UM ESTUDO DE PROPAGAÇÃO DE INCERTEZAS DE VARIÁVEIS PETROFÍSICAS EM UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

Rafael Fernandes Vieira Correia Santos
Universidade Federal de Pernambuco
Avenida Prof. Moraes Rego, 1235 – Cidade Universitária – CEP: 50670-901 - Recife/PE
rafaelfvs@hotmail.com

André Marques Cavalcanti
Universidade Federal de Pernambuco
Avenida Prof. Moraes Rego, 1235 – Cidade Universitária – CEP: 50670-901 - Recife/PE
andremarques2008@gmail.com

Auristela Maria da Silva
Universidade Federal de Pernambuco
Avenida Prof. Moraes Rego, 1235 – Cidade Universitária – CEP: 50670-901 - Recife/PE
auristela.msilva@gmail.com

Ademir Gomes Ferraz
Universidade Federal Rural de Pernambuco
Rua Dom Manoel de Medeiros, s/n, Dois Irmãos - CEP: 52171-900 - Recife/PE
ademir.ferraz@gmail.com

Suely de Carvalho Roma
Universidade Federal de Pernambuco
Avenida Prof. Moraes Rego, 1235 – Cidade Universitária – CEP: 50670-901 - Recife/PE
suely.roma@yahoo.com.br

RESUMO

Este trabalho buscou esclarecer questionamentos no que diz respeito à viabilidade de projetos de recuperação de óleo, e para tal avaliou-se a propagação das incertezas de algumas variáveis petrofísicas e econômicas investigando as relações entre as incertezas de variáveis geológicas do reservatório de petróleo, além de incertezas econômicas e financeiras.

PALAVARAS CHAVE. Funções utilidades. Risco. Valor presente líquido. Reservatório de petróleo.

ABSTRACT

This study aimed to clarify questions regarding the feasibility of oil recovery projects, and for that evaluated the spread of uncertainty of some petrophysical and economic variables investigating the relationship between the uncertainties of geological variables of the oil reservoir, and economic and financial uncertainties.

KEYWORDS. Utilities functions. Risk. Net present value. Oil reservoir.

1. Introdução

O atual foco do mercado de exploração de petróleo e gás está centrado no aumento da competitividade internacional, tornando indispensável uma análise mais aprofundada das metodologias, exploração e avaliação de risco [Bedford *et al*. 2007]. No caso da avaliação de risco, buscam-se fatores que sirvam de suporte para a tomada de decisão das empresas ou investidores do ramo de petróleo [Ligero *et al*. 2008]. A exploração, produção e previsão de produção de um reservatório de petróleo são consideradas atividades de alto risco tanto do ponto de vista técnico quanto financeiro, isso devido às inúmeras incertezas presente nesses processos. Existem diversas maneiras para realizar simulações com a pretensão de análise de risco, e uma delas é conhecida como Simulação de Monte Carlo [Filho 2006].

Um dos maiores desafios da engenharia de reservatórios é a incorporação de reservas de petróleo e gás natural, seja através do desenvolvimento de novas jazidas ou do aumento do fator de recuperação de campos já em produção. Devendo-se considerar os riscos e incertezas associadas às questões de natureza financeira, ambiental, política, tecnológica, regulatória e operacional [Costa 2003].

Na modelagem e simulação de reservatórios, as incertezas e riscos podem advir de uma informação incompleta ou de discordâncias entre diferentes fontes da informação. Isso se deve, na maioria das vezes, à falta de viabilidade técnica ou financeira na obtenção dessas informações. Mesmo diante de dados e informações completas, os riscos e incertezas ainda podem estar presentes devido a simplificações ou aproximações feitas nos modelos de simulação para torna-los mais tratáveis matematicamente [Júnior 2012].

Considerando os parâmetros de um reservatório, tomando-se as variáveis permeabilidades e porosidades em relação aos impactos na avaliação do risco, discute-se a proposição de um modelo do ponto de vista econômico e financeiro nas produções acumuladas (óleo, água e gás), representados por meio de métodos de engenharia econômica e análise de risco financeiro, como: valor presente líquido (VPL), curvas de risco, valor monetário esperado (VME), funções utilidades e equivalentes certos [Park *et al*. 2009].

Este estudo busca contribuir com a utilização de modelos de avaliação de incertezas em variáveis de reservatório de petróleo, para uma maior compreensão dos efeitos dessas nas estimativas dos riscos econômicos e financeiros em um projeto de recuperação suplementar de petróleo [Schiozer *et al*. 2004a]. Para isso, é proposta uma metodologia de integração entre modelagem e simulação estocástica de reservatório de petróleo com engenharia econômica e ferramentas de decisão. Avalia-se um modelo de análise dos impactos da consideração de riscos em variáveis petrofísicas de um reservatório de petróleo sobre a produção de óleo, e consequentes efeitos econômicos produzidos no processo de decisão.

2. Referencial Teórico

2.1. Modelagem e Simulação de Reservatórios de Petróleo

Os meios porosos naturais, tais como os reservatórios de petróleo, apresentam grande variabilidade nas suas propriedades físicas e hidrodinâmicas, associando-se a escassez de informações da heterogeneidade deste meio, torna a caracterização, modelagem e simulação uma tarefa complexa com elevado grau de incerteza [Larue e Hovadik 2008], [Filho 2006], [Costa 2003], [Margueron 2003]. A caracterização dessas incertezas é importante, uma vez que se torna possível analisar os riscos, buscando-se obter uma melhor previsão e controle do processo de recuperação de óleo. Nesse sentido simulações estocásticas são adequadas para previsões em reservatórios de petróleo [Huysmans e Dassargues 2005].

