



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**DESENVOLVIMENTO DE UMA ÁREA PETROLÍFERA COM
CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES ÀS DO NORDESTE
BRASILEIRO PARA ÓLEOS LEVES**

Juli Sergine Tavares Teixeira

Orientador(a): Prof^a. Dr^a. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Dezembro de 2013

**DESENVOLVIMENTO DE UMA ÁREA PETROLÍFERA COM
CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES ÀS DO NORDESTE
BRASILEIRO PARA ÓLEOS LEVES**

Natal/RN, Dezembro de 2013.

**DESENVOLVIMENTO DE UMA ÁREA PETROLÍFERA COM
CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES A DO NORDESTE
BRASILEIRO PARA ÓLEOS LEVES**

“Projeto Final apresentado para avaliação de Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia de Petróleo, da Universidade Estadual do Rio Grande do Norte.”

Banca Examinadora

PRESIDENTE:

**JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS
PROF. (A) DRA. - ORIENTADORA - UFRN**

MEMBRO:

**CÉLIO GURGEL AMORIM
PROF. DR. - UFRN**

MEMBRO:

**VANESSA CRISTINA SANTANNA
PROF. (A) DRA. - UFRN**

Natal/RN, Dezembro de 2013

DEDICATÓRIA

*DEDICO ESTE TRABALHO AOS MEUS AMADOS PAIS, JÚLIO SÉRGIO DE LIRA
TEIXEIRA E ELIETE TAVARES TEIXEIRA, QUE MUITO ME APOIARAM. POR
TODO CARINHO E CONFIANÇA DEPOSITADOS EM MIM, PARA QUE UM DIA
FOSSE POSSÍVEL À REALIZAÇÃO DE UM SONHO. VOCÊS FORAM FUNDAMENTAIS
NESTA CONQUISTA!AMO VOCÊS!!*

AGRADECIMENTOS

Dedico primeiramente a Deus por tudo que tem proporcionado em minha vida, apesar dos pesares sou muito grata, pois não há vitória sem batalha. Por poder contar sempre com ele, em todos os momentos, bons e/ou ruins.

Aos meus pais que apesar do momento de saúde que estamos passando hoje, já está dando tudo certo. Muito obrigada por tudo, por ser quem eu sou, pelo apoio incondicional que me deram, pela ajuda de todas as horas, enfim, pelo amor imensurável transmitido pra mim. Eu amo vocês!!!!

A todos aos meus familiares tios, tias, primos, primas, avós e avô, in memoriam do meu avô José Tavares Filho.

As minhas irmãs Júlia e Juliéli por estarem sempre disponíveis pra me ajudarem, pelas brigas, por fazerem parte da minha vida e acima de tudo, amor incondicional. Amos vocês minhas sisters lindas!!!

Ao meu namorado Artur Saldanha, por estar sempre ao meu lado me ajudando, me apoiando, pela paciência, carinho e amor. Sou muito grata por ter você ao meu lado, te amo!!!

A minha professora e orientadora Jennys Lourdes Meneses Barillas, por sua contribuição no final da minha graduação. Pelas inúmeras vezes que fui tirar dúvidas, pedir ajuda e pelas dicas. Pois foi algo realmente de suma importância para minha formação profissional, o meu muito obrigada!!!

Aos professores e funcionários da UFRN que contribuíram para o meu êxito. Aos bolsistas que trabalham no Departamento de Engenharia de Petróleo, pela paciência de quase todos os dias abrir e fechar o laboratório inúmeras vezes.

Aos meus amigos de curso que me ajudaram em todos os momentos e por aqueles que também não o fizeram. A minha amiga Danielle Alves pela calma, ajuda e amizade de sempre.

À CMG (*Computer Modelling Group*) pelo software utilizado no estágio.

Ao PRH- PB 21 (Programa de Recursos Humanos da Petrobras) pelo apoio financeiro.

Ao LEAP (laboratório de Estudos Avançados de Petróleo) por toda a infraestrutura cedida.

Teixeira, Juli Sergine Tavares – “Desenvolvimento de uma área petrolífera com características semelhantes a do nordeste brasileiro para óleos leves.”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

ORIENTADORA: PROF. DRA. JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS

RESUMO

Atualmente com a alta necessidade de produção de energia, o petróleo se mostra como a principal fonte no mundo, e cada vez mais surgem alternativas de melhor aproveitamento dessa energia. Existem diversas técnicas para tal aproveitamento e uma delas é chamada de recuperação convencional. No presente trabalho simula-se a injeção de água, utilizada para manter ou aumentar a pressão do reservatório. Com a finalidade de se recuperar o óleo leve de reservatórios com características similares aos do Nordeste Brasileiro, este trabalho propõe um estudo, através da simulação numérica do reservatório, da recuperação do óleo de baixa viscosidade. Com isso, utilizou-se um simulador comercial *STARS – CMG Launcher Technologies 2012*. A partir disto, foi analisada a influência de alguns parâmetros operacionais como a vazão de injeção da água sobre o comportamento da produção acumulada de óleo, fator de recuperação, vazão de produção de óleo e de água. A vazão de injeção que apresentou um maior óleo acumulado e fator de recuperação ao final do projeto foi injetando 300 m³/d de água.

Palavras-chave: injeção de água, óleo leve, simulação numérica.

Teixeira, Juli Sergine Tavares – “Development of an oil field with similar characteristics to the northeast of Brazil for light oils”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

ABSTRACT

Currently with the high need for energy production, oil shown as the main source of energy in the world, and increasingly arise alternatives better use of this energy . There are several techniques for such use, and one of these is called secondary recovery. Used in order to maintain or increase reservoir pressure, in this work we use water injection. In order to recover the light oil reservoirs with characteristics of the Brazilian Northeast, this paper proposes a study by numerical simulation of reservoir oil recovery of low viscosity. With this, we used a commercial simulator STARS - CMG Launcher Technologies 2012. From this, we analyzed the influence of some operational parameters such as injection flow of injected water on the behavior of the cumulative production of oil recovery factor, flow of oil and water. The flow injection which showed a higher cumulative oil and recovery factor in the end of the project was injecting 300 m³/d of water.

Keywords: water flooding, light oil, numerical simulation.

SUMÁRIO

1 Introdução geral	13
1.1 Objetivo Geral.....	16
2 Aspectos teóricos	17
2.1 Petróleo.....	4
2.2 Mecanismos de produção de petróleo.....	4
2. Métodos de Recuperação	4
2.2.1 Métodos convencionais de recuperação	4
2.2.2 Injeção de Água.....	6
2.3 Simulação Numérica de Reservatório.....	12
3.2.1 Modelo do reservatório	9
2 Estado da Arte.....	22
3 Materiais e métodos.....	9
3.1 Modelagem dos fluidos	11
3.1.1 Programa utilizado.....	9
3.1 Propriedade dos fluido	29
3.1 Modelagem do Reservatório	9
3.1.1 Programa utilizado.....	9
4 Resultados e discussões	16
4.1 Produção primária para diferentes distribuições de poços.....	16
4.2 Análise da injeção de água como método de recuperação	19
4.2.1 Comparação da produção primária com a produção por injeção de água.....	19
4.2.2 Injeção de água no início da produção ou após cinco anos de produção Primária.....	20
4.2.3 Utilização de poços periféricos	21
4.3 Estratégias de injeção de água	23
4.4 Conclusões	29
4.5 Recomendações.....	7

5 Referências Bibliográficas..... 3

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Composição para desenvolvimento do modelo de fluido.....	27
Tabela 2: Dados PVT de um óleo característico do Nordeste brasileiro.....	28
Tabela 3: Variáveis de estruturação do modelo de fluido.....	28
Tabela 4: Dados das propriedades da rocha.....	33
Tabela 5: Parâmetros operacionais dos poços produtores e injetores.....	35
Tabela 6: Dados de vazão de injeção.....	37
Tabela 7: Valor da produção acumulada ao final do projeto.....	39
Tabela 8: Valores do Fator de Recuperação.....	40
Tabela 9: Valores da Produção Acumulada de Água.....	42
Tabela 10: Valores da Vazão de Água de injeção para diferentes vazões.....	43

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ilustra os esquemas de injeção de água.....	28
Figura 2: Simulador WinProp.....	20
Figura 3: Curva de aproximação Pressão versus Temperatura.....	30
Figura 4: Gráfico de ROV e RGO.....	31
Figura 5 : Gráfico da permeabilidade relativa à água e ao óleo versus saturação de água.....	32
Figura 6: Configuração do reservatório.....	34
Figura 7: Heterogeneidade do reservatório.....	35
Figura 8: Simulador Builder.....	36
Figura 9: Malha Five-Spot invertido.(Galvão, 2008).....	37
Figura10: Modelo Five-spot invertido aplicado no reservatório.....	38
Figura 11: Produção Acumulada de óleo para diferentes vazões.....	40
Figura 12: Gráfico do Fator de Recuperação para diferentes vazões.....	41
Figura 13: Vazão de óleo para diferentes vazões.....	42
Figura 14: Produção Acumulada de Água para diferentes vazões.....	43
Figura 15: Gráfico da Vazão de Água para diferentes vazões.....	44

NOMECLATURAS

°API – Grau API do óleo

API – *American Petroleum Institute*

FR – Fator de Recuperação %

j – Direção do eixo “y”

k – Direção do eixo “z”

LEAP – Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo

NP – Produção Acumulada de Óleo (m³ std)

BO - Fator Volume Formação do óleo

Pb – Pressão de Bolha

Qo - Vazão de Óleo

Wp - Produção Acumulada de Água

STARS – *Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator*

IMEX - *Implicit-Explicit Black Oil Simulator*

GEM - *Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*

CMG - *Computer Modelling Group*

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

A injeção de água é um dos métodos de recuperação convencional muito utilizado no mundo todo. A água injetada aumenta ou mantém a pressão no reservatório, deslocando o óleo para os poços produtores. Devido à complexidade de elevar-se o petróleo dos reservatórios, a recuperação de óleos constitui-se um desafio da engenharia de petróleo. Desses reservatórios, só é possível recuperar apenas uma fração do óleo, ficando grande parte aprisionada no mesmo.

