimo ano de projeto, em ordem decrescente de influência, aparecem os seguintes efeitos: linear da vazão de injeção - $Q_{inj}(L)$; efeito linear da concentração de oxigênio - $C(O_2)(L)$; efeito quadrático da completção do poço injetor - $C_{inj}(Q)$; interação dos efeitos lineares da vazão de injeção com a concentração de oxigênio - $(1L*2L)$; a relação do efeito linear da vazão de injeção com o efeito quadrático da completção do poço injetor - $(1L*3Q)$; e interação entre os efeito quadrático da vazão de injeção com o efeito lineares da completção do poço injetor - $(1Q*3L)$. Os demais efeitos e interações não mencionadas apresentaram influência irrelevante.

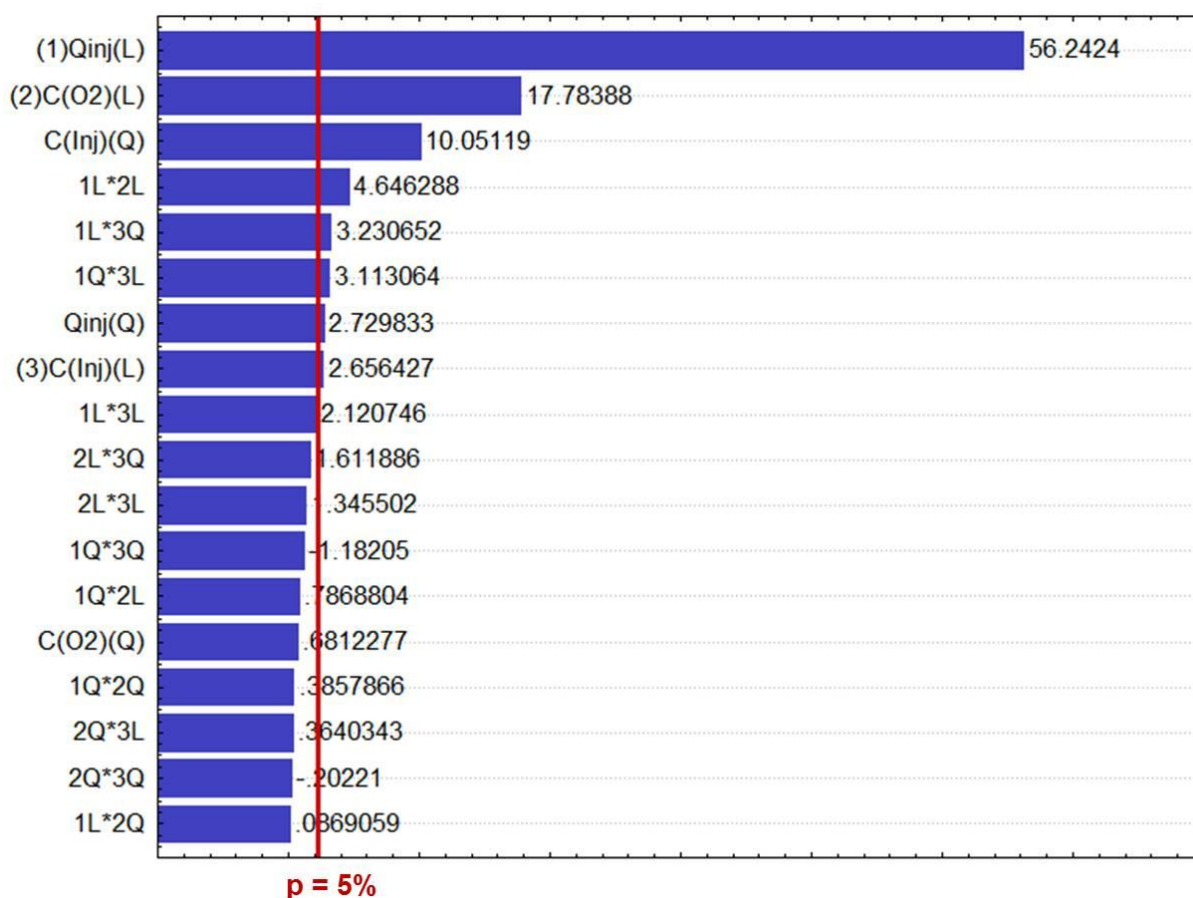


Figura 5. 72 - Diagrama de Pareto dos parâmetros operacionais – VPL (10 anos) – Res “C”

5.6.4.1 Interações de maior influência sobre o VPL para o reservatório “C”

Nessa seção são apresentadas as superfícies de respostas das três interações mais influentes a partir dos Diagramas de Pareto em dez anos de produção (Figura 5.73).

Para o reservatório “C”, as superfícies de resposta refletem um acréscimo do VPL alcançado quando utilizados maiores valores da vazão de injeção (Q_{inj}) e da concentração de oxigênio ($C(O_2)$), assim como quando considerada a interação entre a completção do poço injetor (C_{inj}) no centro (0) do reservatório com a maior concentração de oxigênio.