A simulação de reservatórios pode ser utilizada com diversas finalidades tais como: estimar a produção de poços e do tempo de concessão do campo, quantificar o impacto das incertezas dos principais atributos do modelo de simulação, avaliar os efeitos nas modificações das condições de operação do reservatório, comparar a viabilidade econômica de diferentes métodos de recuperação, dentre outras [Júnior 2012], [Seixas 2010], [Costa 2005], [Daher 2003],

[Netto 2003], [Prata 2001]. Considerando os dois principais modelos mais utilizados na simulação de reservatórios de petróleo: modelo *Black Oil* e modelo composicional, a diferença entre ambos é que este último considera a composição detalhada dos fluidos, enquanto que o modelo *Black Oil* considera apenas os dados *Pressão-Volume-Temperatura* (PVT), que incluem informações do fator volume de formação, razão gás/óleo, viscosidade, densidades, dentre outras [Rosa *et al.* 2006]. Nesse trabalho, em todas as simulações de fluxo para os modelos de reservatórios foi utilizado o *software* comercial IMEX *Implicit Explicit Black Oil Simulator* (IMEX) para simular o modelo *Black-Oil*.

As propriedades das rochas e dos fluidos são essenciais para o desenvolvimento das equações básicas para o modelo *Black-Oil* [Rosa *et al.,* 2006]. A formulação clássica deste modelo considera o fluxo isotérmico de três componentes em fases distintas: óleo, água e gás. A água e o óleo são imiscíveis, no entanto, componentes gasosos podem estar dissolvidos na fase óleo. Este modelo é utilizado com frequência, por exemplo, nos processos de recuperação suplementar de injeção de água, através de três equações: as equações de conservação da massa, a equação de Darcy e as equações de estado que simulam o comportamento físico.

As Equações 1, 2, e 3 referem-se à conservação de massa para cada fase óleo, água e gás [Chen *et al*., 2005], [Ertekin *et al.* 2001], respectivamente.

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varphi \rho_o S_o}{B_o}\right) + \nabla\left(\frac{\rho_o k k_{ro}}{\mu_o B_o}\left(\nabla P_0 - \rho_0 g \nabla H\right)\right) - q_0 = 0, \quad [1]$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varphi \rho_w S_w}{B_w}\right) + \nabla\left(\frac{\rho_w k k_{rw}}{\mu_w B_w}\left(\nabla P_w - \rho_w g \nabla H\right)\right) - q_w = 0, \quad [2]$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varphi \rho_g S_g}{B_g} + \frac{R_{so}\rho_g S_o}{B_o}\right) + \nabla\left(\frac{\rho_g k k_{rg}}{\mu_g B_g}\left(\nabla P_g - \rho_g g \nabla H\right)\right) + \nabla\left(\frac{R_{so}\rho_o k k_{ro}}{\mu_o B_o}\left(\nabla P_0 - \rho_0 g \nabla H\right)\right) - q_g = 0, \quad [3]$$

onde: ∇ é o operador divergente;

$\frac{\partial}{\partial t}$ é a derivada parcial em relação ao tempo;

k é a permeabilidade absoluta do meio, k_{ro}, k_{rw} e k_{rg} são as permeabilidades relativas para cada fase.

Os fatores volume de formação para cada fase óleo, água e gás, respectivamente, são B_o, B_w e B_g. Os parâmetros: μ_{rw} , μ_{ro} e μ_{rg} são as viscosidades das fases óleo, água e gás, respectivamente. As saturações das fases óleo, água e gás são dadas, respectivamente, por: S_o, S_w e S_g. As pressões das fases óleo, água e gás, respectivamente, são: P_o P_w, e P_g. Além disso, φ é a porosidade, g é a força gravitacional, H é a carga hidráulica e R_{so} é a razão solubilidade do óleo. Por fim, q_o, q_w e q_g são as funções correspondentes aos termos fonte-sumidouro dos fluidos, calculados em função das condições de superfície.

A equação de Darcy [1856] apresentada em Rosa *et al* [2006] possui grande importância no estudo de transporte de fluidos em meios porosos, que na maioria das vezes, é o maior interesse nas modelagens e simulações. Dois parâmetros bastante influentes nessa equação são: a permeabilidade e a porosidade. As equações descritas acima, foram escritas considerando o fluxo de fluidos dado pela Lei de Darcy generalizada. Vale ressaltar que existem outras equações devido ao efeito de capilaridade, compressibilidade, fator volume de formação, densidade, mobilidade, porosidade, permeabilidade, dentre outras. Para mais detalhes as seguintes referências podem ser consultadas [Rosa *et al.* 2006], [Thomas 2004]

2.2. Riscos e Incertezas em Reservatórios de Petróleo

O tema análise de risco e incerteza, atualmente vem ganhando destaque em vários campos de estudo, por conseguinte, muitos trabalhos estão sendo desenvolvidos e aprimorados quando se pretende estudar reservatórios de petróleo [Schiozer *et al.* 2004a], [Schiozer *et al.*

2008]. Em um processo de decisão existem diversos riscos associados, dessa forma em uma situação de risco em projetos de exploração e produção de petróleo, o tomador de decisão tem a liberdade entre escolher investir ou não no projeto. Nesse processo de escolha as incertezas são características intrínsecas do sistema, sendo muito difícil a total exclusão das mesmas. Isso torna o processo de decisão de investimento arriscado, uma vez que as incertezas são as fontes causadoras dos riscos [Park *et al.* 2009], [Ligero *et al.* 2008], [Schiozer *et al.* 2004b].

