



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE-UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DO MODELO ANALÍTICO DE GONTIJO PARA PREVER O
COMPORTAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NA INJEÇÃO CÍCLICA DE
VAPOR**

PEDRO ANDRÉ NOGUEIRA SOUZA DE OLIVEIRA VALE

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal/RN, Maio de 2015

PEDRO ANDRÉ NOGUEIRA SOUZA DE OLIVEIRA VALE

**ESTUDO DO MODELO ANALÍTICO DE GONTIJO PARA PREVER O
COMPORTAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NA INJEÇÃO CÍCLICA DE
VAPOR**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal/RN, Maio de 2015

PEDRO ANDRÉ NOGUEIRA SOUZA DE OLIVEIRA VALE

**ESTUDO DO MODELO ANALÍTICO DE GONTIJO PARA PREVER O
COMPORTAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NA INJEÇÃO CÍCLICA DE
VAPOR**

Esta monografia foi avaliada e considerada adequada como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2015.

Banca Examinadora

ORIENTADOR:

PROF. DR. MARCOS ALLYSON FELIPE RODRIGUES

MEMBRO EXAMINADOR:

PROF. DR. TARCÍLIO VIANA DUTRA JÚNIOR

MEMBRO EXAMINADOR:

MSC. EDSON ANDRADE DE ARAÚJO

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a **Deus**, que me presenteou com a vida. A minha mãe, **Noelma Marcina Nogueira de Souza** por toda a força e aparato que me deu para continuar estudando. Ao meu irmão **Vítor Nogueira Souza de Oliveira Vale**, pelo carinho e a todos os **meus familiares** pela motivação.

Ao meu orientador, **Marcos Allyson** que durante todo de conclusão de curso se mostrou paciente e dedicado para tirar todas as minhas dúvidas, a todos os **professores** que eu tive durante toda a minha vida acadêmica.

Aos **meus amigos do curso** pelo o compartilhamento de conhecimento. A **UFRN** por tudo que tens me proporcionado. Ao **LEAP** pela oportunidade oferecida.

Muito obrigado a todos supracitados.

VALE, Pedro André Nogueira Souza de Oliveira – “*ESTUDO DO MODELO ANALÍTICO DE GONTIJO PARA PREVER O COMPORTAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NA INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR*”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

RESUMO

Uma boa parte do petróleo produzido no Nordeste brasileiro é de baixo Grau API, sendo portanto óleo pesado. Para esse tipo de óleo, a utilização de métodos convencionais de recuperação de petróleo apresentam baixa eficiência, tornando-se necessário a utilização de métodos especiais de recuperação avançada de petróleo. Um dos métodos de recuperação avançada de petróleo que é recomendado para extração de óleo pesado é o método de injeção de vapor, que por ser um método térmico, consiste em fornecer calor para causar a diminuição da viscosidade do óleo, diminuindo assim a resistência ao escoamento. Diferente da injeção contínua, o método de injeção cíclica é composto por três etapas: injeção, *soaking*, e produção, além de poço injetor e produtor ser o mesmo. O objetivo desse trabalho é estudar os modelos analíticos de injeção cíclica de vapor, em especial de J.E. Gontijo e K. Aziz para prever a produção de um reservatório típico do nordeste brasileiro, e comparar os resultados obtidos com os obtidos pelo simulador comercial STARS do grupo CMG. A ferramenta utilizada no trabalho foi o VBA (Visual Basic for Applications) do Microsoft Excel 2010, para descrever as equações do modelo. O modelo de Gontijo apresentou uma boa resposta em relação ao modelo numérico, tendo um resultado convergente. Portanto, pode ser utilizado como ferramenta de análise em processos de injeção cíclica de vapor.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo, Injeção cíclica de vapor, modelo analítico.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Seção transversal de uma amostra de rocha.....	15
Figura 2.2 - Ângulo de contato.....	18
Figura 2.3 - Viscosidade <i>versus</i> Temperatura.....	20
Figura 2.4 - comportamento da razão de solubilidade <i>versus</i> pressão.....	22
Figura 2.5 - Gás em solução.....	24
Figura 2.6 - Capa de Gás.....	25
Figura 2.7 - Influxo de água.....	26
Figura 2.8 - Mecanismo combinado	26
Figura 2.9- Injeção no topo	29
Figura 2.10 - Injeção na base.....	30
Figura 2.11 - Injeção em linha direta.....	30
Figura 2.12 - Malha five-spot	31
Figura 2.13 - Malha seven-spot invertido.....	31
Figura 2.14 - Evolução da área invadida num modelo de linha direta.....	32
Figura 2.15 - Esquema do ciclo da injeção cíclica.....	35
Figura 2.16 - Zona de Vapor.....	37
Figura 3.1 - Planilha no Excel.....	52
Figura 4.1- Comparativo entre o Simulador e o Modelo Analítico.....	55
Figura 4.2-Vazão de óleo <i>versus</i> Tempo, efeito da Vazão de injeção.....	56
Figura 4.3- Np <i>versus</i> tempo, efeito da vazão de injeção.....	56
Figura 4.4- Temperatura <i>versus</i> Tempo, efeito da vazão de injeção.....	57
Figura 4.5 - Vazão de óleo <i>versus</i> tempo, efeito do título.....	58
Figura 4.6 - Np <i>versus</i> Tempo, efeito da temperatura.....	58
Figura 4.7- Efeito da temperatura na produção de óleo.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1- Classificação do petróleo.....	14
Tabela 3.1- Dados fixos de entrada.....	51
Tabela 3.2- Dados de operação.....	51
Tabela 3.3- Parâmetros utilizados.....	52
Tabela 3.4- Casos estudados.....	52
Tabela 4.1- Comparativo simulador <i>versus</i> modelo analítico.....	54

LISTA DE ANEXO

Anexo 1 – Funções Gontijo implementadas no VBA do Excel 2010.....	64
---	----

Sumário

1	INTRODUÇÃO	11
2	ASPECTOS TEÓRICOS	13
2.1	Reservatórios.....	13
2.1.1	Classificação dos reservatórios	13
2.2	Petróleo	13
2.3	Grau API.....	13
2.4	Propriedades das rochas	14
2.4.1	Porosidade.....	14
2.4.2	Compressibilidade	15
2.4.3	Permeabilidade	16
2.4.4	Molhabilidade	17
2.4.5	Saturação.....	18
2.4.6	Pressão capilar	19
2.5	Propriedades dos fluidos.....	20
2.5.1	Viscosidade.....	20
2.5.2	Mobilidade	20
2.6	Parâmetros de produção.....	21
2.6.1	Condições de reservatório e superfície.....	21
2.6.2	Fator de recuperação	23
2.6.3	Mecanismos de produção	23
2.7	Métodos de recuperação	27
2.7.1	Métodos de recuperação primária	27
2.7.2	Métodos de recuperação convencional.....	28
2.7.3	Métodos de recuperação avançada.....	33
2.8	Injeção Cíclica de Vapor	35
2.9	Importância dos modelos analíticos	36
2.9.1	Modelos Analíticos Para Injeção Cíclica de Vapor	36
3	MATERIAIS E MÉTODOS	39
3.1	Programas utilizados	39
3.2	Equações utilizadas	39

3.3 Dados de entrada	51
3.4 Metodologia do trabalho	52
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	54
5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	60
5.1 Conclusões.....	60
5.2 Recomendações	60
6 REFERÊNCIAS.....	61
ANEXO	64

1 INTRODUÇÃO

Uma boa parte do petróleo produzido no Nordeste brasileiro é de baixo Grau API, óleo pesado. Assim métodos convencionais de recuperação de petróleo apresentam baixa eficiência, tornando-se necessário a utilização de métodos de recuperação avançada de petróleo.

Um dos métodos de recuperação avançada de petróleo que é recomendado para extração de óleo pesado é o método de injeção cíclica de vapor, que por ser um método térmico, consiste em fornecer calor para causar a diminuição da viscosidade do óleo, diminuindo assim a resistência ao escoamento.

O método de injeção cíclica de vapor, diferentemente da injeção contínua de vapor utiliza um único poço tanto para injetar quanto para produzir e é composto por três etapas: A primeira é a injeção de vapor pelo poço. Esta etapa pode durar de dias a semanas. A segunda etapa é conhecida por *soak period*, é a etapa em que fecha o poço. Esta etapa pode durar de 3 a 10 dias e tem como finalidade dá tempo para o vapor injetado transferir calor para os fluidos contidos no reservatório. A terceira etapa é a de produção, abertura do poço produtor. Esta etapa pode durar de meses a anos, o ciclo pode ser repetido até alcançar o limite econômico do projeto.

No presente trabalho, é analisada a eficiência do modelo analítico de Gontijo e Aziz para obtenção da taxa de vazão num reservatório típico do nordeste brasileiro, são feitas comparações com os resultados obtidos com a simulação numérica, no qual foi utilizado o simulador comercial STARS do grupo CMG.

As equações do modelo analítico de Gontijo são as mais simples possíveis e também é incorporada correlações para minimizar o requisitos de dados. O modelo estima a geometria da zona aquecida, propriedades dos fluidos, permeabilidades relativas, também considera perda de calor para a rocha sobrejacente, para a equação de fluxo é considerado o diferencial de pressão e a força gravitacional como forças motrizes. O modelo foi desenvolvido para reservatórios depletados.

Este trabalho é composto por seis capítulos. Este é o primeiro capítulo do trabalho e apresenta a introdução do trabalho.

O **Capítulo 2** apresenta os aspectos teóricos, que descreve vários métodos de recuperação avançada e conceitos importantes de engenharia de reservatório. Além disso é apresentado a importância da utilização modelos analíticos.

O **Capítulo 3**, denominado de Materiais e Métodos, consiste na apresentação dos programas utilizados neste trabalho, nas equações utilizadas no modelo analítico de Gontijo e Aziz e nos dados necessários para a utilização do modelo, dados do reservatório, dos fluidos e operacionais e na metodologia do trabalho.

Os resultados e discussões desse trabalho serão apresentados no **Capítulo 4**.

As conclusões e recomendações referentes ao trabalho são abordadas no **Capítulo 5**.

No ultimo capítulo, o **Capítulo 6**, é apresentado às referências utilizadas que auxiliaram no entendimento do trabalho.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Este capítulo apresenta conceitos importantes para o entendimento do trabalho.

2.1 Reservatórios

Denomina-se de reservatório à rocha com porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. A maior parte das reservas conhecidas encontra-se em arenitos e rochas carbonáticas, embora acumulações de petróleo também ocorrem em folhelhos, conglomerados ou mesmo em rochas ígneas e metamórficas.

2.1.1 Classificação dos reservatórios

Como se sabe, a depender da composição e das condições de pressão e temperatura, uma acumulação de petróleo pode se apresentar totalmente líquida, totalmente gasosa ou ainda com uma parte líquida e uma parte gasosa em equilíbrio. Dessa forma pode-se dizer que existem reservatórios de líquido, comumente chamados de reservatórios de óleo, reservatórios de gás e reservatórios com as duas fases em equilíbrio.(Rosa, 2006)

2.2 Petróleo

Petróleo (do latim *petra* = rocha e *oleum* = óleo) é o nome dado às misturas naturais de hidrocarbonetos que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas. O petróleo tanto pode aparecer em uma única fase como pode se apresentar em mais de uma fase em equilíbrio. (Rosa, 2006)

2.3 Grau API

Na indústria do petróleo, quando vai se referir à densidade do óleo, utiliza-se o °API (Grau API), isso se deve que com a utilização do Grau API torna-se mais rápido a identificação de óleos leves, pesados ou extra pesados. Quanto mais leve o óleo, menor densidade, maior será o ° API e assim agregando um maior valor comercial no mercado.

O Grau API é uma função que depende apenas da densidade do óleo.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\text{dóleo}} - 131,5 \quad \text{eq. 2.1}$$

A Tabela 2.1 apresenta a classificação do petróleo segundo a ANP.

Tabela 2.1- Classificação do petróleo

Tipo de óleo	° API
Leve	≥ 31
Mediano	$<31 \text{ e } \geq 22$
Pesado	$<22 \text{ e } \geq 10$
Extra Pesado	<10

2.4 Propriedades das rochas

Conhecer as propriedades das rochas é de extrema importância, pois é com as propriedades das rochas que se faz estimativas do volume de fluido contido no reservatório, se a rocha permite o movimento dos fluidos no seu interior e quanto se pode extrair os fluidos.

2.4.1 Porosidade

Porosidade é a relação entre o volume vazio (volume poroso) e volume total da rocha.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{eq. 2.2}$$

$$\text{Sabendo que: } V_t = V_p + V_s \quad \text{eq. 2.3}$$

Onde:

Φ = porosidade

V_p = Volume poroso, Volume vazio

V_t = Volume total da rocha

V_s = Volume de sólidos da rocha

Logo a porosidade é de extrema importância, pois quanto maior o volume poroso, mais fluido poderá ser armazenado.

2.4.1.1 Porosidade Absoluta

Porosidade Absoluta é a razão entre todos os espaços vazios, interconectados ou não, e o volume total da rocha.

2.4.1.2 Porosidade Efetiva

Porosidade efetiva é a razão entre todos os espaços interconectados e o volume total da rocha.

A porosidade efetiva é o parâmetro que realmente importa, pois só os fluidos que estão nos espaços interconectados conseguem se movimentar no interior da rocha.

A Figura 2.1 mostra uma seção transversal de uma mostra de rocha, apresentando os poros interconectados, poro isolado, grão, cimento.

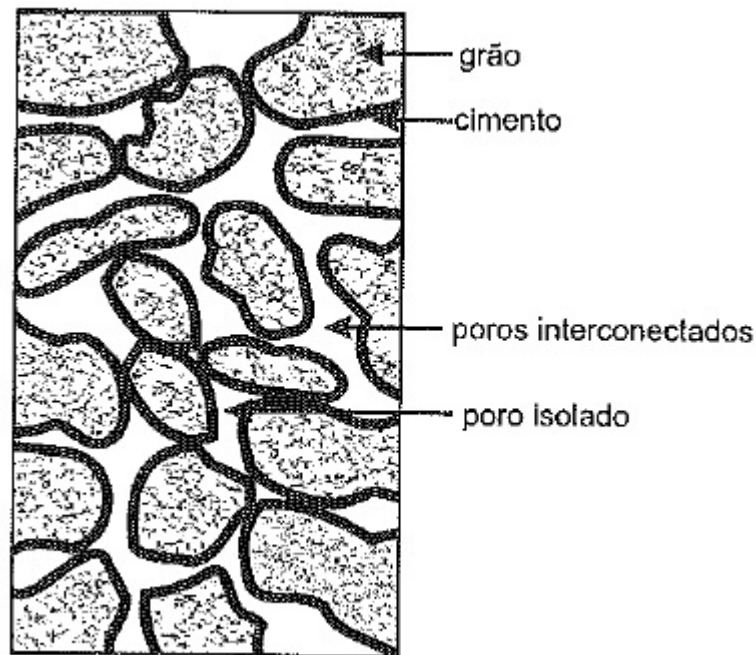


Figura 2.1- Seção transversal de uma amostra de rocha. (Rosa, 2006)

2.4.2 Compressibilidade

Um corpo que inicialmente tem um volume V , ao ser submetido a uma compressão P , sofrerá uma redução de volume ΔV . O quociente entre a redução de volume ΔV e o volume inicial V recebe o nome de variação fracional. Dividindo-se a variação fracional pelo ΔP , tem-se a “compressibilidade”. Assim, por definição, compressibilidade é o “quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão”. (Thomas, 2001)

Na engenharia de reservatórios tem-se particular interesse na chamada “compressibilidade efetiva da formação”, definida a seguir:

Os poros de uma rocha-reservatório estão cheios de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos mesmos, da mesma maneira que o ar exerce uma pressão de dentro para fora em um balão de soprar. Assim, como o tamanho do balão depende da pressão interna, isto é, da quantidade de ar contida no seu interior, o volume dos poros é uma função da sua pressão interna. Ao ser retirada uma certa quantidade de fluidos do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm os seus volumes reduzidos. A relação entre esta variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão dá-se o nome de “compressibilidade efetiva da formação”. (Thomas,2001)

Assim:

$$c_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P} \quad \text{eq. 2.4}$$

Onde :

c_f = compressibilidade efetiva da rocha;

ΔV_p = variação do volume poroso;

V_p = volume poroso;

$\Delta V_p / V_p$ = variação fracional dos volumes dos poros;

ΔP = variação da pressão.

