

AJUSTE DO HISTÓRICO DA PRODUÇÃO USANDO MÚLTIPLOS MODELOS APLICANDO *ENSEMBLE KALMAN FILTER:* ESTUDO DE CASOS DESENVOLVIDOS NO MRST

Tayanne Santos Ligeiro Caio Leandro Suzano Massa

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro. Orientadores: Paulo Camargo e Paulo Couto

> Rio de Janeiro Janeiro de 2017

AJUSTE DO HISTÓRICO DA PRODUÇÃO USANDO MÚLTIPLOS MODELOS APLICANDO ENSEMBLE KALMAN FILTER: ESTUDO DE CASOS DESENVOLVIDOS NO MRST

Tayanne Santos Ligeiro Caio Leandro Suzano Massa

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Prof. Paulo Camargo Silva, D.Sc.

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL JANEIRO DE 2017 Ligeiro, Tayanne Santos

Massa, Caio Leandro Suzano

Ajuste do Histórico da Produção Usando Múltiplos Modelos Aplicando *Ensemble Kalman Filter*: Estudo de Casos Desenvolvidos no MRST / Tayanne Santos Ligeiro e Caio Leandro Suzano Massa – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2017.

XIX, 95 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Camargo e Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2017.

Referências Bibliográficas: p.95-98

1. Ajuste de Histórico. 2. *Assimilação de Dados*. 3 *Ensemble Kalman Filter*. I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Escola Politécnica, Engenharia de Petróleo. III. Ajuste do Histórico da Produção Usando Múltiplos Modelos Aplicando *Ensemble Kalman Filter*: Estudo de Casos Desenvolvidos no MRST.

Dedico esse projeto de graduação à minha família, meus amigos e todos meus professores, que foram muito importantes em minha formação acadêmica e pessoal. *Caio Leandro Suzano Massa*

Dedico este trabalho à minha família, meus professores, amigos e todos que me motivaram e auxiliaram.

Tayanne Santos Ligeiro

Agradecimentos

Agradeço a minha família que sempre me apoiou e forneceu as condições necessárias para o meu desenvolvimento.

À ANP pelos recursos e incentivo à pesquisa.

Agradeço aos meus professores Paulo Couto, Paulo Camargo, Virgílio José e Ilson Paranhos dentre outros por participarem da minha formação.

Aos meus colegas da Engenharia Ciclo Básico e da Engenharia de Petróleo.

Caio Leandro Suzano Massa

Agradeço primeiramente aos meus pais, Joaquim e Maria de Fátima, por me proporcionarem sempre o melhor, me dando todo o suporte e estando sempre do meu lado. Ao meu irmão, Henrique, por sempre levantar minha autoestima, ser chato e me incentivar. A toda minha família pelo incentivo e suporte que me forneceram. Principalmente à Cynthia, Poliana, Junior e Gabriel que foram essenciais nesses anos morando no Rio de Janeiro.

Aos meus amigos da Engenharia Ciclo Básico e da Engenharia de Petróleo, que me ajudaram, motivaram e alegraram durante esta jornada.

Aos colegas da Petrobras, por me incentivarem e ensinarem. Estar com vocês diariamente foi uma experiência incrível e muito enriquecedora. Em especial ao Fabiano Nunes e ao Ericson Cardoso.

Aos professores que passaram pela minha vida. Em especial, ao Paulo Couto que me auxiliou e ajudou sempre que precisei. E ao Paulo Camargo, por fazer parte desse trabalho, me aturar e sempre me incentivar em busca do melhor resultado.

Tayanne Santos Ligeiro

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica da UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

AJUSTE DO HISTÓRICO DA PRODUÇÃO USANDO MÚLTIPLOS MODELOS APLICANDO *ENSEMBLE KALMAN FILTER:* ESTUDO DE CASOS DESENVOLVIDOS NO MRST