Devido à dificuldade de englobar muitos dos tipos de incertezas e todas as variáveis que apresentam risco no modelo de simulação, normalmente são determinadas as variáveis críticas que influenciam significativamente nos resultados. Essas variáveis podem ser encontradas a partir de um estudo de sensibilidade das variáveis em questão [Silva 2001], [Costa 2003]. As variáveis que influenciam significativamente nas simulações de reservatórios de petróleo são: a permeabilidade e a porosidade [Oliveira 2009], [Keehm *et al.* 2006], [Ghassemzadeh e Sahimi 2004]. O conhecimento da permeabilidade é necessário para estimar a quantidade de óleo ou gás presente no reservatório, a quantidade que pode ser recuperada, a taxa de fluxo de petróleo ou gás, a previsão da produção futura e o projeto de instalação de produção [Olatunjia *et al.* 2010]. Para obtenção de previsões a respeito do transporte hidrodinâmico do meio poroso do reservatório, utiliza-se o método de Monte Carlo.

2.3. Conjuntos *Fuzzy*

A teoria dos conjuntos *Fuzzy* foi estruturada em 1965 pelo Dr. Lotfi Zadeh da Universidade da Califórnia para tratar e representar imprecisão. Essa teoria torna-se importante na medida em que muito do mundo em que vivemos não é constituído por fatos absolutamente verdadeiros ou falsos, permitindo representar graus de verdade intermediários entre aqueles da lógica clássica ou bivalente [Braña 2008], [Caneppele 2007]. A lógica *fuzzy* permite combinar as imprecisões associadas às medidas dos eventos naturais realizadas pelo homem com o poder computacional das máquinas para interpretar sistemas complexos de uma forma rápida, robusta e flexível. Por exemplo, na engenharia de reservatórios, o valor do parâmetro permeabilidade é tratado de forma numérica para construção de um modelo numérico de um reservatório. Neste caso é necessário modificar o conceito binário da lógica aristotélica para o conceito *fuzzy* ou lógica nebulosa. A variável permeabilidade pode ser associada a conjuntos *fuzzy* com as seguintes qualidades: baixo, médio e alto.

Portanto, é necessário o fornecimento do conjunto de regras a partir do qual se tem uma relação entre as informações de entrada e as informações de saída. Essa dedução lógica utilizando-se um conjunto de regras *fuzzy* é chamada de inferência *fuzzy*. Existem vários tipos de estrutura para descrever inferências *fuzzy*, como os métodos Sugeno [1985] e o Mamdani [1974]. Quando existe um elevado grau de complexidade para solucionar problemas de forma quantitativa, o método *fuzzy* tem se mostrado uma alternativa bastante eficaz, uma vez que o mesmo utiliza as relações de inferência que são baseadas em conhecimentos de especialistas.

2.4. Engenharia Econômica

Em todo e qualquer projeto de investimento são levados em conta, pelo menos três critérios: técnicos, financeiros e econômicos. Os critérios técnicos estão relacionados, basicamente, à disponibilidade de equipamentos e tecnologias na execução dos projetos; os critérios financeiros estão relacionados à disponibilidade de recursos; e os critérios econômicos relacionam-se com a rentabilidade do investimento. Como o custo do dinheiro é um fator a ser considerado na tomada de decisão, busca-se completar a análise com os índices que estão relacionados com este fator. Nesse caso são utilizados métodos tradicionais de alocação de capital, tais como a análise do valor presente líquido (VPL) e o valor monetário esperado (VME) [Park *et al.* 2009], [Ligero *et al,* 2008]. O VPL é a soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para o instante presente ($t=0$), a uma taxa de juros (d). Na área de reservatório de petróleo existem diversos trabalhos que utilizam este indicador de investimento [Seixas 2010], [Castiñeira 2008].

A equação 4 representa o VPL do fluxo de caixa da operação de um reservatório:

$$VPL(x_{p,\tau}) = \sum_{\tau=0}^{T} \left[\frac{1}{(1+d)^{\tau}}\right] F_{\tau}(x_{p,\tau}), \quad [4]$$

onde:
d é a taxa de desconto aplicada ao capital;
T é o tempo final ou tempo de concessão do projeto;
F_{τ} é o fluxo de caixa da operação no tempo τ.

Uma ferramenta bastante utilizada para análise econômica considerando incertezas é o valor monetário esperado. Essa função representa a média ponderada do Valor Presente Líquido (VPL) de cada um dos resultados possíveis dentro de uma alternativa de decisão, em outras palavras, é o produto do VPL pela sua probabilidade de ocorrência. Existem muitos trabalhos que utilizam tal função nas análises econômica para a indústria de petróleo [Park *et al.* 2009], [Ligero *et al.* 2008], [Schiozer *et al.* 2004a].

2.5. Teoria da Utilidade e Equivalente Certo

O grande marco na Teoria da Utilidade foi a publicação de "*Theory of games and economic behaviour*", por John Von Neumann e Oskar Morgenstern em 1944, quando houve a associação da Teoria da Utilidade com a Teoria da Decisão e a Teoria dos Jogos [Nepomuceno 1997]. Portanto, uma forma conveniente de expressar a preferência em relação ao risco é por meio das funções utilidade. A função utilidade é construída atribuindo-se um valor numérico maior (peso) para o melhor resultado possível, e um valor numérico menor para o evento menos preferível, ou seja, realizar uma ponderação.