2.4.3 Permeabilidade

Permeabilidade é a capacidade da rocha permitir fluxo em seu interior. Quanto maior a permeabilidade, maior será a facilidade de movimento dos fluidos na rocha. (Queiroz, 2006)

2.4.3.1 Permeabilidade Absoluta

Quando existe apenas um fluido no reservatório, diz que é a permeabilidade absoluta da rocha, essa condição é a que tem a maior permeabilidade possível. (Queiroz, 2006)

2.4.3.2 Permeabilidade Efetiva

Quando tem a existência de mais de um fluido no reservatório, passa a se tratar de permeabilidade efetiva. A rocha permitirá facilidades de fluxo diferente a cada fluido. A permeabilidade efetiva a cada fluido será sempre menor que a permeabilidade absoluta da rocha, até que a rocha fique saturada de apenas um fluido. (Queiroz, 2006)

2.4.3.3 Permeabilidade Relativa

É a razão entre a permeabilidade efetiva de um fluido e a permeabilidade absoluta da rocha. (Queiroz, 2006)

Esse conceito é bastante utilizado para se fazer análises das permeabilidades em função da saturação de um fluido na rocha.

O valor de permeabilidade relativa pode variar de 0 (quando não se tem fluxo do fluido) a 1 (existência de apenas um fluido saturando a rocha)

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{eq. 2.5}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{eq. 2.6}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{eq. 2.7}$$

Onde:

$K_{ro,rw,rg}$ = permeabilidade relativa ao óleo, à água e ao gás, respectivamente;

$K_{o,w,g}$ = permeabilidade efetiva ao óleo, à água e ao gás, respectivamente;

K = permeabilidade absoluta.

2.4.4 Molhabilidade

Molhabilidade é a tendência de um fluido espalhar-se numa superfície de contato quando está na presença de outro fluido.

Isto quer dizer se a rocha é molhável a certo fluido, este fluido estará mais próximo da superfície de contato, e pode implicar numa maior dificuldade do fluxo do fluido molhante, pois quanto mais próximo da superfície de contato, maior o atrito do fluido com a rocha assim ocasionando uma menor velocidade de escoamento.

Se o fluido mais denso tiver um ângulo de contato com a superfície de contato menor que 90° diz-se que o fluido mais denso é o fluido molhante. Se essa condição não for satisfeita, diz-se que o fluido menos denso é o fluido molhante. (Rosa, 2006)

Na Figura 2.2 mostra uma rocha molhável à água, pois o ângulo de contato é menor que 90° e a água é o fluido mais denso.

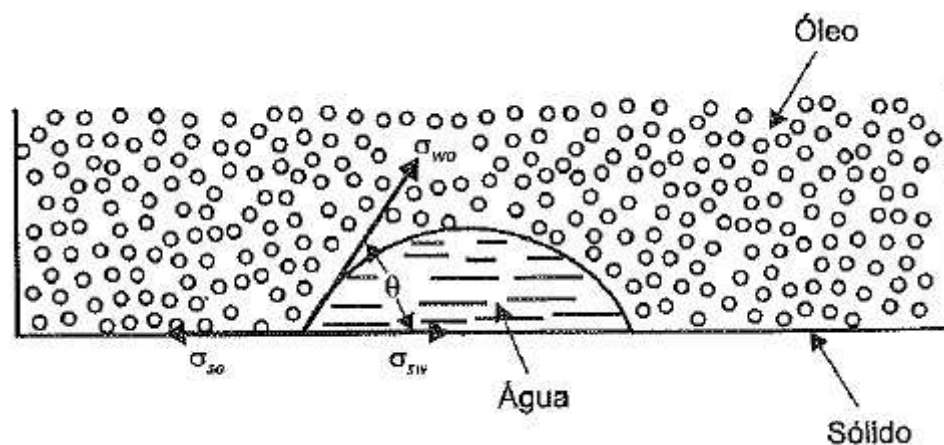


Figura 2.2 - Ângulo de contato (Benner & Bartell, 1941)

2.4.5 Saturação

É a relação de um volume numa certa fase pelo volume total dos fluidos. Como os fluidos se encontram nos poros, logo o volume total dos fluidos é o mesmo do volume poroso. Assim, saturação dum certo fluido é igual ao volume do mesmo fluido dividido pelo volume poroso. (Queiroz, 2006)

$$\text{Saturação de óleo:} \quad S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{eq. 2.8}$$

$$\text{Saturação de água:} \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{eq. 2.9}$$

$$\text{Saturação de gás:} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad \text{eq. 2.10}$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{eq. 2.11}$$

2.4.6 Pressão capilar

Quando dois ou mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, os mais densos ficam embaixo, formando uma superfície horizontal entre os diferentes fluidos. Isto não ocorre num meio poroso de capilares de diferentes diâmetros, pois a superfície de separação não será mais brusca, existindo uma zona de transição devido a ação de fenômenos capilares. Esses fenômenos são resultantes de atrações de moléculas na massa fluida. Uma molécula situada no interior do líquido estará equilibrada por ser atraída igualmente em todas as direções pelas moléculas que a cercam. O mesmo não ocorre com uma molécula na superfície, que não será atraída igual por estar cercada por moléculas de tipos diferentes. (Costa, 1998)

Existe uma força que impede o rompimento da superfície. Essa força é chamada de tensão superficial, ela aparece na superfície entre um fluido gasoso e líquido. Se for entre dois líquidos a força é chamada de tensão interfacial.

Pressão capilar é definida como a pressão no fluido não molhante menos a pressão no fluido molhante.

Pressão capilar pode ser escrito como :

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma_{wo} \cdot \cos \theta}{r} \quad \text{eq. 2.12}$$

Onde:

σ_{wo} = tensão interfacial água-óleo

θ = ângulo de contato das fases água-óleo

r = raio do poro

P_c = Pressão capilar

2.5 Propriedades dos fluidos

2.5.1 Viscosidade

Viscosidade é o atrito interno das moléculas do fluido. Isto é: Viscosidade é a resistência de um fluido a escoar. Logo, quanto maior a viscosidade, maior a dificuldade de fluxo.

A viscosidade dos líquidos é inversamente proporcional à temperatura. Quanto maior a temperatura, menor a viscosidade. A variação da viscosidade com a temperatura não é linear. (Carvalho, 2010)

A Figura 2.3 demonstra o comportamento da viscosidade do óleo com a variação da temperatura.

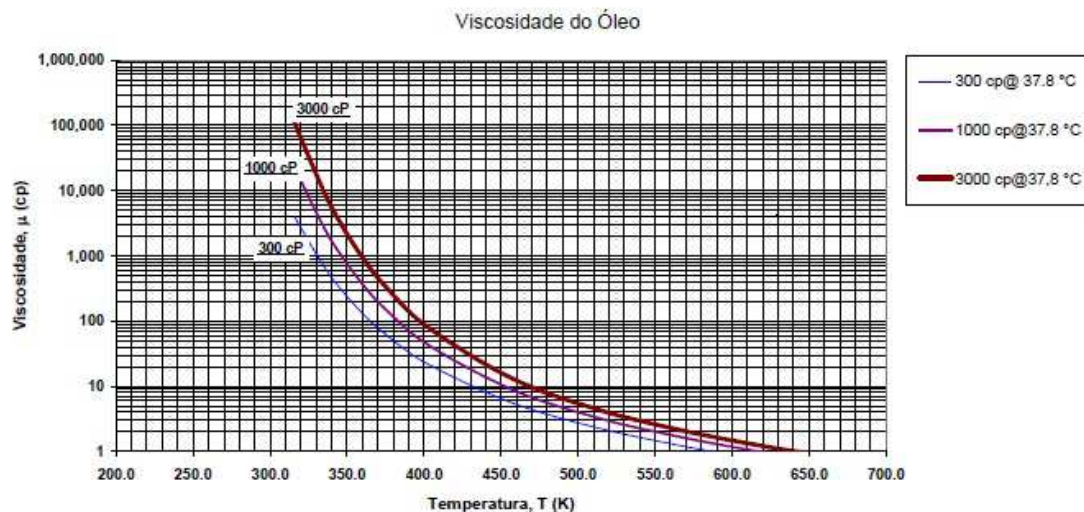


Figura 2.3 - Viscosidade *versus* Temperatura (Barillas,2005)

2.5.2 Mobilidade

Mobilidade é a razão da permeabilidade efetiva a certo fluido pela viscosidade do mesmo. (Queiroz, 2006)

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f} \quad \text{eq. 2.13}$$

Onde:

λ_f = mobilidade de um certo fluido

K_f = permeabilidade efetiva a um certo fluido

μ_f = viscosidade de um certo fluido

Nota-se que quanto maior a mobilidade do fluido, mais fácil o escoamento do mesmo.

2.5.2.1 Razão de Mobilidade

Razão de mobilidade é definido pela razão da mobilidade do fluido injetado pela mobilidade do fluido deslocado.

Se considerar o fluido injetado sendo água e o fluido deslocado sendo óleo, logo:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad \text{eq. 2.14}$$

Observa-se que quanto maior a razão de mobilidade, maior é a mobilidade do fluido injetado em relação ao deslocado, isso pode acarretar que o fluido injetado faça um “furo” no fluido deslocado, que causaria a diminuição da eficiência de deslocamento. Logo é preferível a menor razão de mobilidade possível.

2.6 Parâmetros de produção

2.6.1 Condições de reservatório e superfície

É de grande importância saber a condição em que cada parâmetro está submetido, pois várias variáveis podem mudar drasticamente em qual condição ela está submetida, a vazão de óleo no reservatório é maior que a vazão de óleo na superfície. Isso deve-se ao fator de encolhimento do óleo. Logo, se fosse fazer uma análise econômica utilizando a vazão de óleo nas condições de reservatório, estaria superestimando a produção, que causaria danos futuros significativos a todos os projetos subsequentes de certa empresa.

2.6.1.1 Fator volume de formação

O fator volume de formação é a relação de um volume em uma condição de pressão e temperatura quaisquer pelo o volume nas condições de superfície. (Rosa, 2006)

$$B = \frac{V_{P,T}}{V_{std}} \quad \text{eq. 2.15}$$

Onde:

B = fator volume de formação do fluido;

$V_{P,T}$ = Volume em condições de Pressão e Temperatura;

V_{std} = Volume standard, volume em condições padrões, nas condições de superfície.

$B_{o,w,g}$ é o fator volume de formação do óleo, da água e do gás respectivamente.

2.6.1.2 Razão de solubilidade

A razão de solubilidade é expressa como a quantidade de gás dissolvido num certo volume de óleo, ambos em condições de superfície.

$$R_s = \frac{V_{gdissol std}}{V_{o std}} \quad \text{eq. 2.16}$$

Onde:

R_s = a razão de solubilidade;

$V_{gdissol std}$ = Volume de gás dissolvido nas condições padrões;

$V_{o std}$ = Volume de óleo nas condições padrões.

A figura 2.4 mostra o comportamento da razão de solubilidade com o decaimento da pressão.

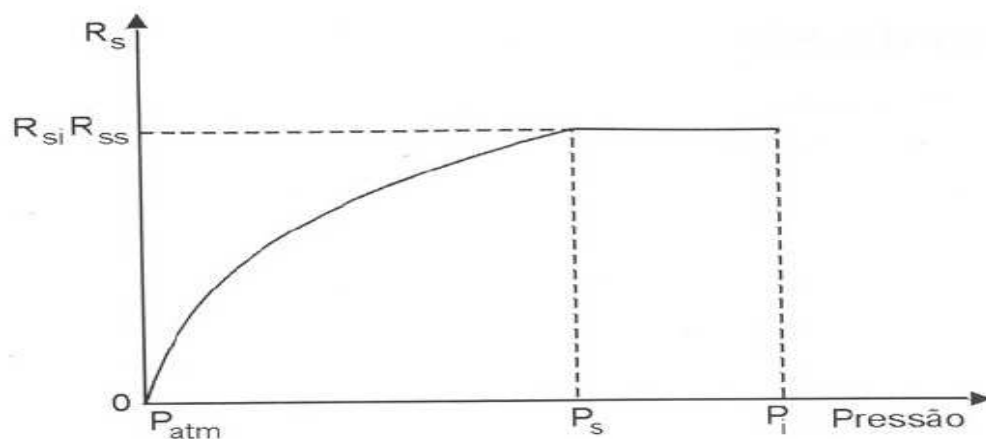


Figura 2.4 - comportamento da razão de solubilidade *versus* pressão (Thomas,2001)

Com o decaimento da pressão no reservatório, o gás que está dissolvido no óleo começa a se liberar ainda no reservatório, tornando-se gás livre. Assim o gás dissolvido no óleo diminui, causando a diminuição da razão de solubilidade.

2.6.2 Fator de recuperação

Fator de recuperação é a percentagem da razão da produção acumulada de um fluido nas condições padrão até o abandono do poço pelo o volume do mesmo fluido inicialmente, antes de qualquer produção, nas condições padrão. (Queiroz, 2006)

O Fator de recuperação do óleo é dado como:

$$FR = \frac{N_p}{VOIP} \quad \text{eq. 2.17}$$

Onde :

FR= Fator de recuperação do óleo;

N_p = Produção acumulada de óleo nas condições padrão;

VOIP= Volume original de óleo in place, volume original nas condições de superfície.

2.6.3 Mecanismos de produção

É a energia contida no próprio reservatório que exerce força para vencer as forças capilares e viscosas, causando o fluxo dos fluidos para o poço produtor, a produção é devido a dois fatores: um deles é a descompressão, isto é, expansão dos fluidos e contração do volume poroso; e o outro fator é o deslocamento do óleo causado por outro fluido. (Queiroz, 2006)

2.6.3.1 Gás em solução

Quando começa a produção de fluidos, a pressão do reservatório tende a decair. Assim o gás que antes estava dissolvido no óleo passa a ficar livre no reservatório. E este gás livre quando ocorre a diminuição da pressão tende a se expandir deslocando o óleo para o poço produtor. Esse mecanismo não causa uma boa manutenção da pressão e o fator de recuperação pode variar entre 5% a 25%.

A Figura 2.5 mostra o efeito do gás em solução.

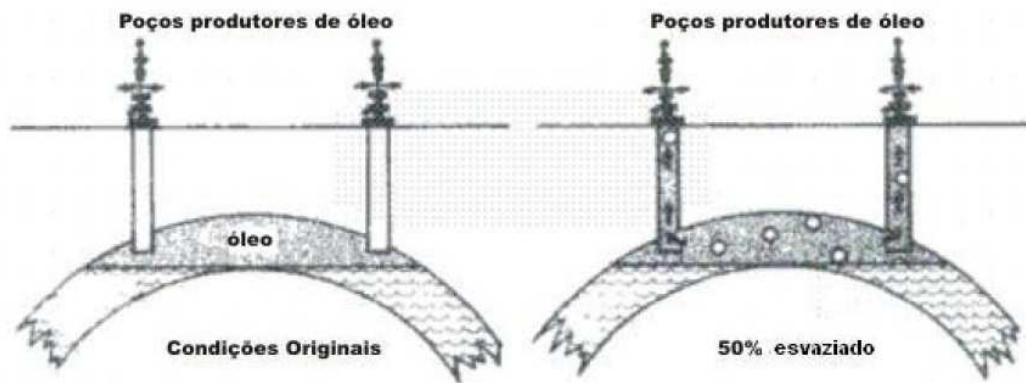


Figura 2.5 - Gás em solução (Allen e Robert, 1997)

2.6.3.2 Capa de gás

A capa de gás tem o mesmo funcionamento do gás em solução, a diferença que desde o início existirá gás livre no reservatório, assim o gás ajuda a deslocar o óleo desde o início da vida produtiva, diferentemente do gás em solução (Thomas, 2001).