O modelo mais indicado para simular o fluxo no reservatório através da injeção de água é o modelo o “*Black-oil*” que possui três fases (água, óleo e gás) e três componentes (água, óleo e gás). O simulador “STARS – Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulation” da empresa “CMG – ComputerModelling Group”, é o mais adequado pois se trata de um simulador trifásico de múltiplos componentes e simula recuperações avançadas de petróleo, modelando uma ampla variedade de características físicas e químicas.

O fluido injetado, que também recebe o nome de fluido deslocante, deve deslocar o óleo, chamado de fluido deslocado, para fora dos poros da rocha e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado à medida que esta vai sendo expulso. Mesmo na porção do reservatório invadida pelo fluido deslocante (água, por exemplo), nem todo o óleo lá contido é deslocado. O óleo retido nos poros da zona invadida pela água, denominado óleo residual, é consequência do efeito da capilaridade (Thomas, 2004).

Foram analisadas as influências dos parâmetros operacionais como a vazão de injeção nas perdas de energia do sistema do reservatório, bem como a eficiência destes métodos na produção e recuperação do óleo.

Foi realizada uma modelagem do fluido via *software*: *Winprop* do sistema operacional *Launcher 2012* - CMG. Após conclusão do modelo de fluido e importação para o programa *Builder* do sistema operacional *Launcher 2012* - CMG, dar-se-a início a modelagem do reservatório.

Sendo assim, pode-se colocar em prática toda a informação adquirida ao longo do curso e ressaltar alguns conhecimentos obtidos nas disciplinas: PTR0401-Reservatórios; PTR0402 – Métodos de recuperação suplementar; PTR 0405 – Simulação numérica de reservatórios e PTR0101 – Fundamentos da engenharia de petróleo.

OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é estudar a melhor distribuição de poços no desenvolvimento de um campo de petróleo, assim como se a configuração utilizada no projeto logrou resultados satisfatórios. Realizar a modelagem do fluido e do reservatório e inferir os seus resultados.

Analisar o efeito da injeção de água, através de simulações, verificando diferentes esquemas de injeção de água; no que diz respeito à vazão de óleo, produção acumulada de óleo, fator de recuperação e a produção acumulada de água.

ASPECTOS TEÓRICOS

ASPECTOS TEÓRICOS

Petróleo

Segundo Thomas (2004), a nomenclatura petróleo vem do latim *Petra* (pedra) e *oleum* (óleo) e em estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, com densidade inferior à da água, com odor característico e a cor pode variar entre o negro e castanho escuro.

O petróleo, de fato, é uma matéria-prima extremamente rica e diversificada. Basicamente compreende uma mistura de hidrocarbonetos, cujo estado físico varia conforme o tamanho das moléculas (Nascimento e Moro, 2011).

Além de hidrocarbonetos, outras substâncias também podem ser encontradas como o enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais. O petróleo é dividido em duas fases distintas: a fase líquida (petróleo) e a fase gasosa (gás natural) (Thomas, 2004).

Mecanismos de produção de petróleo

O comportamento dos reservatórios é ditado por forças viscosas, capilares e gravitacionais. Entre os fatores que influenciam este comportamento estão: as características geológicas, as propriedades rocha-fluido, os mecanismos de escoamento e as facilidades de produção (Thomas, 2001; Willhite, 1986).

Para que haja produção de petróleo em um poço, é necessário que ocorra um diferencial de pressão entre o fundo do poço e o reservatório. O fluido em contato com a zona de pressão inferior tende a diminuir sua pressão, embora o restante do fluido presente no resto reservatório mantenha a sua pressão inicial. A expansão dos fluidos não acontece juntamente com a expansão do volume poroso, e desta forma o volume adicional a expansão do fluido escoar para o poço. Desta forma, a queda de pressão se propaga por todo o reservatório e a resposta do reservatório a essa despressurização é que determina o mecanismo de produção natural.

Os reservatórios podem apresentar cinco tipos naturais de mecanismos de produção, que são:

- Influxo de água;
- Capa de gás;
- Gás em solução;

- Segregação Gravitacional e;
- Mecanismos combinados.

Métodos de Recuperação

A princípio tinha-se a ideia que as baixas produções de petróleo eram devidas as baixas pressões, então um método eficiente para aumentar a pressão era injetar-se fluidos para fazer o deslocamento do óleo e ocupar os espaços porosos deixados por este. Como nem sempre o aspecto mais crítico do fluxo dos fluidos nos meios porosos é a baixa pressão, a simples injeção de fluidos para deslocar outros fluidos nem sempre resultava em sucesso. Como resultado da observação e da análise dos comportamentos dos meios porosos quando sujeitos a injeção de fluidos, surgiram os diversos processos que se conhecem atualmente.

Os reservatórios cujos mecanismos de produção são pouco eficientes e que, por consequência, retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são candidatos ao emprego de uma série de processos que visam a obtenção de uma recuperação adicional (Thomas, 2004).

Métodos convencionais de recuperação

São os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, buscando-se um comportamento puramente mecânico, ou seja, não se espera que fluidos se misturem entre si ou interfiram, de forma química ou termodinâmica, na rocha-reservatório.

Como métodos convencionais de recuperação, são normalmente utilizados a injeção de água e a injeção imiscível de gás. Na injeção imiscível de gás, como indica o próprio nome, os fluidos não se misturam, ou seja, o óleo do reservatório e o gás injetado permanecem durante o processo como duas fases distintas.

Injeção de Água

Os projetos de injeção de água, de uma maneira geral, compõem-se das seguintes partes: sistema de captação de água, que podem ser poços no caso de se injetar água subterrânea, ou um conjunto de bombas para o caso de se utilizar água de superfície ou água do mar; sistema de tratamento de água de injeção; sistema de injeção de água propriamente dito, que é composto por bombas, linhas, e poços de injeção; e sistema de tratamento e descarte de água produzida. Em certos casos, algumas dessas partes são dispensáveis (Thomas, 2001).

Após o início da injeção, a água injetada no reservatório é produzida também junto ao óleo, a quantidade de óleo remanescente é removida. A água injetada aumenta ou mantém a pressão no reservatório, deslocando o óleo para os poços produtores (Figura 1)

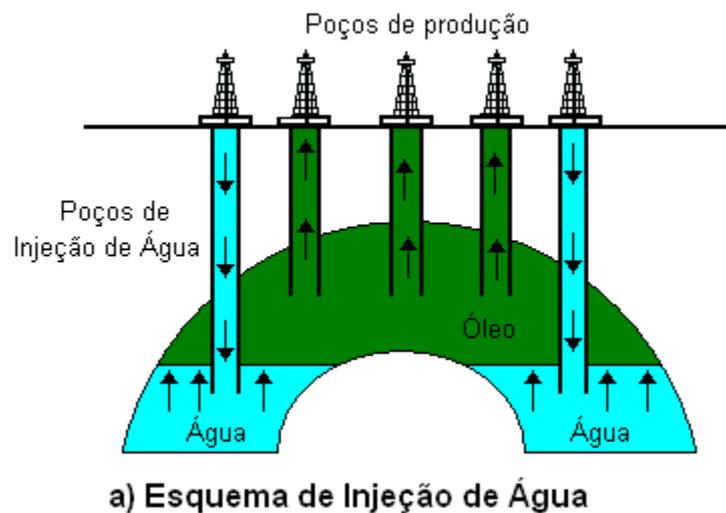


Figura 1: Ilustra os esquemas de injeção de água.

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; e 4) água produzida, isto é, a água que vem associada à produção de petróleo.

O método convencional de recuperação mais utilizado no mundo é a injeção de água, que foi primeiramente utilizada no campo de Bradford, EUA, no início do século 20. No Brasil, o primeiro campo a usar esse processo de recuperação foi o de Dom João, localizado na Bahia, em 1953 (Rosa *et. al.*, 2006).

Perfuração dos poços

O modelo de injeção escolhido foi “five-spot invertido”, sendo 4 poços produtores verticais e um injetor.

Simulação Numérica de Reservatório

Como todos esses métodos de recuperação são passíveis de serem modelados e estudados numericamente, pode-se notar a importância do papel da simulação numérica de reservatórios de petróleo. Isso é verdade mesmo que ainda haja, em muitos casos, grandes incertezas na caracterização do reservatório e na determinação de suas propriedades físicas. Essas incertezas físicas não impedem, contudo, a busca de soluções que incrementem os modelos matemáticos adotados e que resultem em melhores previsões, como as propostas neste trabalho.