Tayanne Santos Ligeiro Caio Leandro Suzano Massa

Janeiro/2017

Orientador: Paulo Couto e Paulo Camargo Curso: Engenharia de Petróleo

Nos dias de hoje a aplicação de métodos utilizando múltiplos modelos de simulação de reservatórios no ajuste do histórico da produção vem sendo amplamente estudado e aprimorado. Sua importância é evidenciada no Gerenciamento de Reservatórios em Malha Fechada. Nesta monografia iremos utilizar o Ensemble Kalman Filter para esta tarefa, este método é baseado na utilização de múltiplos modelos para assimilar dados de produção observados sequencialmente no tempo. Será mostrada a aplicação do Ensemble Kalman Filter em dois estudos de casos, o primeiro envolvendo um modelo sintético e o segundo utilizando o campo de Norne. No segundo estudo de casos iremos avaliar a influência do número de membros do ensemble (modelos de simulação do reservatório) na qualidade do ajuste do modelo. Foi analisada a qualidade do ajuste em relação ao uso de 10, 100 e 200 modelos usados simultaneamente. O software utilizado na monografia foi Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST), que é um código de fonte aberta desenvolvido no Matlab. Com os resultados encontrados mostramos a eficácia do método utilizado e a aplicabilidade do mesmo.

Palavras-chave: Ajuste de Histórico, Assimilação de Dados, Ensemble Kalman Filter.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

HISTORY MATCHING USING MULTIPLE MODELS APPLYING ENSEMBLE KALMAN FILTER: STUDY OF CASES DEVELOPED IN MRST

Tayanne Santos Ligeiro Caio Leandro Suzano Massa

January/2017

Advisor: Paulo Camargo and Paulo Couto Course: Petroleum Engineering

Nowadays the application of methods using multiple reservoir simulation models in the production history matching has been extensively studied and improved. Its importance is evidenced in the Closed Loop Reservoir Management. In this monograph we will use the Ensemble Kalman Filter for this task, this method is based on the use of multiple models to assimilate production data observed sequentially in time. The application of the Ensemble Kalman Filter will be shown in two case studies, the first involving a synthetic model and the second using the Norne field. In the second case study we will evaluate the influence of the number of ensemble members (reservoir simulation models) on the quality of the fit of the model. The quality of the adjust was analyzed in relation to the use of 10, 100 and 200 models used simultaneously. The software used in the monograph was Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST), which is an open source code developed in Matlab. With the results found we show the effectiveness of the method used and the applicability of the same. Keywords: History Matching, Data assimilation, Ensemble Kalman Filter.

SUMÁRIO

1.	Intro	odução	. 1
1	.1.	Contexto	. 1
1	.1.	Motivação	. 5
1	.2.	Objetivos e Estrutura	. 6
2.	Rev	isão Bibliográfica	. 8
3.	Con	ceitos de Simulação de Reservatórios	13
3	.1	Introdução	13
3	.2	Modelo de Simulação de Reservatórios	15
3	.3	A Construção do Modelo de Simulação	16
4.	Ajus	ste do Histórico da Produção Automático	21
4	.1	Fluxo de Trabalho do Ajuste do Histórico Automático	22
4	.2	Algoritmo de Otimização	23
4	.3	Função Objetivo	24
4	.4	Parametrização	24
4	.5	Critério de Parada	25
4	.6	Quantificação de Incerteza	26
5.	Ajus	ste do Histórico usando ENKF	28
6.	Mat	lab Reservoir Simulation Toolbox (MRST)	36
6	5.1.	Módulo Ensemble Kalman Filter	38
7.	Estu	do de Casos	41
7	.1.	Estudo de Caso 1 – Reservatório Sintético	41
7	.2.	Estudo de Caso 2 – Reservatório Real	52
	7.2.	1. Campo de Norne com Ensemble 10	56
	7.2.2	2. Campo de Norne com <i>Ensemble</i> 100	66
	7.2.3	3. Campo de Norne com <i>Ensemble</i> 200	76
8.	Con	paração dos Resultados	86
9.	Con	siderações Finais	91
10.	Refe	erências Bibliográficas	95

