



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

**ANÁLISE DO FLUXO CRUZADO NA PERFORMANCE DE
RESERVATÓRIOS LENTICULADOS UTILIZANDO SIMULAÇÃO
NUMÉRICA EM MALHA RADIAL**

Tiago Fittipaldi

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Paulo Couto

Rio de Janeiro

Setembro 2013

**ANÁLISE DO FLUXO CRUZADO NA PERFORMANCE DE
RESERVATÓRIOS LENTICULADOS UTILIZANDO SIMULAÇÃO
NUMÉRICA EM MALHA RADIAL**

Tiago Fittipaldi

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D. Sc.

Eng. Tatiana Lipovetsky

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

SETEMBRO 2013

Fittipaldi, Tiago

Análise do Fluxo Cruzado na Performance de Reservatórios Lenticulados Utilizando Simulação Numérica em Malha Radial/ Tiago Fittipaldi - Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2013.

XXI, 98 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/Curso de Engenharia de Petróleo, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 64 - 65.

1. Fluxo Cruzado. 2. Reservatório Lenticulado. 3. Malha Radial 4. Modelo de Dupla Permeabilidade 5. Modelo Computacional I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Título

“Não tente ser bem sucedido, tente antes ser um homem de valor”

(Albert Einstein)

Agradecimentos

A Deus, por nunca ter me abandonado, principalmente nos momentos mais difíceis e ter me iluminado ao longo dessa jornada.

A meus pais por todo o apoio, esforços e amor ilimitados. A vocês eu devo quem sou hoje. A minhas irmãs por todo o companheirismo e parceria mesmo nas situações mais adversas. Sem vocês quatro a vida não teria sentido.

Agradeço, também, ao meu orientador, Paulo Couto, pela paciência e pela competência profissional ao me auxiliar a conduzir o meu projeto.

A todos os meus amigos que facilitam e alegram os meus dias.

Aos meus amigos de turma, nós completamos essa jornada juntos.

À UFRJ pelos ensinamentos em engenharia e profissionalismo. À Capes e à École Nationale Supérieure des Mines de Nancy por terem me proporcionado a experiência de crescimento profissional, pessoal e cultural mais incrível e enriquecedora de toda minha vida.

Também gostaria de agradecer à Empresa *Schlumberger* pela licença do software que utilizei, sem o qual a simulação não teria sido possível.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

**ANÁLISE DO FLUXO CRUZADO NA PERFORMANCE DE
RESERVATÓRIOS LENTICULADOS UTILIZANDO SIMULAÇÃO
NUMÉRICA EM MALHA RADIAL**

Tiago Fittipaldi

Setembro/2013

Orientador: Paulo Couto

Curso: Engenharia de Petróleo

A determinação das principais características de um reservatório é essencial para que, a partir de uma modelagem coerente, um plano de desenvolvimento de sucesso para o campo possa ser estabelecido. Assim, através de testes de poço de *drawdown* ou *build-up*, uma vez detectada a característica lenticular de um campo, a possibilidade de ocorrência de fluxo cruzado é um fator consideravelmente vantajoso para a produtividade de um poço. A partir de um sistemático estudo de casos envolvendo algumas variáveis mais citadas na literatura, simulados numericamente em malha radial por meio de *software* comercial de alta performance, este trabalho avalia o impacto dessas variáveis no desempenho desses reservatórios e no grau de fluxo cruzado, sugerindo possíveis métodos de produção e completação que potencializem o valor da jazida. Por fim, são traçados limites superior e inferior para a produção desses reservatórios a partir dos modelos homogêneo equivalente e de camadas não comunicantes.

Palavras-chave: Reservatórios Lenticulados, Fluxo Cruzado, Modelo Radial, Reservatório de Dupla Permeabilidade, Modelo de Bolo em Camadas, Modelo Homogêneo Equivalente

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

**CROSSFLOW ANALYSIS IN THE PERFORMANCE OF LAYERED
RESERVOIR WITH NUMERICAL RADIAL FLOW SIMULATION**

Tiago Fittipaldi

September/2013

Advisor: Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

An early determination of the reservoir's main characteristics plays an important role for a successful development plan through detailed modeling. Therefore, build-up and drawdown testes should be used to analyze the transient period in order to predict a layered reservoir end the possibility of crossflow, as it represents a substantial advantage for the exploitation strategy. A systematic case study involving the main variables considered by the literature, carried out in a high-performance software using radial grid, evaluate the performance of such a reservoir and its degree of crossflow so that suggestions can be made about completion and production methods that would enhance a wells productivity. Finally, an upper and a lower bound based on the theory of homogeneous equivalent model and double permeability non-communicable layers, respectively, are proposed to restrict the forecast of the reservoir's performance.

Keywords: Layered Reservoirs, Crossflow, Radial Model, Layered Cake Model, Homogeneous Equivalent Model

Sumário

Sumário.....	viii
Lista de Figuras.....	xi
Lista de Gráficos.....	xiii
Lista de Tabelas.....	xvii
Lista de Siglas.....	xviii
Lista de Símbolos.....	xix
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	3
1.2. Objetivos.....	3
2. Reservatórios Lenticulados.....	5
2.1 Reservatórios Lenticulados com Fluxo Cruzado.....	5
2.2 Detecção do Fluxo Cruzado.....	7
2.2.1 Teste de <i>Drawdown - Crossflow</i>	9
2.2.2 Teste de <i>Drawdown</i> – Estratos não Comunicantes.....	12
2.3 Comportamento dos Reservatórios Lenticulados.....	14
2.3.1 Três Variantes de Performance.....	14
2.3.1.1 <i>Geoskin</i>	16
2.3.1.2 <i>Geochoke</i>	17
2.3.1.3 O Efeito “Rampa”.....	17

2.4	Classificação dos Reservatórios em Camadas.....	20
2.5	Considerações Finais.....	21
3	Performance de Reservatórios Lenticulados	23
3.1	Desenvolvimento Analítico.....	24
3.2	Determinação do Histórico de Performance.....	26
3.3	Representação do Sistema pelo Homogêneo Equivalente.....	31
4	Estudos de Caso	33
4.1	Descrição do Modelo.....	33
4.1.1	Caracterização do <i>Grid</i>	34
4.2	Cenários de Simulação	36
4.2.1.	Variando a Permeabilidade da Camada Inferior (k_2).....	38
4.2.2	Variando o Raio da Zona de Maior Permeabilidade (R_1)	39
4.2.3.	Variando a Espessura (H_1) da Camada de Maior Permeabilidade	40
4.3	Simulação Computacional.....	41
4.4	Considerações Finais.....	43
5	Análise e Interpretação dos Resultados.....	45
(k_1)	5.1 Sensibilidade à Variação da Permeabilidade da Camada menos Permeável 46	
5.1.1	Análise dos Casos para $k_2 = 5 mD$	46
5.1.2	Análise do Impacto da Variação de k_2	48
5.2	Sensibilidade à Variação do Raio da Camada mais Permeável (R_1)	50
5.2.1	Análise dos Casos para $R_1 R = 14$	50

5.2.2	Análise do Impacto da Variação de $R1$	53
5.3	Sensibilidade à Variação da Espessura da Camada mais Permeável ($H1$)..	54
5.3.1	Análise dos Casos para $H1H = 1/4$	55
5.3.2	Análise do Impacto da Variação de $H1$	55
5.4	Limites Máximo e Mínimo para a Performance.....	57
5.5	Considerações Finais.....	60
6	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	62
	Bibliografia.....	64
	Apêndice A.....	66
A.1.1	– Gráficos Referentes à Seção 5.1.2	66
A.1.2	– Gráficos Referentes à Seção 5.1.3	69
A.2.1	– Gráficos Referentes à Seção 5.2.2	71
A.2.2	– Gráficos Referentes à Seção 5.2.3	74
A.3.1	– Gráficos Referentes à Seção 5.3.2	77
A.3.2	– Gráficos Referentes à Seção 5.3.3	80
A.4	– Gráficos Referentes à Seção 5.4	82
	Apêndice B.....	87

Lista de Figuras

Figura 1 - Modelo de reservatório lenticulado com fluxo cruzado intercamadas.....	6
Figura 2- Modelo de reservatório em camadas que apresenta fluxo cruzado.....	7
Figura 3 - Modelo de duas camadas com variação da extensão radial da camada de maior permeabilidade.....	10
Figura 4 - Modelo de reservatório de camadas não comunicáveis.....	12
Figura 5 - Três variantes da arquitetura de reservatórios fluviais com subtas diferenças.....	15
Figura 6 - Modelos das três famílias de reservatórios com fluxo cruzado e suas respectivas respostas de curva de pressão derivativa do transiente.	18
Figura 7 - Definição esquemática do efeito "Rampa".....	19
Figura 8 - Esquema da classificação dos reservatórios em camada.....	20
Figura 9 - Modelo tridimensional e seção transversal representativos do reservatório de duas camadas utilizado por Russel & Prats (1962a) e por este estudo.	23
Figura 10 - Modelo de Reservatório Simulado	34
Figura 11 – Ilustração do Modelo Computacional do Grid.....	36
Figura 12 - Organograma das Simulações Feitas para a Variação de K2 para cada um dos 3 valores considerados (5mD, 25mD e 100mD)	38
Figura 13 - Organograma das Simulações Feitas para a Variação da Razão R1/R para cada um dos 3 valores considerados (1, 1/2 e 1/4)	39
Figura 14 – Organograma das Simulações Feitas para a Variação da Razão R1/R para cada um dos 3 valores considerados (0, 1/4, 1/3 e 1/2).....	41

Figura 15 - Exemplo da análise gráfica realizada no IPetre®..... 42

Figura 16 - Exemplo de grid cilíndrico visualizado no FloViz® (Fonte: Poubel, 2013) . 43

Lista de Gráficos

Gráfico 1- Impactos dos 3 parâmetros nas respostas das pressões para reservatórios com fluxo cruzado (Fonte: HAMDI, 2012).....	9
Gráfico 2 - Respostas da pressão derivativa de testes de <i>draw-down</i> para reservatório de duas camadas ao se variar a extensão radial da zona de maior permeabilidade (Fonte: HAMDI, 2012).....	11
Gráfico 3- Respostas da pressão derivativa de testes de draw-down para reservatório de duas camadas com a espessura da camada de maior permeabilidade sendo metade da espessura total do reservatório ao se variar a extensão radial da zona de maior permeabilidade (Fonte: HAMDI, 2012).....	11
Gráfico 4 - Comparação do teste de <i>drawdown</i> de dois sistemas sem comunicação entre camadas, sendo selada a camada de maior permeabilidade de um deles.	13
Gráfico 5 - Solução analítica exata e simplificada do modelo (Fonte: RUSSEL & PRATS, 1962a).	27
Gráfico 6 - Análise da variação da razão de espessuras (Fonte: RUSSEL & PRATS, 1962a).	29
Gráfico 7 - Análise da variação da razão de permeabilidades (Fonte: RUSSEL & PRATS, 1962a).	30
Gráfico 8 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os três casos a $k_2 = 5 \text{ mD}$	66
Gráfico 9 - Produção acumulada de óleo que chega ao poço pelas células mais inferior e superior (1 1 30) e (1 1 1), respectivamente, para as três variantes do caso a BHP constante e $k_2 = 5 \text{ mD}$	67
Gráfico 10 - Produção acumulada de óleo produzido a BHP constante para os três casos a $k_2 = 5 \text{ mD}$	67

Gráfico 11 – Evolução no tempo da pressão média do reservatório para os casos de produção a BHP constante e $k_2 = 5 \text{ mD}$.	68
Gráfico 12 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os três casos de k_2 .	69
Gráfico 13 - Produção acumulada de óleo produzido a BHP constante para os casos de variação de k_2 .	69
Gráfico 14 - Evolução da pressão média do campo para os três casos de variação de k_2 .	70
Gráfico 15 - Vazão instantânea de óleo conjunta da conexão (1 1 k), inclusive, e suas subjacentes.	70
Gráfico 16 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os três casos de $R_1R = 14$.	71
Gráfico 17 - Produção acumulada de óleo produzido a BHP constante para os três casos de $R_1R = 14$.	71
Gráfico 18 - Produção acumulada de óleo através de uma célula a BHP constante para os três casos de $R_1R = 14$.	72
Gráfico 19 - Vazão Instantânea de óleo produzido através de uma célula a BHP constante para os três casos de $R_1R = 14$.	72
Gráfico 20 - Vazão instantânea de óleo conjunta da conexão (1 1 k), inclusive, e suas subjacentes para os três casos de $R_1R = 14$.	73
Gráfico 21 – Vazão instantânea de óleo que chega ao poço pelas células mais inferior e superior (1 1 30) e (1 1 1), respectivamente, e da interface entre as camadas (1 1 10) e (1 1 11), para as três variantes do caso a BHP constante e $R_1R = 14$.	73
Gráfico 22 - Produção acumulada de óleo produzido a BHP constante para as três variantes das razões dos raios.	74

Gráfico 23 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para as três diferentes razões de raios.....	74
Gráfico 24 - Produção acumulada de óleo através da conexão (1, 1, 1) a BHP constante para as três variantes das razões dos raios.....	75
Gráfico 25 - Produção de óleo acumulada através da conexão (1, 1, 11) para diferentes raios da camada de alta permeabilidade.....	75
Gráfico 26 - Vazão instantânea de óleo conjunta da conexão (1 1 k), inclusive, e suas subjacentes para duas diferentes razões de raios.	76
Gráfico 27 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os três casos de $H1/H = 1/4$	77
Gráfico 28 - Produção acumulada de óleo do poço para as três variantes do caso a BHP constante e $H1/H = 1/4$	77
Gráfico 29 - Produção acumulada de óleo por conexão superior para $H1H = 14$, a BHP constante e poço totalmente completado.....	78
Gráfico 30 - Produção acumulada de óleo por conexão inferior para $H1H = 14$, a BHP constante e poço totalmente completado.....	78
Gráfico 31 - Produção acumulada de óleo por conexão para $H1H = 14$ a BHP constante e poço parcialmente completado.....	79
Gráfico 32 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os casos de $H1H$	80
Gráfico 33 - Produção acumulada de óleo a BHP constante para os casos de $H1H$...	80
Gráfico 34 - Produção acumulada de óleo por conexão para os casos de $H1H$	81
Gráfico 35 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos)	82
Gráfico 36 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos) 2	82
Gráfico 37 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos) 3	83

Gráfico 38 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos) 4	83
Gráfico 39 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos) 5	84
Gráfico 40 – Vazão de produção de óleo das curvas de extremos, multicamadas e dupla permeabilidade com <i>crossflow</i>	84
Gráfico 41 – Vazão de produção em escala reduzida (1)	85
Gráfico 42 – Vazão de produção em escala reduzida (2)	85
Gráfico 43 – Evolução da Pressão média do reservatório	86

Lista de Tabelas

Tabela 1- Distribuição dos Raios das Células do Grid.....	35
Tabela 2 - Raio da camada de maior permeabilidade de acordo com a variação de R1/R	39
Tabela 3 - Volumes aproximados de fluxo cruzado produzidos pela conexão (1, 1, 1).	52
Tabela 4 - Valores de k e ϕ para o modelo homogêneo equivalente.....	57
Tabela 5 – Permeabilidade e porosidade por camada do modelo multilayer	58

Lista de Siglas

BHP – *Bottomhole Pressure*, Pressão no Fundo do Poço

PW – Poço Completado Somente na Camada Superior

CW – Poço Completado em Toda a Extensão Vertical do Reservatório

Kx – Camada Inferior com Permeabilidade de $x mD$

Hx – Razão $H_1/H = 1/x$

Rx- Razão $R_1/R = 1/x$

CF – *Crossflow*, Camada Intercomunicáveis

NCF – *No Crossflow*, Camadas Não Comunicáveis

Lista de Símbolos

H_j, h_j, z_j – Espessura da Camada j

r – Variável Independente de Raio

a – Expoente de Decaimento

c_t – Compressibilidade Isotérmica Total

c_o – Compressibilidade Isotérmica do Óleo

c_f – Compressibilidade da Formação

S – *Skin*

P_j – Queda de Pressão Adimensional na Camada j

p_j – Pressão na Camada j

$_D$ – Subscrito que Caracteriza uma Variável Adimensional

Q_j, q_j – Vazão da Camada j

H, h' – Espessura do Reservatório

k_j – Permeabilidade da Camada j

k_z – Permeabilidade Vertical do Reservatório

r_w – Raio do Poço

ΔP – *Drawdown*

$\Delta P'$ - Derivada do *Drawdown*

P_i – Pressão Inicial Estática do Reservatório

P_w – Pressão no Poço

P_{wf} – Pressão no Poço Durante o Período de *Drawdown*

P_{ws} – Pressão no Poço Durante o Período de *Shut-in*

t – Tempo

r_e, R – Raio Externo do Reservatório

r_s, R_1 – Raio da Camada de Maior Permeabilidade

ω – Contraste de Capacidade das Camadas

κ – Transmissibilidade das Camadas

λ – Coeficiente de Fluxo Cruzado Intercamadas

ϕ_j – Porosidade da Camada j

μ_o, μ – Viscosidade do Óleo

θ – Variável Independente de Ângulo

1. Introdução

Não é novidade o papel central que os combustíveis fósseis desempenham na matriz energética mundial atualmente. Mesmo sujeito a certas variações atreladas ao cenário econômico global e, em grande parte, ao vivido pelas grandes potências, a tendência nas últimas décadas tem sido de crescimento contínuo da utilização dessa fonte de energia. Com isso, a busca por potencializar os fatores de recuperação das jazidas já descobertas, bem como viabilizar a exploração tanto em termos tecnológicos quanto econômicos de reservas não convenientes tem se intensificado bastante. O sucesso no desenvolvimento de um campo está intimamente relacionado com a precisão e o tempo com que se modela e caracteriza um reservatório buscando a determinação da melhor estratégia para desenvolvê-lo.

Sabidamente, a maioria esmagadora das jazidas de acumulação de petróleo e outros hidrocarbonetos se encontra em rochas sedimentares. Essas formações são provenientes da deposição dos mais variados sedimentos de diversas origens em inúmeros ambientes deposicionais que passam por incontáveis processos geológicos de transformações, diagênese, até adotarem suas formas atuais que, por sua vez, estão em constante, porém lenta, mudança. Desse modo, a sobreposição dos sedimentos faz com que praticamente todas as reservas do globo apresentem certo grau de heterogeneidade que pode atingir níveis surpreendentes em alguns casos.

Nosso interesse será, principalmente, nas heterogeneidades relativas às permeabilidades das camadas, que por vezes provocará a formação de diferentes zonas de rochas com suas próprias peculiaridades, diferenciando-se quanto a sua qualidade como reservatório de hidrocarbonetos. É nesse sentido que ocorre a formação dos reservatórios lenticulados, dos quais trataremos no presente estudo.

Eles são compostos por estratos de diferentes propriedades, caracterizando alto grau de heterogeneidade geológica. Em geral, somado a isso, frequentemente nos deparamos com tipos de fluidos e modelos de rocha que aumentam consideravelmente a complexidade dos métodos de interpretação desses reservatórios, o que faz com que a resolução da equação da difusividade hidráulica para esses casos seja incrivelmente

trabalhosa quando tratada através de métodos analíticos ou, ainda, significativamente custosa computacionalmente se resolvida por numéricos.

Dependendo das características da distribuição de permeabilidades do campo, algumas zonas podem permitir maior facilidade ao fluxo (maiores permeabilidades) de fluidos através de seu meio poroso, fazendo com que estas atinjam níveis avançados de depleção de forma mais rápida que outras. Esse fato provocaria uma desigualdade de pressões entre as zonas devida a maior perda de massa que, para ser compensada, induziria um fluxo de fluidos vertical no sentido da camada de menor para a de maior nível de depleção.

Obviamente, esse fluxo, denominado fluxo cruzado, só se concretizará se a intercomunicação entre as camadas for possível, sendo a permeabilidade vertical fator preponderante, uma vez que não haja barreiras pontuais.

Para prever o comportamento desses tipos de reservatório, é necessário que o corpo de engenheiro consiga primeiro caracterizar e definir a natureza e a extensão dessas heterogeneidades, o que é, normalmente, possível a partir da análise de produção do poço e do reservatório e do histórico de pressões. (Importância do estudo de reservatórios lenticulados com fluxo cruzado).

Na década de 1960, a exploração de zonas de pouca qualidade através do escoamento de suas reservas a outras de maior permeabilidade e, subsequentemente, ao poço já era objeto de grande especulação no meio científico há algum tempo, quando uma série de artigos sobre o assunto começou a ser publicada.

Em geral, essa nova tendência de trabalhos indicou certa atratividade econômica por essa família de reservatórios. Se as condições necessárias para a ocorrência do fluxo cruzado intercamadas são verificadas, as zonas de óleo não convencional são produzidas a taxas bem maiores que no caso de sua inexistência.

1.1. Motivação

Portanto, existindo o fluxo cruzado em reservatórios lenticulados, a probabilidade de se formar canais preferenciais de fluxo, através dos quais as zonas de menor permeabilidade possam ser mais efetivamente produzidas é real.

O que motiva, pois, este estudo, é a ampliação do conhecimento sobre o fenômeno, avaliando suas características e também suas vantagens e desvantagens para o desenvolvimento da vida produtiva de um campo.

1.2. Objetivos

Tendo em vista a complexidade matemática da resolução de muitos problemas de engenharia de reservatórios, frequentemente modelos simplificados são utilizados para possibilitar sua representação mais prática e rápida. Nesse âmbito, uma simplificação do modelo de reservatório lenticulado com fluxo cruzado proposta pela literatura utilizada como bibliografia do referido estudo será abordada.

Inicialmente, de cunho introdutório para caracterização do assunto, uma abordagem de geo-engenharia será usada para descrever as três variantes na arquitetura das respostas do regime transiente dos reservatórios em camadas com fluxo cruzado, tratando também dos testes de poço que servem como método para detecção precoce do fenômeno.

Em seguida, paralelamente as decorrências dos trabalhos métodos analíticos convencionais propostos na literatura, as peculiaridades desse fenômeno serão tratadas alternativamente, através de simulações geradas por um pacote de *softwares* comercial. O impacto da variação de alguns parâmetros no grau de fluxo cruzado e seu papel na performance do reservatório será tratado a partir de diferentes óticas. Os resultados confirmarão a ocorrência do fluxo cruzado pela reafirmação de resultados da literatura, bem como por conclusões próprias, objetivando propor um limite superior e um inferior para a performance desses campos.

Portanto, o presente trabalho também objetiva avaliar quantitativa e qualitativamente esses reservatórios lenticulados e seu grau de fluxo cruzado

intercamadas para, em seguida, inferir quanto a suas possíveis vantagens e facilidades para o desenvolvimento de tais campos.

2. Reservatórios Lenticulados

Esta parte do estudo tem por objetivo introduzir o assunto, dando uma visão geral do que esse tipo de reservatório pode representar e definir certos aspectos que facilitarão a compreensão do modelo utilizado nas simulações, bem como de seus resultados e suas conclusões.

O primeiro caso a ser estudado será o dos reservatórios com fluxo cruzado entre camadas horizontalmente adjacentes. Esse tipo de reservatório lenticulado, suas propriedades, peculiaridades, vantagens e desvantagens serão o foco principal do presente estudo.

Em seguida, abordaremos tipo de reservatório cujos estratos são separados por membranas, ou até mesmo outras formações rochosas de diferente litologia (folhelhos, por exemplo), impermeáveis que impossibilitem a intercomunicação, logo o fluxo cruzado, somente existindo comunicação entre as zonas produtoras através do poço.

2.1 Reservatórios Lenticulados com Fluxo Cruzado

Reservatórios com *crossflow* são aqueles que apresentam fluxo entre diferentes unidades de rocha dentro do próprio reservatório, conforme ilustrado na Figura 1. O fluxo cruzado entre camadas tem sido considerado há algum tempo e é resultado da comunicação hidráulica entre as camadas no interior do reservatório e não somente através do poço (HAMDI, 2012).

Pode-se classificar o fluxo cruzado presente entre duas camadas horizontais adjacentes de um reservatório dependendo de seu nível e de sua natureza.

Classifica-se como cruzado em escala macro o fluxo que se dá entre as diferentes zonas de um reservatório, e micro quando ele ocorre verticalmente devido à geometria do estrato, porém restrito ao interior de uma mesma camada, não pertencendo, esta variante, ao escopo do presente estudo (HAMDI, 2012).

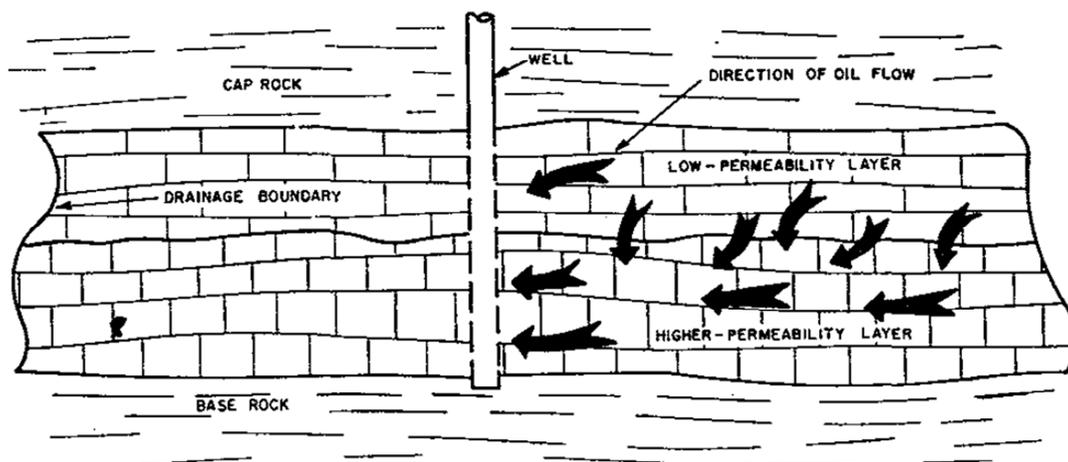


Figura 1 - Modelo de reservatório lenticulado com fluxo cruzado intercamadas.

Percebe-se que as complicações associadas à modelagem matemática das variáveis do problema - como pressão de fundo de poço, vazão de produção, saturações - causadas pela complexidade da equação da difusividade hidráulica e suas condições iniciais e de contorno que representam o reservatório e suas fronteiras, fazem com que optemos por hipóteses que gerem ao menos geometrias mais simples para o problema. Mais especificamente, o modelo de “bolo em camadas” é, sem dúvidas, o mais utilizado para representação de um reservatório quando suas características indicam diferenças marcantes entre algumas formações horizontalmente sobrepostas e, em geral, adjacentes (RUSSEL & PRATS, 1962).

Contudo, devido a essas hipóteses alguns fenômenos causados pelo fluxo cruzado são ignorados ou mal interpretados. Isso deve ser especialmente ressaltado quando se tratar de testes de poço visto que eles geralmente compreendem a parte transiente do regime de produção, se interessando em comportamentos extremamente sensíveis, o que dificulta sua representação devido a fenômenos curtos de rápida ocorrência e necessidade de refinamento de malha para devida captação de dados.

Entretanto, a simplificação dos modelos é ainda mais utilizada quando nos deparamos com composições de fluidos e/ou geologia de difícil representação, fatores que aumentam sensivelmente a complexidade do problema. A idealização de reservatório constituído por camadas horizontalmente homogêneas e isotrópicas, com diferentes permeabilidades, porosidades, espessuras e *skin* é a mais utilizada para se

desenvolver a modelagem matemática analítica. Contudo, apesar da aparente simplicidade atribuída pelas hipóteses do modelo, a solução da equação diferencial parcial associada (equação da difusividade hidráulica) ainda pode ser relativamente complicada para modelos de fluidos e geologias complexas (HAMDI, 2012).

2.2 Detecção do Fluxo Cruzado

O fluxo cruzado tem início após certo tempo, geralmente curto, de produção. Mais especificamente, ele se inicia devido à depleção mais rápida de uma camada de alta permeabilidade que gera um desequilíbrio hidráulico, provocando uma diferença de pressão vertical entre as camadas de baixa e elevada permeabilidade. O fluxo (que é definido pelo coeficiente de fluxo cruzado intercâmbios, λ) ocorre a partir do estrato de baixa para o de alta permeabilidade e poderia tanto acontecer sob um estado pseudo-permanente, como transitório (HAMDI, 2012).

Estudos mostraram que, sendo o contraste de permeabilidade entre as camadas superior a 100, a direção do fluxo cruzado seria praticamente vertical (SABET, 1999).

A Figura 2 exemplifica um modelo de três camadas horizontais adjacentes de permeabilidades diferentes. As zonas 1 e 3, por apresentarem maiores permeabilidade em relação a 2, atingem um estágio de depleção avançada mas rapidamente. Assim, não havendo impedâncias ao fluxo vertical entre as camadas, a zona de menor permeabilidade, k_2 , flui através das outras duas em direção ao poço.

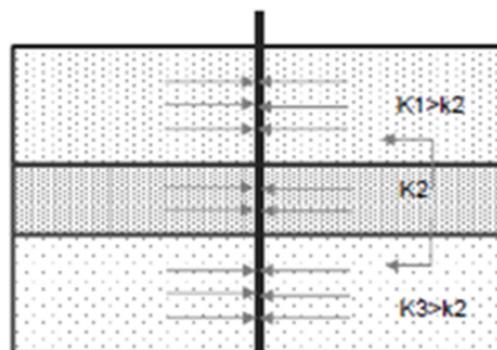


Figura 2- Modelo de reservatório em camadas que apresenta fluxo cruzado.

Do ponto de vista dos testes de poço, de acordo com Hamdi (2012), quando existe um contraste significativo entre as espessuras das camadas, os *skins* e/ou as permeabilidades, a resposta passa a apresentar semelhança com a curva característica de um reservatório de dupla porosidade, onde uma assinatura em forma de V aparece na curva derivativa de pressões.

Essa resposta varia, principalmente, de acordo com três parâmetros: o contraste de capacidade das camadas, ω ; o contraste de transmissibilidade das camadas, κ ; e o coeficiente de fluxo cruzado intercadas (ou termo de troca), λ , (HAMDI, 2012):

$$\omega = \frac{(\phi hc_t)_1}{(\phi hc_t)_1 + (\phi hc_t)_2} \quad (1)$$

$$\kappa = \frac{(khc_t)_1}{(khc_t)_1 + (khc_t)_2} \quad (2)$$

$$\lambda = \frac{r_w^2}{(kh)_1 + (kh)_2} \cdot \frac{2}{2h'/k_z + k_{z1}/h_1 + k_{z2}/h_2} \quad (3)$$

Sendo a camada 1 a de maior permeabilidade.

Quanto menor o contraste de capacidade (ω) ou maior o contraste de transmissibilidade (κ), mais profunda será a amplitude do vale da assinatura em V.

Todavia, esses dois parâmetros não são sempre independentes entre si, como se verifica nos arenitos. Isso significa que, sendo a permeabilidade e a porosidade interdependentes, a camada mais permeável será, normalmente, a mais porosa. Nesse caso, a espessura e o fator de compressibilidade isotérmica das camadas podem ser considerados como os parâmetros que controlam conjuntamente a aparência da forma em V da curva de pressão derivativa.

Por sua vez, o coeficiente de fluxo cruzado intercadas afeta o tempo decorrido até o surgimento do vale na curva derivativa. Quanto menor o λ e/ou maior o ω , mais tarde se dará o aparecimento do V na plotagem log-log (HAMDI, 2012).

2.2.1 Teste de *Drawdown - Crossflow*

A influência desses parâmetros no comportamento das curvas de pressão e de sua derivativa é exemplificada no Gráfico 1.

Desse modo, pode-se inferir que uma vez que a camada de maior permeabilidade apresente uma estocagem desprezível, o período de duração do fluxo cruzado pode se estender durante toda a vida produtiva do poço. Isto é, as pressões conseguem se estabilizar rapidamente sempre que a permeabilidade vertical da camada mais permeável é maior do que a sua permeabilidade horizontal e o contraste de permeabilidades horizontais das camadas é de grande magnitude, da ordem de 10, por exemplo.

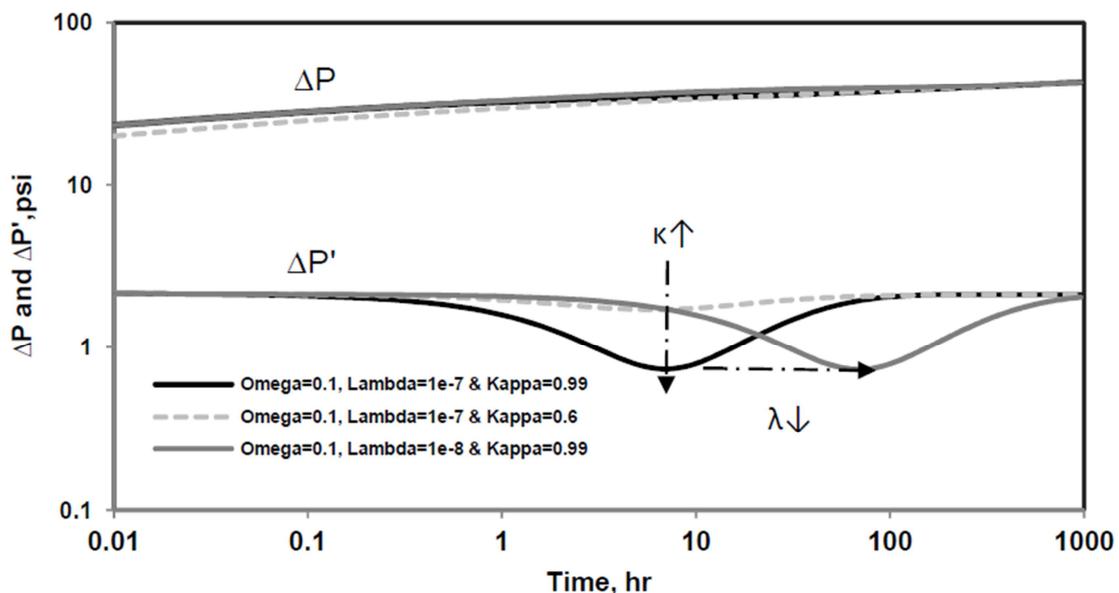


Gráfico 1- Impactos dos 3 parâmetros nas respostas das pressões para reservatórios com fluxo cruzado (Fonte: HAMDI, 2012)

Deve-se ressaltar que o gráfico log-log do diagnóstico é constituído por duas curvas separadas: ΔP e $\Delta P'$ (derivada) as quais são definidas como se segue:

$$\Delta P = P_i - P_{wf}(t) \quad (4)$$

$$\Delta P' = \frac{d(\Delta P)}{d \ln(t)} \quad (5)$$

Para um teste de *drawdown*, e:

$$\Delta P = P_{ws}(\Delta t) - P_{wf}(\Delta t = 0) \quad (6)$$

$$\Delta P' = \frac{d(\Delta P)}{d \left(\ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right)} \quad (7)$$

Para um teste de *build-up*.