Os simuladores numéricos de reservatórios são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica (Rosa et. al., 2006).

Em geral, o conjunto de equações resultantes do modelo matemático empregado na simulação de reservatórios é complexo para ser resolvido analiticamente. Por isso utilizam-se métodos numéricos que aproximam um sistema de equações diferenciais parciais em um sistema linear de equações algébricas (Jonas Cordazzo, 2006).

MATERIAIS E MÉTODOS

FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

As ferramentas computacionais são utilizadas para simular e modelar o reservatório, o modelo de fluido, as principais características do reservatório e a metodologia de trabalho. Para tal faz-se uso de um *software* de simulação computacional dos modelos de reservatórios, esses softwares são o: Winprop, Builder e o Stars da empresa CMG (Computer Modelling Group).

WinProp – CMG

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

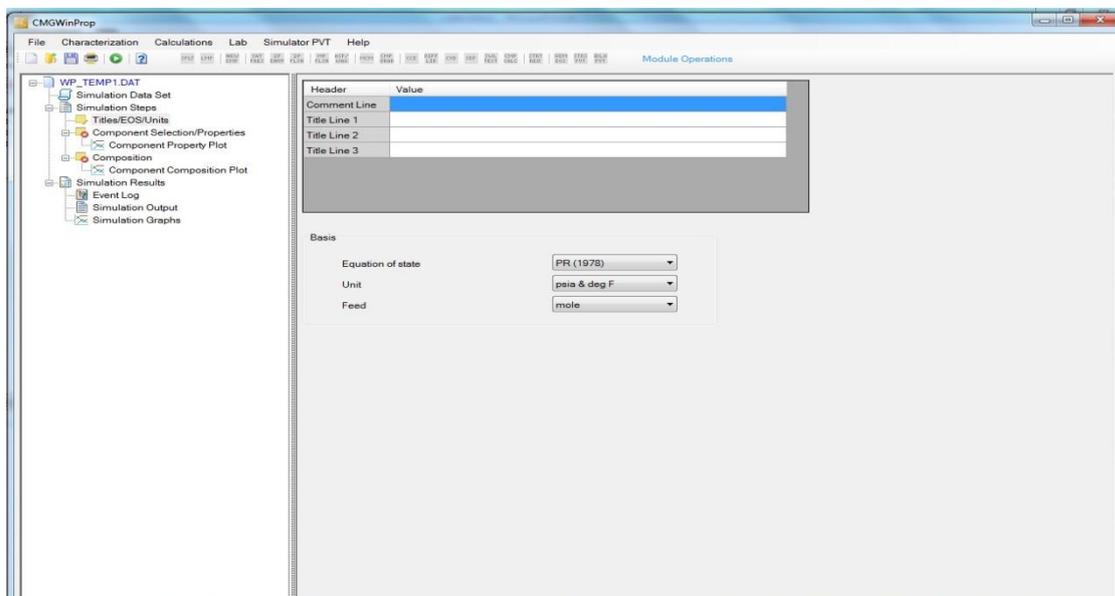


Figura 2: Simulador WinProp.

Builder – CMG

O Builder é um programa usado na preparação de modelos de simulação de reservatórios onde se cria o arquivo de entrada para os módulos IMEX (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator*), STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) e GEM (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*), pertencentes a CMG (*Computer Modelling Group*).

O arquivo de entrada (.dat) foi criado utilizando o modelo de fluido, o modelo de reservatório, as reações químicas e a configuração dos poços.

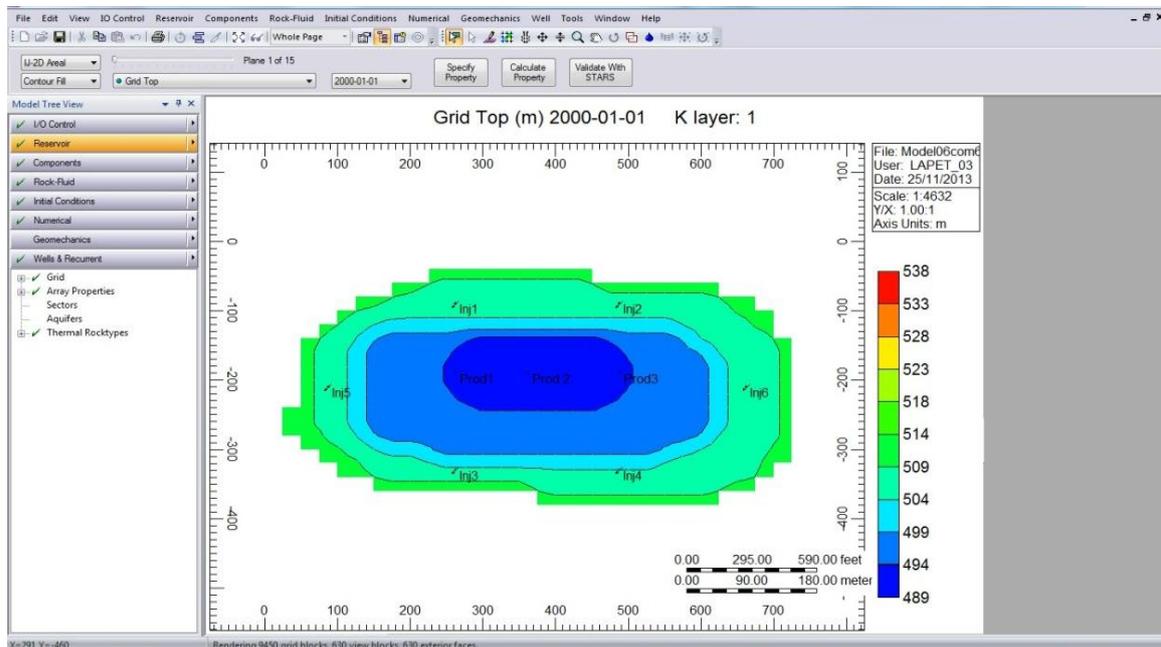


Figura 8: Simulador Builder.

STARS - CMG

O módulo STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulator*) desenvolvido pela CMG (*Computer Modelling Group*), versão 2010.10, é um simulador trifásico de múltiplos componentes que tem como finalidade simular recuperações térmicas.

Podem ser utilizados como dados de entrada inúmeros modelos de malha, tanto na escala de laboratório quanto de campo, propriedades dos fluidos, processos de recuperação e condições iniciais.

MODELAGEM DO PROCESSO

Modelagem do fluido

Primeiramente foi ajustado no simulador WinProp da CMG a equação de estado de Peng Robinson. Então foram determinadas as unidades referentes às variáveis e os componentes do fluido. Como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1: Composição para desenvolvimento do modelo de fluido.

Composição	Fração Molar (%)
N ₂	0,05
C1	0,26
C2	0,06
C3	0,11
IC4	0,38
NC4	1,05
IC5	2,40
NC5	3,27
C6	8,52
C7	10,17
C8	15,51
C9	12,34
C10	10,73
C11	7,86
C12+	27,28
Total	100,0

Outros dados foram implementados para caracterização do petróleo e para sua especificação quantitativamente, mostrados na Tabela 2.

Tabela 2: Dados PVT de um óleo característico do Nordeste brasileiro.

Dados	
Pressão de Bolha	7,2 kgf/cm ²
Massa Mol. C40	807
Dens. Esp. C12+	0,916g/cm ³
Grau API	29,87
Razão de Solubilidade	0,46m ³ /m ³

Logo então inserimos os valores de outras variáveis, como o fator volume formação, a viscosidade e densidade. Inserimos os seguintes dados da Tabela 3.

Tabela 3: Variáveis de estruturação do modelo de fluido.

Pressão (kg/cm²)	Vol. Relativo (Vol/Vol)	Fator Volume Formação do óleo(BO) (Vol/Vol)	Densidade (g/cm³)	Viscosidade do Óleo (cP)
60	0,9953	1,0242	0,8568	17,79
55	0,9958	1,0247	0,8564	17,67
50	0,9962	1,0252	0,8560	17,54
45	0,9966	1,0256	0,8557	17,41
40	0,9971	1,0261	0,8553	17,29
35	0,9975	1,0265	0,8549	17,16
30	0,9980	1,0270	0,8545	17,03
25	0,9984	1,0274	0,8541	16,90
20	0,9989	1,0279	0,8538	16,78
15	0,9993	1,0283	0,8534	16,65
10	0,9997	1,0288	0,8530	16,52
Pb: 7,2	1	1,0291	0,8528	16,45

Logo após, a inserção dos diversos dados do fluido no Winprop, foi obtida a curva do ajuste do modelo de fluido, mostrada na Figura 3.

