UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE ÓLEO PESADO SUBMETIDO AO PROCESSO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

Jussyara Dalianne Martins Aires

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Natal / RN, Junho de 2013

Estudo e Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado Submetido ao Processo de Injeção Contínua de Vapor

Jussyara Dalianne Martins Aires

Natal / RN, Junho de 2013

Jussyara Dalianne Martins Aires

Estudo e Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado Submetido ao Processo de Injeção Contínua de Vapor.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentada ao Curso de Engenharia de Petróleo, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheira de Petróleo.

Aprovado em ____de_____de 2013.

_____

Prof. Dr. Wilson da Mata

Orientador – UFRN

_____

Prof. Dr. Tarcilio Viana Dutra Junior.

Membro Interno - UFRN

_____

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Membro Interno - UFRN

AIRES, Jussyara Dalianne Martins - "Estudo e Desenvolvimento de um Campo de Óleo Pesado Submetido ao Processo de Injeção Contínua de Vapor". Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

RESUMO

A injeção contínua de vapor é um dos métodos térmicos de recuperação de óleos pesados muito utilizado no Nordeste Brasileiro, devido à grande ocorrência de reservatórios contendo este tipo de óleo. Com base nesse contexto, esta pesquisa objetivou estudar o desenvolvimento de um campo de óleo pesado e homogêneo submetido ao referido método de recuperação. A metodologia do trabalho envolveu a simulação de reservatórios através da utilização de um simulador comercial "STARS" (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), versão 2012.1 da "CMG (Computer Modelling Group)". Foram realizadas comparações entre as distâncias entre os poços (100 e 200 metros), modelos de injeção ("five-spot" normal e invertido) e vazões de injeção (10, 40, 70, 100, 130 e 160 m^3 std/dia). Uma vez selecionado o modelo que obteve maiores resultados de produção acumulada de óleo ("five-spot normal" com distância de 100 metros), testou-se a eficiência deste, mediante modificações nas vazões de injeção, acima listadas. Pôde-se observar que a vazão de 160 m^3 std/dia de vapor foi a que apresentou um resultado mais satisfatório para a produção de óleo.

Palavras-Chaves: Injeção contínua de vapor. Óleos pesados. Simulação de reservatórios.

AIRES, Jussyara Dalianne Martins - Study and Development of a Heavy Oil Field Subjected to Process Continuous Steam Injection. Work of Course Conclusion. Course of Petroleum Engineering, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal - RN, Brazil.

ABSTRACT

The continuous injection of steam is one of the methods of thermal recovery of heavy oil much used in the Brazilian Northeast, due to the high occurrence of this type of reservoirs containing oil. Based on this context, this research aimed to study the development of a heavy oil field and homogeneous subjected to said recovery method. The methodology of this work involved the reservoir simulation by using a commercial simulator "STARS" (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) 2012.1 version of the "CMG" (Computer Modelling Group). Comparisons were made between the distances between the wells (100 and 200 meters), injection models ("five-spot" normal and inverted) and steam injection rates (10, 40, 70, 100, 130 and 160 std m^3 / day). Once selected the model that had the highest production results accumulated oil (normal "five-spot" distance of 100 meters), we tested the efficiency of this by changes in injection rates, listed above. It was observed that the flow rate of 160 std m^3/day of steam achieved the more satisfactory results in production of oil.

Keywords: Continuous steam injection. Heavy oils. Reservoir simulation.

"A mente que se abre a uma nova ideia jamais voltará ao seu tamanho original".

Albert Einstein

À minha família. Em especial, ao grande amor da minha vida, minha mãe Dalva Aires, exemplo de amor incondicional, garra e determinação.

AGRADECIMENTOS

O caminho até aqui foi longo e cansativo. Muitas foram as oportunidades, os ensinamentos e o aprendizado. Enfim, deu certo e chegou o momento de agradecer aos que contribuíram para a realização dessa conquista.

Em primeiro lugar, a **Deus**, pelas bênçãos e por ter permitido que com determinação e ousadia, eu lutasse pelos meus sonhos e conseguisse superar os momentos difíceis, as decepções, o medo e a fadiga;

À minha super mãe, **Dalva Aires**, por todos os sacrifícios e esforços, pelos cuidados, apoio, conforto, e amorosidade sem igual. Ela é simplesmente o meu tudo. Não há palavras que possam de forma justa e insofismável demonstrar o sentimento e gratidão a ela que é o grande amor da minha vida;

Ao meu falecido super pai, o inesquecível, **José Aires** pelos ensinamentos, sábios conselhos, preocupação e carinho imensurável;

À minha irmã, **Danielle Aires**, pelo carinho e pelas palavras de força, quero dizer que apesar dos altos e baixos, também a amo;

Ao meu namorado, **Joaci Ferreira**, pelo amor e carinho especial, paciência e tolerância comigo. Suas palavras estimulantes, muito me consolaram e tornaram-me mais forte para superar os obstáculos. Sou muito feliz por tê-lo em minha vida;

Ao orientador, **Professor Dr. Wilson da Mata**, pela confiança e orientação presente, participativa e competente. Suas considerações sempre muito pertinentes contribuíram bastante para o desenvolvimento deste trabalho;

A **professora Dra Jennys Lourdes Meneses Barillas**, pelo apoio e pelas contribuições científicas que foram fundamentais para a realização dessa árdua tarefa que é dissertar;

A minha amiga **Letícia Campos**, pela sua grande amizade, paciência, apoio, colaboração, conselhos, estudos e pela excelente contribuição na discussão de alguns resultados;

Aos meus colegas de curso, em especial a **Tatiana Borges**, pela atenção, esforços, companheirismo e ideias para o desenvolvimento deste trabalho.

A **CMG** pela licença do simulador de reservatório concedida.

De nada adianta saber e não saber passar. Assim, não poderia deixar de agradecer a **todos os professores** que souberam transmitir o conteúdo programático das disciplinas e se tornaram amigos e mediares da construção e aperfeiçoamento do meu conhecimento.

Não posso agradecer em palavras a todos que foram essenciais neste estudo e que são indispensáveis em minha vida. Sintam-se homenageados. Aqui deixo os meus sinceros agradecimentos.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO 2

1.1 OBJETIVOS 4

1.1.1 Objetivo geral 4

1.1.2 Objetivo específico 4

CAPÍTULO 2

2 ASPECTOS TEÓRICOS 6

2.1 PROPRIEDADES DAS ROCHAS E FLUIDOS 6

2.1.1 Porosidade 6

2.1.2 Permeabilidade 7

2.1.3 Molhabilidade 8

2.1.4 Viscosidade 8

2.1.5 Saturação 9

2.1.6 Mobilidade 9

2.2 ÓLEOS PESADOS 9

2.3 RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO 10

2.4 MÉTODOS TÉRMICOS 12

2.4.1 Injeção de vapor 13

2.4.1.1 Injeção contínua de vapor 14

2.4.1.1.1 Esquema de injeção 15

2.5 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS 16

CAPÍTULO 3

3 METODOLOGIA 19

3.1 FERRAMENTA COMPUTACIONAL 19

3.2 MODELO FÍSICO 19

3.2.1 Propriedades da rocha-reservatório 21

3.2.1.1 Permeabilidades relativas da rocha 23

3.2.2 Modelo de fluido 24

3.2.3 Características operacionais do modelo base 25

3.3 PARÂMETROS OPERACIONAIS ANALISADOS 27

CAPÍTULO 4

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES 29

4.1 PRODUÇÃO PRIMÁRIA E TESTES PRELIMINARES 29
4.2 OTIMIZAÇÃO DA DRENAGEM DO RESERVATÓRIO 33
4.3 ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE OPERAÇÃO 34
4.3.1 Distância entre os poços e modelos de injeção 35
4.3.2 Vazão de injeção de vapor 39

CAPÍTULO 5

5 CONCLUSÃO 46

5.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 46
REFERÊNCIAS 48

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Classificação dos métodos de recuperação avançada de petróleo 11
Figura 2.2 - Injeção contínua de vapor 14
Figura 2.3 - Malha five-spot normal 16
Figura 3.1 - Vista IJ-2D areal do reservatório 20
Figura 3.2 - Malha de injeção five-spot para o modelo base 21
Figura 3.3 - Permeabilidades relativas da água e do óleo em função da saturação de água ... 23
Figura 3.4 - Viscosidade do óleo *versus* temperatura 25
Figura 3.5 - Configurações dos poços injetores e produtores 26
Figura 4.1 - Comportamento da pressão do reservatório durante a recuperação primária de fluidos 30
Figura 4.2 - Gráfico da produção acumulada de óleo *versus* tempo para o modelo base 31
Figura 4.3 - Gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para o modelo base 32
Figura 4.4 - Gráfico da produção acumulada de água *versus* tempo para o modelo base..... 33
Figura 4.5 - Gráfico da produção acumulada de óleo para os modelos de injeção five-spot normal e invertido nas distâncias entre poços de 100 e 200 metros 36
Figura 4.6 - Gráfico da vazão de óleo para os modelos de injeção five-spot normal e invertido nas distâncias entre poços de 100 e 200 metros 37
Figura 4.7 - Gráfico do fator de recuperação para os modelos de injeção five-spot normal e invertido nas distâncias entre poços de 100 e 200 metros. 38
Figura 4.8 - Comportamento da saturação de óleo para o sistema five-spot na distância de 100 m 39
Figura 4.9 - Gráfico da produção acumulada de óleo *versus* tempo para o modelo de injeção five-spot normal em diferentes vazões de injeção 40
Figura 4.10 - Gráfico do fator de recuperação de óleo *versus* tempo para o modelo de injeção five-spot normal em diferentes vazões de injeção 41
Figura 4.11 - Comportamento da viscosidade do óleo para o sistema five-spot normal na distância de 100 m e vazão de injeção de 160 m³ std/dia 42
Figura 4.12 - Gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para o modelo de injeção five-spot normal em diferentes vazões de injeção 43

Figura 4.13 - Gráfico da produção acumulada de água *versus* tempo para o modelo de injeção five-spot normal em diferentes vazões de injeção 44

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Características do reservatório 21
Tabela 3.2 - Propriedades do reservatório 22
Tabela 3.3 - Propriedades da rocha..... 22
Tabela 3.4 - Frações molares dos pseudocomponentes do óleo 24
Tabela 3.5 - Configurações Operacionais do modelo base 27
Tabela 4.1 - Comparação entre a produção de uma malha e de sete malhas..... 34
Tabela 4.2 - Parâmetros operacionais analisados 34

NOMENCLATURA E ABREVIAÇÕES

°API – Grau API do óleo

STARS – Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator

CMG – Computer Modelling Group

Ø – Porosidade (%)

Vp – Volume poroso

Vt – Volume total

cP – Centipoise

P – Poise

ƛo – Mobilidade do óleo

Ko – Permeabilidade efetiva do óleo (mD)

µo – Viscosidade do óleo (cP)

ƛw – Mobilidade da água

µw – Viscosidade da água (cP)

IOR – Improved Oil Recovery

Krw – Permeabilidade Relativa à água

Krow – Permeabilidade Relativa ao óleo no sistema água - óleo

Sw – Saturação de água (%)

°C – Grau Celsius

PVT – Pressão, Volume e Temperatura

m – metros

Np – Produção acumulada de óleo (m^3 std)

Wp – Produção acumulada de água (m^3 std)

Fr – Fator de recuperação do óleo (%)

Std – Condição Padrão

Capítulo 1

Introdução

1 Introdução

Visto com uma das principais matérias-primas energéticas do mundo e fonte indispensável de recursos em muitos países, o petróleo tem atraído cada vez mais a atenção da comunidade acadêmica. O aumento da demanda energética mundial é uma constante e a maior parte do petróleo existente nas jazidas do planeta não poder ser extraída de maneira economicamente viável, considerando que é possível recuperar somente uma fração da quantidade total do óleo acumulado. A maior parte permanece dentro da jazida, devido à complexidade dos reservatórios e aos mecanismos ainda pouco eficientes de recuperação.

É interessante esclarecer ainda que ao longo do tempo, a produção de petróleo em um reservatório decai. Isso ocorre devido às mudanças das propriedades físico-químicas do óleo, por quedas de pressão ou até mesmo pela redução do volume de óleo no reservatório. Essas alterações dificultam o escoamento do óleo até o poço, tornando a produção cada vez mais escassa, de alto custo e/ou com resultados que apontam a inviabilidade do reservatório, mesmo que nele ainda contenha 70% de seu óleo original (Paiva, 2013).

Em casos como esse, a utilização de métodos convencionais de recuperação não é apropriada ou conveniente, devido ao fato da alta viscosidade do óleo dificultar seu movimento dentro do meio poroso, deixando passar o fluido injetado, resultando em eficiências de varrido baixas.

A recuperação de óleo em alguns destes reservatórios, pode ser incrementada através dos processos térmicos de recuperação avançada, principalmente, a injeção de vapor, uma tecnologia que aprimora o escoamento de óleos através da redução da viscosidade, possibilitando a produção de petróleo em campos considerados inviáveis (Jabbour *et al*., 1996).

As reservas de petróleo pesado e extra pesado estão espalhadas pelo mundo, sendo mais expressivas na Venezuela e no Canadá. O Brasil também merece destaque pela concentração significativa das reservas de óleo pesado “on shore” no Nordeste brasileiro e em especial, no Rio Grande do Norte, recorte espacial desse estudo.

Para os reservatórios terrestres localizados no Brasil, com grandes volumes de óleos pesados e de alta viscosidade (°API menor que vinte), onde as recuperações primárias e secundárias são ineficientes, há uma demanda por utilizar técnicas de recuperação terciária. Ou seja, produzir o petróleo de forma assistida por outras fontes de energia e/ou efeitos

físicos, químicos ou biológicos, que aumentam o fator de recuperação. Dentre as técnicas de recuperação terciária ou técnicas especiais de recuperação, destacam-se os métodos térmicos, que são utilizados principalmente para melhorar o escoamento de óleos viscosos ou betuminosos.

A introdução de calor é feita normalmente através da injeção de fluidos quentes, em processos conhecidos pelos nomes de injeção cíclica e de injeção contínua de vapor. O propósito da injeção térmica é aquecer o reservatório, para aumentar a mobilidade do óleo, a eficiência de deslocamento e, consequentemente, facilitar a recuperação (Moreira e Trevisan, 2007).

Diante desse contexto, o objetivo deste trabalho é estudar o efeito da injeção contínua de vapor, através de simulações, visando analisar a influência da distância entre poços, modelos de injeção e vazões de injeção.