O Gráfico 2, exemplificando o que foi dito acima, representa um conjunto de respostas referentes ao modelo de reservatório de duas camadas de matriz isotrópica dominante de permeabilidade de 20md, onde uma fina faixa mais permeável, 2000md, atravessa o poço (Figura 3). A extensão lateral do modelo é razoavelmente grande ($r_e = 10.000$ ft) e a porosidade e o coeficiente de compressibilidade isotérmica são invariantes dentro no sistema ($\phi = 0,18$, $c_t = 3 \times 10^{-6}$ 1/psi). Um único draw-down de 100 STBO/d foi simulado para gerar uma série de curvas-tipo, mostrando o efeito causado pela ampliação lateral do estrato de elevada permeabilidade.

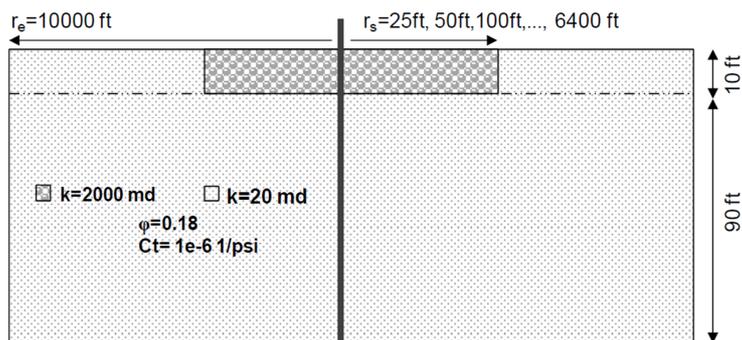


Figura 3 - Modelo de duas camadas com variação da extensão radial da camada de maior permeabilidade.

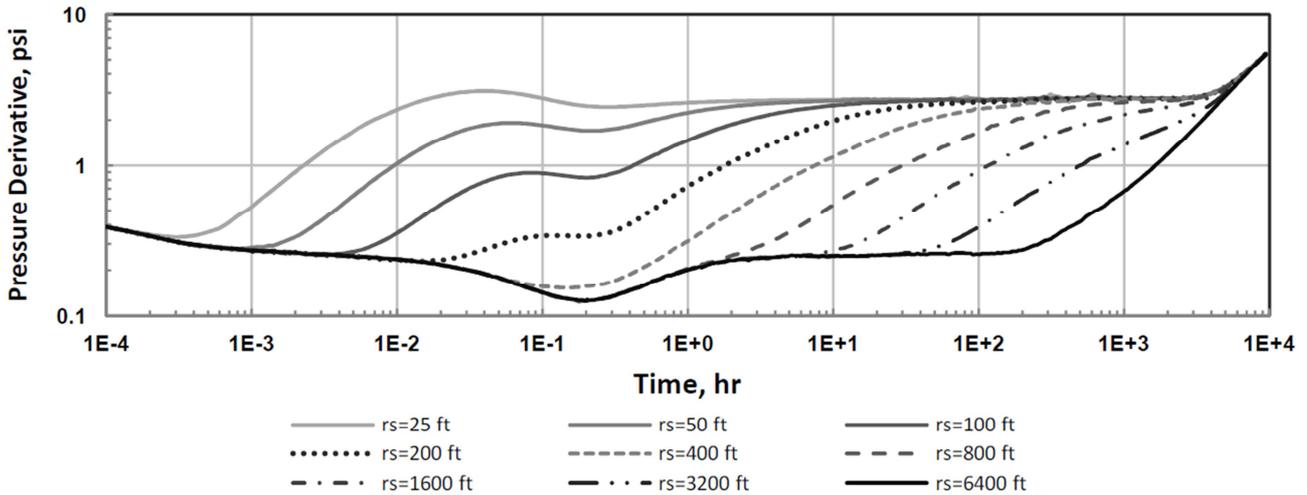


Gráfico 2 - Respostas da pressão derivativa de testes de *draw-down* para reservatório de duas camadas ao se variar a extensão radial da zona de maior permeabilidade (Fonte: HAMDI, 2012).

Já o Gráfico 3 mostra outro conjunto de respostas para o mesmo modelo e as mesmas variações de raio, apenas com a ressalva de que a espessura da zona permeável foi elevada para 50 ft, metade da total do sistema. Comprovadamente, não só a pequena protuberância deixa de existir na curva derivativa, como também o formato característico em “V” foi significativamente suavizado.

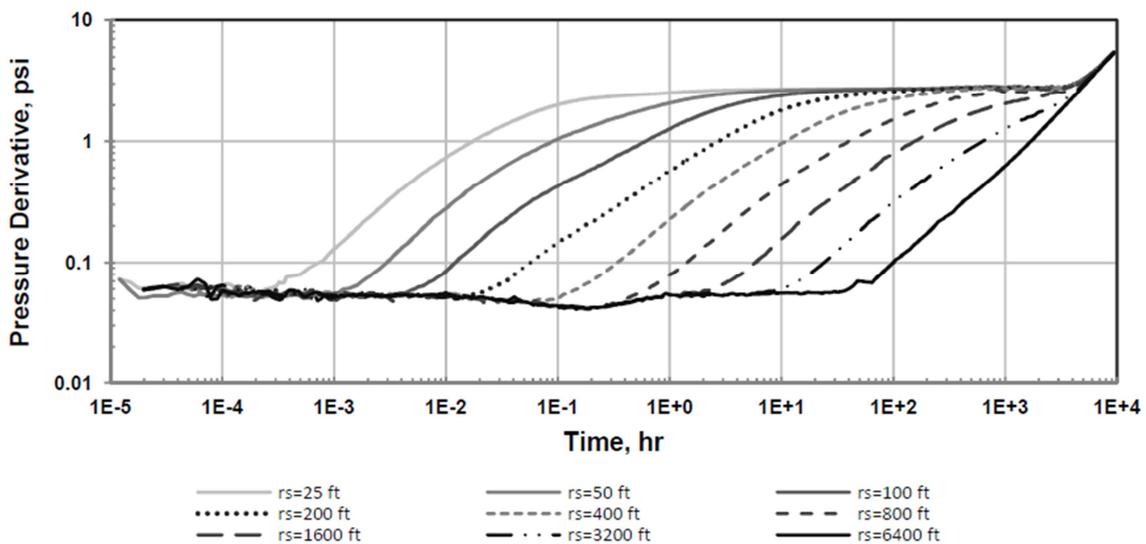


Gráfico 3- Respostas da pressão derivativa de testes de *draw-down* para reservatório de duas camadas com a espessura da camada de maior permeabilidade sendo metade da espessura total do reservatório ao se variar a extensão radial da zona de maior permeabilidade (Fonte: HAMDI, 2012).

Um exemplo geológico claro da aplicabilidade do modelo de dupla permeabilidade seria aquele no qual um reservatório carbonático composto por zonas de

calcário de baixa permeabilidade entre as quais se encontram finas camadas de dolomitas de alta permeabilidade. Também é válido ressaltar que, para tal caso, a razão de transmissibilidade pode alcançar valores bem próximos da unidade, o que resulta em um teste de poço com comportamento semelhante ao de um reservatório fraturado (SABET, 1999)

2.2.2 Teste de *Drawdown* – Estratos não Comunicantes

Outro tipo de reservatório lenticulado bastante corriqueiro é aquele que apresenta uma membrana impermeável ou semi-permeável entre camadas de diferente permeabilidade. Ela representa um obstáculo ao fluxo, impedindo que ele ocorra efetivamente entre as diferentes zonas. Nesse caso, os fluidos produzidos só se encontrariam no próprio poço (Figura 4), sendo tratados aqui como *no crossflow* (NCF).

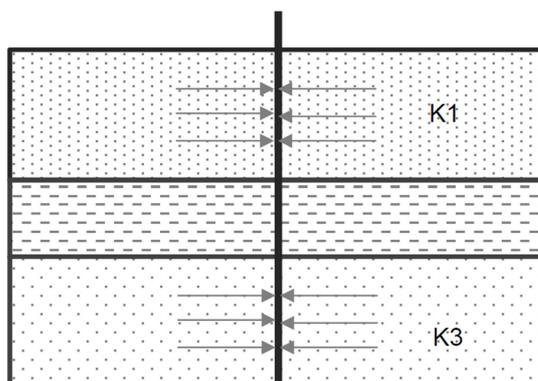


Figura 4 - Modelo de reservatório de camadas não comunicáveis.

Sobre a hipótese de reservatório infinito, o teste de poço de um reservatório misturado se parece com o de um reservatório homogêneo quando analisamos todas as camadas conjuntamente, porém, com a peculiaridade de apresentar uma maior amplitude de resposta que o sistema homogêneo equivalente. Tal evidência faz com que esses reservatórios possam ser representados por uma permeabilidade e um fator de película médio. No caso da permeabilidade, ela pode ser calculada através da média das permeabilidades de cada camada, ponderada por suas respectivas espessuras, com exceção de alguns casos de fronteiras seladas (HAMDI, 2012).

Particularmente no caso de duas camadas, quando a camada de maior permeabilidade é selada, a estabilização de tempo curto é seguida por um chamado

“tempo médio” onde há um crescimento da curva de pressão derivativa, como mostrado no Gráfico 4.

Além disso, sempre que o fator de contraste de permeabilidade é maior que 10, a inclinação da curva pode chegar à unidade, mostrando que a zona de alta permeabilidade está de fato depletando, o que provocará uma queda da produção com o tempo (SABET, 1999). A análise do coeficiente de inclinação dessa curva pode fornecer o volume da camada mais permeável.

Em seguida, se o teste for suficientemente longo, a derivada da pressão apresentará uma segunda estabilização, que corresponde ao fluxo radial na zona de baixa permeabilidade. Desse modo, percebe-se que o tempo decorrido para se alcançar completamente o regime pseudo-permanente para reservatórios misturados pode ser consideravelmente longo, da ordem de anos em alguns casos mais extremos. Tal fato representa um obstáculo na determinação de pressões médias de curtos *build-ups* ou *draw-downs* (HAMDI, 2012).

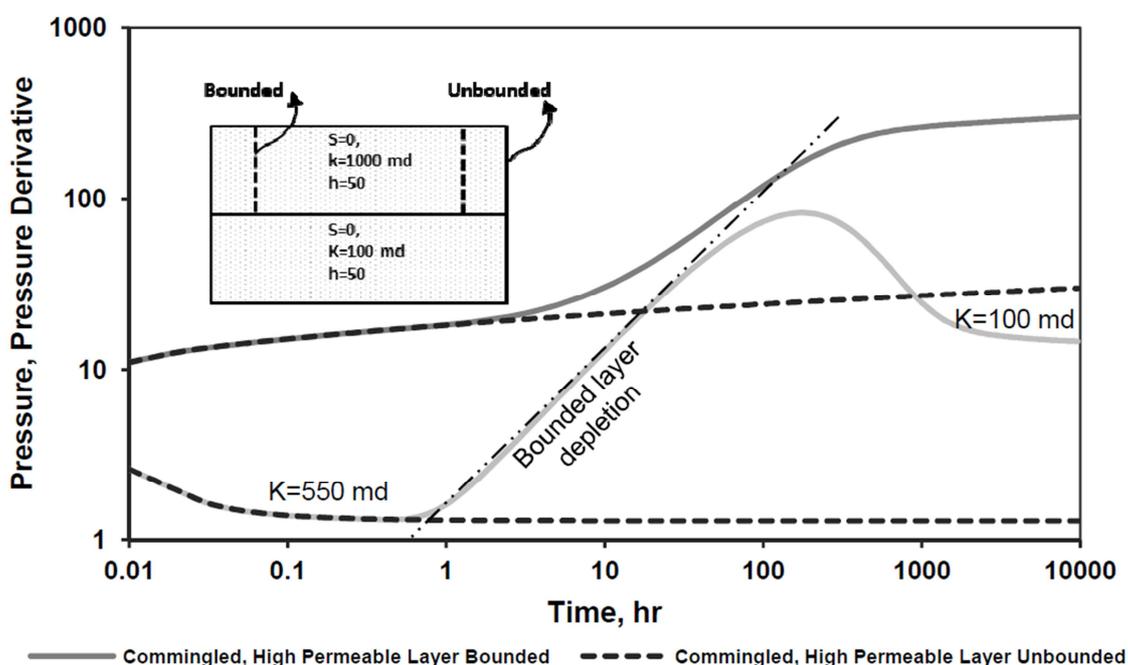


Gráfico 4 - Comparação do teste de *drawdown* de dois sistemas sem comunicação entre camadas, sendo selada a camada de maior permeabilidade de um deles.

O Gráfico 4 apresenta também uma comparação entre dois reservatórios misturados, sendo que um deles tem a zona de maior permeabilidade selada. O comportamento de reservatório monocamada homogêneo presente no caso não selado, sofre drástica mudança se a zona mais permeável é selada. O teste de *drawdown* explicita o momento da depleção do estrato de baixa permeabilidade, gerando uma estabilização antes e outra depois, apontando para dois momentos de estabilização do regime pseudo permanente.

2.3 Comportamento dos Reservatórios Lenticulados

Reservatórios fluviais, por exemplo, estão relacionados a um transporte e deposição de sedimentos em canais altamente variáveis em termos de geometria, características internas e distribuição espacial. As complexidades geológicas ligadas a esse empilhamento causam, em geral, dificuldades associadas a reservatórios em camadas. Essas heterogeneidades, que podem ocorrer até em uma mesma zona, provocam diferentes graus tanto de permeabilidade horizontal, como de vertical, possibilitando a existência de canais que proporcionam uma intercomunicação entre as unidades do reservatório, formando o fluxo cruzado.

Desse modo, a heterogeneidade é consequência da variação de parâmetros em diferentes escalas dentro de cada unidade do reservatório que pode acarretar não somente o fluxo cruzado em escala macro, como o que tem sido referido até então, mas também aquele de escala micro que ocorre dentro dos limites de um mesmo estrato.

2.3.1 Três Variantes de Performance

Assim, o fluxo cruzado pode se manifestar de três formas possíveis, impactando significativamente na produtividade de um poço: *geoskin*, *geochoke* ou *ramp-effect* (NCF).

Tanto o *geoskin* como o *geochoke* são efeitos associados a reservatórios com permeabilidade vertical suficiente para possibilitar o fluxo cruzado entre camadas. Entretanto, o efeito rampa pode ocorrer mesmo quando não há permeabilidade vertical efetiva, sendo proporcionado mais especificamente pelo fluxo cruzado em escala micro, dentro de uma mesma camada de rocha (HAMDI, 2012).

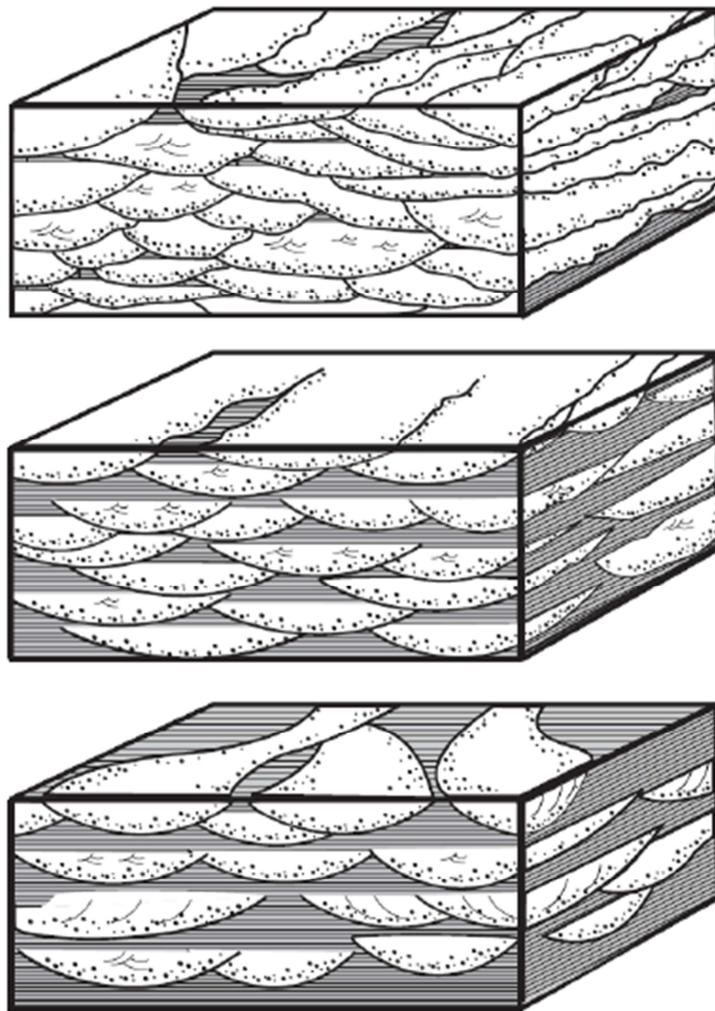


Figura 5 - Três variantes da arquitetura de reservatórios fluviais com subtas diferenças.

Desse modo, podemos destacar três famílias de reservatórios agrupados de acordo com seus níveis de permeabilidade horizontal e vertical, nos quais se evidenciam os três fenômenos distintos associados ao fluxo cruzado, conforme ilustrado na Figura 5.

Em geral, o *geoskin* se manifesta em sistemas com boa conectividade lateral e vertical, como no exemplo do topo da Figura 5, enquanto o *geochoke* predomina onde ambas são limitadas, porém existentes (imagem intermediária). Por sua vez, o efeito rampa é característico quando apenas a conectividade lateral é restrita, havendo a possibilidade de certo grau de fluxo vertical dentro de cada camada de rocha, como no terceiro caso.

2.3.1.1 *Geoskin*

Estando presente, o efeito do *geoskin* resulta em um acréscimo no índice de produtividade do poço, como um fator de película negativo característico do reservatório.

O *skin* negativo decorrente dos elementos de elevada permeabilidade foi descrito pela primeira vez a partir de modelos numéricos de testes de poço (CORBETT, MESMARI, & STEWART, 1996), ocorre em reservatórios de elevada granulometria com boa comunicação vertical e lateral (Figura 6: imagem superior). Esses tipos de reservatório apresentam valores relativamente elevados de efeito de película, normalmente encontrados em poços estimulados, onde zonas de elevada condutividade desempenham papel central na produção.

Embora estas zonas condutoras não sejam provenientes de fraturas naturais ou induzidas, tem-se observado que certos tipos de reservatórios (por exemplo, reservatórios de granulometria bruta) podem chegar a apresentar um valor de película altamente negativo. Este efeito pode fornecer uma indicação de lentes de extensão limitada (inferior a 10% da profundidade da investigação) e elevada permeabilidade, originadas a partir dos canais secundários que intersectam o poço. Tendo esses canais, uma resposta de teste de poço geralmente associada a reservatórios fraturados, eles tem sido denominados de "canais de Pseudo-fraturas" ("*Pseudo-fracture channells*", PFC, na sigla em inglês) (CORBETT *et al*, 1996).

Por fim, deve-se ressaltar que o reconhecimento ou a expectativa de um *geoskin* negativo é uma medida da qualidade da completação. Com essa perspectiva, nas devidas circunstâncias, um poço com fator de película nulo pode ter sido danificado, com

consequente redução de produtividade. Portanto, possíveis erros na identificação desses elementos de pseudo-fratura podem resultar em interpretação equivocada de um reservatório fraturado.

2.3.1.2 *Geochoke*

Enquanto o *geoskin* é um fenômeno de tempo curto que se desenvolve quando a resposta da pressão estende-se para além das camadas de elevada permeabilidade ligadas diretamente ao poço, o *geochoke* deve-se à presença de camadas adicionais, mais distantes, que ultrapassam a zona de restrição, levando a uma expansão do fluxo, de onde vem o termo *choke* (estrangulamento) (CORBETT *et al* , 2005).

O fenômeno do geo-estrangulamento é expresso como uma "protuberância" na curva derivativa que pode ser explicada por uma combinação de um efeito de película negativo, causado pelas zonas de maior permeabilidade que provocam um curto fluxo radial seguido de posterior expansão de fluxo ($k \times h$) (CORBETT *et al* , 2005).

O acréscimo e subsequente declive da curva são causados por uma restrição efetiva (*choke*) na região próxima ao poço, provocada por uma comunicação ineficaz entre o corpo geológico como um todo, devido a zonas de baixa conectividade, por isso o termo geo-estrangulamento (Figura 6:imagem central). Se por um lado, observa-se que os canais que interceptam o poço são instantaneamente depletados, por outro, a recarga leva algum tempo para se tornar eficaz, resultando em um curto período de fluxo restrito (HAMDI, 2012).

2.3.1.3 O Efeito “Rampa”

Genericamente, a resposta do tipo “rampa” é uma extensão da família do *geoskin* e *geochoke* das respostas dos testes de poço que ocorre quando há uma redução prolongada do $k \times h$ efetivo do reservatório devido ao fluxo restrito em camadas altamente heterogêneas. Foi denominada “rampa” porque pode chegar a inclinações de até $\frac{1}{2}$ em casos extremos.

De acordo com HAMDI (2012), ela se manifesta em respostas de testes de build-up ou drawdown nos tipos de sistemas de estratos não comunicantes como um aumento contínuo da curva da derivada da pressão ao longo de, pelo menos, um ciclo logarítmico. Eventualmente, a rampa pode terminar em uma estabilização horizontal na transição para do fator $k \times h$ inicial do sistema para o efetivo (Figura 6: inferior; e Figura 7).

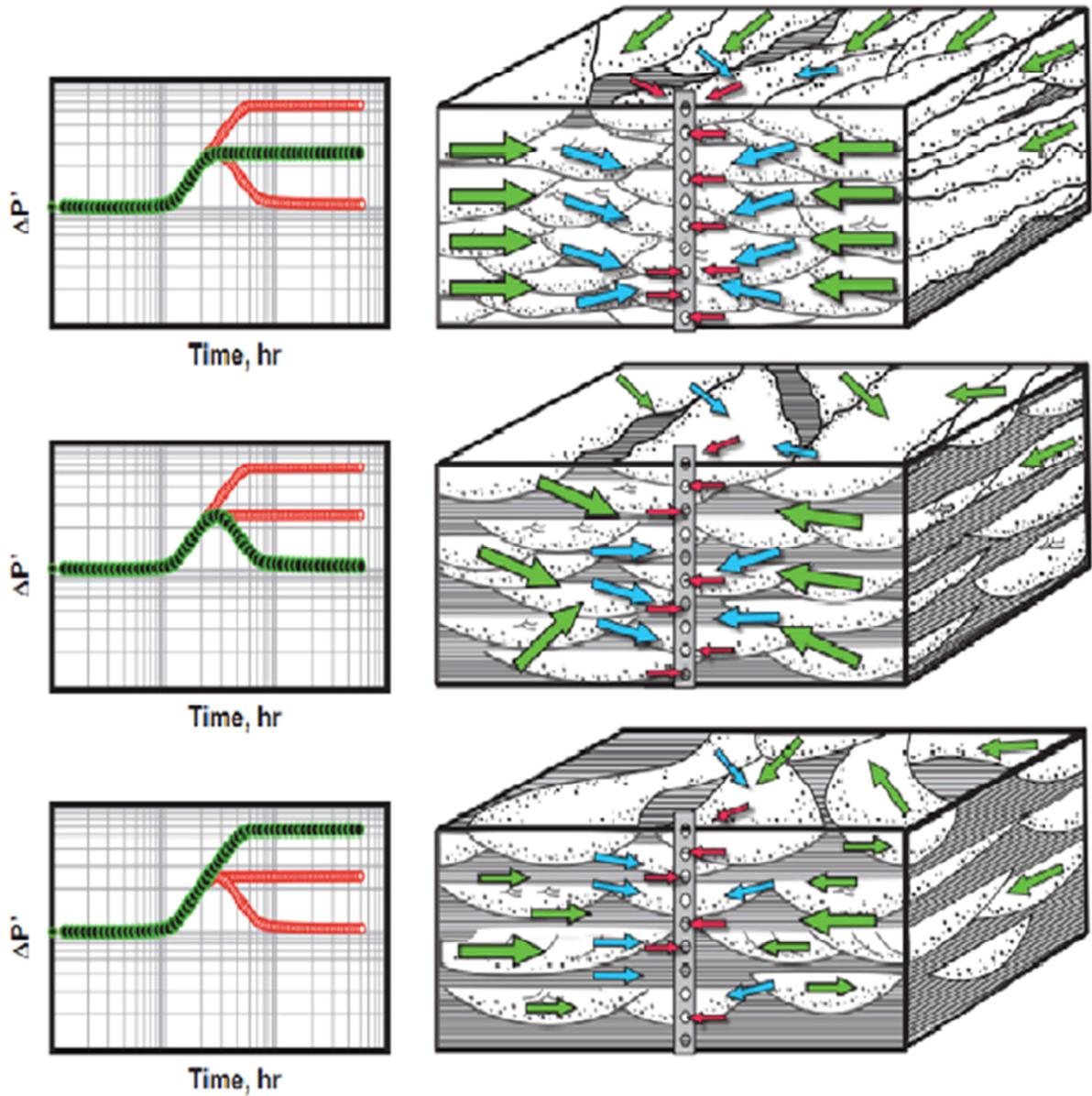


Figura 6 - Modelos das três famílias de reservatórios com fluxo cruzado e suas respectivas respostas de curva de pressão derivativa do transiente.

O efeito “rampa” tem sido observado, por exemplo, em ambientes fluviais de alta ou baixa energia. Nesses casos, o fenômeno pode ser explicado devido à redução da permeabilidade lateral em geologias mais afastadas do poço, seja pela diminuição relativa das fácies de melhor qualidade, ou até mesmo ocasionada pelo fluxo através de enxertos de arenitos de boa permeabilidade em sedimentos menos permeáveis como folhelhos ou siltitos (comunicação por arenitos dentro de interfaces semi-transmissíveis) (HAMDI, 2012).

Além disso, também pode haver testes de poço com assinaturas de maior complexidade, acarretadas por geologias altamente heterogêneas. Nessas situações, é possível se deparar com uma redução em menor escala do produto $k \times h$, o que necessitaria de um programa de teste de poço estendido para ser devidamente caracterizada.

O efeito em questão é uma resposta geral, que também pode se evidenciar, por exemplo, em reservatórios carbonáticos de alta heterogeneidade (HAMDI, 2012).

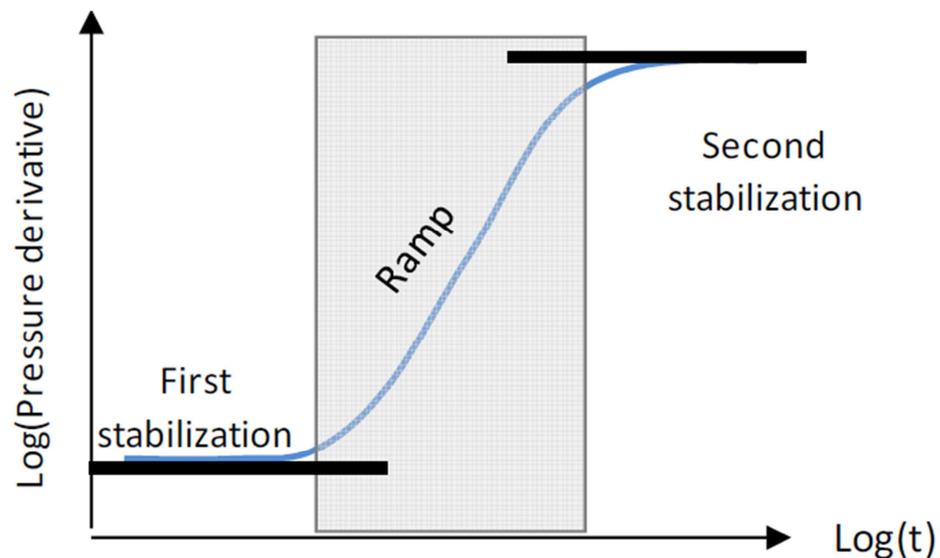


Figura 7 - Definição esquemática do efeito "Rampa"

2.4 Classificação dos Reservatórios em Camadas

Embora o *geoskin*, o *geochoke* e o efeito “rampa” tenham seus modelos geológicos bem definidos, eles também podem ser classificados como membros da família dos reservatórios em camadas com/sem fluxo cruzado. Desse modo, deve haver alguma relação genérica entre as curvas tipo destes reservatórios e as do modelo clássico de bolo em camadas homogêneas. A Figura 8 mostra a classificação dos reservatórios em camadas considerando os marcos geológicos na curva de resposta de pressão derivativa.

Portanto, como foi visto até então, ambos o *geoskin* e o *geochoke* estão relacionados às condições de fluxo cruzado entre camadas do reservatório. No entanto, suas simplificações, principalmente a do *geoskin*, apresentam grande semelhança com o modelo homogêneo de dupla camada, podendo ser interpretado como uma extensão geral dos reservatórios de duas permeabilidades, cujas faixas mais permeáveis, que interceptam o poço, têm uma limitada extensão espacial, tanto vertical quanto horizontal.

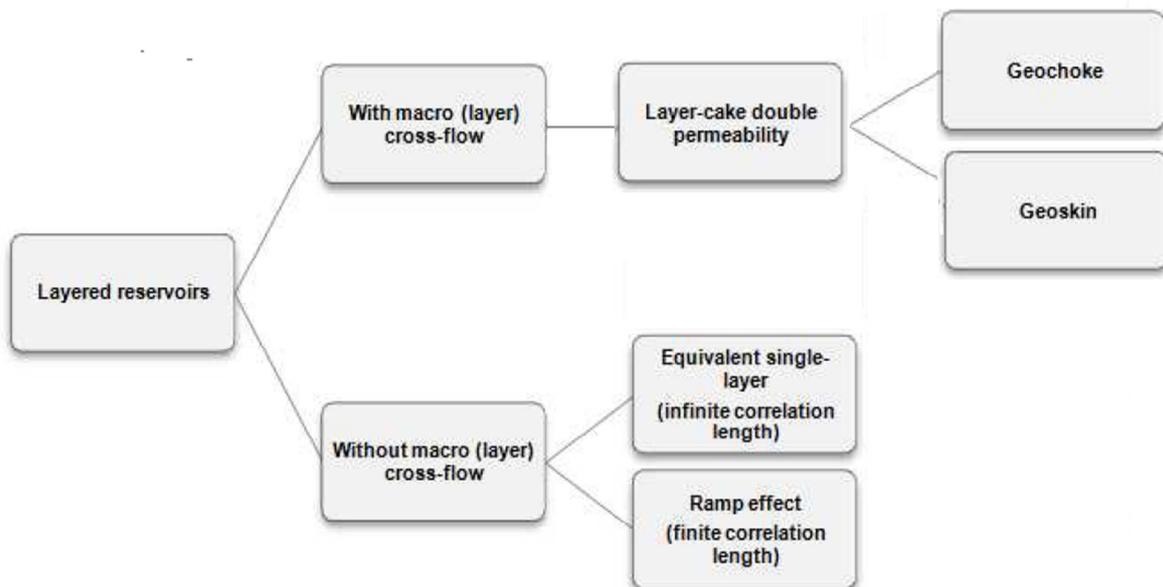


Figura 8 - Esquema da classificação dos reservatórios em camada.

Desse modo, a ampliação lateral desses estratos fornecerá uma assinatura bem definida, em forma de V, na curva derivativa da pressão, forma esperada em

reservatórios de dupla permeabilidade. Tal fato se evidencia sempre que a espessura da faixa mais permeável é pequena quando comparada com a de menor permeabilidade, geralmente algo menor que 40% do intervalo de produção.

Esse contraste de espessura substancial é indispensável para o aparecimento do formato de “V”, uma vez que a diferença de porosidade em reservatórios estocásticos não é, em geral, suficiente para suprir a necessidade de um coeficiente de estocagem (ω) pequeno, mesmo quando o de transmissibilidade (κ) é próximo da unidade.

Portanto, como explicitado, o comportamento dos modelos nos quais se verifica o fluxo cruzado são bem diferentes daqueles onde ele não é possível devido a não conectividade dos estratos.

2.5 Considerações Finais

É importante ressaltar que, na realidade, possivelmente, existam situações de arquitetura complexa, que representem uma transição entre estes três extremos das assinaturas de testes de poço em reservatórios lenticulados. Por exemplo, se a característica da geologia do reservatório em questão for heterogênea o suficiente para conter traços dos três tipos, as variações de conectividade vertical e lateral no interior das diferentes camadas podem resultar numa resposta de pressão transitória entre o *geoskin*, o *geochoke* e efeito “rampa”.

Portanto, o que foi visto até então, objetivou introduzir os reservatórios lenticulados onde o fluxo cruzado é e não é possível. As respostas básicas dos testes de poço do regime transiente desses sistemas sobre hipóteses de camadas isotrópicas e homogêneas foram apresentadas.

No entanto, é válido ressaltar que estas respostas clássicas podem ser substancialmente mais complicadas na presença de geologias mais complexas, particularmente em ambientes fluviais. As três variantes extremas das interpretações das respostas do regime transiente de pressões foram apresentadas (*Geoskin*, *Geochoke* e efeito rampa). Essa família de curvas tipo foi comparada para determinação das relações genéticas entre elas dentro da classificação dos reservatórios lenticulados em

comparação com o modelo de camadas de bolo isotrópicas e homogêneas de diferentes permeabilidades, em especial o de dois estratos.

Embora as simulações de testes de poço não componham o escopo deste trabalho, eles serão essenciais na detecção da aplicabilidade do modelo de dupla permeabilidade com fluxo cruzado, objeto central deste estudo, logo no início da fase de testes. Assim, por representar casos de maior qualidade, nosso foco será no *geoskin*, não negligenciando, porém, os casos de *geochoke* e efeito “rampa”.

3 Performance de Reservatórios Lenticulados

Como visto anteriormente, se um reservatório é composto por duas camadas de diferentes permeabilidades, sendo uma consideravelmente maior que a outra, e havendo certo grau de comunicação vertical, a depleção mais rápida do estrato de maior qualidade provoca um fluxo cruzado da camada menos para a mais permeável.