Existem basicamente três tipos de comportamento de um decisor frente ao risco que são: avesso, indiferente e propenso. A Utilidade esperada do projeto é dada por:

$$E(U) = p_1 U(VPL_1) + p_2 U(VPL_2) \quad [5]$$
$$E(U) = -p_1 e^{-cVPL_i} - p_2 e^{-cVPL_2}$$

Em que:
c = coeficiente de aversão ao risco
VPL_1 = Valor presente líquido no caso de sucesso
VPL_2 = Valor presente líquido no caso de fracasso
p_1 = Probabilidade de sucesso

O Equivalente Certo surge da comparação entre uma opção de investimento incerto e arriscado, com possibilidade de perdas, e outra sem incerteza ou risco. Então ele é o valor certo oferecido para o qual existe indiferença entre recebê-lo ou participar de um determinado jogo ou investimento [Margueron 2003]. Em outras palavras o equivalente certo (EqC) de um projeto de risco é o valor que o decisor está disposto a receber para desistir do projeto, ou de uma opção de risco (um jogo, por exemplo). Os decisores podem apresentar os seguintes comportamentos: Indiferente ao Risco: EqC = VME; Propenso ao Risco: EqC > VME; Avesso ao Risco: EqC < VME.

Dessa forma, para quem é avesso ao risco, o equivalente certo é menor do que o valor esperado. Por definição, a utilidade do equivalente certo é igual à utilidade esperada do jogo, equação 6:

$$U(EqC) = E(u). \quad [6]$$

Para uma função utilidade do tipo $U[x] = -e^{-cx}$, o equivalente certo assumirá a forma expressa na Equação [7].

$$_{i=1}^{n}EqC = -\frac{1}{c}\ln\left(\sum p_i e^{-cVPL_i}\right). \quad [7]$$

Onde:
EqC = Equivalente certo do projeto.
VPL_i= Valor presente líquido do evento i.
p_i= Probabilidade de ocorrência do evento i.

Dessa forma o VME do projeto que possuir o maior equivalente certo será o mais viável. Assim uma das maneiras de se encontrar a probabilidade de sucesso e fracasso que são utilizadas para obter o VME e o EqC pode ser dadas a partir de conjuntos *fuzzy*.

3. Modelo Aplicado e Resultados

As incertezas dos parâmetros petrofísicos foram consideradas a partir de simulações estocásticas onde as propriedades permeabilidades e porosidades foram consideradas incertas, atribuindo-se a elas campos com distribuição aleatória de valores. Em cada um dos tópicos a seguir serão apresentados os principais resultados das simulações realizadas.

3.1. Simulações Estocásticas

No modelo de reservatório deste trabalho são consideradas as incertezas nas duas permeabilidades horizontais das duas camadas mais profundas e os valores das permeabilidades horizontais de todas as células. No entanto, os valores de permeabilidades são sorteados, aleatoriamente, de modo a obter uma função distribuição de probabilidade log-normal, com média e desvio padrão dados. Os campos de porosidades correspondentes aos de permeabilidades são obtidos a partir da relação de Kozeny-Carman [Kokezy 1927]. Na natureza é observada uma relação forte entre a porosidade e a permeabilidade. Considerar uma relação para essas variáveis faz com que o modelo fique mais próximo da realidade.

Ressalta-se que foram obtidos campos de permeabilidades e porosidades sem correlação espacial, ou seja, os valores de cada propriedade da célula (bloco) de uma das camadas foram obtidos de maneira aleatória. Todos os campos foram obtidos considerando um coeficiente de variação (CV=60%), para as permeabilidades horizontais do caso base do reservatório. Esse alto valor do CV foi escolhido propositalmente, a fim de "englobar" incertezas de outras categorias nas permeabilidades e porosidades. Os valores de permeabilidades na direção vertical k em todas as camadas foram dez vezes menores que nas direções i e j, e o período de simulação do reservatório foi igual ao período de concessão de 30 anos, isso para todas as simulações.

Foram simulados 1.000 campos de permeabilidade e porosidades para cada uma das três camadas do reservatório utilizando o programa Imex v2015. Toda a simulação durou aproximadamente 60 minutos em um *workstation* de 8 núcleos de processamento (3.0 GHz cada) com 24 Giga de memória RAM. Na execução desse processo foi necessária a manipulação e simulação de mais de 10.000 arquivos de dados, que possivelmente para um modelo de reservatório de petróleo mais discretizado se tornaria uma tarefa impraticável, com o recurso computacional disponível. Para fazer as simulações foi necessário o desenvolvimento de uma estrutura de armazenamento e gerenciamento de banco de dados, uma vez que cada uma dessas simulações forneciam diversas informações em estruturas de dados distintos. Todo o controle dos dados e simulações do reservatório foi feito em ambiente *Linux* com diversos *scripts* do *Shell* e *Matlab*.

A Tabela 1 mostra as estatísticas das médias das permeabilidades e porosidades das 1.000 realizações utilizadas para este estudo. A Figura 1 mostra as produções acumuladas de óleo, água e gás obtidas das 1.000 simulações estocásticas (Monte Carlo) de campos de permeabilidades e porosidades (curvas em azul), comparadas com a simulação determinística do caso base (curvas e vermelho). Vale lembrar que no caso base a simulação foi realizada com campos de permeabilidades homogêneas nas camadas, ou seja, todos os valores de permeabilidades eram iguais a um determinado valor em cada camada, e os campos de porosidade ou, melhor dizendo, os valores em todas as camadas constantes igual a 0,3.