Conforme asseveram Moreira e Trevisan (2007), estudos e pesquisas referentes ao desenvolvimento/aprimoramento de metodologias/técnicas de produção do petróleo, tornam-se imprescindíveis e facilitam o desenvolvimento de tecnologias, permitindo melhorias no escoamento, redução de custos de operação e, consequentemente garantia de um maior aproveitamento do óleo existente no reservatório.

Além disso, é válido salientar que a simulação numérica de reservatórios de petróleo tem atraído grande interesse devido ao seu contínuo avanço tecnológico permitindo análises mais rápidas e confiáveis da interação entre o meio poroso e os fluidos nele existentes.

As simulações foram realizadas sobre a proposta de um modelo de reservatório sintético homogêneo em coordenadas cartesianas. Para isso, utilizou-se o simulador comercial Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator (STARS) da CMG.

Por fim, vale salientar que a teoria estudada nas disciplinas: PTR0401 – Reservatórios; PTR0402 – Métodos de recuperação suplementar e PTR 0405 – Simulação numérica de reservatórios serviram de base e trouxeram contribuições significativas para o desenvolvimento deste trabalho, aprimorando as atividades práticas.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral estudar o desenvolvimento de um campo de óleo pesado homogêneo, com características do Nordeste Brasileiro submetido ao método térmico de injeção contínua de vapor. Para isso, foi utilizado um programa computacional STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) da CMG (Computer Modelling Group).

1.1.2 Objetivo específico

Analisar os parâmetros operacionais modelos de injeção, distância entre os poços e vazões de injeção para verificar a eficácia do método empregado para a recuperação do óleo pesado.

Capítulo 2

Aspectos teóricos

2 Aspectos teóricos

Este capítulo tem como objetivo apresentar os principais aspectos teóricos de pesquisas encontradas na literatura em relação aos tópicos que foram essenciais para estruturação desta pesquisa.

2.1 Propriedades das rochas e dos fluidos

Informações acerca das propriedades das rochas e dos fluidos constituem-se em fatores decisivos para o estudo do comportamento do reservatório de petróleo e, portanto, a sua coleta e a sua interpretação devem merecer uma atenção especial. As rochas-reservatório contem normalmente, dois ou mais fluidos. Nesse trabalho apresentamos dois tipos: óleo e água. A seguir serão mostradas algumas dessas propriedades, como: porosidade, permeabilidade, molhabilidade, viscosidade, saturação e mobilidade.

2.1.1 Porosidade

A rocha é um conglomerado de grãos que são cimentados entre si. Por serem irregulares e possuírem granulometria variada, ao se juntarem deixam espaços vazios chamados de poros (Pessoa, 2009). Assim o volume total da rocha é a soma do volume dos materiais sólidos e do volume poroso. A porosidade (Ø) é a relação entre o volume de vazios de uma rocha (Vp) e seu volume total (Vt), expresso em porcentagem. A porosidade da rocha fornece espaços para a acumulação de óleo e gás.

De acordo com Barillas (2005), alguns poros podem ficar totalmente isolados após a cimentação da rocha reservatório. A partir daí, a porosidade classifica-se como:

• Porosidade absoluta: razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha;

• Porosidade efetiva: razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha. Do ponto de vista de engenharia de reservatórios, a porosidade efetiva é o parâmetro

mais importante, já que representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha, visto que os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos.

2.1.2 Permeabilidade

Somente a existência de petróleo, seja ele líquido ou gasoso, no interior da rocha, apesar de ser uma condição fundamental, não é suficiente para que se tenha uma produção desse fluido a partir dessa rocha. Devem existir condições para que os fluidos possam se movimentar através dos poros e chegar aos poços por meio dos quais poderão alcançar a superfície (Gustavo, 2007).

Os fluidos presentes no reservatório passam sucessivamente por diversos poros até chegar aos poços produtores. Estes percorrem o que se poderia chamar de “canais porosos”. Quanto mais cheios de estrangulamentos, estreitos e tortuosos forem esses canais porosos, maior será o grau de dificuldade para eles se moverem no seu interior. Por outro lado, os poros maiores e mais bem conectados uns com os outros, oferecem menor dificuldade para o fluxo dos fluidos. A maior ou menor dificuldade de deslocamento dos fluidos dentro da rocha é quantificada pelo valor da permeabilidade. Esta pode ser classificada em absoluta, efetiva e relativa.

A permeabilidade absoluta abrange que o meio poroso é saturado com apenas um fluido. Em virtude deste fato, esta propriedade não é uma medida adequada para compor as variáveis que definem a facilidade com que cada fluido se move no meio poroso, já que a rocha reservatório apresenta dois ou mais fluidos em seu interior. Logo, faz-se necessária à introdução dos outros tipos de permeabilidade.

A permeabilidade efetiva ao fluido considerado é uma medida mais adequada, pois dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A cada valor de saturação existe um valor correspondente de permeabilidade efetiva àquele fluido (Santana, 2012).

A razão entre a permeabilidade efetiva e um valor característico de permeabilidade, que geralmente é a permeabilidade absoluta, recebe a denominação de permeabilidade relativa.

2.1.3 Molhabilidade

Os grãos da rocha matriz são cobertos por um filme de água, permitindo que hidrocarbonetos ocupem os espaços porosos. A molhabilidade do reservatório é de difícil determinação porque o processo de corte de *plugs* e de preparação destes para ensaios em laboratório pode alterar as suas características. Esta propriedade é uma das principais características da formação, pois determina a eficiência da produção de hidrocarbonetos. Em geral, a formação molhável a água favorece a produção de óleo muito acima da de água (Curbelo, 2006).

2.1.4 Viscosidade

A medida da resistência que o fluido impõe a seu próprio escoamento é definida como viscosidade. Esta propriedade é uma função forte da temperatura, composição (no caso de misturas), pressão, teor de gás dissolvido (razão de solubilidade) e da salinidade (água).

A análise deste parâmetro é tradicionalmente medida em laboratório com amostras de fundo do poço ou através de recombinação de líquidos e gases coletados a partir dos separadores (Hemmati-Sarapardeh, 2013).

Viscosidade do óleo bruto é um parâmetro importante de avaliação do reservatório no cálculo de desempenho, simulação de reservatórios, previsão da produção e concepções de instalações de produção, bem como no planejamento dos métodos térmicos de recuperação avançada de petróleo. Portanto, a determinação exata desta propriedade é necessária para a indústria de petróleo (Hemmati-Sarapardeh, 2013).

Quanto mais pesado, mais viscoso é o óleo. A viscosidade é designada em unidades de centipoise (cP) ou poise (P) e pode variar de 0.5 centipoise (metade da viscosidade da água) nos condensados, a mais de 100.000 centipoise, nos muito pesados.

2.1.5 Saturação

Os espaços vazios de um material poroso podem estar parcialmente preenchidos por um determinado líquido e os espaços remanescentes por um gás. Ou ainda, dois ou três líquidos imiscíveis podem preencher todo o espaço vazio. Nesses casos, de grande importância é o conhecimento do conteúdo de cada fluido no meio poroso, pois as quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico de um reservatório (Rosa, 2006).

Define-se saturação de um determinado fluido em um meio poroso, como sendo a fração ou porcentagem do volume de poros ocupada pelo fluido (Santana, 2012).

A saturação de água existente no reservatório no momento da sua descoberta é chamada de saturação de água inicial ou conata, ou ainda inata (Rosa, 2006).

2.1.6 Mobilidade

Para um determinado fluido a mobilidade é a relação entre a permeabilidade efetiva deste fluido e sua viscosidade. Por exemplo, a mobilidade do óleo é dada por $\lambda o = ko/\mu o$ e a da água por $\lambda w = kw/\mu w$. A razão de mobilidade é definida pela razão $\lambda w/\lambda o$. Quanto maior for à razão de mobilidade, menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a "furar" o banco de óleo, criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e os produtores (Thomas *et al.*, 2001). Para que isso não ocorra, a razão de mobilidade deve ser menor que 1 (geralmente, utiliza-se soluções de polímeros para o aumento da viscosidade da fase deslocante ou injeção de vapor para reduzir a viscosidade do óleo) (Curbelo, 2006).

2.2 Óleos pesados

Os óleos pesados têm um menor preço de mercado e exigem tecnologias mais avançadas para produção (mais caras) quando comparado com o do tipo leve. Mas mesmo assim este óleo vem aumentando a sua participação nas reservas mundiais. A sua produção representa uma série de desafios tecnológicos desde o escoamento no reservatório até o seu

refino. Isso ocorre devido este ser composto por cadeias de carbono muito longas, acarretando em densidades e viscosidades muito elevadas.

O desafio da produção para estes tipos de óleos é a sua recuperação e conversão do reservatório em derivados úteis. Alguns órgãos sugerem sua classificação baseada no ºAPI (Queiroz, 2006):

- Para UNITAR, óleo pesado: 10 < ºAPI < 20;
- Para o Governo do Canadá, óleo pesado: ºAPI < 27,5;
- Para ANP, óleo pesado: ºAPI < 22; óleo extra-pesado: ºAPI <10;
- Para a Petrobras *offshore*, óleo pesado: ºAPI < 19 e μ_{res} >10 cP; óleo extra pesado: ºAPI < 14 e μ_{res} > 100 cP;

Onshore, óleo pesado: ºAPI < 18 e μ_{res} > 500 cP.

2.3 Recuperação avançada de petróleo

Por muitos anos, a indústria petrolífera considerou três etapas de recuperação: primária, secundária e terciária. No entanto, a inconveniência de se utilizar essa classificação como uma sequência cronológica é que muitas operações de produção em reservatórios não são conduzidas nessa ordem específica. Um exemplo bem conhecido é a produção de óleos pesados que ocorre em muitas partes do mundo. Se o óleo bruto é suficientemente viscoso, ele pode não fluir a vazões econômicas submetido apenas à energia natural do reservatório, de tal sorte que a energia primária seria negligenciada (Galvão, 2008).

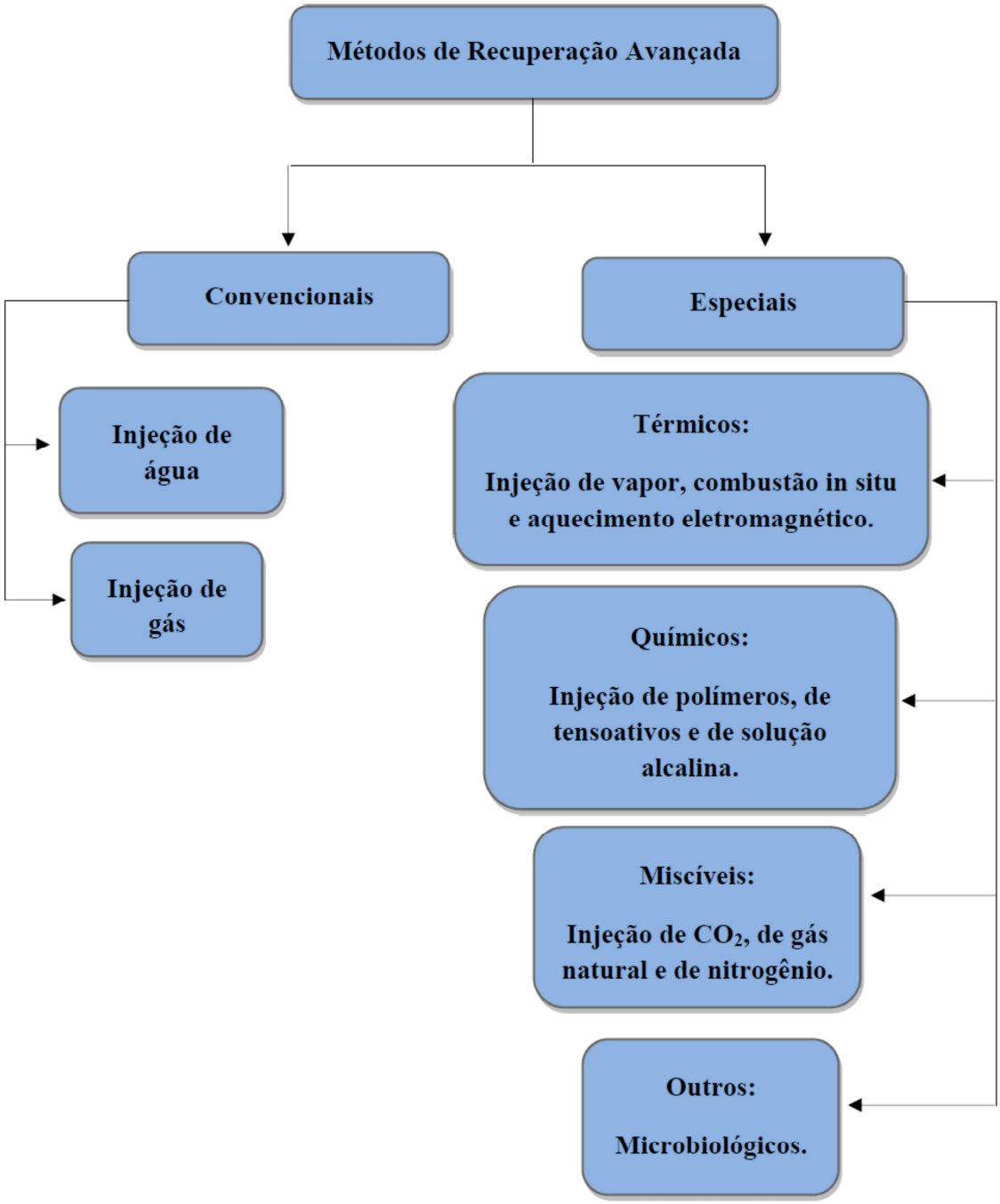
Nesse intuito é necessário a utilização de processos IOR que envolvem a injeção de um ou mais fluidos, de certas características no reservatório. O fluido injetado e o seu processo provocam um acréscimo na pressão do reservatório e interagem com o sistema rocha-reservatório a fim de criar condições favoráveis para uma melhor recuperação de óleo. Essas interações são devidas a mecanismos físicos e químicos e à injeção ou produção de energia térmica e podem resultar, por exemplo, em:

• Baixas tensões interfaciais;
• Inchamento do óleo;
• Redução da viscosidade do óleo;

• Modificação da molhabilidade.

Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em convencionais e especiais. A Figura 2.1 mostra um esquema de maneira simplificada da classificação destes métodos.

Figura 2.1. Classificação dos métodos de recuperação avançada de petróleo.



Neste trabalho, será apenas dada ênfase ao método especial de injeção de vapor do tipo térmico.

2.4 Métodos térmicos

Nos reservatórios que possuem óleos muito viscosos, o uso de um processo de recuperação convencional não teria muito sucesso, pois a viscosidade elevada do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado tem uma mobilidade bem maior, isso resulta em uma eficiência de varrido muito baixa, tendo como consequência, uma recuperação baixa (Thomas *et al*., 2001).