O comportamento de um fluido monofásico compressível produzido por expansão em um reservatório de duas camadas interconectadas, a vazão constante, foi estudado por Russel & Prats (1962a) objetivando apresentar resultados numéricos práticos, provenientes de formulações simplificadas para facilitar a análise de engenharia por trás dos reservatórios com fluxo cruzado entre camadas.

O modelo estudado, conforme representado na Figura 9, tem geometria cilíndrica de fronteiras seladas, com um poço central que o penetra por completo, ponto onde será considerado o início do eixo de coordenadas cilíndricas. Ele é composto por duas camadas horizontais adjacentes, através das quais o fluido não encontra barreiras ao fluxo. Ambos os estratos são considerados homogêneos, isotrópicos nas direções R e Θ e completamente saturados com um fluido de compressibilidade pequena e constante.

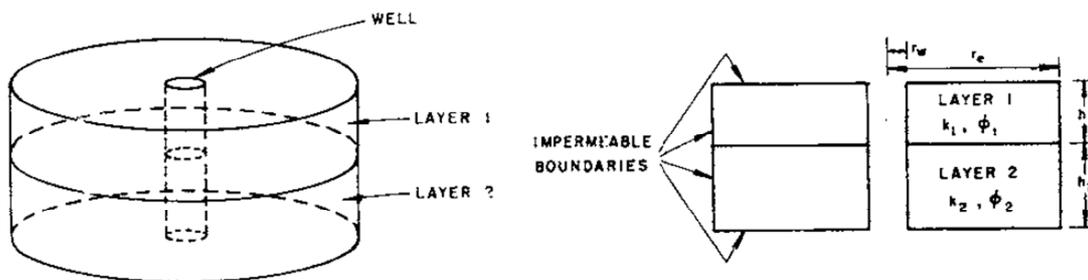


Figura 9 - Modelo tridimensional e seção transversal representativos do reservatório de duas camadas utilizado por Russel & Prats (1962a) e por este estudo.

3.1 Desenvolvimento Analítico

Assim, com base no modelo da Figura 9 as espessuras dos estratos são consideradas pequenas o suficiente para que os efeitos de gravidade possam ser negligenciados e, assim, suas posições relativas não alteram os resultados, a viscosidade do fluido é considerada constante, bem como a pressão de produção do poço P_w .

Sendo $P_j(r, z, t)$ a queda de pressão adimensional na j -ésima camada ($j=1, 2$) na posição r, z em um tempo t , tem-se:

$$P_j(r, z, t) = \frac{p_i - p_j(r, z, t)}{\Delta p} \quad (7)$$

$$\Delta p = p_i - p_w \quad (8)$$

$p_j(r, z, t)$ = pressão na j -ésima camada na posição r, z e tempo t .

Assim, partindo da lei de Darcy para escoamento laminar em meios porosos e do princípio da conservação de massa para cada respectiva camada, a queda de pressão em coordenadas cilíndricas satisfaz as seguintes Equações da Difusividade Hidráulica adimensionais:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial P_1}{\partial r_D} \right) + \alpha_1^2 \frac{\partial^2 P_1}{\partial z_{1D}^2} = \beta^2 \frac{\partial P_1}{\partial t_D} \quad (9)$$

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial P_2}{\partial r_D} \right) + \alpha_2^2 \frac{\partial^2 P_2}{\partial z_{2D}^2} = \frac{\partial P_2}{\partial t_D} \quad (10)$$

Sendo as adimensionalizações como segue:

$$t_D = \frac{k_1 t}{\phi_1 c \mu r_w^2} \quad (11)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (12)$$

$$q_D = \frac{q \mu}{2 \Delta p (kh)_T} \quad (13)$$

$$z_{jD} = \frac{\pi z_j}{h_j} \quad (14)$$

onde: $\alpha_j = \frac{\pi r_w}{h_j} \quad (15)$

$$\beta^2 = \frac{k_1 \phi_2}{k_2 \phi_1} \quad (16)$$

Para a resolução da EDH em questão, as seguintes condições iniciais e de contorno devem ser implementadas:

1. Em $t_D = 0$, a pressão é uniforme em todo o reservatório e igual a p_i , assim, não há queda de pressão em nenhum ponto:

$$P_j(\mathbf{r}_D, \mathbf{z}_{jD}, \mathbf{0}) = 0, \quad \mathbf{j} = \mathbf{1} \text{ ou } \mathbf{2} \quad (17)$$

2. As fronteiras laterais são seladas, portando não há fluxo através destas:

$$\frac{\partial P_j}{\partial \mathbf{r}_D} = \mathbf{0} \quad \text{em } \mathbf{r}_D = \mathbf{r}_{eD}, \text{ e } \mathbf{j} = \mathbf{1} \text{ ou } \mathbf{2} \quad (18)$$

3. As fronteiras superior e inferior são igualmente seladas, não havendo fluxo através destas também:

$$\frac{\partial P_j}{\partial \mathbf{z}_{jD}} = \mathbf{0} \quad \text{em } \mathbf{z}_{jD} = \boldsymbol{\pi} \text{ e } \quad \mathbf{j} = \mathbf{1} \text{ ou } \mathbf{2} \quad (19)$$

4. Na interface de transição entre as duas camadas, tanto a queda de pressão quanto a velocidade vertical do fluxo devem ser iguais para $j = 1$ e 2 :

$$P_1 = P_2,$$

$$\frac{-k_1}{h_1} \cdot \frac{\partial P_j}{\partial z_{1D}} = \frac{k_2}{h_2} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial z_{2D}} \quad (20)$$

para: $z_{1D} = z_{2D} = 0$ em todo r_D e t_D .

5. Para $t_D > 0$, a pressão no poço é a mesma e constante em ambas as camadas:

$$P_j(\mathbf{1}, \mathbf{z}_{jD}, \mathbf{t}_D) = \mathbf{1}, \quad \mathbf{j} = \mathbf{1} \text{ ou } \mathbf{2} \text{ e } \mathbf{t}_D > \mathbf{0} \quad (21)$$

Em seguida, como demonstrado no apêndice de Russel & Prats (1962a), a partir das transformada de Hankel e Laplace sucessivamente, chega-se à solução da EDH para as duas camadas, contemplando as condições descritas acima. Enquanto

conhecidamente a transformada de Laplace elimina a dependência temporal da equação diferencial, a de Hankel é utilizada analogamente para o espaço radial, bem como para incorporar as condições de contorno de poço e de fronteira (RUSSEL & PRATS, 1962).

3.2 Determinação do Histórico de Performance

Negligenciando termos de ordem desprezíveis dos somatórios presentes nas soluções, realizando as devidas simplificações para tempos após o período transiente inicial e redimensionalizando as variáveis, as expressões para a vazão e produção acumulada são:

$$q = \frac{2\pi(p_i - p_w) \cdot (kh)_T}{\mu(\ln r_{eD} - 0,75)} \cdot e^{-\frac{\alpha k_2 t}{\phi_2 c \mu r_w^2}} \quad (22)$$

$$N_p = \frac{q_i \phi_2 c \mu r_w^2}{\alpha k_2} \left(1 - e^{-\frac{\alpha k_2 t}{\phi_2 c \mu r_w^2}} \right) \quad (23)$$

Onde:

$$q_i = q(t_D = 0) = \frac{2\pi(kh)_T(p_i - p_w)}{\mu(\ln r_{eD} - 0,75)} \quad (24)$$

$$(kh)_T = k_1 h_1 + k_2 h_2 \quad (25)$$

$$(\phi h)_T = \phi_1 h_1 + \phi_2 h_2 \quad (26)$$

Em seguida, comparando as curvas da solução analítica exata e das equações simplificadas acima, o Gráfico 5 justifica a validade das simplificações feitas para todos os tempos exceto aqueles muito curtos, quando o regime ainda é transiente (RUSSEL & PRATS, 1962).

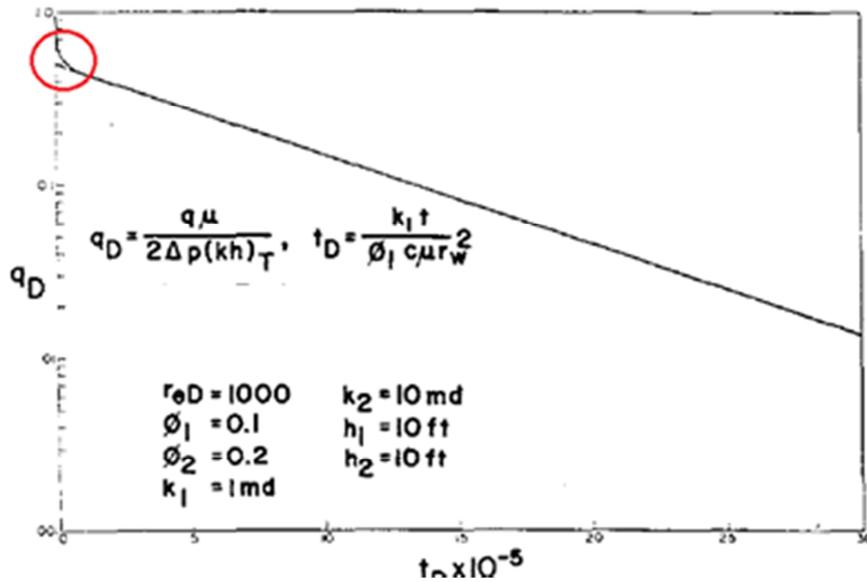


Gráfico 5 - Solução analítica exata e simplificada do modelo (Fonte: RUSSEL & PRATS, 1962a).

A magnitude do tempo requerido para se alcançar a parte de declínio exponencial, fim do regime transiente, varia, obviamente, com as propriedades das duas camadas em questão. Para o caso de reservatório homogêneo, esse tempo aproximado é dado pela equação abaixo:

$$\frac{kt}{\phi c \mu r_e^2} = 0,3 \quad (27)$$

Assim, percebe-se mais uma evidência das semelhanças entre o comportamento do modelo homogêneo equivalente e o de reservatório de duas camadas com fluxo cruzado, uma vez que a equação aproximada para o início do declínio exponencial da curva de $q_D \times t_D$ para nosso modelo é:

$$\frac{(kh)_T t}{(\phi h)_T c \mu r_e^2} = 0,3 \quad (28)$$

A qual aplicada ao reservatório da Gráfico 5 fornece um tempo adimensional de $0,82 \times 10^5$, compatível com o início da concordância entre as duas curvas.

Já o Gráfico 6, por sua vez, demonstra o efeito de variações da razão h_2/h_1 no desempenho da produção, mantendo-se todos os outros parâmetros inalterados. O gráfico foi elaborado a partir da fórmula simplificada e, portanto, só é válido decorrido

o tempo necessário ao início do declínio exponencial, que é o momento, aproximadamente, a partir do qual todo o reservatório está sendo efetivamente drenado. Percebe-se que até mesmo a zona de menor permeabilidade começa a ser efetivamente depletada mais rapidamente quando há fluxo cruzado (RUSSEL & PRATS, 1962).

Exemplificando, um estrato de 60 ft de espessura e 0,5 mD e comunicação com um adjacente de 10 ft de espessura e 5 mD começa a ser depletada após 15,2 dias, enquanto se apenas houve ocorrência de fluxo radial, um período de 49 dias seria necessário antes que a camada atingisse um estágio efetivo de depleção (RUSSEL & PRATS, 1962).

As inclinações das retas no Gráfico 6 podem ser explicadas simplesmente se observando o expoente de decaimento na formulação simplificada, resultando em:

$$\alpha = \frac{2k_2}{\phi_1 c \mu r_e^2 (\ln r_{eD} - 0,75)} \left(\frac{1 + \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1}}{1 + \frac{\phi_2 h_2}{\phi_1 h_1}} \right) \quad (29)$$

Desse modo, a interpretação do Gráfico 6 permite dizer que quanto mais a razão h_2/h_1 aumenta, mais o gráfico se aproxima do desempenho do reservatório de fluxo radial com baixa permeabilidade. Opostamente, ao diminuir-se essa fração, aumentando a espessura da zona mais permeável, mais próximo é o seu comportamento do reservatório de fluxo radial composto apenas por essa camada. Portanto, a curva representativa do reservatório com fluxo cruzado composto por uma fração dos dois tipos de zonas será intermediária a essas duas, se aproximando mais daquela cuja espessura se sobrepõe.

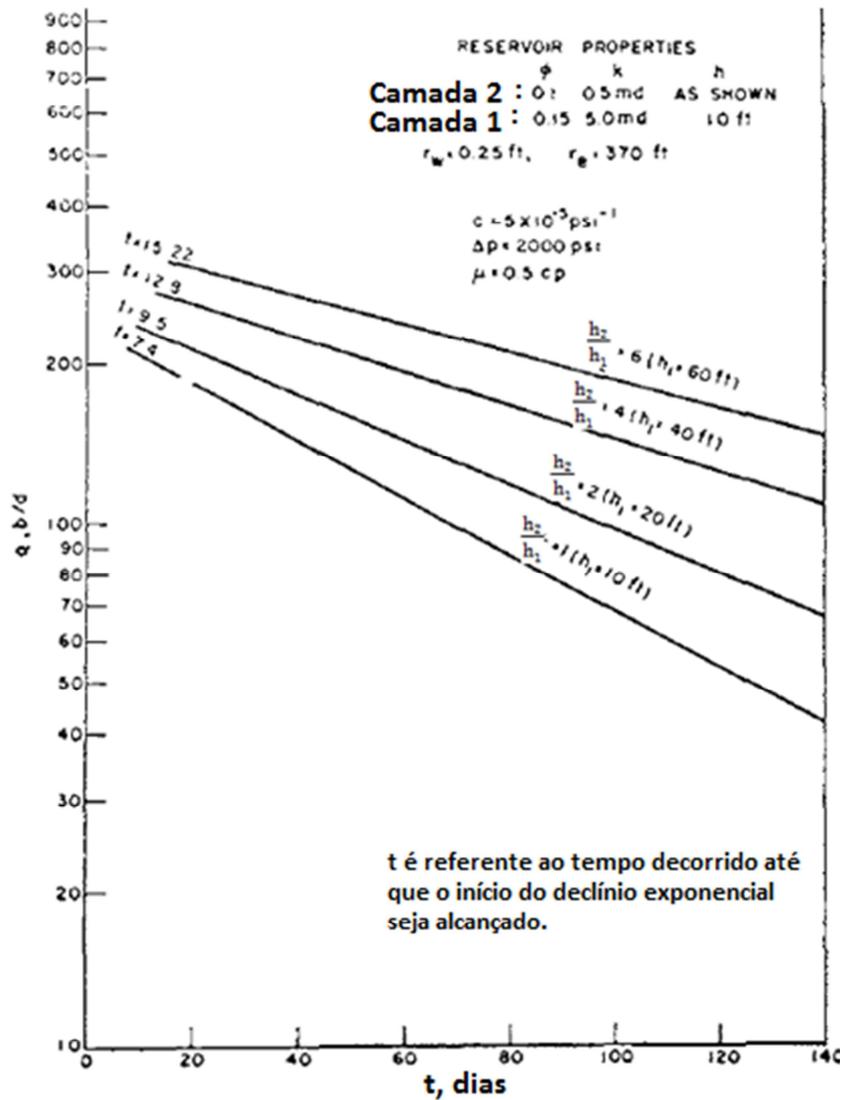


Gráfico 6 - Análise da variação da razão de espessuras (Fonte: RUSSEL & PRATS, 1962a).

Em seguida, no Gráfico 7, podemos verificar os impactos da variação das permeabilidades, k_2/k_1 , sobre o histórico de produção, onde k_2 foi mantido constante e igual a 10 mD e k_1 variado entre 0,05, 0,1, 1 e 5 mD , mantendo-se constantes todos os outros parâmetros. Então, a redução de k_2 provoca diminuição proporcional da vazão de produção inicial e, assim, o reservatório é depletado mais lentamente, fazendo com que a queda exponencial da curva de $q_D \times t$ se dê de forma mais suave, prolongando a vida do campo para uma mesma recuperação final.

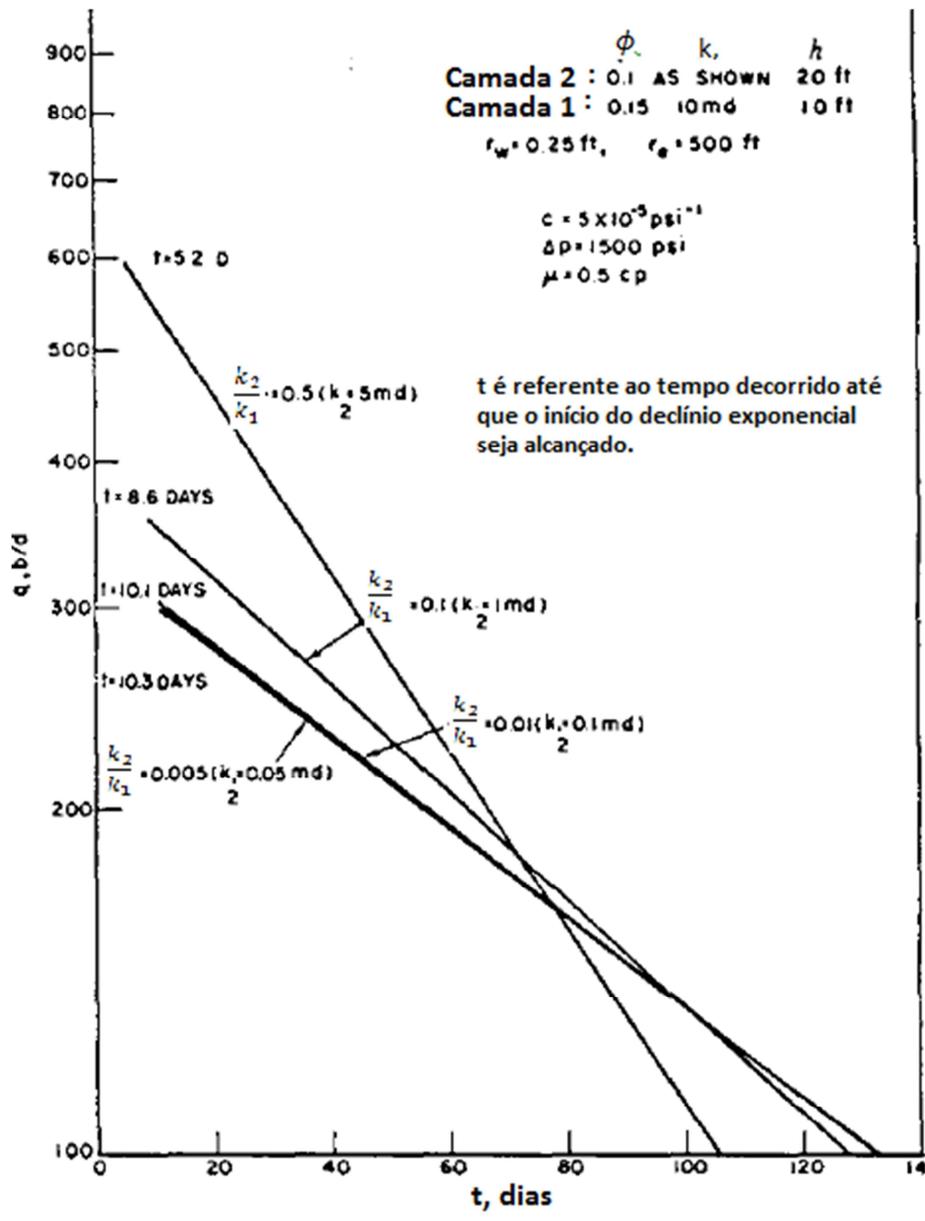


Gráfico 7 - Análise da variação da razão de permeabilidades (Fonte: RUSSEL & PRATS, 1962a).

Assim sendo, estendendo o mesmo raciocínio a outros parâmetros, pode-se inferir qualitativamente sobre as reações do gráfico a suas variações. Por exemplo, um aumento de ϕ_1 , ϕ_2 ou r_e faria com que o volume de óleo armazenado no campo fosse ampliado, causando um efeito parecido com o do ganho de k_2 , reduzido a vazão inicial, bem como a inclinação da curva e prolongando o tempo de produção (RUSSEL & PRATS, 1962).

3.3 Representação do Sistema pelo Homogêneo Equivalente

A equação a seguir expressa, exceto para o período transiente, a vazão de um poço produzindo a pressão constante em um reservatório homogêneo, cilíndrico, de fronteiras seladas.

$$q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu(\ln r_e - 0,75)} e^{-\frac{2kt}{\phi c\mu r_e^2(\ln r_e - 0,75)}} \quad (30)$$

Assim, há a possibilidade de comparar esses dois sistemas, cujas equações apresentam elevado grau de semelhança, visando definir as propriedades necessárias a um sistema homogêneo para que este represente seu equivalente com dupla camada.

A partir das equações das vazões expressas anteriormente, uma comparação de expoentes e dos coeficientes de declínio exponencial fornecem:

- Comparando os expoentes:

$$(kh)_{\text{Equivalente}} = k_1 h_1 + k_2 h_2 \quad (31)$$

- Comparando os coeficientes de declínio:

$$\frac{k}{\Phi_{\text{(Equivalente)}}} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2}{\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2} \quad (32)$$

- Combinando diretamente as duas equações acima:

$$(\phi h)_{\text{Equivalente}} = \phi_1 h_1 + \phi_2 h_2 \quad (33)$$

Portanto, qualquer combinação de pares das

$$q_N = \frac{2\pi \Delta p \cdot kh_T \ln r_e D - 0,75}{\mu} \frac{k_2 h_2 + k_1 h_1}{\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2} e^{-\frac{2 \cdot k_2 t \ln r_e D - 0,75}{\phi_2 c \mu r_e^2} - \frac{2 \cdot k_1 t \ln r_e D - 0,75}{\phi_1 c \mu r_e^2}} \quad (34)$$

$$N_{pN} = \frac{\pi r_e^2 c \Delta p}{\phi} (\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2)$$

$$\left[1 - \frac{\phi_2 h_2}{(\phi h)_T} e^{-\frac{2 \cdot k_2 t \ln r_e D - 0,75}{\phi_2 c \mu r_e^2}} - \frac{\phi_1 h_1}{(\phi h)_T} e^{-\frac{2 \cdot k_1 t \ln r_e D - 0,75}{\phi_1 c \mu r_e^2}} \right] \quad (35)$$

foram propostas por RUSSEL & PRATS (1962a) para descrever a vazão de produção e a produção acumulada total para pressão de poço constante de um reservatório cilíndrico, de fronteiras externas seladas, composto por duas camadas adjacentes não comunicantes.

$$q_N = \frac{2\pi \Delta p (kh)_T}{(\ln r_{eD} - 0,75)\mu} \left[\frac{k_2 h_2}{(kh)_T} e^{-\frac{2 \cdot k_2 t}{(\ln r_{eD} - 0,75) \phi_2 c \mu r_e^2}} + \frac{k_1 h_1}{(kh)_T} e^{-\frac{2 \cdot k_1 t}{(\ln r_{eD} - 0,75) \phi_1 c \mu r_e^2}} \right] \quad (34)$$

$$N_{pN} = \pi r_e^2 c \Delta p (\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2) .$$

$$\left[1 - \frac{\phi_2 h_2}{(\phi h)_T} e^{-\frac{2 \cdot k_2 t}{(\ln r_{eD} - 0,75) \phi_2 c \mu r_e^2}} - \frac{\phi_1 h_1}{(\phi h)_T} e^{-\frac{2 \cdot k_1 t}{(\ln r_{eD} - 0,75) \phi_1 c \mu r_e^2}} \right] \quad (35)$$

Portanto, uma vez decorrido o tempo inicial, o modelo matemático apresentado pode ser utilizado para previsões de performance de produção de reservatórios de dupla permeabilidade e de seu equivalente homogêneo, servindo de referência para as simulações realizadas.

4 Estudos de Caso

Como visto nas sessões anteriores, dependendo da complexidade geológica, das rochas e dos fluidos, tanto o tratamento analítico quanto numérico dos reservatórios lenticulados com fluxo cruzado pode ser severamente custoso. Contudo, o desenvolvimento da tecnologia de processamento computacional permitiu o avanço de estudos com métodos mais complexos, que apresentam menos problemas de convergência, lidando melhor com um grande conjunto de equações fortemente acopladas.

Assim, a metodologia principal desta investigação é a adoção de um software comercial de simulação de alta performance, permitindo o desenvolvimento de um estudo sistemático de algumas das principais variáveis envolvidas na análise do comportamento desses reservatórios.

4.1 Descrição do Modelo

Um simulador completamente implícito (ECLIPSE 100) foi utilizado neste estudo para simular um reservatório arenítico tridimensional (r – raio, Θ – azimute e z – profundidade vertical) em formato radial contendo, duas zonas de diferentes permeabilidades horizontais, porém de permeabilidades verticais iguais, conforme Figura 10, ambas compostas apenas por óleo morto. A zona mais permeável representa 1/3 da extensão vertical do reservatório que tem um total de 900 ft e porosidade de 20%.

Um poço vertical de raio $r_w = 0,4 \text{ ft}$ é perfurado exatamente no centro do modelo, sendo toda a sua extensão vertical completada, e tendo os seus canhoneados totalmente abertos para o fluxo. O tamanho do intervalo canhoneado é de 900 ft a partir do topo do reservatório, cujo raio externo é de 1.500 ft, interno de 0,4 ft e tem seu topo localizado a uma profundidade vertical de 9.000 ft.

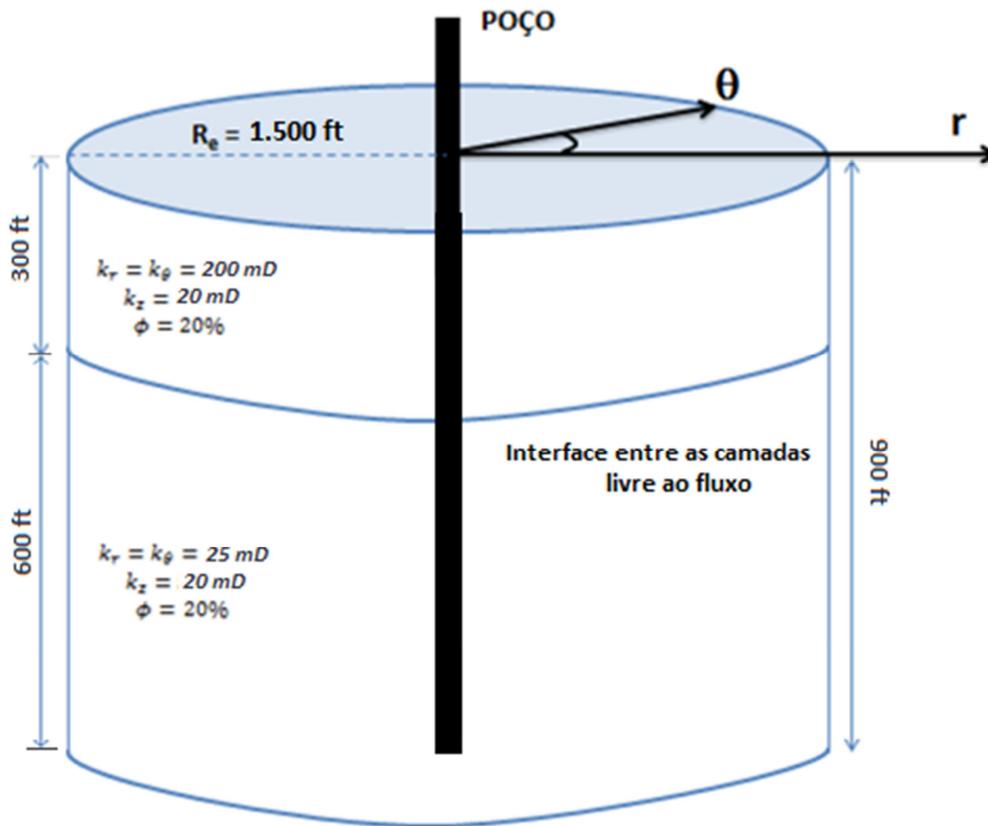


Figura 10 - Modelo de Reservatório Simulado

4.1.1 Caracterização do *Grid*

Uma malha radial 50x2x30, como representado na Figura 11, foi construída para representar o modelo físico totalizando 3.000 células ativas no modelo computacional.

Na direção radial, as 50 células foram espaçadas seguindo um padrão geométrico, de forma a ocupar as posições representadas na Tabela 1. Esse padrão foi escolhido para otimizar a convergência do modelo, uma vez que o gradiente de pressão de maior magnitude nas proximidades do poço poderia provocar tal tipo de problema.

Em relação à direção angular, os 360° foram divididos entre duas células, totalizando 180° por célula, permitindo o corte do modelo em duas fatias, condizente à simetria do problema.

Tabela 1- Distribuição dos Raios das Células do Grid

Bloco (l, *, *)	DRi	R	Bloco (l, *, *)	DRi	R
1	0,072	0,472	26	4,382	28,876
2	0,084	0,556	27	5,166	34,042
3	0,099	0,655	28	6,091	40,133
4	0,117	0,772	29	7,180	47,313
5	0,138	0,910	30	8,465	55,778
6	0,163	1,073	31	9,980	65,758
7	0,192	1,265	32	11,765	77,523
8	0,226	1,491	33	13,870	91,393
9	0,267	1,758	34	16,351	107,744
10	0,315	2,073	35	19,277	127,021
11	0,371	2,444	36	22,726	149,747
12	0,438	2,882	37	26,791	176,538
13	0,516	3,398	38	31,585	208,123
14	0,608	4,006	39	37,236	245,359
15	0,717	4,723	40	43,897	289,256
16	0,845	5,568	41	51,751	341,007
17	0,996	6,564	42	61,010	402,017
18	1,175	7,739	43	71,925	473,942
19	1,385	9,124	44	84,793	558,735
20	1,632	10,756	45	99,964	658,699
21	1,924	12,680	46	117,848	776,547
22	2,269	14,949	47	138,932	915,479
23	2,675	17,624	48	163,789	1079,268
24	3,153	20,777	49	193,092	1272,360
25	3,717	24,494	50	227,638	1499,998

Axialmente, o reservatório de 900 ft de profundidade foi dividido em 30 camadas no modelo, resultando em 30 ft por camada vertical.

Na Figura 11, pode-se observar a malha computacional, com o poço produtor de óleo morto localizado no centro da área de drenagem. Observa-se, também, claramente a distribuição inicial de permeabilidades do reservatório, sendo que a zona de maior permeabilidade ocupa a região simbolizada por azul claro e a de menor aquela mostrada em azul escuro.

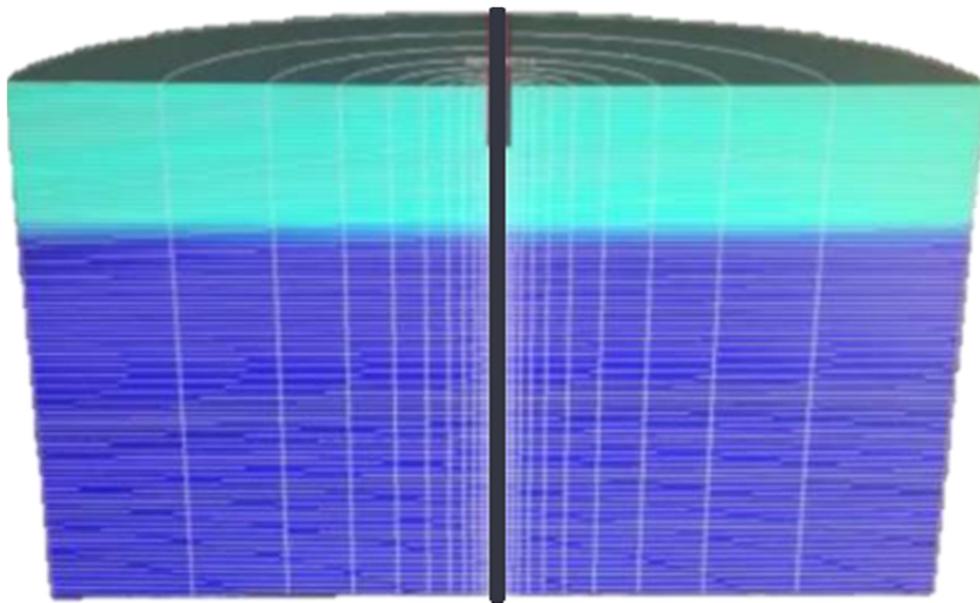


Figura 11 – Ilustração do Modelo Computacional do Grid

4.2 Cenários de Simulação

Após a identificação e apresentação das variáveis envolvidas no processo de fluxo cruzado intercamadas em reservatórios lenticulados, baseando nos casos mais frequentemente avaliados na bibliografia, algumas variáveis foram eleitas para serem estudadas utilizando-se o modelo computacional previamente descrito neste capítulo.

Buscou-se honrar o modelo físico original, sempre mantendo duas zonas de permeabilidades diferentes conforme explicitado, a mais permeável ocupando o terço superior do reservatório que mantém sempre sua mesma litologia. Todavia, é importante observar que, em alguns casos, a variação das propriedades inerentes à geologia (como as permeabilidades do estrato inferior, a espessura do superior ou seu raio) altera o reservatório como um todo, sendo necessária que a análise comparativa seja referente aos impactos das variações desses parâmetros na produtividade do campo ou considerada dentro de um mesmo caso.

Posteriormente, para comparação tanto das pressões quanto das vazões, a estratégia de produção foi sempre variada entre dois casos:

- ORAT: vazão de óleo DE 300 STB/d fluindo no poço, denominado Poço1, sempre respeitando a premissa de pressão máxima de fundo de poço (*bottomhole pressure* - BHP) de 250 psi;
- BHP: pressão de fundo de poço (*bottomhole pressure* – BHP) estabelecida em 250 psi.

Além disso, conforme sugerido por alguns autores (RUSSEL & PRATS, 1962) (KATZ & TEK, 1961), foi igualmente averiguada a sugestão de que, havendo certo grau de fluxo cruzado intercadas, a camada de menor permeabilidade poderia ser produzida satisfatoriamente através da mais permeável. Assim, para cada caso, foi avaliada uma situação com o poço completado por toda a extensão vertical do reservatório (*Complete Well* – CW), como exposto no modelo, além de uma segunda na qual apenas a parte imersa na zona superior produz (*Partial Well* – PW).