Índice de Figuras

Figura 1-1: Métodos de Ajuste do Histórico. Modificado de: Dadashpour, 2009
Figura 1-2: Modelos para realização do Ajuste do Histórico. Adaptado de: http://www.streamsim.com/technology/history-matching-using-evolutionary- algorithms. Ultimo Acesso em: 21 de dezembro de 2016
Figura 1-3: Gerenciamento de reservatório de petróleo. Fonte: Jansem et al., 2009 6
Figura 2-1: Número aproximado de artigos, sobre ajuste de histórico, publicados em revistas científicas e conferências. Fonte: Rwechungura <i>et al.</i> (2011)
Figura 3-1: Esquema de um reservatório de petróleo com um poço produtor. Fonte: Lie, 2015
Figura 3-2: Construção do Modelo geológico e de Reservatório. Modificado de Jahn <i>et al.</i> (2012)
Figura 3-3: Representação de Upscaling. Imagem gerada pelo SINTEF. Fonte: Lie, 2015
Figura 3-4: Aplicações de simuladores numéricos (Rosa et al., 2006)
Figura 4-1: Curvas de Produção de Óleo (m3/dia) de um poço produtor do Campo de Namorado. Ajuste de Histórico feito no CMOST da CMG
Figura 4-2: Fluxo de trabalho do ajuste do histórico automático. Modificado de: Oldenziel, 2003
Figura 5-1: Descrição do modelo Ensemble. Modificado de: Bianco et al. (2007) 35
Figura 6-1: Alguns dos módulos que compõe o MRST. Modificado de: Lie, 2015 38
Figura 6-2: Fluxo de trabalho do programa MRST para o módulo de ENKF. Fonte: Tene, 2013
Figura 7-1: Mapas de permeabilidades de quatro realizações do caso sintético 41
Figura 7-2: Pressão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-3: Pressão do poço produtor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-4: Pressão do poço produtor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-5: Pressão do poço produtor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico

Figura 7-6: Pressão do poço produtor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-7: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-8: Vazão do poço produtor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-9: Vazão do poço produtor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-10: Vazão do poço produtor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-11: Vazão do poço produtor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-12: Corte de água do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-13: Corte de água do poço produtor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-14: Corte de água do poço produtor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-15: Corte de água do poço produtor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-16: Corte de água do poço produtor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico
Figura 7-17: Acima o mapa de permeabilidade real e (1) o mapa da permeabilidade do modelo médio do conjunto (<i>ensemble</i>) e (2) e (3) dois modelos ajustados
Figura 7-18: Mapa de Permeabilidade do campo Norne
Figura 7-19: Pressão dos poços injetores (P1, P3 e P5). A curva cinza representa os resultados dos modelos a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-20: Pressão dos poços produtores (P7, P9 e P11). A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-21: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros

Figura 7-22: Vazão do poço injetor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-23: Vazão do poço injetor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-24: Vazão do poço injetor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-25: Vazão do poço injetor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-26: Vazão do poço injetor P6. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-27: Vazão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-28: Vazão do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-29: Vazão do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-30: Vazão do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-31: Vazão do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-32: Corte de água os poços injetores (P1, P3 e P5). A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-33: Corte de água do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-34: Corte de água do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros

Figura 7-35: Corte de água do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-36: Corte de água do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-37: Corte de água do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros
Figura 7-38: Pressão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-39: Pressão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne,, com 100 membros
Figura 7-40: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-41: Vazão do poço injetor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-42: Vazão do poço injetor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-43: Vazão do poço injetor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-44: Vazão do poço injetor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-45: Vazão do poço injetor P6. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-46: Vazão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-47: Vazão do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros

Figura 7-48: Vazão do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-49: Vazão do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-50: Vazão do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-51: Corte de água do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-52: Corte de água do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-53: Corte de água do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-54: Corte de água do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-55: Corte de água do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-56: Corte de água do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros
Figura 7-57: Pressão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-58: Pressão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-59: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-60: Vazão do poço injetor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros

Figura 7-61: Vazão do poço injetor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-62: Vazão do poço injetor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-63: Vazão do poço injetor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-64: Vazão do poço injetor P6. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-65: Vazão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-66: Vazão do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-67: Vazão do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-68: Vazão do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-69: Vazão do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-70: Corte de água do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-71: Corte de água do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-72: Corte de água do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros
Figura 7-73: Corte de água do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros

Figura 7-74: Corte de água do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros	85
Figura 7-75: Corte de água do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.	85
Figura 8-1: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros	87
Figura 8-2: Vazão do poço P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros.	89
Figura 8-3: Vazão do poço P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros.	90
Figura 8-4: Corte de água do poço P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros.	92
Figura 8-5: Corte de água do poço P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros	93