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos (Azin *et al*., 2008).

O desenvolvimento inicial destes métodos buscava a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento para aumentar a sua recuperação. À medida que outros efeitos igualmente benéficos foram aparecendo, os processos foram se modificando, resultando nos diversos tipos de métodos que se tem atualmente.

Quanto à influência do aquecimento sobre a viscosidade, observa-se na prática que a taxa de melhoria da viscosidade é maior no início dos aumentos de temperatura. Depois de atingir uma certa temperatura se ganha muito pouco na redução da viscosidade. Além disso, nota-se que as maiores reduções de viscosidade são experimentadas em óleo de °*API* mais baixo (e geralmente mais viscosos) do que em óleos de alto °*API* (Galvão, 2008).

Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento do fluido do reservatório. Em um deles o calor é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação, utilizando-se um fluido. Este é denominado de Injeção de Fluidos Aquecidos. No outro grupo o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente. Este segundo processo é chamado de Combustão *in situ*.

Na injeção de fluidos aquecidos utiliza-se a água como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água é normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido.

2.4.1 Injeção de vapor

O método consiste na injeção de vapor superaquecido no reservatório formando um banco de vapor que se condensa e transfere calor para o óleo, para a água e para a própria rocha, inclusive as das camadas adjacentes. Apresenta dois modos de operação: cíclico e contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção num mesmo poço, enquanto que no modo contínuo a injeção permanece num mesmo poço injetor até os poços produtores vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Normalmente, a fase cíclica precede à contínua, sendo considerada apenas uma coadjuvante no processo de aumentar a recuperação de petróleo (Queiroz, 2006).

A injeção de vapor é um processo bastante adequado para formações muito permeáveis e espessas, portadoras de óleo viscoso, apesar de nas formações espessas o mecanismo de segregação gravitacional e eficiência de varrido (relação entre o volume da zona invadida pelo fluido injetado e o volume do reservatório) serem relevantes.

Este método não é indicado para formações muito profundas, já que se torna grande a perda de calor no poço, nem para os reservatórios com altas saturações de água, já que grande parte da energia seria destinada a aquecer a água, sem qualquer benefício para a recuperação.

Segundo Gurgel (2009), a injeção de vapor promove os seguintes mecanismos dentro do reservatório:

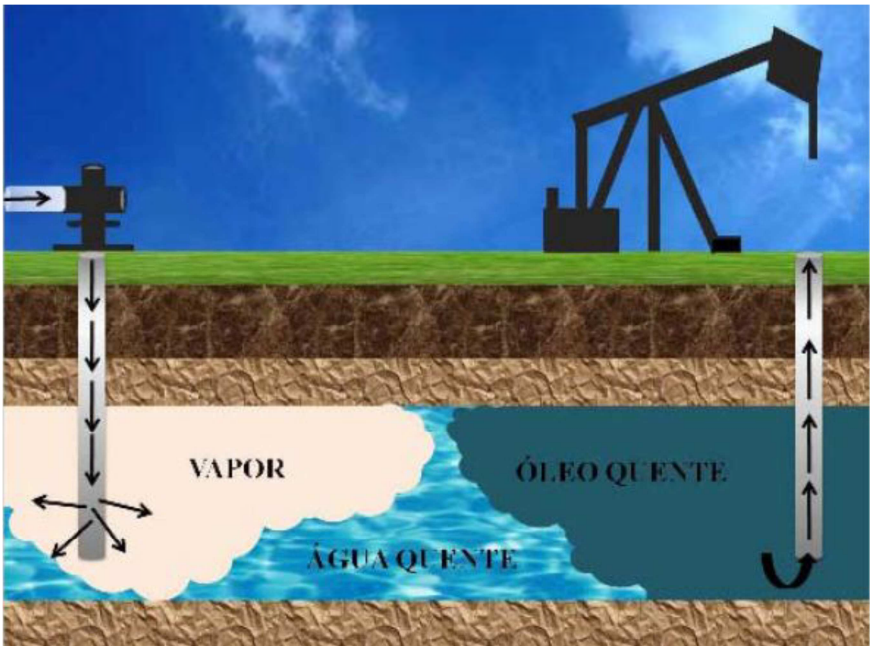
- Aquecimento do óleo e redução da sua viscosidade;
- Suprimento de pressão direcionando o óleo para o poço produtor;
- Redução da saturação residual de óleo.

A finalidade da fonte de geração de vapor é a conversão da água do estado líquido para o estado de vapor saturado úmido com título geralmente próximo de 80%, a uma pressão que permita a injeção nos poços de petróleo (Júnior, 2007).

2.4.1.1 Injeção contínua de vapor

A injeção contínua de vapor consiste em injetar vapor nos poços específicos para injeção, com o objetivo de deslocar o óleo na direção do poço produtor, como mostra a Figura 2.2.

Figura 2.2. Injeção contínua de vapor.



Júnior, 2011

Como resultado, uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Na frente do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório (Rosa, 2006).

O maior problema deste método é quando o vapor injetado encontra um caminho preferencial no reservatório e atinge diretamente algum poço produtor, ao invés de apenas deslocar o óleo para o mesmo. Nesse caso, raramente consegue se recuperar a produção no poço atingido e quase sempre é necessário desativar esse poço, resultando em perda de produção (Júnior, 2011).

2.4.1.1.1 Esquema de injeção

O esquema de injeção, isto é, a maneira como os poços de injeção e de produção vão ser distribuídos no campo de petróleo é uma etapa de grande relevância no projeto de injeção. Além de levar em conta as características físicas do meio poroso e dos fluidos envolvidos, o modelo escolhido deve:

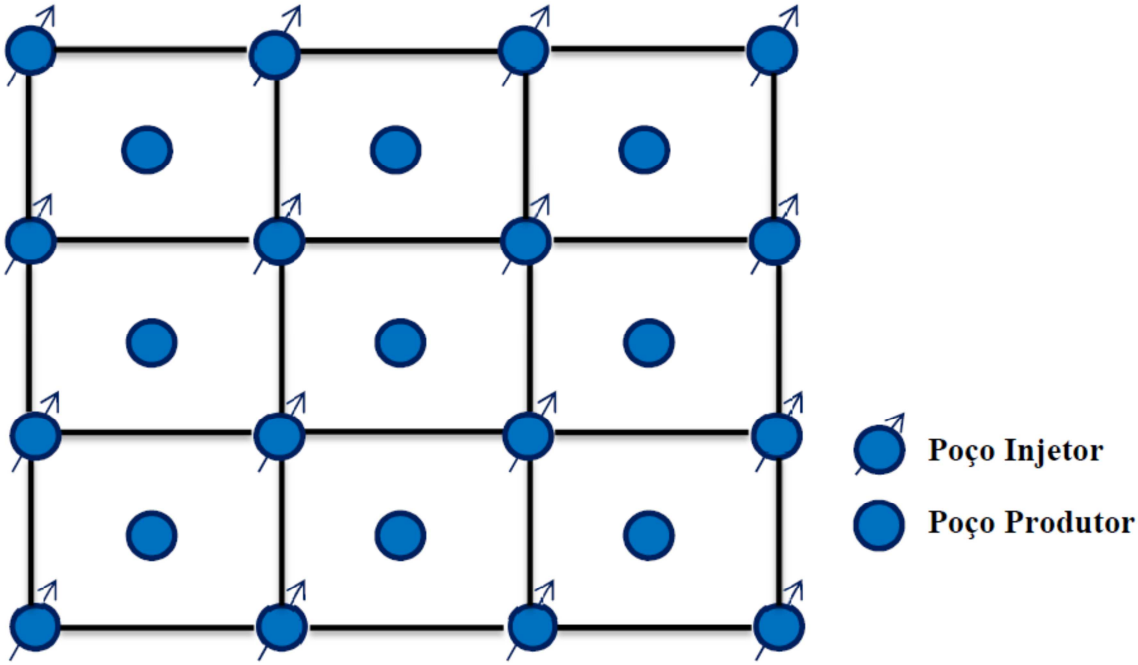
- Proporcionar a máxima produção de óleo durante um intervalo de tempo econômico e com o menor volume de fluido injetado possível;
- Proporcionar boas condições de injetividade para se alcançar boa produtividade resultando em vazões de produção economicamente atrativas; e,
- Ainda tendo em vista o aspecto econômico, fazer a escolha recair sobre um esquema em que a quantidade de poços novos a serem perfurados seja a menor possível, principalmente, no caso da aplicação do processo em um campo já desenvolvido.

Para cada reservatório tem-se um projeto específico. Porém, existem aspectos que são comuns a todos os projetos, independente do reservatório ou até mesmo do fluido injetado, como é o caso da existência de poços de injeção e de produção.

Os esquemas de injeção dividem-se em três tipos principais: injeção na base, injeção no topo e injeção em malhas, (Thomas *et al*., 2001). Para reservatórios planos, horizontais e de pouca espessura, pelo fato de não existirem pontos preferenciais para injeção de fluidos, os poços de injeção e de produção são distribuídos de maneira homogênea em toda a área do reservatório.

A Figura 2.3 mostra a malha five-spot do tipo normal, que significa um poço de produção cercado por poços de injeção. Já nos modelos invertidos ocorre o contrário, isto é, um poço de injeção cercado por poços de produção.

Figura 2.3. Malha five-spot normal.



Para esse tipo de esquema observa-se que acontece a repetição de um determinado padrão ou arranjo dos poços de injeção e produção, razão pala qual é chamado de padrão repetido ou injeção em malhas.

A injeção em malhas é um parâmetro que deve ser estudado de campo para campo. Em geral, quando se trata do uso *offshore*, o espaçamento entre os poços é maior, em virtude dos custos de perfuração e coleta de informações. Para o caso de campos em terra, injeções em malhas *five-spot* tem sido bastante utilizadas, e malhas mais finas (com poços mais próximos) mostraram aumento de recuperação (Cotia, 2012).

2.5 Simulação numérica de reservatórios

Nessa categoria, estão classificadas as ferramentas numérico-computacionais desenvolvidas para auxiliar nos estudos de reservatórios. Nesses métodos o reservatório é representado de forma mais ampla, considerando-se a distribuição espacial da rocha; do fluido; e das propriedades rocha-fluido. A representação do reservatório é feita por meio de um modelo de fluxo, que o subdivide em células, denominadas “grid” de simulação. Os procedimentos que o simulador utiliza são semelhantes aos da Equação de Balanço de

Materiais, sendo ainda introduzidas informações geológicas e geofísicas, dados de rocha, dados de fluido, propriedades rocha-fluido etc. (Morse, 2006).

De acordo com Cotia (2012), a simulação de reservatório é uma técnica capaz de prever o comportamento de um reservatório de petróleo sob vários cenários de operações diferentes, sendo assim, muito útil da perspectiva do gerenciamento de reservatórios. Através desta técnica é possível, entre outras coisas:

- Prever a produção de água, óleo e gás do reservatório;
- Determinar o impacto da perfuração de novos poços na produção do campo;
- Prever a recuperação de óleo adicional decorrente da aplicação de um método de recuperação secundária ou especial;
- Determinar as melhores locações para poços produtores e injetores;
- Entender os mecanismos de escoamento;
- Melhorar o modelo do reservatório através do ajuste de histórico.

Capítulo 3

Metodologia

3 Metodologia

Neste capítulo, serão apresentadas as ferramentas utilizadas para desenvolver o estudo, o modelo físico e sua descrição.

3.1 Ferramenta computacional

Com a finalidade de realizar as simulações apresentadas neste trabalho, utilizou-se como ferramenta numérica o simulador comercial, STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (“Computer Modelling Group”) - versão 2012.1. Este programa é multicomposicional, tridimensional e trifásico, desenvolvido para recuperações térmicas de óleo.

Para a obtenção de um sistema de equações algébricas, esse simulador aproxima equações diferenciais parciais pelo método de diferenças finitas. O reservatório é dividido em blocos (malha de simulação) e as equações diferenciais que descrevem o processo físico do escoamento de fluidos são discretizadas e escritas em função das variáveis definidas em cada bloco.

Constituem parâmetros de entrada no referido simulador: a configuração da malha do reservatório modelo, as propriedades da rocha reservatório e do fluido, além de dados referentes aos poços. Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis, podendo-se utilizar configurações bidimensionais e tridimensionais.

3.2 Modelo físico

O modelo físico adotado é um padrão tridimensional, homogêneo, com forma irregular e que representa um reservatório semissintético, com características da Bacia Potiguar. A configuração dos poços para o modelo base utilizado neste trabalho obedece a repetição de um padrão de injeção “five-spot”, que é constituído de um poço produtor no centro da malha e quatro injetores nos vértices, como pode ser observado nas Figuras 3.1 (vista IJ-2D areal) e

3.2 (vista 3D). Os dados de simulação para o modelo físico usado no processo estão mostrados na Tabela 3.1.

Figura 3.1. Vista IJ-2D areal do reservatório.

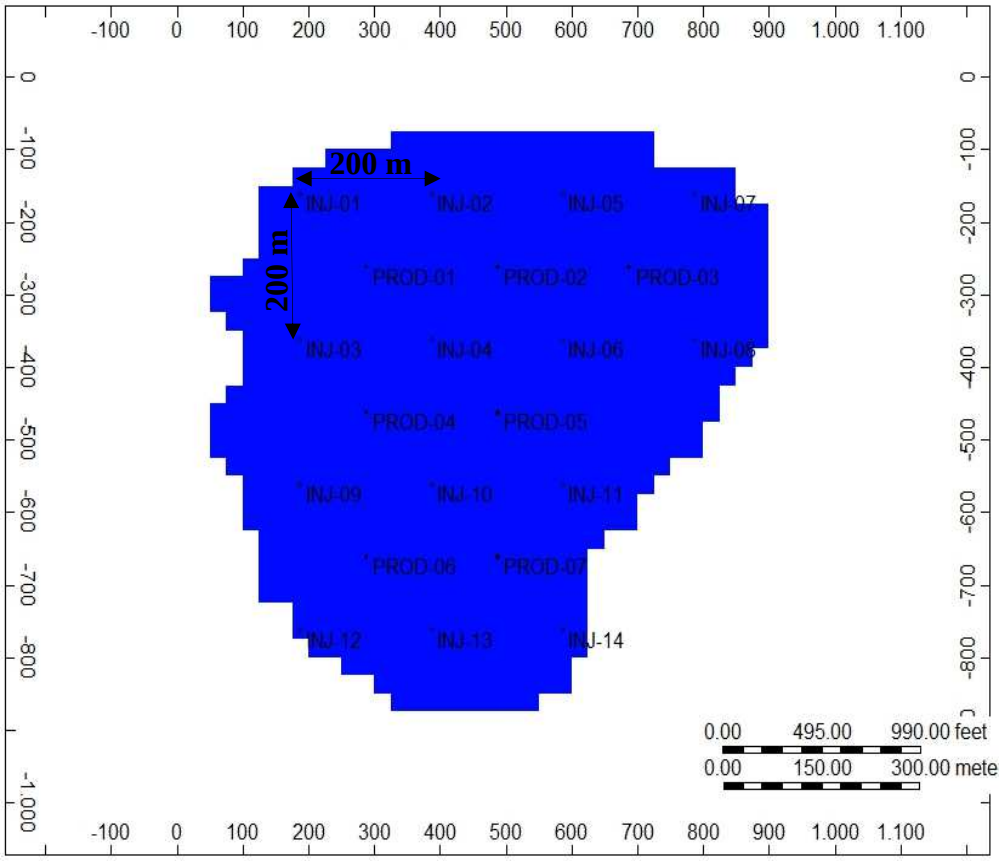


Figura 3.2. Malha de injeção five-spot para o modelo base.