Foram avaliados os impactos de 3 parâmetros no grau de fluxo cruzado e no desempenho do reservatório: Permeabilidade da camada de pior qualidade; raio de extensão da camada mais permeável; espessura da camada de maior permeabilidade. Para cada um deles foi analisada uma situação contemplando cada uma das duas estratégias de simulação citadas anteriormente, das possibilidades de zonas de produção total ou parcial e considerando um reservatório cuja interface entre os dois estratos confere uma barreira à permeabilidade vertical, impossibilitando o fluxo cruzado intercadas (*No Crossflow* – NCF).

Por fim, verificou-se a validade da hipótese do modelo homogêneo equivalente. Isso significa que, considerando um grau máximo de *crossflow*, sem nenhuma espécie de impedimento ao fluxo, ou seja, no caso de uma permeabilidade vertical tendendo ao infinito ($k_z \rightarrow \infty$), cada camada produziria uma quantidade de óleo proporcional a sua permeabilidade, não havendo zonas de depleção primária, exatamente como um reservatório de mesmas dimensões composto por apenas uma camada de permeabilidade e porosidade (para fins de mesmo volume total de óleo *in place*) médias, ponderadas pelas espessuras de cada estrato, conforme equações (31) e (33).

A seguir serão descritos os pormenores de cada caso simulado.

4.2.1. Variando a Permeabilidade da Camada Inferior (k_2)

A permeabilidade da camada de pior qualidade foi variada produzindo três casos. Mantendo-se constantes todos os outros parâmetros do problema conforme descritos na Seção 4.1, as permeabilidades seguiram a seguinte ordem de variação: $k_2 = 5 \text{ mD}$, $k_2 = 25 \text{ mD}$, $k_2 = 100 \text{ mD}$.

Além disso, como explicado anteriormente na Seção 4.14.2, foi igualmente considerado o reservatório cuja interface entre os estratos não apresenta permeabilidade vertical, impedindo o fluxo cruzado intercamadas e para todos os casos foram utilizadas as duas estratégias de produção, bem como os dois modos de completação, variando a área de drenagem exposta aos canhoneados.

Desse modo, para cada um dos três valores atribuídos à k_2 , os casos foram distribuídos conforme o esquema da Figura 12.

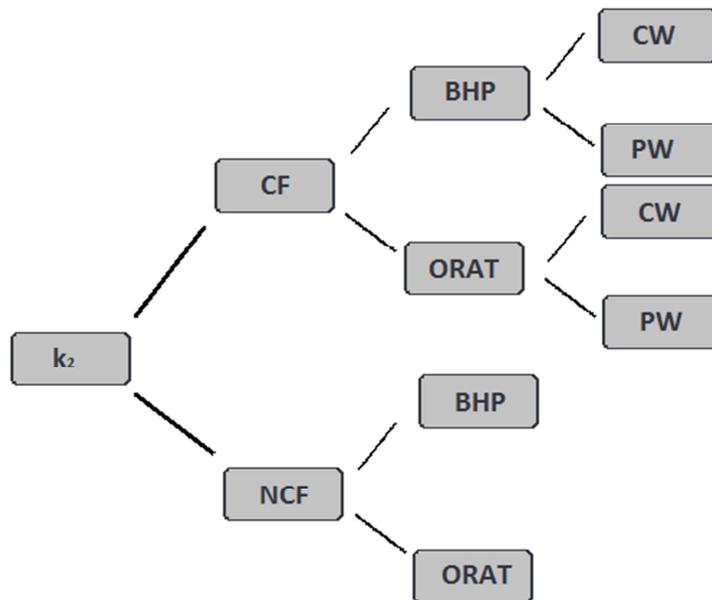


Figura 12 - Organograma das Simulações Feitas para a Variação de K_2 para cada um dos 3 valores considerados (5mD, 25mD e 100mD)

4.2.2 Variando o Raio da Zona de Maior Permeabilidade (R_1)

O raio (R_1) da camada de melhor qualidade foi variado de três maneiras distintas. Mantendo-se constantes todos os outros parâmetros do problema conforme descritos na Seção 4.1, as razões entre o raio total do reservatório (R) e o da camada superior (R_1) seguiram a seguinte ordem de variação: $R_1/R = 1$, $R_1/R = \frac{1}{2}$ e $R_1/R = \frac{1}{4}$.

Contudo, deve-se manter atenção quanto à distribuição geométrica das dimensões radiais de cada célula no modelo. Assim, o comprimento da camada alta permeabilidade ficou conforme Tabela 2:

Tabela 2 - Raio da camada de maior permeabilidade de acordo com a variação de R_1/R

R_1/R	Bloco (l, *, *)	D _{Ri}	R
1/4	41	51,751	341,007
1/2	46	117,848	776,547
1	50	227,638	1499,998

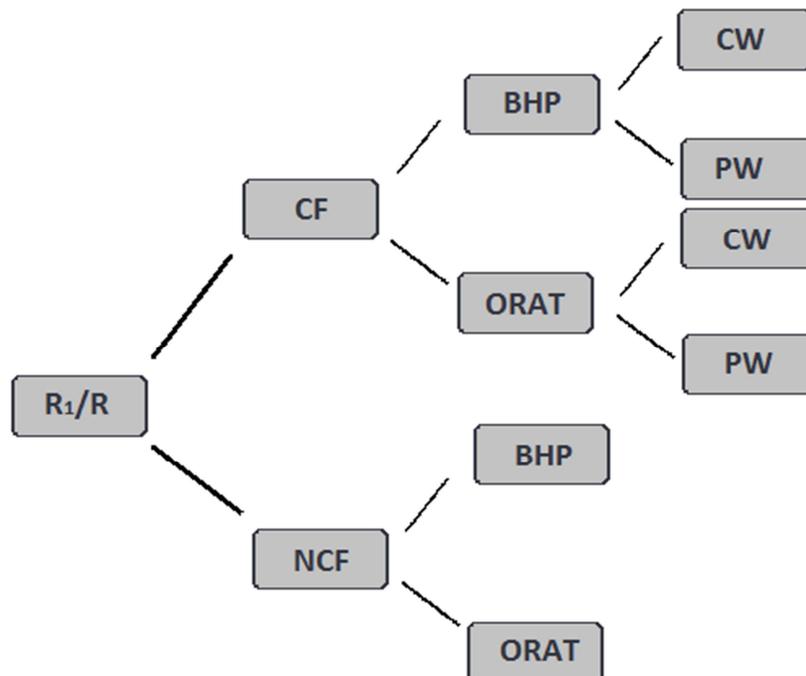


Figura 13 - Organograma das Simulações Feitas para a Variação da Razão R_1/R para cada um dos 3 valores considerados (1, 1/2 e 1/4)

Além disso, como explicado anteriormente na Seção 4.2, foi igualmente considerado o reservatório cuja interface entre os estratos não apresenta permeabilidade vertical, impedindo o fluxo cruzado intercamadas (NCF) e para todos os casos foram utilizadas as duas estratégias de produção (ORAT e BHP), bem como os dois modos de completção (CW e PW), variando a área de drenagem exposta aos canhoneados.

Desse modo, para cada um dos 3 valores atribuídos à R_1/R , os casos foram distribuídos conforme o esquema da Figura 13.

4.2.3. Variando a Espessura (H_1) da Camada de Maior Permeabilidade

A espessura (H_1) da camada de melhor qualidade foi variada de três maneiras distintas. Mantendo-se constantes todos os outros parâmetros do problema conforme descritos na Seção 4.24.1, as razões entre a espessura total do reservatório (H) e a da camada superior (H_1) seguiram a seguinte ordem de variação: $H_1/H = \frac{1}{4}$, $H_1/H = \frac{1}{3}$ e $H_1/H = \frac{1}{2}$.

Além disso, como explicado anteriormente na Seção 4.2, foi igualmente considerado o reservatório cuja interface entre os estratos não apresenta permeabilidade vertical, impedindo o fluxo cruzado intercamadas (NCF) e para todos os casos foram utilizadas as duas estratégias de produção (ORAT e BHP), bem como os dois modos de completção (CW e PW), variando a área de drenagem exposta aos canhoneados.

Desse modo, para cada um dos três valores atribuídos à H_1/H , os casos foram distribuídos conforme o esquema da :

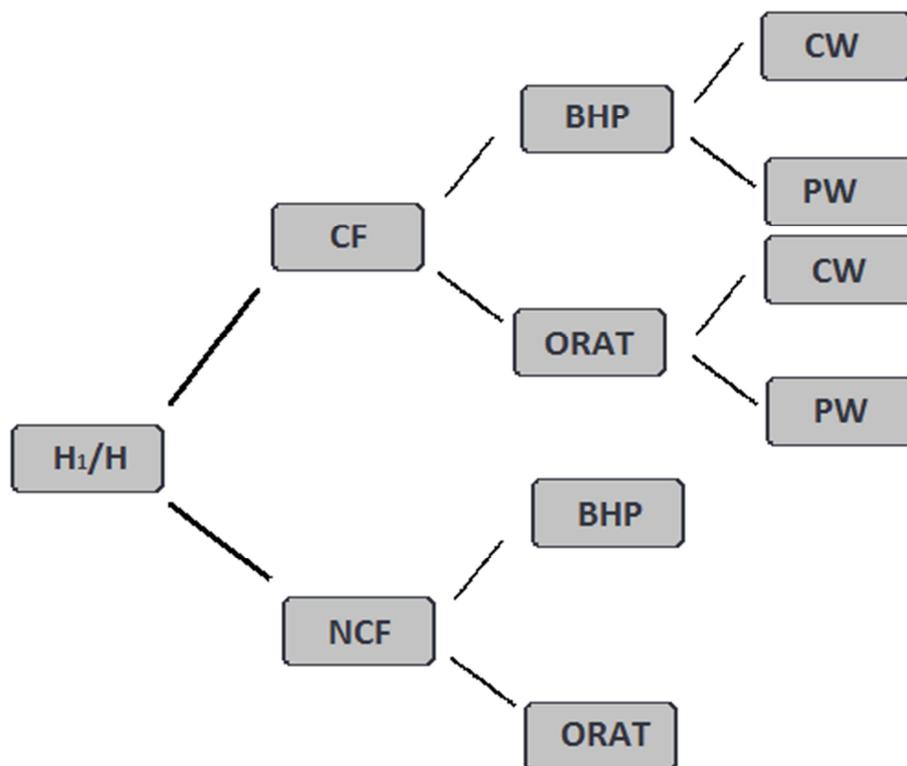


Figura 14 – Organograma das Simulações Feitas para a Variação da Razão R1/R para cada um dos 3 valores considerados (0, 1/4, 1/3 e 1/2)

4.3 Simulação Computacional

Para cada um dos casos citados na Seção 4.2, o simulador ECLIPSE® da empresa francesa *Schlumberger* foi a ferramenta utilizada para solução do modelo, rodado a partir da licença firmada em contrato com a Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Este simulador comercial segue uma linguagem própria de interpretação bem detalhada em seu manual. O arquivo de entrada é um arquivo de texto salvo como *.data* e os mais variados *outputs* são, geralmente, exportáveis para outros *softwares* do pacote da empresa, como o *Petrel*®. Um exemplo do código de texto utilizado na simulação de um dos casos avaliados nesse trabalho é apresentado no apêndice.

Inicialmente, pensou-se em realizar a simulação diretamente no *Petrel*®. Contudo, descobriu-se que não é possível nem a criação nem a visualização de um malha radial nesse software, impossibilitando sua utilização para execução das

simulações. Entretanto, ele é capaz de importar os dados de saída do ECLIPSE® para a análise dos resultados graficamente. Desse modo, conforme exemplificado na Figura 15, a partir desse *software* que os resultados foram interpretados graficamente.

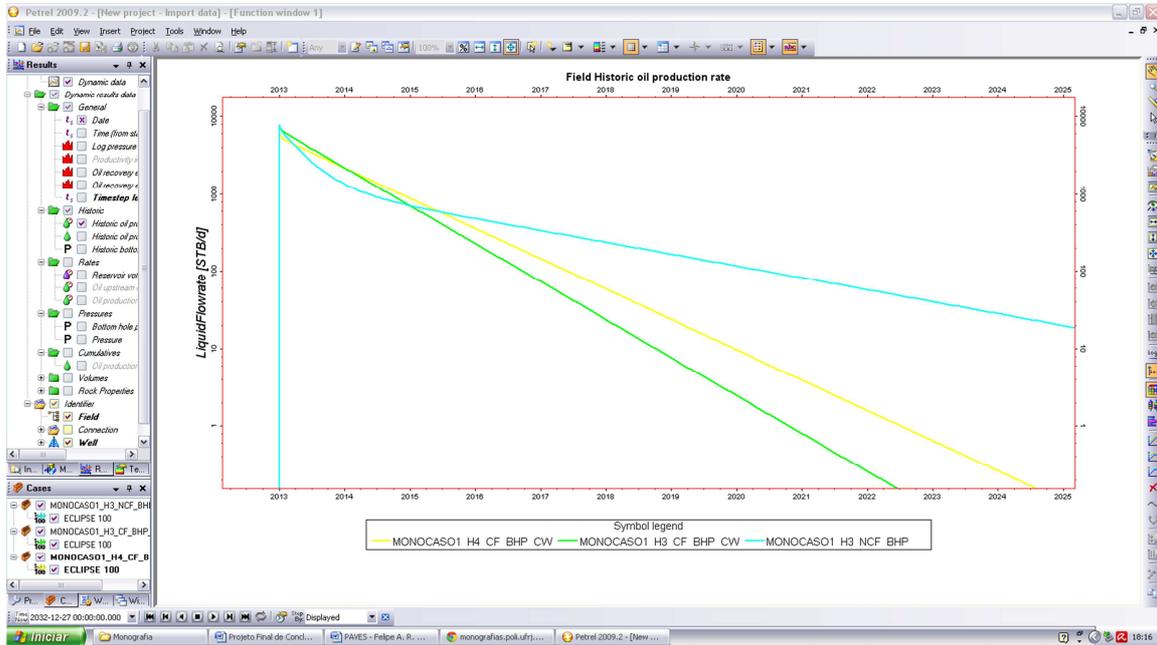


Figura 15 - Exemplo da análise gráfica realizada no IPetre®

O software que permitiria a visualização do grid radial seria o FloViz®, também parte do pacote da Schlumberger, conforme ilustrado na Figura 16.

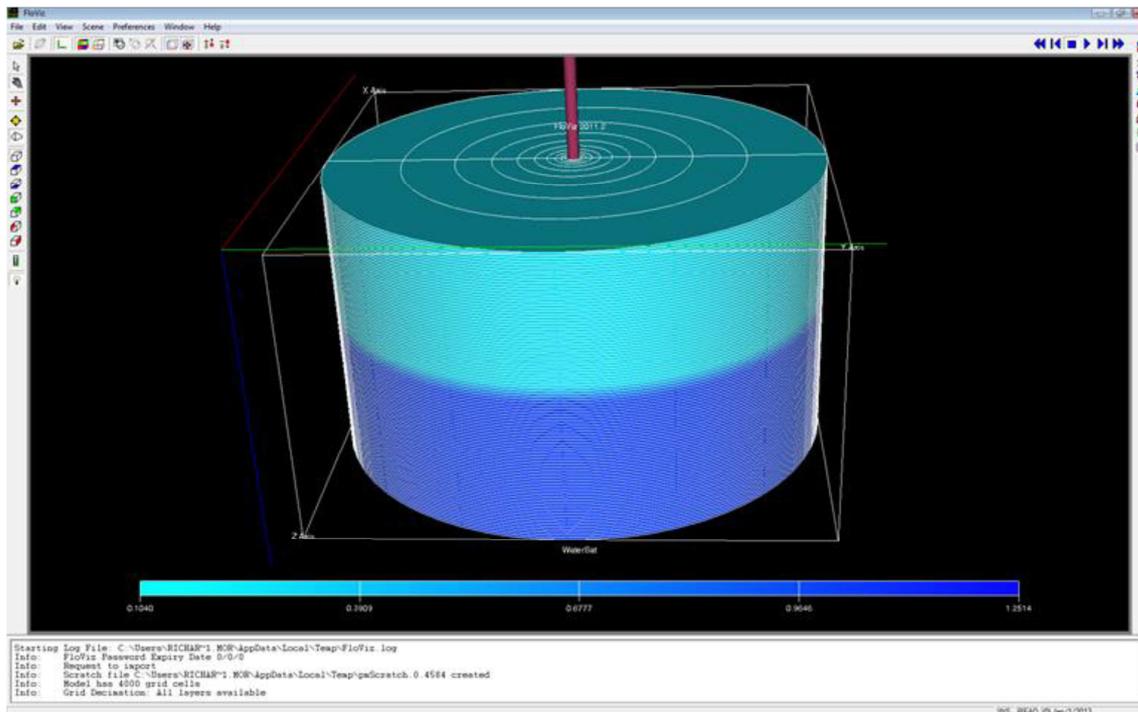


Figura 16 - Exemplo de grid cilíndrico visualizado no FloViz® (Fonte: Poubel, 2013)

4.4 Considerações Finais

O capítulo em questão apresentou os estudos de caso abordados neste trabalho, além de uma breve descrição do método de solução do problema utilizado pelo simulador. O modelo físico, a definição dos parâmetros e a representação computacional foram descritos com detalhes. Também foi apresentada a estratégia de produção e o procedimento de distribuição dos 56 casos de simulação: três casos para a permeabilidade da camada inferior, três para a razão entre os raios da zona mais permeável e do reservatório e, finalmente, três para a razão entre espessuras da camada superior e total do reservatório. Para cada um deles foram avaliadas as situações nas quais o fluxo cruzado é possível e impossível, bem como duas estratégias de produção por métodos diferentes de controle de poço e duas possíveis maneiras de completção do poço, compondo as 54 variantes. Porém, vale a pena ressaltar que algumas dessas variações acabam por representar o mesmo problema físico.

Algumas janelas do software Petrel®, que possibilitou a análise gráfica dos resultados na qual se baseará a discussão do assunto, também foram expostas. Imagens

do FloVIZ®, que possibilitaria a visualização da malha radial e do fenômeno do fluxo cruzado e das zonas de diferentes permeabilidade não puderam, infelizmente, ser apresentadas devido a impedimentos de informática. Entretanto, foram expostas ilustrações de como elas seriam.

5 Análise e Interpretação dos Resultados

O presente capítulo objetiva expor os resultados mais significativos gerados pelas simulações dos cenários propostos na seção 4.2. Todos os gráficos citados no presente capítulo, fruto das simulações, se encontram no Apêndice A, ao fim deste trabalho.

Inicialmente, vamos analisar o fenômeno do fluxo cruzado em reservatórios lenticulados a partir da influência de variações da permeabilidade horizontal na camada de menor permeabilidade e, em seguida, o impacto da variação das dimensões do estrato mais permeável, ou seja, seu raio e sua espessura, na performance e na produtividade do reservatório. Para cada caso mais significativo, serão igualmente interpretadas as possibilidades de completação e de estratégia de produção, bem como as diferenças entre os casos onde o *crossflow* é e não é possível. A partir daí, veremos como o modelo equivalente de apenas uma camada homogênea se comporta como substituinte do sistema original para projeções do desempenho do campo.

O tempo médio de simulação para cada um dos casos rodados foi de, aproximadamente, 40 segundos, para simular um período de vinte ou vinte e cinco anos de produção (janeiro de 2013 a dezembro de 2033 ou 2038), dependendo do tempo necessário para que a análise da curva de produção acumulada pudesse ser completamente concretizada.

Durante as rodadas, buscou-se atingir o melhor nível possível de verossimilhança com a realidade dada as limitações das simplificações geradas pelas hipóteses do modelo. Também se deve ressaltar que o simulador não apresentou erros graves de convergência, garantindo a confiabilidade das curvas que foram geradas para a interpretação.

5.1 Sensibilidade à Variação da Permeabilidade da Camada menos Permeável (k_1)

Conforme descrito na seção 4.2, mantidos todos os outros parâmetros inalterados, foram considerados quatro valores para a permeabilidade da zona inferior. Assim, é possível dividir a análise em duas partes: primeiramente avaliaremos as performances do caso de produção somente pela zona de alta permeabilidade comparativamente ao modelo com o poço totalmente completado com e sem fluxo cruzado para um mesmo valor de baixa permeabilidade da camada de pior qualidade; em um segundo momento, confrontaremos os casos das permeabilidades distintas para comparação da propriedade propriamente dita.

Todos os gráficos referentes às análises das seções procedentes podem ser consultados no apêndice A do presente estudo.

5.1.1 Análise dos Casos para $k_2 = 5 mD$

O Gráfico 8 mostra, em escala semi-log para linearização da curva, a vazão de produção de óleo (único líquido presente no reservatório), em STB/d, pelo tempo, em anos, para três casos diferentes, mantendo $k_2 = 5 mD$. Tendo em vista a grande diferença de permeabilidades, cuja razão $k_1/k_2 = 40$, a vazão de produção substancialmente mais alta da zona de maior permeabilidade gera uma taxa de produção significativa mais rapidamente nesse estrato. Desse modo, logo no início da vida produtiva do poço, a diferença de pressão entre as duas camadas induz o início do fluxo cruzado mesmo antes da depleção efetiva do estrato superior, provocando um rápido estabelecimento do regime pseudo-permanente de produção para ambas as variações de completação, uma vez que a camada de alta permeabilidade acusa os efeitos de fronteira velozmente.

Por sua vez, no caso onde há uma barreira que impede o fluxo na interface entre as camadas, pode-se perceber o surgimento de uma primeira reta, simbolizando o estabelecimento de um regime pseudo-permanente de produção seguido, logo no segundo ano, por um novo período de transiente que antecede um segundo, e definitivo,

regime pseudo-permanente. O transiente em questão significa que o gradiente de pressão está sentindo os efeitos de fronteira selada na camada menos permeável que, obviamente, acontece mais tarde que da camada superior, a qual já atinge um nível mais avançado de depleção uma vez inexistentes os efeitos de recarga produzidos pelo *crossflow*. Assim, a segunda reta representa o perfil de produção do regime pseudo-permanente estabelecido, a taxas visivelmente mais modestas.

O fim da produção, ao menos significativa, da camada de maior permeabilidade após o segundo transiente do caso sem *crossflow* pode ser comprovado ao se observar o Gráfico 9. Nele fica evidente uma estabilização horizontal da curva correspondente à célula (1, 1, 1) para este caso, o que, considerando a isotropia e homogeneidade da zona, significa que todas as 10 células pelas quais o poço produz nessa camada têm vazões iguais e, portanto, bem próximas de zero. Enquanto isso, a produção acumulada através das células constituintes da zona inferior continuam em crescimento, mesmo que, dezessete anos pós o fim da produção daquela, esta não consiga alcançar seus volumes finais, o que simboliza a diferença dentre a quantidade de óleo economicamente recuperável de cada uma delas, reflexo da discrepância de permeabilidades.

Em seguida, o Gráfico 10 não somente confirma o que foi dito devido à acentuada queda da taxa de crescimento da produção de óleo acumulada do caso sem fluxo cruzado, mas também nos possibilita interpretar a completação do poço quando analisado concomitantemente a outras curvas. Observa-se que a produção acumulada de óleo quando o *crossflow* é possível e o poço produz apenas pela zona superior caminha bem próximo do caso cujo poço produz a partir de ambas as camadas. Quando a camada de pior qualidade não produz diretamente para o poço, a diferença de pressão entre os estratos, a qual está intimamente relacionada ao grau de fluxo cruzado, é mais expressiva e ocorre mais rapidamente. Assim, conforme sugerido pelo Gráfico 9, embora não haja produção diretamente das células do estrato inferior, o volume produzido pelas superiores é potencializado. Desse modo, conforme o Gráfico 8, a maior vazão inicial total do modelo com poço completado até o fim do reservatório é, no começo do segundo ano de produção, superada, o que é explicado pela queda mais acelerada da pressão média desse reservatório, como explicitado no Gráfico 11. Assim,

a tendência final das curvas de produtividade acumulada é de se encontrarem após certo tempo.

Portanto, podemos dizer que, para o caso em questão, a camada inferior menos permeável de um reservatório de duas camadas que permitam troca de fluidos entre si uma vez que exista diferença de pressão suficiente, pode ser produzida a partir de um poço perfurado e completado somente no estrato superior sem perdas significativas de recuperação final de óleo, ao menos quando a diferença entre a permeabilidade das zonas é expressiva. Por fim, é válido ressaltar que a vantagem econômica de se produzir por esse tipo de poço esta relacionada à maior rapidez com que ele entra em produção, visto que será necessário perfurar e completar uma profundidade menor. Esse ganho de tempo deve ser confrontado com a ascensão mais acelerada da curva de produção acumulada quando o poço é completado em toda a extensão do campo para que a devida análise econômica determine a melhor estratégia.

5.1.2 Análise do Impacto da Variação de k_2

Na presente seção verificaremos o impacto da variação de k_2 nas conclusões precedentes. O leitor perceberá como o ganho de permeabilidade da camada inferior reduz os volumes de fluido que migram de um estrato para o outro, aumentando, porém, a performance do reservatório graças ao acréscimo da permeabilidade média total.

Inicialmente, analisando somente o Gráfico 12 podemos claramente perceber as peculiaridades das curvas de performance dos três casos conforme a razão de permeabilidades vai diminuindo.

Talvez a primeira mudança que se percebe diz respeito ao aumento da vazão e redução do tempo com que ocorre o estabelecimento do regime pseudo-permanente final para o caso de estratos não comunicantes. Sendo as permeabilidades das zonas menos discrepantes, ambas são depletadas de forma mais semelhante, sobretudo quando levado em consideração o fluxo cruzado. Assim, quando avaliamos $k_2 = 100 mD$, os efeitos de fronteiras são sentidos por ambas as camadas quase que concomitantemente, além do período transiente ser atingido logo e ter curta duração, sendo esta a segunda

curva de melhor desempenho, conforme gráficos Gráfico 12Gráfico 13. Também é fácil de perceber que, independentemente da razão de permeabilidades, os casos com completação em ambas as zonas, onde o fluxo cruzado é possível, são aqueles de melhor produtividade quando comparados dentro dos modelos de mesma k_1/k_2 . Além disso, as curvas de vazão sofrem as mesmas tendências do Gráfico 7 na seção 263.2, conforme previsto pela modelagem analítica de Russel & Prats (1962a).

Entretanto, é possível que a conclusão mais interessante seja para os casos de poço completado apenas na zona de alta permeabilidade. Os gráficosGráfico 12Gráfico 13Gráfico 14 mostram uma performance muito semelhante, quase que insensível as variações de permeabilidade da camada inferior. Isso pode ser atribuído à produção desta ser exclusivamente através do *crossflow*, portanto, dependente do gradiente de pressão entre as camadas e da permeabilidade vertical, que se mantém inalterada. Todavia, a melhora da produtividade conforme k_2 cresce se deve a maior facilidade com que um elemento volumétrico infinitesimal de fluido se move horizontalmente no estrato inferior, se aproximando do poço e facilitando o escoamento pela interface delimitada pelas camadas.

Ademais, quando um caso demonstra vazões iniciais maiores que outro, a pressão média de seu reservatório, evidentemente, se reduz mais rapidamente (Gráfico 14), fazendo com que sua taxa de produção seja superada em algum momento, concretizando a tendência de aproximação das curvas de produção acumulada (Gráfico 13) conforme o campo se torna maduro. Até então, tudo o que se inferiu na seção 5.1.1 pode analogamente ser concluído para e é confirmado pelos casos aqui expostos.

Por sua vez, o Gráfico 15 nos permite determinar separadamente a vazão de óleo de cada respectiva camada. *Oil upstream flow rate* é a vazão de óleo que entra no poço através da célula (1, 1, k_i) até a (1, 1, k_n) em função do tempo, sendo “i” a célula em questão e “n” a última, de maior profundidade. Portanto, as retas referentes à célula (1, 1, 11) mostram a vazão de óleo que entra no poço através da zona de pior qualidade e, estando a interface dos dois estratos entre os volumes (i, j, 10) e (i, j, 11), a diferença entre as curvas de mesma cor no Gráfico 15 representa a vazão de óleo referente à camada superior, considerando também as taxas de fluxo cruzado, logo, fluidos proveniente de ambos os estratos. Fica claro pelas distâncias entre as retas referentes a

uma mesma simulação que quanto maior o valor de k_2 , mais autônoma é a produção do óleo presente nesta camada, diminuindo não só o volume proveniente da parte superior como também do fluxo cruzado.

Finalmente, sendo o Gráfico 15 de escala semi-log e composto, para um mesmo reservatório, por retas paralelas, é válido ressaltar o decaimento exponencial das vazões de óleo em função do tempo para ambos os estratos como para o *crossflow*.

5.2 Sensibilidade à Variação do Raio da Camada mais Permeável (R_1)

Conforme descrito na seção 4.2, mantidos todos os outros parâmetros inalterados, foram considerados três valores para o raio da zona superior. Assim, como realizado anteriormente, a análise será separada em duas partes: primeiramente avaliaremos as performances do caso de produção somente pela zona de alta permeabilidade comparativamente ao modelo com o poço totalmente completado com e sem fluxo cruzado para uma mesma extensão do raio da camada de melhor qualidade; em um segundo momento, confrontaremos os casos dos raios distintos para comparação da variação da propriedade propriamente dita.

Tanto nessa seção quanto na seção 5.3, algumas conclusões referentes aos reservatórios lenticulados com fluxo cruzado já previamente citadas na seção 5.1 não serão comentadas, ao menos a fundo, a fim de se evitar redundâncias desnecessárias. Entretanto, tudo o que se pode inferir quanto às peculiaridades da variação de R_1 serão esclarecidas.

5.2.1 Análise dos Casos para $R_1/R = 1/4$

O Gráfico 16 mostra, em escala semi-log para linearização da curva, a vazão de produção de óleo (único líquido presente no reservatório), em STB/d, pelo tempo, em anos, para três casos diferentes de produção a BHP constante, mantendo $R_1/R = 1/4$. Embora fiquem evidentes as semelhanças com o comportamento das curvas da seção 5.1.1, percebe-se que o caso onde não há fluxo cruzado apresenta uma vazão maior que

no modelo de poço completado parcialmente. Esse fato pode ser explicado pela depleção mais rápida do volume de maior permeabilidade que, aqui, deixa de compreender uma zona por inteiro, passando a sentir o efeito da expansão do raio de drenagem que atinge a parte de menor permeabilidade da segunda metade da primeira camada logo em um momento inicial, no qual o *crossflow* ainda não foi estabelecido em sua plenitude.

Já o

Gráfico 17, embora esteja em escala semi-log no tempo, tem a mesma tendência do Gráfico 10, ficando claro o distanciamento entre as curvas que representam os dois casos cujas zonas são comunicáveis. Tal fato já era esperado uma vez que, com a redução do raio da parte do reservatório de maior permeabilidade, a interface por onde ocorre o fluxo cruzado sofre uma drástica redução, diminuindo a área transversal ao fluxo, levando a uma perda de produtividade do poço, que depende do *crossflow* para explorar efetivamente a camada inferior quando o poço não é completamente até o fim.

Contudo, uma peculiaridade que não pode ser vista anteriormente é o início da curva de produção acumulada quando os estratos não são comunicáveis estar acima do caso a poço parcialmente completado, tendência que se inverte antes mesmo do fim do primeiro ano. Os dois fatos são comprovados pelas vazões expressas no Gráfico 16, que são explicadas pela não produção instantânea da camada inferior quando da entrada em operação do campo, apenas tendo início uma vez que o gradiente de pressão entre as zonas é suficiente para gerar o *crossflow*.

O Gráfico 18 nos possibilita fazer inúmeras afirmações quanto aos volumes de fluxo cruzado. Primeiramente, comparando o fim das curvas referentes às duas células para uma mesma simulação, para que não haja interferência do nível de depleção devido às variações de permeabilidades, a diferença entre os volumes produzidos equivale à variação de volume de *crossflow* produzido através das conexões (1, 1, 1) e (1, 1, 11). Ela é máxima para o modelo 'PW', visto que toda a produção da zona inferior ocorre por intermédio do fluxo cruzado, intermediária para CW e nula quando os estratos não estão interconectados. Diferentemente do que foi visto no Gráfico 9, a aproximação das curvas de 'NCF', justificada pela intercessão no Gráfico 19 quando a depleção avançada

da zona superior reduz sua vazão, atinge o ponto de sobreposição, proporcionando um mesmo volume recuperado final já que as saturações, as porosidades e o *net-pay* são as mesmas em ambos os casos, com a ressalva do tempo de produção necessário, impacto das permeabilidades horizontais.

Ainda no que diz respeito ao mesmo gráfico, uma vez decorrido tempo suficiente para a sobreposição das linhas do

Gráfico 17, a comparação do fim das curvas referentes a uma mesma célula para simulações diferentes permite inferir não somente quanto aos volumes de *crossflow* produzido a mais por ‘PW’ que por ‘CW’ em (1, 1, 1), mas também quanto a seu valor total quando a comparação é feita em relação ao caso cujas camadas são isoladas. Estendendo a mesma análise em relação à (1, 1, 11), obtém-se o quanto essa conexão deixou de produzir para que esse volume se deslocasse verticalmente, tendo sido explorado por meio da camada superior.

Assim, a Tabela 3 demonstra, aproximadamente, esses volumes. Nela vemos que o volume produzido por fluxo cruzado é, por vezes, preponderante, o que pode ser explicado pelo maior *net-pay* da camada de menor permeabilidade.

Tabela 3 - Volumes aproximados de fluxo cruzado produzidos pela conexão (1, 1, 1)

Volume [STB]			
Caso	Total	Referente à Camada	Referente ao Fluxo Cruzado
CW	156.000	72.000	84.000.000
PW	200.000	72.000	128.000.000
NCF	72.000	72.000	0

Em seguida, conforme raciocínio lógico da seção 5.1.2, o fato da distância ser nula entre as curvas para a simulação cujos estratos não são comunicantes no Gráfico 20 determina com exatidão o momento no qual a camada superior atinge seu ponto de depleção total para esse modelo, cessando sua produção.

Por fim, o Gráfico 21 nos possibilita concluir que, não havendo conexão entre os estratos, a vazão de produção de qualquer conexão de uma mesma camada é a mesma. Opostamente, sendo possível o fluxo cruzado, dentro de uma mesma zona, as

conexões mais próximas da interface de mudança de permeabilidade serão aquelas de maior produtividade, conforme será comprovado na seção 5.3.1.

5.2.2 Análise do Impacto da Variação de R_1

Nessa seção mostraremos graficamente por diversos métodos porque se pode inferir sobre uma crescente redução das vazões de fluxo cruzado conforme a redução do raio da camada de maior permeabilidade, provocando visíveis perdas de performance.