É preferível em que se canhoneie o mais distante da capa de gás, para evitar a produção prematura do gás, pois é de extrema importância que o gás permaneça no reservatório, pois ele que fornece energia para o deslocamento do óleo.

A capa de gás consegue causar uma melhor manutenção da pressão quando comparado com gás em solução e o seu fator de recuperação de óleo pode variar de 20% a 40%.

Na figura 2.6 mostra o mecanismo de capa de gás.

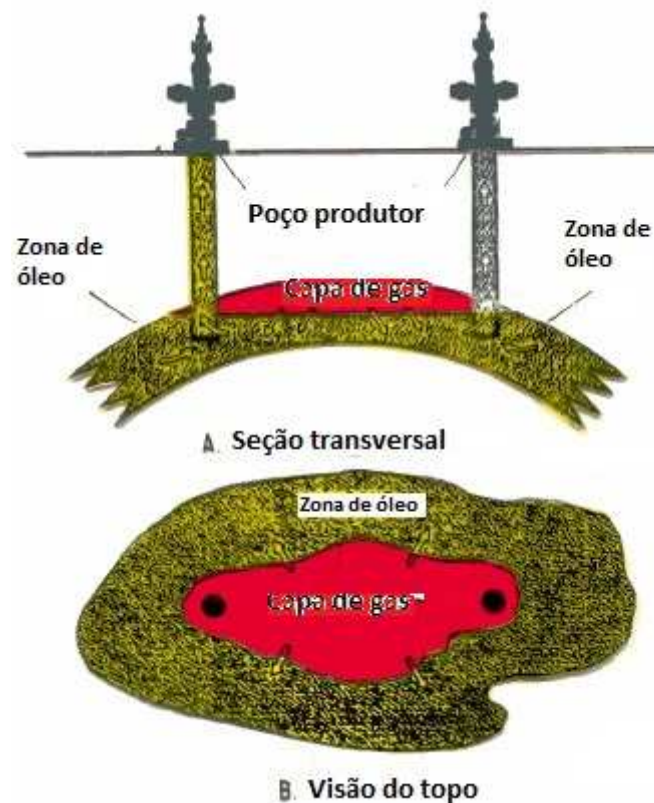


Figura 2.6 - Capa de Gás (Allen e Robert, 1997)

2.6.3.3 Influxo de água

Para o influxo de água ter uma boa eficiência é necessário a presença de um aquífero, formação saturada com água, atuante em contato direto com a zona de óleo, isso causará a invasão da água do aquífero para a zona de óleo, assim causando o deslocamento do óleo e a manutenção da pressão, quanto maior o aquífero, mais a pressão irá demorar para decair e mais óleo será deslocado, logo se faz necessário que seja intimamente ligado a zona de óleo com o aquífero (Queiroz, 2006).

É importante o canhoneamento o mais distante do aquífero, a fim de evitar grande produção de água no início e lógico para não retirar a energia que será fornecida para zona de óleo.

A Figura 2.7 mostra o funcionamento do mecanismo de influxo de água.

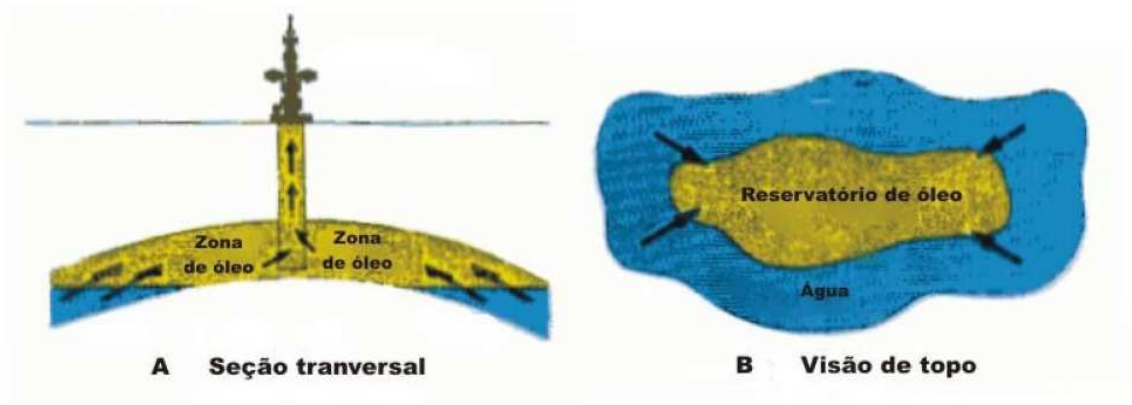


Figura 2.7 – Influxo de água (Allen e Robert, 1997)

O fator de recuperação desse mecanismo varia de 30% a 60%, se o aquífero for atuante causará uma melhor manutenção da pressão quando comparado à capa de gás.

2.6.3.4 Mecanismo combinado

O reservatório pode produzir por mais de um mecanismo de produção, quando isso acontece diz que o mecanismo de produção é combinado. (Queiroz, 2006)

Vale lembrar que todo reservatório mais cedo ou mais tarde irá produzir por gás em solução, logo se existir uma capa de gás ou um aquífero atuante, produzirá também por mecanismo combinado.

Para saber a melhor altura dos canhoneados deve-se fazer um estudo de qual mecanismo será o mais atuante, assim deve canhonear a uma distância em que o melhor mecanismo atue por mais tempo no reservatório.

A Figura 2.8 mostra um mecanismo combinado de capa de gás e influxo de água.

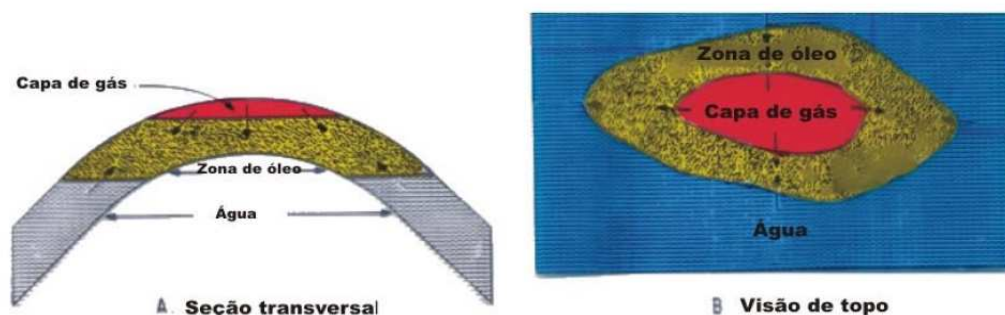


Figura 2.8 – Mecanismo combinado (Allen e Robert, 1997)

2.6.3.5 Segregação gravitacional

A segregação gravitacional é de extrema importância para a produção de hidrocarbonetos, ela causa a demora da produção dos fluidos que irá fornecer energia para a zona de óleo, que é o caso do gás da capa de gás e da água do aquífero, devido a segregação gravitacional os fluidos do reservatório tendem a se distribuir de acordo com suas respectivas densidades. Assim, no topo do reservatório ficará o gás, no meio o óleo, e no fundo do reservatório a água. A grande importância da segregação gravitacional é na diminuição dos caminhos preferenciais dos fluidos deslocantes, pois a água proveniente do aquífero tenderá sempre a ficar numa zona abaixo da zona de óleo e o gás da capa de gás acima da zona de óleo, assim invadindo lentamente a zona de óleo inicial.

Vale lembrar que o gás em solução quando se libera do óleo, tenderá ir pra o topo do reservatório criando assim a chamada, capa de gás secundária.

Para que a segregação gravitacional se manifeste são necessárias produções razoáveis, pois se a vazão for alta, por exemplo, o gás em solução será produzido antes de alcançar o topo do reservatório.

2.7 Métodos de recuperação

Com o passar dos anos a sociedade passou a consumir mais e mais os derivados do petróleo, assim passou a ser necessário produzir mais petróleo possível, de forma economicamente viável. Como houve uma crescente demanda de óleo tornou-se necessário a criação de métodos de recuperação, com o objetivo de produzir mais óleo do que antes, quando se utilizava apenas da energia natural do reservatório.

Reservatórios que são fortes candidatos à implementação de um método de recuperação são aqueles que não têm energia suficiente para produzir um longo tempo de vida.

2.7.1 Métodos de recuperação primária

Métodos de recuperação primária é o método que utiliza a energia natural do reservatório para produzir, ou seja, depende exclusivamente dos mecanismos de produção, seja ele, gás em solução, capa de gás, influxo de água, mecanismo combinado ou segregação gravitacional, esse método por utilizar apenas a energia natural do reservatório, é o método com o menor custo possível.

Com o passar do tempo à produção sempre tenderá a ter uma queda, isso se deve a depleção da pressão no reservatório, para prolongar a vida produtiva e produzir volumes adicionais de óleo passa a ser necessária a implementação de algum método de recuperação.

2.7.2 Métodos de recuperação convencional

Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, tem-se um processo classificado como método convencional de recuperação, (Thomas, 2001).

Ou seja, os fluidos injetados na recuperação convencional não devem reagir quimicamente com os fluidos existentes no reservatório.

É recomendado utilização de um método secundário o mais cedo possível, com a finalidade de causar uma manutenção da pressão, impedindo uma queda substancial da pressão causada na recuperação primária.

O objetivo de qualquer método secundário, seja ele, convencional ou avançada é causar um aumento na eficiência de recuperação e aceleração da produção.

2.7.2.1 Fluidos injetados

Os fluidos injetados no método convencional, que não podem reagir quimicamente com os fluidos existentes no reservatório, os fluidos utilizados são água e gás imiscível. (Thomas, 2001)

A água injetada pode ter quatro origens diferentes:

- 1) Água subterrânea, coletada em mananciais de subsuperfície por meio de poços perfurados para este fim;
- 2) Água de superfície, coletada em rios, lagos, etc;
- 3) Água do mar ;
- 4) Água produzida, isto é, a água que vem associada à produção de petróleo.

Antes de se injetar, a água tem que passar pela fase de tratamento da água, pois ao não passar por essa fase, pode causar danos aos poços injetores e pode ocasionar diminuição da eficiência do método.

O gás injetado pode ser o próprio gás produzido, também é necessário passar por um tratamento antes da injeção.

2.7.2.2 Projetos de injeção

Na concepção de um projeto de injeção de fluidos é de fundamental importância a escolha do esquema de injeção, isto é, da distribuição dos poços injetores e de produção mais adequada ao reservatório de petróleo em estudo, (Rosa, 2006).

O objetivo primordial da injeção é o aumento da recuperação de petróleo, deve-se tentar produzir esse volume adicional desejado utilizando-se esquemas em que os volumes injetados sejam os menores possíveis, e também é buscado que a maior quantidade de fluido injetado permaneça no reservatório, ou seja, a menor produção possível do fluido injetado, (Rosa, 2006)

Os esquemas de injeção dividem-se em três tipos principais: injeção na base, injeção no topo e injeção em malhas, (Thomas, 2001).

Utilizasse injeção na base ou no topo caso o reservatório tenha uma inclinação e espessura considerável.

Utiliza injeção no topo quando o fluido injetado é gás, injeta diretamente na capa de gás, auxiliando assim no deslocamento do óleo para o poço produtor, como mostra a Figura 2.9.

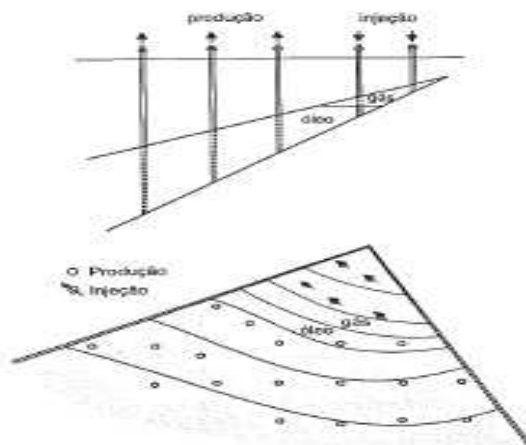


Figura 2.9- Injeção no topo (Rosa, 2006)

Injeção na base é utilizada quando o fluido injetado é água e é injetado diretamente no aquífero, a fim de ajudar no deslocamento do óleo e na manutenção da pressão, como mostra a Figura 2.10.

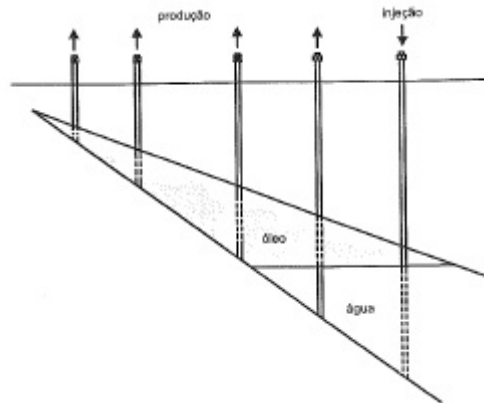


Figura 2.10-Injeção na base (Rosa, 2006)

Para reservatórios planos, horizontais e de pouca espessura, pelo o fato de não existirem pontos preferenciais para injeção de fluidos, os poços de injeção e produção são distribuídos de maneira homogênea em todo o reservatório, assim utilizando injeção em malhas.

Existe vários tipo de malhas, para escolher a melhor malha é necessário fazer um estudo econômico para analisar qual o projeto mais viável, quanto mais poços em uma malha provavelmente maior será o fator de recuperação, por outro lado maior será o custo inicial do projeto, por isso se torna necessário fazer uma análise econômica sucinta.

Exemplos nas Figuras 2.11 a 2.13.

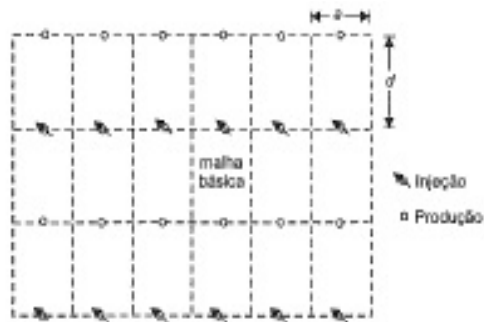


Figura 2.11 -Injeção em linha direta (Rosa, 2006)

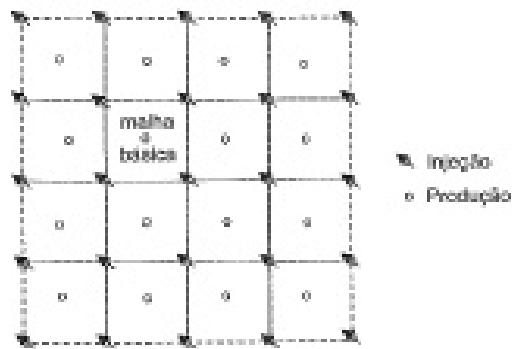


Figura 2.12 -Malha five-spot (Rosa, 2006)

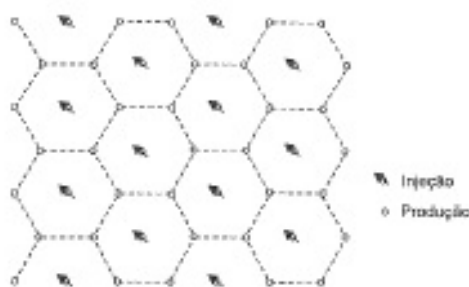


Figura 2.13 - Malha seven-spot invertido(Rosa, 2006)

2.7.2.3 Eficiência de recuperação

A eficiência de recuperação depende basicamente de duas eficiências, a eficiência volumétrica e a eficiência de deslocamento. (Queiroz, 2006)

A eficiência volumétrica por sua vez depende da eficiência de varrido horizontal e eficiência de varrido vertical.

Define-se eficiência de varrido horizontal, E_A , como a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total do meio poroso, ambas medidas em planta. Assim:

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad \text{eq. 2.18}$$

Onde A_{inv} é a invadida pelo o fluido injetado e A_t a área total, (Rosa, 2006).

A eficiência de varrido horizontal depende do projeto de injeção, qual malha foi utilizada, depende também da razão de mobilidade dos fluidos, da vazão de injeção e do volume injetado.

A Figura 2.14 mostra a evolução da área invadida e consequentemente o aumento da eficiência de varrido horizontal.

