

ESTUDO DE PREDIÇÃO DE PROJETOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO POR INJEÇÃO CONTÍNUA DE ÁGUA E GÁS: CAMPO DE EAST UNITY, BACIA DE MUGLAD

N. P. AMORIM^{*}; D. C. A. ASSIS e N. S. DA SILVA

Universidade Federal de Alagoas
nathaliap.amorim@gmail.com^{*}

Submetido 10/10/2016 - Aceito em 19/02/2017

DOI: 10.15628/holos.2017.5205

RESUMO

O estudo e utilização da simulação numérica na Engenharia de Reservatórios advém da necessidade de se obter uma previsão do comportamento de um campo petrolífero ao longo de sua vida útil. Essa previsão é imprescindível para a tomada de decisão e determinação da melhor estratégia de produção, a qual extrairá a maior quantidade de óleo e alcançará um melhor desempenho do campo. Nesse contexto, o presente trabalho busca utilizar-se da simulação numérica de fluxo como ferramenta para prever e analisar a performance de diversos cenários de produção para um modelo de reservatório convencional de petróleo submetido a técnica de recuperação suplementar por injeção contínua de água e injeção contínua de gás. A injeção de água é uma técnica com

domínio tecnológico conhecido e é amplamente utilizada na indústria de petróleo. A técnica de injeção de gás imiscível, assim como a injeção de água, possui o comportamento essencialmente mecânico de deslocar o óleo, não ocorrendo interação de ordem química entre o fluido injetado e o óleo. A simulação numérica de fluxo desse estudo foi realizada com o software em diferenças finitas, IMEX - *Computer Modelling Group* (CMG) e a análise dos resultados de cada cenário de injeção de água e de gás foi realizada a partir do estudo de variáveis, como o fator de recuperação do campo, produção acumulada de óleo e saturação de óleo. Para a definição do modelo físico, foram utilizadas as propriedades dos reservatórios observados no campo de *East Unity*, na Bacia de Muglad na África.

PALAVRAS-CHAVE: simulação numérica de fluxo, recuperação suplementar, injeção de água, injeção de gás.

FORECAST STUDY OF SECONDARY OIL RECOVERY TECHNIQUES PROJECTS USING WATER INJECTION AND IMMISCIBLE GAS INJECTION: EAST UNITY FIELD, MUGLAD BASIN

ABSTRACT

The study and use of numerical simulation in Reservoir Engineering arises from the need to obtain a prediction of the behavior of an oil field during production. This projection is essential and it influences on choosing the best production strategy, which will be able to extract the greatest amount of oil and achieve better performance. In this context, this paper aims to use numerical simulation as a tool to predict and analyze the performance of various field cases studies for a conventional oil reservoir model subjected to secondary oil recovery techniques, such as water injection and immiscible gas injection. Water injection is a well-known

technique and it is widely used in oil industry. Furthermore, both techniques aim to displace the oil in the reservoir to surface and no chemical interaction is involved between the injected fluid and the oil. The numerical simulation of flow in this paper was performed with the software in finite differences, IMEX - *Computer Modelling Group* (CMG) and the analysis of results was accomplished by comparing the recovery factor of the field, accumulated oil production and final oil saturation obtained for each field case study. To define the physical model, it was used the properties observed in the *East Unity* field, in Muglad Basin - Africa.

KEYWORDS: Numerical flow simulation, secondary oil recovery techniques, water injection, gas injection.

1 INTRODUÇÃO

O declínio de descobertas de novos campos petrolíferos e a atual demanda pela obtenção de hidrocarbonetos ocasionou a busca e o desenvolvimento de técnicas de recuperação suplementares em reservatórios de petróleo. Essas técnicas se pautam na necessidade de se extrair a quantidade de óleo remanescente nos poros da rocha-reservatório através da suplementação da energia do reservatório, que na ausência dessas técnicas de recuperação, naturalmente decai ao longo da vida produtiva do campo.

Os métodos de recuperação suplementares promovem um aumento da eficiência de recuperação e também a aceleração da produção, prolongando a vida útil do reservatório e adiando o declínio natural do campo e conseqüentemente melhorando economicamente o processo de exploração do recurso. Atualmente, há diversos incentivos ao desenvolvimento de métodos de recuperação, tais como, o preço do petróleo bruto, custos de exploração, custos de desenvolvimento de campos menos acessíveis e custos de produção, que tornam o investimento e o estudo dessas técnicas bastante atrativos (Rosa, Carvalho & Xavier, 2006).

Dentre os métodos de recuperação, a injeção de água é a técnica mais utilizada no mundo e possui como finalidade manter os níveis de pressão do reservatório altos e deslocar os hidrocarbonetos remanescentes dos poros até os poços produtores. Atualmente, essa suplementação da energia de reservatórios através da injeção de água é o método mais utilizado e difundido na indústria de petróleo no mundo e inclusive 50% da produção de óleo dos Estados Unidos é resultante da aplicação dessa técnica (Marsili, 2008).