O Gráfico 22, tanto quanto em seções anteriores, é um bom modo de qualificar a performance dos modelos. Assim, percebe-se que a redução de metade do comprimento do raio da camada de maior permeabilidade não impactou significativamente a produtividade do modelo com poço completado até o final, podendo a singela diferença entre as curvas de R1 e R2 ser atribuída a redução da permeabilidade média do estrato superior. Contudo, quando fazemos essa redução à quarta parte, a queda de produtividade é mais sensível, mostrando que mais importante que a área de rocha permeável transversal ao fluxo cruzado, a sua localização perto do poço produtor é um fator de maior relevância. Por esses mesmos motivos, quando o *crossflow* é estabelecido em sua plenitude em 'R1_PW', 'R4_CW' ainda não atingiu esse estágio, acarretando a superação da produção desta pela daquela.

As previsões quanto aos desempenhos discutidos anteriormente podem ser realizadas a partir das vazões (Gráfico 23). O intenso declínio no início de ambas as curvas para 'R4', justifica seus piores desempenhos, principalmente para o caso de completação parcial cujas vazões são bem abaixo de seus equivalentes para outras razões entre os raios, fazendo com que essa opção valha cada vez menos a pena para desenvolvimento otimizado do campo.

Além da piora na permeabilidade média do campo, a redução do raio de rocha mais permeável é outro motivo, e talvez o principal, para a perda de desempenho. Isso ocorre especialmente por causa das quedas nas taxas de *crossflow* que ficam evidentes no Gráfico 25 pela comparação dos casos de mesma completação, onde a piora de 'R2' em relação à 'R1' é ligeira, porém bem mais acentuada em 'R4', indicando uma não

linearidade. Por sua vez, para as indicações de ‘NCF’, a piora é explicada pela troca de um volume de alta por um de baixa permeabilidade, o que é comprovado pela sobreposição tardia dessas curvas no Gráfico 25. Nele, a maior produção acumulada final para ‘R2’ sugere que uma menor parcela do volume contido nas células (i, j, 11) foi produzido pela camada superior via fluxo cruzado, diferença quase imperceptível entre ‘R3’ e ‘R4’.

Por fim, o Gráfico 26, permitindo obter a vazão de óleo da camada superior através da diferença entre as curvas de uma mesma simulação (mesma cor), mostra que, a redução de R_1 provocando aproximação das curvas, menos volume flui ao poço pelas conexões superiores. Isso ocorre tanto pela perda de permeabilidade média da camada quanto do *crossflow*.

5.3 Sensibilidade à Variação da Espessura da Camada mais Permeável (H_1)

Conforme descrito na seção 4.2, mantidos todos os outros parâmetros inalterados, foram considerados três valores para a espessura da zona superior, não alterando a espessura total do reservatório. Assim, conforme realizado anteriormente, a análise será separada em duas partes: primeiramente avaliaremos as performances do caso de produção somente pela zona de alta permeabilidade comparativamente ao modelo com o poço totalmente completado com e sem fluxo cruzado para uma mesma extensão do raio da camada de melhor qualidade; em um segundo momento, confrontaremos os casos das espessuras distintas para comparação da variação da propriedade propriamente dita.

Conforme dito previamente, algumas conclusões referentes aos reservatórios lenticulados com fluxo cruzado já previamente citadas nas seções 5.1 e 5.2 não serão comentadas, ao menos a fundo, a fim de se evitar redundâncias desnecessárias. Entretanto, tudo o que se pode inferir quanto às peculiaridades da variação de H_1 será esclarecido.

5.3.1 Análise dos Casos para $H_1/H = 1/4$

O Gráfico 27 mostra o efeito da redução do estrato de maior permeabilidade na vazão instantânea do poço. A rápida expansão do raio de drenagem faz com que os efeitos de fronteira selada sejam logo sentidos, quase imperceptível na curva, indicando um rápido início da depleção efetiva de toda a zona superior. Assim, uma vez terminado o período transiente e estabelecido o regime pseudo-permanente de produção, apenas a inferior tem vazões significativas de óleo, conforme concluído anteriormente. Além disso, o Gráfico 28 aponta para uma perda substancial de desempenho para todos os casos, sendo, como antes, o modelo de estratos não comunicáveis o menos vantajoso. O aumento expressivo do tempo necessário para que a completação parcial atinja a produção da completa, provavelmente pela ação conjunta das reduções da permeabilidade média do reservatório e do fluxo cruzado, compromete sua vantagem, que só seria válido se o ganho de tempo devido ao início mais rápido de produção alcançasse os valores impraticáveis de 13 anos, aproximadamente, não consideradas taxas de desconto.

Conforme sugerido na seção 5.2.1, o Gráfico 29 comprova a hipótese de maior produtividade pelas conexões mais próximas à interface entre as camadas, fruto do grau de fluxo cruzado mais elevado, tanto para a zona superior, quanto em trânsito na inferior, validando o que foi concluído anteriormente. Embora possa não parecer claro em um primeiro momento, o Gráfico 30 aponta para esse volume mais significativo de produtividade também para células da camada inferior que estejam mais próximas da interface. Em seguida, o Gráfico 31 estende essa conclusão para a simulação cuja completação do poço é feita apenas no estrato superior. Nesse caso, é válido ressaltar que, sendo o *crossflow* potencializado pela redução do canhoneado, já que a camada inferior só pode ser produzida pela superior, as discrepâncias de volume entre as conexões $(1, 1, K_n)$ e $(1, 1, K_{n-1})$ são ainda maiores.

5.3.2 Análise do Impacto da Variação de H_1

Fazendo uma analogia ao Gráfico 6 da seção 3.2, o Gráfico 32 plota as vazões de óleo para diferentes casos de H_1/H . Contudo, diferentemente daquele, neste as curvas se interceptam ao menos uma vez em um dado momento da vida produtiva do campo,

indicando diferentes taxas de depleção. Isso não ocorre no modelo de Russel & Prats (1962a), pois ele considera variações da espessura da camada de menor permeabilidade, alterando, assim, o *net-pay* total do sistema, fazendo com que o volume de óleo *in place* aumente na mesma proporção que H_2 . Essa metodologia resulta em um ganho absoluto de produção e em consequente inconsistência para fins comparativos, sendo prático, porém, em determinar o potencial de produção com auxílio do fluxo cruzado de zonas extensas de baixas permeabilidade.

O histórico de produção acumulada de óleo (Gráfico 33) confirma que, conforme H_1 ganha em importância, melhor é a produtividade do reservatório para ambas as formas de completção, sendo ligeira a diferença entre 'CW' e 'PW' para $H_1/H = 1/2$ em favor do primeiro e quase inexistente entre 'H4 CW' e 'H3 PW', embora aqui a completção parcial seja mais vantajosa. É válido salientar que o aumento de espessura da camada superior em detrimento da inferior muda a permeabilidade média do campo e os volumes de óleo em cada uma delas, influenciando na performance da simulação. Obviamente, a curva de pior desempenho é a de espessura mais modesta do estrato superior com poço parcialmente completado, o que não somente reduz o volume de maior permeabilidade, como também a área vertical aberta ao fluxo.

Contudo, seguida pela de mesma espessura, mas de completção total, esta é a simulação que mais gerou volume produzido através da conexão (1, 1, 1) (Gráfico 34), apontando para um fluxo cruzado de maior magnitude, visto que o volume de óleo neste bloco do grid é o mesmo para todas as situações já que a porosidade e a saturação são homogêneas e constantes. Ademais, as curvas de mesma cor representam os volumes acumulados por cada célula para um mesmo caso, facilitando a comparação. Estando ambas as conexões na zona superior quando $H_1/H = 1/2$, mais uma vez pode-se visualizar a diferença existente entre o volume de fluxo cruzado que chega em células de diferentes profundidades de uma mesma camada.

Portanto, como anteriormente, pode-se afirmar que a presença do *crossflow* é favorável ao desenvolvimento de um campo. Todavia, seu ganho de magnitude em detrimento de uma melhor permeabilidade média ou de um canhoneado mais extenso

podem não compensar a perda de produtividade devido a um reservatório ou um método de exploração de pior qualidade.

5.4 Limites Máximo e Mínimo para a Performance

Após averiguar a influência da permeabilidade da camada de menor qualidade e do raio e espessura da camada de maior, a determinação dos extremos máximo e mínimo para a performance dos reservatórios lenticulados com fluxo cruzado (Gráfico 35) será sugerida, conforme proposto por KATZ & TEK (1961).

O modelo base nesse caso, conforme a curva “MonoCaso1_K25_CF_BHP_CW”, é (Tabela 4):

$$k_2 = 25 \text{ mD}; \quad R_1/R = H_1/H = 1/3; \quad k_z = 20 \text{ mD}; \quad \phi_1 = 20\%; \quad \phi_2 = 15\%$$

O qual representa um reservatório que permite fluxo cruzado no mesmo estilo dos vistos anteriormente, produzindo a BHP constante e poço completado até o fim da segunda zona de óleo.

Tabela 4 - Valores de k e ϕ para o modelo homogêneo equivalente

Camada	k (mD)	ϕ	h (ft)	kh (mD.ft)	ϕh (ft)
1	200	0,20	300	60.000	60
2	25	0,15	600	15.000	90
Equivalente	83,33	0,17	900	(kh)$_{\tau}$ = 75.000	(ϕh)$_{\tau}$ = 150

O extremo inferior é composto pela pior performance possível para reservatórios lenticulados que, conforme visto nas seções anteriores, é o caso para o qual o fluxo cruzado não é possível devido a barreiras impermeáveis na interface entre os dois estratos, representando a soma separada do fluxo de cada camada.

Por sua vez, o extremo superior foi interpretado de duas maneiras. A primeira delas, fazendo oposição ao inferior, é a simulação de um reservatório idêntico ao último descrito, porém com a ressalva de apresentar $k_z \rightarrow \infty$, curva ‘K25 H3 Kinf *Upperbound*’

no Gráfico 35. Entretanto, como se trata de um simulador numérico, esse valor não é aceito, fazendo com que o utilizado tenha sido de $k_z = 10.000.000.000 \text{ mD}$. Isso significa que praticamente não há restrições ao fluxo vertical entre quaisquer células do modelo, possibilitando que ambas as camadas produzam conjuntamente até o esgotamento do reservatório, sem que uma perca produtividade por alcançar um nível avançado de depleção mais rapidamente.

A segunda metodologia consiste no modelo homogêneo equivalente composto de apenas uma única camada conforme Tabela 4, que segue as equações (31) e (33). De uma forma mais precisa, esse modelo concebe com exatidão o caso sem nenhum tipo de restrição ao fluxo vertical entre qualquer ponto do reservatório de duas camadas, uma vez que representa, além do grau máximo de fluxo cruzado, uma produção sem queda de rendimento por parte de uma camada devendo ser “recarregada” por causa de sua depleção mais rápida mesmo que o reservatório como um todo ainda tenha capacidade de produção.

Tabela 5 – Permeabilidade e porosidade por camada do modelo *multilayer*.

(*, *, K)	(*, *, K)	Ki (mD)	φi (%)
1	2	162	36
3	4	60	23
5	6	65	26
7	8	162	33
9	10	36	19
11	12	149	10
13	14	72	29
15	16	140	6
17	18	46	5
19	20	115	16
21	22	71	7
23	24	118	3
25	26	5	9
27	28	29	23
29	30	20	10
(kh)_T = 83,333 (φh)_T = 17			

A quinta curva é a simulação de um reservatório multicamadas de permeabilidades e porosidades distribuídas conforme Tabela 5, que mostra que $(kh)_T = 83,33 \text{ mD}$ e $(\phi h)_T = 17\%$. Sua $k_z = 20 \text{ mD}$, conforme os outros modelos e exemplos

de seções anteriores, para que seja possível o fluxo cruzado intercadas, possibilitando avaliá-lo.

Inicialmente, uma análise simplista do Gráfico 35 pode provocar a impressão de que, com exceção do limite inferior, todos os outros casos têm performances semelhantes. Todavia, uma observação mais atenta comprova o contrário. Os Gráficos 36, 37, 38 e 39 são seus trechos, em ordem cronológica, cujas escalas foram reduzida para que as tendências ficassem mais claras.

Primeiramente, deve-se ressaltar que ambos os limites superiores caminham lado a lado por toda sua extensão, exibindo o modelo homogêneo equivalente desempenho ligeiramente mais positivo. Isso pode ser justificado sobretudo pelo tempo de transito dos volumes das zonas inferiores para serem produzidos através das superiores. Contudo, têm-se evidências suficientes para que se faça justa validação do que foi dito até então a respeito do significado do modelo homogêneo monocamada equivalente. Ademais, opondo os casos para os quais o fluxo cruzado é ilimitado e inexistente, pode-se igualmente inferir sobre o extremo inferior.

Em seguida, é interessante constatar como o reservatório de dupla permeabilidade passível de fluxo cruzado se comporta. No início da vida produtiva do poço, sua curva de produção acumulada se aproxima do caso no qual o *crossflow* não é possível (Gráfico 36). Isso ocorre porque, nas etapas iniciais, ainda não havendo diferenças significativas de nível de depleção entre as duas camadas, a ausência de gradiente de pressão razoável faz com que o fluxo entre os dois estratos seja extremamente baixo.

Entretanto, de acordo com os Gráfico 37Gráfico 38, conforme a camada de maior permeabilidade vai sendo depletada mais rapidamente, a vazão de produção vai sendo sustentada pelo fluxo cruzado, fazendo com sua taxa de produção (Gráficos 40, 41 e 42) supere até mesmo a do modelo homogêneo equivalente devido a, então, diferença entre as pressões médias dos reservatórios (Gráfico 43). Desse modo, após um tempo inicial de vida produtiva, a performance desse caso sofre uma ascensão, gerando tendência de aproximação dos limites superiores, culminando em uma produção acumulada de óleo ligeiramente menor ao fim dos 20 anos (Gráfico 39) .

Finalmente, mesmo no início da vida produtiva do poço, o caso multicamadas apresenta uma aproximação com os extremos superiores de maior magnitude que o modelo de dois estratos. Além disso, ele ainda segue a mesma tendência de aproximação da curva do homogêneo (Gráfico 36), sugerindo maior validação da equivalência conforme o número de camadas de permeoporosidade intercaladas aumenta. Isso pode ser explicado pela maior quantidade de zonas de menores espessuras provocarem diversas frentes de fluxo cruzado independentes entre si, fazendo com que um elemento infinitesimal de fluido que se encontre em um ponto do grid cujo $z=25$, por exemplo, não precise percorrer verticalmente quinze células, se $H_1/H = 1/3$, para atingir uma zona de maior permeabilidade através da qual será produzido. Assim, o que foi dito explica tanto a contínua aproximação das curvas (Gráficos 37 e 38) quanto elas quase se sobrepõem no fim dos 20 anos, Gráfico 39.

5.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os resultados obtidos com as simulações dos diversos cenários propostos. Para cada variável, os casos foram agrupados em gráficos considerados adequados para uma análise conjunta.

As simulações para as quais se considerou o controle de produção do poço através da vazão de óleo não tiveram necessidade de ser consideradas, uma vez que levariam a análises semelhantes, porém a partir das pressões. Assim, sendo a interpretação das vazões mais diretas e práticas para os fins propostos nesse estudo, apenas os casos de produção a BHP constante foram apresentados. É válido ressaltar que a produção através de taxas de óleo predefinidas é ferramenta central dos testes de *drawdown* e *build-up*, expostos na seção 2.

Ademais, uma análise crítica acerca dos resultados foi desenvolvida ao longo do capítulo, apresentando os gráficos em sequência de forma a comprovar ou contestar as vantagens dos modelos propostos, bem como de suas variações e sua sensibilidade ao aumento ou redução dos volumes de fluxo cruzado nos reservatórios de dupla camada.

Talvez a maior limitação do modelo seja a hipótese de reservatório de óleo morto, cuja água intersticial é mantida imóvel. Logo, para essas condições, os efeitos da permeabilidade relativa e pressão capilar são desprezíveis. Contudo, com o desenvolvimento de um campo real, a situação é no mínimo de óleo subsaturado. Nesse caso, a produção reduziria as pressões das zonas e, eventualmente, a média de todo reservatório alcançaria valores abaixo da pressão de bolha, provocando uma liberação de gás com possível formação de capa secundária. Assim, os efeitos desses dois parâmetros seriam potencializados, não permitindo, então, sua desconsideração.

Tratando-se dos efeitos de permeabilidade relativa, considerando que ambas as camadas apresentem as mesmas características de permeabilidade relativa gás-óleo, a saturação média de óleo na zona de menor permeabilidade será sempre maior, uma vez que demora mais para ser depletada, tendo pressões mais altas. Desse modo, fica evidente que a razão entre a permeabilidade vertical relativa da zona menos e mais permeável será maior no caso bifásico que no monofásico, fazendo com que o grau de fluxo cruzado também seja maior, pelo menos quando somente esse parâmetro é levado em consideração. Portanto, para escoamentos óleo-gás, seções de baixíssima qualidade podem ser eficientemente depletadas em óleo.

6 Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

O presente trabalho mostrou a aplicação de um software comercial de alta performance para a simulação do fenômeno do fluxo cruzado em reservatórios lenticulados, simplificado pelo modelo de dupla camada.

A revisão bibliográfica apontou as principais variáveis envolvidas no processo sob a ótica de pesquisadores que dedicaram muito de seu tempo na busca de soluções analíticas e numéricas viáveis e aplicáveis ao sistema em questão. Algumas de suas principais conclusões, fruto de detalhado desenvolvimento matemático analítico, foram apresentadas, tendo as suas particularidades sido discutidas.

A partir da definição dos parâmetros principais, o modelo físico foi construído e uma série de estudos de caso foi proposta para ser aplicada em um simulador numérico tridimensional completamente implícito. A tradução do modelo físico para o modelo computacional foi feita por meio do software comercial que permitiu o cálculo com maior precisão das inúmeras equações acopladas que guiam o balanço de materiais no fluxo em meio poroso.

Foram apresentadas formas de detecção desses tipos de reservatórios durante a vida produtiva inicial de um poço, através de testes amplamente praticados e cujas técnicas de execução são dominadas pela indústria. Essa detecção precoce se provou impactante no projeto de perfuração e completação de poço (outros poços em um mesmo campo por exemplo) e em seus custos associados, uma vez que as zonas de baixa permeabilidade podem ser satisfatoriamente depletadas a partir de zonas de maior qualidade adjacentes, dependendo do grau de fluxo cruzado, evitando despesas e reduzindo o tempo de certas operações.

A análise mostrou que o fluxo cruzado é de grande vantagem quando há a necessidade de produção de zonas de baixa permeabilidade, possibilitado pela existência de uma camada adjacente de maior qualidade e uma interface que permita a comunicação vertical entre elas. Concluiu-se que, sendo o contraste de permeabilidades de grande magnitude, uma perfuração e completação parcial do poço podem ser economicamente vantajosas devido a entrada de produção antecipada do poço.

Outro aspecto que deve ser ressaltado, mas que possivelmente não tenha um impacto econômico tão significativo, está relacionado com os esforços de engenharia geralmente necessários para a análise de reservatórios e performances. Normalmente, testes de build-up e de limites de reservatório devem ser executados por períodos muito mais curtos e são menos custosos para reservatórios com fluxo cruzado, além de demandarem menor esforço de engenharia para serem interpretados.

Portanto, resumidamente, as vantagens do fluxo cruzado entre camadas incluem:

1. Vida operacional mais curta devido à produção antecipada, porém com maior recuperação;
2. Produção otimizada pelo maior grau de depleção de zonas de menor permeabilidade, elevando o fator de recuperação;
3. Possível redução do tempo e dos custos de perfuração e completação;

Desse modo, deve haver certo interesse em criar uma comunicação artificial entre as zonas, caso ela já não existisse, a partir de técnicas especiais como a de fraturamento hidráulico, por exemplo.

Espera-se que, em estudos futuros, ferramentas de avaliação do transiente desses reservatórios possam ser usadas na aplicação de um algoritmo para encontrar curvas tipo que caracterizem os modelos com fluxo cruzado logo no início da vida produtiva de um poço, possibilitando a previsão do fenômeno em perfurações futuras por meio de correlações. Também se espera a aplicação dessas ferramentas em fluxos multifásicos, campos com maior número de poços, em malhas que misturam propriedades radiais e cartesianas para o tratamento mais verossímil do fenômeno.

Por fim, deseja-se que modelos mais realísticos de reservatórios, apresentando mais anisotropias e heterogeneidades possam ser estudados, agregando conhecimento acerca do fenômeno do fluxo cruzado intercamadas, permitindo uma maior eficiência na recuperação dessa fonte de energia cuja importância se mostra indubitavelmente relevante para o futuro energético do país.

Bibliografia

- BOURDET, D. (1985, March). "Pressure Behavior of Layered Reservoirs With Crossflow". *California Regional Meeting - SPE 13628*.
- CHENG-TAI, G. (1984, February). "Single-Phase Fluid Flow in a Stratified Porous Medium With Crossflow". *SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL*.
- CHENGTAI, G. (1985). "Crossflow Behavior in a Partially Perforated Two Layer Reservoir; the Evaluation of Reservoir Parameters by Transient Well Tests". *SPE 11875*.
- CORBETT, P., ELLABAD, Y., EGERT, J., & ZENG, S.-Y. (2005). "The geochoke well test response in a catalogue of systematic geotype curves". *Paper SPE 93992*.
- CORBETT, P., MESMARI, A., & STEWART, G. (1996). "A Method for Using the Naturally Occuring Negative Geoskin in the Discription os Fluvial Reservoirs". *paper SPE 36882*.
- CORBETT, P., MESMARI, A., & STEWART, G. (1996). "A method for using the naturally occurring naturally occurring negative geoskin in the description of fluvial reservoirs". *paper SPE 36882*.
- COX, D. (1984, June). "Discussion of Single-Phase Fluid Flow in a Stratified Porous Medium With Crossflow". *SPE 12946*.
- HAMDI, H. (2012, January). "Illumination of Channelised Fluvial Reservoirs Using Geological Well-Testing and Seismic Modeling". *Submitted for the Degree of Philosophy Institute of Petroleum Engineering Heriot-Watt University*.
- JODAN, C., & MATTAR, L. (2002, February). "Comparison of Pressure Transient Behaviour of Composite and Two-Layered Reservoirs". *Journal of Canadian Petroleum Technology*.
- KATZ, M. L., & TEK, M. R. (1961, October). "A Theoretical Study of Pressure Distribution and Fluid". *36th Annual Fall Meeting of SPE*.
- LRFKOVITS, H., HAZEBROEK, P., ALLEN, E., & MATTHEWS, C. (1961, Março). "A Study of the Behavior of Bounded Reservoirs Composed of Stratified Layers". *Society of Petroleum Engineers Journal*.

- NIKJOO, E., & HASHEMI, A. (2012, June). "A Theoretical Study of Pressure Distribution and Fluid". *SPE152838*.
- PENDERGRASS, J., & BERRY, V. J. (1962, Abril). "Pressure Transient Performance of a Multi-Layered Reservoir with Crossflow". *Production Research Symposium - SPE 285*.
- RUSSEL, D., & PRATS, M. (1962, October 8-11). "Performance of Layered Reservoirs with Crossflow - Single-Compressible-Fluid Case". *Society of Petroleum Engineers*.
- RUSSEL, D., & PRATS, M. (1962, June). "The Practical Aspects of Interlayer Crossflow". *Journal of Petroleum Technology - SPE 369*.
- SABET, M. (1999). " Well Test Analysis". *Gulf Publishing Co, 460 p.*
- WANG, X., LU, J., & LIU, P. (2005, June). "Pressure Transient Analysis of the Vertical Fractured Well in Three-Separate Zone With Crossflow in Boxed Reservoirs". *Canadian International Petroleum Conference (56th Annual Technical Meeting)*.
- Xavier, J. A., Rosa, A. J., & Carvalho de Souza, R. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.
-

Apêndice A

Gráficos

A.1.1 – Gráficos Referentes à Seção 5.1.1

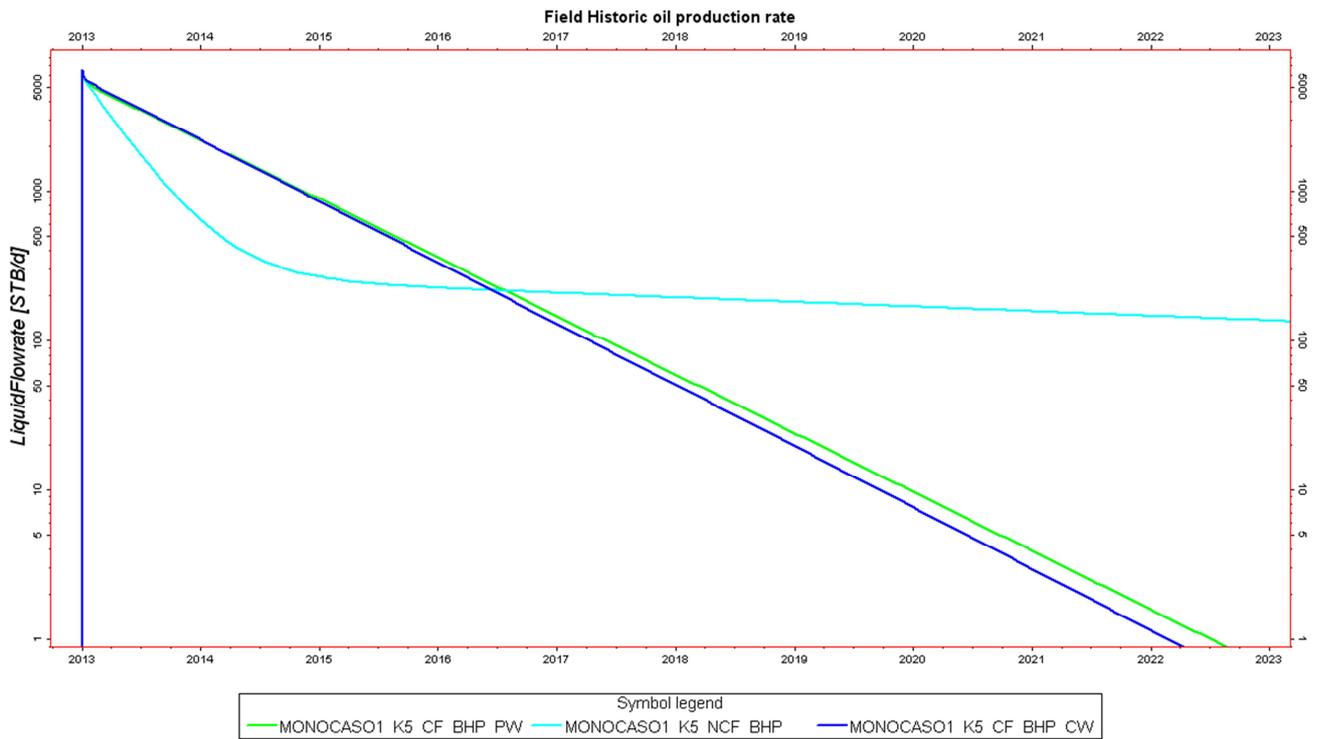


Gráfico 8 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os três casos a $k_2 = 5 \text{ mD}$

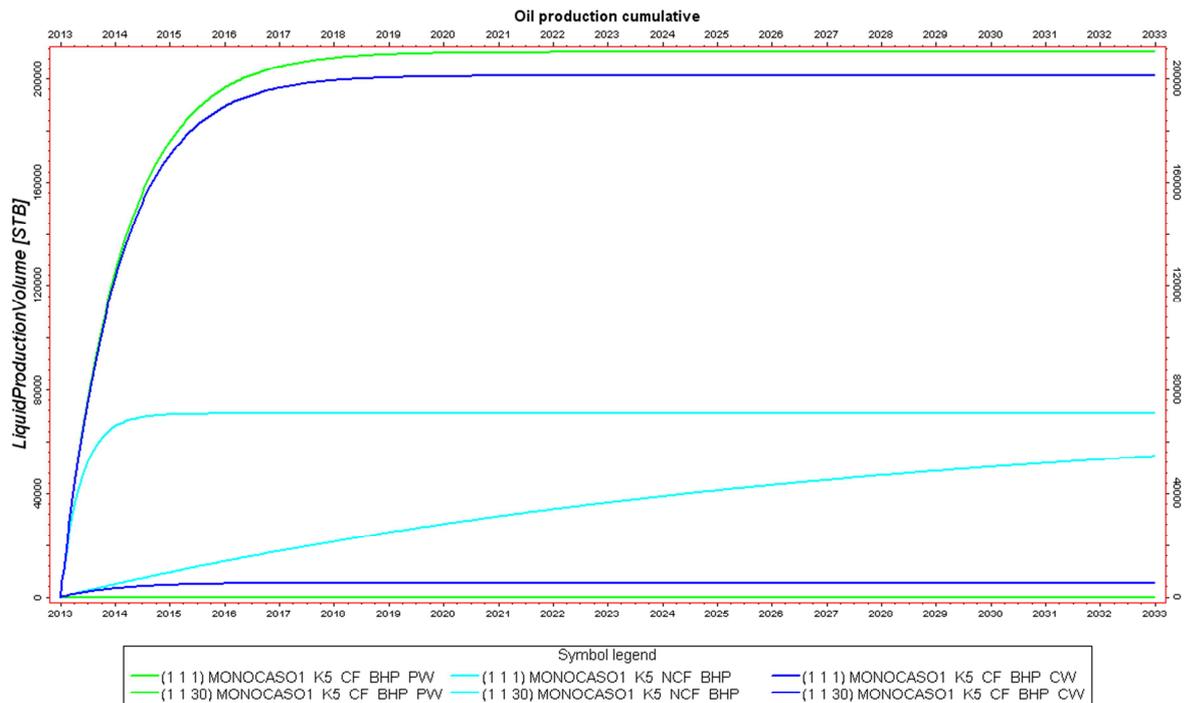


Gráfico 9 - Produção acumulada de óleo que chega ao poço pelas células mais inferior e superior (1 1 30) e (1 1 1), respectivamente, para as três variantes do caso a BHP constante e $k_2 = 5 mD$

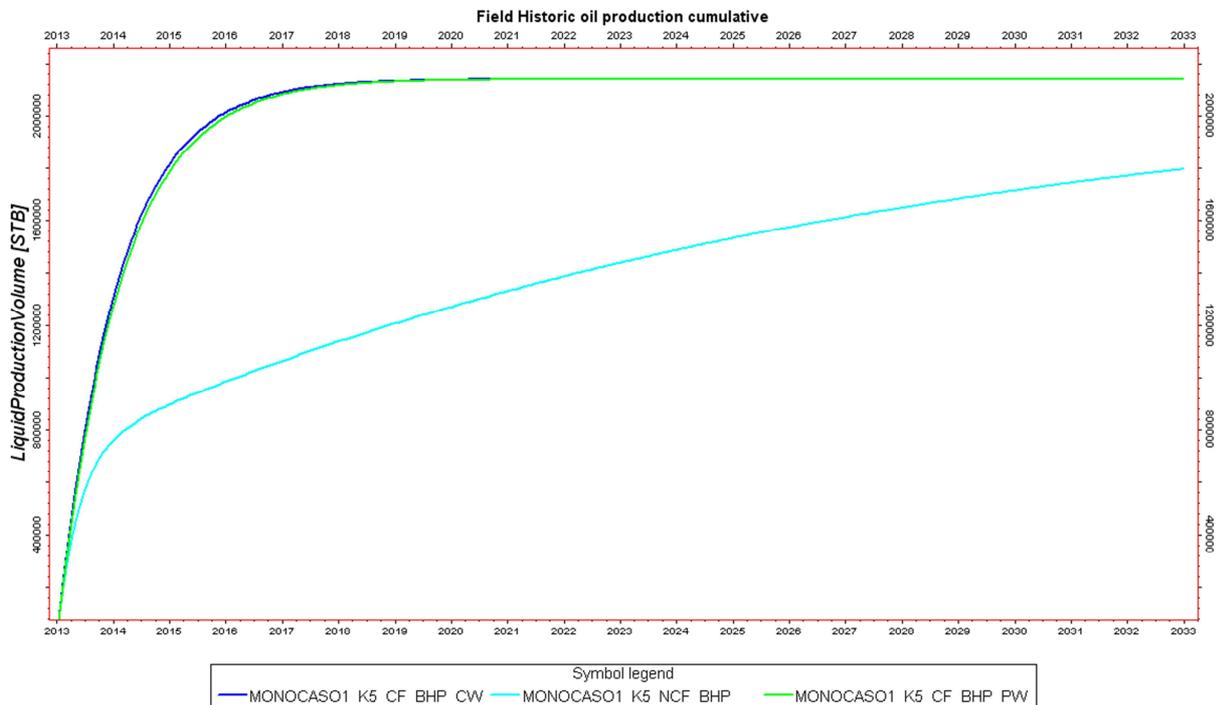


Gráfico 10 - Produção acumulada de óleo produzido a BHP constante para os três casos a $k_2 = 5 mD$

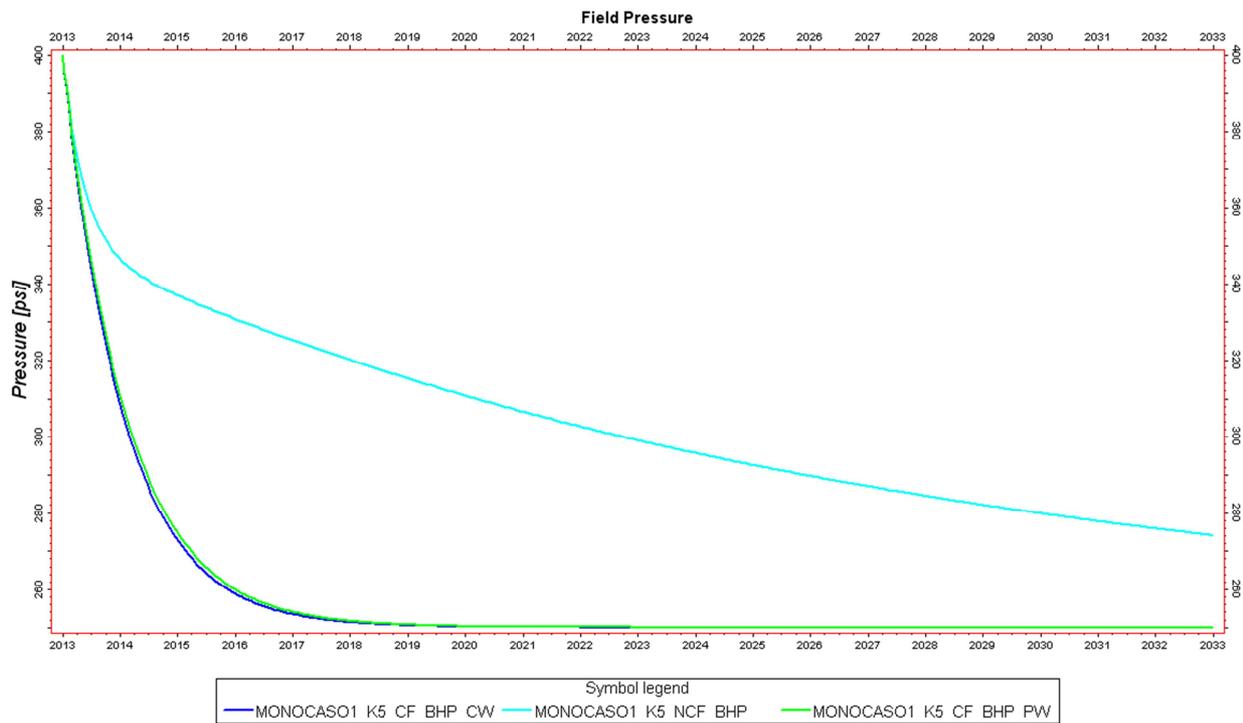


Gráfico 11 – Evolução no tempo da pressão média do reservatório para os casos de produção a BHP constante e $k_2 = 5 \text{ mD}$.