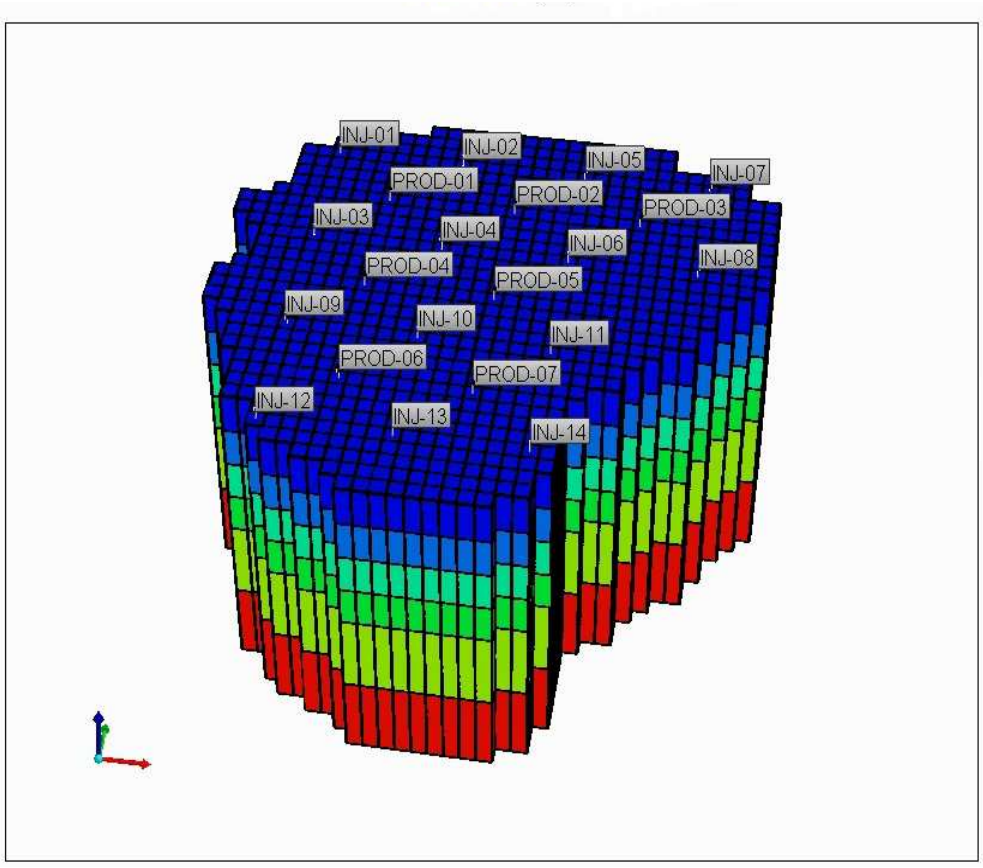


Tabela 3.1. Características do reservatório.

Características	Valores
Modelo de malha	five-spot
Espessura das camadas	4 blocos de 2,5 na zona de óleo e 2 blocos de 5,0 m na zona de água

3.2.1 Propriedades da rocha-reservatório

Os valores das propriedades da rocha- reservatório estão mostrados nas Tabelas 3.2 e 3.3. Esses dados são de grande relevância em uma análise de um campo de óleo pesado submetido ao processo de injeção contínua de vapor.

Tabela 3.2. Propriedades do reservatório.

Espessura do reservatório (m)	20
Espessura da zona de óleo (m)	10
Espessura da zona de água (m)	10
Profundidade do topo (m)	200
Contato água-óleo, DWOC, (m)	210
Pressão de referência (psi)	260
Permeabilidade horizontal, kh (mD)	1000
Permeabilidade Vertical, kv (mD)	100
Porosidade, Ø (%)	23
Temperatura inicial, (°C)	38
Volume de óleo in place, (m^3 std)	$8,0 \times 10^5$

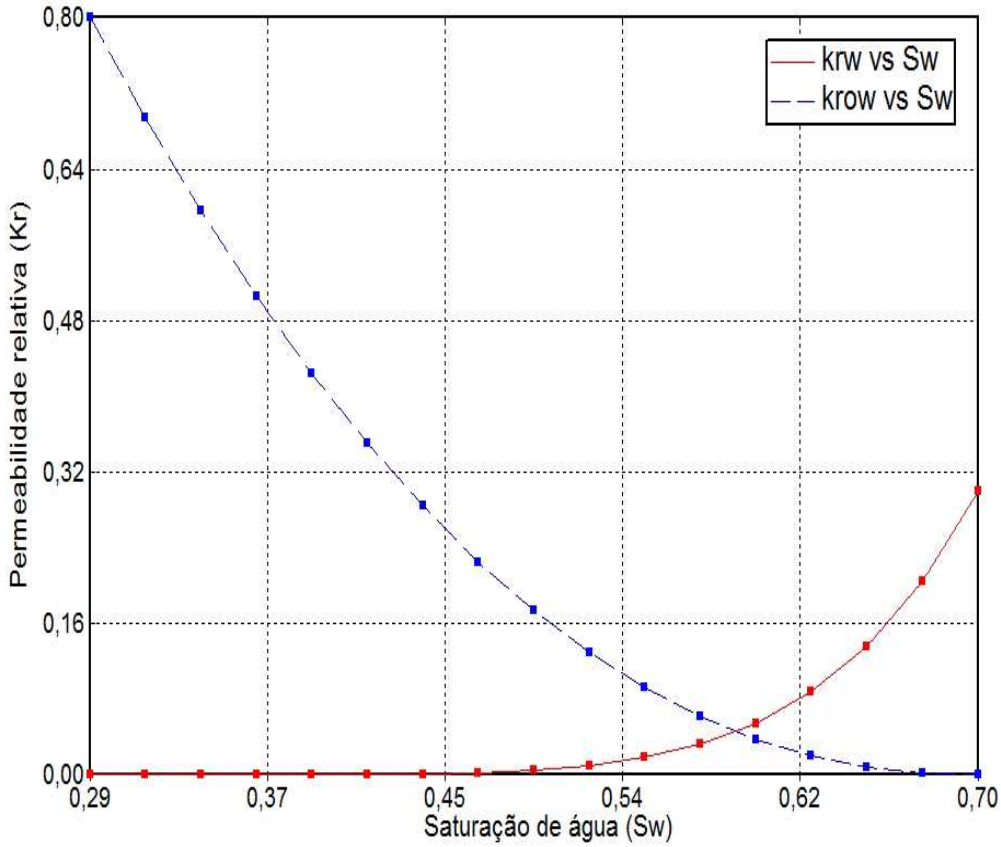
Tabela 3.3. Propriedades da rocha.

Compressibilidade da formação (1/psi)	30×10^{-6}
Capacidade calorífica volumétrica da formação ($J/(m^3*°C)$)	$2,347 \times 10^6$
Condutividade térmica da rocha (J/(m*dia*°C))	$2,74 \times 10^5$
Condutividade térmica da água (J/(m*dia*°C))	$5,35 \times 10^4$
Condutividade térmica do óleo (J/(m*dia*°C))	$1,15 \times 10^4$
Condutividade térmica do gás (J/(m*dia*°C))	3900
Capacidade calorífica volumétrica da formação Overburden e Underburden ($J/(m^3*°C)$)	$2,347 \times 10^6$
Condutividades térmicas Overburden e Underburden (J/(m*dia*°C))	$1,496 \times 10^5$

3.2.1.1 Permeabilidades relativas da rocha

Os dados referentes à permeabilidade relativa do modelo de fluidos estão mostrados na Figura 3.3. As curvas de permeabilidades relativas à água (Krw) e ao óleo (Krow) no sistema água-óleo estão representadas nesta figura, conforme se pode observar abaixo:

Figura 3.3. Permeabilidades relativas da água e do óleo em função da saturação de água.



A partir da Figura 3.3 pode-se verificar que a saturação de água irredutível é de 29% e 30% de óleo residual.

3.2.2 Modelo de fluido

O modelo de fluidos utilizado neste trabalho apresenta características similares aos encontrados na Bacia Potiguar e foi criado a partir de uma análise PVT. A Tabela 3.4 mostra a composição do óleo que contém sete pseudocomponentes, além da viscosidade do óleo e a massa molecular do componente mais pesado deste.

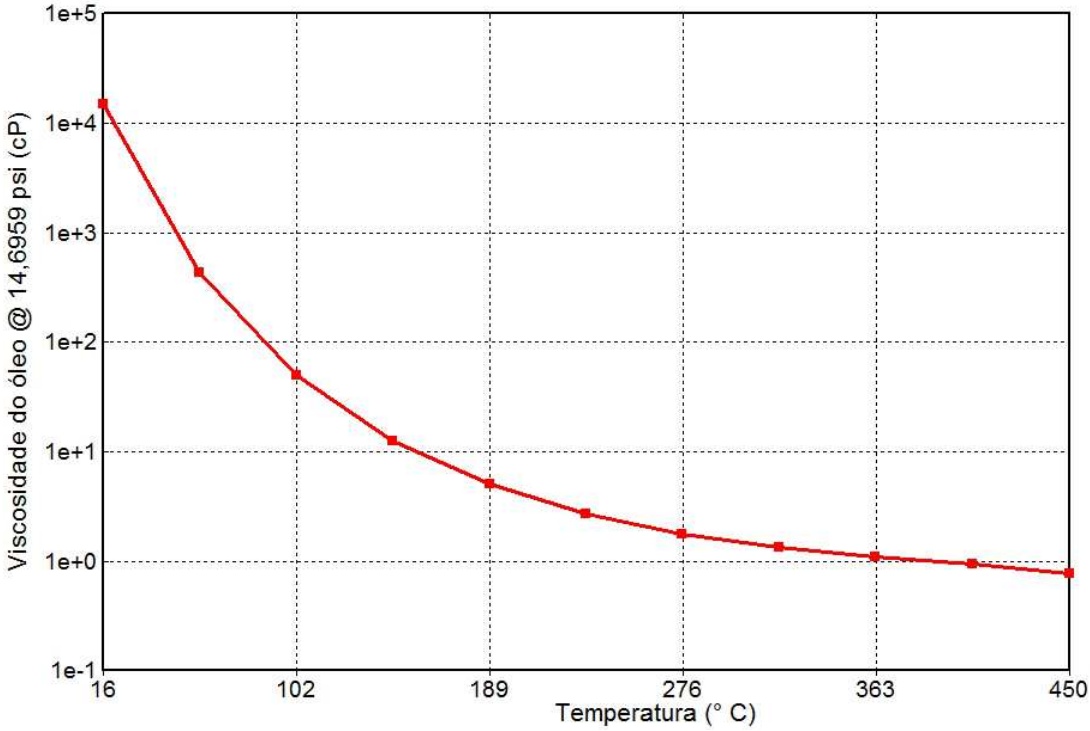
Tabela 3.4. Frações molares dos pseudocomponentes do óleo.

Pseudocomponentes	Frações molares
C1	0,10623
C2 - C3	0,0044968
IC4 - NC5	0,0031977
C6 - C11	0,010093
C12 - C15	0,069051
C16 - C19	0,091136
C20+	**0,7158**
Viscosidade do óleo (cP @ 38 °C) = 1145,96	
Massa molecular do C20+ = 543 kg/k mol	

Com base na Tabela 3.4, pode-se verificar que o óleo apresenta uma maior fração do pseudocomponente mais pesado, C20+, o que o torna pesado e viscoso.

A temperatura é uma propriedade que afeta diretamente na viscosidade do óleo. Sendo assim, a Figura 3.4 mostra o comportamento da viscosidade do modelo estudado quando submetido ao aquecimento. Nesta figura, observa-se que, para a temperatura de reservatório 38 °C, a viscosidade do óleo é de 1145,96 cP.

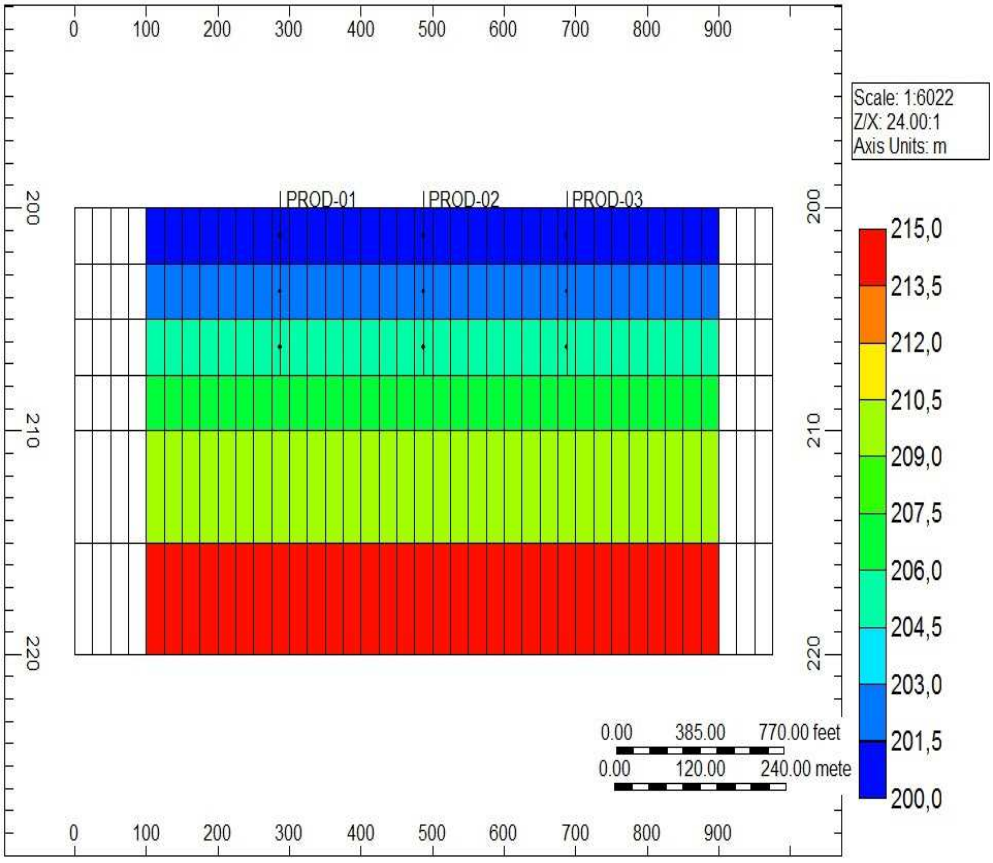
Figura 3.4. Viscosidade do óleo *versus* temperatura.