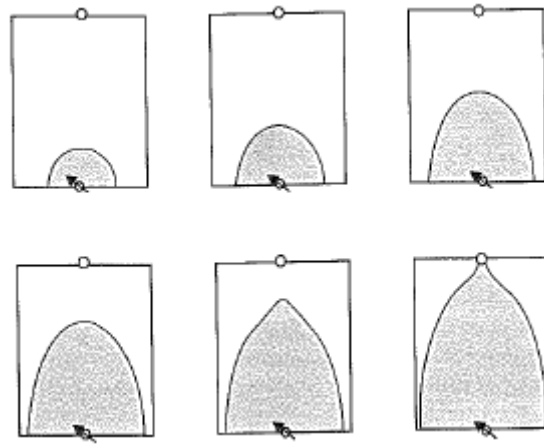


Figura 2.14 - Evolução da área invadida num modelo de linha direta (Rosa, 2006)

A eficiência de varrido vertical (E_{vv}) é a área da seção transversal invadida pela a área total da seção transversal.

A eficiência de varrido vertical depende da diferença de permeabilidades das diferentes camadas, da razão de mobilidade dos fluidos, e da diferença de densidade do fluido injetado e dos fluidos existentes no reservatório, no caso de injeção de água, a água tende a descer para as camadas inferiores devido à segregação gravitacional, depende também da vazão de injeção e do volume injetado.

A eficiência volumétrica é o produto das eficiências de varrido horizontal pela a vertical.

$$E_v = E_A \cdot E_{vv}$$

Onde E_v é a eficiência volumétrica, E_A é a eficiência de varrido horizontal e E_{vv} é a eficiência de varrido vertical.

A eficiência volumétrica apenas expressa o volume invadido pelo o fluido injetado pelo o volume total da malha, não informa a capacidade que o fluido injetado teve de deslocar o óleo, essa capacidade é expressada pela a eficiência de deslocamento.

Eficiência de deslocamento é o quanto se conseguiu deslocar o óleo do poro pelo o volume original no poro.

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad \text{eq. 2.19}$$

Onde E_D é a eficiência de deslocamento, S_{oi} é a saturação de óleo inicial no poro, S_{or} é a saturação de óleo residual.

$S_{oi} - S_{or}$ expressa o volume deslocado de óleo, se a saturação de residual de óleo for zero, quer dizer que não ficou nenhum óleo no poro, logo a eficiência de deslocamento tenderia a 1 (100%).

A saturação residual do óleo depende basicamente das forças capilares e viscosas no reservatório e a capacidade do fluido injetado de vencer essas forças.

2.7.3 Métodos de recuperação avançada

Os métodos de recuperação avançada são bem mais complexos do que o convencional, e também um maior custo inicial, é utilizado quando o método convencional não atingiu as metas esperadas ou utilizado também após o método convencional, pra incrementar ainda mais a produção de óleo. (Carvalho, 2010)

Os métodos de recuperação avançada são utilizados em casos que as forças resistivas ao fluxo no interior do reservatório são maiores, casos como óleo de alta viscosidade, que a injeção de água ou gás imiscível tem uma alta razão de mobilidade assim tendo uma baixa eficiência.

Para melhorar a razão de mobilidade e/ou diminuir as forças resistivas ao fluxo no reservatório, utiliza os métodos avançados, que são eles: métodos térmicos, métodos químicos e métodos miscíveis.

2.7.3.1 Métodos químicos

Métodos químicos consistem em injetar um fluido reaja quimicamente com os fluidos que estão presentes no reservatório.

Os métodos químicos consistem na injeção polímeros, na injeção de solução de tensoativos e na injeção de solução alcalina. (Carvalho, 2010)

2.7.3.2 Injeção de polímeros

Adiciona-se polímeros a água de injeção com o objetivo melhorar a razão de mobilidade, obstáculos à injeção de polímeros é o alto custo e a sensibilidade do polímero a água salgada da formação e à alta temperatura.

2.7.3.3 Injeção de solução de tensoativos

Ao adicionar tensoativos a água de injeção tem com finalidade reduzir a tensão interfacial água-óleo, assim causando a diminuição das forças de retenção capilar, um obstáculo à utilização desse método é o alto custo.

2.7.3.4 Métodos Miscíveis

Quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais, os métodos miscíveis são os indicados. Trata-se de processo em que se procura reduzir substancialmente e se possível eliminar as tensões interfaciais.

Quando dois fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações entre rocha e fluido, podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha. Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturem, não existem nem interfaces nem tensões interfaciais, (Thomas,2001)

Logo a finalidade do método é injetar um fluido que consiga ter miscibilidade com o óleo da formação assim causando a diminuição das tensões interfaciais, diminuindo as forças de retenção capilar.

2.7.3.5 Métodos térmicos

A utilização dos métodos térmicos é recomendada quando o óleo da formação é bastante viscoso.

O método consiste em fornecer energia térmica para o óleo com a finalidade de causar a diminuição da viscosidade do óleo, assim melhorando o escoamento do mesmo no reservatório.

Os métodos térmicos são: combustão in situ, injeção cíclica de vapor, injeção continua de vapor e aquecimento eletromagnético.

2.8 Injeção Cíclica de Vapor

O uso de injeção cíclica de vapor para incrementar o fluxo de óleo em reservatórios de óleo pesado tem provado ser uma técnica efetiva. (Carvalho, 2010)

A injeção cíclica de vapor consiste na utilização de um único poço tanto para injeção quanto para a produção, a injeção cíclica é composta por três fases, são elas: Injeção, *Soaking* e produção. A fase de injeção consiste na injeção de vapor, essa fase pode durar de dias a semanas. A fase de *Soaking* é a fase em que o poço permanece fechado, dando tempo para o vapor injetado transfira calor para o óleo da formação, essa fase pode durar de 3 a 10 dias.

A fase de produção acontece depois da fase de *soaking*, é quando abre o poço e o coloca em produção, inicialmente, irá produzir rapidamente a água que foi injetada na forma de vapor e, posteriormente, será produzido o óleo aquecido, essa fase pode durar de meses a anos.

O ciclo pode ser repetido até se alcançar o limite econômico do projeto, importante saber que os ciclos posteriores perdem gradativamente a eficiência.

A injeção cíclica é também útil para retirar o dano próximo ao poço, assim causando uma melhora na injetividade do poço.

Vale lembrar que o que causará o deslocamento do óleo para o poço é a energia natural do reservatório, logo a depleção do reservatório também causará uma diminuição na eficiência da injeção cíclica.

A Figura 2.15 mostra um ciclo da injeção cíclica.

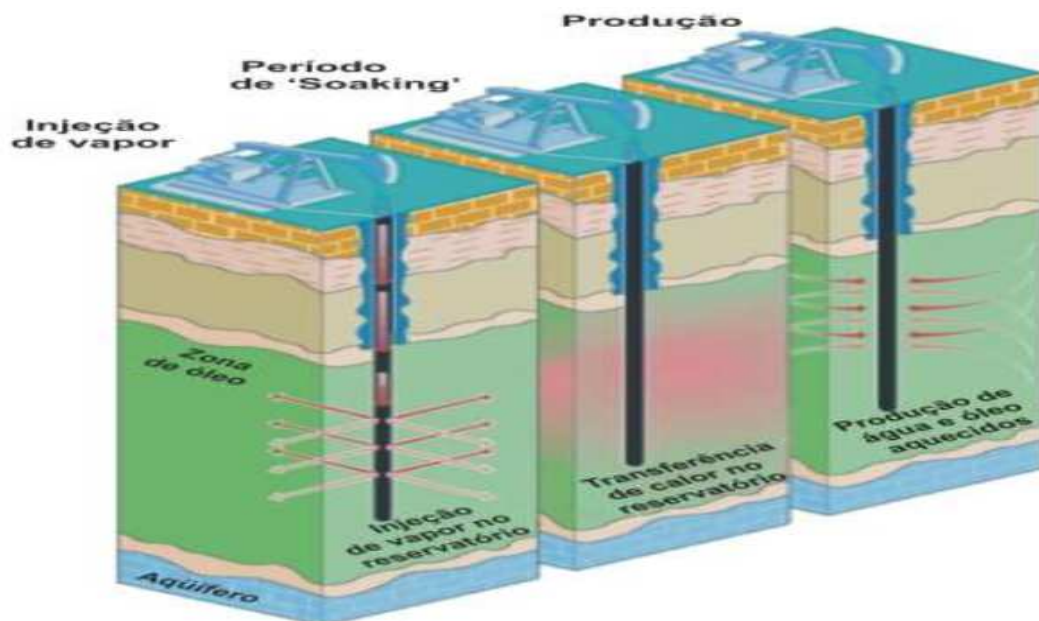


Figura 2.15 - Esquema do ciclo da injeção cíclica (Sefton Resources Inc., 2010.)

Uma das maiores preocupações da injeção cíclica é a perda de calor, o calor pode ser perdido para as formações adjacentes ou para o aquecimento de um fluido que não é o interesse, exemplo, o vapor perder calor para o aquífero.

Injeção cíclica é normalmente utilizada como uma fase preliminar para a utilização do método de injeção contínua de vapor.

2.9 Importância dos modelos analíticos

Para buscar a otimização da injeção cíclica geralmente utilizasse a simulação numérica, no qual é utilizada para acompanhar a vida produtiva do poço/reservatório e fazer estimativas de produção.

Uma alternativa à simulação numérica, que é uma ferramenta que tem um alto custo e que necessita muitas vezes de um bom tempo disponível para realizar as simulações, é a utilização de modelos analíticos, que é um artifício mais barato e mais simples que a simulação numérica, e que necessita bem menos tempo pra se fazer as estimativas, os modelos analíticos também conseguem agregar bons resultados, quando utilizado em condições semelhantes em que levou o modelo analítico a ser desenvolvido.

2.9.1 Modelos Analíticos Para Injeção Cíclica de Vapor

Diversos estudiosos tentaram desenvolver modelos analíticos preditivos para injeção cíclica, cada um fazendo ponderações e considerações indispensáveis para o desenvolvimento do modelo analítico utilizado nesse trabalho.

Owens e Suter como Boberg e Lantz, assumiram que a injeção cíclica de vapor tinha o mesmo efeito de raio crescente do poço, no trabalho de Boberg e Lantz foi apresentado uma forma de como determinar a temperatura da zona quente em função do tempo, temperatura no qual é influenciada pelas perdas de calor para as formações adjacentes e pelo fluido quente produzido.

Seba e Perry desenvolveram um modelo analítico para analisar o comportamento de injeção cíclica de vapor em reservatórios com drenagem gravitacional, Van Lookeren desenvolveu equações analíticas para descrever a forma aproximada da zona de vapor para o fluxo linear e radial em formações horizontais.

Silvester e Chen, Jones, Gontijo e Aziz , apresentaram rigorosos modelos baseados nas equações de fluxo radial, afim de quantificar as taxas de produção em reservatórios depletados.

2.9.2 Modelo Analítico de Gontijo e Aziz

No modelo de Gontijo o fluxo de óleo é influenciado por viscosidade do óleo, permeabilidade efetiva ao óleo na zona aquecida, porosidade, saturação de óleo móvel e difusividade térmica do reservatório. São consideradas mudanças no reservatório devido a ciclos anteriores, as equações do modelo foram mantidas as mais simples possíveis e quando foi adequado, foi incorporadas correlações para minimizar os requisitos de dados.

Em 1979 e 1980, Butler et al., apresentou uma série de três artigos relacionados a drenagem gravitacional em reservatórios de óleo pesado sujeito a injeção de vapor. No entanto, o trabalho de Butler foi direcionado a fluxo radial em poços horizontais. No trabalho de Gontijo uma abordagem semelhante é utilizada, porém, para fluxo radial em poços verticais. Na equação de fluxo é considerado tanto diferencial de pressão quanto força gravitacional como forças motrizes.

A equação de fluxo baseia-se no desenvolvimento de uma zona de vapor cônica mostrada conforme a Figura 2.16.

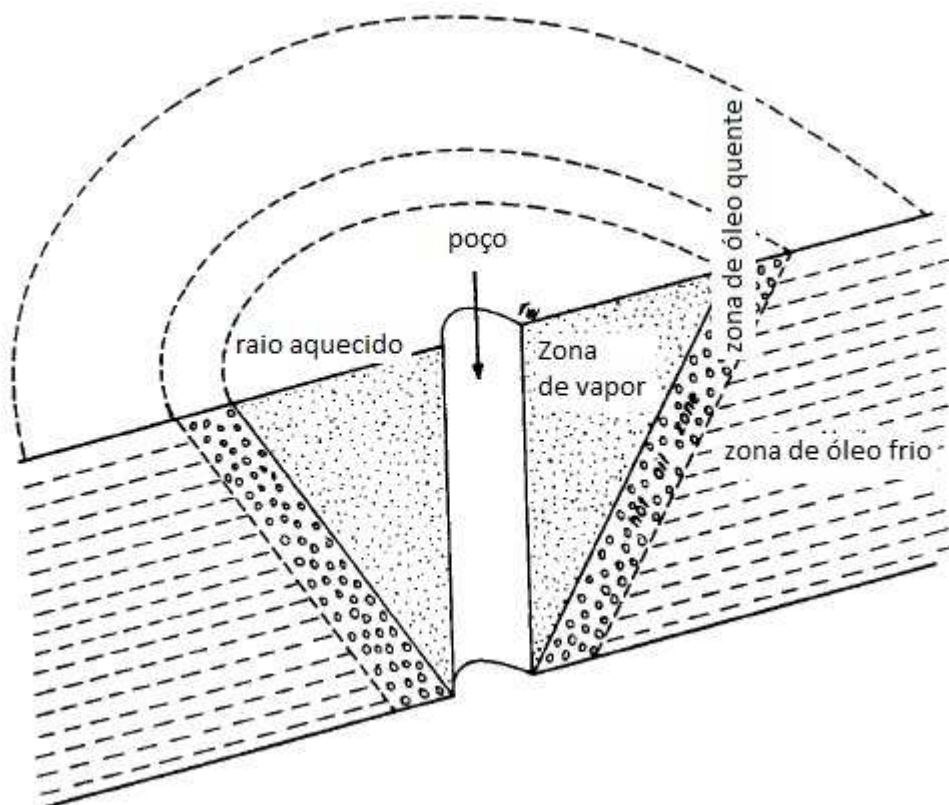


Figura 2.16- Zona de Vapor (J. E. Gontijo, 1984)

As seguintes suposições são feitas para o desenvolvimento das equações:

- 1) Inicialmente, o reservatório está saturado com óleo e água;
- 2) Após o período de injeção o vapor ocupa um volume cônico;

- 3) Não há nenhuma transferência de calor do vapor durante a injeção, assim a temperatura média da zona aquecida durante a injeção é a temperatura do vapor;
- 4) O óleo mobilizado pelo vapor está em uma fina camada abaixo da interface vapor-óleo;
- 5) O calor é transmitido da zona de vapor para a zona de óleo por condução;
- 6) Um estado de fluxo pseudo-permanente é assumido dentro da zona aquecida;
- 7) Como o óleo é produzido a zona de vapor expande lentamente para baixo;
- 8) O potencial que faz com que o óleo flua para o poço é uma combinação de força gravitacional e diferencial de pressão;
- 9) A queda de pressão baseia-se na pressão de vapor e na temperatura média da zona aquecida.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo cita os programas utilizados para realizar as estimativas, as equações utilizadas e os dados de entradas (modelo do reservatório, dados dos fluidos, parâmetros de operação) e a metodologia do trabalho.

3.1 Programas utilizados

As ferramentas utilizadas no trabalho foram o *Visual Basic for Applications* (VBA) do *Microsoft Excel 2010* e o simulador comercial do grupo CMG, *Steam, Thermal, Advanced Reservoirs Simulation* (STARS). O *Visual Basic for Applications* é uma linguagem de programação, a qual têm entre suas ferramentas, elementos específicos para os programas do pacote Office. No caso do Excel, automatiza e simplifica as planilhas de cálculos, oferecendo ao usuário maior facilidade de navegação entre planilhas, estando elas na mesma pasta ou não. O funcionamento do VBA é igual qualquer outra linguagem de programação, ou seja, os comandos são definidos pelo usuário e, caso estejam corretos uma função será executada a partir daquela linha de comunicação entre usuário e programa.