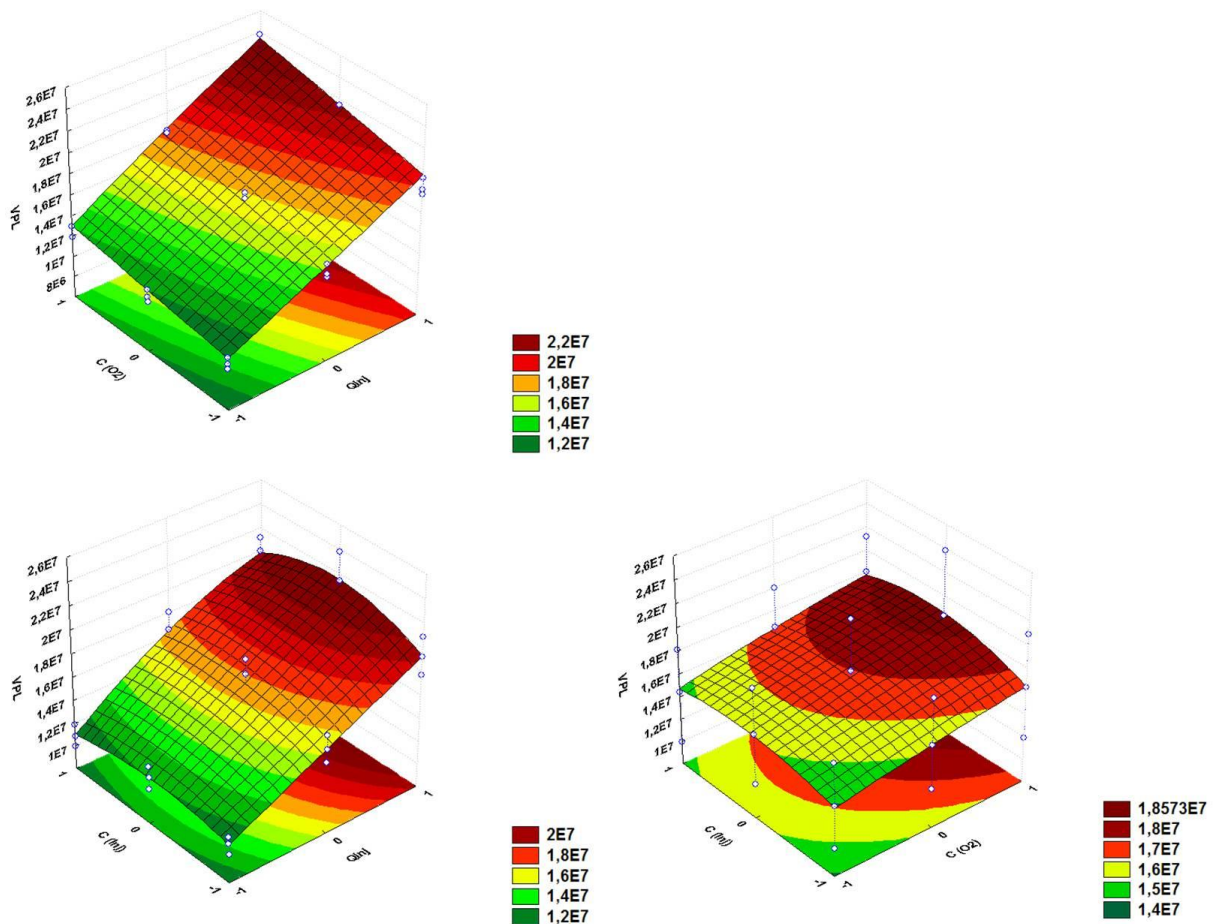


Figura 5. 73 - Superfícies de respostas das interações entre os parâmetros de maior influência para o reservatório “C”. Resposta: VPL (10 anos)

Os valores de VPL obtidos para a configuração do reservatório “C” mostrou-se próximo aos dezoito milhões de dólares, indicando também que quanto maior a vazão de injeção melhores resultados foram obtidos em relação ao VPL, porém o retorno financeiro do projeto para esse tipo de reservatório ficou abaixo dos obtidos nos reservatórios “A” e “B”, como visto nas análises anteriores. (Figura 5.74).

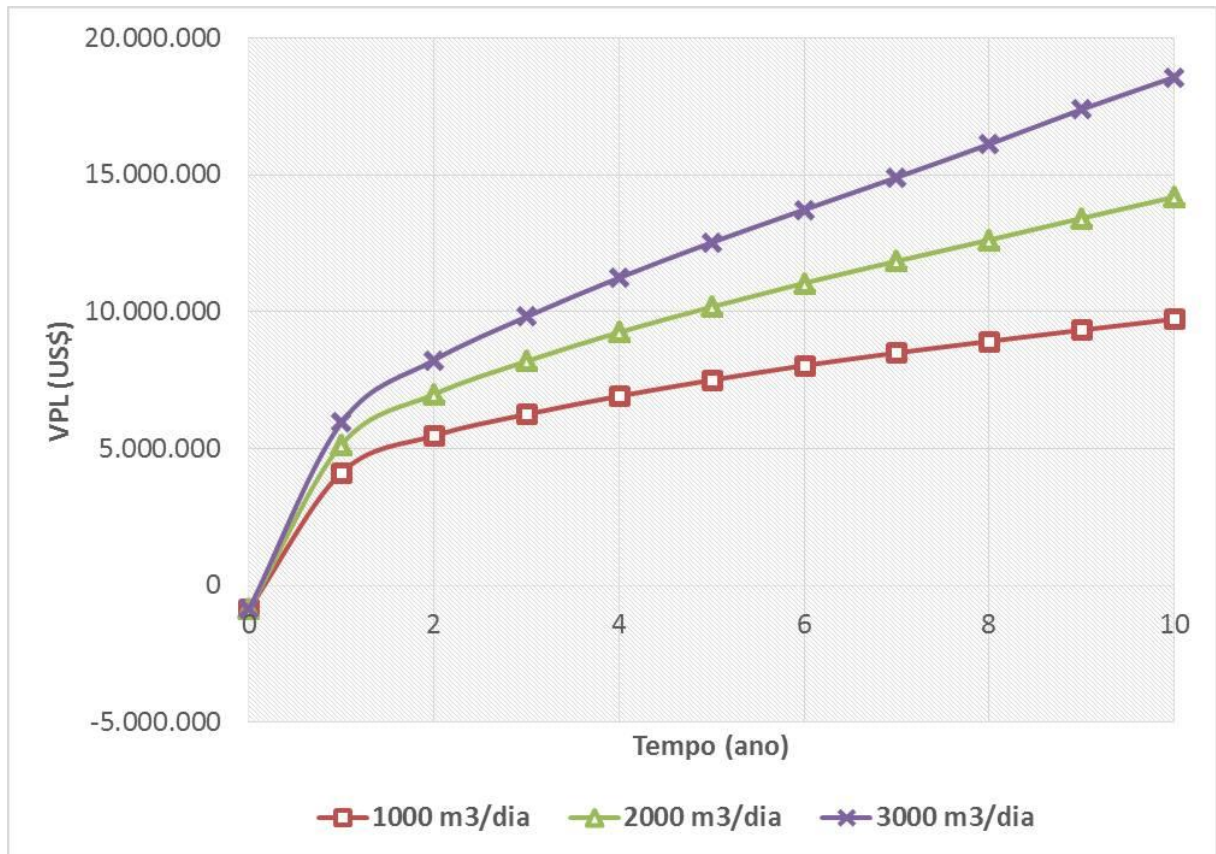


Figura 5. 74 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da vazão de injeção – Res “C”