A.1.2 – Gráficos Referentes à Seção 5.1.2

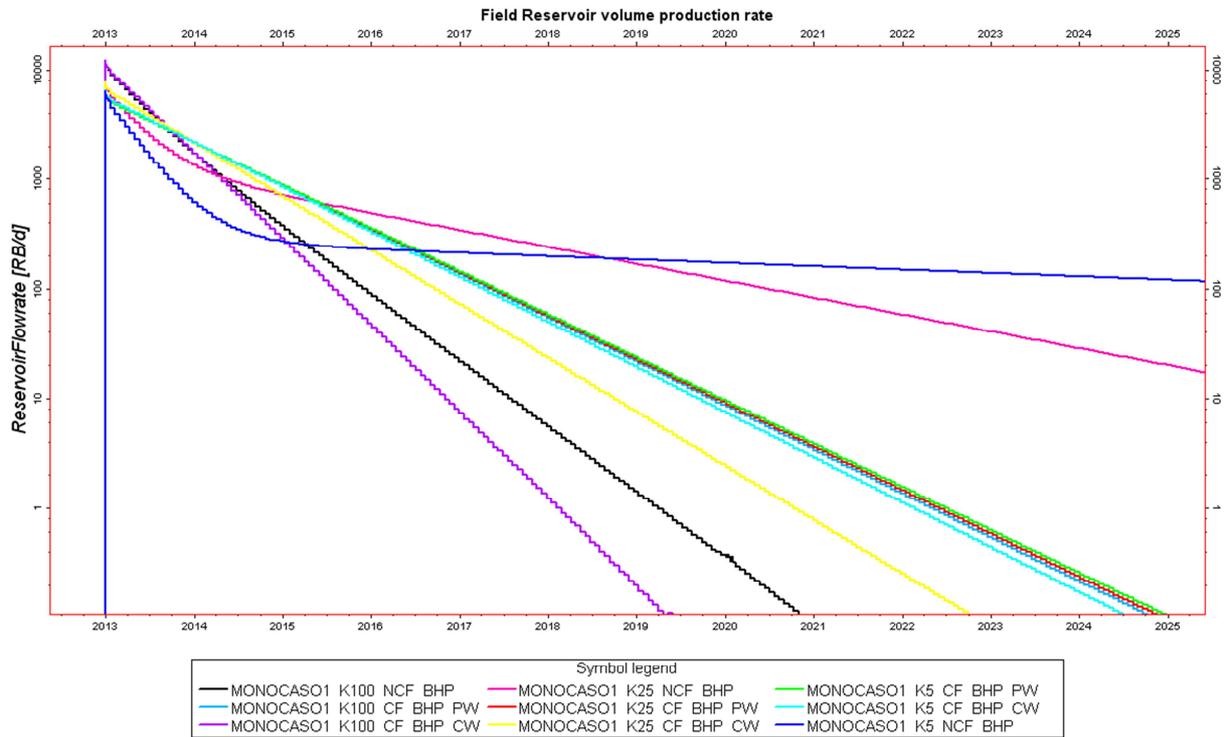


Gráfico 12 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os três casos de k_2

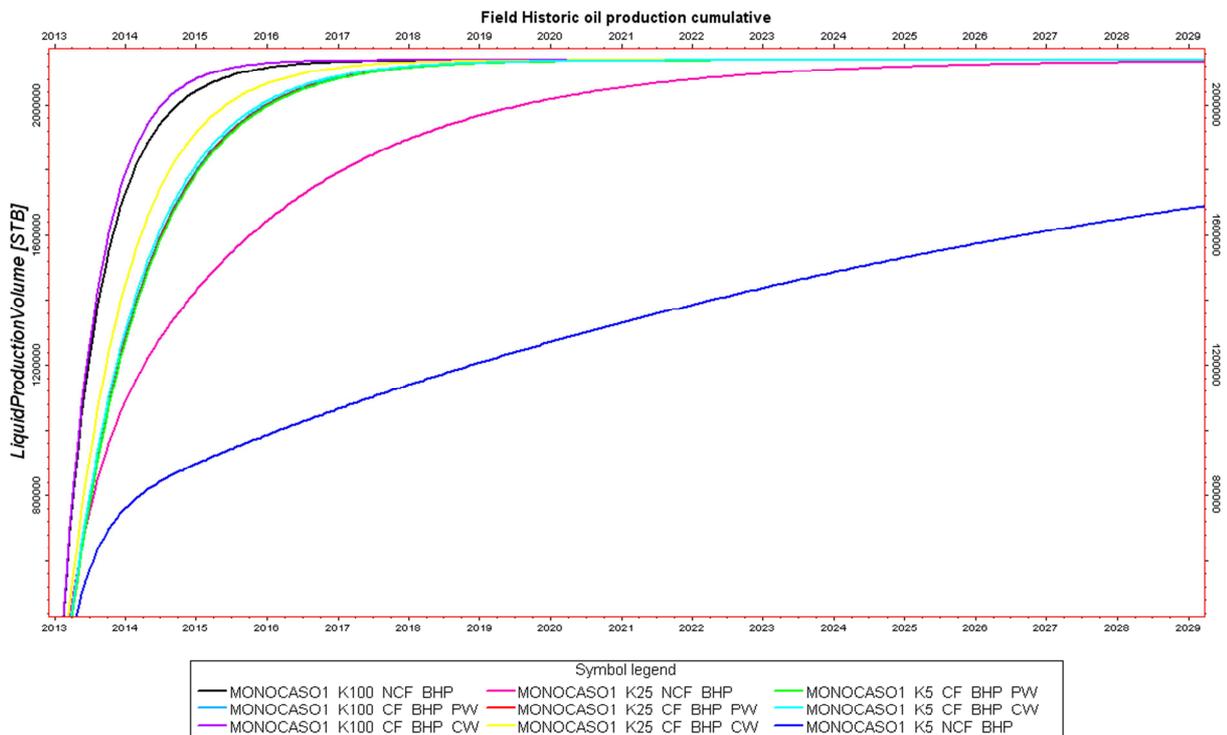


Gráfico 13 - Produção acumulada de óleo produzido a BHP constante para os casos de variação de k_2

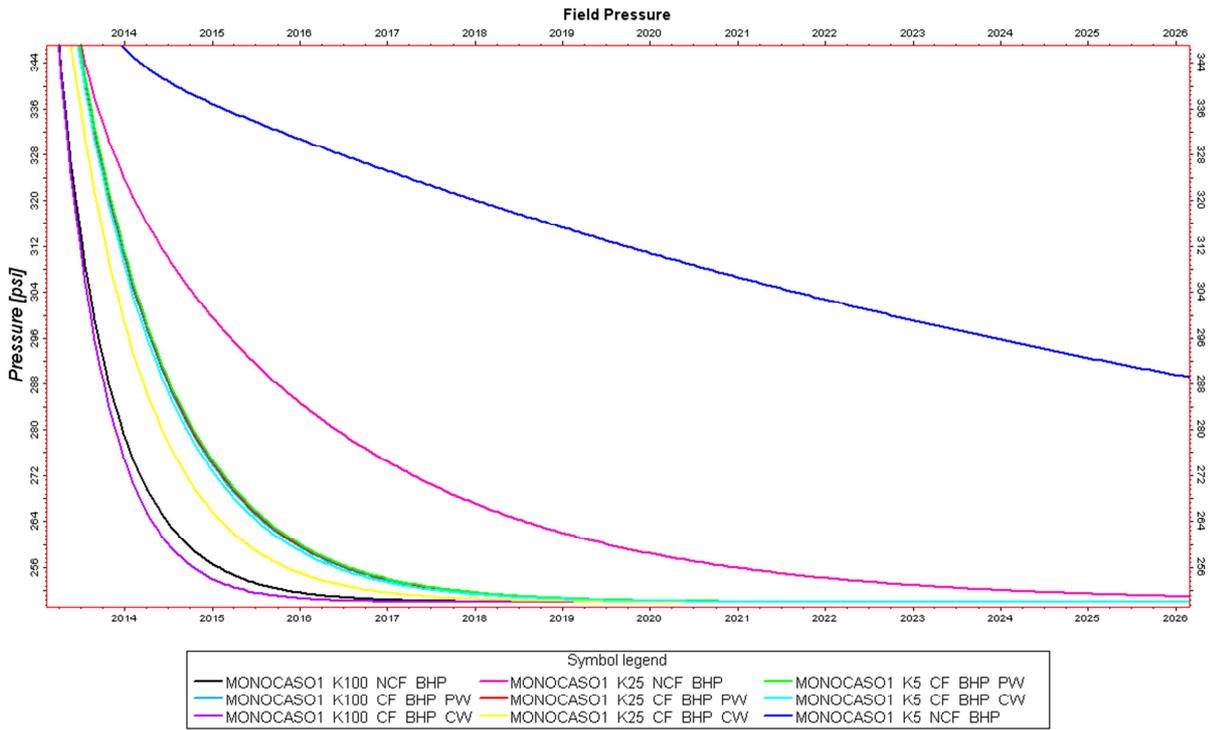


Gráfico 14 - Evolução da pressão média do campo para os três casos de variação de k_2

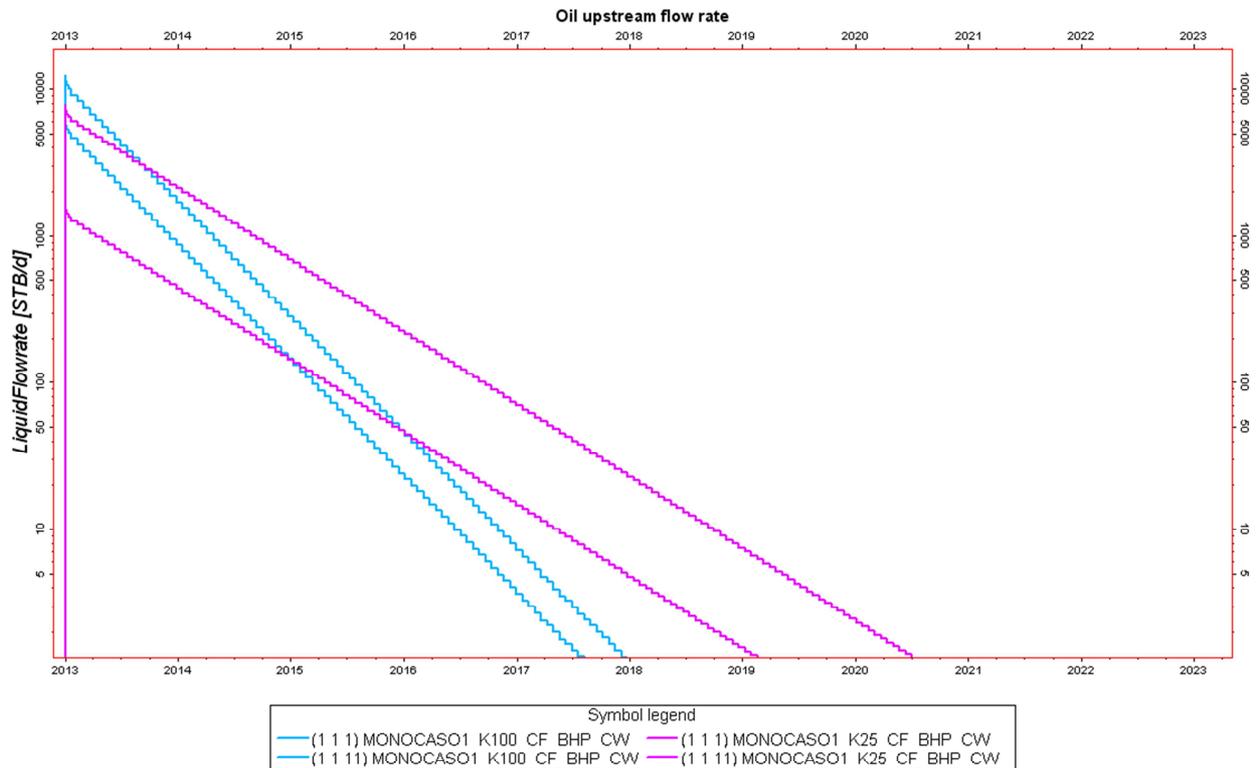


Gráfico 15 - Vazão instantânea de óleo conjunta da conexão (1 1 k), inclusive, e suas subjacentes.

A.2.1 – Gráficos Referentes à Seção 5.2.1

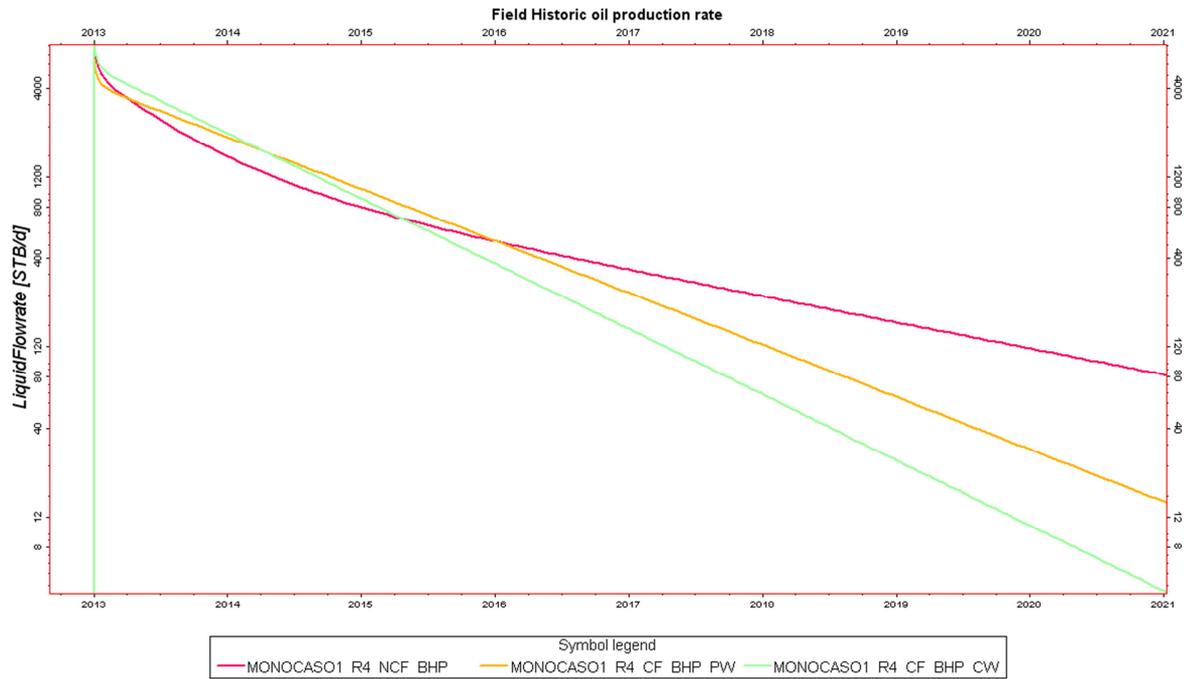


Gráfico 16 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os três casos de $R_1/R = 1/4$

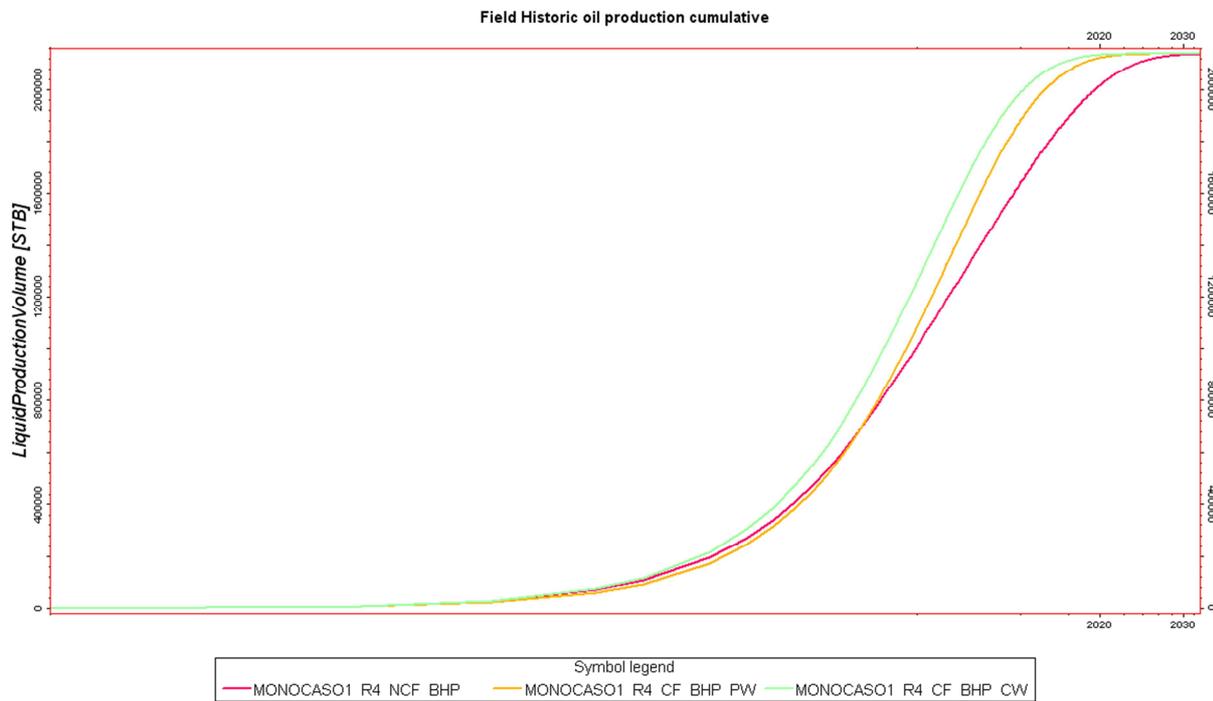


Gráfico 17 - Produção acumulada de óleo produzido a BHP constante para os três casos de $R_1/R = 1/4$

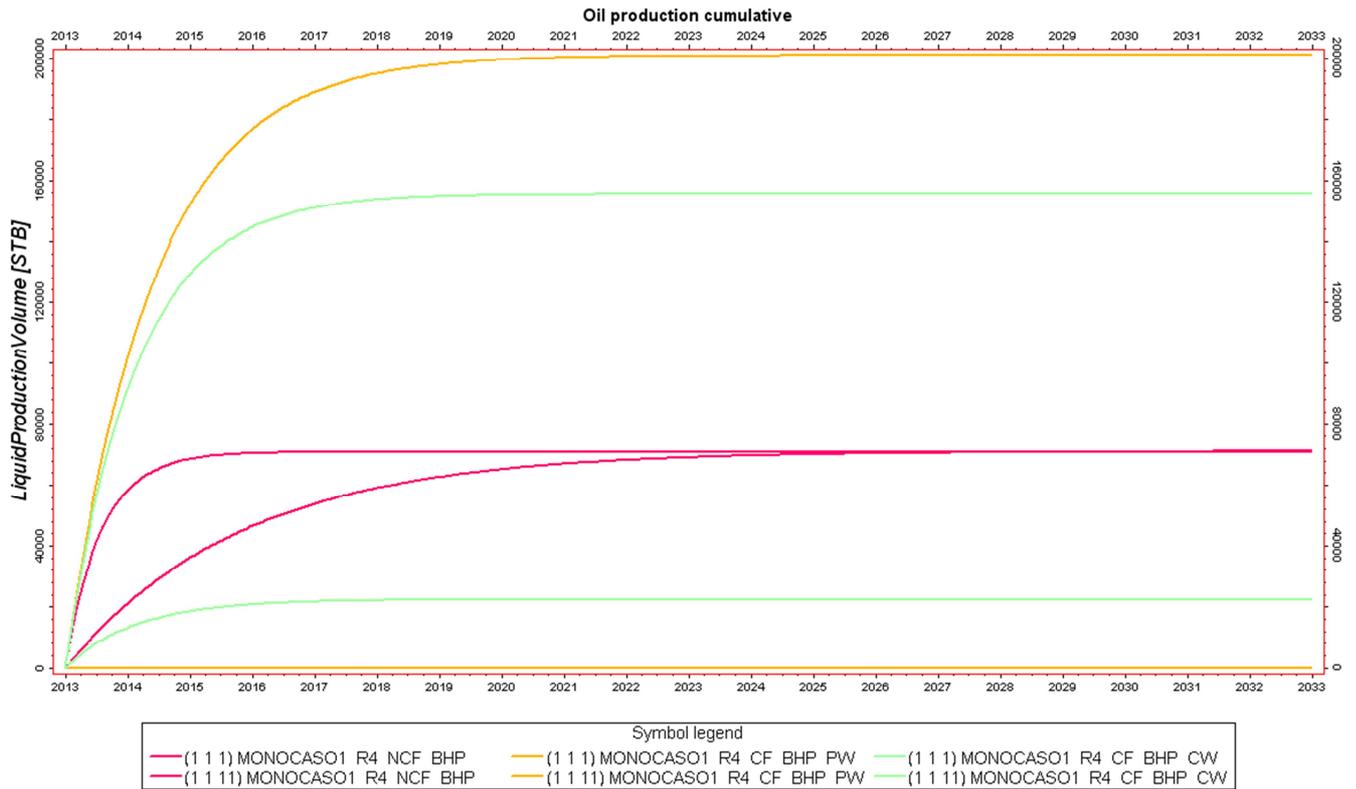


Gráfico 18 - Produção acumulada de óleo através de uma célula a BHP constante para os três casos de $R_1/R = 1/4$

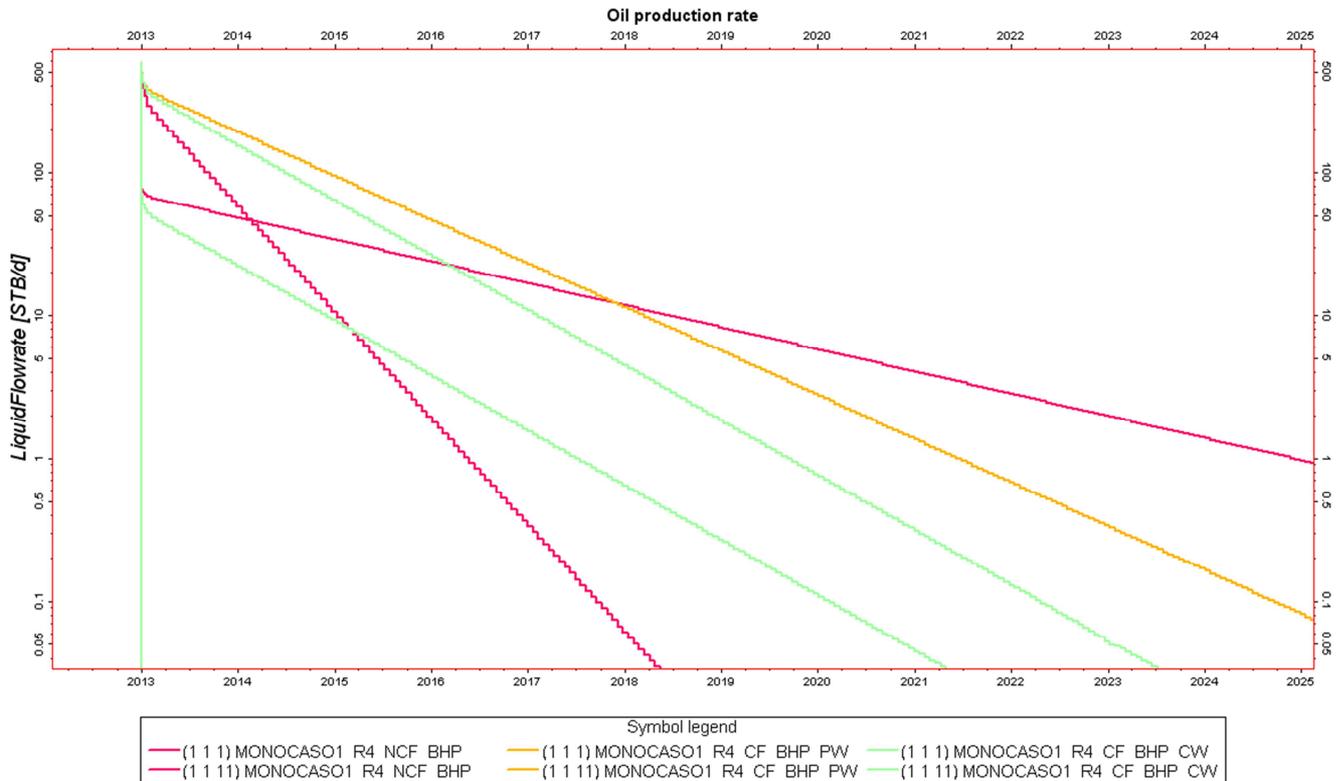


Gráfico 19 - Vazão Instantânea de óleo produzido através de uma célula a BHP constante para os três casos de $R_1/R = 1/4$

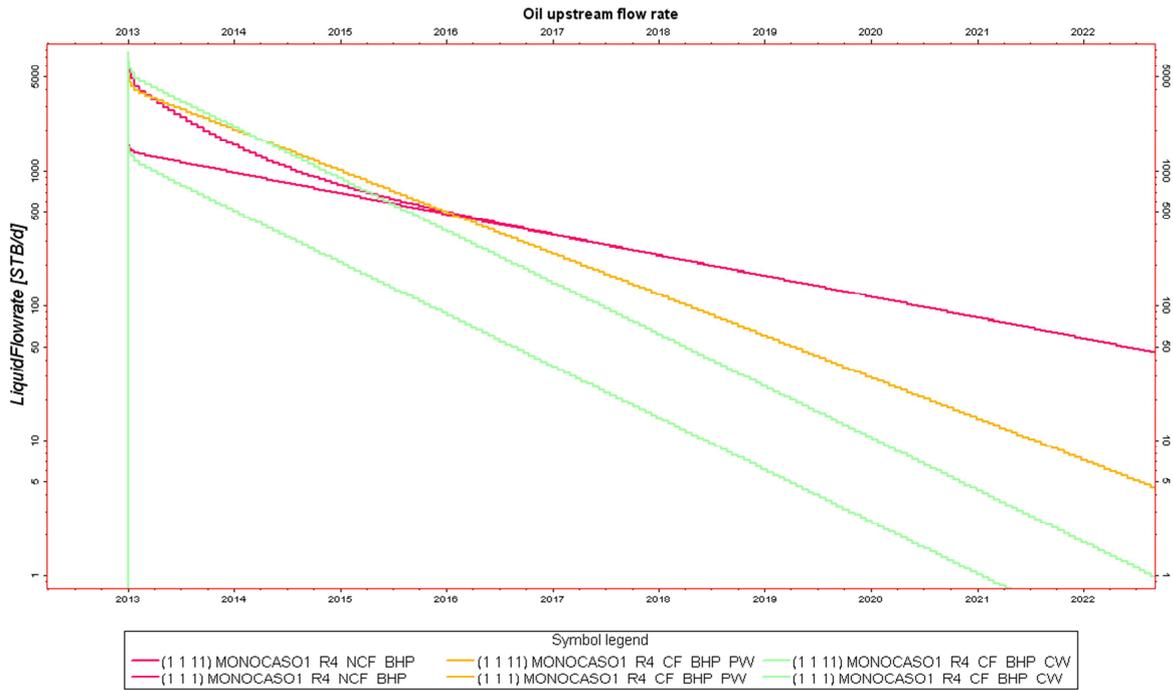


Gráfico 20 - Vazão instantânea de óleo conjunta da conexão (1 1 k), inclusive, e suas subjacentes para os três casos de $R_1/R = 1/4$

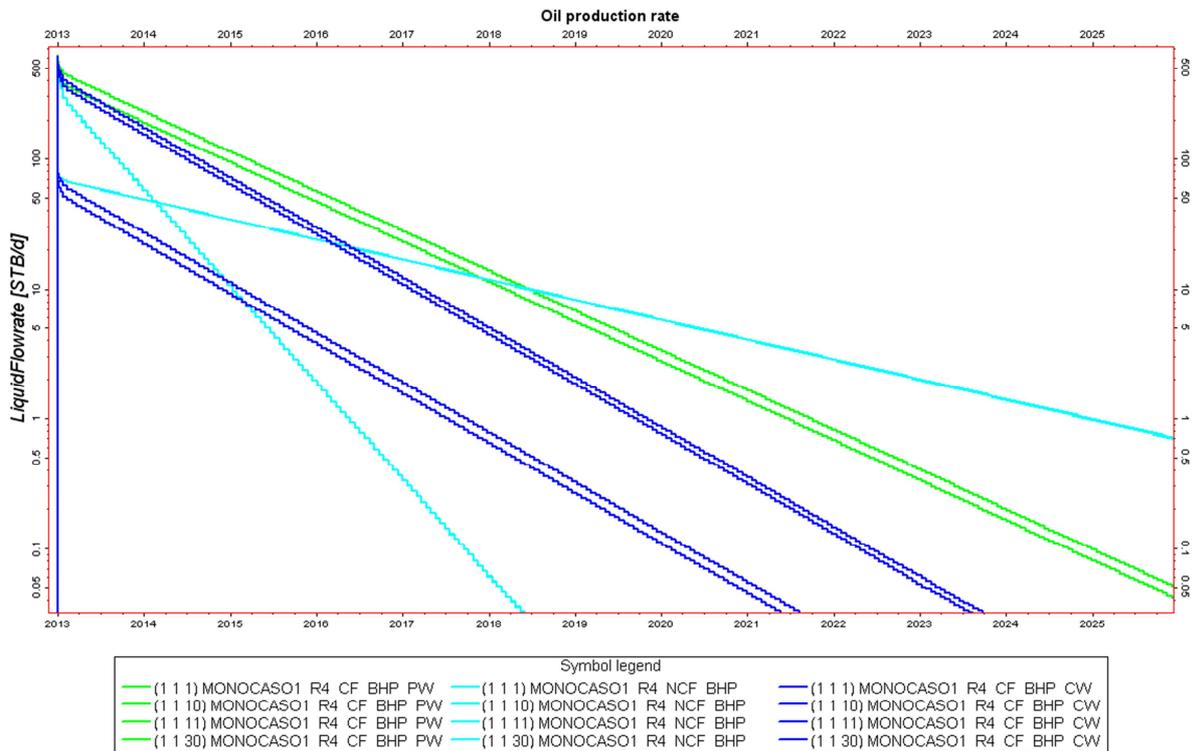


Gráfico 21 – Vazão instantânea de óleo que chega ao poço pelas células mais inferior e superior (1 1 30) e (1 1 1), respectivamente, e da interface entre as camadas (1 1 10) e (1 1 11), para as três variantes do caso a BHP constante e $R_1/R = 1/4$

A.2.2 – Gráficos Referentes à Seção 5.2.2

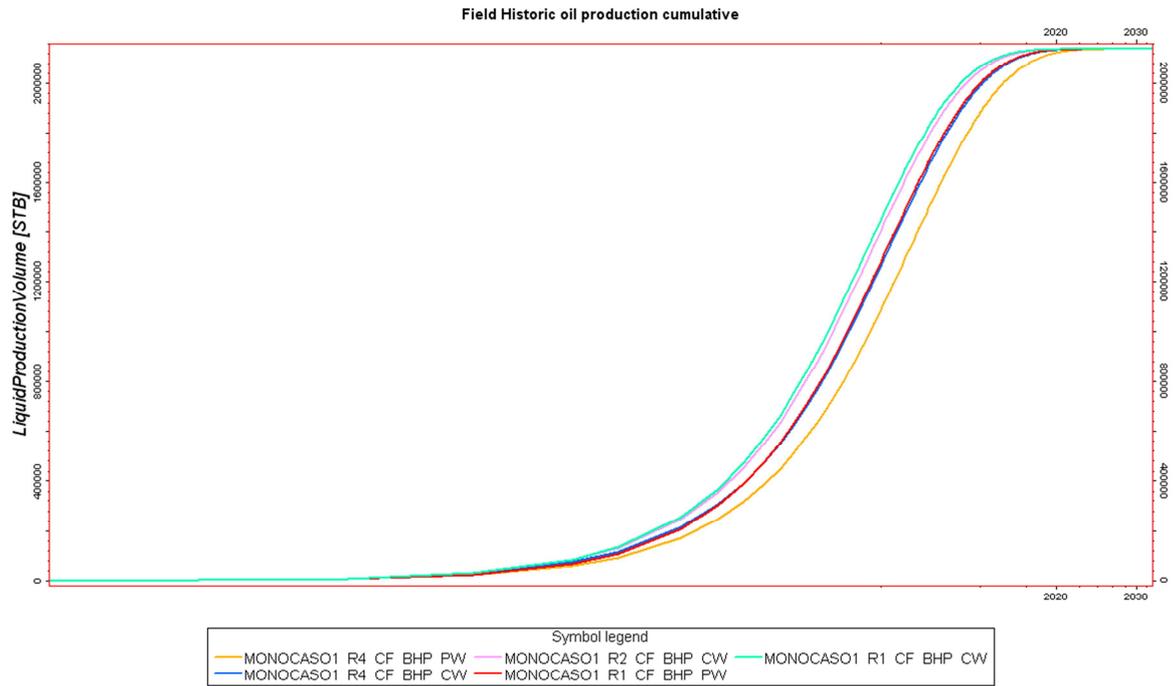


Gráfico 22 - Produção acumulada de óleo produzido a BHP constante para as três variantes das razões dos raios.