3.2 Equações utilizadas

O trabalho consistiu em estudar as equações do modelo de Gontijo e Aziz e criar funções no VBA do Excel.

As primeiras funções criadas foram para a determinação das propriedades dos fluidos, massa específica do óleo e da água e as viscosidades do óleo e da água.

$$\rho_o = \rho_{OSTD} - 0,0214 \cdot (T_{avg} - T_{std}) \quad \text{eq. 3.1.}$$

Onde:

ρ_o = massa específica do óleo (lb/ft³);

ρ_{std} = massa específica do óleo na superfície (lb/ft³);

T_{avg} = temperatura média na zona aquecida (°F);

T_{std} = temperatura na superfície (°F).

$$\rho_w = 62,4 - 11 \cdot \ln\left(\frac{705 - T_{std}}{705 - T_{avg}}\right) \quad \text{eq. 3.2.}$$

Onde:

ρ_w = massa específica da água (lb/ft³);

T_{avg} = temperatura média na zona aquecida (°F);

T_{std} = temperatura na superfície (°F).

Como da para observar as massas específicas dependem da temperatura da zona aquecida, da temperatura na superfície e da massa específica nas condições de superfície. Com o aumento da temperatura média da zona aquecida as massas específicas tendem a diminuir.

Para o cálculo das viscosidades foram utilizadas as equações abaixo.

$$\mu_o = a \cdot e^{\frac{b}{T_{avg} + 460}} \quad \text{eq. 3.3}$$

Onde:

μ_o = viscosidade do óleo (cP);

a = constante dependente do óleo;

b = constante dependente do óleo;

T_{avg} = temperatura média na zona aquecida (°F).

$$\mu_w = 0,66 \cdot \left(\frac{T_{avg}}{100}\right)^{-1,14} \quad \text{eq. 3.4}$$

Onde:

μ_w = viscosidade da água (cP);

T_{avg} = temperatura média na zona aquecida (°F).

A viscosidade do óleo, μ_o , depende de duas constantes (a e b) e da temperatura média da zona aquecida, essas constantes dependem do óleo do reservatório, para descobrir as constantes é necessário saber a viscosidade do óleo em duas temperaturas distintas.

A viscosidade da água, μ_w , depende apenas da temperatura média da zona aquecida. O cálculo da viscosidade da água foi feito utilizando a correlação de Jones. As viscosidades tendem a diminuir com o aumento da temperatura da zona de vapor.

Em seguida foram criadas funções para terminar a pressão do vapor injetado no fundo do poço, a viscosidade e massa específica do vapor.

$$P_s = \left(\frac{T_s}{115,95}\right)^{4,4543} \quad \text{eq. 3.5}$$

Onde:

P_s = pressão do vapor no fundo do poço (Psia);

T_s = temperatura do vapor no fundo do poço (°F).

$$\rho_{st} = \frac{P_s^{0,9588}}{363,9} \quad \text{eq. 3.6}$$

Onde:

ρ_{st} = massa específica do vapor (lb/ft³);

P_s = pressão do vapor no fundo do poço (Psia).

$$\mu_{st} = 10^{-4} \cdot (0,2 \cdot T_s + 82) \quad \text{eq. 3.7}$$

Onde:

μ_{st} = viscosidade do vapor (cP);

T_s = temperatura do vapor no fundo do poço (°F).

Como dá para notar, a pressão do vapor no fundo do poço, é função apenas da temperatura do vapor no fundo do poço, por sua vez a massa específica do vapor depende da pressão do vapor no fundo do poço. A viscosidade do vapor é está em função da temperatura do vapor.

Com o aumento da temperatura do vapor, a pressão do vapor no fundo do poço, a massa específica do vapor e a viscosidade do vapor tendem a crescer. A viscosidade do vapor e a massa específica do vapor foram calculadas pela correlação de Farouq Ali.

As funções implementadas a seguir são as que geram a geometria da zona aquecida, espessura da zona de vapor, volume da zona de vapor e o raio da zona aquecida.

$$h_{st} = 0,5 \cdot h_t \cdot A_{RD} \quad \text{eq. 3.8}$$

Onde:

$$A_{RD} = \sqrt{\frac{50400 \cdot Q_s \cdot \mu_{st}}{19,86992(\rho_o - \rho_{st}) \cdot h_t^2 \cdot K_{st} \cdot \rho_{st}}} \quad \text{eq. 3.9}$$

h_{st} = espessura da zona de vapor (ft);

h_t = espessura do reservatório (ft);

A_{RD} = fator adimensional para fluxo radial;

Q_s = vazão de injeção (bpd);

K_{st} = permeabilidade efetiva ao vapor (Darcy).

A espessura da zona de vapor é calculada de acordo com a equação de Van Lookeren. A permeabilidade efetiva ao vapor é normalmente utilizada sendo 10% da permeabilidade absoluta.

Para o cálculo do volume de vapor é necessário antes o cálculo de alguns parâmetros, são eles: entalpia da água, calor latente do vapor, capacidade calorífica volumétrica do reservatório, calor específico da água e a quantidade de calor injetado por unidade de massa.

$$H_w = 68 \cdot \left(\frac{T_s}{100}\right)^{1,24} \quad \text{eq. 3.10}$$

$$L_{vdh} = 94(705 - T_s)^{0,38} \quad \text{eq. 3.11}$$

$$C_w = \frac{H_w(T_s) - H_w(T_R)}{T_s - T_R} \quad \text{eq. 3.12}$$

Onde:

H_w = Entalpia da água (Btu/lb);

L_{vdh} = Calor latente da água (Btu/ lb);

C_w = Calor específico da água (Btu / lb.°F);

T_s = Temperatura do vapor (°F);

T_R = Temperatura do reservatório (°F).

O cálculo da entalpia de acordo com a correlação de Jones, cálculo do calor latente pela correlação de Farouq Ali e do calor específico da água por Prats. Com o aumento da temperatura do vapor, causará um aumento da entalpia da água, do calor específico da água e uma diminuição no calor latente.

$$(\rho C)_t = 32,5 + (4,6 \cdot \varphi^{0,32} - 2)(10 \cdot S_{wi} - 1,5) \quad \text{eq. 3.13}$$

Onde:

$(\rho C)_t$ = capacidade calorífica volumétrica da rocha e dos fluidos (Btu /ft³. °F);

φ = porosidade;

S_{wi} = saturação inicial de água.

$$Q_i = C_w(T_S - T_R) + L_{vdh} \cdot f_{sdh} \quad \text{eq. 3.14}$$

Onde:

Q_i = quantidade de calor injetado por unidade de massa (Btu/ lb);

f_{sdh} = título do vapor.

A capacidade calorífica volumétrica do reservatório é calculado a partir da equação de Jones, quanto maior a porosidade e a saturação inicial da água, maior será a $(\rho C)_t$.

A quantidade de calor injetado por unidade de massa foi calculado de acordo com Prats, quanto maior a temperatura do vapor, maior será o Q_i .

$$V_S = \frac{5,614 \cdot Q_S \cdot t_{inj} \cdot \rho_w \cdot Q_i + H_{last}}{(\rho C)_t (T_S - T_R)} \quad \text{eq. 3.15}$$

Onde:

V_S = volume da zona de vapor (ft³);

Q_S = vazão de injeção (bpd);

t_{inj} = tempo de injeção (dias);

ρ_w = massa específica da água (lb/ ft³);

Q_i = quantidade de calor injetado por unidade de massa (Btu/ lb);

H_{last} = Calor remanescente (Btu);

$(\rho C)_t$ = capacidade calorífica volumétrica da rocha e dos fluidos (Btu /ft³. °F);

T_S = Temperatura do vapor (°F);

5,614 = Constante utilizada para tornar compatíveis as unidades. *

T_R = Temperatura do reservatório (°F).

Quanto maior a cota injetada, massa injetada de vapor, maior será o volume da zona de vapor.

O volume da zona de vapor foi calculado de acordo com Prats, que no qual ele incluiu a influência do calor remanescente no reservatório devido ao ciclo anterior, no caso do primeiro ciclo o H_{last} é nulo.

$$H_{last} = V_S \cdot (\rho C)_t (T_{avg} - T_R) \quad \text{eq. 3.16}$$

Onde:

H_{last} = calor remanescente no reservatório, devido ao ciclo anterior (Btu);

V_S = volume da zona de vapor (ft³);

$(\rho C)_t$ = capacidade calorífica volumétrica da rocha e dos fluidos (Btu /ft³. °F);

T_R = Temperatura do reservatório (°F).

T_{avg} = temperatura média utilizada deve ser a última do ciclo anterior.

$$R_h = \sqrt{\frac{3 \cdot V_S}{\pi h_{st}}} \quad \text{eq. 3.17}$$

Onde:

R_h = raio da zona aquecida (ft);

V_S = volume da zona de vapor (ft³);

h_{st} = espessura da zona de vapor (ft);

3 = Constante utilizada para fazer o cálculo do raio de um cone. *

Depois da implementação das funções para se descobrir a geometria da zona aquecida, foram criadas as funções para se calcular a temperatura média na zona aquecida.

$$t_{DH} = \frac{\alpha(t - t_{inj})}{R_h^2} \quad \text{eq. 3.18}$$

$$f_{HD} = \frac{1}{1 + 5 \cdot t_{DH}} \quad \text{eq. 3.19}$$

$$t_{DV} = \frac{4 \cdot \alpha \cdot (t - t_{inj})}{h_t^2} \quad \text{eq. 3.20}$$

$$f_{VD} = \frac{1}{\sqrt{1 + 5 \cdot t_{DV}}} \quad \text{eq. 3.21}$$

$$T_{avg} = T_R + (T_S - T_R)[f_{HD} \cdot f_{VD} \cdot (1 - f_{PD}) - f_{PD}] \quad \text{eq. 3.22}$$

Onde:

α = difusividade térmica do reservatório (ft²/ d);

R_h = Raio da zona aquecida (ft);

f_{HD} = representa a perda de calor radial;

f_{VD} = representa a perda de calor vertical;

f_{PD} = fator de perda de calor devido a produção dos fluidos aquecidos;

t = tempo no ciclo (dias);

t_{inj} = tempo de injeção (dias);

T_S = Temperatura do vapor (°F);

T_R = Temperatura do reservatório (°F).

T_{avg} = temperatura média da zona aquecida (°F).

Vale a pena observar que mesmo que não haja produção de fluidos, devido aos fatores de perda de calor radial e vertical, para um longo tempo a temperatura da zona aquecida tenderá para a temperatura inicial do reservatório.

Para o cálculo da temperatura média na zona aquecida durante o ciclo foi utilizado à equação de Boberg e Lantz.

Para o cálculo da perda de calor pela produção dos fluidos será apresentado a seguir as funções necessárias.

$$H_{inj} = 350 \cdot Q_i \cdot Q_S \cdot t_{inj} \quad \text{eq. 3.23}$$

$$Q_{max} = H_{inj} + H_{last} - \pi R_h^2 K_R (T_S - T_R) \sqrt{\frac{T_{soak}}{\pi \alpha}} \quad \text{eq. 3.24}$$

Onde:

K_R = condutividade térmica do reservatório (Btu/ ft.d.°F);

H_{inj} = quantidade de calor injetado durante o ciclo (Btu);

T_{soak} = tempo de soak (dias);

α = difusividade térmica do reservatório (ft²/ d);

R_h = Raio da zona aquecida (ft);

T_S = Temperatura do vapor (°F);

T_R = Temperatura do reservatório (°F);

H_{last} = calor remanescente no reservatório, devido ao ciclo anterior (Btu);

Q_{max} = Calor máximo fornecido ao reservatório (Btu);

$$\pi R_h^2 K_R (T_S - T_R) \sqrt{\frac{T_{soak}}{\pi \alpha}} = \text{perda de calor para a rocha sobrejacente.}$$

É importante notar que a perda de calor para a rocha sobrejacente está diretamente relacionado a espessura do reservatório, basta apenas observar as equações 3.17 e a equação 3.8. Assim quanto menor a espessura do reservatório, mais calor será perdido para a rocha sobrejacente.

A capacidade calorífica volumétrica do óleo e da água é dado por Prats como:

$$M_w = C_w \cdot \rho_w \quad \text{eq. 3.25}$$

Onde:

M_w = capacidade calorífica volumétrica da água (Btu/ ft³. °F);

C_w = Calor específico da água (Btu / lb.°F);

ρ_w = massa específica da água (lb/ft³).

$$M_o = (3,065 + 0,00355 T_{avg}) \sqrt{\rho_o} \quad \text{eq. 3.26}$$

Onde:

M_o = capacidade calorífica volumétrica do óleo (Btu/ ft³. °F);

T_{avg} = temperatura média da zona aquecida (°F);

ρ_o = massa específica do óleo (lb/ft³).

$$\Delta f_{PD} = \frac{5,615(q_o \cdot M_o + q_w \cdot M_w)(T_{avg}^{n-1} - T_R)\Delta t}{2Q_{max}} \quad \text{eq. 3.27}$$

$$f_{PD} = f_{PD}^{n-1} + \Delta f_{PD} \quad \text{eq. 3.28}$$

Onde:

f_{PD} = fator de perda de calor devido à produção dos fluidos aquecidos;

Q_{max} = Calor máximo fornecido ao reservatório (Btu);

T_R = Temperatura do reservatório (°F).

T_{avg}^{n-1} = temperatura média da zona aquecida na iteração anterior (°F).

M_O = capacidade calorífica volumétrica do óleo (Btu/ ft³. °F);

M_W = capacidade calorífica volumétrica da água (Btu/ ft³. °F);

q_O = vazão de óleo (bpd);

q_W = vazão de água (bpd).

Depois de criar todas as funções necessárias para o cálculo de temperatura, foi implementado as funções para o cálculo das saturações.

$$\bar{S}_w = 1 - S_{orw} \quad \text{eq. 3.29}$$

$$S_w = \bar{S}_w - (\bar{S}_w - S_{wi}) \frac{W_P}{WIP} \quad \text{eq. 3.30}$$

$$\dot{S}_w = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad \text{eq. 3.31}$$

Onde:

S_w = saturação de água ao redor do poço;

S_{wi} = saturação de água inicial;

S_{orw} = saturação residual de óleo a água.

W_P = produção acumulada de água (bbl)

WIP = Água móvel in place no início do ciclo

$\dot{S}_w$ = saturação de água normalizada

$\bar{S}_w$ = saturação inicial ao redor do poço após o período de soak.

As expressões analíticas utilizadas para o cálculo das saturações foram de Farouq Ali.

Se $\dot{S}_w \leq 0,2$ então:

$$K_{ro} = 1$$

Senão:

$$K_{ro} = -0,9416 + \frac{1,0808}{\dot{S}_w} - \frac{0,13858}{\dot{S}_w^2} \quad \text{eq. 3.32}$$

$$K_{rw} = -0,002167\dot{S}_w + 0,024167\dot{S}_w^2 \quad \text{eq. 3.33}$$

Onde:

$\dot{S}_w$ = saturação de água normalizada

K_{ro} = permeabilidade relativa ao óleo

K_{rw} = permeabilidade relativa à água

Para o cálculo das permeabilidades foram utilizadas as equações de Gomaa. Enfim, após essas funções pode-se estimar a vazão de óleo e de água.

$$R_x = \sqrt{R_h^2 + h_t^2} \quad \text{eq. 3.34}$$

$$\Delta S_o = S_{oi} - S_{ors} \quad \text{eq. 3.35}$$

$$\sin \theta = \frac{h_t}{R_x} \quad \text{eq. 3.36}$$

$$\Delta h = h_t - h_{st} \quad \text{eq. 3.37}$$

$$\Delta P = P_s - P_{wf} \quad \text{eq. 3.38}$$

$$\Delta \Phi = \frac{144 \cdot \Delta P}{\rho_o} + \Delta h \sin \theta \quad \text{eq. 3.39}$$

$$K_o = K \cdot K_{ro} \quad \text{eq. 3.40}$$

$$v_{oavg} = \frac{\mu_o}{(\rho_o/62,4)} \quad \text{eq. 3.41}$$

$$q_o = 1,87 \cdot R_x \cdot \sqrt{\frac{K_o \alpha \Delta S_o \varphi \Delta \Phi}{m_o v_{oavg} (\ln \frac{R_x}{r_w} - 0,5)}} \quad \text{eq. 3.42}$$

Onde:

φ = porosidade

α = difusividade térmica do reservatório (ft²/ d);

K = permeabilidade absoluta (Darcy)

K_o = permeabilidade efetiva ao óleo (Darcy)

P_{wf} = Pressão de fluxo no fundo do poço (Psia)

h_t = espessura do reservatório (ft)

S_{oi} = saturação de óleo inicial

S_{ors} = saturação residual de óleo ao vapor

v_{oavg} = viscosidade cinemática do óleo (centistokes)

r_w = raio do poço (ft)

m_o = valor usado entre 3 e 4 para óleo pesados.

$$F_o = \left[1 - \frac{N_P}{OIP} \right]^{n_x} \quad \text{eq. 3.43}$$

Onde:

N_P = produção acumulada de óleo (bbl)

OIP = Volume de óleo móvel in place (bbl)

n_x = fator de ajuste entre modelo e o campo

F_o = fator de correção da vazão de óleo.