Em relação à concentração de oxigênio, foi realizado também um estudo de VPL variando proporcionalmente os custos, sendo considerados os percentuais de concentração de oxigênio (maiores percentuais, maiores custos associados), como já relatado nas análises anteriores (Reservatórios “A” e “B”).

Os resultados obtidos para o VPL também foram maiores quando aplicado as maiores concentrações de O_2 , porém com pequenas variações entre os casos estudados (retorno financeiro variando no intervalo entre 15.000.000 e 18.000.000 de dólares) (Figura 5.75).

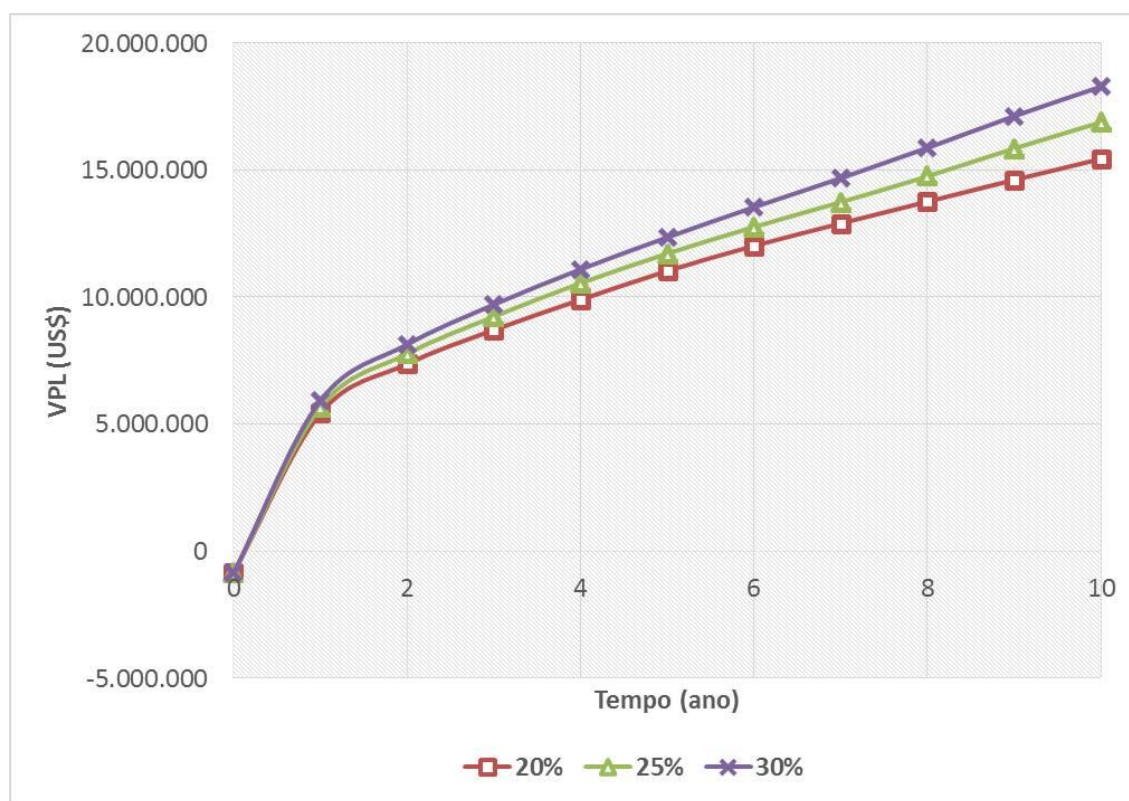


Figura 5. 75 - VPL versus Tempo. Comparativo da variação da concentração de oxigênio – Res “C”

5.7 Considerações finais

Os resultados confirmaram bons níveis de aproveitamento para o método de combustão *in situ* – CIS, especialmente em relação às características relacionadas aos reservatórios de óleos pesados. Foi possível trabalhar o método também em condições antes não avaliadas, que retornaram boas respostas, tal como a análise conjunta com a associação dos parâmetros de reservatório com os operacionais entre três características de reservatório distintas. Observou-se também que o método CIS, possibilitou melhorias em relação às frações recuperadas de óleo em cada um dos reservatórios estudados (“A”, “B” e “C”), possibilitando a aplicação economicamente viável do processo em futuros projetos de campo.

O estudo abordou várias análises distintas a partir da aplicação da CIS por meio de variações das propriedades relacionadas ao processo de combustão, obtendo-se assim resultados extensivos. Porém, ainda faz-se necessário manter a continuidade da pesquisa, pois para cada resposta encontrada surgem novas discussões e questões essenciais que ainda precisam ser analisadas para a aplicação do método em campo com garantias de segurança operacional e controle do processo como um todo.

Capítulo VI
Conclusões e Recomendações

6 Conclusões e recomendações

Neste capítulo estão descritas as conclusões e recomendações mais importantes que resultaram dos estudos de simulação apresentados.