Apesar de ser um processo amplamente difundido e de utilizar um recurso de fácil disponibilidade, como a água, é necessário realizar a análise da viabilidade da injeção desse fluido em um reservatório, ou seja, deve-se verificar se o reservatório estudado em questão é adequado para esse tipo de procedimento. Na injeção de gás imiscível, o fluido injetado pode ser o próprio gás produzido durante a exploração ou pode ser um gás processado (Thomas, 2001). As características como a geometria do reservatório, as propriedades dos fluidos, a profundidade do reservatório, a litologia e propriedades das rochas, saturação dos fluidos, a homogeneidade do reservatório e o mecanismo de produção primário são as principais variáveis que impactam nessa decisão de adoção de um projeto de recuperação suplementar (Ahmed, 2006).

Além dos fatores supracitados, o esquema de injeção adotado visa promover o maior contato possível entre o fluido injetado e o hidrocarboneto. Sendo assim, a escolha do esquema de injeção também impacta no desempenho do campo petrolífero, devendo ser observado a heterogeneidade do reservatório, a disponibilidade do fluido injetável, a presença de elementos estruturais, como falhas, a vida útil de produção, dentre outros (Ahmed, 2006).

Com tantos fatores a serem considerados ao submeter um campo a técnicas de recuperação, a simulação numérica se apresenta como uma ferramenta adequada para quantificar e prever a performance do reservatório quando sujeito a cada cenário de produção, sendo capaz de considerar todos esses fatores que caracterizam o reservatório. Os simuladores numéricos de reservatórios são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo porque são utilizados para estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica. O princípio é retratar o sistema físico que envolve

o problema com equações matemáticas apropriadas considerando as condições iniciais e as de contorno. A principal vantagem da solução numérica é permitir a simulação de casos robustos tais como: geometrias mais complexas, reservatórios com camadas compostas de propriedades heterogêneas, como a porosidade e a permeabilidade, dentre outros (Ortigão, 2007).

O modelo físico do reservatório para a simulação foi construído com as propriedades de reservatórios localizados no campo de *East Unity*, localizado na Bacia de Muglad, na África. A escolha do estudo de caso em questão é atribuída a presença de informações e relevância da Bacia na literatura na área de Engenharia de Reservatórios. O complexo petrolífero de Muglad é uma das maiores bacias sedimentares petrolíferas do Sudão e de extrema importância econômica na região (Ibrahim, 2003; Mohamed & Mohammed, 2008; Xiaoguang & Buqing, 2006).

Os reservatórios no campo de óleo de *East Unity* são resultados de deposições fluviais e lacustres, caracterizadas por boa porosidade e de média a alta permeabilidade. Apresentando correlações geológicas complexas devido a existência de falhamentos. A área é amplamente heterogênea em cada zona do reservatório e a viscosidade do óleo varia bastante (Musa et al., 2005). O óleo encontrado no campo apresenta grau variando de 28,9° a 36,2° API, além de conter pouco gás e conseqüentemente baixa pressão de ponto de bolha e fator volume formação. Os reservatórios de melhor qualidade da região são observados nas Formações de Zarga, Aradeiba e Bentiu (Ibrahim, 2003).

Através dos resultados obtidos a partir das simulações numéricas, esse trabalho buscou analisar o desempenho do modelo de reservatório e avaliar em termos de produção acumulada de óleo e fator de recuperação para cada esquema de injeção de água e de gás. Assim, ao final dos resultados pôde-se chegar a melhor estratégia de produção para o reservatório em estudo de acordo com o maior volume de fluido retirado da reserva.

2 METODOLOGIA

2.1 Simulador de Fluxo de Fluido

O simulador utilizado é o IMEX (IMplicit EXplicit black-oil simulator), desenvolvido pelo *Computer Modelling Group* (CMG) e bastante utilizado comercialmente. Essa ferramenta utiliza o método numérico das diferenças finitas para a resolução das equações diferenciais parciais não lineares, dependentes do tempo. O IMEX é um simulador trifásico que utiliza o modelo black-oil, e suporta malhas cartesianas, cilíndricas, regulares com profundidade e espessura variáveis, além de malhas de vértices (*corner-point*), com duas ou três dimensões. Basicamente, o simulador possibilita a modelagem da geometria do reservatório no próprio programa, assim como a inserção das propriedades físicas da rocha e do fluido de acordo com sua heterogeneidade, obtendo dessa forma uma simulação aproximada do comportamento real do reservatório.

2.2 Modelo Físico de Reservatório

Primeiramente, a metodologia consistiu em realizar um levantamento dos dados petrofísicos e de geometria do campo de *East Unity* e dos reservatórios. A partir de perfis

sísmicos, imagens e dados do campo observados na literatura, foi possível definir a geometria e limites dos reservatórios, com auxílio do software AutoCad. Dessa forma, foi possível definir o layout da malha para a construção do modelo no simulador IMEX. Após a definição da estrutura do reservatório, foram inseridos os dados petrofísicos obtidos no levantamento na literatura. Os dados do modelo físico podem ser observados nas Tabelas 1, 2 e 3.

Tabela 1: Propriedades dos reservatórios (Edris, 2008).

Reservatório	Porosidade (ϕ)	Permeabilidade ($K_x = K_y$; $K_z = 0,1 \times K_x$)
Zarga	20,27%	4298.77 mD
Aradeiba	20,73%	453.73 mD
Bentiu	16,80%	649.9 mD

Tabela 2: Propriedades dos fluidos (Musa et al., 2005).