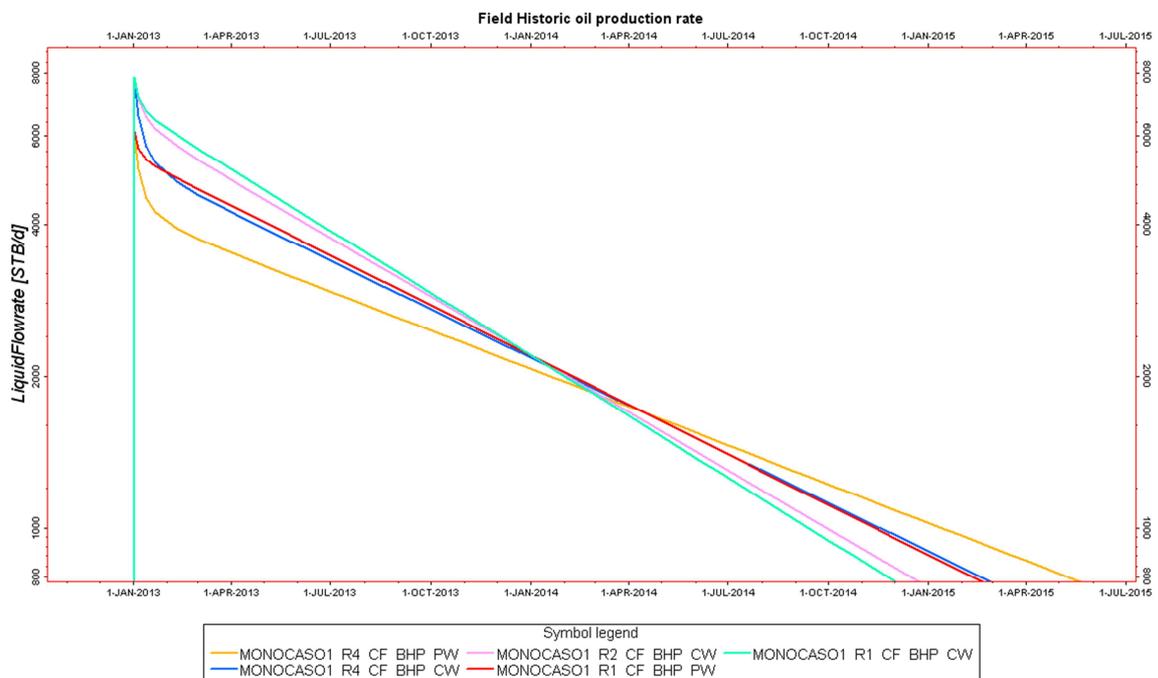


Gráfico 23 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para as três diferentes razões de raios.

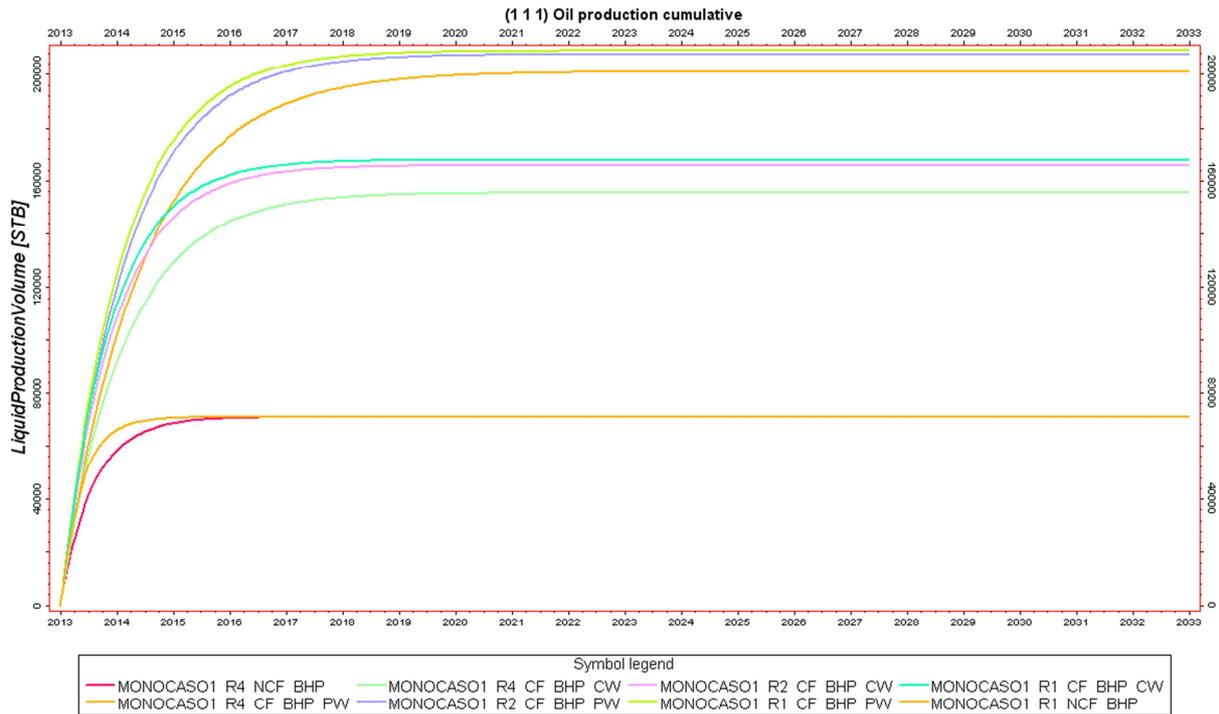


Gráfico 24 - Produção acumulada de óleo através da conexão (1, 1, 1) a BHP constante para as três variantes das razões dos raios.

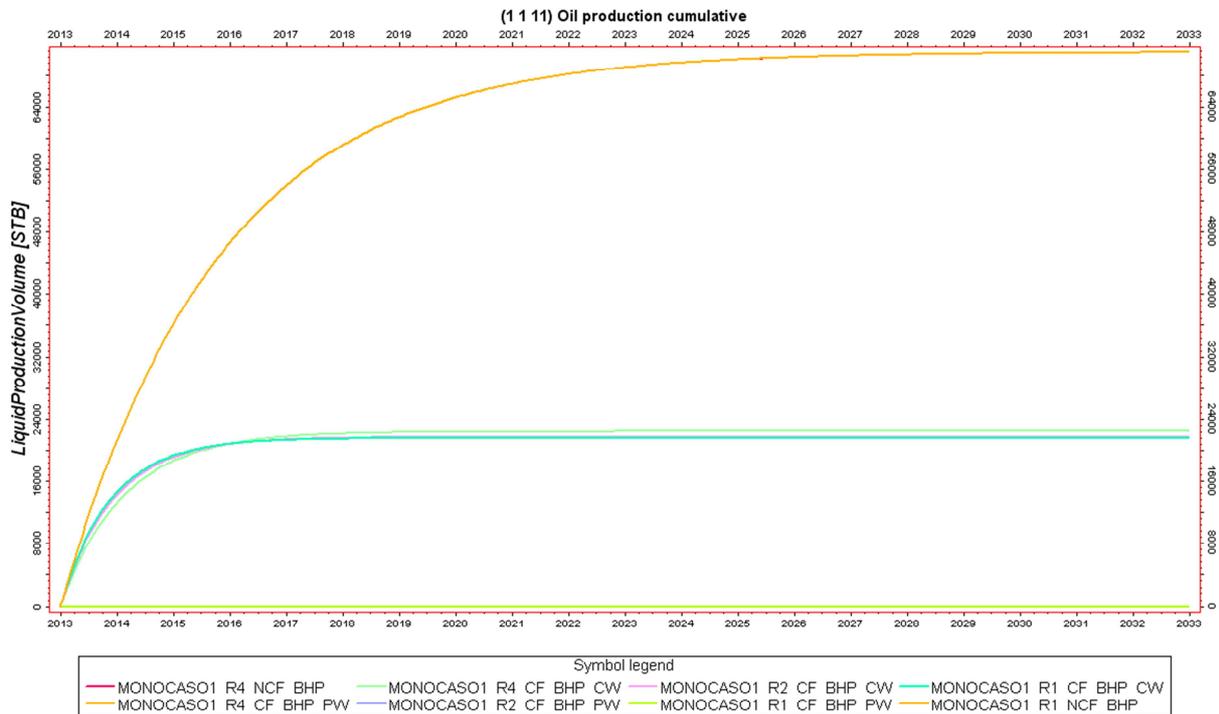


Gráfico 25 - Produção de óleo acumulada através da conexão (1, 1, 11) para diferentes raios da camada de alta permeabilidade.

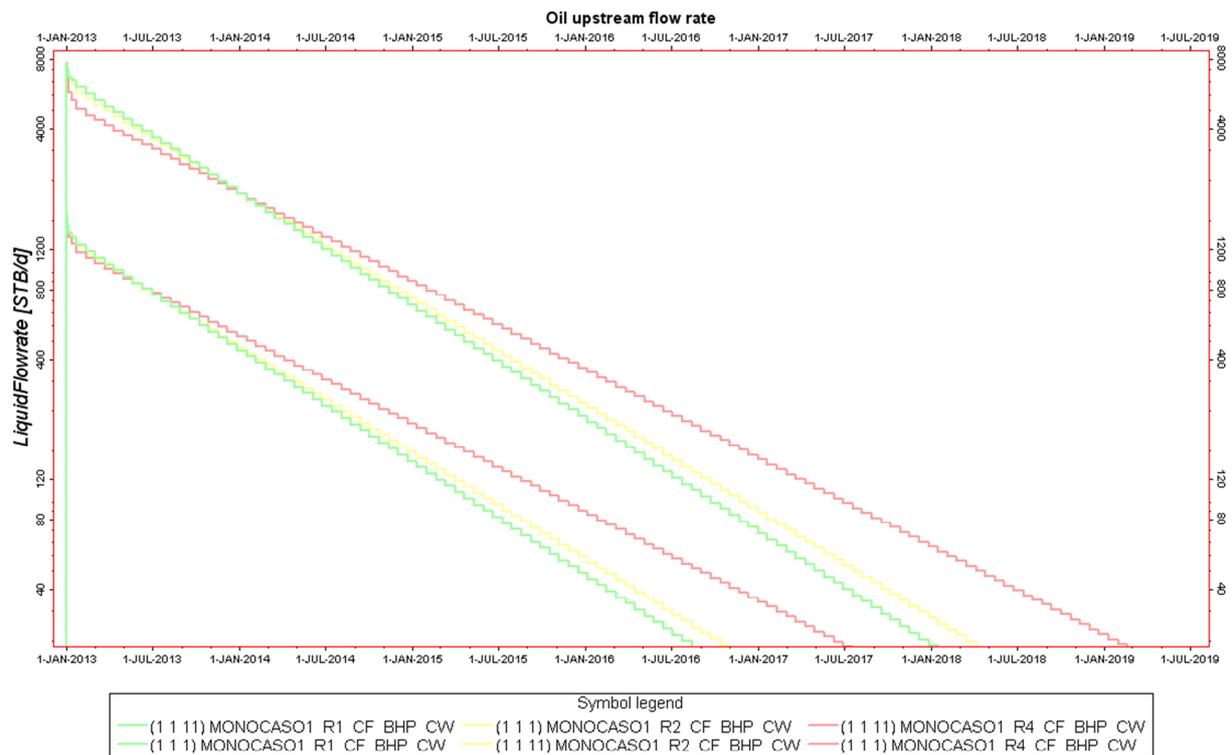


Gráfico 26 - Vazão instantânea de óleo conjunta da conexão (1 1 k), inclusive, e suas subjacentes para duas diferentes razões de raios.

A.3.1 – Gráficos Referentes à Seção 5.3.1

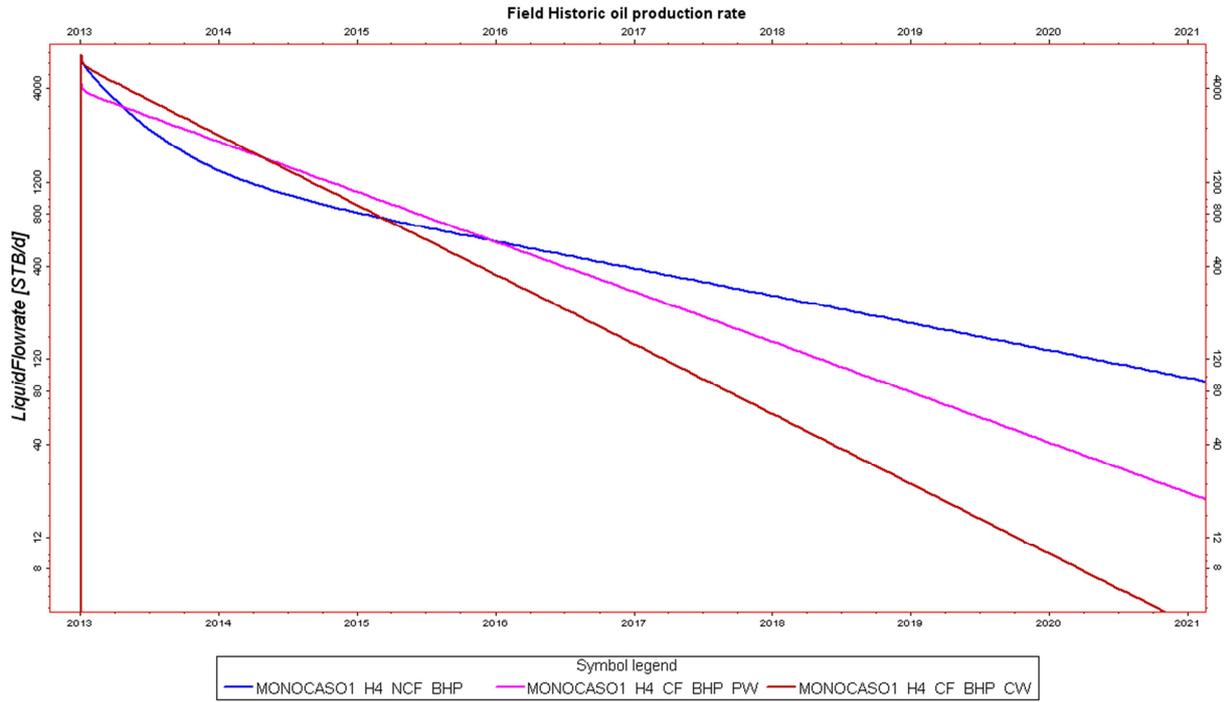


Gráfico 27 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os três casos de $H1/H = 1/4$

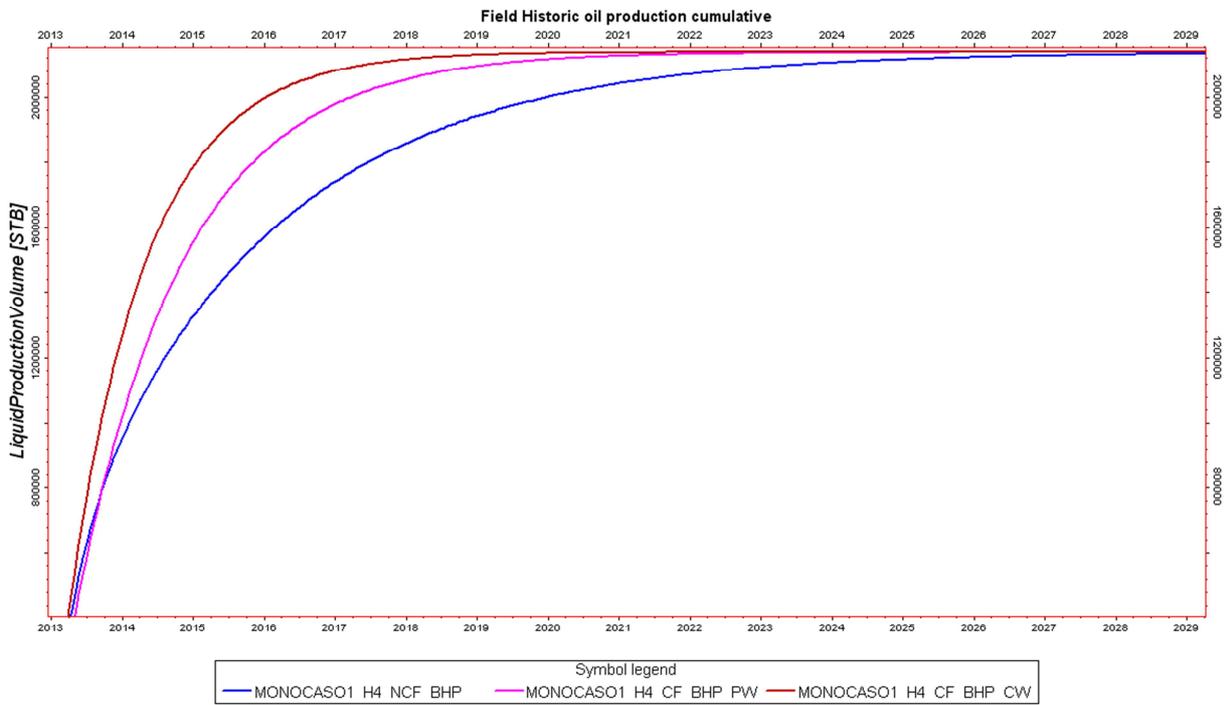


Gráfico 28 - Produção acumulada de óleo do poço para as três variantes do caso a BHP constante e $H1/H = 1/4$

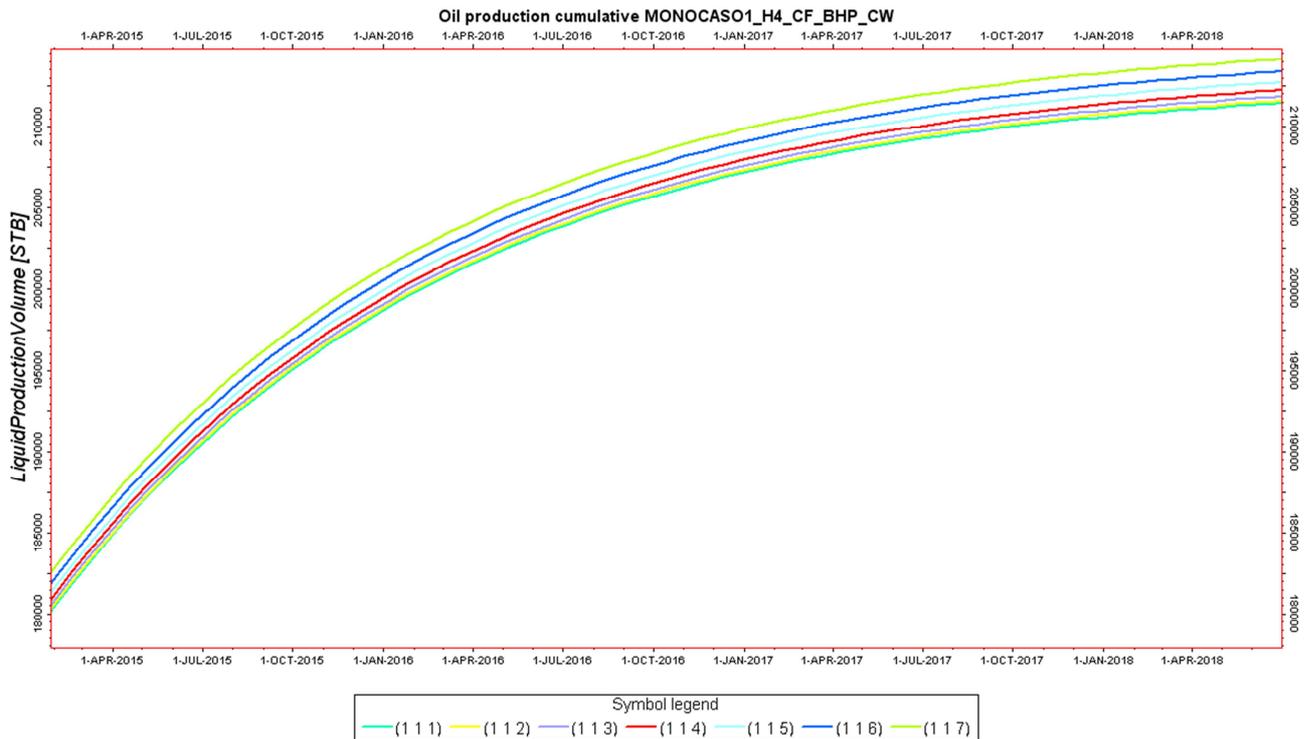


Gráfico 29 - Produção acumulada de óleo por conexão superior para $H_1/H = 1/4$, a BHP constante e poço totalmente completado.

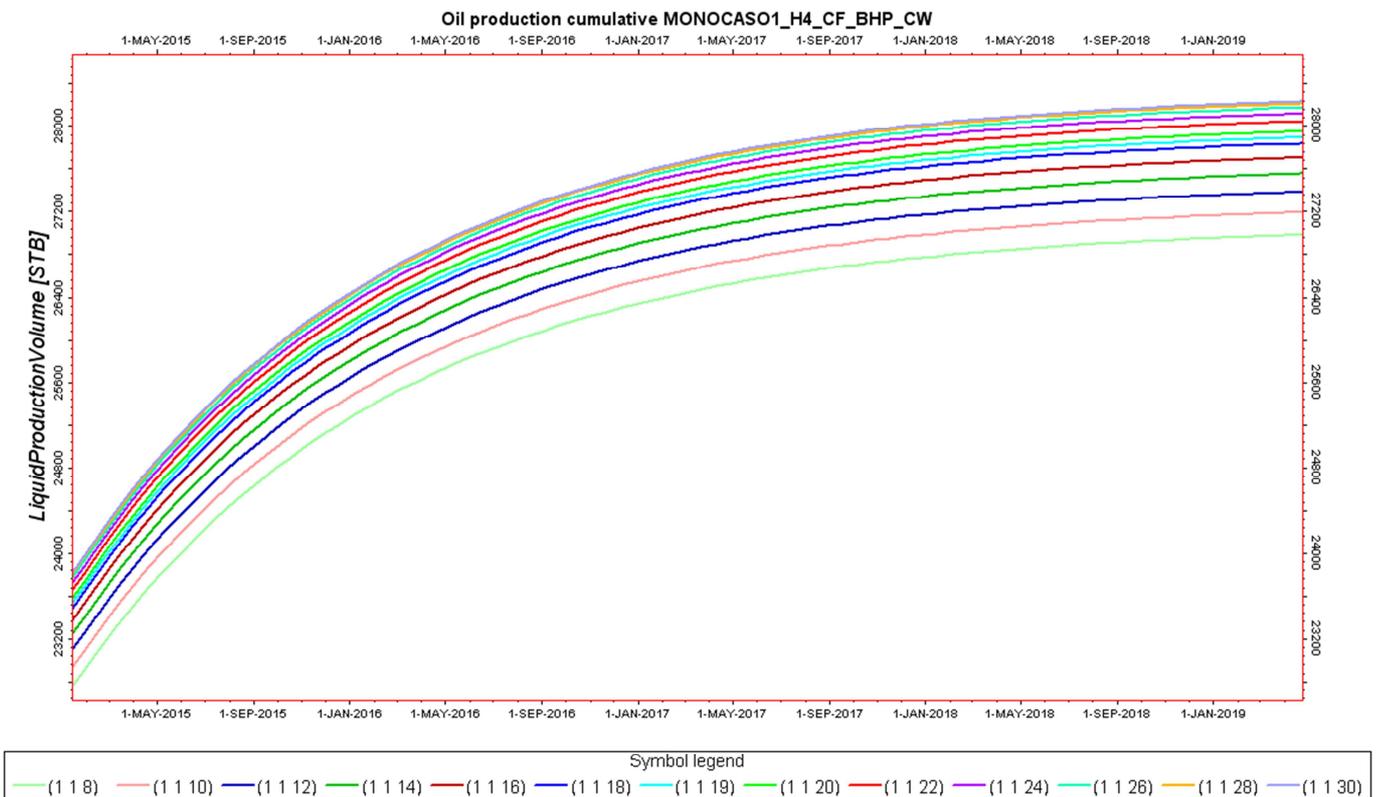


Gráfico 30 - Produção acumulada de óleo por conexão inferior para $H_1/H = 1/4$, a BHP constante e poço totalmente completado.

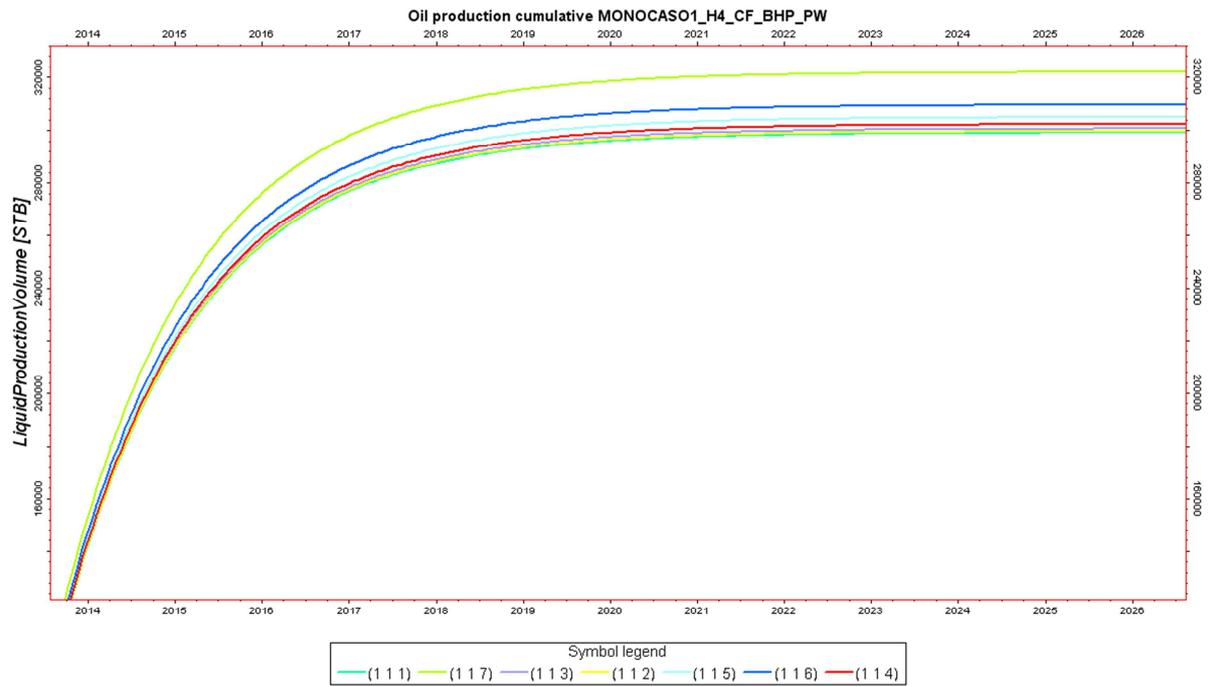


Gráfico 31 - Produção acumulada de óleo por conexão para $H_1/H = 1/4$ a BHP constante e poço parcialmente completado

A.3.2 – Gráficos Referentes à Seção 5.3.2

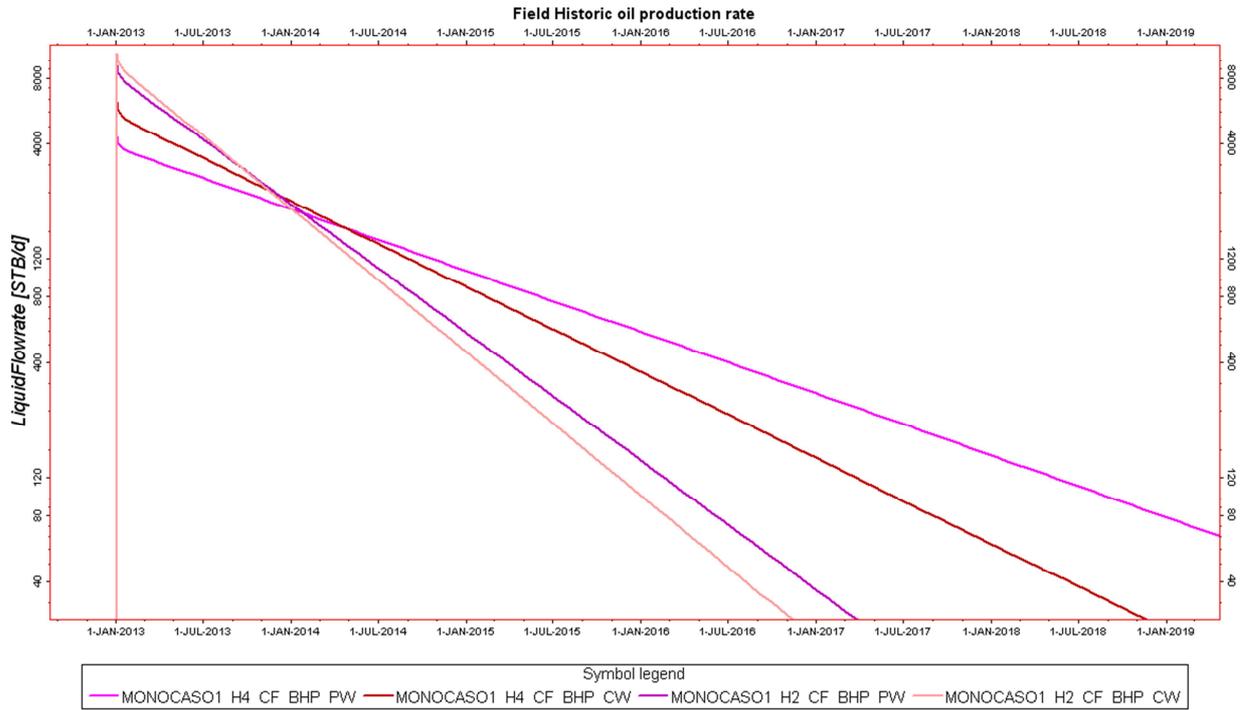


Gráfico 32 - Vazão Instantânea de produção de óleo a BHP constante para os casos de H_1/H

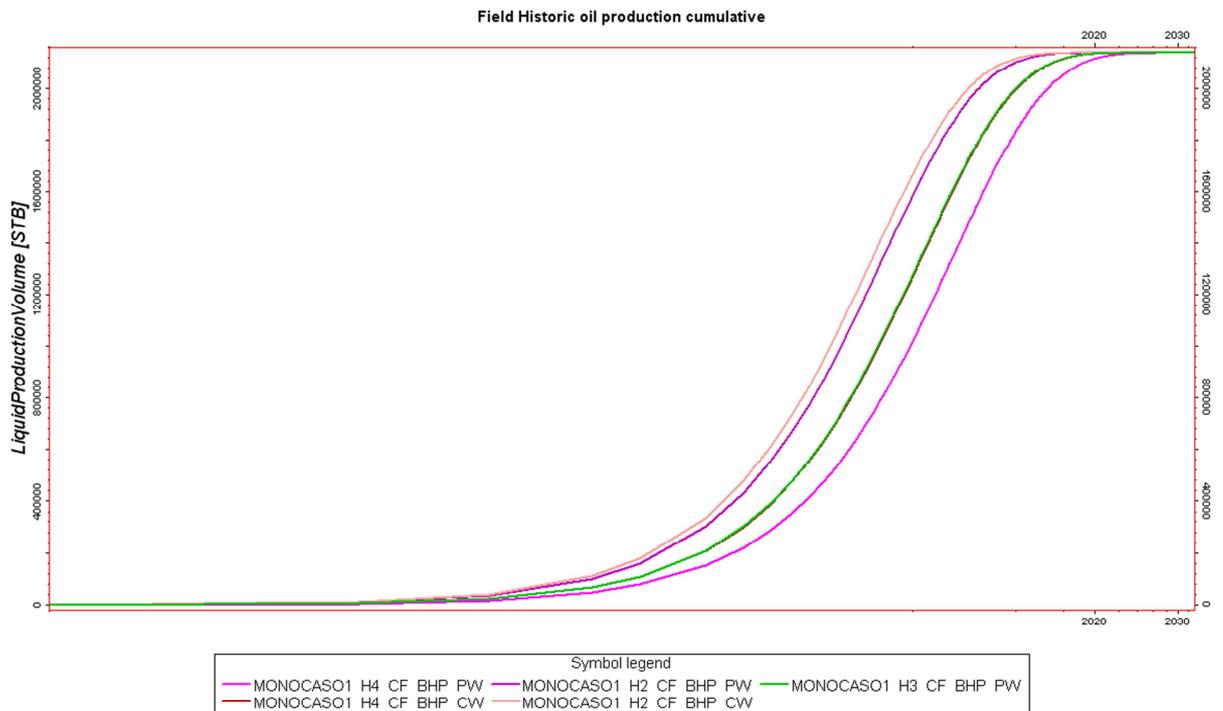
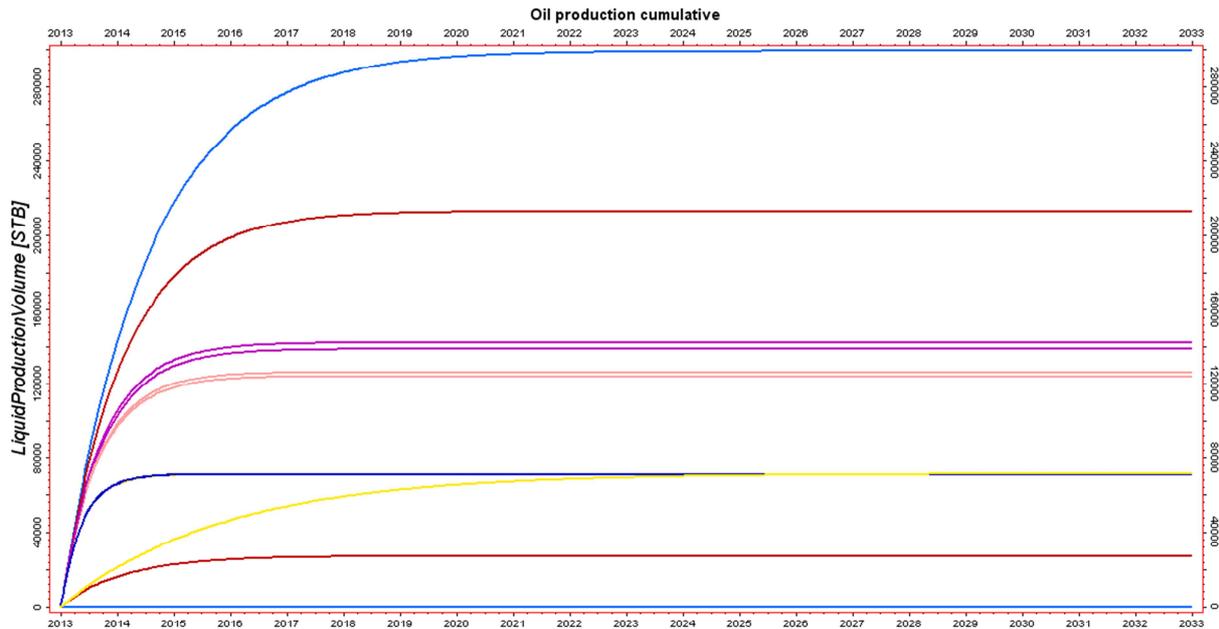