6.1 Conclusões

O estudo realizado comprovou a importante ação promovida pelo processo térmico de combustão *in situ* – CIS sobre a recuperação de óleo, com vazões e produção acumulada sensivelmente alteradas, positivamente, pela introdução do método, favorecendo também a distribuição de calor por meio do aquecimento quando da formação da frente de combustão no interior do reservatório.

Dentre os parâmetros de reservatório analisados, a energia de ativação apresentou a maior influência em todo o período do projeto, ou seja, quanto menor a EA maior a fração recuperada de óleo, devido à relação direta que ela tem com o processo CIS. Além disso, ela se sobrepõe aos demais parâmetros de reservatório (entalpia da reação, permeabilidade, porosidade e viscosidade), sendo esse fato explicado devido ao aumento da velocidade com que as reações químicas envolvidas no processo ocorrem, o que promove conseqüentemente, o aumento da produção acumulada de óleo no reservatório, visto que ela favorece também a manutenção e o avanço da frente de combustão melhorando com isso a mobilidade do óleo no interior do reservatório até atingir o poço produtor. Conclui-se então, que, ao diminuir o percentual da energia de ativação (70%), ocorre um aumento bastante significativo quando comparada aos outros 2 (dois) percentuais analisados (100% e 130%).

Em relação à entalpia da reação, foi verificado que esse parâmetro de reservatório também apresentou forte influência no processo CIS, visto que o aumento da entalpia da reação melhorou a resposta com relação à fração recuperada de óleo. No caso, o ΔH é uma variável importante, pois conforme imposta a diminuição nos valores do ΔH , a temperatura da frente diminui, pois menos energia é liberada no sistema o que pode afetar diretamente o desenvolvimento e avanço da frente de combustão, influenciando com isso a resposta obtida em termos de fração recuperada de óleo (quanto menor o ΔH menor também será a Fr).

A análise da viscosidade do óleo também mostrou um resultado interessante, pois quanto maior a viscosidade do óleo, melhor a resposta obtida em relação à fração recuperada de óleo, principalmente em virtude dos processos envolvidos no método CIS. Ou seja, quanto mais pesado for o óleo, melhor se configura a aplicação do método devido ao ganho de mobilidade no interior do reservatório em função do aquecimento do óleo promovido pela combustão *in situ*, contribuindo para a diminuição da sua viscosidade favorecendo a produção acumulada de óleo.

A permeabilidade foi outro parâmetro de reservatório estudado, e para essa análise conclui-se que quanto maior a permeabilidade implica em uma maior vazão de óleo e uma melhor recuperação percentual, confirmando diversos estudos já relatados na literatura sobre permeabilidade, principalmente por estar associada a maior facilidade de fluxo de fluidos no interior do reservatório, quanto maior for esse parâmetro.

A porosidade foi o fator de menor significância dentre os parâmetros de reservatório estudados. Em alguns casos, nos primeiros anos de projeto, sequer influenciou as resposta obtidas. Observou-se que em qualquer período, ao variar a porosidade, não ocorreu diferença expressiva com relação à fração recuperada de óleo, ela apresentou certa linearidade para os seis valores analisados. Portanto, é possível constatar que esse fator não configura grande influência no processo CIS quando analisado isoladamente.

Com relação ao estudo dos parâmetros operacionais, a vazão de injeção foi o que apresentou as melhores respostas em termos de percentuais de recuperação quando do incremento no seu valor, em comparação aos demais parâmetros analisados (concentração de oxigênio e completação do poço injetor).

A vazão de injeção foi o parâmetro que apresentou forte influência para o método CIS, pois quanto maior o valor atribuído a esse parâmetro, a fração recuperada de óleo foi mais expressiva, principalmente porque o aumento da vazão de injeção favoreceu o avanço e a manutenção da frente de combustão ao longo do reservatório até atingir o poço produtor, chegando a Fr ao valor de aproximadamente 43% quando da utilização da vazão de injeção de 10.000 m³STD/dia, no estudo isolado (Modelo Base).

A concentração de oxigênio foi outro parâmetro operacional significativo, pois ao aumentar a concentração de oxigênio no método CIS, favoreceu a manutenção da frente de combustão no interior do reservatório, fazendo com que o processo de aquecimento do óleo resulte em uma diminuição de sua viscosidade e, conseqüentemente, melhore a sua mobilidade. Então, melhores frações recuperadas de óleo foram obtidos quando do aumento desse parâmetro (concentração de oxigênio igual a 65%, fração recuperada de óleo de aproximadamente 32%).

Outro fator analisado foi a completação do poço produtor/injetor, onde conclui-se que a completação localizada na base do reservatório para o poço produtor garantiu respostas mais satisfatórias, devido à redução na viscosidade e à drenagem gravitacional, uma vez que, a fonte do aquecimento (o avanço da frente de combustão) advém dessa região.

Quando comparada as três configurações adotadas em cada um dos reservatórios utilizados para os estudos de otimização dos reservatórios (“A”, “B” e “C”), observou-se que o reservatório “A” apresentou os melhores resultados com relação à fração recuperada de óleo em todo o período do projeto. Para melhor visualização dessa conclusão, as frações recuperadas de óleo ao final das análises foram, aproximadamente, 38%, 28% e 17%, respectivamente para as configurações dos reservatórios “A”, “B” e “C”.

Em relação aos estudos individuais realizados, considerando a distância entre poços (70, 100 e 140 metros), concluiu-se que para as três análises em cada um dos reservatórios otimizados (“A”, “B” e “C”), o parâmetro operacional distância entre poços apresentou forte influência, visto que a sua diminuição proporcionou um aumento significativo em relação ao percentual de óleo recuperado. Portanto, quanto menor a configuração malha, ou seja, quanto menor a distância entre poços, melhores resultados são obtidos quando comparado as frações recuperadas de óleo, mostrando que há uma melhor varredura do óleo no interior do reservatório.

A partir da análise econômica do método CIS, conclui-se que quanto maior a vazão de injeção melhores resultados foram obtidos em relação ao VPL, mesmo tendo os maiores custos em função da vazão de injeção ser maior, compensada pelo retorno financeiro no final do projeto.