Propriedades	
Pressão do reservatório	20.880 kPa
Pressão no ponto de bolha	760 kPa
Saturação inicial da água	0,2
Fator de formação do óleo na pressão do reservatório	1,051 m ³ /m ³
Fator de formação do óleo na pressão do ponto de bolha	1,072 m ³ /m ³
Densidade do óleo	843,8 kg/m ³
Viscosidade do óleo na pressão do reservatório	5 cp
Viscosidade do óleo na pressão do ponto de bolha	3,73 cp
Densidade do gás em condições de superfície	0,997 kg/m ³
Densidade da água	1000,9 kg/m ³
Fator de formação da água	1,030 m ³ /m ³
Viscosidade da água	0,34 mPa.s
Compressibilidade da água	4,42 × 10 ⁻³ (1/kPa)

Tabela 3: Propriedades da rocha (Alngshbndi & Musa, 2011).

Propriedades	
Compressibilidade da rocha	4,3 × 10 ⁻⁶ bar ⁻¹
Pressão de referência	22.000 kPa

O modelo físico final do reservatório possui 9.555 blocos dispostos em um grid de $[X(i) \times Y(j) \times Z(k) = 65 \times 49 \times 3]$, como pode ser observado na Figura 1. O tipo de esquema de injeção adotado foi o de injeção periférica e cada *layer* do modelo representou as propriedades dos reservatórios de cada uma das três Formações: Zarga, Aradeiba e Bentiu. Após a definição do modelo físico, o reservatório de estudo foi submetido à injeção contínua de água e a injeção contínua de gás através da simulação de fluxo de fluido.

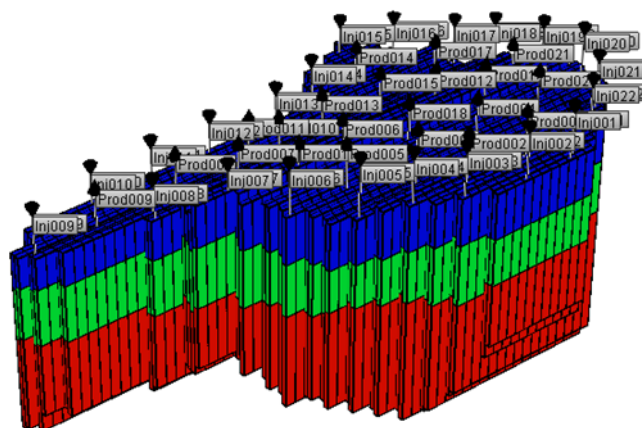


Figura 1: Modelo geométrico do reservatório construído no software IMEX.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Essa seção apresenta os resultados obtidos para cada simulação de injeção contínua de água e de gás utilizando o esquema de injeção periférica. Os poços injetores de água estão completados no *layer* 3, enquanto os produtores estão nos *layers* 1 e 2. Para a injeção de gás, os poços injetores estão completados no *layer* 1, enquanto que os produtores estão nos *layers* 2 e 3. O tempo de simulação adotado para todos os casos foi de 20 anos.

3.1 Injeção Contínua de Água

A análise do esquema de injeção contínua de água apresentou os seguintes resultados para as respectivas vazões de injeção adotadas, observados na Tabela 4. Pôde-se observar que a medida que se aumenta a vazão de injeção, há um incremento no fator de recuperação no campo. No entanto, a partir da vazão de 1.000 m³/d, pôde-se observar que esse incremento no fator de recuperação decresceu para uma mesma variação na vazão de injeção. A representação do fator de recuperação ao longo do tempo é observada na Figura 2.

Tabela 4: Fatores de recuperação finais obtidos com a variação da vazão de injeção.

Vazão de Injeção (m ³ /d)	Fator de Recuperação (%)
750	41,82
1000	47,50
1250	50,01
1500	51,52
1750	52,65

A análise da produção acumulada de óleo e de água a partir da variação da vazão de injeção de água está representada através do gráfico na Figura 3. Dentre os projetos analisados, observa-se que a partir da vazão de injeção de água de 1.750 m³/d, obteve-se uma produção de água superior à produção de óleo do campo, o que pode tornar esse projeto inviável.