Na Figura 1, observa-se uma grande diferença nas produções acumuladas entre o caso determinístico (base) e as simulações de Monte Carlo. Isso se deve pelo fato de que, nas simulações de Monte Carlo os valores maiores de permeabilidades coincidem com aqueles de maior porosidade e vice-versa, promovendo assim um fluxo mais consistente com a realidade. Os histogramas das 1.000 simulações de Monte Carlo com as produções acumuladas de óleo [Np], água [Wp] e gás [Gp] são mostrados na Figura 2.

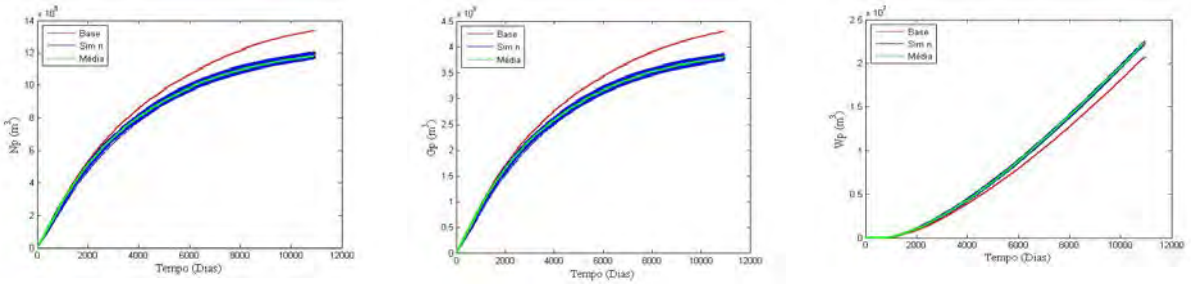
Tabela 1: Estatísticas das médias das médias de 1.000 campos de permeabilidades e porosidades correlacionadas.

Camada	Média das Permeabilidades [mD]	Desv. Pad.	Média das Porosidades	Desv. Pad.
1ªCamada	204,79	0,459	0,2728	$2{,}43 \times 10^{-4}$
2ªCamada	51,21	0,087	0,1863	$1{,}318 \times 10^{-4}$
3ªCamada	512,03	0,358	0,3441	$2{,}344 \times 10^{-4}$

Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 2 mostra uma diferença de aproximadamente 8 % entre a simulação determinística e estocástica para a produção acumulada de óleo, 4% para produção acumulada de água, e 8% para produção acumulada de gás. Esta diferença corresponde, aproximadamente, a superestimar 6,3 milhões de barris de petróleo, subestimar 5,3 milhões de barris de água, e superestimar 32 milhões de metros cúbicos de gás, nas simulações determinísticas. Dessa forma observa-se uma grande variação nas produções acumuladas, no período de 30 anos, quando consideradas, nas simulações estocásticas, uma relação entre permeabilidades e porosidades. A Tabela 2 mostra os valores das estatísticas da Figura 2, e valores da simulação do caso determinístico.

Figura 1. Curvas de produção acumulada de óleo, água e gás do caso base com a média das 1000 realizações de campos.



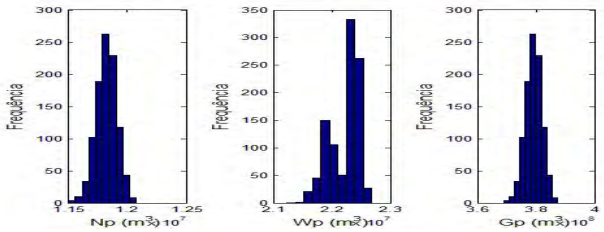
Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 2. Estatísticas das produções acumuladas.

Simulação	Np [m^3]	Desv. Padrão Np	Wp [m^3]	Desv. Padrão Wp	Gp [m^3]	Desv. Padrão Gp
Determinística	$1{,}282 \times 10^7$	-	$2{,}137 \times 10^7$	-	$4{,}111 \times 10^8$	-
Estocástica	$1{,}183 \times 10^7$	$8{,}682 \times 10^4$	$2{,}222 \times 10^7$	$2{,}501 \times 10^5$	$3{,}792 \times 10^8$	$2{,}784 \times 10^6$

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 2. Histograma das produções acumuladas das simulações.



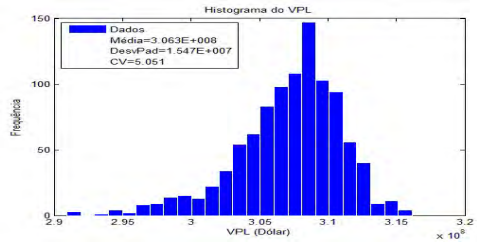
Fonte: Elaborado pelo autor

3.2. Análises de Engenharia Econômica

A Figura 3 mostra o histograma do VPL para as 1.000 realizações de campos de permeabilidades e porosidades. Pode-se notar um comportamento seguindo, aproximadamente, uma distribuição de probabilidade normal dos dados.

Após a obtenção das 1.000 simulações de Monte Carlo do reservatório, foi possível encontrar uma média para todas as produções acumuladas de óleo, água, gás e injeção de água. Com isso, foi possível realizar outro conjunto de simulações de Monte Carlo, considerando agora, variabilidades nas produções acumuladas e também na taxa mínima de atratividade. As variabilidades nas produções acumuladas foram mantidas com um CV=1%, que foi o valor aproximadamente observado para as produções acumuladas das simulações de Monte Carlo, onde se considerou variações nas propriedades petrofísicas.