Índice de Tabelas

Tabela 7-1: Localização e Nomenclatura dos poços que compõe o caso base
Tabela 7-2: Condições iniciais e condições de contorno do problema
Tabela 7-3: Propriedades dos fluidos. 42
Tabela 7-4: Valores de configuração para execução do ENKF4.
Tabela 7-5: Desvio padrão da observação44
Tabela 7-6: Localização e Nomenclatura dos poços que compõe o campo Norne. 54
Tabela 7-7: Condições iniciais e condições de contorno do problema
Tabela 7-8: Propriedades dos fluidos. 54
Tabela 7-9: Valores de configuração para execução do ENKF, aplicado ao Ensemble 10
Tabela 7-10: Desvio padrão da observação 50

1. Introdução

1.1. Contexto

A busca pela produção otimizada de um reservatório respeitando as restrições econômicas, políticas, técnicas e ambientais é o desafio do gerenciamento de reservatórios. Para realização dessa difícil tarefa é necessário analisar o comportamento presente do reservatório e prever o comportamento futuro. A realização desta analise e previsão depende, em grande escala, do modelo de simulação do reservatório.

O modelo de reservatório começa a ser construído quando os primeiros dados do reservatório começam a estar disponíveis e vai sendo aprimorado à medida que novos dados, durante a produção, vão sendo disponibilizados. Os dados iniciais são aqueles adquiridos antes do início da produção, entre eles podemos incluir a geologia da área, conhecimento dos campos adjacentes, dados sísmicos e dados de poços exploratórios. Estes dados iniciais são chamados estáticos. Os dados sísmicos fornecem a informação regional da geologia e da estrutura do reservatório. Com os poços de exploração e avaliação é possível avaliar o potencial de hidrocarbonetos e medir as propriedades do reservatório. Dados de perfis de poços e testes laboratoriais revelam informações detalhadas sobre as litologias e propriedades do reservatório. Os dados observados na produção (tais como: produção de água, óleo e gás e outros) são chamados dados dinâmicos (Oldenziel, 2003).

Com base nos dados estáticos é construído um modelo geológico detalhado do reservatório. Este modelo geológico tem uma alta resolução e não permite uma fácil simulação. Assim um modelo de simulação deve ser obtido do modelo geológico. Para transformar um modelo geológico em um modelo de simulação são necessárias algumas mudanças. Pois, além de possuir uma escala muito fina (alta resolução), muitas vezes as características do fluxo de fluido não são incorporadas no modelo geológico e o modelo de simulação de reservatório deve compreender estas características de fluxo de fluido. Note que para transformar o modelo geológico em modelo de simulação é necessário em primeiro lugar fazer um *upscaling*. E para que este modelo *upscaled* compreenda o comportamento observado do reservatório os parâmetros do modelo devem ser perturbados. O procedimento de perturbar os parâmetros do modelo *upscaled* do reservatório em função dos dados dinâmicos observados é chamado ajuste do histórico da produção. Este procedimento se repete toda vez que um dado de produção é disponibilizado.

Para que haja viabilidade na perturbação do modelo o número de parâmetros a serem perturbados deve ser reduzido, uma vez que o modelo de simulação do reservatório é composto por um grande conjunto de parâmetros e a quantidade de dados dinâmicos disponíveis é insuficiente para justificar a perturbação de todos os parâmetros. Este procedimento é conhecido como parametrização, ele tem sido muito estudado recentemente.

O ajuste do histórico da produção pode ser realizado de forma manual ou automática, como podemos ver na Figura 1-1. O ajuste de histórico automático vem sendo estudado há muitos anos, a motivação para tal estudo é embasada na busca pela redução do tempo necessário para realização do ajuste e pela capacidade de ser trabalhado um grande volume de dados de forma simultânea. Neste tipo de ajuste de histórico, além de um modelo do reservatório, um algoritmo de otimização é usado para encontrar um conjunto de valores para os parâmetros para que o modelo de reservatório produza dados de produção que melhor se adapta aos dados do histórico da produção

observados. O algoritmo de otimização tenta encontrar o mínimo de uma função objetiva.



Figura 1-1: Métodos de Ajuste do Histórico. Modificado de: Dadashpour, 2009.