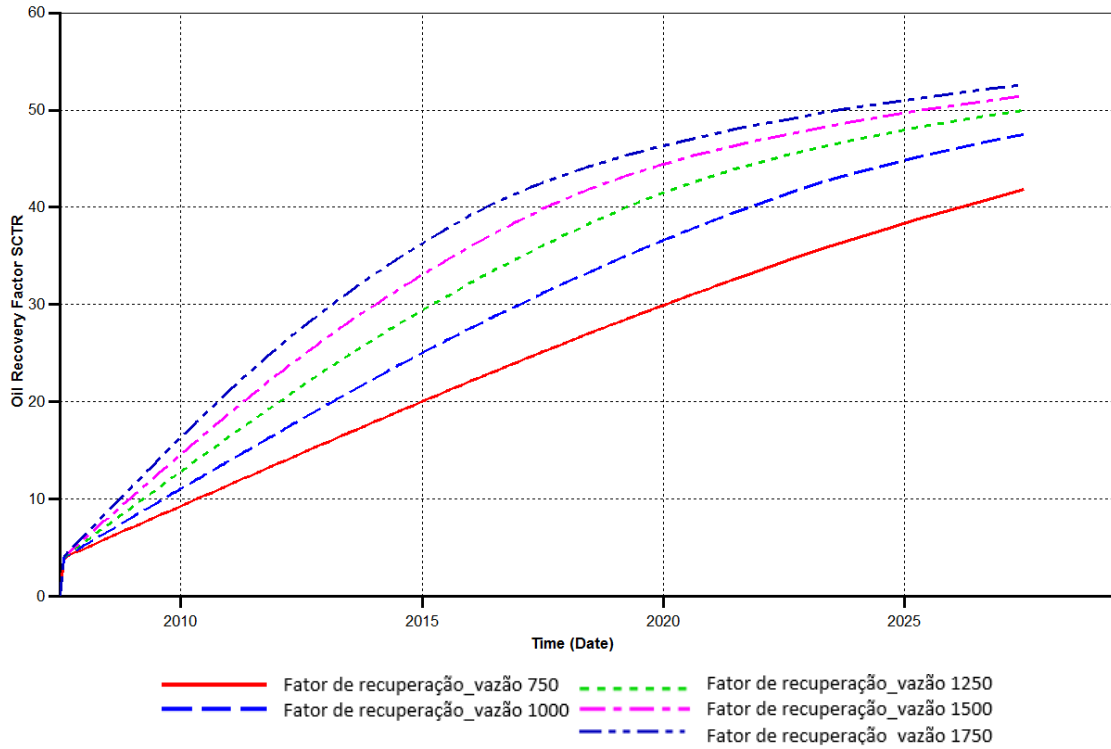


Figura 2: Fator de Recuperação (%) x tempo de simulação (anos).

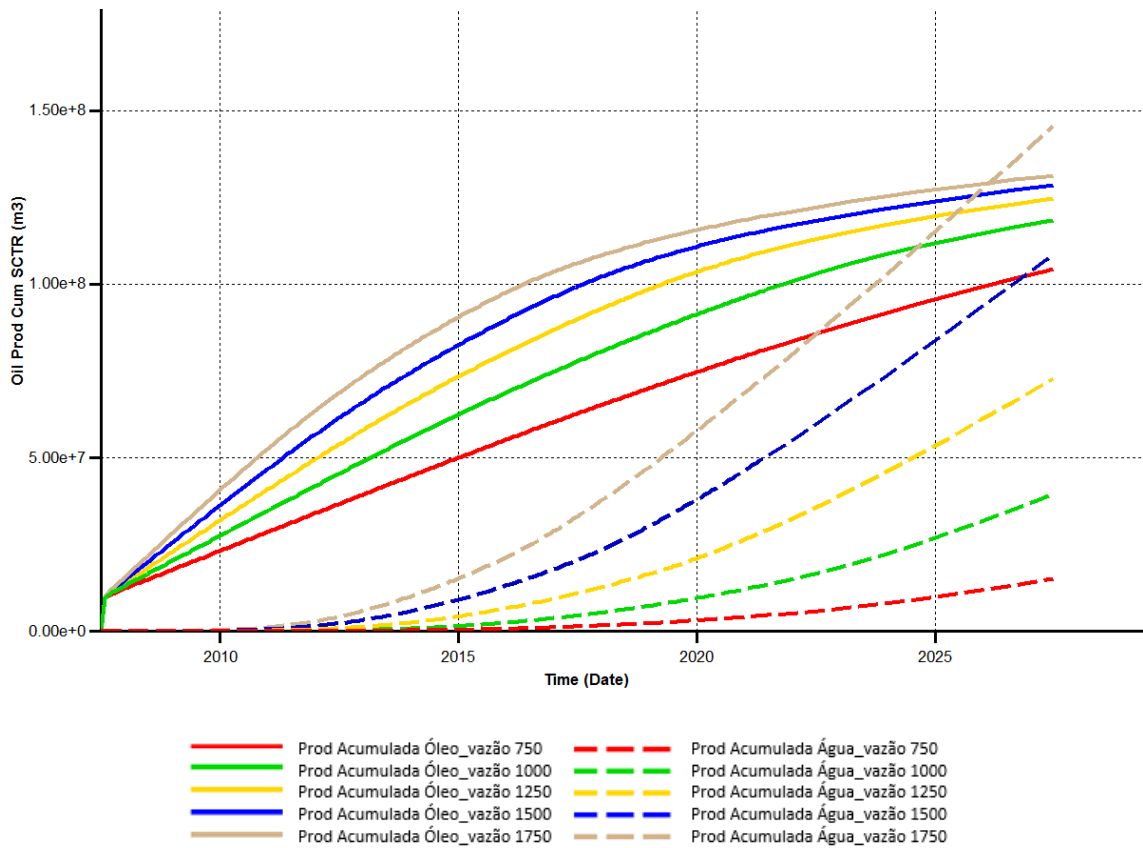


Figura 3: Produção acumulada de óleo e água (m³) x tempo de simulação (anos).