3.2.3 Características operacionais do modelo base

Com o intuito de buscar o melhor intervalo de completação para a simulação, realizou-se a perfuração dos poços injetores e produtores até a profundidade de aproximadamente 207,5 metros, levando-se em consideração a profundidade do contato água-óleo, localizada em torno de 210 metros. Os devidos cuidados foram tomados visando que houvesse menores perdas de calor para zona de água, Figura 3.5.

Figura 3.5. Configurações dos poços injetores e produtores.



É de grande relevância a caracterização do modelo base para estabelecer parâmetros comparativos e de bom entendimento. A Tabela 3.5 apresenta as configurações operacionais adotadas para este modelo.

Tabela 3.5. Configurações operacionais do modelo base.

Distância entre os poços injetores (m)	200
Temperatura do vapor (° C)	232,22
Título do vapor (%)	80
Pressão máxima nos poços injetores (psi)	1000
Vazão máxima de vapor (m^3 std/dia)	10
Vazão máxima de produção de líquido (m^3/dia)	500
Pressão mínima nos poços produtores (psi)	30
Intervalo de completação nos poços injetores e produtores (camadas)	1:3
Tempo de projeto (anos)	20

3.3 Parâmetros operacionais analisados

Inicialmente, a análise dos resultados partiu da pesquisa de campo de uma malha com um único poço produtor. Posteriormente, constatou-se que a produção acumulada de óleo era relativamente baixa. Surgiu então a necessidade de perfuração de novos poços e de um método térmico, tendo em vista a alta viscosidade do óleo.

Diante da grande extensão do campo, atentou-se para o número máximo de poços que poderiam ser perfurados, respeitando a distância mínima de 200 metros entre eles. Assim, 7 malhas foram projetadas com 21 poços, sendo 14 injetores e 7 produtores.

Para fins de comparações e teste de eficiência do método de injeção de vapor aplicado na recuperação térmica do óleo pesado contido no reservatório, algumas mudanças foram realizadas na distância entre poços, que passou de 200 para 100 metros e também na escolha do modelo de injeção, de “five-spot” normal para “five-spot” invertido. Nestas condições, foram analisados os resultados produzidos em cada uma das quatro simulações (“five-spot” normal e invertido utilizando separadamente as distâncias de 100 e 200 metros para ambos numa vazão de 10 m^3 std/dia).

Uma vez selecionado o modelo que obteve maiores resultados de produção acumulada de óleo, testou-se a eficiência deste, mediante modificações nas vazões de injeção de 10 m^3 std/dia para 40, 70, 100, 130 e 160 m^3 std/dia.

Capítulo 4

Resultados e discussões

4 Resultados e discussões

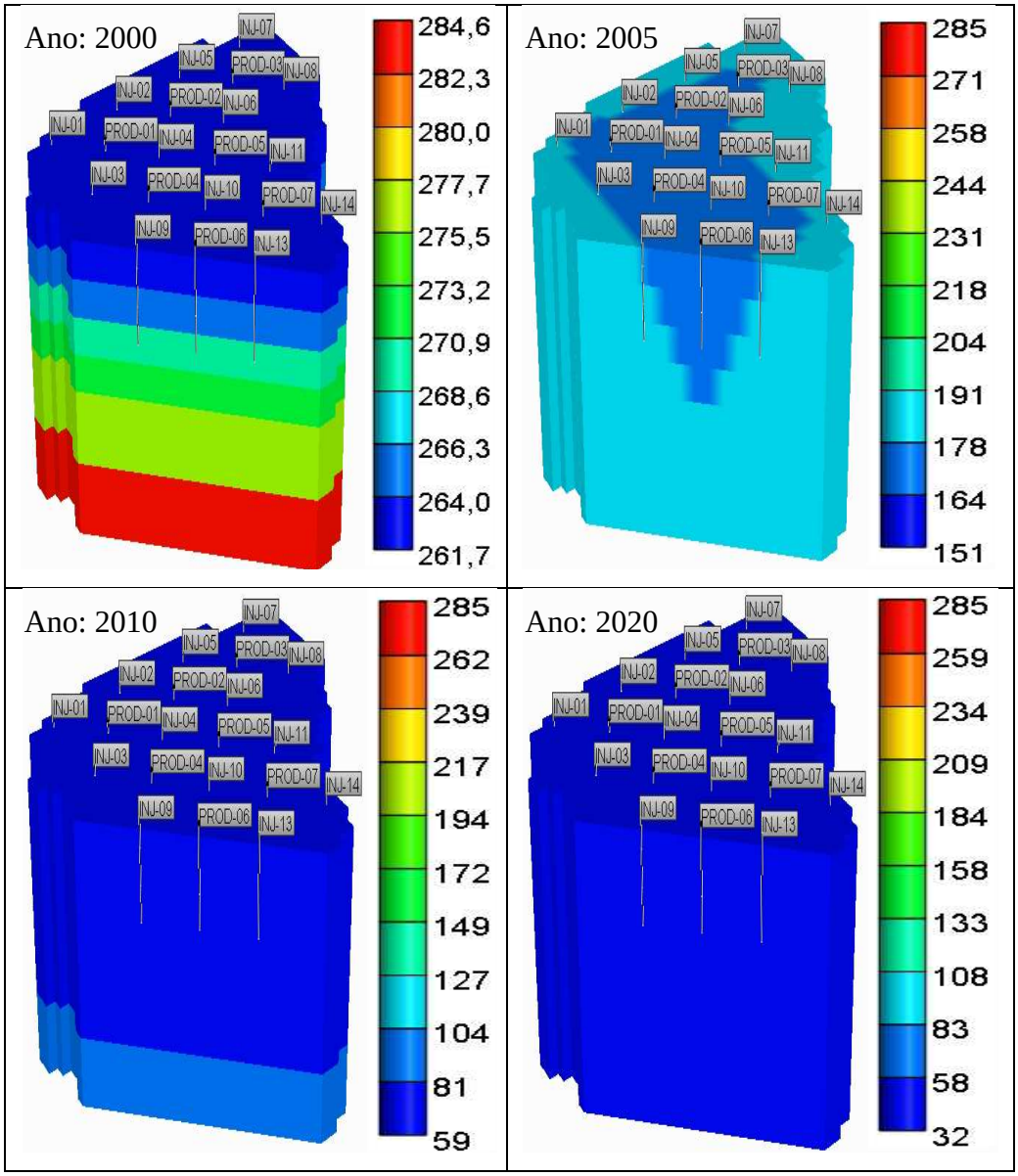
Neste capítulo, são abordados os resultados e discussões referentes às modificações realizadas nos parâmetros operacionais, tais como: modelos de injeção, distâncias entre os poços produtores (no caso do modelo de injeção “five-spot” invertido) ou espaçamento entre os poços injetores (no caso do sistema de injeção “five-spot” normal) e Vazões de injeção, buscando dessa forma, um aumento na produção de óleo.

4.1 Produção primária e testes preliminares

As acumulações de petróleo possuem, na época de sua descoberta, uma certa quantidade de energia denominada energia primária. A grandeza dessa energia é determinada pelo volume e pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório (Rosa, 2006).

No processo de produção, há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. Essas resistências são devidas, ou associadas, às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O consumo de energia primária reflete-se principalmente do decréscimo de pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e consequente redução da produtividade dos poços (Rosa, 2006). O exposto pode ser visualizado no gráfico da Figura 4.1, onde pode-se observar os mapas 3D.

Figura 4.1. Comportamento da pressão do reservatório durante a recuperação primária de fluidos.

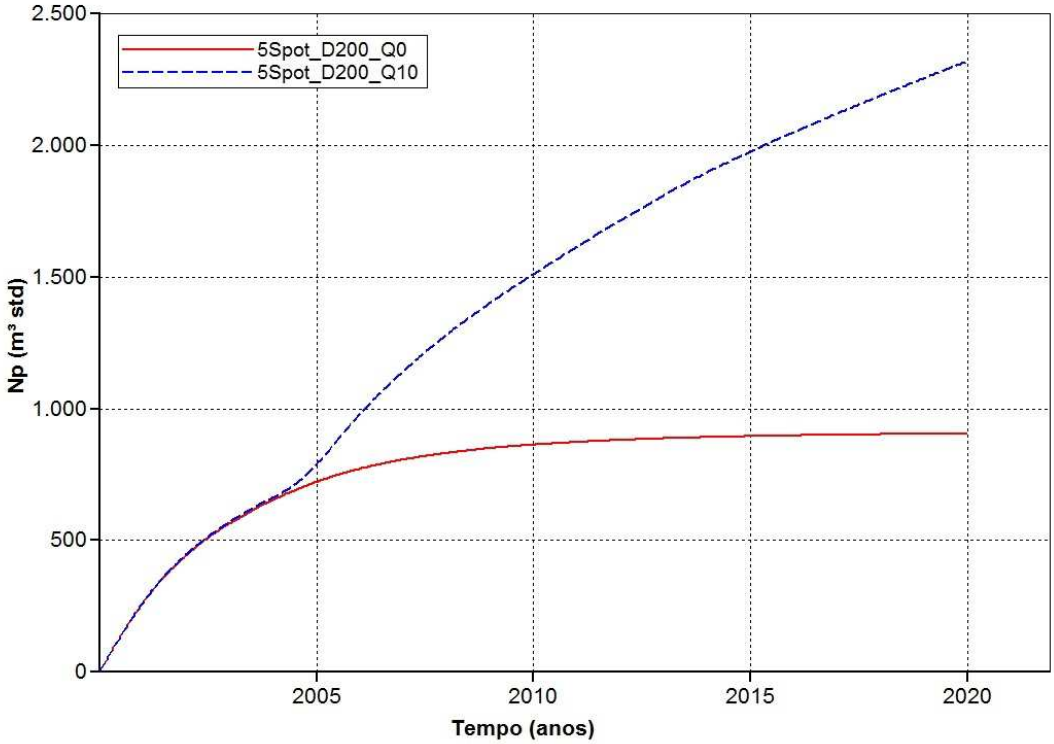


Com o intuito de se conhecer a produção primária de uma malha, situado em um reservatório cujas características do óleo são similares aos encontrados na Bacia Potiguar, realizou-se a simulação numérica do mesmo. Em posse do resultado, estudou-se a influência da injeção de vapor no sistema, na vazão de 10 m^3 std/d para se conhecer a sua produção.

A partir do gráfico da Figura 4.2, referente à produção acumulada de óleo ao longo do tempo, pode-se perceber que a recuperação primária do reservatório é muito baixa. Este aspecto pode estar associado ao fato de não haver energia suficiente para manutenção da pressão e, ainda, devido ao fluido apresentar baixas frações de componentes leves em sua

composição, ou seja, ser um óleo pesado. Para uma recuperação de maiores volumes de óleo, seria interessante a perfuração de mais poços para otimizar a drenagem do reservatório.

Figura 4.2. Gráfico da produção acumulada de óleo *versus* o tempo para o modelo base.

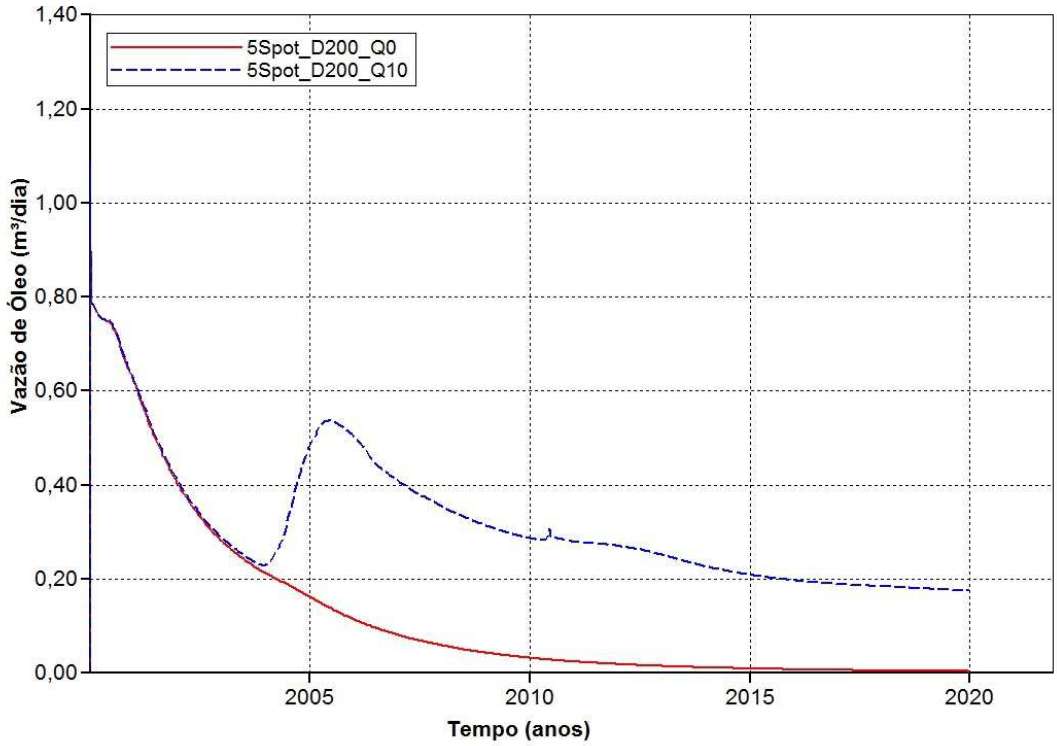


Outro ponto interessante que pode ser observado na Figura 4.2 é que a injeção de vapor mostra-se como uma alternativa eficaz para o aumento da produção de óleo do reservatório. Isso ocorre devido à injeção de vapor a 232,22 °C, que se encontra numa temperatura maior que a dos fluidos da formação, proporcionando a redução da viscosidade do óleo e, consequentemente, um aumento de sua mobilidade, o que facilita o seu escoamento para o poço produtor.