O objetivo de um modelo do reservatório devidamente ajustado é a previsão da produção. A quantificação da incerteza da previsão da produção é muito importante e esta quantificação pode ser feita através das incertezas do modelo do reservatório. A incerteza no modelo do reservatório é advinda de erros de medição, de processos de parametrização, da interpolação, do *upscaling* e ajuste de histórico, da escolha do simulador, entre outras coisas. Porém, sempre se subestima a incerteza associada ao modelo de simulação do reservatório. Ou seja, poderíamos conseguir um melhor resultado de previsão se o modelo apresentasse menor incerteza associada. O ajuste do histórico da produção usando múltiplos modelos é uma maneira eficiente de quantificar a incerteza.

Existem vários métodos para realização do ajuste do histórico da produção que podem ser classificados de diferentes maneiras. Uma dessas maneiras é classificar entre métodos que exploram os valores para os parâmetros os quais usam o modelo de simulação como uma caixa fechada trabalhando com as respostas geradas na simulação (são os assim chamados **métodos não gradientes**, *exploration*). E os métodos que exploram valores para os parâmetros através de derivadas (são os assim chamados **métodos gradientes**, *exploitation*), os quais exigem conhecimento do código do simulador de reservatórios. A figura 1-2 descreve esquematicamente os vários métodos.



Figura 1-2: Modelos para realização do Ajuste do Histórico. Adaptado de:



dezembro de 2016.

Outra forma de classificação pode ser definida entre métodos de amostragem e métodos de otimização. O ajuste de histórico ideal seria um processo de amostragem com todas as combinações possíveis de todos os parâmetros do modelo de simulação, e encontrar o modelo que melhor se ajuste aos dados observados. Este processo é custoso do ponto de vista computacional, é caro e inviável, porque além de gerar um grande número de modelos de simulação, exigiria a simulação de todos estes modelos para escolher o melhor.

Por outro lado os métodos de otimização envolvem processos de seleção de parâmetros diminuindo os esforços computacionais e não percorrem o espaço de soluções exaustivamente. Os métodos de otimização podem ser subdivido em: métodos de otimização estocástica (algoritmos evolutivos, *Swarm algorithms, Simulated annealing*), métodos de gradiente e métodos baseados em *Ensemble Kalman Filter* (ENKF).

Recentemente, os métodos *ensemble* baseados no Filtro de Kalman (ENKF) vem se tornando muito populares na indústria do petróleo. Estes métodos são baseados nas técnicas de assimilação de dados. Eles realizam o ajuste do histórico da produção em um conjunto de modelos de reservatórios. Com o conjunto de modelos ajustados podese estimar os parâmetros e quantificar as incertezas associadas. Esta monografia apresenta um estudo sobre ajuste do histórico da produção usando múltiplos modelos de simulação aplicando o ENKF.

1.1. Motivação

A principal motivação de desenvolver um estudo sobre o ajuste do histórico da produção múltiplo usando assimilação de dados é devida a grande importância que esta abordagem tem para o gerenciamento de reservatório em malha fechada (Silva, 2016). Na Figura 1-3 é mostrada a papel central da assimilação de dados envolvendo múltiplos modelos neste tipo de gerenciamento de reservatórios.



Figura 1-3: Gerenciamento de reservatório de petróleo. Fonte: Jansem et al., 2009.

Com o avanço tecnológico, o gerenciamento de reservatórios em malha fechada deve ser adotado em um grande número de reservatórios em todo mundo. Como consequência o estudo de partes que compõem este tipo de gerenciamento é de grande relevância.

1.2. Objetivos e Estrutura

O objetivo principal do presente trabalho é analisar a aplicação do Ensemble Kalman Filter (ENKF) no ajuste do histórico da produção usando múltiplos modelos de simulação de reservatórios, e verificar a qualidade do ajuste em relação ao número de modelos de simulação usados simultaneamente. O presente trabalho inclui dois estudos de casos, o primeiro usando um reservatório sintético e um segundo usando o reservatório **Norne**. No segundo estudo de caso foi feito uma avaliação da qualidade do ajuste em função do número de modelos usados, foi analisada a qualidade do ajuste do histórico da produção usando 10, 100, e 200 modelos. Depois de pesquisar vários softwares (tais como: CMG, e o *Ensemble Based Reservoir Tool* da Statoil), nós *Toolbox* (MRST) desenvolvido pelo grupo de matemática aplicada do *SINTEF ICT*, *Oslo, Noruega*. A metodologia de pesquisa e os resultados alcançados serão descritos no trabalho.