3.2 Injeção Contínua de Gás

A análise do esquema de injeção contínua de gás apresentou os seguintes resultados para as respectivas vazões de injeção, observados na Tabela 5. O gráfico dos valores do fator de recuperação para cada vazão de injeção de gás ao longo do tempo está representado no gráfico da Figura 4. Ressalta-se que a medida em que se aumenta a vazão de gás, o fator de recuperação também apresenta um crescimento.

Tabela 5: Fatores de recuperação finais obtidos com a variação da vazão de injeção.

Vazão de Injeção (m ³ /d)	Fator de Recuperação (%)
5.000	34,87
10.000	45,54
15.000	51,73
20.000	54,73
25.000	56,72

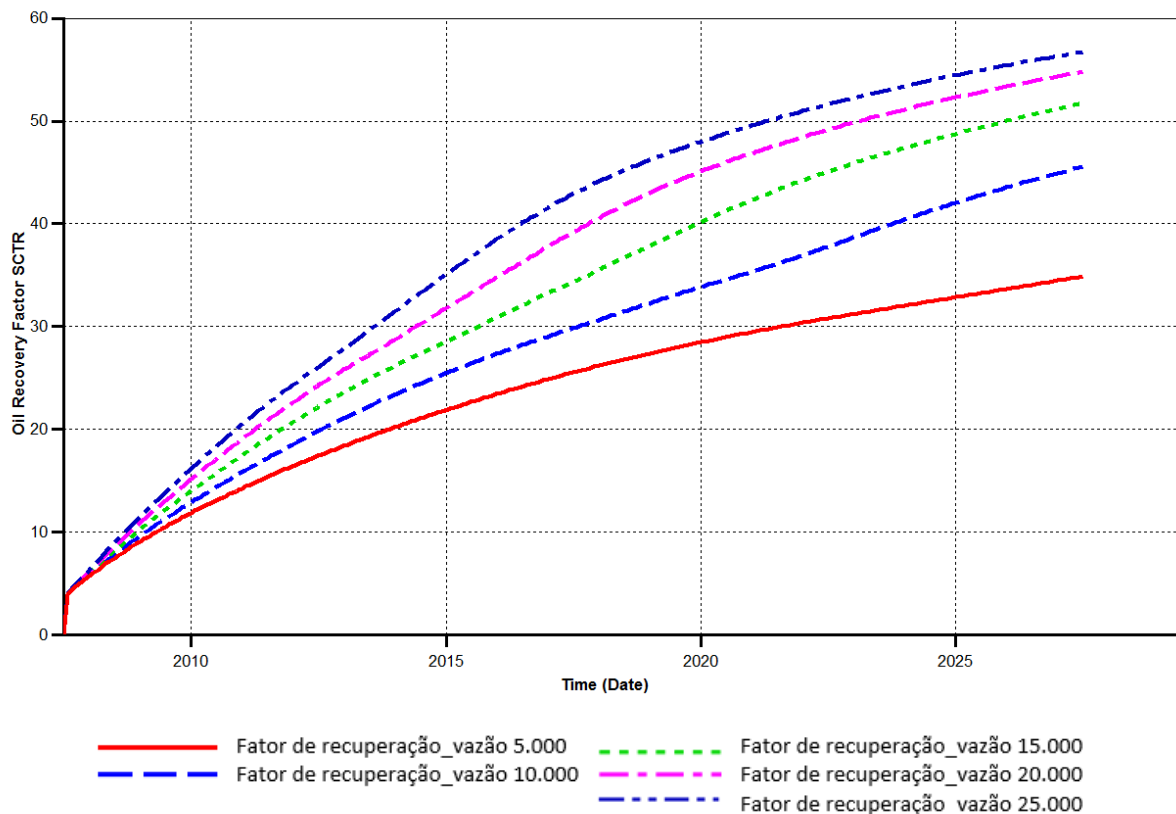


Figura 4: Fator de Recuperação (%) x tempo de simulação (anos).