Gráfico 33 - Produção acumulada de óleo a BHP constante para os casos de H_1/H



Symbol legend			
(1 1 1) MONOCASO1 H4 CF BHP PW	(1 1 1) MONOCASO1 H2 CF BHP CW	(1 1 10) MONOCASO1 H2 CF BHP PW	(1 1 1) MONOCASO1 H2 NCF BHP
(1 1 1) MONOCASO1 H4 CF BHP CW	(1 1 10) MONOCASO1 H4 CF BHP CW	(1 1 10) MONOCASO1 H4 CF BHP PW	(1 1 10) MONOCASO1 H2 NCF BHP
(1 1 1) MONOCASO1 H2 CF BHP PW	(1 1 10) MONOCASO1 H2 CF BHP CW	(1 1 1) MONOCASO1 H4 NCF BHP	(1 1 10) MONOCASO1 H4 NCF BHP

Gráfico 34 - Produção acumulada de óleo por conexão para os casos de H_1/H

A.4 – Gráficos Referentes à Seção 5.4

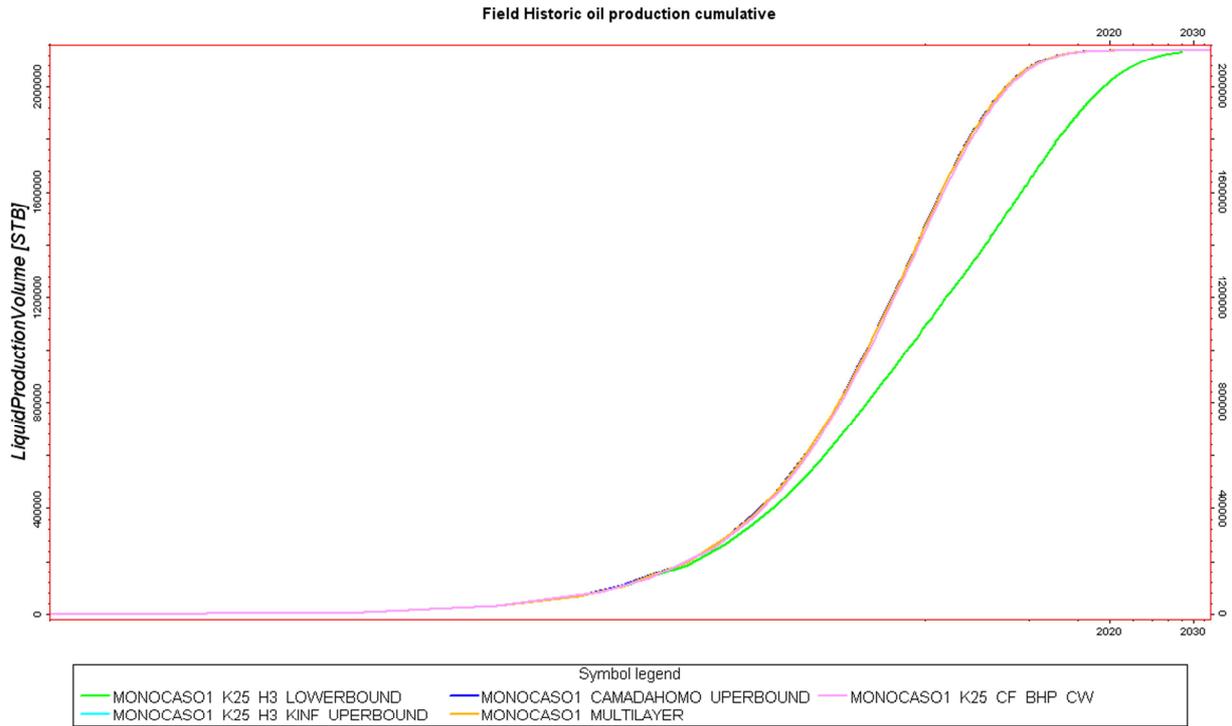


Gráfico 35 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos)

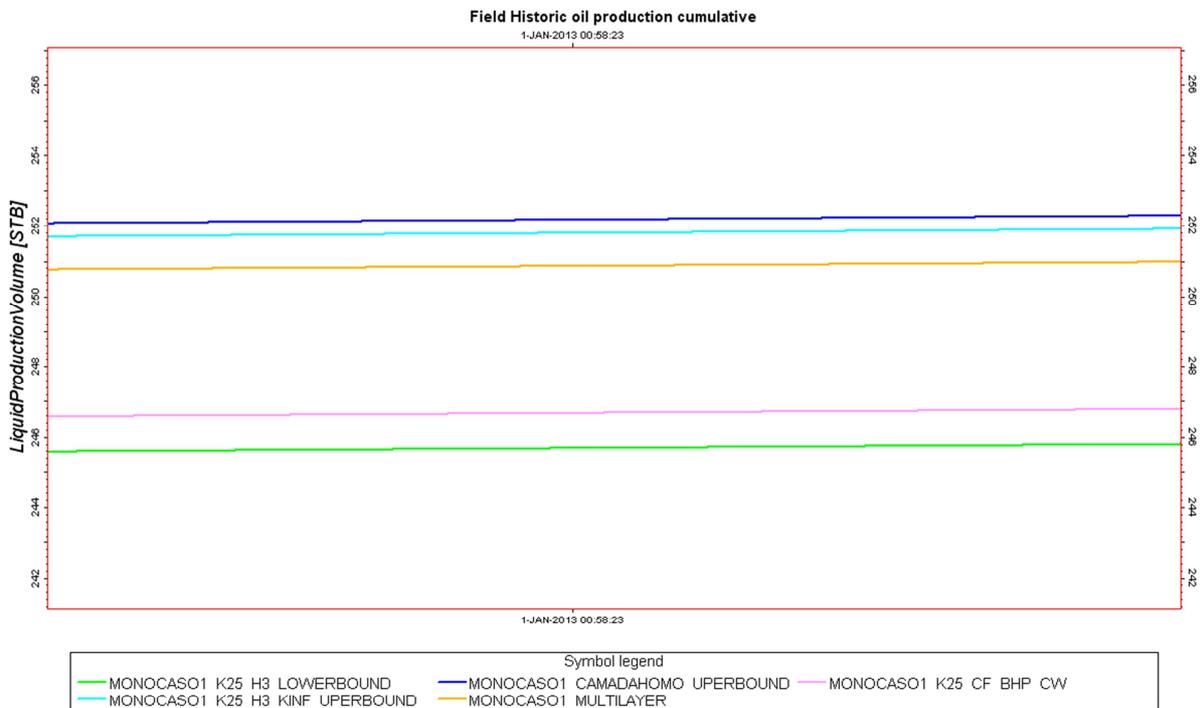


Gráfico 36 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos) 2

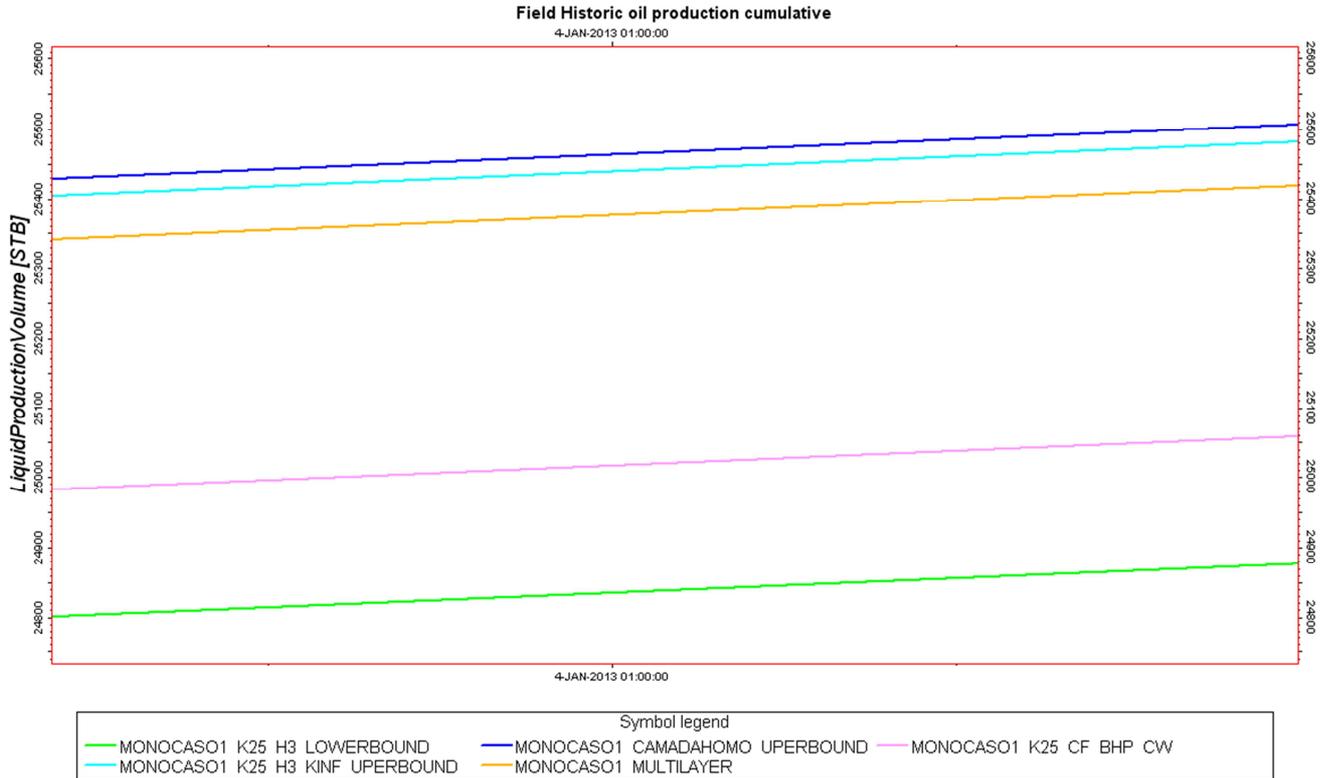


Gráfico 37 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos) 3

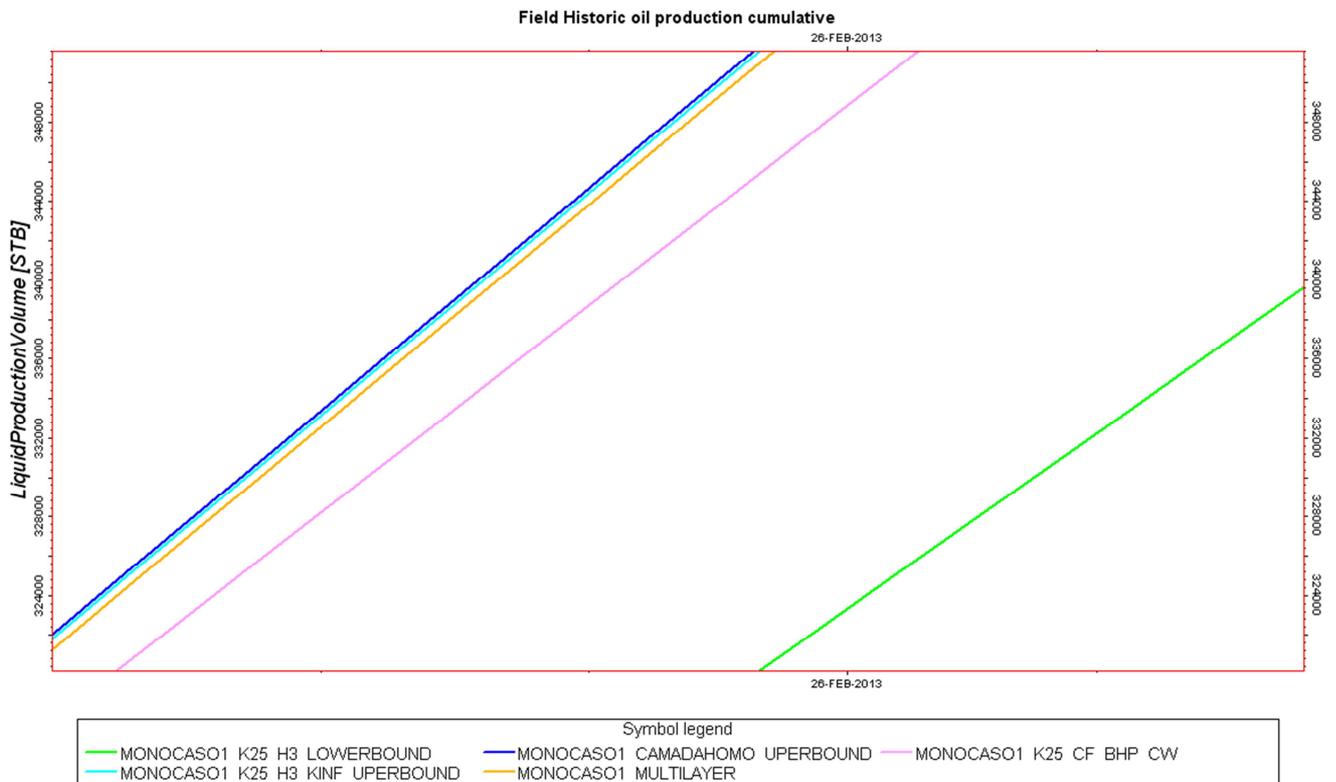


Gráfico 38 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos) 4

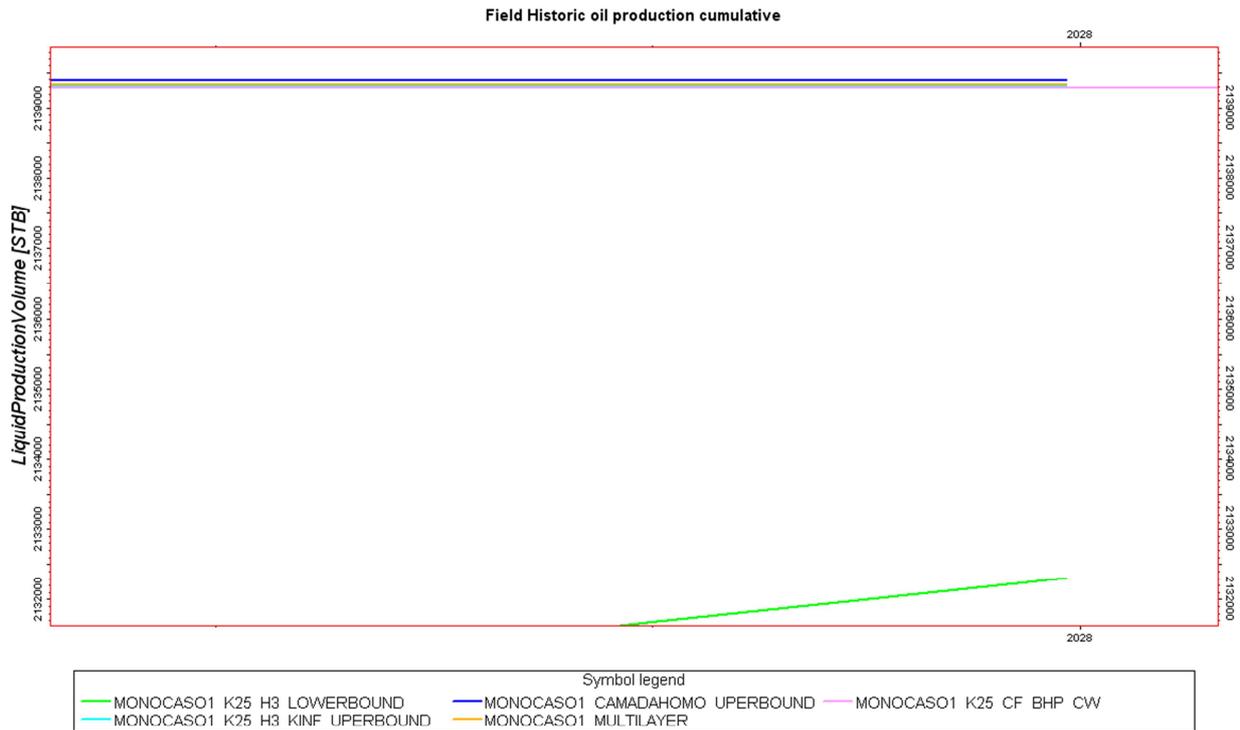


Gráfico 39 - Produção de óleo acumulada (determinação de extremos) 5

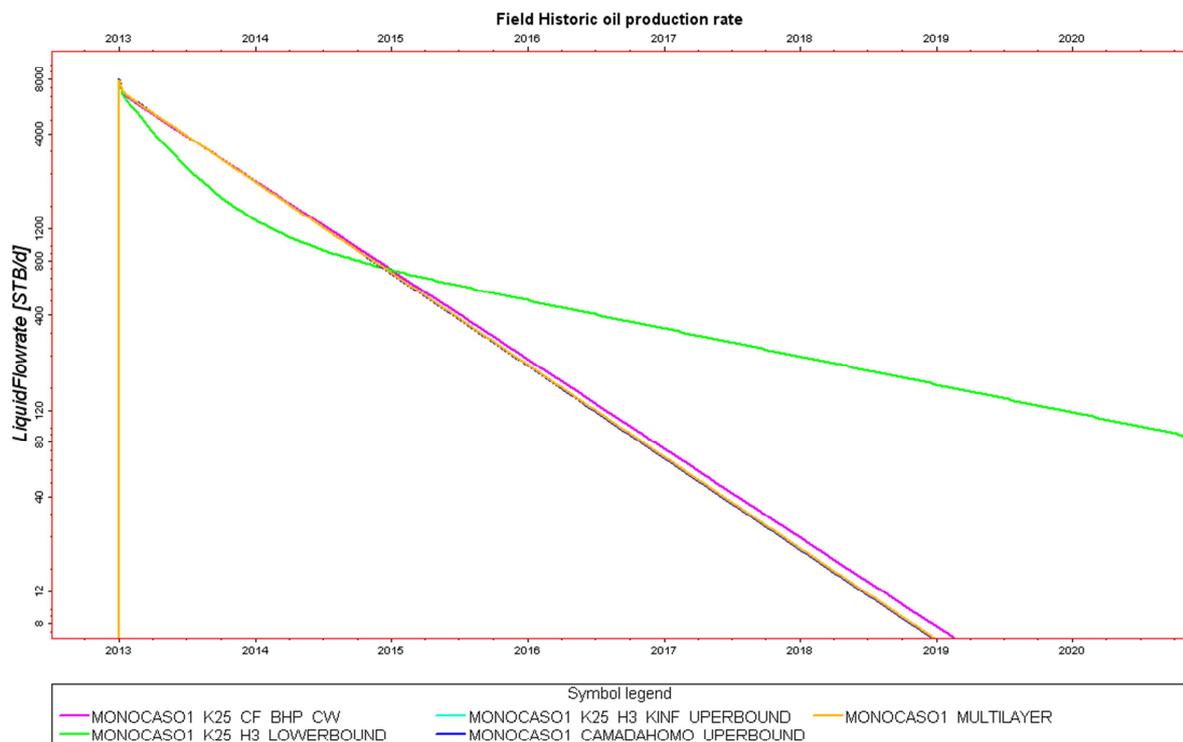


Gráfico 40 – Vazão de produção de óleo das curvas de extremos, multicamadas e dupla permeabilidade com *crossflow*.

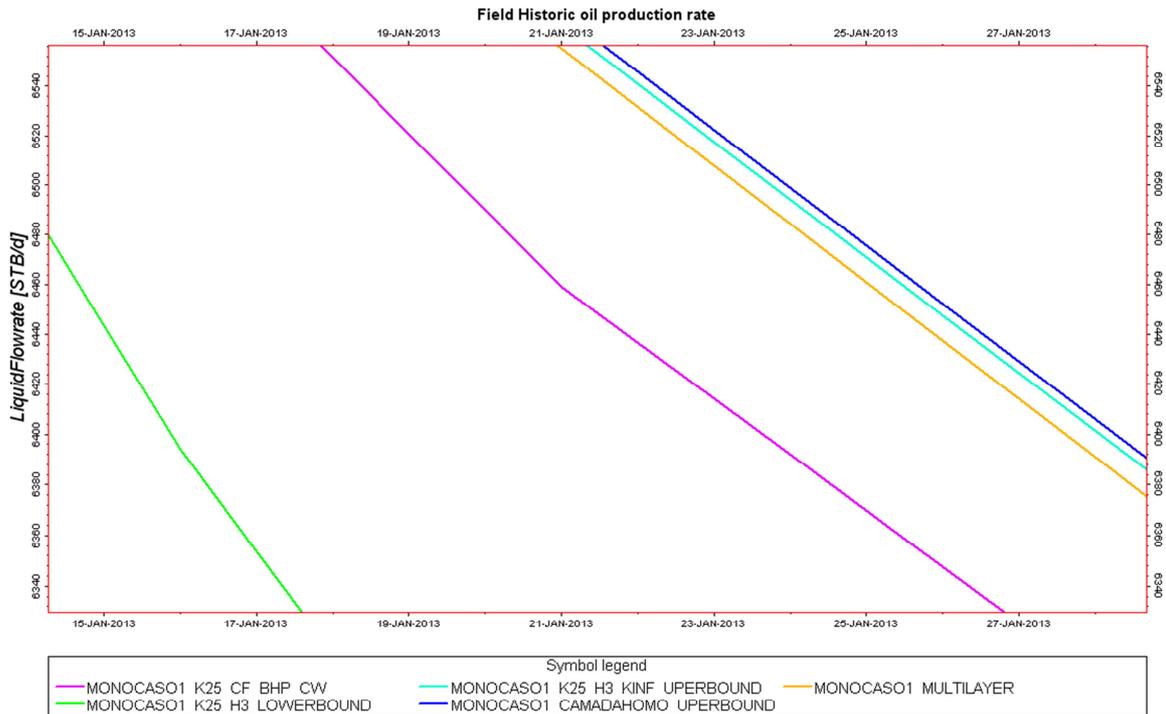


Gráfico 41 – Vazão de produção em escala reduzida (1)

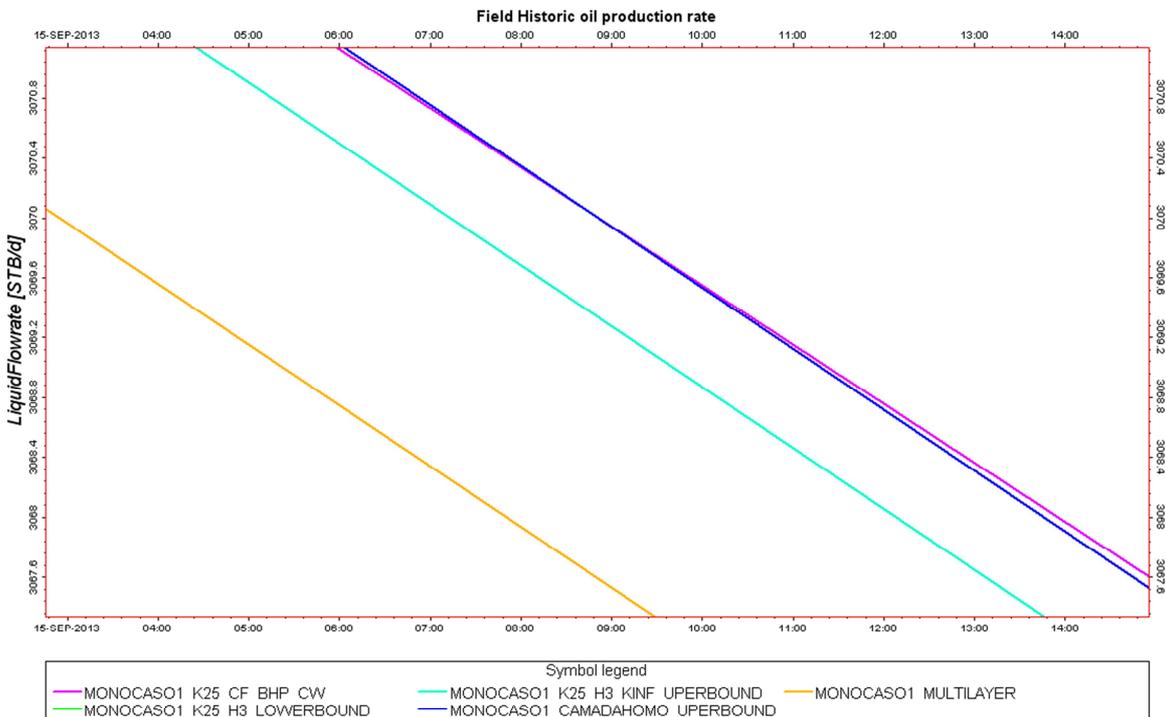


Gráfico 42 – Vazão de produção em escala reduzida (2)

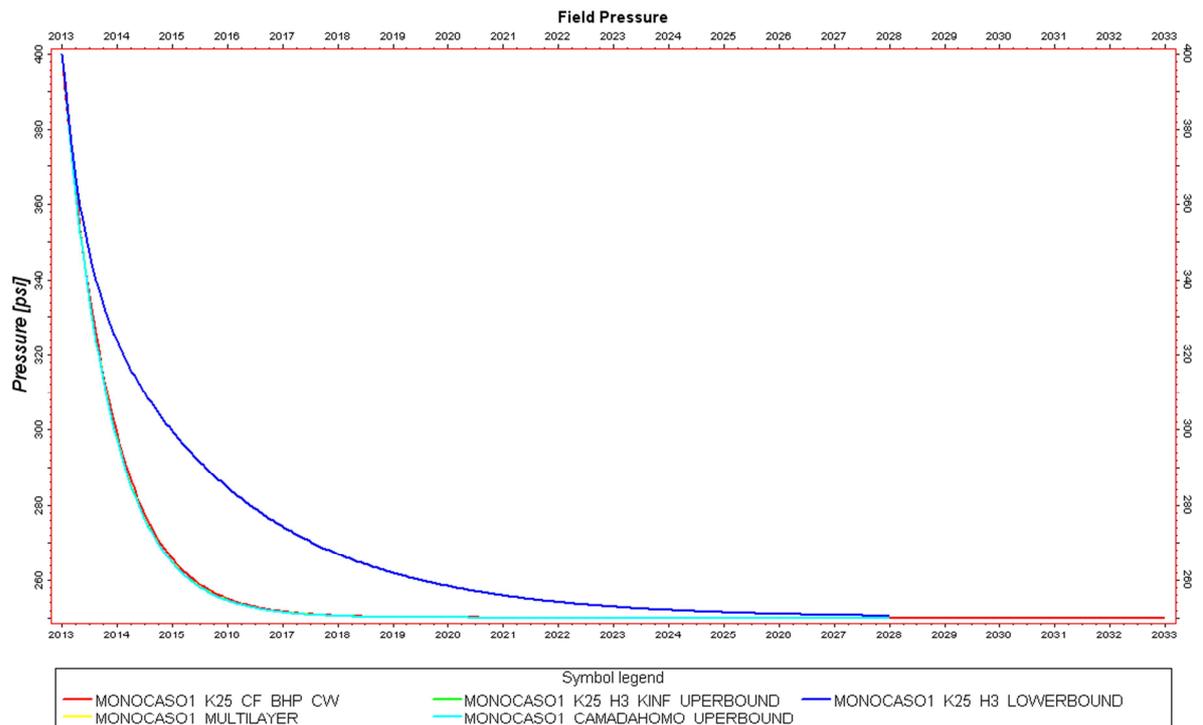


Gráfico 43 – Evolução da Pressão média do reservatório

Apêndice B

Arquivo de Entrada do ECLIPSE® Para o Caso 'MonoCaso1_K25_CF_BHP_CW'

RUNSPEC =====

TITLE

MODELO DE POÇO MONOGRAFIA CASO1_K25_CF_BHP_CW

DIMENS

-- qtd de blocos em cada dimensão

-- raio - nº de seões angulares - z

50 2 30 /

RADIAL

NONNC

-- disallow non-neighbor connections

OIL

FIELD

EQLDIMS

-- nº de zonas de equilibrio de fases

0 4*/

WELLDIMS

-- nº max de poços no modelo;
-- max conexões por poço (layers);
-- The maximum number of groups in the model;

1 30 1* 1 /

START

1 JAN 2013 /

NSTACK

-- Linear Solver Stack Size

23 /

UNIFOUT

-- Indicates that output files are unified

UNIFIN

-- Indicates that input files are unified

GRID =====

GRIDFILE

2 0 /

BOUNDARY

-- area of grid to be printed

1 50 1 2 1 30 /

-- COMPLETE THE CIRCLE IN THETA-DIRECTION

COORDSYS

1 30 COMP /

OLDTRAN

-- specifies block center transmissibilities

INRAD

-- raio interno

0.400 /

OUTRAD

-- raio do reservatorios

-- Ou, definido automaticamente a partir de inrad e drv

1500.00 /

DTHETAV

-- Tamanho das células na direção theta

2*180.000

/

DZ

-- tamanho das células na direção Z

3000*30

/

-- considerando a camada superior como a de maior permeabilidade

BOX

1 50 1 2 1 10 /

PERMR

-- permeability values in the radial direction

1000*200

/

PERMTHT

-- permeability values in the azimuthal direction

1000*200

/

PERMZ

-- specifies z-permeability values

1000*20

/

ENDBOX

-- camada inferior, de menor permeabilidade

BOX

1 50 1 2 11 30 /

PERMR

-- permeability values in the radial direction

2000*25

/

PERMTHT

-- permeability values in the azimuthal direction

2000*25

/

PERMZ

-- specifies z-permeability values

2000*20

/

ENDBOX

BOX

-- Definição de parâmetros gerais do grid

1 50 1 2 1 30 /

DZNET

-- net thickness value for each grid block

-- NTG net-to-gross = DZNET/DZ (calculado automaticamente)

3000*30

/

PORO

-- grid block porosity values

3000*0.20

/

TOPS

-- depths of top face of each grid block

100*9000

/

ENDBOX

INIT

RPTGRID

DR DTHETA DZ /

-- EDIT =====

-- optional (Modifications to calculated pore volumes, grid block center depths and transmissibilities.)

PROPS =====

-- Propriedades das Rochas e Fluidos

ROCK

-- Pref. Cf

156 5.32E-005 /

DENSITY

-- Oil ; Water ; Gas

35.91 2* /

-- THE OIL PVT DATA --

-- em caso de so haver oleo morto

PVDO

--	Po	Bo	Visc.o
	0400	1.0120	1.160
	1200	1.0040	1.164
	2000	0.9960	1.167
	2800	0.9880	1.172
	3600	0.9802	1.177
	4400	0.9724	1.181
	5200	0.9646	1.185
	5600	0.9607	1.190

/

RPTPROPS

-- PROPS Reporting Options

/

-- REGIONS =====

-- Divide em regiões para calculo das propriedades separadamente

SOLUTION =====

EQUIL

-- datum; P datum; Zcontato; Pcow; Zcontato; Pcco; .;. intervalos de media para correlação de equilibrio

9450 400 /

RPTSOL

-- estados iniciais a serem impressos (initialization print output)

'SWAT' 'SGAS' 'SOIL' 'EQUIL' 'PRESSURE' 'FIP=1' 'PBUB' 'RESTART=2' 'PBVD'
'SWL' /

SUMMARY =====

-- outputs apos cada time step

-- Production rates OUTPUTS

FOPRH

-- oil prod rate

FOPTH

-- total oil prod history

FVPR

-- reserv vol prod rate

-- PRESSURE OUTPUTS

-- bhp history

WBHPH

/

-- BHP

WBHP

/

-- field pressure

FPR

-- connections pressure

CPR

'POCO1' /

/

-- Connection IP

CPI

'POCO1' 1 1 1 /

'POCO1' 1 1 10 /

'POCO1' 1 1 11 /

'POCO1' 1 1 30 /

/

-- connection total oil prod.

COPT

'POCO1' /

/

-- oil prod rate dessa conneccao e das de cima

COFRU

'POCO1' /

/

-- Connection prod. rate

COPR

'POCO1' /

/

FOIP

-- oil in place liq+gas

FOE

--fator de recuperação

FOEIG

-- fator de recuperação do oleo movel

-- defaulted Kh (perm. x espessura)

CTFAC

POCO1 /

/

DATE

TIMESTEP

-- Outputs the timestep length

SCHEDULE =====

-- operações a serem simuladas, tempos nos quais os outputs sao requeridos,

RPTSCHED

FIP=2 PBUB=1 POTO PRES RESTART=2 SGAS SOIL SWAT SUMMARY=2
WELLS=4 WELSPECS

/

-- WELL SPECIFICATION DATA

-- WELL GROUP LOCATION BHP PI

-- NAME NAME I J DEPTH DEFN

WELSPECS

'POCO1' 'CLUSTER1' 1 1 9450 OIL /

/

-- COMPLETION SPECIFICATION DATA

-- WELL -LOCATION- OPEN/ SAT CONN WELL STOP(ABERTO)

-- NAME I J K1 K2 SHUT TAB FACT RAD SHUT COMPDAT

POCO1 1 1 1 30 OPEN 0 1* 0.8 /

/

-- PRODUCTION WELL CONTROLS

-- WELL OPEN/ CNTL OIL WATER GAS LIQU RES BHP

-- NAME SHUT MODE RATE RATE RATE RATE RATE

WCONPROD

POCO1 OPEN BHP 5* 250 /

/

TSTEP

-- dias por report timestep*quantidade de timesteps

-- produz por 20 anos, reportando a cada ano

365*20 /

END