Figura 3. Histograma do VPL das simulações



Fonte: Elaborado pelo autor

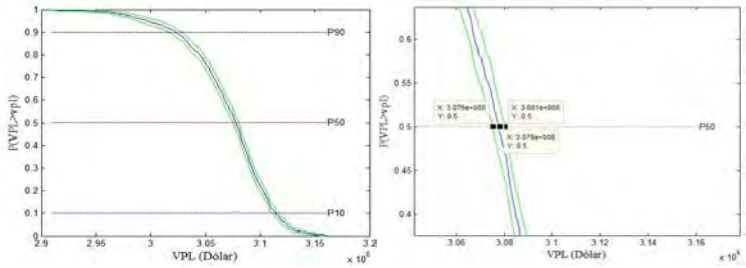
A Figura 4 mostra a curva de risco do VPL para as simulações consideradas e a Tabela 3 mostra a média e o desvio padrão deste histograma, bem como o intervalo de confiança para o percentil P50 da curva de risco. A partir da Tabela 3, observa-se uma diferença de 10% entre o VPL determinístico com o VPL estocástico. Essa diferença é considerada significativa uma vez que o volume financeiro do empreendimento é muito grande.

Tabela 3. Intervalos de confiança para o VPL.

Simulação	***EVPL [Dólar]***	***Desv. Padrão***	***Curva de risco P50 [95% de confiança]***
Determinística	$3{,}388 \times 10^8$	-	-
Estocástica	$3{,}079 \times 10^8$	$1{,}547 \times 10^7$	$[3{,}078 \times 10^8; 3{,}081 \times 10^8]$

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4. Curva de risco para o VPL.

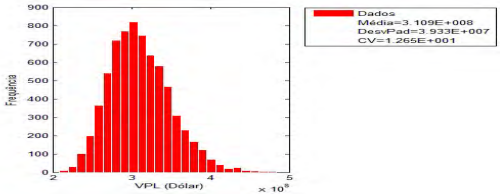


Fonte: Elaborado pelo autor

As Figuras 5, 6 e 7 mostram histogramas do VPL após a consideração de variabilidade na Taxa Mínima de Atratividade (TMA) com CV=30%, CV=60% e CV=90%, respectivamente. Para essas simulações foi possível obter um número muito maior de amostras de Monte Carlo, 7.000 amostras, uma vez que não é mais necessária a simulação do reservatório, pois essa já foi considerada para obtenção das médias e desvios padrões das produções acumuladas. Observa-se que à medida que o valor do coeficiente de variação aumenta, isso para a taxa mínima de atratividade, o histograma vai perdendo a característica de distribuição normal e apresentando características de distribuição exponencial ou de Poisson. O coeficiente de variação para o VPL para o caso considerando com TMA [CV=30%] foi de [CV_{vpl}=12%], que é bem maior comparado com o caso sem considerar variabilidade da TMA onde se tem VPL com CV=5%, comparar com

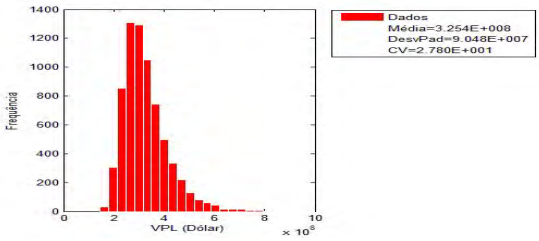
a Figura 3. Isso mostra que a consideração de variabilidade de natureza econômica (TMA) influencia fortemente na volatilidade do VPL, ou seja, a TMA é variável bastante sensível para a função VPL.

Figura 5: Histograma da consideração de TMA com CV=30%.



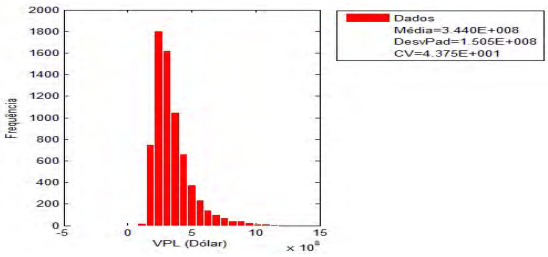
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 6: Histograma da consideração de TMA com CV=60%.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 7. Histograma da consideração de TMA com CV=90%.



Fonte: Elaborado pelo autor

3.3 Conjuntos *Fuzzy* e o Equivalente Certo

Busca-se aqui estimar a probabilidade de sucesso na exploração de poços que é função das variáveis: informações geológicas, volume estimado de óleo, tamanho do campo de exploração, profundidade do reservatório e tecnologia disponível para a exploração. Vale ressaltar que o peso para todas as variáveis, impostas no conjunto *fuzzy*, foram os mesmos, ou seja, todas as variáveis possuem relevâncias iguais no processo.

Aplicando-se com seis regras de inferências *fuzzy,* obtém-se as estimativas da probabilidade para cada variável. Então, aplica-se o processo de defuzificação para obtenção da probabilidade de sucesso exploratório para as condições do reservatório estudado, imposta no sistema *fuzzy*, onde se verifica que é de aproximadamente 65% (considerada uma probabilidade média). Esse valor de probabilidade será utilizado para calcular o valor esperado da utilidade e o equivalente certo do projeto de exploração e explotação do reservatório estudado.