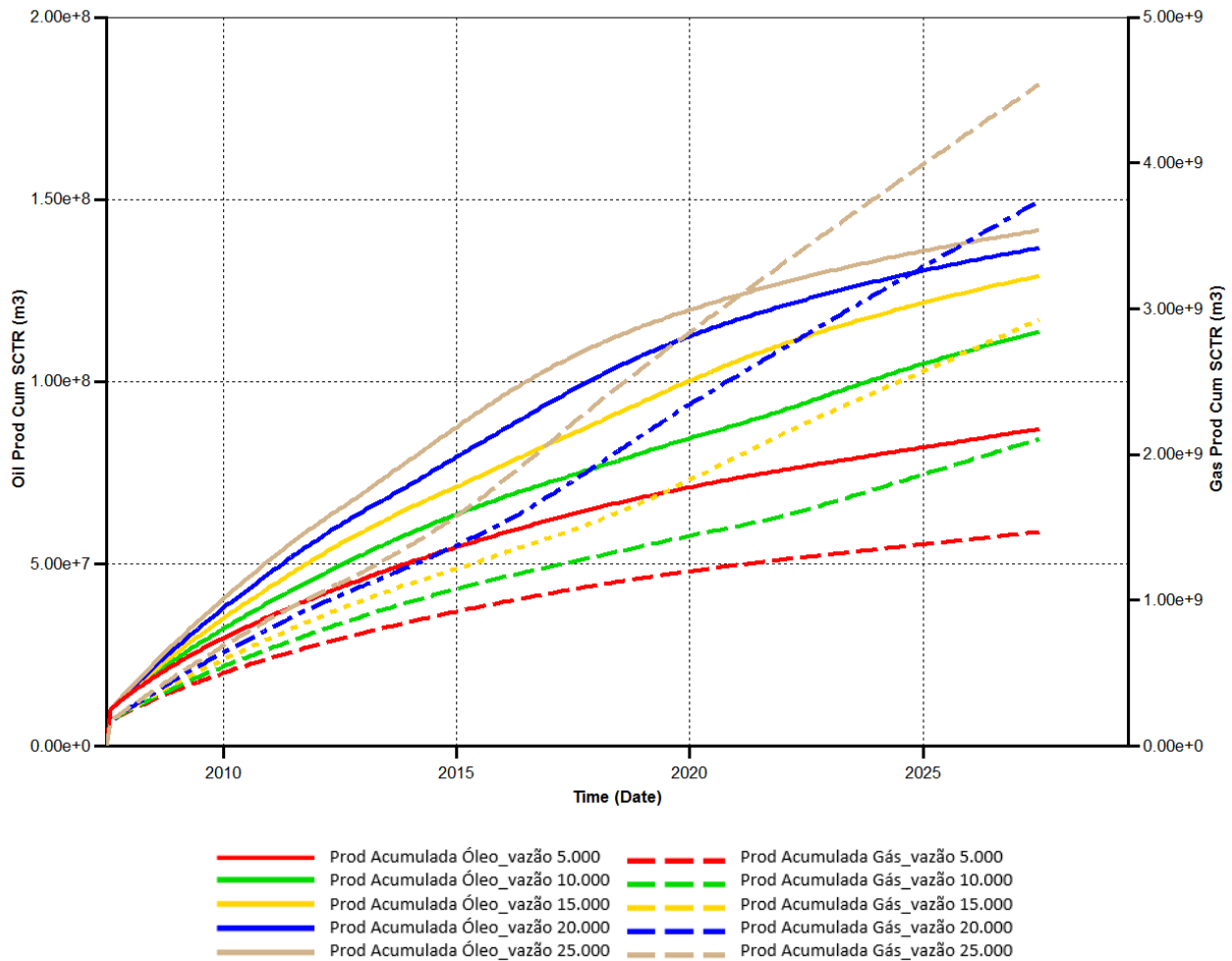


Figura 5: Produção acumulada de óleo e gás (m³) x tempo de simulação (anos).

3.3 Análise Comparativa entre Injeção Contínua de Água e Injeção Contínua de Gás

A análise dos projetos de injeção apresentou os seguintes resultados comparativos em relação a saturação de óleo remanescente em cada *layer* ao fim do tempo de simulação, observada na Figura 6. Para fins de comparação entre as duas técnicas, utilizou-se o projeto de injeção de água com a vazão de 1.500 m³/d e o projeto de injeção de gás com vazão de 15.000 m³/d, ambos com resultados intermediários dentre os valores de vazão considerados e com fatores de recuperação bastante próximos entre si. O projeto de injeção de água com vazão de 1.500 m³/d obteve um fator de recuperação equivalente a 51,52%, enquanto que o projeto de injeção de gás com vazão de 15.000 m³/d obteve um fator de 51,73%.