A estrutura apresentada nesta monografia se inicia com uma introdução ao assunto, que esta apresentada neste capítulo. Além disso, no capitulo 2 teremos uma revisão da literatura, onde apresentaremos os principais estudos e autores, de forma cronológica, que foram importantes para o desenvolvimento presente estudo. No capítulo 3 apresentaremos os conceitos de simulação de reservatórios e suas aplicações. No capítulo 4 o ajuste do histórico da produção automático é apresentado. No capítulo 5, será apresentado o ajuste do histórico da produção usando múltiplos modelos com destaque para o ajuste de histórico utilizando o *ensemble Kalman Filter*. No capítulo 6 é apresentado o *Matlab Reservoir Simulation Toolbox* (MRST) utilizado para desenvolver os estudos de caso que serão apresentados no capítulo 7. No capítulo 8 será apresentado o estudo comparativo dos estudos de caso realizados, neste capítulo é mostrada a qualidade do ajuste em relação ao número de modelos usados. As considerações finais serão apresentadas no capitulo 9.

2. Revisão Bibliográfica

Os estudos de ajuste de histórico se tornam cada vez mais importantes e necessários para a indústria do petróleo. A realização do ajuste de histórico é essencial para reduzir riscos e incertezas na tomada de decisões relativa ao desenvolvimento de um campo de petróleo. Nesta atividade de pesquisa uma abordagem que tem atraído uma grande atenção é a aplicação de modificações do Filtro de Kalman como métodos de assimilação de dados.

Os estudos de ajuste de histórico se iniciaram em 1961 com os cálculos de distribuição de permeabilidades do reservatório desenvolvido por W. D. Kruger e se desenvolveram ao longo do tempo. De maneira em que as principais publicações, relativas ao ajuste de histórico da produção são as seguintes:

- Kruger (1961): desenvolveu os primeiros estudos de ajuste do histórico da produção;
- Jacquard e Jain (1965): desenvolveram um método para automatizar o ajuste de histórico;
- Chavent *et al.* (1973): estudaram o ajuste de histórico, baseado nas pressões simuladas e observadas, em reservatórios assumindo somente a fase óleo;
- Wasserman *et al.* (1974): foram um dos primeiros a usar a teoria de controle ótimo e no ajuste de histórico de modelos de simulação multifásicos;
- Dougherty e Khairkhah (1975): aplicação da teoria de solução ótima para ajuste de histórico em reservatório de gás;
- Watson et al. (1979): estudos de ajuste de histórico em reservatórios bifásicos;

- Fasanino *et al.* (1986): estudaram o ajuste de histórico para reservatório de gás monofásico bidimensional usando uma combinação de geoestatística e técnica de ponto piloto;
- Mattax and Dalton (1991) e Saleri e Toronyi (1988): ajuste de histórico usando atualização de parâmetros manualmente em duas etapas usando pressão saturação;
- Bi *et al.* (2000): estudo das condições de modelo estocástico para reservatórios bifásicos tridimensionais;
- Li *et al.* (2003): estudo de ajuste de histórico em reservatório trifásico tridimensional com dados de produção.
- Tavassoli *et al.* (2004): estudo do erro associado à utilização de um único modelo mostrando que o problema pode ter várias soluções;
- Khazanehdari *et al.* (2005): utilização de dados sísmicos de lapso de tempo para restringir o ajuste de histórico de produção;
- Aanonsen (2005): estudo da combinação da técnica *multiscale* no ajuste do histórico da produção;
- Gang *et al.* (2006): ajuste do histórico automático de reservatórios naturalmente fraturados;
- Cheng *et al.* (2007): estudo do ajuste do histórico em modelos geológicos de alta resolução com fluxo trifásico;
- Verscheure (2010): estudo de metodologia para ajuste do histórico em modelo de falha estocástica realista.
- Rwechungura *et al.* (2011): analise do ajuste do histórico e seus avanços, até à data, incluindo lapso de tempo e integração de dados sísmicos;

- Tolstukhin (2012): incorporação de dados sísmicos 4D no processo de ajuste de histórico utilizando um modelo de reservatório real;
- Singh *et al.* (2014): processos de ajuste de histórico para reservatórios complexos e grandes,utilizando um algoritmo baseado na amostragem eficiente da distribuição de propriedades.
- Avansi *et al.* (2016): estudo do ajuste do histórico utilizando diferentes funções objetivas simultaneamente.
- Han *et al.* (2016): estudo de método *multiscale* para ajuste do histórico em reservatórios canalizados atualizando a geometria do canal bem como sua petrofísica.