Por sua vez, a Figura 4.3 mostra a evolução da vazão de óleo em função do tempo. Nesta figura, observa-se um pico de produção que ocorre com a chegada do banco de óleo ao poço produtor, em torno de 5 anos de projeto, para a curva que representa o sistema com injeção de vapor. Na curva sem injeção, verifica-se uma vazão de óleo significativamente menor, provida apenas pela energia natural do reservatório.

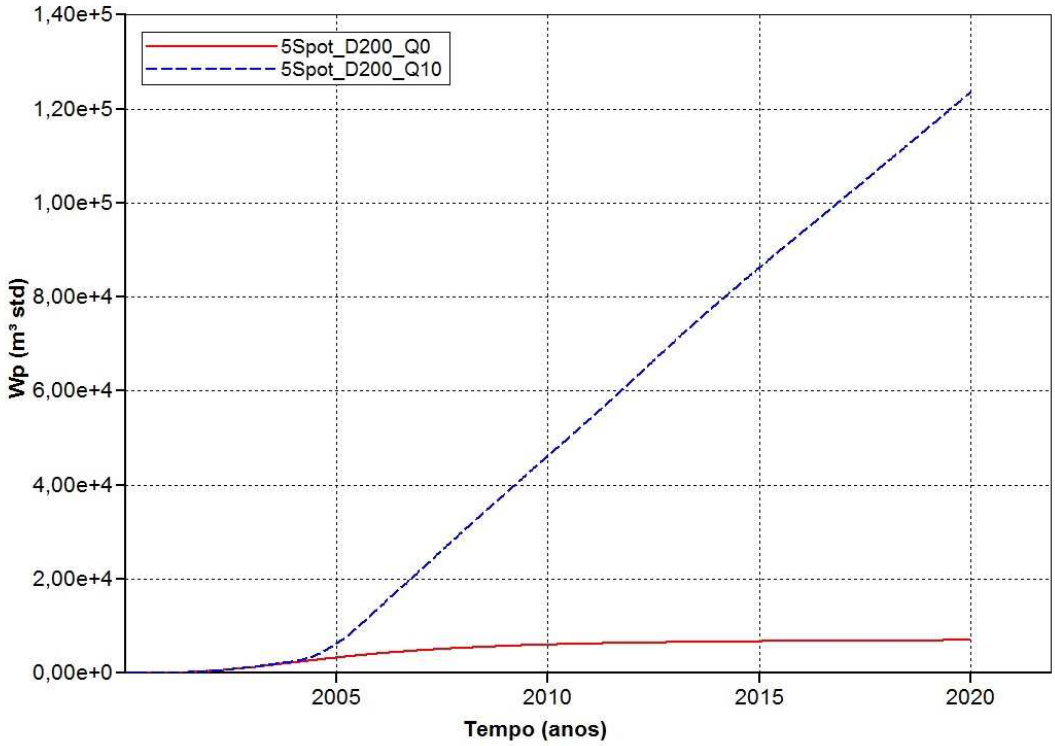
Evidentemente, o comportamento das curvas pode ser explicado de maneira análoga ao resultado do gráfico de produção acumulada de óleo.

Figura 4.3. Gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para o modelo base.



Com relação à produção acumulada de água para os sistemas com e sem injeção, Figura 4.4, verifica-se que quase não há produção de água ao longo do tempo para este último sistema. Porém, para o modelo com injeção de 10 m³ std, observa-se que a produção deste fluido aumenta ao longo do tempo. Isso ocorre devido o vapor injetado no meio poroso condensar, remanescendo dessa forma, a água quente, que passa a ser produzida ao longo do tempo.

Figura 4.4. Gráfico da produção acumulada de água *versus* tempo para o modelo base.



4.2 Otimização da drenagem do reservatório

Devido à grande extensão do campo e sua baixa recuperação de óleo pesado, respectivamente, faz-se necessário a perfuração de mais poços para otimizar a sua drenagem e a introdução de um método térmico para que se obtenham maiores produções deste recurso. Em virtude disto, os poços foram perfurados, respeitando a distância mínima de 200 metros entre injetores para o modelo base “five-spot normal”.

A Tabela 4.1 mostra uma comparação da produção acumulada de óleo, de água e do fator de recuperação entre duas situações: a primeira, com uma malha e a segunda, sete malhas de “five-spot normal” com injeção de vapor de 10 m³ std/dia. Nesta última, os resultados foram significativamente mais satisfatórios.

Ainda com o auxílio desta tabela, pode-se observar que para a vazão de 10 m³ std/dia e a perfuração de mais poços continua-se obtendo uma baixa recuperação de óleo. Necessitando, dessa forma, novas mudanças operacionais.

Tabela 4.1. Comparação entre a produção de uma malha e de sete malhas.

Produção	Produção acumulada de óleo - Np (m^3 std)	Produção acumulada de água - Wp (m^3 std)	Fator de recuperação - FR (%)
Uma malha	2.321,22	123.653,00	0,29
Sete malhas	16.114,9	874.964,00	2,01

4.3 Análise dos parâmetros de operação

Os parâmetros de operação são atributos de interesse devido à possibilidade destes serem alterados antes ou durante a operação de produção de um reservatório de óleo (Barillas, 2005). Os dados de operação analisados neste trabalho estão mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2. Parâmetros de operação analisados.

Distância entre os poços (m)	100	200				
Modelo de injeção five-spot	normal	invertido				
Vazão de injeção de vapor (m^3 std/dia)	10	40	70	100	130	160

4.3.1 Distância entre os poços e modelos de injeção

Na injeção em malhas, os poços produtores e injetores estão regularmente espaçados, seguindo um padrão regular. Esse espaçamento é um fator extremamente importante na determinação da utilização do calor em um projeto de injeção contínua de vapor.

Neste processo, o vapor é injetado na própria zona de óleo alterando drasticamente a distribuição de saturações e a movimentação natural dos fluidos no reservatório e, promovendo dessa forma, os aumentos de temperatura e pressão da formação fazendo com que a viscosidade do óleo nele presente seja reduzida e, por consequência, haja o aumento da mobilidade do óleo e o mesmo possa ser produzido.

Diante disto, dois tipos de injeção em malhas foram aplicados no modelo de reservatório estudado: injeção em malhas "five-spot" normal e invertido para as distâncias entre poços de 100 e 200 m.

No caso da distância de 100 m entre os poços, tem-se que o sistema "normal" é constituído de 34 malhas de injeção projetadas com 81 poços, sendo 48 injetores e 33 produtores. O inverso acontece para o modelo "invertido", ou seja, 33 injetores e 48 produtores.

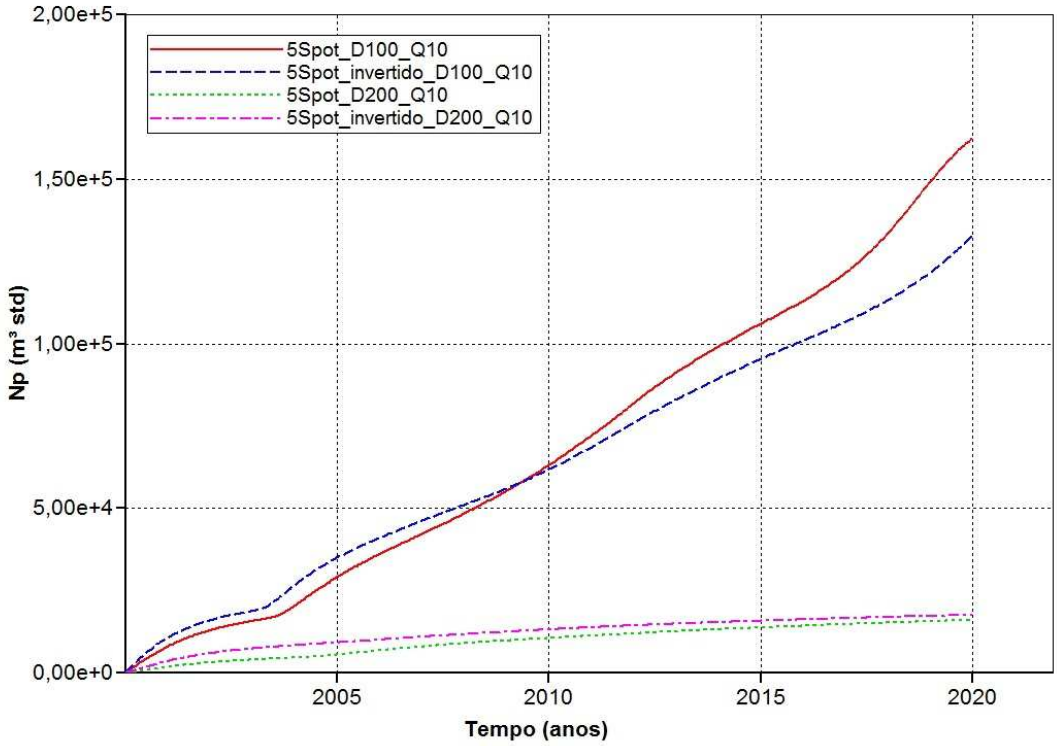
A malha básica para o modelo de injeção "normal" com distância entre os poços produtores de 200 m, consiste em um poço produtor no centro da malha e quatro injetores nos vértices, totalizando para o campo 7 malhas projetadas com 21 poços, sendo 14 injetores e 7 produtores. Ocorre o contrário para o segundo modelo nesse mesmo espaçamento, que tem um poço injetor no centro da malha e quatro produtores nos vértices, resultando em 21 poços distribuídos em 14 produtores e 7 injetores no campo.

Diante do exposto, a Figura 4.5 mostra o gráfico de produção acumulada de óleo para os quatro sistemas analisados ("five-spot" normal e invertido utilizando separadamente as distâncias de 100 e 200 metros para ambos numa vazão de 10 m^3 std/dia).

Para os modelos de injeção na distância de 200 metros, não ocorrem diferenças significativas de produção acumulada de óleo. Ambos apresentaram eficiências próximas. Já para os sistemas com a distância de 100 m, pôde-se observar certa diferença deste parâmetro. Observa-se que inicialmente, o modelo de injeção "five-spot invertido" apresenta produções de óleo superiores ao "normal" e que a partir do ano de 2008, a situação se inverte. Dessa forma, este último modelo proporciona uma maior eficiência de deslocamento do óleo aos poços produtores.

Em relação à distância entre os poços, verifica-se que o espaçamento de 200 m obteve resultados inferiores de produção de óleo quando comparado ao de 100 m. Este fato pode está associado que grandes separações resultam em grandes áreas de camadas sub e sobrejacentes, ocasionando em maiores perdas de calor do vapor injetado, devendo o aquecimento ser mantido por um período de tempo maior. Para um dado fluxo, toma mais tempo drenar o óleo entre o injetor e o produtor se o espaçamento é maior.

Figura 4.5. Gráfico da produção acumulada de óleo para os modelos de injeção five-spot normal e invertido nas distâncias entre poços de 100 e 200 metros.



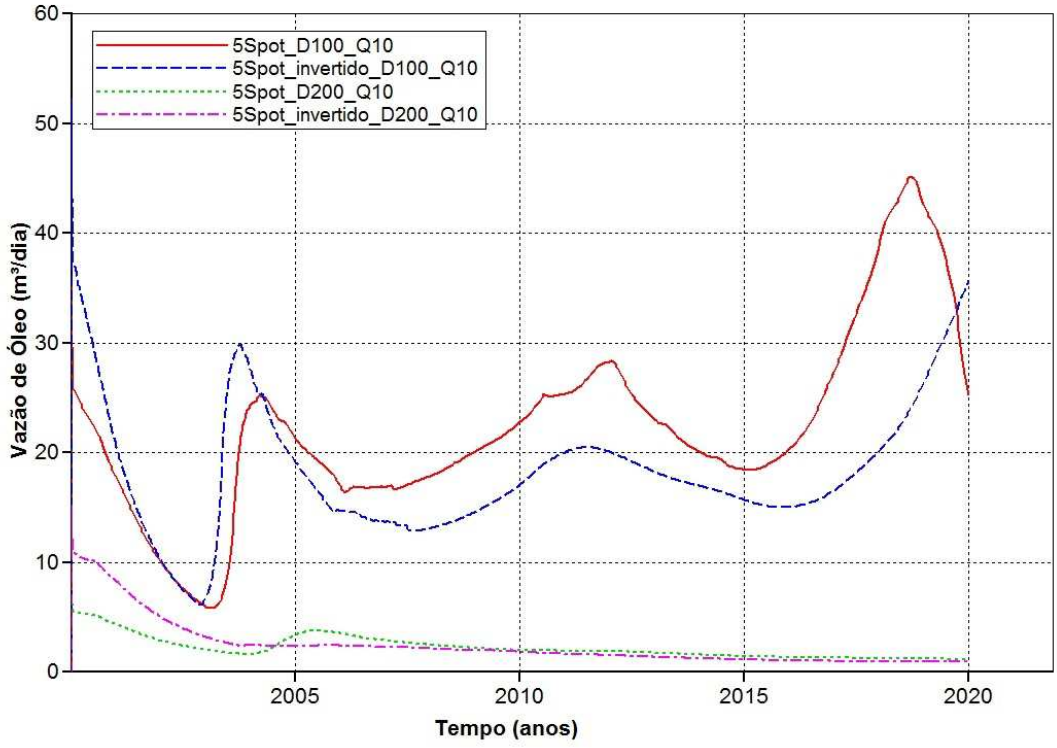
Pode-se concluir que quando se deseja uma produção antecipada, pode ser aconselhável colocar o poço injetor o mais próximo possível tecnicamente ao poço produtor.

Diante destas considerações, a Figura 4.6 mostra o comportamento da vazão de óleo ao longo do tempo quando se tem modelos de injeção e espaçamentos diferentes.

Em relação aos modelos de injeção na distância de 100 m, observa-se que para o "invertido", tem-se inicialmente, uma antecipação do banco de óleo ao poço produtor. Isso confirma o que foi explicado anteriormente no gráfico da Figura 4.5.

Pode-se notar que ao diminuir a distância de 200 m para 100 m, tem-se uma antecipação da chegada do banco de óleo aos poços produtores. Isso ocorre devido ao se injetar vapor no reservatório, este se expande e o óleo aquecido é drenado pelo efeito das forças viscosas, chegando mais rápido aos poços produtores. Essa chegada pode ser claramente visualizada nos picos máximos de vazão.