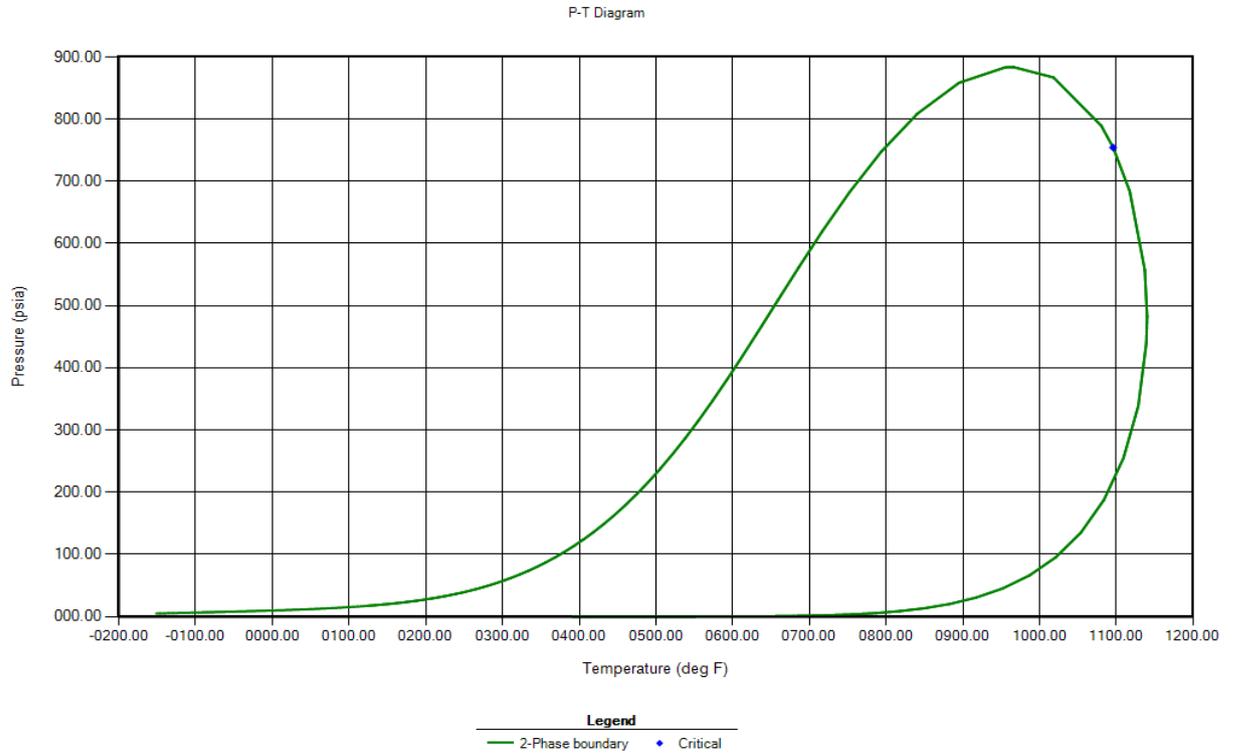


Figura 3: Curva Pressão versus Temperatura.

Depois da modelagem do fluido têm-se a curva de ROV e RGO com os pontos experimentais.

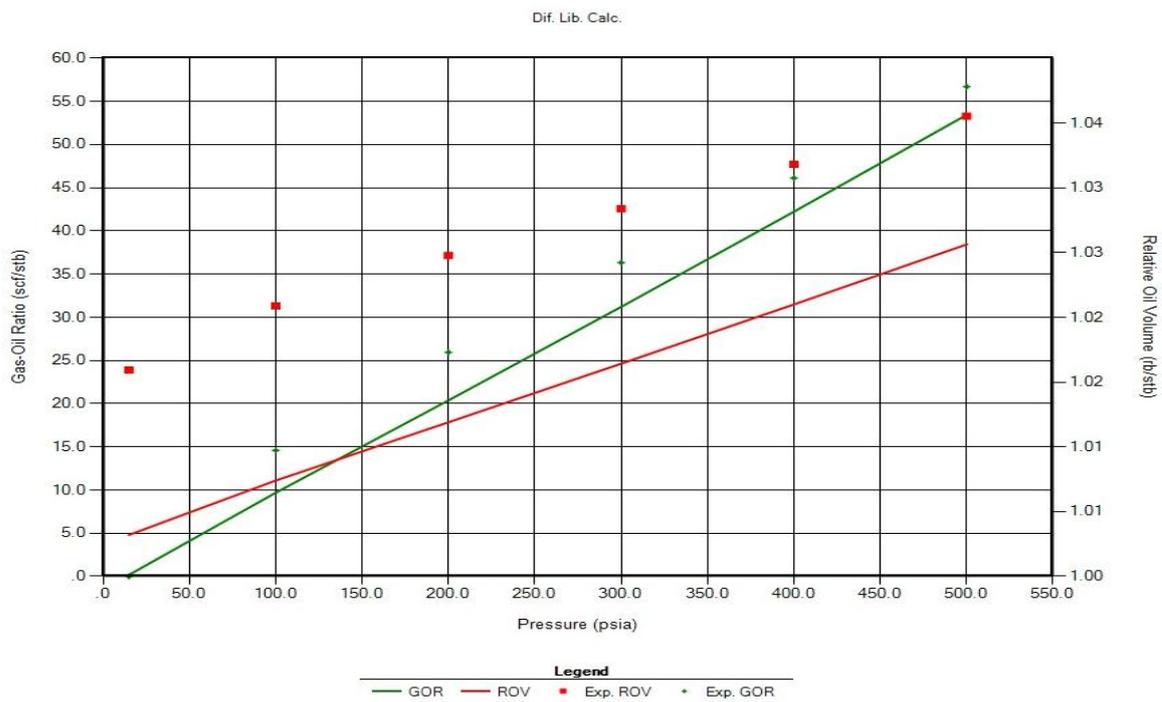


Figura 4: Gráfico de ROV e RGO experimentais.

Propriedade dos fluidos

- Densidade do óleo: 875,285 kg/m³;
- Grau API do óleo: 29,87°;
- Densidade da água: 994,508 kg/m³;
- Densidade do gás: 0,8575 kg/m³
- Modelo dos fluidos: *Black Oil*.

A Figura 5 apresenta as curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* a saturação de água.

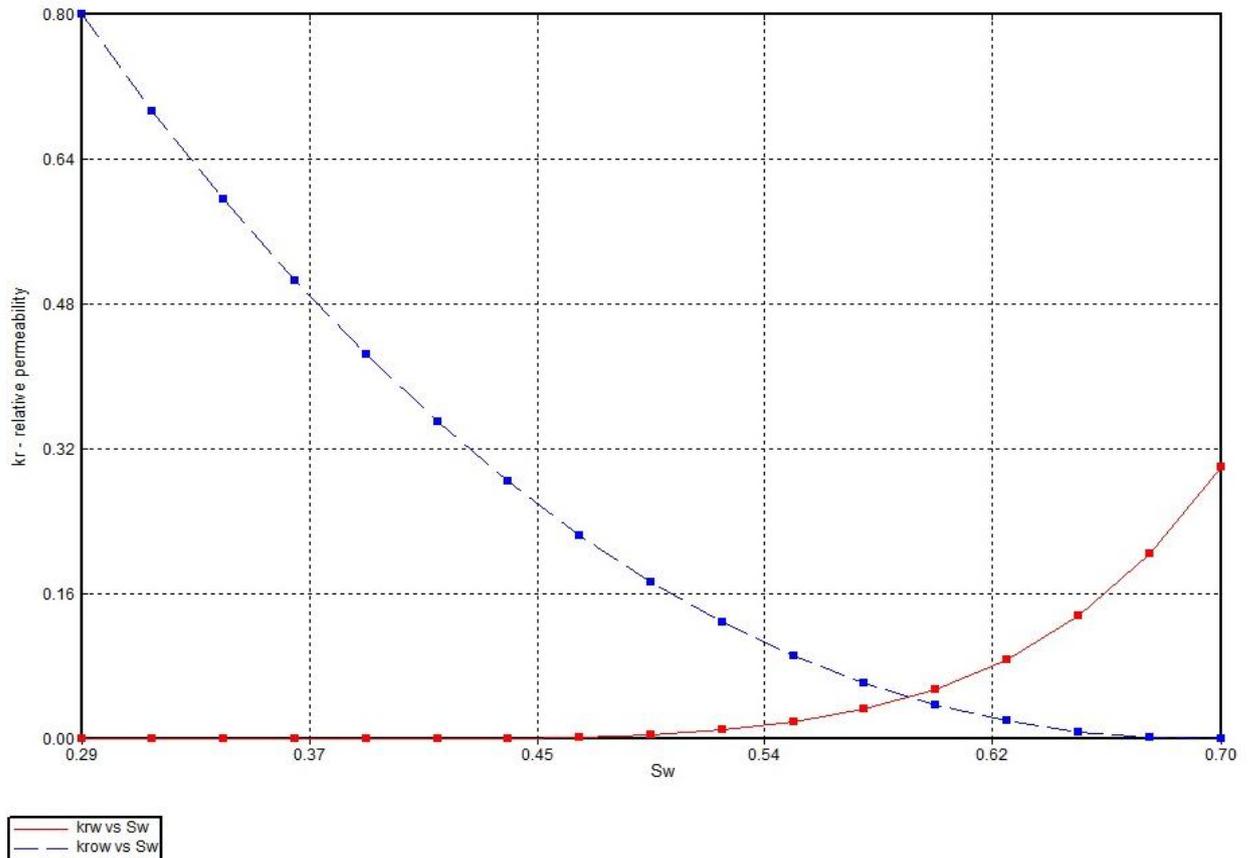


Figura 5: Gráfico da permeabilidade relativa à água e ao óleo versus saturação de água.

INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO

Após conclusão do modelo de fluido e importação para o programa *Builder* do sistema operacional *Launcher* 2012 da empresa CMG, foi dado início a modelagem do reservatório homogêneo com características do nordeste brasileiro. E para tanto, iserem-se os dados correspondentes, quantificando todas as variáveis descritas na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**5 sobre as sobre as propriedades das rochas e outras propriedades do reservatório .

Tabela 5: Dados das propriedades da rocha.

Capacidade Calorífica Volumétrica – Overburden e Underburden (BTU/ft³/°F)	35
---	----

Coefficiente Dependente – T (BTU/ft³*F*F)	0
Cond. Térmica - Rocha Reservatório (BTU/m*dia*°F)	78,74
Cond. Térmica - Fase Óleo (BTU/m*dia*°F)	5,91
Cond. Térmica - Fase Água (BTU/m*dia*°F)	28,54
Cond. Térmica - Fase Gás (BTU/m*dia*°F)	1,97
Condutividade Térmica - Overburden e Underburden (BTU/m*dia*°F)	78,74

MODELAGEM DO RESERVATÓRIO

O modelo físico foi construído a partir de mapa estrutural com a extensão de 750m de comprimento por 420m de largura.

Características do Reservatório:

- Topo do reservatório: 489 m;
- Compressibilidade efetiva da rocha: 15×10^{-7} Psi⁻¹;
- Espessura da zona de óleo: 16 m;
- Temperatura: 50° C;
- Porosidade: 21% ;
- Permeabilidade horizontal: 500 mD;
- Permeabilidade vertical: 55 mD;
- Pressão de referencia: 683 psi;
- Profundidade de referência: 489m.;
- Contato óleo/água: 505 m;

- Saturação inicial de óleo: 29%
- Saturação inicial de água: 15%
- Modelo de fluidos: Nordeste Brasileiro.

O reservatório é formado por uma zona de óleo de 16m e de uma zona de água de aproximadamente 34 metros de comprimento. Totalizando um reservatório com cerca de 49m de comprimento, mostrado na Figura 6 em 3D.

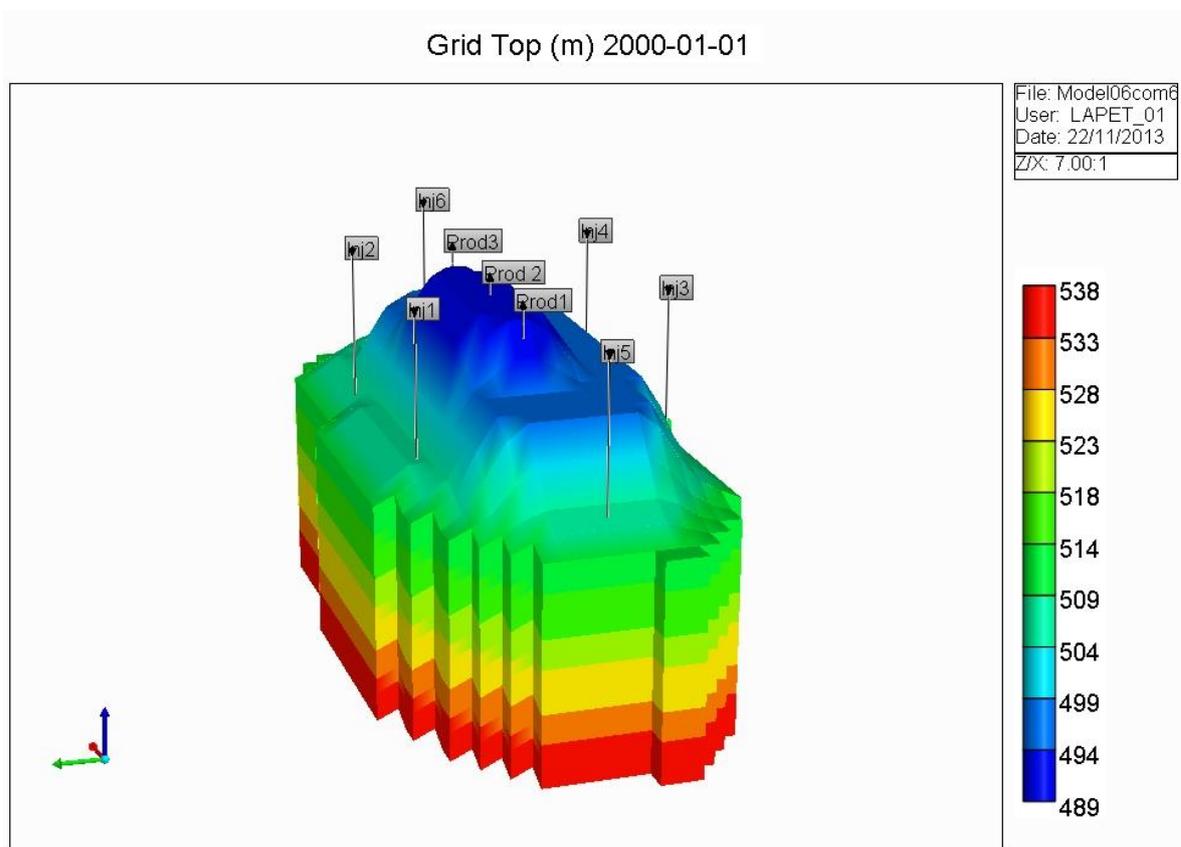


Figura 6: Configuração do reservatório.

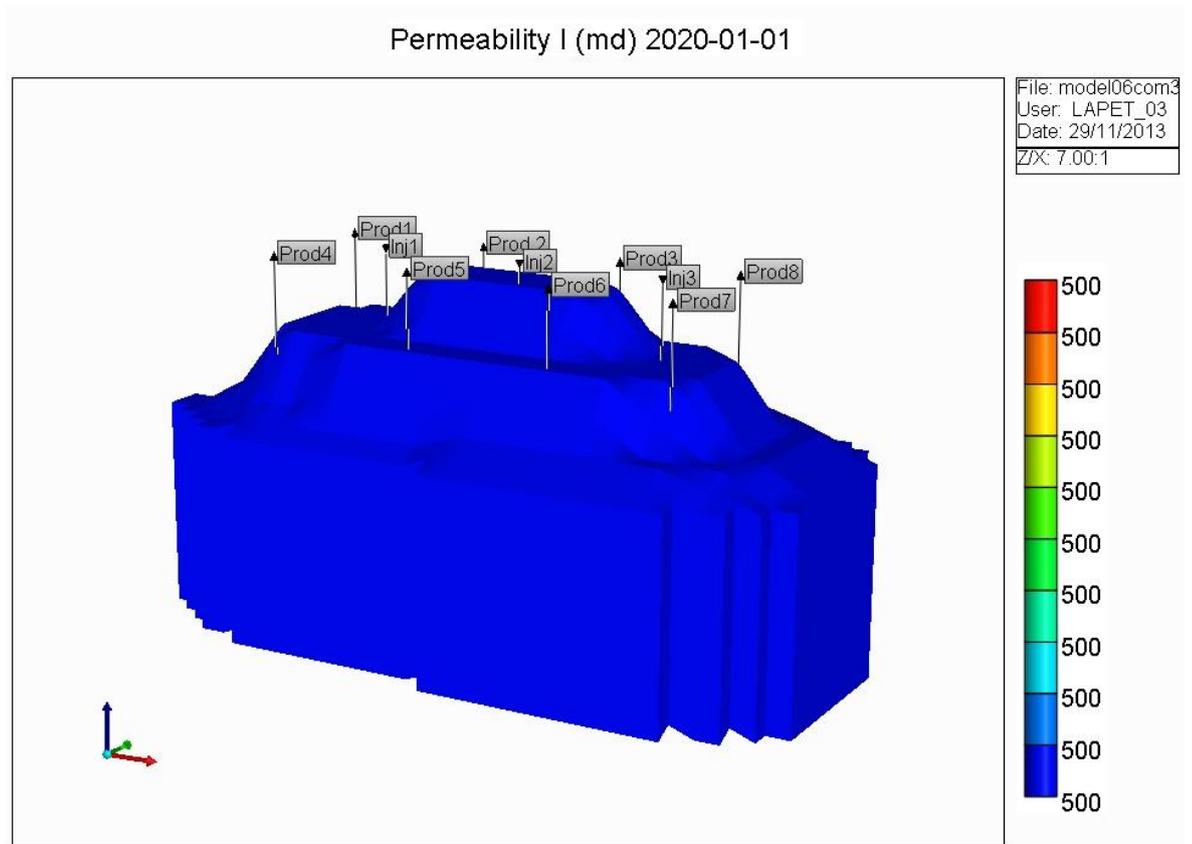


Figura 7: Heterogeneidade do reservatório.

A Figura 7 mostra como o reservatório é homogêneo. A sua permeabilidade se comporta de maneira constante durante o projeto analisado. A modelagem do reservatório foi realizada no simulador Builder da CMG.

Parâmetros Operacionais Desenvolvidos

Os parâmetros operacionais dos poços de produção e injeção foram inseridos na Tabela 6.

Tabela 6: Parâmetros operacionais dos poços produtores e injetores.