Visando o maior retorno econômico, é buscada a maximização do valor monetário esperado (VME) e também a obtenção do Valor Esperado da Utilidade. Tomando-se os valores constantes da Tabela 2 e aplicando-se a probabilidade estimada de sucesso de 0,65 obtém-se o valor de VME =U$ 186,135 milhões com VPL_1 =U$ 3,079 milhões quando do sucesso e VPL_2 = -U$ 40,0 milhões quando do fracasso. Por outro lado, para definir o menor montante determinístico que torna o decisor indiferente a participação em um projeto de risco, pode-se

utilizar o conceito de equivalente Certo (EqC). Nesse caso busca-se o valor mínimo que faz o investidor abandonar um projeto ariscado.

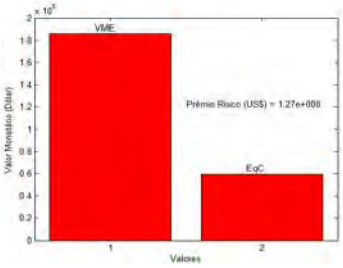
A partir da equivalência entre o valor Esperado da Utilidade (VEU) com a Utilidade do Equivalente Certo, pode-se encontrar a seguinte relação:

$$U(EqC) = VEU,$$
$$-e^{-c(EqC)} = p\left(-e^{-c(VPL_1)}\right) + (1-p)\left(-e^{-c(VPL_2)}\right),$$
$$e^{-c(EqC)} = pe^{-c(VPL_1)} + (1-p)\left(e^{-c(VPL_2)}\right),$$
$$-c(EqC) = \ln\left(pe^{-c(VPL_1)} + (1-p)e^{-c(VPL_2)}\right),$$
$$EqC = -\frac{1}{c}\ln\left(pe^{-c(VPL_1)} + (1-p)e^{-c(VPL_2)}\right).$$

Considerando K=400 milhões de dólares o capital exploratório do projeto e atribuindo-se para o coeficiente de aversão ao risco c = 4/400 = 0.01 milhões com p=65%, VPL_1=3,079x10^8 e VPL_2= -40 milhões [investimento inicial], portanto é encontrado um equivalente certo de US$ 59,413 milhões. Observa-se, para esse projeto com as considerações atribuídas, um nível de participação ótimo no projeto é de aproximadamente 77%, que corresponde a um EqC(VPL) de US$ 62,18 milhões. Como notado, nesse caso como o VME é maior do que o EqC e, portanto, o processo de decisão é de aversão ao risco. Isso porque a função utilidade escolhida possui essa característica.

Agora pode ser obtido o prêmio ao risco, calculando a diferença entre o Valor Monetário Esperado e o Equivalente Certo. Portanto, dessa forma é encontrado um valor de US$ 127,72 milhões, para o prêmio ao risco, Figura 8.

Figura 8. Prêmio ao risco do investimento



Fonte: Elaborado pelo autor

4. Conclusões

Este trabalho procurou integrar engenharia de petróleo e simulação estocástica de reservatório de petróleo com engenharia econômica. Tem como objetivo apresentar um modelo de auxílio a tomada de decisão de um projeto de exploração e produção de petróleo.

Discute-se a construção de procedimentos para avaliar os riscos e funções utilidades para o valor presente líquido além de avaliar a propagação da variabilidade e impactos das variáveis petrofísicas: permeabilidades e porosidades. Para isso são utilizados alguns conceitos e teorias da engenharia econômica. O elemento principal de estudo desse trabalho é o reservatório de petróleo. Dando atenção às variabilidades e consequentes riscos e possíveis incertezas devido a erros provenientes da falta de informações e mensuração das variáveis de caracterização do reservatório de petróleo.

Como a informação não pode ser representada de maneira completa e precisa em um modelo de reservatório e nas variáveis econômicas como um todo, não é possível obter inferências confiáveis sem considerar ao menos algo que represente esta incapacidade. As ferramentas utilizadas neste trabalho são um exemplo de como a incompletude dessas informações e dados, podem ser consideradas na modelagem, simulação e tomada de decisão de investimento em um reservatório de petróleo. Poucos foram os conflitos observados entre a modelagem e simulação, visto que o reservatório estudado exigia um período curto de simulação para a modelagem considerada e com os recursos computacionais disponíveis.

As principais conclusões encontradas referentes ao trabalho foram as seguintes: as convergências para as simulações estocásticas, de acordo com o reservatório estudado, obteve-se com aproximadamente 1.000 realizações de campos; a simulação do caso base comparadas com a do caso estocástico (Monte Carlo) superestima as produções acumuladas de óleo e gás, e subestima as produções acumuladas de água; no caso da simulação estocástica de campos randômicos, identifica-se uma diferença significativa em relação ao caso base nas produções acumuladas e VPL, algo em torno de 8% para o Np, 4% para o Wp, 8% para o Gp e 10% para o VPL, demonstra-se que o nível de participação ótimo no projeto estudado é de aproximadamente 77%, que corresponde a um EqC(VPL) de US$ 62,18 milhões e que o prêmio ao risco da participação no projeto de exploração e explotação é de US$ 127,72 milhões.

Referências

Bedford, T., Cook, R. *Probabilistic Risk Analysis – Foundations and Methods.* Cambridge University Press, 2007.

Braña, J. P. *Processo de tomada de decisão em projetos de exploração e produção de petróleo: uma abordagem sistêmica com aplicação da teoria de lógica fuzzy*. Ciências em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. Dissertação (Mestrado).