Em relação a concentração de oxigênio, melhores VPL também foram obtidos quanto maior o valor adotado, porém com pequenas variações entre os casos estudados.

Com esse estudo foi possível verificar a importância da análise detalhada do método CIS, visto que ele é um processo muito complexo que envolve uma série de questões que devem ser ainda mais aprofundadas e especificadas em novas pesquisas, para que se possa obter um melhor embasamento técnico e científico e, assim realizar as adequações necessárias as diferentes características dos reservatórios disponíveis e, posteriormente para eficientes e seguras aplicações em projetos de campo, principalmente em campos maduros.

6.2 Recomendações

- **Analisar em detalhes as reações químicas envolvidas no processo CIS (energia de ativação e entalpia da reação)**

Apesar do estudo mostrar o desenvolvimento do processo CIS associado as reações químicas envolvidas no processo (reações de oxidação e craqueamento do óleo, principalmente) é importante o estudo das cinéticas das reações relacionando-as as características dos reservatórios, para melhor identificar e verificar a eficiência do processo de combustão *in situ*.

- **Estudo de parâmetros adicionais de reservatório e operacionais**

Devido à complexidade do estudo, e a dificuldade de se obter e analisar os dados estatísticos, o estudo não pode ser efetuado com um maior número de variáveis envolvidas concomitantemente. Por essa razão, em continuidade à pesquisa inicial, poderiam ser priorizadas novas características relativas à formação e aos procedimentos de operação, ou ainda serem realizadas simulações em diversos níveis para aquelas que apresentaram maior relevância, como por exemplo a entalpia da reação, a energia de ativação e a vazão de injeção.

- **Estudo do comportamento da capa de gás e a presença de aquíferos em reservatórios com a utilização do método CIS**

Tendo em vista que o estudo não considerou a existência de aquíferos nem a presença da capa de gás nos reservatórios abordados, e sabendo-se que tais componentes corresponde a uma importante estimulação natural, segundo a literatura, outra possibilidade para continuidade desse estudo seria a inclusão desses parâmetros.

- **Comparação da CIS com outros métodos térmicos de recuperação**

Essa recomendação visa a comparação da CIS com outros métodos visto que ela não está sendo aplicada em projetos de campo aqui no Brasil, e precisa de abordagens tecnicamente seguras e também que seja viável economicamente para a indústria petrolífera em relação aos demais métodos térmicos de recuperação já utilizados e consolidados.

- **Analisar diferentes fontes de ignição para a combustão**

Visto que nesse estudo foi considerado que o processo de combustão *in situ* seria espontânea, é importante e essencial também que se faça uma análise de fontes de ignição externas (considerando que em alguns reservatórios, a energia não é suficiente para dar início ao processo de combustão). Testar por exemplo, o aquecimento do ar antes de ser injetado, a utilização de produtos químicos para acelerar o processo, diferentes fontes de aquecimento elétrico, etc. Sendo também necessário um estudo econômico, pois a utilização de fontes externas pode aumentar também os custos operacionais e inviabilizar a aplicação do método CIS.

- **Estudar o método em reservatórios heterogêneos**

Como nesse estudo considerou-se para as análises um reservatório homogêneo, é interessante analisar como as heterogeneidades do reservatório podem influenciar os mecanismos do processo CIS.

- **Verificar a aplicação em reservatórios maduros após a utilização de outros métodos de recuperação, em especial a injeção de vapor**

É importante também analisar se a CIS pode ser aplicada após algum outro método de recuperação, visando utilizar as configurações de poços já existentes visando minimizar também os custos com implantação do método.

- **Estudar o parâmetro vazão de injeção em relação a velocidade da frente de combustão**

Como nesse estudo considerou-se para as análises da vazão de injeção, valores variando de 1.000 a 10.000 m³std/dia, é importante analisar também como esse parâmetro influencia na velocidade e avanço da frente de combustão.

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br>, acessado em janeiro de 2011.

ADEGBESAN, K. O. Kinetic Study of Low Temperature Oxidation of Athabasca Bitumen. Tese de doutorado, Universidade de Calgary, Alberta, 1982.

ADEGBESAN, K. O.; DONNELLY, J. K.; MOORE, R. G.; BENNION, D. W. Low Temperature Oxidation Kinetic Parameters for In Situ Combustion Numerical Simulation. SPE 12004, SPE Res. Eng., v. 2, No 4, pp. 573-582, Novembro, 1987.

ALBERTA RESEARCH COUNCIL. In Situ Combustion. Canadá, 2006.

ALBOUDWAREJ, H.; FELIX, J.; TAYLOR, S. Highlighting heavy oil, Oilfield Review. p.34-53, Jun. 2006, disponível em: www.slb.com, acessado em agosto de 2007.

ALEXENDER, J. D.; MARTIN, W. L; DEW, J. N. Factors Affecting Fuel Availability and Compositional During In-Situ Combustion. J. of Pet. Tech., AIME, v. 225, pp. 1154-1164, Outubro, 1962.

ARAÚJO, J. S. Influência das tensões tectônicas na permeabilidade da Formação Açú – Bacia Potiguar. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 122 p., Natal, 2008.

ARAÚJO, E. A. Estudo do processo de combustão in situ usando poços horizontais como produtores de óleo (toe-to-heel air injection). Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 136 p., Natal, 2012.

AWOLEKE, O. G. An Experimental Investigation of In situ Combustion in Heterogeneous Media. Society Petroleum Engineers – SPE 113022-STU (Student 2), 2007.

ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, Rio de Janeiro, 2007, disponível em: www.anp.gov.br, acessado em janeiro de 2008.

BAGCI, S. Estimation of Combustion Zone Thickness during In Situ Combustion Processes. *Energy & Fuels*, 1998.

BARILLAS, J. L. M. Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 163 p., Natal, 2005.

BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E.; Como Fazer Experimentos. 3ª Edição, Editora da UNICAMP, 2007.

BARUA, J.; HORNE, R. N. Computerized analysis of thermal recovery well test data. In: *SPE Formation Evaluation*, December, 1987.

BENÍCIO NETO, B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E. Como fazer experimentos – pesquisa e desenvolvimento da ciência e na indústria. 2ª ed. Campinas: Editora da UNICAMP, 2003.

BRASIL. Ministério de Minas e Energias. Empresa de Pesquisa Energética. Contexto Mundial e Preço do Petróleo: Uma Visão de Longo Prazo. Brasília, 2008.

BURGER, J. G.; SAHUQUET, B. C. Chemical Aspects of In-Situ Combustion – Heat of Combustion and Kinetics. *Soc. Pet. Eng. J.*, v. 12, No 5, pp. 410-422, Outubro, 1972.

BUTLER, R. M. Thermal Recovery of oil an bitumen. Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey, 1991, 7, 285-358.

BUTTON, S. T. Apostila sobre metodologia para planejamento experimental e análise de resultados, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Agosto, 2005.

CARCOANA, A. Applied Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall Englewood Cliffs, New Jersey, 1992.

- CARVALHO, T.P. Estudo de sistemas multicomponentes no processo de injeção de vapor.. 2011. 100f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- CASTANIER, L. M.; BRIGHAM W. E. Upgrading of crude oil via in situ combustion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, V 39, p. 125-136, 2002.
- CASTIÑERA, P. P. Estudo da Viabilidade Econômica de Projetos de Recuperação Suplementar para Campos com Alto Grau de Exploração. Monografia. Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2008.
- CHEMKEYS. Material didático sobre planejamento experimental e otimização. Disponível em: www.chemkeys.com, acessado em janeiro de 2008.
- CHICUTA, A. M.; TREVISAN, O. V. Experimental Study on In-Situ Combustion of a Brazilian Heavy Oil. SPE 122036, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Junho 2009, Cartagena, Colombia.
- CLARK, G. A.; JONES, R. G.; KINNEY, W. The Fry In Situ Combustion Test-Field Operations. Society Petroleum Engineers – SPE 955, 1963.
- COATES, R.; LORIMEF, J. I. Experimental and Numerical Simulation of a Novel Top Down In Situ Combustion Process. Society Petroleum Engineers – SPE 30295, 1995.
- CORREIA, A. B., Avaliação do Projeto Piloto de Combustão In Situ em Carmópolis. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Ouro Preto, Escola de Minas, Departamento de Mineração, Ouro Preto, 1986.
- CRUZ, R. O. M.; Combustão *in situ*: considerações sobre o projeto e simulações numéricas em escala de laboratório e de campo. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, 2010.

- DAYAL, H. S; BHUSHAN, S. M; SUJIT MITRA; SINHA, S. K.; SIDHARTHA SUR. In Situ Combustion – Opportunities and Anxieties. Society Petroleum Engineers – SPE 126241, 2010.
- DEMIRJIAN, H. A. Heavy oil recovery by conventional mining methods. In: California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 6996, p. 1-5. California, EUA, 12-14, Abril, 1978.
- DIETZ, D. N. Review of thermal recovery methods. In: Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 5558. Dallau, Texas 75206, 1975.
- DUNN-NORMAN, S.; GUPTA, A.; SUMMERS, D. A.; KOEDERITZ, L. F.; NUMBERE, D. T. Recovery methods for heavy oil in ultra-shallow reservoirs. In: SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, SPE 76710, p. 1-4. Alaska, USA, 20-22, May, 2002.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. World Energy Outlook. Washington, 2011.
- FAROUQ, S. M. Heavy Oil - Evermore mobile. Journal of Petroleum Science and Enginnering, v. 37, p. 5-9, 2003.
- FREITAG, N. P.; EXELBY, D. R. Heavy Oil Production by In Situ Combustion Distinguishig the Effects of the Steam and Fire Fronts. Petroleum Society of Cim, 1995.
- FREITAG, N. P.; VERKOCZY, B. Low-Temperature Oxidation of Oils in Terms of SARA Fractions: Why Simple Reaction Models Don't Work. Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 44, No 2, 2005.
- GASPAR RAVAGNANI, A. T. F. S.; MUÑOZ MAZO, E. O.; SCHIOZER D. J. Seleção da estratégia de exploração para um campo petrolífero sob restrições operacionais e incertezas geológicas e econômicas. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP 3149_10, Rio de Janeiro, Brasil, p. 13-16 Setembro. Anais, p. 1-10, 2010.

GERRITSEN, M.; KOVSCEK, A.; CASTANIER, L.; NILSSON, J.; YOUNIS, R.; HE, B. Experimental Investigation and High Resolution Simulator of In-Situ Combustion Processes; 1. Simulator Design and Improved Combustion with Metallic Additives. SPE 86962, 2004.

GONÇALVES, L. I. B.; Estudo Experimental da Combustão Molhada na Recuperação de Óleo Pesado. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, 2010.

GOOSSENS, A. G. Prediction of Molecular Weight of Petroleum Fractions. *Ind. Eng. Chem. Res.*, v. 35, pp. 985-988, 1996.

GRAY, M.R.; COORCORAN, W. H.; & GAVALAS, G.R. Pyrolysis of a wood derived material, *Ind.Eng.Chem. Proc. Res. Dev.* 24, 646, 1985.

GREAVES M.; REN, S. R.; XIA, T. X. New air injection technology for IOR Operations in Light and Heavy Oil Reservoirs. In: SPE Asia pacific improved oil recovery conference, SPE 57295. Kuala Lumpur, Malaysia: 25-26, Oct, 1999.

GREAVES, M.; XIA, T. X.; TURTA, A. T.; AYASSE, C. Recent Laboratory Results of THAI and Its Comparison with Other IOR Processes. SPE 59334, 2000.