Dados dos Poços Produtores e Injetores	
Pressão Máxima (Poços Injetores)	1044 psi
Pressão Mínima (Poços	28,5 psi

Produtores)	
Temperatura de injeção	50 ° C
Fração Molar de injeção	1
Vazão de Produção (Produtor)	500 m ³ /d
Tempo do Projeto	20 anos

De posse dos dados inseridos e depois de uma análise foi passada para a próxima etapa, a perfuração dos poços. A geração de uma alternativa de produção foi realizada utiliza-se uma configuração do tipo five-spot invertido, devido á configuração do reservatório. Esta organização de poços consiste em colocar 3 configurações five-spots invertido (um poço injetor rodeado de 4 poços produtores) com um total de 11 poços distribuídos no campo petrolífero, como apresentado na Figura 9.

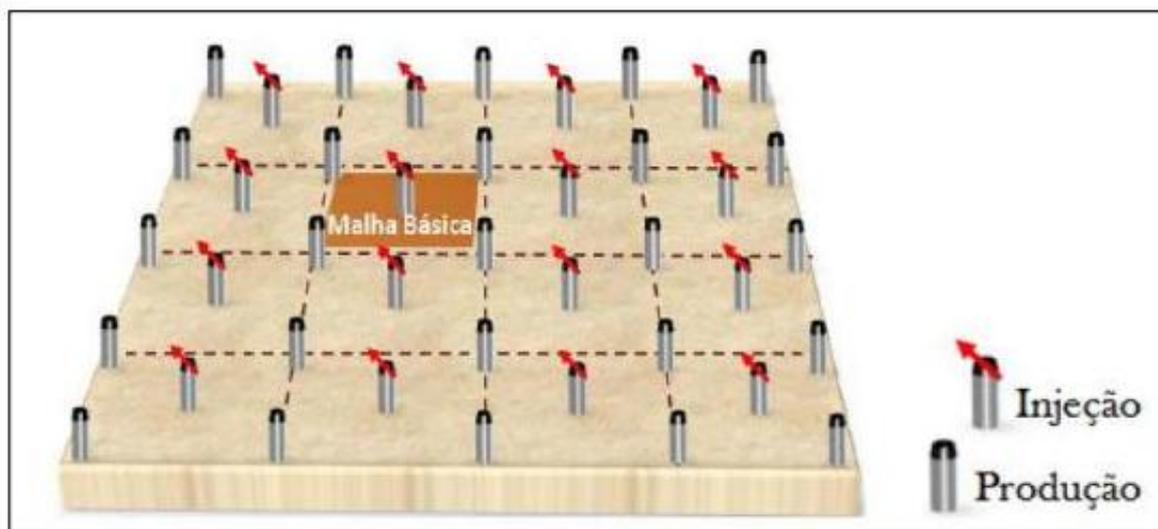


Figura 9: Malha Five-Spot invertido.(Galvão, 2008)

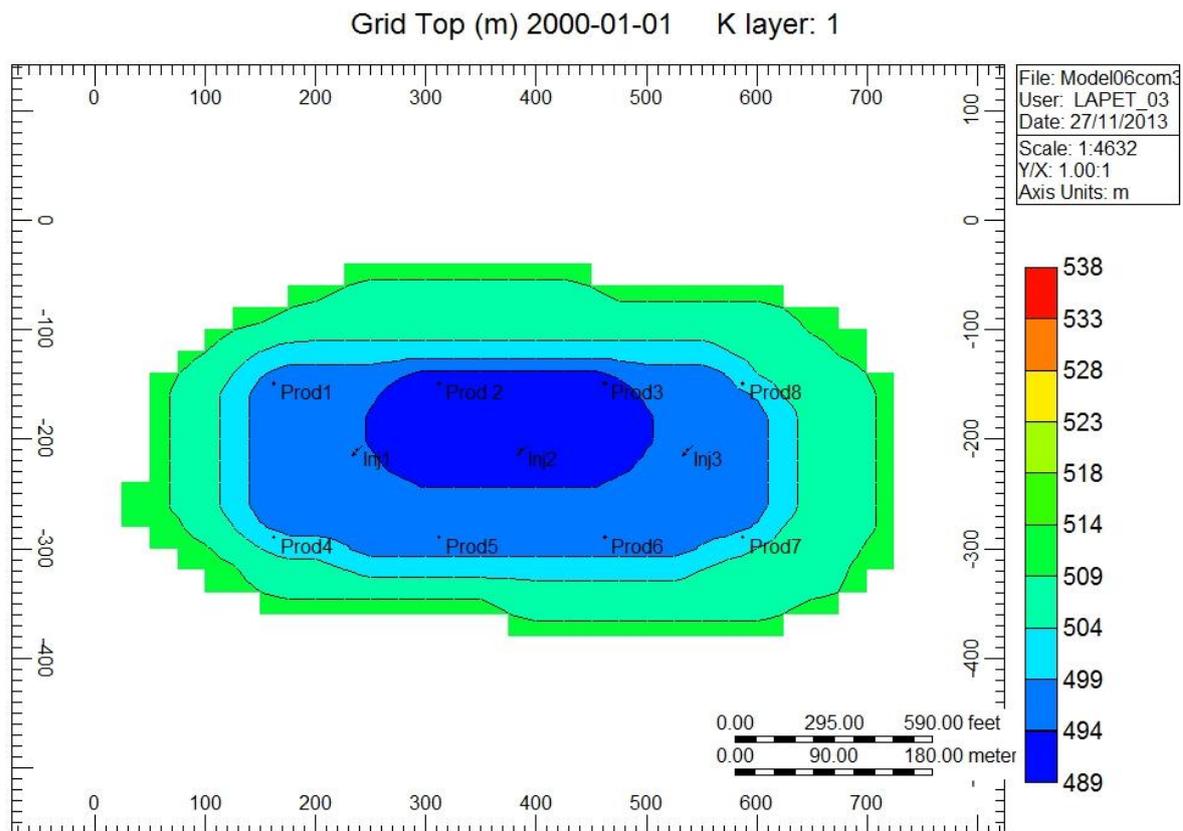


Figura10: Modelo Five-spot invertido aplicado no reservatório.

Como o trabalho se refere à injeção de água em um reservatório com óleo leve, utiliza-se o modelo five-spot invertido, a vazão de injeção foi elevada até $400\text{m}^3/\text{d}$. Alterou-se a vazão para se analisar diversos parâmetros, essa alteração foi de $0\text{m}^3/\text{d}$. $50\text{m}^3/\text{d}$, $100\text{m}^3/\text{d}$, $200\text{m}^3/\text{d}$, $300\text{m}^3/\text{d}$ e $400\text{m}^3/\text{d}$.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Foi analisada primeiramente a produção primária, onde há apenas poços produtores e depois analisada as diferentes vazões. Foram estudados os seguintes parâmetros: Produção de Óleo Acumulado (N_p), Fator de Recuperação (FR), que é o quanto do reservatório se consegue produzir, a vazão de óleo (Q_o) e a Produção Acumulada de água (W_p). Obtêm-se os seguintes gráficos, para o projeto com duração de 20 anos:

- Óleo Acumulado:

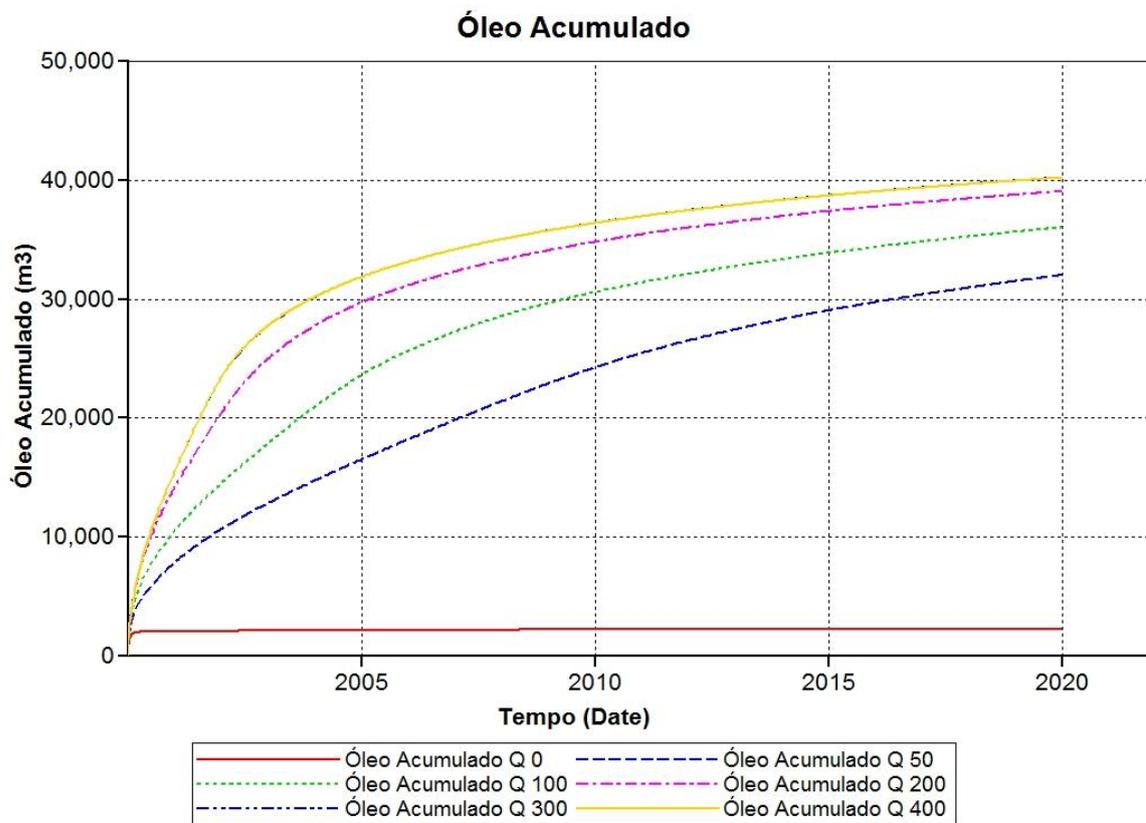


Figura 11: Produção Acumulada de óleo para diferentes vazões.