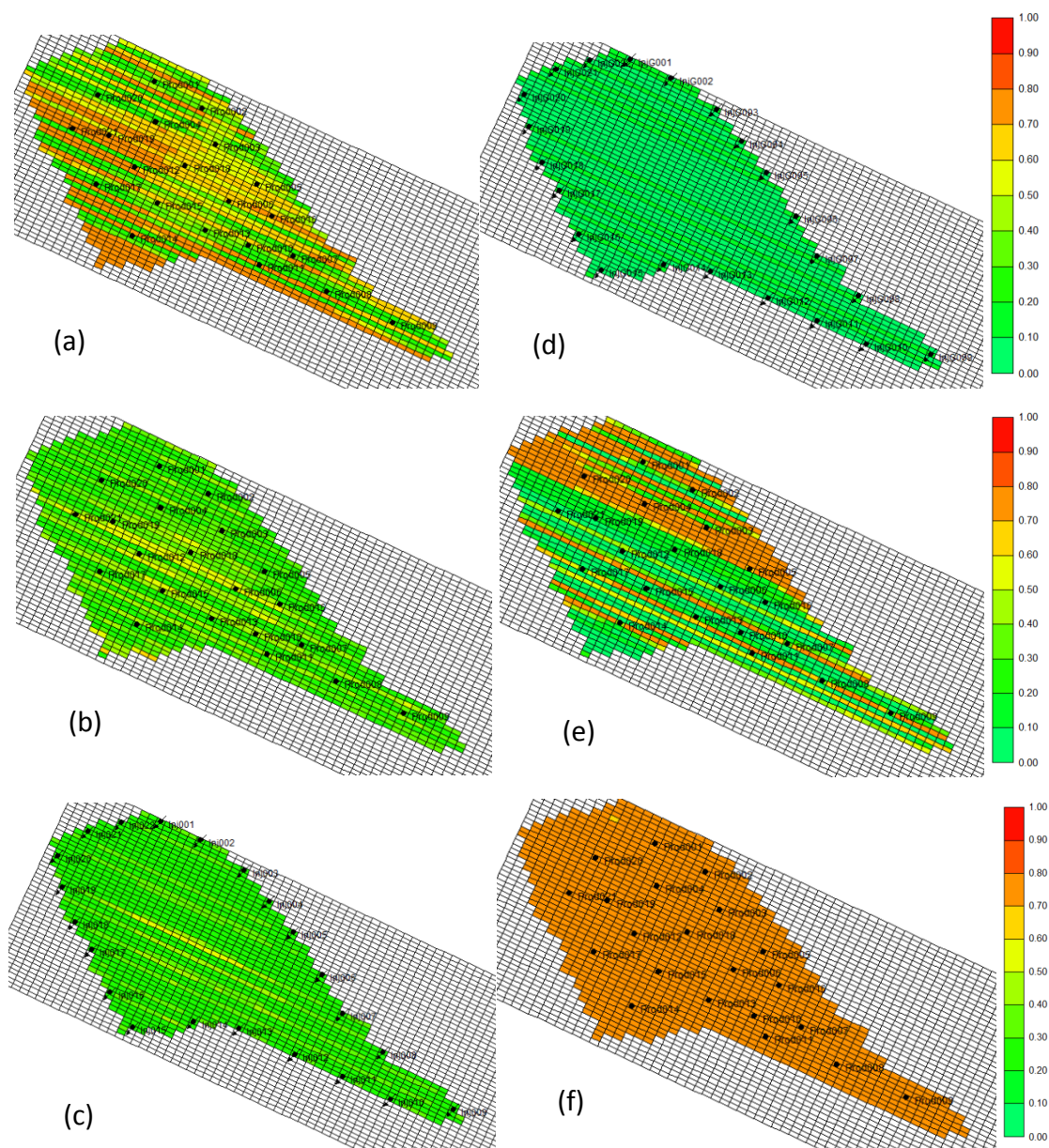


Figura 6: Saturação final de óleo para injeção de água (a) *layer 1* (b) *layer 2* (c) *layer 3*; para injeção de gás (d) *layer 1* (e) *layer 2* (f) *layer 3*.

Apesar de apresentarem fatores de recuperação próximos, a distribuição da saturação final de óleo é bastante diferente entre os dois projetos de injeção. Enquanto que no projeto de injeção de água a saturação de óleo foi praticamente nula no terceiro *layer*, no projeto de injeção de gás isso ocorreu no primeiro *layer*. A diferença de varrido entre os projetos ocorre devido as diferentes propriedades associadas a cada um dos fluidos injetados. Para a injeção de gás, percebe-se a baixa eficiência de varrido no *layer 3*, que pode estar relacionada à baixa densidade, ou, às condições do meio ou até mesmo à vazão de injeção adotada. Na Figura 7, podemos observar também as diferenças existentes entre a quantidade de óleo remanescente por unidade de área (*layer*) para cada um dos projetos.