GREAVES, M.; YOUNG, T. J.; EL-USTA, S.; RATHBONE, R. R.; REN, S. R.; XIA, T. X. Air Injection into Light and Medium Oil Reservoirs: Combustion Tube Studies on West of Shetlands Clair Oil and Light Australian Oil. *Trans IChemE*, Vol 78, Part A, 2000b.

GREAVES M.; XIA, X. T.; AYASSE, C. Underground upgrading of heavy oil using THAI - Toe-to-Heel Air Injection. In: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Canada: 1-3 Nov, 15 p., 2005.

HE, B.; CHEN, Q.; CASTANIER, L. M.; KOVSCEK, A. R. Improved in situ combustion performance with metallic salt additives. In: SPE Western Regional Meeting, SPE 93901-MS. Irvine, USA, 30 March-1 April, 17 p., 2005.

HENRY, J.; RAMEY, Jr. In Situ Combustion. Stanford University, Stanford, California – USA, 1970.

HIRSCHFELD, H. Engenharia Econômica e Análise de Custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores. 7ª ed. São Paulo, Atlas 2000.

HONG, K. C.; COOK, G. W. Successful deployment of thermal simulation technology to field office. In: SPE Computer Applications, February, 1996.

ISLAM, M. R.; CHAKMA, A.; FAROUQ ALI, S. M. State of the Art of In-Situ Combustion Modeling and Operations. SPE 18755, California Regional Meeting, Bakersfield, California, Abril, 1989.

KOK, M.V.; KESKIN, C. Comparative Combustion Kinetics for In Situ Combustion Process, Thermochemica Acta 369, 143-147, 2000.

KOK, M. V.; KARACAN, C. O. Behavior and Effect of SARA Fractions of Oil During Combustion. SPE 37559, SPE International Thermal Operation Symp., 1997, Bakersfield, Califórnia.

KUHN, C. S.; KOCH, R. L. In situ Combustion – Newest Method of Increasing Oil Recovery. Oil and Gas Journal, 1953.

KUMAR, M.; Simulation of Laboratory In Situ Combustion Data and Effect of Process Variations, PAPER 16027, Symposium on Reservoir Simulation held in San Antonio, Texas, 1987.

JAYASEKERA, A. J.; GOODYEAR, S. G. The Development of heavy oil fields in the U.K. Continental Shelf: Past, Present and Future. SPE Western Regional Meeting, SPE 54623, p. 1-16. Alaska, 26–28, Maio 1999.

LIU, Z.; JESSEN, K.; TSOTSIS, T. T. Optimization of In Situ Combustion Processes: Reduction of CO₂ Emissions – Preliminary Study. Society Petroleum Engineers – SPE 126687, 2009

MAMORA, D. D. Kinetics of in situ combustion. Stanford University, 1993.

MARÍN, B. M. Numerical Simulation of Low Temperature Oxidation Reactions of Athabasca Bitumen Using SARA Fractions. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Química e Petróleo, Calgary, Alberta, Abril, 2007.

MEDEIROS, E. J. R. Estudo do Aquecimento Geral Indireto Como Método de Recuperação em Reservatórios Rasos e Óleos Pesados. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 197 p., Natal, 2008.

MEDEIROS, E. J. R. Estudo do Aquecimento Geral Indireto Como Método de Recuperação Avançada de Petróleo. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 257 p., Natal, 2012.

MOORE, R. G. New Strategies for In Situ Combustion, JCPT, Vol. 32, No. 10, 11-13, Dezembro, 1993 (A).

MOORE, R. G.; LAURESHEN, C. J.; BELGRAVE, J. D. M.; URSENBACH, M. G.; MEHTA, S. A. In-Situ Combustion: New Ideas for an Old Process. Presented at the 11th Annual Canadian Heavy Oil and Oil Sands Symposium., Calgary, Alberta, Canada, 1994.

MOORE, R. G.; LAURESHEN, C. J.; BELGRAVE, J. D. M.; URSENBACH, M. G.; MEHTA, S. A. R. In Situ Combustion in Canadian Heavy Oil Reservoirs. Fuel Vol 74, 1994.

MOORE, R. G.; LAURESHEN, C. J.; URSENBACH, M. G.; MEHTA, S. A.; BELGRAVE, J. D. M. Combustion/Oxidation Behaviour of Athabasca Oil Sands Bitumen. SPE Res. Eval. & Eng., Vol. 2 (6), 1999.

MOORE, R. G.; LAURESHEN, C. J.; URSENBACH, M. G.; MEHTA, S. A.; BELGRAVE, J. D. M. A Canadian Perspective on In Situ Combustion. Journal of Canadian Petroleum Technology - JCPT Special Edition, Volume 38, No. 13, 1999 (B).

MOORE, R. G.; LAURESHEN, C. J.; URSENBACH, M. G.; MEHTA, S. A.; BELGRAVE, J. D. M. A Downhole Catalytic Upgrading Process for Heavy Oil Using In Situ Combustion. Journal of Canadian Petroleum Technology - JCPT Special Edition, Volume 38, No. 13, 1999 (C).

MOTHÉ, C. G.; SILVA S. JR, C. Petróleo pesado e ultrapesado – reservas e produção mundial. Revista TN Petróleo, V 57, p. 76-80, 2008, disponível em: www.tnpetroleo.com.br, acessado em fevereiro 2008.

NUNES, P. Conceito de OPEX. Ciências Econômicas e Empresariais. Gestão. 2009. Disponível em: <http://www.knoow.net/cienceconempr/gestao/opex.htm>, acessado em maio de 2012.

NZEKWU B. I.; PELENSKY P. J. Single Horizontal Wellbore Gravity Drainage Assisted Steam Flooding Process. United States Patent 5626193, 6, Maio, 1997.

OSTERLOH, W.T.; JONES, J. Process for recovery of extremely shallow heavy oil. In: SPE Western Regional Meeting, SPE 68809, Bakersfield, California, EUA, March, 2001.