Tabela 8 : Valor da produção acumulada ao final do projeto.

	Q 0	Q 50	Q 100	Q 200	Q 300	Q 400
NP (m ³)	2250,16	32031,8	36041,05	39072,48	40226,99	40216,45

A Tabela 8 mostra os resultados do fator de recuperação para as diferentes vazões de injeção.

A partir da Figura 11 e da Tabela 8, foi observado que com a vazão de injeção de 300m³ irá gerar uma maior produção acumulada de óleo, sendo o seu valor maior do que

quando injeta-se 400m³. Isso se dá pelo fato do reservatório ter atingido o limite máximo para utilizar a água injetada para deslocar os fluidos para os poços produtores.

- Fator de Recuperação:

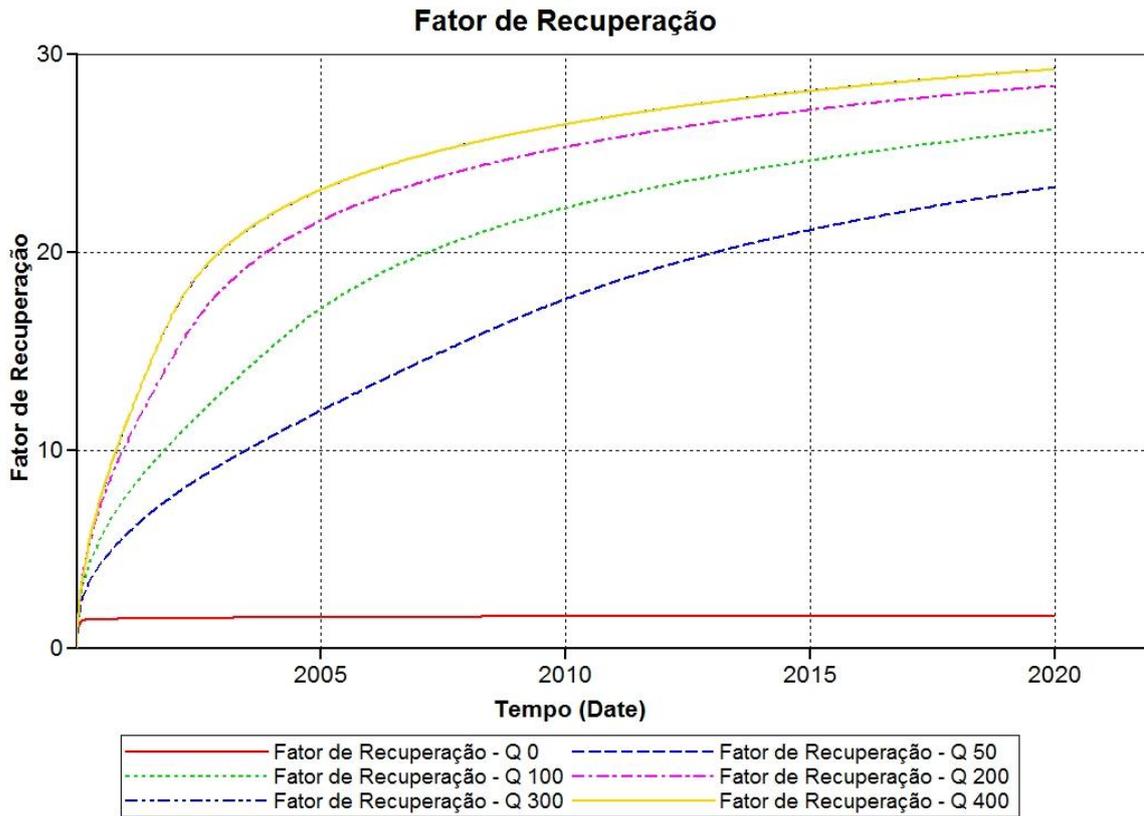


Figura 12: Gráfico do Fator de Recuperação para diferentes vazões.

Tabela 9: Valores do Fator de Recuperação.

	Q 0	Q 50	Q 100	Q 200	Q 300	Q 400
FR	1,63	23,29	26,20	28,41	29,25	29,24

De posse da Tabela 9 e da Figura 12 a cerca do fator de recuperação do projeto, pode-se inferir que com a injeção de 300m³ o reservatório irá recuperar uma maior quantidade de óleo contido nele.

A diferença entre o fator de recuperação injetando 300m³ e 400m³ é bem pequena, pois eles convergem. Porém, vale ressaltar que uma análise econômica do projeto deve ser realizada para se tomar uma decisão do projeto na prática.

O comportamento do gráfico do fator de recuperação é semelhante do gráfico da produção acumulada de óleo.

- Vazão de Óleo:

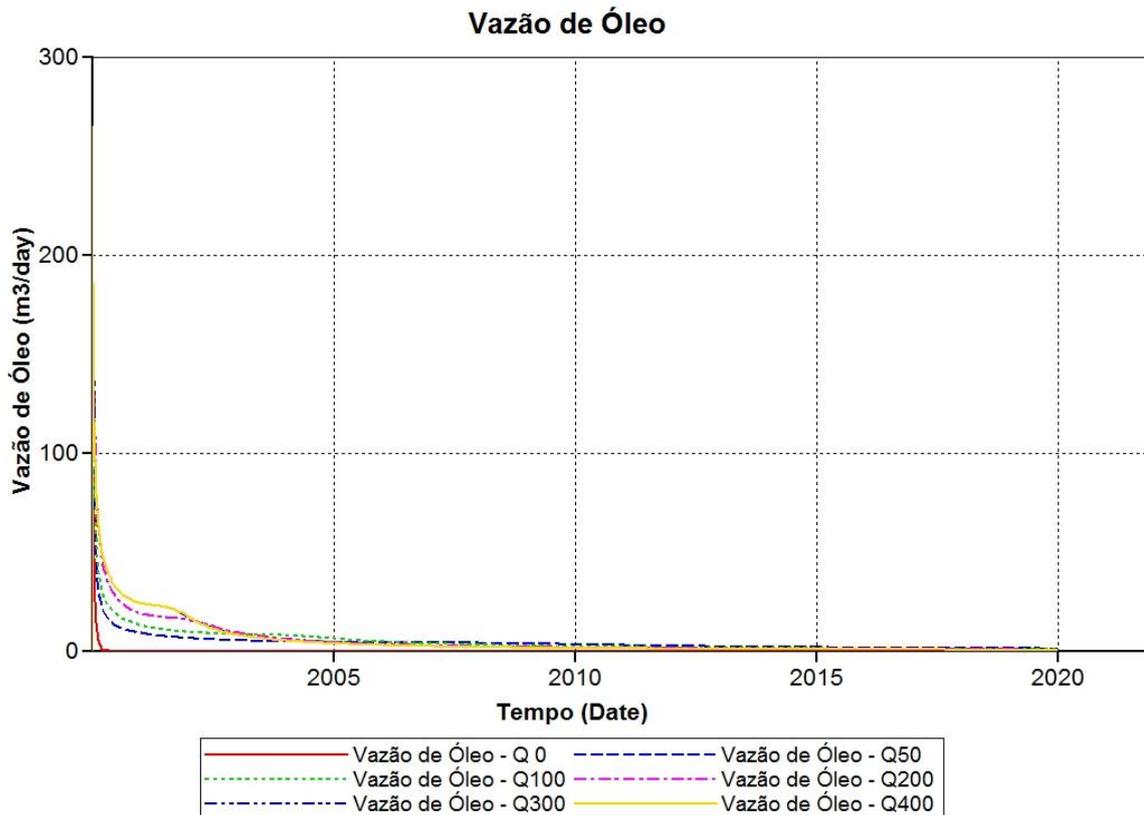


Figura 13: Vazão de óleo para diferentes vazões.

Ao se fazer uma interpretação da Figura 13, percebe-se que a vazão de óleo máxima para a maioria dos casos das diferentes injeções de água acontece nos primeiros meses do primeiro ano do projeto. Logo após, os valores de vazão tendem a diminuir, porém nos meados do ano 2002 essa vazão tem um leve aumento para finalmente tender a 0.

O fato dos maiores valores de vazão de óleo se encontrarem no começo do primeiro ano acontece devido à ocorrência da chegada do banco de óleo deslocado pela água injetada.

- Produção Acumulada de Água (WP):

De acordo com a tabela 10, a produção acumulada de água do reservatório é maior quando injeta-se 300m³ de água nos poços injetores.