A função Fo é utilizada para fazer o ajuste entre a produção do campo para a produção do modelo, Gontijo utilizou m_o de 3 e n_x de 2,5 em seu trabalho.

A vazão de água foi calculada da seguinte forma:

$$R_x = \sqrt{R_h^2 + h_t^2}$$

$$\Delta S_w = |S_{wi} - (1 - S_{orw})| \quad \text{eq. 3.44}$$

$$\sin \theta = \frac{h_t}{R_x}$$

$$\Delta h = h_t - h_{st}$$

$$\Delta P = P_s - P_{wf}$$

$$\Delta \Phi = \frac{144 \cdot \Delta P}{\rho_w} + \Delta h \sin \theta \quad \text{eq. 3.45}$$

$$K_w = K \cdot K_{rw} \quad \text{eq. 3.46}$$

$$v_{wavg} = \frac{\mu_w}{\rho_w / 62,4} \quad \text{eq. 3.47}$$

$$q_w = 1,87 \cdot R_x \cdot \sqrt{\frac{K_w \alpha \Delta S_w \phi \Delta \Phi}{m_w v_{wavg} (\ln \frac{R_x}{r_w} - 0,5)}} \quad \text{eq. 3.48}$$

Onde:

K = permeabilidade absoluta (Darcy)

K_w = permeabilidade efetiva a água (Darcy)

P_{wf} = Pressão de fluxo no fundo do poço (Psia)

h_t = espessura do reservatório (ft)

S_{wi} = saturação de água inicial

v_{wavg} = viscosidade cinemática da água (centiStoke)

r_w = raio do poço (ft)

m_w = valor usado 3 .

3.3 Dados de entrada

Tabela 3.1- Dados fixos de entrada

Porosidade	0,3
Temperatura do Reservatório	100,4 °F
Temperatura na superfície	60 °F
Saturação inicial da água	0,28
Massa específica do óleo condições Std	59,86 lb/ ft ³
Espessura do reservatório	82 ft
Saturação inicial de óleo	0,7
Saturação residual do óleo ao vapor	0,05
Saturação residual do óleo a água	0,3
Permeabilidade	1 Darcy
Permeabilidade efetiva ao vapor	0,1 Darcy
Difusividade do reservatório	0,7 ft ² / dia
Condutividade do reservatório	24 Btu/ ft.dia.°F
Área do reservatório	216421,26 ft ²
dt (passo de tempo)	1 dia
a	0,0000171
b	10198,35
Raio do poço	0,282 ft
Pressão de fluxo no fundo do poço	28,4 Psia

Tabela 3.2- Dados de operação

Vazão de injeção	630 bpd
Tempo de injeção	20 dias
Título	0,5
Temperatura do vapor	450 °F
Tempo de produção	702 dias
Tempo de soak	8 dias

A Figura 3.1 mostra a planilha montada no excel.

poros(porosidade)	0,3
Swi	0,28
Tstd	60 °F
Tr	100,4 °F
postd	59,86 lb/ft ³
ht(espessura do reservatório)	82 ft
Kst	0,1 darcy
Soi	0,72
Sors	0,1
Pwf	28,4 psia
Sorw	0,3
a	1,545E-05
b	10071,83
rw	0,282 ft
K	1 darcy
diff	0,48 ft ² /D
dt (passo de tempo)	1 dias
KR(condutividade do reservatório)	24 Btu / ft.D .°F
Area	216421,26 ft ²
VOIP	672870,84 bbl
OIP	542034,84
Números de Ciclos	5
1º Ciclo	
Qs(vazao de injeção)	630 bpd
tinj	20 dias
fsdh(título do vapor)	0,5
Hlast	0 Btu
WIP	12600 bbl
Ts	450 °F
tprod	702 dias
tsoak	8 dias

Figura 3.1 – Planilha no Excel

3.4 Metodologia do trabalho

O trabalho consistiu em comparar os resultados do simulador com o apresentado no modelo analítico de Gontijo.

Foram realizados 27 casos, no qual variavam os parâmetros de vazão de injeção, temperatura do vapor e o título do vapor. A seguir os valores dos parâmetros estudados e os casos.

Tabela 3.3- Parâmetros utilizados

Parâmetros	Mín (-1)	Interm (0)	Máx (+1)
Vazão de Injeção de Vapor (m ³ /d)	100	200	300
Temperatura(°C)	177	232	288
Título	0.5	0.65	0.8

Tabela 3.4- Casos estudados

Caso	Qinj	Temperatura	Título
1	-1	-1	-1
2	-1	-1	0
3	-1	-1	1
4	-1	0	-1
5	-1	0	0
6	-1	0	1
7	-1	1	-1

8	-1	1	0
9	-1	1	1
10	0	-1	-1
11	0	-1	0
12	0	-1	1
13	0	0	-1
14	0	0	0
15	0	0	1
16	0	1	-1
17	0	1	0
18	0	1	1
19	1	-1	-1
20	1	-1	0
21	1	-1	1
22	1	0	-1
23	1	0	0
24	1	0	1
25	1	1	-1
26	1	1	0
27	1	1	1

Após rodar no simulador os casos e conseguir os fatores de recuperação para cada, foi feito um match do modelo com o simulador, utilizando m_o igual 3, m_w sendo 3 e o n_x igual 1,2 os melhores resultados obtidos foram nos casos 1, 2, 3, 16, 17, 18, 25, 26 e 27, ao estudar os casos notou-se que o efeito da vazão injetada estava muito dispersa entre o simulador e o modelo, logo foi pensado uma forma que vazão de injeção afetasse mais do que estava, e a forma foi usar condicionais para o ΔP aumentasse se fosse injetado uma maior cota de vapor. A equação 3.38 não sofreu mudanças, porém o P_g da expressão, pressão do vapor no fundo do poço, foi modificado passando a depender da vazão injetada e da temperatura do vapor.

Olhar o anexo 1 para observar a mudança.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Depois do *match* realizado, foi feito o comparativo do fator de recuperação entre o modelo analítico e o simulador, como mostra a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Comparativo simulador *versus* modelo analítico

Caso	F.R. Modelo analítico (%)	F.R. Simulador (%)	Erro relativo (%)
1	20,962	21,32686	-1,710
2	24,081	25,84795	-6,835
3	26,899	30,41791	-11,56
4	25,645	23,24903	10,3056
5	29,29	27,29068	7,326018
6	32,698	31,53202	3,697765
7	25,389	25,21197	0,702166
8	28,227	28,44985	-0,78331
9	31,168	31,90371	-2,30603
10	37,009	36,37319	1,748018
11	41,648	44,29319	-5,972
12	45,637	51,0937	-10,6798
13	42,525	40,02301	6,251379%
14	47,585	46,83154	1,608873%
15	52,069	52,47701	-0,7775%
16	45,27	43,21543	4,754251%
17	49,889	48,50214	2,859379%
18	54,131	52,99702	2,139705%
19	48,753	48,57179	0,373077%
20	53,905	56,34704	-4,33393%
21	58,138	62,81895	-7,45149%
22	52,521	52,39727	0,236138%
23	57,823	58,7509	-1,57938%
24	62,313	64,06397	-2,73316%
25	54,873	55,37178	-0,90078%
26	59,66	60,39938	-1,22415%
27	63,885	64,53477	-1,00685%

O fator de recuperação para a recuperação primária utilizando modelo foi de 4,084 % e o do simulador foi de 4,1185%, assim o modelo também se mostrou útil para fazer estimativa de recuperação primária.

Quando o erro relativo assumiu valores positivos quer significa que o modelo está superestimando o fator de recuperação em relação ao simulador e quando tem valores negativos está subestimando. O erro relativo médio foi de 3,77 %.

A Figura 4.1 mostra um comparativo entre o simulador e o modelo na evolução da fração recuperada do caso 27.

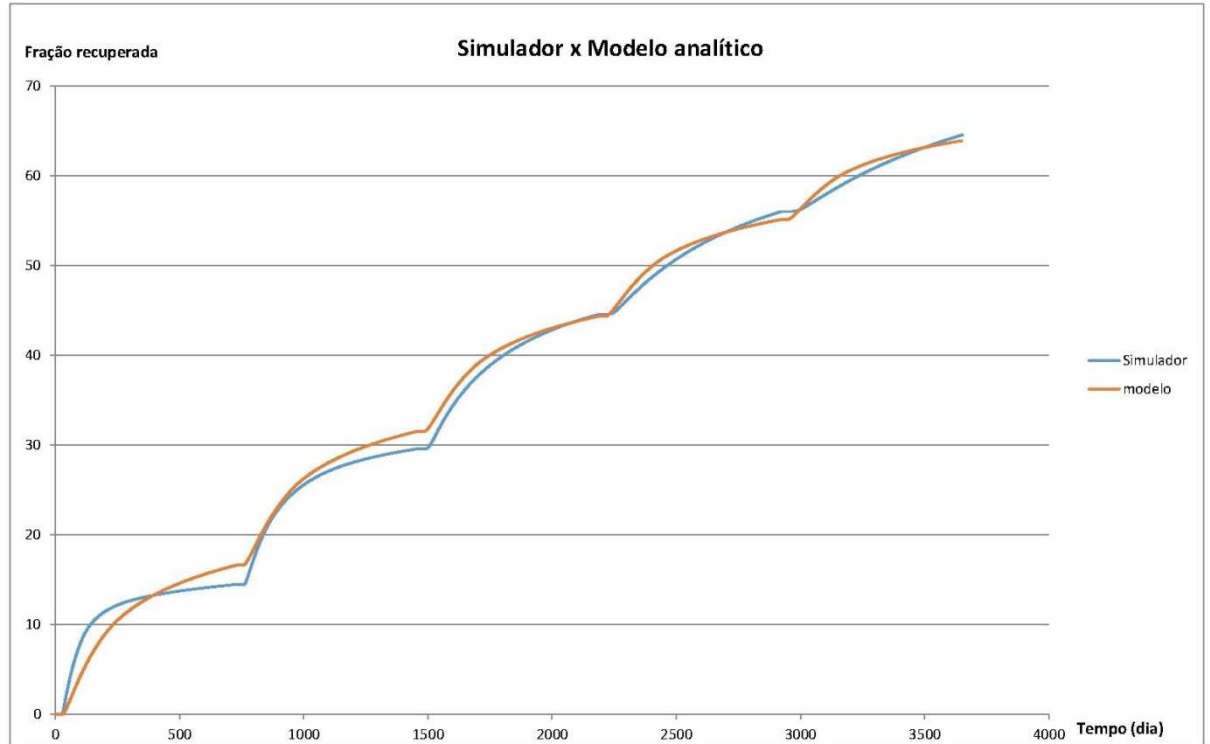


Figura 4.1 – Comparativo entre o Simulador e o modelo analítico

Dá para ser observado que o modelo analítico é mais otimista nos primeiros ciclos e mais pessimista nos últimos em comparação ao simulador.

Dá para notar na Figura 4.2 que o caso 27, o de maior vazão injetada, nos três primeiros ciclos a vazão de óleo sempre é superior aos demais, já no quarto e no quinto ciclo nos momentos iniciais o que tem a vazão intermediária por um dado momento tem vazão superior, isso pode ser explicado devido que o que possui vazão máxima injetada já produziu bem mais óleo nos outros ciclos e o óleo se encontra ainda mais longe do poço, assim não conseguindo produzir com a mesma intensidade do que o caso 18 no início dos últimos ciclos.

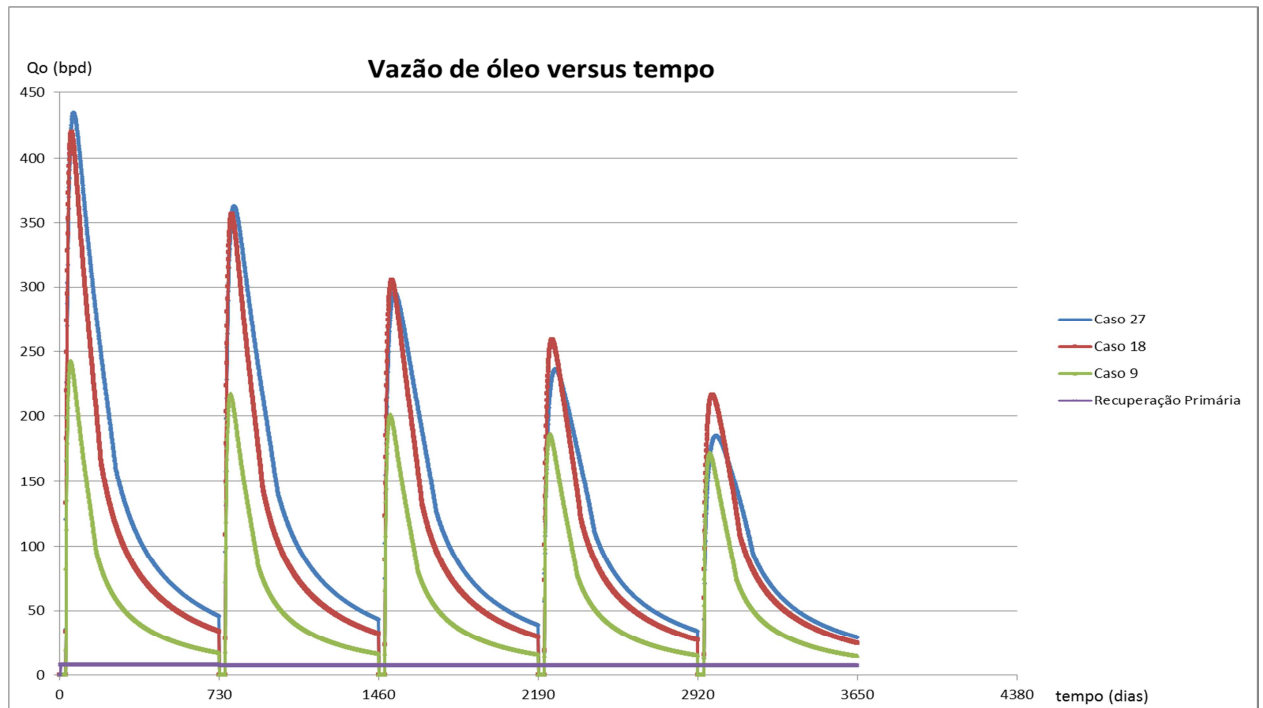


Figura 4.2-Vazão de óleo versus Tempo, efeito da Vazão de injeção

Na Figura 4.3 mostra que quanto maior o volume injetado de vapor, maior será a produção acumulada, e os 3 casos mostram que produção acumulada é muito superior se por acaso fosse produzir apenas por recuperação primária.

Já era esperado esse comportamento, pois quanto maior a cota, mais energia em forma de calor está sendo fornecido ao reservatório.