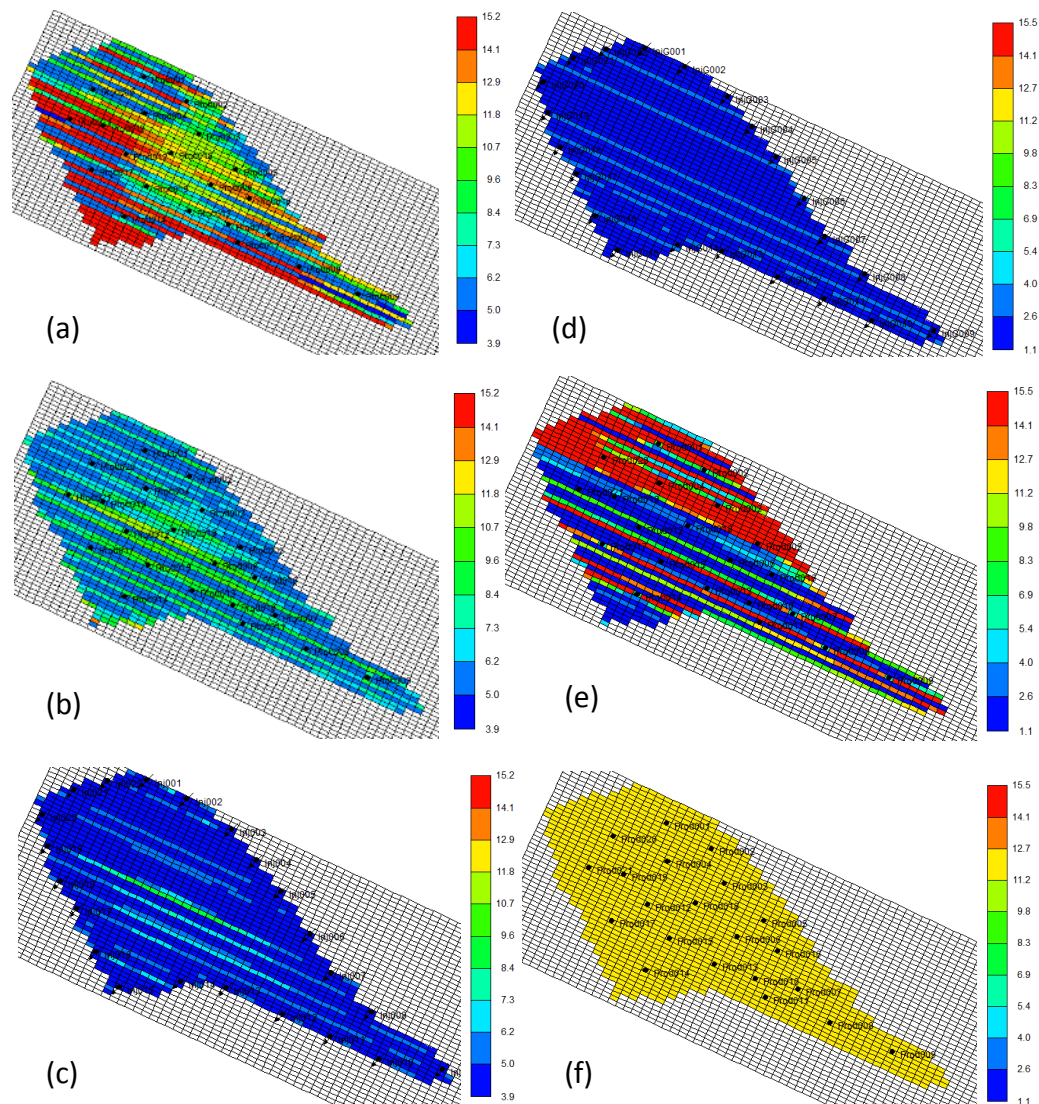


Figura 7: Quantidade de óleo por unidade de área (*layer*) para injeção de água (a) *layer 1* (b) *layer 2* (c) *layer 3*; para injeção de gás (d) *layer 1* (e) *layer 2* (f) *layer 3*.

4 CONCLUSÕES

Nesse estudo, a simulação numérica teve sua importância observada mediante os resultados apresentados. A partir dessa ferramenta, pôde-se ter um embasamento para a tomada de decisão dos parâmetros e do melhor projeto a ser adotado. Em geral, os projetos de injeção adotados para esse reservatório conduziram a bons resultados, em relação ao fator de recuperação do campo. Vale ressaltar, contudo, que os valores de fator de recuperação não podem ser os únicos parâmetros de produção avaliados. A produção excessiva de água ou de gás nos poços produtores pode ser um aspecto fundamental, que impacta diretamente na viabilidade do projeto.

No entanto, pôde-se verificar que a diferença de fluido injetado resulta numa diferença significativa de varrido do óleo e da quantidade de óleo recuperada, atingindo valores de aproximadamente 4% de diferença no fator de recuperação resultante do campo. Sendo assim,

podemos afirmar que a utilização da simulação numérica possibilita a escolha do melhor projeto de injeção, promovendo a redução de custos e o aumento da produção. Para esse reservatório de estudo, o projeto de injeção de gás mostrou-se mais eficaz, proporcionando o melhor cenário para produção e recuperação do óleo.

5 REFERÊNCIAS

- Alngshbndi, A. M. R., & Musa, T. A. (2011). *Optimization of Water Injection. Case study: Unity Oil Field- Sudan*. Thesis. Sudan: Sudan University of Science and Technology.
- Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook*. Elsevier.
- Edris, F. M. (2008). *Optimization of Production Schedule Using Reservoir Simulation Model in Main Unity Oilfield, Sudan*. Beijing: China University of Petroleum.
- Ibrahim, A. S. M. (2003). *Sedimentology and Reservoir Geology of the Middle-Upper Cretaceous Strata in Unity and Heglig Fields in SE Muglad Rift Basin*. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg.
- Marsili, M. D. (2008) *Otimização de Projetos de Recuperação Suplementar para Campos de Alto Grau de Exploração Expo*. Rio de Janeiro: in: Rio Oil & Gas.
- Mezzomo, C. C. (2001). *Otimização de Estratégias de Recuperação para Campos de Petróleo*. Mestrado. Campinas: Universidade Estadual de Campinas.
- Mohamed, A. E., & Mohamed, A. S. (2008). *Stratigraphy and Tectonic Evolution of the oil producing horizons of Muglad Basin, Sudan*. Sudan: Sudan University of Science and Technology.
- Musa, T. A., Ibrahim, A. A. E., ZhenLiang, G., & Qi, F. (2005). *Optimization of Field Development Scheduling, East Unity Oil Field, Sudan*. China: China University of Geosciences.
- Ortigão, J.A.R. (2007). *Introdução à Mecânica dos Solos dos Estados Críticos*. Rio de Janeiro: Terratek.
- Rosa, J. A., Carvalho, R. S., & Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.
- Thomas, J. E. (2004). *Fundamentos da Engenharia do Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência.
- Xiaoguang, T.; & Buqing, S. (2006). *Changing Exploration Focus Paved Way for Success*. China: GEO ExPro.