Caneppele, F.L. *Desenvolvimento de um modelo fuzzy para otimização da energia gerada por um sistema híbrido [solar forovoltaico e eólico].* Faculdade de Ciências Agronômicas da UNESP - Campus de Botucatu- São Paulo, 2007.

Castiñeira, P. P. *Estudo da viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos com alto grau de explotação.* Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

Chen, Z., Huan, G., Ma, Y. *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*. October, 2005. 284 p. SIAM – Computational Science & Engineering, Texas, USA.

Costa, A. P. A. *Quantificação do impacto de incertezas e análise de risco no desenvolvimento do campos de petróleo.* Campinas – SP Brasil, 2003.

Costa, E. F. *Influencia da porosidade e saturação aplicada no monitoramento sísmico do reservatório*, Universidade Estadual do Note Fluminense- UENF, Rio de Janeiro, 2005.

Daher, J. S. *Avaliação da incrustação de sais inorgânicos em reservatórios inconsolidados através da simulação numérica*. Universidade Estadual do Note Fluminense- UENF, Rio de Janeiro, 2003.

Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H.; King, G. R. *Basic Applied Reservoir , 2001.*

Ghassemzadeh, J.; Sahimi, M. *Pore networksimulation of fluid imbibition into paper during coating: II. Characterization of paper's morphology and computation of its efective permeability tensor*. Chemical Engineering Science, 2004. 2265 – 2280

Huysmans, M.; Dassargues, A. *Stochastic analysis of the effect of heterogeneity and fractures on radionu-clide transport in a low-permeability clay layer*. University of Liege, Belgica, 2005.

IMEX. Three-Phase, Black Oil Reservior simulation 2015. http://www.cmgl.ca/software/imex2015. Acesso Janerio/2016.

Keehm Y., Sternlof, K., Mukerji, T. *Computational estimation of compaction band permeability in sandstone.* Geosciences Journal Vol. 10, No. 4, p. 499 − 505, December 2006.

Kozeny, J. *Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden. Sitzungsber Akab*. Wiss., Wien, 1927.

Larued, K. e Hovadik, J. *Why is reservoir architecture an insignificant uncertainty in many appraisal and development studies of clastic channelized reservoirs?* Journal of Petroleum Geology, Vol. 31[4], October 2008, pp 337-366.

Ligero, E.L., Risso, V.F., Shiozer, D.J. *Análise econômica da redução de incertezas geológicas de reservatórios de petróleo*. Revista Brasileira de Geociências, 2008.

Júnior, J. D. L. *Otimização com modelos substitutos considerando incertezas em reservatórios de petróleo* (tese de doutorado). Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2012.

Mamdani, E.H. *Application of Fuzzy Algorithms for Control of Simple Dynamic Plant*. IEEE (*Control and Science*), v.121[12], p.1585-1588, 1974.

Margueron, M.V.L. *Processo de tomada de decisão sob incerteza em investimentos internacionais na exploração & produção de petróleo: uma abordagem multicritério.* Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

Moura Filho, M. A. B. *Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção.* Campinas –SP Brasil, 2006.

Nepomuceno, F.. *Tomada de Decisão em Projetos de Risco na Exploração de Petróleo.* Tese de D.Sc., Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP,1997.

Netto, J. B. M. L. *Estudo da dispersão numérica de simuladores de fluxo para o problema de deslocamento imiscível.* Universidade Estadual do Note Fluminense- UENF, Rio de Janeiro, 2003.

Olatunjia, S. O., Selamat, A., Abdulraheemb, A. Modeling the permeability of carbonate reservoir using type-2 fuzzy logic systems. *Computers in Industry*,2010.

Oliveira, R. S. *Propriedades de escala no escoamento de fluido em meio poroso modelado por empacotamento Apoloniano.* Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Bahia, 2009.

Park, C., Kang, J.M., Ahn, T. A stochastic approach for integrating market and technical uncertainties in economic evaluations of petroleum development. *Research Division for Energy Resources* , Republic of Korea, 2009.

Prata, F. G. M. Modelagem *numérica do processo de migração de hidrocarbonetos e preenchimento de um reservatório sob variações térmicas*. Universidade Estadual do Note Fluminense- UENF, Rio de Janeiro, 2001.

Rosa, A. J., Carvalho, R. S., Xavier, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo.* Editora interciência. Rio de Janeiro, 2006.

Seixas, M. G. Otimização sequêncial aproximada aplicada a métodos de recuperação suplementar em reservatórios de petróleo. Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2010.
Schiozer D.J., Ligero, E.L., Suslick, S.B., Costa, A.P.A., Santos, J.A.M. Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition. *Journal of Petroleum Science an Engineering* 44, 2004a.

Schiozer, D.J., Ligero, E.L., Suslick, S.B., Costa, A.P.A., Santos, J.A.M. User of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. Campinas, São Paulo, Brazil, 2004b.

Schiozer, D. J., Ligero, E. L., Maschio, C., Risso, F. V. A. Risk Assessment of Petroleum Fields—Use of Numerical Simulation and Proxy Models. *Petroleum Science and Technology*, 26:1247–1266, 2008.

Silva, M. L. O. *Caracterização de Incerteza de Reservatório em Projetos de Explotação de Simulation; SPE Textbook Series,* Vol. 7; Richardson, TEXAS, 2001.

Sugeno, M. (1985). An introductory survey of fuzzy control. Information Sciences 36, p. 59-83.

Thomas, J.E. *Fundamentos de engenharia de petróleo* – 2ª Ed. Editora Interciência, 2004.