PADURARU, R., PANTAZI, I. IOR/EOR – Over Six Decades of Romanian Experience. SPE 65169, 2000.

PANAIT-PATICA, A., SERBAN, D., LIE, N. Supaclu de Barcau Field – A Case History of a Successful In-Situ Combustion Exploitation, SPE 100346, 2006.

PEREIRA, A. N. Estudo Termoanálítico Cinético da Combustão de Óleo Pesado. Dissertação de Mestrado, Dep. Eng. Petróleo, Unicamp, Campinas, 2008.

QUEIROZ, G. O. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. Dissertação de Mestrado - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 135 p., 2006.

RANGEL-GERMEN, E. R.; NERI-FLORES, U. Thermal simulation and economic evaluation of heavy-oil projects. In: SPE Society of Petroleum Engineers, SPE 104046, 2006.

REVISTA ISTOÉ. Especial Energia (Reaproveitamento). Disponível em: www.terra.com.br/istoe/edicoes/2022/artigo100841-1.htm, acessado em outubro de 2008.

RIBEIRO, G. B. Simulação Numérica de Combustão In Situ em Escala Laboratorial. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, Campinas, 2009.

RODRIGUES, M. A. F. Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor, dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 180 p., Natal, 2008.

RODRIGUES, M. A. F. Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. 224 p., Natal, 2012.

RODRIGUEZ, J. R.; MAMORA, D. D. Analytical Model of the Combustion Zone in Oxygen-Enriched In Situ Combustion Tube Experiments. Petroleum Society – Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum, Canadian International Petroleum Conference, 2005.

RODRIGUEZ, J. R. Experimental and Analytical Study to Model Temperature Profiles and Stoichiometry in Oxygen-Enriched In Situ Combustion. Texas A&M University, 2004.

ROJAS, J.; RUIZ, J.; VARGAS, J.; Numerical Simulation of an Enhanced Oil Recovery Process of Toe to Heel Air Injection (THAI), PAPER SPE 129215, Conference at Oil & Gas West Asia held in Muscat, Oman, 2010.

ROMEIRO, L. T. & MORENO, R. B. Z. L. Campos de óleo pesado – Como escolher um método de recuperação viável? In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, IBP 1411_06, Rio de Janeiro, Brasil, 11-14 Setembro. Anais... p. 1-7, 2006.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro. Ed. Interciência: PETROBRAS, 2006.

ROZENFELD, H. Análise de Viabilidade Econômica. PDPNet Knowledge Network (NUMA/USP). 2008. Disponível em: <http://www.portaldeconhecimentos.org.br/index.php/por/content/view/full/9502>, acessado em junho de 2012.

SARATHI, P. In Situ Combustion Handbook Principles and Practices. Report DOE/PC/91008-0374, OSTI ID 3175, Janeiro, 1999.

SCARBOROUGH, R. M.; CADY G. V. The Design and Installation of an Oxygen - Supported In-Situ Combustion Project in Meyer. The Future of Heavy Oil and Tar Sands, UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Maracaibo, Venezuela, 1982.

SCHIOZER, D. J. Texto Auxiliar para simulação numérica de reservatórios. UNICAMP. 75 p., disponível em: www.dep.fem.unicamp.br, acessado em novembro 2007.

SCHLUMBERGER - SLB. Understanding Heavy Oil. Houston, 2009. Disponível em: http://www.slb.com/services/technical_challenges/heavy_oil.aspx, acessado em junho de 2012.

SHECAIRA, F. S.; BRANCO, C. C. M.; DE SOUZA, A. L. S.; PINTO, A. C. C.; DE HOLLEBEN, C. R. C.; JOHANN, P. R. S. IOR: The Brazilian Perspective. SPE 75170, 2002.

SILVA, R. R. C. Análise Numérica Dimensional Aplicada à Combustão In Situ (CIS). Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Petróleo, Unicamp, Campinas, 2010.

STATOIL. Heavy oil resources. Noruega, 2012. Disponível em: <http://www.goodideas.statoil.com/deep-dive-en>, acessado em julho de 2012.

STATSOFT. Statistica 6.0. Disponível em: www.softwarehouse.com, acessado em agosto de 2008.

TABASINEJAD, F.; KARRAT, R.; Feasibility Study of In-Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs, *PAPER* SPE 103969, Petroleum U. Technology, Iran, and S. Vossoughi, SPE, U. of Kansas, 2006.

TABER, J. J.; MARTIN, F. D.; SERIGHT, R. S. EOR screening criteria revisited – Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. SPE Reservoir Engineering, August, 1997.

TELETZKE, G. F.; WATTENBARGER, R. C.; WILKINSON, J. R. Enhanced oil recovery pilot testing best practices. In: SPE Society of Petroleum Engineers, SPE 118055, November, 2008.

TIANGUANGUE, F.; JIANXIN, W.; JILL, S. B. Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. SPE 75228, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Abril, 2002, Tulsa, Oklahoma.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; FILHO, J. E. S.; PAULA, J. L.; ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E. S.; GOUVEA, P. C. V. M.; CARVALHO, R. S.; BARRAGAM, R. V. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2º ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

TREEHUGGER. Disponível em: www.trehugger.com, acessado em julho 2008.

UNITED STATES. Department of Energy. Office of Fossil Energy e National Energy Technology Laboratory. Utah Heavy Oil Program. Institute for Clean and Secure Energy. University of Utah. A Technical, Economic, and Legal Assessment of North American Heavy Oil, Oil Sands, and Oil Shale Resources. Utah, 2007.

VALLEROY, V. V.; WILLMAN, B. T.; CAMPBELL, J. B.; POWERS, W. L. Deerfield pilot test of recovery by steam injection. *Journal of Petroleum Technology*, 956-961. Julho, 1967.

WOOTEN, R. W. Case history of a successful steamflood project - Loco field. In: Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 53, SPE 7548, p. 1-5. Texas, 1-3 Outubro, 1978.