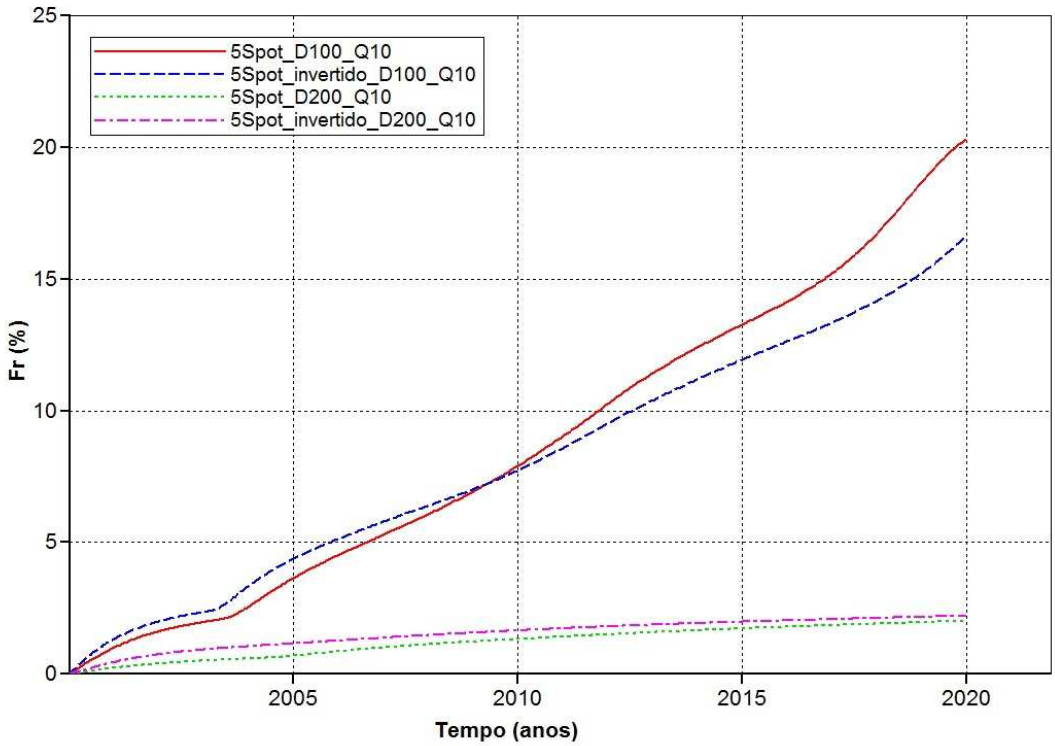
Figura 4.6. Gráfico da vazão de óleo para os modelos de injeção five-spot normal e invertido nas distâncias entre poços de 100 e 200 metros.



Outro fator relevante é que com o espaçamento entre os poços de 100 m, têm-se maiores volumes produzidos de óleo e, consequentemente melhores recuperações deste, quando comparado com o de 200 m.

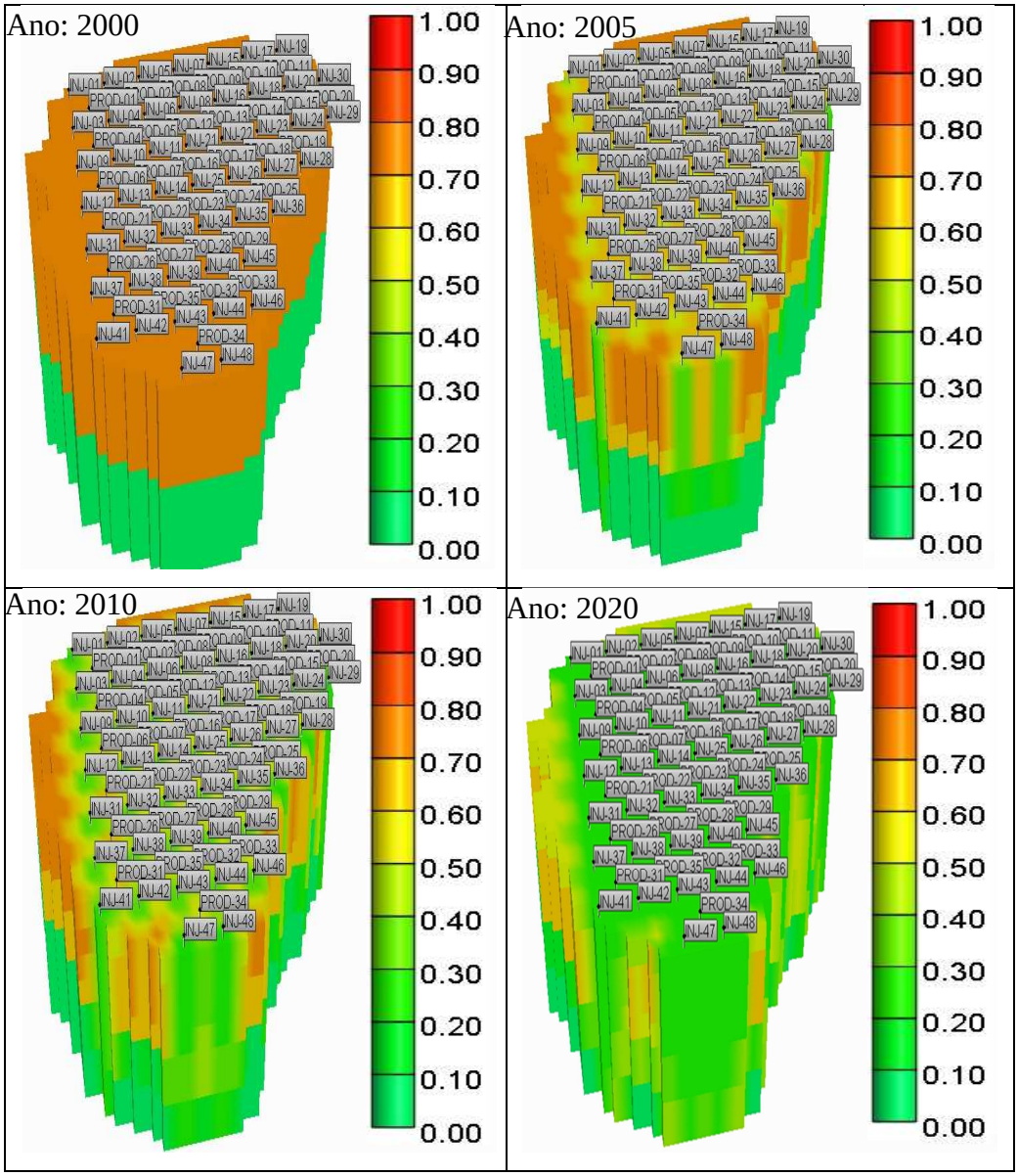
O exposto pode ser comprovado pelo gráfico da Figura 4.7, correspondente ao fator de recuperação de óleo ao longo do tempo. Ao analisar esta figura, observa-se que o melhor modelo em termos de óleo recuperado é o “five-spot” normal, visto de não ter sido realizada nenhuma análise econômica.

Figura 4.7. Gráfico do fator de recuperação para os modelos de injeção five-spot normal e invertido nas distâncias entre poços de 100 e 200 metros.



Ainda com o auxílio desta Figura 4.7, verifica-se que o fator de recuperação para o melhor sistema estudado no final do projeto é de aproximadamente 21 %. Esse baixo valor está associado ao óleo ser pesado e a uma baixa vazão de injeção de vapor, dificultando, dessa forma, a sua produção e, consequentemente deixando grande parte deste óleo no reservatório. Este fato pode ser mostrado nos gráficos 3D de saturação de óleo, Figura 4.8.

Figura 4.8. Comportamento da saturação de óleo para o sistema five-spot na distância de 100 m.



4.3.2 Vazão de injeção de vapor

Os óleos pesados apresentam-se com elevada viscosidade – de 100 a 10000 vezes a viscosidade da água, na superfície. Isso torna difícil e cara a sua produção e muitas vezes inviabiliza sua movimentação desde o reservatório até a superfície (Bannwart e Trevisan, 2006). Por essa razão é que se aplica o método de recuperação avançada utilizado neste trabalho.

Devido às baixas recuperações de óleo, buscou-se uma melhor otimização nas vazões de injeção de vapor para o modelo “five-spot” com distância entre poços de 100 metros.

Diante destas considerações, as Figuras 4.9 e 4.10 apresentam os gráficos do comportamento da produção acumulada de óleo (Np) e do fator de recuperação (Fr) ao longo do tempo para o sistema selecionado nas vazões de injeção de 10, 40, 70, 100, 130 e 160 m³ std/dia. Cada curva representa uma vazão de vapor injetada continuamente no reservatório.

Figura 4.9. Gráfico da produção acumulada de óleo *versus* tempo para o modelo de injeção five-spot normal em diferentes vazões de injeção.

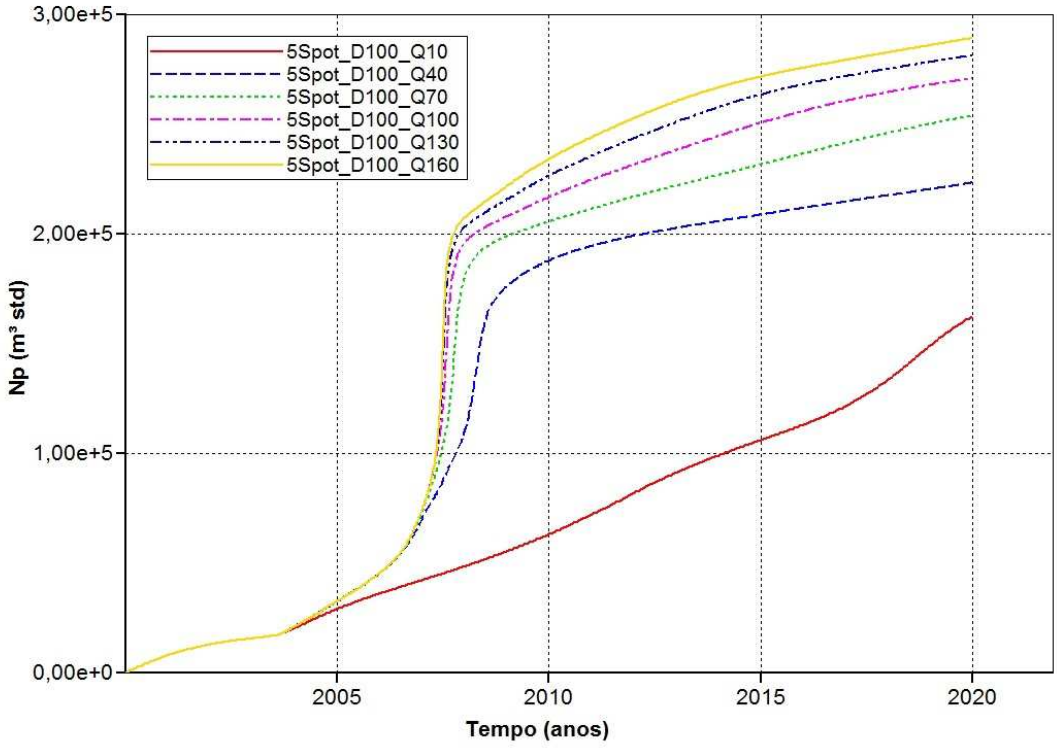
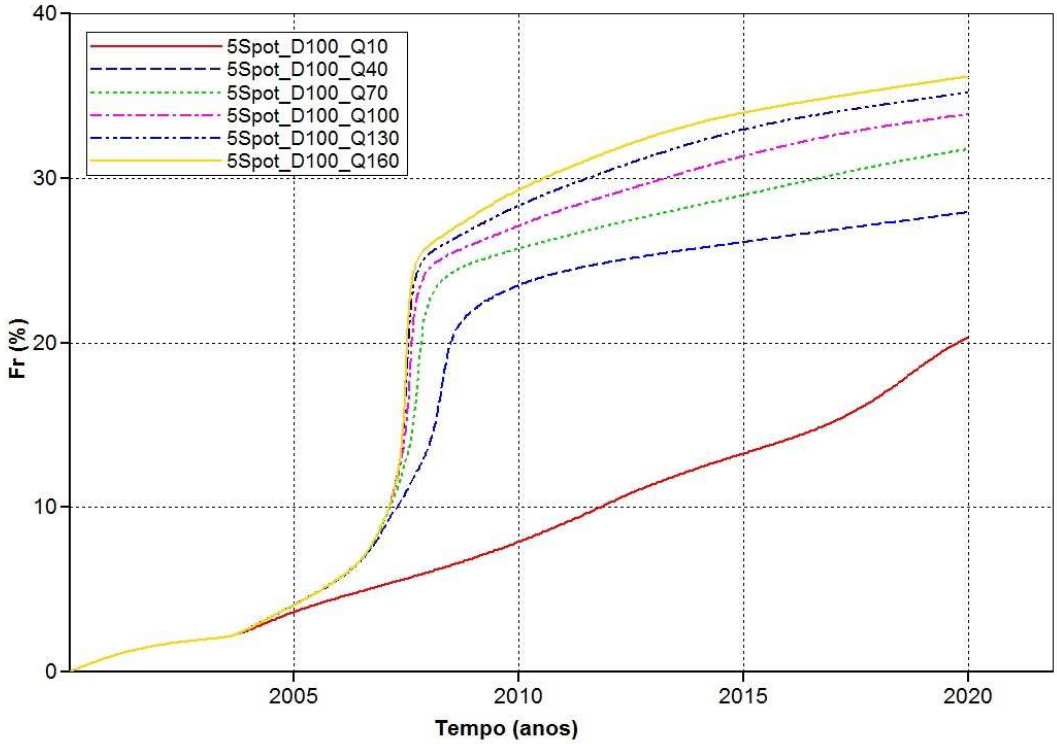
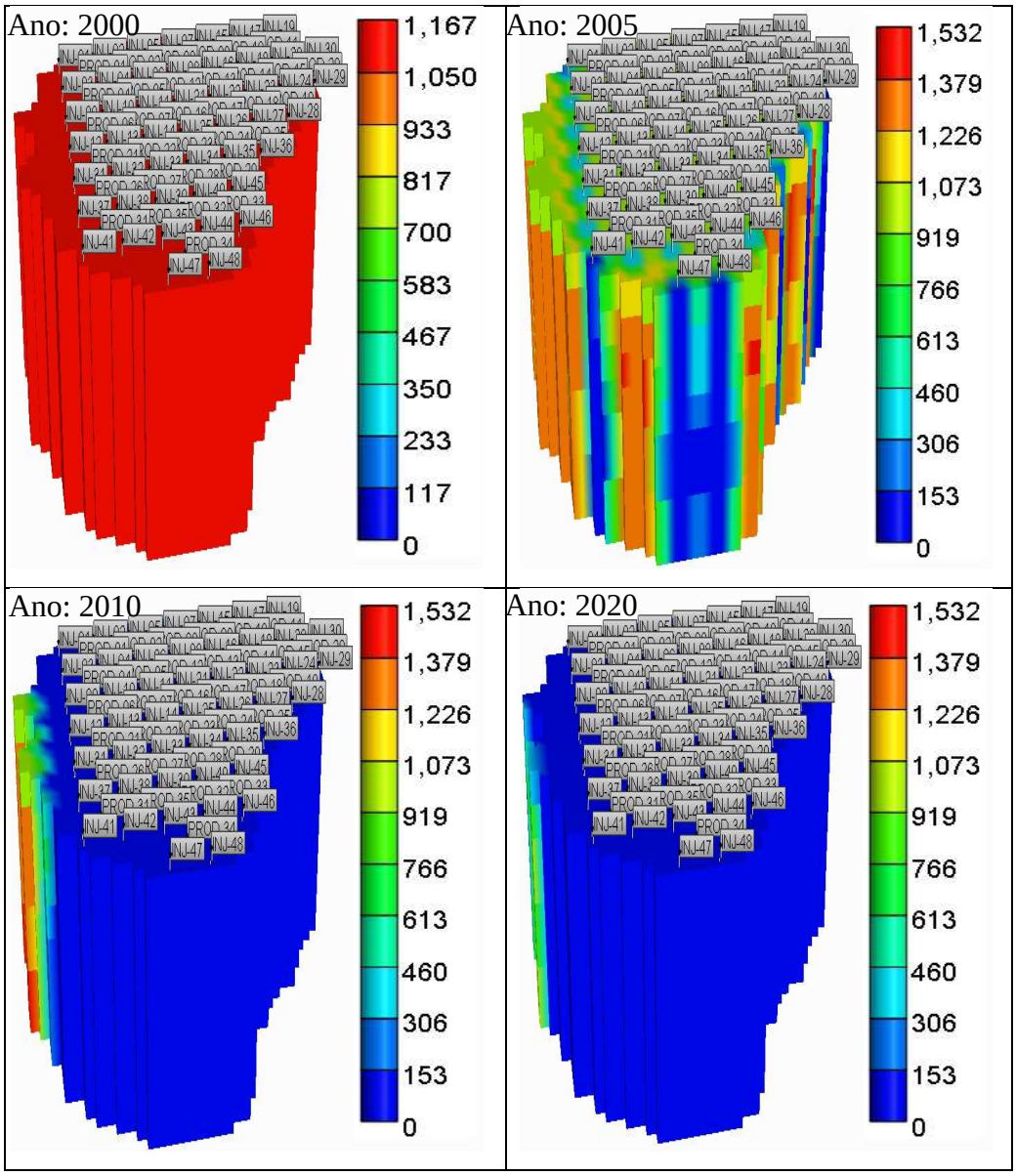