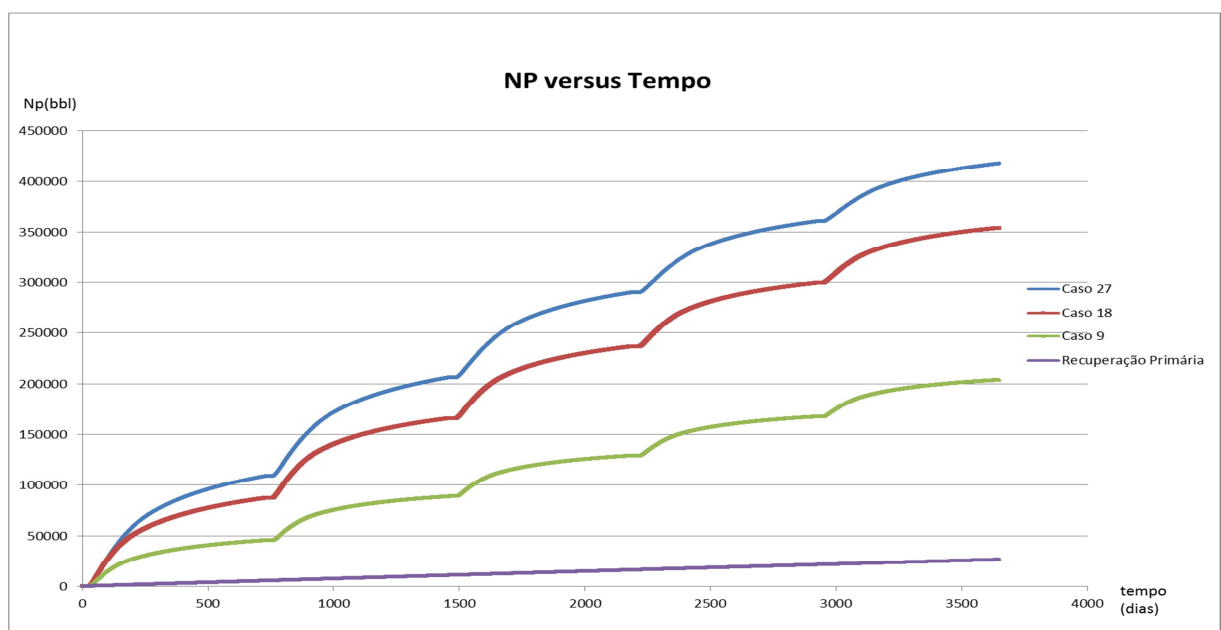


Figura 4.3- N_p versus tempo, efeito da vazão de injeção

Como se pode notar na Figura 4.4, quanto maior a cota injetada, menor o declínio da temperatura, isso deve que quanto maior o volume de vapor injetado, mais calor será fornecido ao reservatório. Mesmo com a produção do caso 27, que possui a maior vazão de injeção, ser a maior e, portanto, perder mais calor devido a produção dos fluidos quentes, nota-se que não é uma razão linear entre a produção e a injeção. A cada ciclo posterior a temperatura decai menos, isso se deve que como a produção dos fluidos é menor nos últimos ciclos, logo se perde menos calor pela a produção dos fluidos aquecidos e também por causa do calor remanescente dos ciclos anteriores.

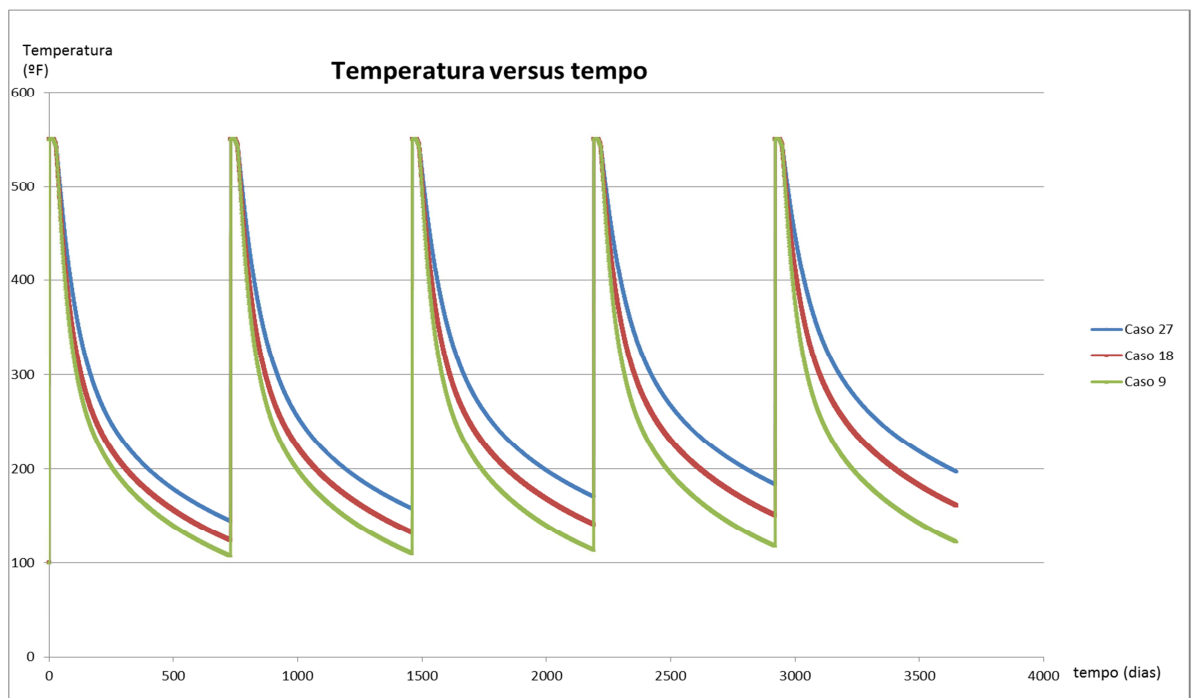


Figura 4.4- Temperatura versus Tempo, efeito da vazão de injeção

A Figura 4.5 mostra que quanto maior o título do vapor, maior será a produção de óleo, isso se deve ao título está relacionado diretamente com a energia do vapor, pois quanto maior o título, mais do vapor estará no estado gasoso assim tendo uma maior quantidade de calor latente para transferir para os fluídos que se encontram no reservatório.

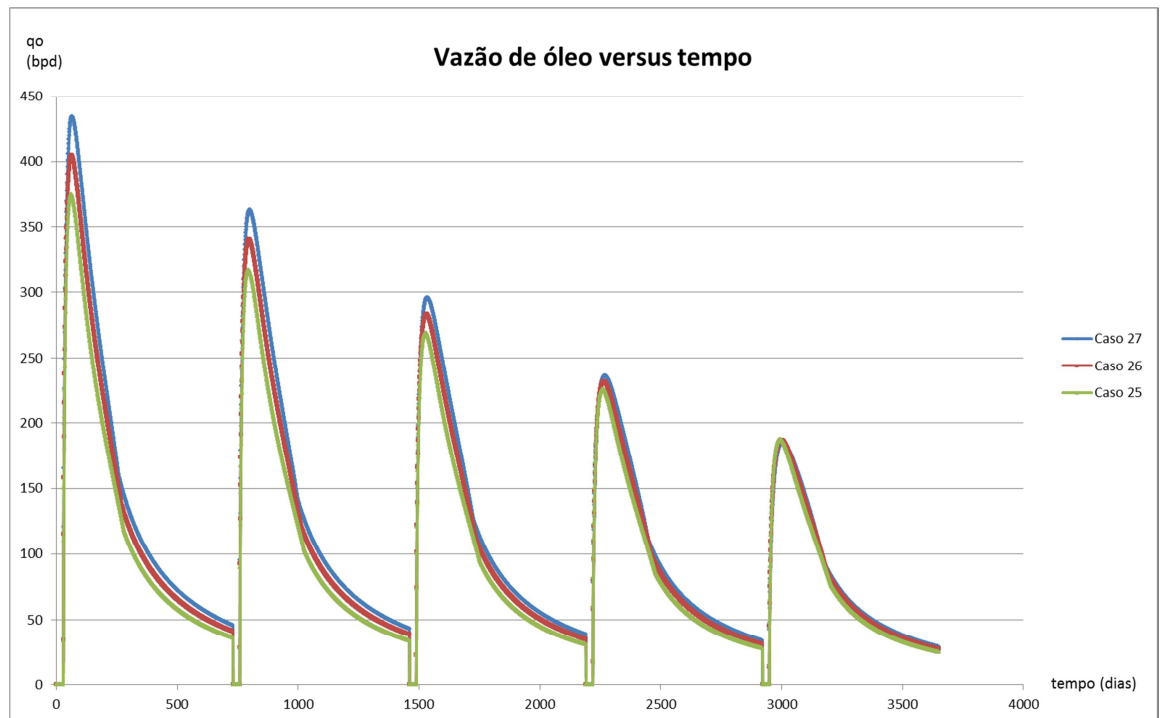


Figura 4.5 -Vazão de óleo versus tempo, efeito do título

Na Figura 4.6 dá para notar que quanto maior a temperatura do vapor maior será a produção acumulada de óleo, isso se deve que a maior temperatura de vapor terá mais energia contida, assim podendo transmitir mais energia aos fluidos antecipando a sua produção.

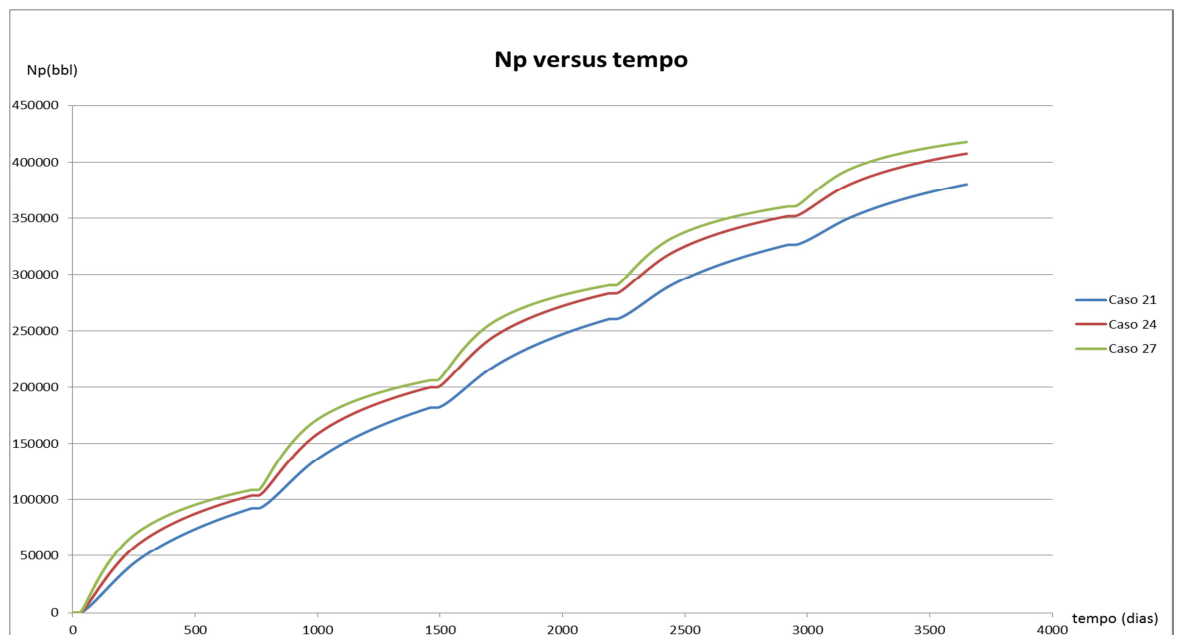


Figura 4.6 - Np versus Tempo, efeito da temperatura

Na Figura 4.7 mostra que o aumento da temperatura causa uma antecipação da produção, isso se deve ao fato que quanto maior a temperatura, menor a viscosidade do óleo assim causando uma grande produção, como a produção é bastante elevada no início, a perda de calor devido a produção de fluidos aquecidos é bastante significativa fazendo a temperatura cair de forma mais acentuada.

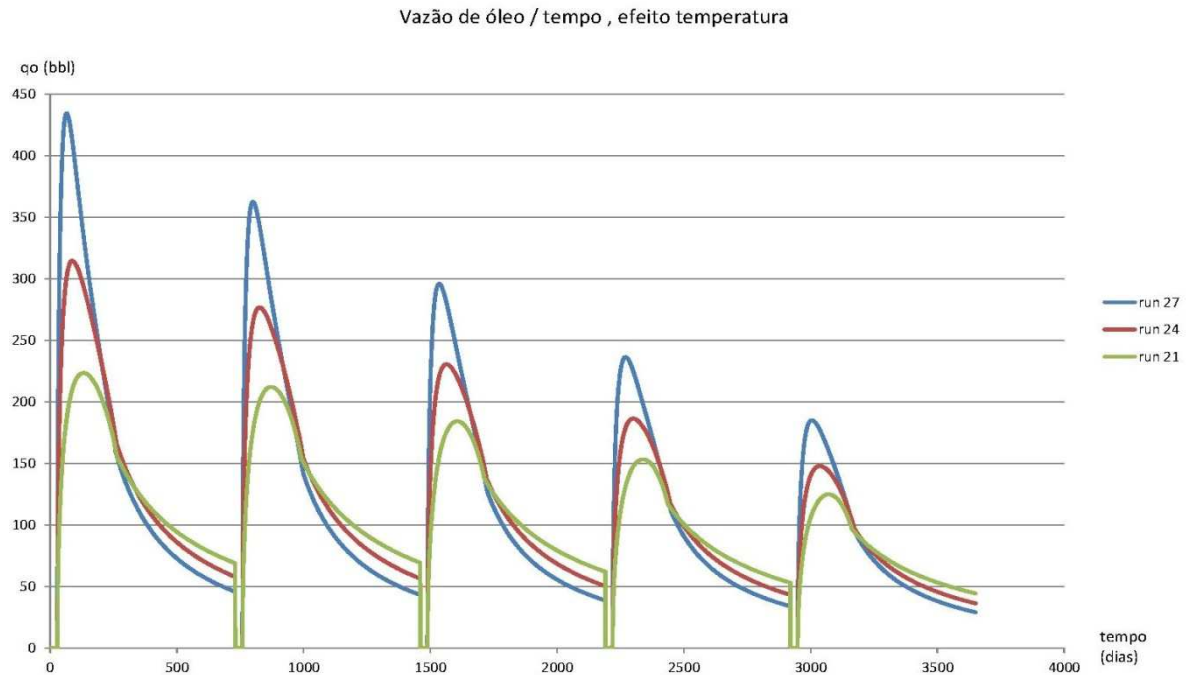


Figura 4.7- Efeito da temperatura na produção de óleo

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este capítulo trata das conclusões obtidas neste trabalho e recomendações para trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

As principais conclusões obtidas utilizando o modelo analítico de Gontijo e Aziz para fazer predições de vazões em injeção cíclica de vapor foram:

Que os parâmetros analisados: vazão de injeção, temperatura do vapor, título do vapor, o aumento isolado ou em conjunto desses parâmetros geram um aumento no fator de recuperação.

Quanto maior a cota de vapor, menor será o declínio da temperatura da zona aquecida.

Só a utilização do fator de *match* do modelo de Gontijo e Aziz, n_x , não foi suficiente para gerar resultados aproximados aos obtidos pelo o simulador do grupo CMG, STARS.

5.2 Recomendações

Recomenda-se fazer uma análise de viabilidade econômica.

Recomenda-se fazer um estudo de melhor cota de injeção a cada ciclo a fim de prolongar a vida produtiva do poço, de forma que sempre mantenha alto o custo-benefício em cada ciclo.

Recomenda-se fazer uma correlação para melhor estimar o ΔP , levando em consideração que a zona aquecida será pressurizada, e que essa pressurização será em função da cota injetada e da temperatura do vapor.

Recomenda-se utilizar dados de produções reais de campos do Rio Grande do Norte com a finalidade de buscar um ajuste ideal para o modelo analítico de Gontijo, para o modelo ser usado futuramente para fazer predições.