Apesar da vazão de 400m³ ser o maior valor de injeção, não significou uma maior produção da água. Pois como se injeta água, ela deveria ser produzida e resultar num maior valor de produção acumulada de água, mas não é o que realmente acontece.

O valor da produção acumulada de água na maioria dos casos, exceto no caso da primária, aumenta continuamente durante o período analisado, como visto na Figura 14.

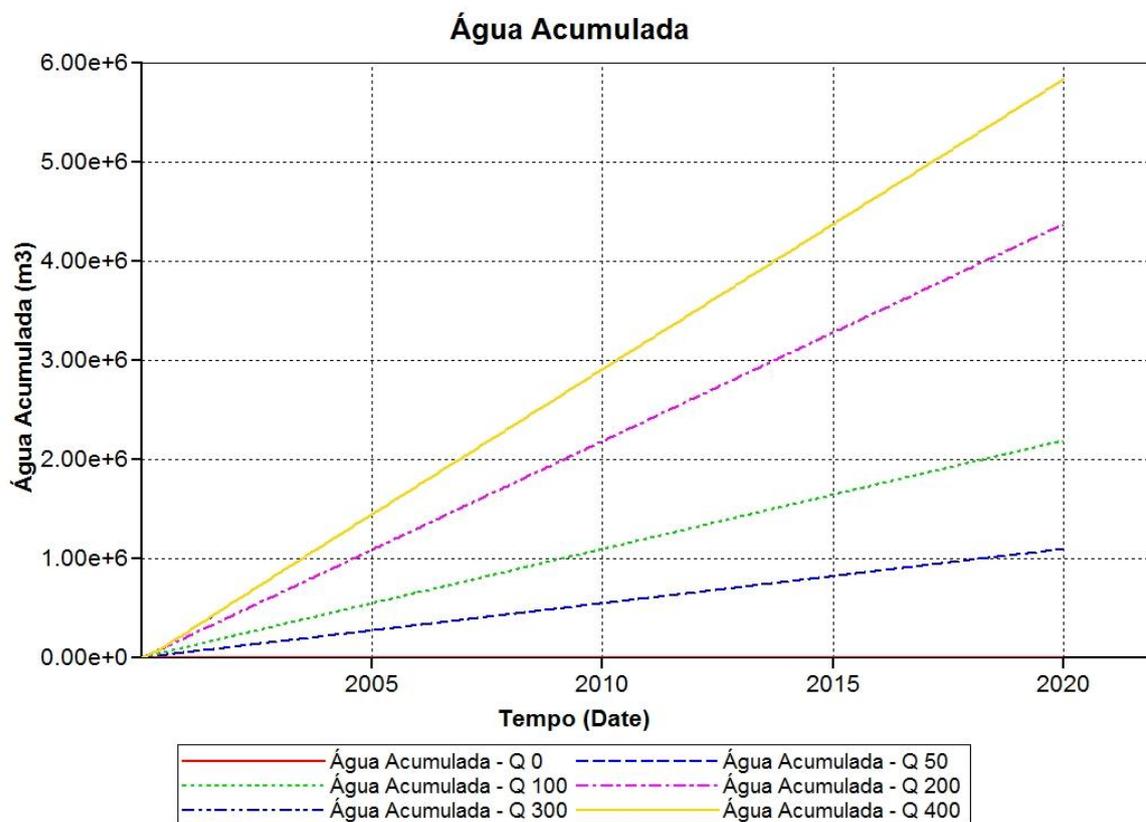


Figura 14: Produção Acumulada de Água para diferentes vazões.

Tabela 10 : Valores da Produção Acumulada de Água.

	Q 0	Q 50	Q 100	Q 200	Q 300	Q 400
Produção Acumulada de Água (m ³)	466,63	1066042	2157640	4340057	5797080	5796966

- Vazão de Água:

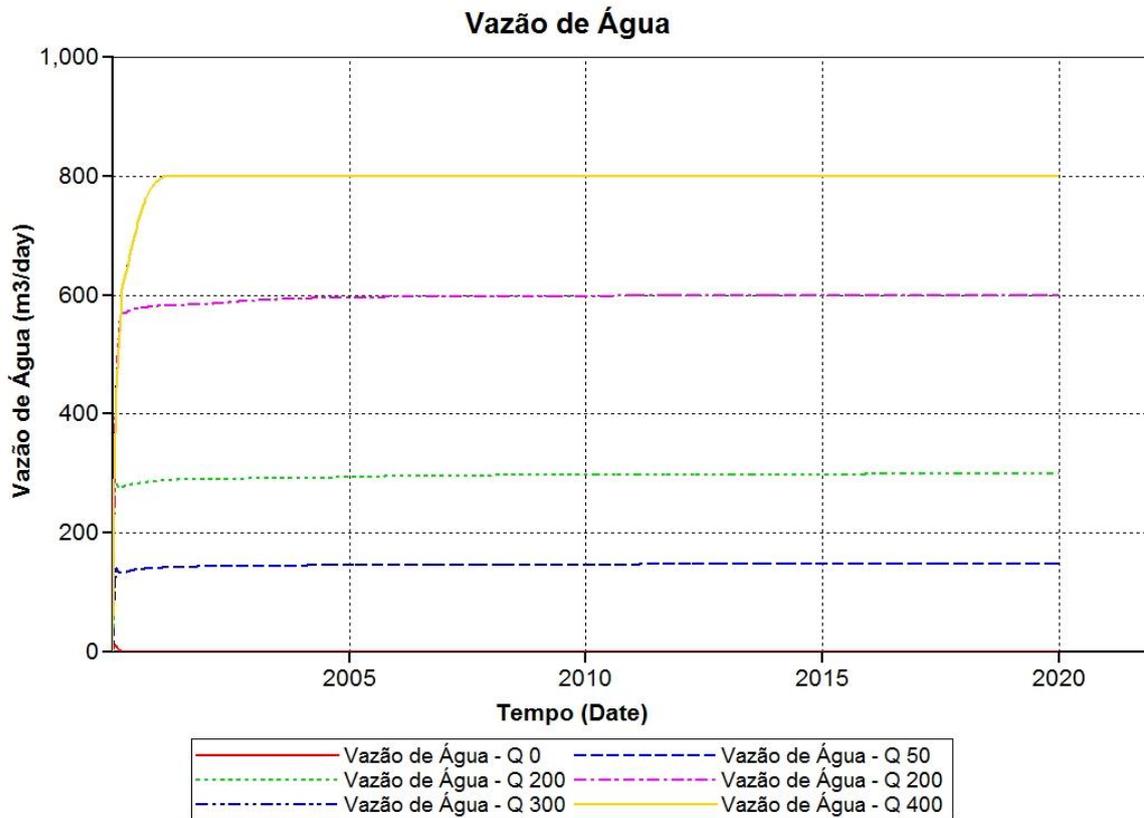


Figura 15: Gráfico da Vazão de Água para diferentes vazões.

Tabela 11: Valores da Vazão de Água de produção para diferentes vazões.

	Q 0	Q 50	Q 100	Q 200	Q 300	Q 400
Vazão de Água (m ³)	0,000142	148,6781	299,0284	599,2564	800,1204	800,0166

Quando se analisa a produção, a vazão de injeção de 0m³/d, vê-se na Figura 15, que a vazão de água nos produtores é praticamente zero e constante.

De acordo com a tabela 11, os maiores valores de vazão de água foram encontrados quando se injetam 300m³ e 400m³/d. Apesar de não serem os mesmos, esses valores são muito próximos ao final do projeto analisado.

CONCLUSÕES

CONCLUSÕES

As principais conclusões obtidas do estudo e desenvolvimento de um campo homogêneo de óleo leve com características do nordeste brasileiro foram as seguintes:

- A vazão de injeção de 300m³ possui maior fator de recuperação.
- Valores de injeção acima de 300m³o reservatório não resulta em maior produção de petróleo.
- O modelo Five spot invertido apresentou resultados satisfatórios para o reservatório estudado.
- O poço produtor central possui maior produção em relação aos demais.

RECOMENDAÇÕES

- Realizar uma perfuração de poços do tipo nine-spot;
- Realizar uma análise econômica do projeto;
- Simular injetando entre os valores de 300 e 400m³/d para encontrar uma vazão de injeção ideal.
- Simular outro(s) método(s) de recuperação após a injeção de água.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAÚJO, Edson de Andrade – Estudo do processo de combustão *in-situ* usando poços horizontais como produtores de óleo (*toe-to-heel air injection*). Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil.

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.

CARVALHO, Tiago. Pinheiro – Estudo e desenvolvimento de um campo de petróleo leve Trabalho de Conclusão de Curso, UFRN, Curso de Engenharia de Petróleo, Natal – RN, Brasil.

CMG, Computer Simulator Group Ltda. *Guia para el usuario*. STARS – (Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulator) versão 2010.10, Calgary-Alberta-Canadá.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe – Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil.

ROSA, A. J., Carvalho, R. S., Xavier, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. I. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

RUIZ, Cindy Pamela Aguirre – *Estudo Comparativo da Injeção de água usando poços verticais e horizontais*, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil.

SANTOS SILVA, Ciro Rodolfo– “Estudo Comparativo entre a Injeção de Água e de Gás em um Reservatório com Óleo Leve..”. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRN, Curso de Engenharia de Petróleo, Natal-RN, Brasil.

THOMAS, J. E. (org). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2 ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.