Figura 4.10. Gráfico do fator de recuperação de óleo *versus* tempo para o modelo de injeção five-spot normal em diferentes vazões de injeção.



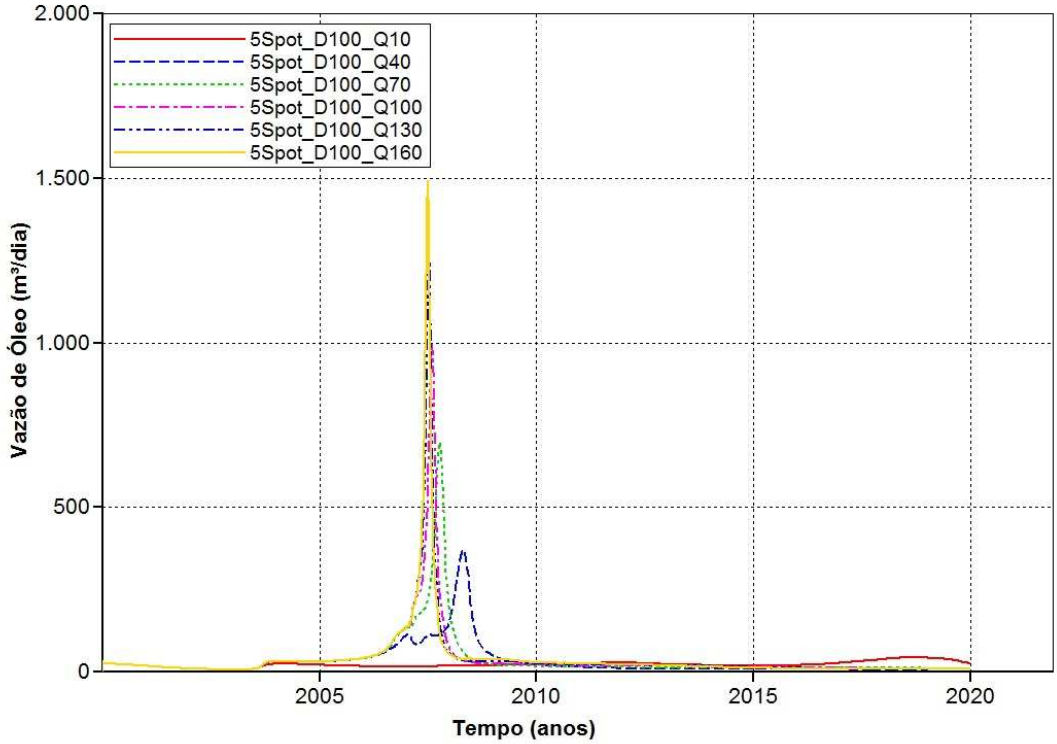
Ao injetar-se vapor, constata-se que o processo é eficiente no que diz respeito ao favorecimento dessa produção. A maior vazão de injeção é a que produziu a maior produção acumulada de óleo e, consequentemente a máxima recuperação deste. Isso pode ser explicado devido à maior quantidade de vapor injetada no reservatório, fazendo com que o óleo tenha sua viscosidade reduzida, favorecendo sua produção. Esse fato pode ser visualizado com o auxílio dos mapas 3D da viscosidade deste óleo, Figura 4.11.

Figura 4.11. Comportamento da viscosidade do óleo para o sistema five-spot normal na distância de 100 m e vazão de injeção de 160 m³ std/dia.



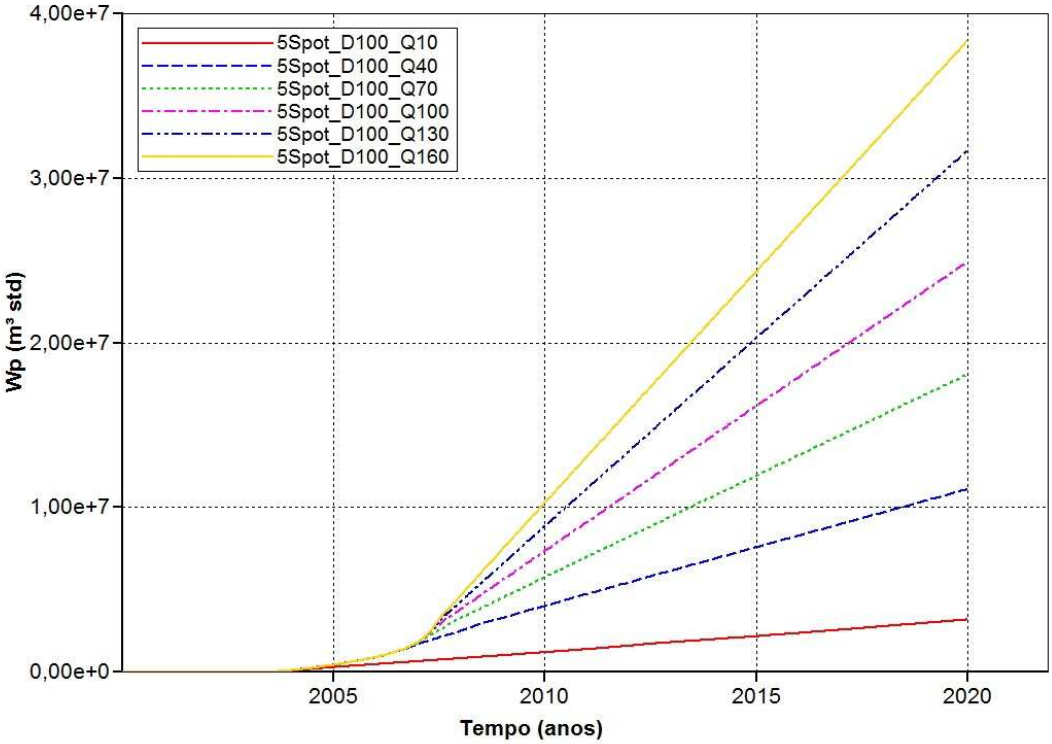
As explicações das Figuras 4.9 e 4.10 podem ser evidenciadas com o gráfico da Figura 4.12, que mostra a vazão de produção de óleo no tempo para este sistema. Verifica-se, ainda, que o aumento da vazão de injeção reduz o tempo de chegada do banco de óleo ao poço produtor. O que reflete na depleção mais rápida do reservatório.

Figura 4.12. Gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para o modelo de injeção five-spot normal em diferentes vazões de injeção.



Outro fator que aumenta com a injeção de vapor é a produção acumulada de água. Isto ocorre devido o vapor se condensar no meio poroso em água quente e, consequentemente, fluir em direção aos poços produtores. Logo, ao injetar 160 m^3 std/dia de vapor, observa-se uma maior quantidade de água sendo produzida, como mostra a Figura 4.13.

Figura 4.13. Gráfico da produção acumulada de água *versus* tempo para o modelo de injeção five-spot normal em diferentes vazões de injeção.



Capítulo 5

Conclusões

5 Conclusões

De acordo com o exposto, foi possível entender a complexidade de analisar um reservatório devido à quantidade de parâmetros, dados a serem analisados e observados simultaneamente. Sendo assim, para a realização da simulação, deve-se tomar cuidado com as precisões, dados informados, dados extraídos, a importância de se entender além do próprio programa, entender o arquivo.dat, entre outros itens.

Por conseguinte, pode se observar a importância do comportamento do reservatório e da produção com a variação de alguns parâmetros, como por exemplo, distância entre poços, modelos de injeção e vazões.

Em relação à distância entre os poços, verifica-se que o espaçamento de 200 m obteve resultados inferiores de produção de óleo quando comparado ao de 100 m. Este fato pode estar associado ao fato de que grandes separações resultam em grandes áreas de camadas sub e sobrejacentes, ocasionando maiores perdas de calor do vapor injetado.

Outro fator que influencia significativamente na recuperação de uma maior quantidade de óleo do reservatório é a vazão de injeção. Nos sistemas estudados, constatou-se que maiores vazões de injeção representam um incremento na produção do óleo e da água, como também reduz o tempo de tempo de chegada do banco de óleo ao poço produtor, o que reflete na depleção mais rápida do reservatório.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Diante dos resultados deste trabalho de conclusão de curso, são propostas as seguintes ações como trabalhos de continuidade:

- Avaliar diferentes esquemas de completação para os sistemas estudados;
- Realizar o processo de injeção contínua após a injeção cíclica de vapor, para verificar se irá proporcionar uma melhor recuperação do óleo do reservatório.

Referências

Referências

AZIN, R. *et al*. Simulation study of the VAPEX process in fractured heavy oil system at reservoir conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 60, p. 51–66, 2008.

BARILLAS, J. L. M. Estudo do Processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. 2005. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

BANNWART, A. C.; TREVISAN, O. V. Óleos pesados: oportunidades e desafios para a pesquisa. *CEPETRO Online*, Campinas, n. 19, 2006.

COTIA, D. M. R. Análise da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO_2 alternado com água sob incerteza geológica. 2012. 179f. Projeto (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

CURBELO, F. D. DA S. Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos. 2006. 190f. Tese (Doutorado 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 – RN.

GALVÃO, E. R.V. P. Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado. 2008. 124f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

GURGEL, A. R. Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios delgados. 2009. 124f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia,

Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

GUSTAVO, W. M. Análise entrópica de meios porosos utilizando os conceitos de entropia da informação de shannon. 2007. 62f. Projeto (Graduação em Engenharia Mecânica) - Centro tecnológico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória.

HEMMATI-SARAPARDEH,A *et al*. Toward reservoir oil viscosity correlation. *Chemical Engineering Science*, v.90, p.53–68, 2013.

JABBOUR, C *et al*. Oil recovery by steam injection: three-phase flow effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v.16, p. 109- 130, 1996.

JÚNIOR, C. DE S. Simulação numérica do escoamento de vapor em poços por uma abordagem mecanicista. 2007. 126f. Dissertação (Mestrado Profissional em Computação Aplicada) – Centro de Ciências e Tecnologia, Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação, Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza – CE.

JÚNIOR, G. DE S. C. Estudo de Caso: automação de geradores de vapor. 2011. 67f. Trabalho de Conclusão de curso) – Coordenadoria de Engenharia Elétrica, Faculdade Novo Milênio, Vila Velha – ES.

MORSE, L. L. Análise do crescimento do volume recuperável provado de campos de petróleo. 2006. 136f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

MOREIRA, R. D. R.; TREVISAN, O. V. Estratégia de injeção de vapor em poço horizontal único. In: PDPETRO 4, Campinas, p. 1-10, 21-24 Outubro, 2007.

PAIVA, F. C. Recuperação avançada de reservatórios: aplicação de tensoativos. 2013. 51f. Monografia (Bacharel em Ciência e Tecnologia) - Departamento de Ciências Exatas, Tecnológicas e Humanas - Dceth, Curso de Bacharelado em Ciência e Tecnologia, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Angicos-RN.

PESSOA, E. K. R. Água produzida utilizada na reinjeção de poços na recuperação secundária de petróleo – uma discussão sobre os parâmetros de qualidade após o tratamento. 2009. 82f. Monografia (Bacharel em Engenharia Civil) - Departamento de Tecnologia, Universidade Estadual de Feira de Santana, Feira de Santana.

QUEIROZ, G. O. DE. Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 2006. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

RODRIGUES, M. A. F. Análise de viabilidade de um fluido alternativo ao vapor em reservatórios de óleo pesado. 2012. 207f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. DE S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de Petróleo. 2006. 808f. Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras. ISBN 85 – 7193-135-6.

SANTANA, R. G DE S. Otimização da Produção em campo de petróleo pelo estudo do problema de localização de poços e unidades de Produção. 2012. 121f. Projeto (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

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