6 REFERÊNCIAS

THOMAS, J. E. et al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

CARVALHO, Tiago. Pinheiro – *Estudo de Sistemas Multicomponentes no Processo de Injeção Cíclica de Vapor*. 2010. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal – RN, Brasil.

Queiroz G. O. *Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatório de Óleo Pesado*. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

Boberg, T.C. and Lantz, R.B.: “Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well”, J. Pet. Tech. (Dec. 1966) 1613-1623.

Seba, R.D. and Perry, G.E.: “ A Mathematical Model of Repeated Steam Soaks of Thick Gravity Drainage Reservoirs”, J. Pet. Tech. (Jan. 1969) 87-94.

Jones, J.: “Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oil, Pressure Depleted, Gravity, Drainage Reservoirs”, SPE 6544, 47th Annual California Regional Meeting of the SPE of AIME, Bakersfield, April 13-15, 1977.

Butler, R.M., McNab, G.S. and Lo, H.Y.: “Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil During in-Situ Steam Heating”, paper presented at the 29th Canadian Chemical Engineering Conference, Sarnia, Ontario, Oct. 1-3, 1979.

Butler, R.M. and Stephens, D.J.: “The Gravity Drainage of Steam- Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells”, paper presented at the 31st Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM in Calgary. May 25-28,1980.

Butler, R.M. Stephens, D.J., and Weiss, M.: “ The Vertical Growth of Steam Chambers in the In-Situ Thermal Recovery of Heavy Oils”, Research Department, Esso Resources Canada Limited, Calgary, Alberta, 1980.

Farouq Ali, S.M.: “Steam Injection Theories – A Unified Approach”, paper SPE 10746 presented at the California Regional Meeting of the SPE, San Francisco, March 24-26, 1962.

Van Lookeren: “Calculation Methods for Linear and Radial Steam Flow in Oil Reservoirs”, J.Pet,Tech. (Jun.,1983) 427-439. Paper SPE 6788 originally presented at SPE 52nd Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Oct. 9-12,1977.

Prats, M.: “Thermal Recovery, Monograph – Volume 7, SPE of AIME, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 1982.

Gomaa, E.E.: “Correlations for Predicting Oil Recovery by Steamflood”, J.Pet.Tech. (Feb, 1980) 325-332.

Owens, W.D and Sutter, V.E.: “Steam Stimulation- Newest Form of Secondary Petroleum Recovery”. Oil and Gas J., (April 1965)

Sylvester, N.B. and Chen, H.L.: “An improved Cyclic Steam Stimulation Model for Pressure-Depleted Reservoir”, paper SPE 17420 presented at the 1988 SPE California Regional Meeting, Long Beach, March 23-25.

Gontijo, J.E. and Aziz, K.: “A Simple Analytical Model for Simulating Oil Recovery by Cyclic Steam in Pressure-Depleted Reservoirs”, paper SPE 13037 presented at the 1984 Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept. 16-19.

CMG, Computer Modelling Group Ltda. Guía para el usuario. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2011, Calgary-Alberta-Canadá.

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

TERMAL OIL RECOVERY: Sefton Resources, Inc. Den ver, Colorado-USA. Acesso: www.seftonresources.com em 20/03/2015.

ANEXO

Anexo 1 – Funções Gontijo implementadas no VBA do excel 2010.

```

Function po(postd, Tavg, Tstd)
' po e' massa especifica oleo
' postd massa especifica oleo na superficie
' Tavg_ e' a temperatura me'dia na zona aquecida
' Tstd e' a temperatura na superficie
po = postd - 0.0214 * (Tavg - Tstd)

End Functio_n
Function pw(Tavg, Tstd)
' pw e' a massa especifica da agua
' Tavg e' a temperatura me'dia na zona aquecida
' Tstd e' a tempera_tura na superficie
pw = 62.4 - 11 * Log((705 - Tstd) / (705 - Tavg))

End Function
Function vo(a, b, Tavg)
' vo e' a viscosidade_ do o'leo
' a e b sao constantes que depende do o'leo
' Tavg e' a temperatura me'dia na zona aquecida
vo = a * Exp(b / (Tavg + 4_60))

End Function
Function vw(Tavg)
' vw e' a viscosidade da a'gua
' Tavg e' a temperatura me'dia na zona aquecida

vw = 0.66 *_ (Tavg / 100) ^ (-1.14)
End Function
Function hst(qs, Ts, postd, Tstd, ht, Kst, Tavg)
' hst e' a espessura da zona de vapor
' Qs_ e' a vazao de injec,ao
' Ts e' a temperatura do vapor
' ht e' a espessura do reservatorio
' Kst e' a permeabilidade efetiva ao _ga's
hst = 0.5 * ht * Ard(qs, Ts, postd, Tstd, ht, Kst, Tavg)

If hst > ht Then
hst = ht
End If

End Function
Function Ard(qs, T_s, postd, Tstd, ht, Kst, Tavg)
'fator admensional para fluxo radial
' 50400 e' 350 * 144
' 19.86992 e' 6.328 * 3.14
numerador = _50400 * qs * vst(Ts)

```



```

denominador = 19.86992 * (po(postd, Ts, Tstd) - pst(Ts)) * (ht ^ 2)
* Kst * pst(Ts)
Ard = (numerador / deno_minador) ^ (1 / 2)

```

```
End Function
```

```
Function Ps(Ts)
```

```
' Ps e' a Pressao do vapor no fundo do poc,o
```

```
' Ts e' a temperatura do vapor no_ fundo do poc,o
```

```
Ps = (Ts / 115.95) ^ (4.4543)
```

```
End Function
```

```
Function pst(Ts)
```

```
' pst e' a massa especifica do vapor
```

```
pst = (Ps(Ts)_ ^ 0.9588) / 363.9
```

```
End Function
```

```
Function vst(Ts)
```

```
' vst e' a viscoidade do vapor
```

```

vst = (10 ^ (-4))_ * (0.2 * Ts + 82)

End Function
Function hw(Ts)
' entalpia da a'gua
hw = 68 * (Ts / 100) ^ 1.24

End Function
Function Lvdh(Ts)_
'calor latente do vapor

Lvdh = 94 * (705 - Ts) ^ 0.38
End Function
Function Cw(Ts, Tr)
' calor especifico da a'gua

Cw = (hw(T_s) - hw(Tr)) / (Ts - Tr)
End Function
Function Mw(Ts, Tr, Tavg, Tstd)
' Capacidade calorifica volumetrica da a'gua

Mw = Cw(Ts, _Tr) * pw(Tavg, Tstd)

End Function
Function Mo(Tavg, postd, Tstd)
' Capacidade calorifica volumetrica do o'leo

Mo = (3.065 + 0._00355 * Tavg) * (po(postd, Tavg, Tstd)) ^ (1 / 2)
End Function
Function pCt(poros, Swi)
'Capacidade calorifica volumetrica da ro_cha e dos fluidos
'poros e' a porosidade
'Swi e' a saturacao inicial de a'gua
pCt = 32.5 + (4.6 * poros ^ (0.32) - 2) * (10 * S_wi - 1.5)

End Function
Function Qi(Ts, Tr, fsdh)
' Quantidade de calor injetado por unidade de massa
' fsdh e' o titulo do vapo_r
Qi = Cw(Ts, Tr) * (Ts - Tr) + Lvdh(Ts) * fsdh

End Function
Function Vs(qs, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast, poros, Swi, area,_
ht, Tavg)
' Volume da zona de vapor
vtotal = area * ht * poros
'5.614
Vs = (5.614 * qs * tinj * pw(Ts, Tstd) * Qi(Ts, Tr, fsdh)_ + Hlast)
/ (pCt(poros, Swi) * (Ts - Tr))
If (Vs > vtotal) Then
Vs = vtotal
End If

End Function

```

```

Function Rh(qs, tinj, Tstd, Ts, _ Tr, fsdh, Hlast, poros, Swi, postd,
ht, Kst, area, Tavg)
' Raio da zona aquecida
'hst(qs, Ts, postd, Tstd, ht, Kst, Tavg)

Rh = _ (3 * Vs(qs, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast, poros, Swi, area,
ht, Tavg) / (3.14159265358979 *
hst(qs, Ts, postd, Tstd, ht, Ks_t, Tavg))) ^ (1 / 2)

End Function

Function Hlast(qs, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlastant, poros, Swi,
Tavg, area, ht)
' calor re_manescente no reservatorio, devido ao ciclo anterior
' Tavg utilizado tem que ser o ultimo do ciclo anterior

Hlast = Vs(qs, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlastant, poros, Swi, area,
ht, Tavg) * pCt(poros, Swi) *
(Tavg - Tr)

End _Function
Function Tavg(t, diff, fPD, qs, tinj, Tavg1, Tstd, Ts, Tr, fsdh,
Hlast, poros, Swi, postd, ht, Kst,
area)
' diff e' a _difusidade termica do reservatorio

tDH = (diff * (t - tinj)) / (Rh(qs, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast,
poros, Swi, postd, ht, _Kst, ar
ea, Tavg1) ^ 2)
fHD = 1 / (1 + 5 * tDH)

tDV = (4 * diff * (t - tinj)) / (ht ^ 2)
fVD = 1 / ((1 + 5 * tDV) ^ (1 / 2))

T_avg1 = Tr + (Ts - Tr) * (fHD * fVD * (1 - fPD) - fPD)
If (Tavg1 < Tr) Then
Tavg1 = Tr
End If

Tavg = Tavg1
End Function
Function_ Hinj(Ts, Tr, fsdh, qs, tinj)

Hinj = 350 * Qi(Ts, Tr, fsdh) * qs * tinj
End Function

Function Qmax(qs, tinj, Tavg, Tstd, Ts, T_r, fsdh, Hlast, poros,
Swi, postd, ht, Kst, KR, tsoak, dif
f, area)
' KR e' a condutividade termica do reservatorio
q = Hinj(Ts, _ Tr, fsdh, qs, tinj) + Hlast
m = -3.14159265358979 * (Rh(qs, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast,
poros, Swi, postd, ht, Kst, area, _
tsoak) ^ 2) * KR
Qmax = q + m * (Ts - Tr) * (tsoak / (3.14159265358979 * diff)) ^ (1
/ 2)

```

```

End Function
Function fPD(fPDant, qs_, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast, poros,
Swi, postd, ht, Kst, KR, tsoak, di
ff, qo, qw, Tavgant, dt, area)
num = 5.615 * (qo * _Mo(Tavgant, postd, Tstd) + qw * Mw(Ts, Tr,
Tavgant, Tstd)) * (Tavgant - Tr) * d
t
deltafPD = num / (2 * Qmax(qs, tinj, Tavgant, _Tstd, Ts, Tr, fsdh,
Hlast, poros, Swi, postd, ht, Kst
, KR, tsoak, diff, area))
fPD = fPDant + deltafPD
End Function

```

```

Function S_w(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors)
Swbarra = 1 - Sorw
'Swbarra = 1 - Sors
If (WP >= WIP) Then
WP = WIP
End If
Sw = Swbarra - (Swbarra - Swi) * (WP / WIP)

```

```

End Function

```

```

Function Swnorm(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors)
Swnorm = (Sw(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors) - Swi) / (1 - Swi - Sorw)
End Function
Function kro(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors)

```

```

swnorm1 = Swnorm(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors)
If (swnorm1 <= 0.2) Then

```

```

kro = 1
Else
kro = -0.9416 + (1.0808 / Swnorm(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors)) -
(0.13856 / Swnorm(Sorw, Swi, WP, WIP,
Sors) ^ 2)

```

```

End If
If (kro < 0) Then
kro = 0
End If

```

```

End Function

```

```

Function krw(Sorw, Swi, WP, WIP, _Sors)

krw = -0.002167 * Swnorm(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors) + 0.024167 *
Swnorm(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors) ^
2
If (krw < 0) Then
krw = 0
End If

```

```

End Function

```

```
Function qo(fatoro, qs, tinj, Tavg, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast,
poros, Swi, postd, ht, Kst, S_oi, Sor
s, Pwf, Sorw, WP, WIP, a, b, rw, K, diff, area)
```

```
Rx = (Rh(qs, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast, poros, Swi, postd, ht,
Ks_t, area, Tavg) ^ 2 + ht ^ 2)
^ (1 / 2)
```

```
deltaSo = Soi - Sors
```

```
sen0 = ht / Rx
```

```
deltah = ht - hst(qs, Ts, postd, Tstd, ht, Kst, Tav_g)
```

```
p = Ps(Ts)
```

```
If p < 287 Then
```

```
p = 287
```

```
End If
```

```
If qs > 1300 Then
```

```
p = Ps(550)
```

```
End If
```

```
If (qs < 1000 And Ts > 450) Then
```

```
p = Ps(450)_
```

```
End If
```

```
If (qs > 1000 And qs < 1800 And Ts < 450) Then
```

```
p = 0.7 * Ps(550)
```

```
End If
```

```
If (qs > 1000 And qs < 1800 And Ts > 440 And T_s < 550) Then
```

```
p = 0.8 * Ps(550)
```

```
End If
```

```
deltap = p - Pwf
```

```
deltapotencial = (144 * deltap / po(postd, Tavg, Tstd)) + (deltah *
(ht_ / Rx))
```

```
ko = K * kro(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors)
```

```
vocinem = vo(a, b, Tavg) / (po(postd, Tavg, Tstd) / 62.4)
```

```
qores = 1.87 * Rx * ((ko * poros * diff * deltaSo * deltapotencial)
/ (fatoro * vocinem * (Log(Rx /
rw) - 0.5))) ^ (1 / _2)
```

```
qo = qores * po(postd, Tavg, Tstd) / postd
```

```
End Function
```

```
Function qw(fatorw, qs, tinj, Tavg, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast,
poro_s, Swi, postd, ht, Kst, Soi, Sor
s, Pwf, Sorw, WP, WIP, a, b, rw, K, diff, area)
```

```
Rx = (Rh(qs, tinj, Tstd, Ts, Tr, fsdh, Hlast, _poros, Swi, postd,
ht, Kst, area, Tavg) ^ 2 + ht ^ 2)
^ (1 / 2)
```

```

deltaSw = Abs(Swi - (1 - Sorw))

sen0 = ht / Rx
deltah = ht - hst(qs, Ts, postd, Tstd, ht, Kst, Tavg)
p = Ps(Ts)
If p < 287 Then
p = 287
End If
If qs > 1300 Then
p = Ps(550)
End If

If (qs < 1000 And Ts > 450) Then
p = Ps(450)
End If

If (qs > 1000 And qs < 1800 And Ts < 450) Then
p = 0.7 * Ps(550)
End If

If (qs > 1000 And qs < 1800 And Ts > 440 And Ts < 550) Then
p = 0.8 * Ps(550)
End If

deltap = p - Pwf
deltapotencial = (144 * deltap / p_w(Tavg, Tstd)) + (deltah * (ht / Rx))
kw = K * krw(Sorw, Swi, WP, WIP, Sors)
vwcinem = vw(Tavg) / (pw(Tavg, Tstd) / 62.4)

qwres_ = 1.87 * Rx * ((kw * poros * diff * deltaSw * deltapotencial) / (fatorw * vwcinem * (Log(Rx / rw) - 0.5))) ^ (1 / 2)
qw = qwres_ * pw(Tavg, Tstd) / 62.4

End Function

Function WIPn(WIPant, WPant, qs, tinj)
WIPn = WIPant - WP + qs * tinj

End Function

Function VOIP(area, ht, poros, Soi, Sors, postd, Tr, Tstd)
' area em pe a quadrado
' 0.1781076 conversao de pe'^3 para bbl
VOIP = 0.1781076 * area * ht * poros * (Soi) / (postd / po(postd, Tr, Tstd))

End Function

Function OIP(area, ht, poros, Soi, Sors, post_d, Tr, Tstd)
' area em pe a quadrado
' 0.1781076 conversao de pe'^3 para bbl
OIP = 0.1781076 * area * ht * poros * (Soi - Sors) / (postd / po(postd, Tr, Tstd))
End Function
Function Fo(OIP, NP, nx)

```

```
Fo = (1 - (NP / OIP)) ^ nx  
_End Function
```