Como mencionado anteriormente, houve um grande crescimento nos estudos sobre ajuste de histórico ao longo do tempo para se ter uma ideia deste crescimento. Rwechungura et al. (2011) realizou um levantamento que destacou o grande avanço no número de publicações entre 1990 e 2010 sobre ajuste de histórico. Ver a Figura 2-1.



Figura 2-1: Número aproximado de artigos, sobre ajuste de histórico, publicados em revistas científicas e conferências. Fonte: Rwechungura *et al.* (2011).

O Filtro de Kalman foi criado por **Rudolph Emil Kalman** e se refere a um conjunto de equações matemáticas que constituem um processo recursivo eficiente de estimação (Kalman, 1960). Posteriormente muitos autores trabalharam de forma a aprimorar o filtro para ser utilizado em diferentes aplicações. Em Smith et al. (1962) é proposto o filtro de Kalman estendido (EKF), onde a ideia do filtro de Kalman foi aprimorada para modelos linearizados. Posteriormente foi proposto o "*Square Root Filter*" (Potter, 1963), onde o autor propôs uma propagação e atualização da matriz de covariância dos erros trabalhando com a raiz quadrada do erro. O filtro *Ensemble Square Root* foi proposto por Anderson (2001) e Bishop et al. (2001).

O "*Ensemble Kalman Filter*" (ENKF) foi introduzido por Evensen (1994) e aplicado em diferentes campos de pesquisa incluindo aplicação no ajuste de histórico de modelos de simulação de reservatório de petróleo. Em 2002, Naevdal *et al.* publicou uma aplicação de ENKF em estudos de reservatório utilizando a atualização da permeabilidade dos modelos de reservatórios. Ao longo do tempo, muitas publicações surgiram nas quais autores realizaram o ajuste de histórico utilizando o ENKF.

Aanonsen *et al.* (2009) e Chen *et al.* (2010) apresentaram revisões da evolução das aplicações do ENKF.

Como o ENKF é um filtro Gaussiano, ele não produz uma estimativa correta da distribuição de probabilidade para problemas não-Gaussianos. Neste caso, para se obter uma melhor aproximação da distribuição posterior uma solução é o filtro de partículas (Doucet et al., 2001). Para modelos de pequena escala, algumas comparações foram feitas entre o ENKF e filtros de partículas.

Muitos desdobramentos têm sido desenvolvidos e estudados utilizando a ideia do "Ensemble Kalman Filter", como o "Ensemble Smoother" (Van Leeuwen and Evensen, 1996), o "Ensemble Square Root Filter" (Anderson, 2001) e o "Ensemble Smoother with Multiply Data Assimilation" (Emerick, 2012).

Na assimilação de dados do gerenciamento de reservatórios em malha fechada, onde ocorre a aplicação do controle automático da produção, buscando uma produção ótima, o ENKF é aplicado. Estes estudos foram demonstrados em várias aplicações (Brouwer *et al.*, 2004, Naevdal *et al.*, 2006, Overbeek *et al.*, 2004) e se apresenta como uma abordagem promissora. Métodos de otimização de malha fechada foram desenvolvidos por Lorentzen *et al.* (2006) e Chen *et al.* (2008).

Como existe muito interesse comercial, os estudos e as técnicas vem sendo desenvolvidas, aprimorando as técnicas e buscando associar o processamento de um grande volume de dados com baixo tempo de processamento e baixo custo computacional.

3. Conceitos de Simulação de Reservatórios

3.1 Introdução

O petróleo é uma composição de compostos orgânicos (hidrocarbonetos). Estes hidrocarbonetos se depositam nos reservatórios de petróleo, localizados na subsuperfície. Estes reservatórios são formações rochosas que possuem volumes vazios (poros) por onde fluem elementos, tais como petróleo, água e gás natural. Para estudos de reservatórios é muito importante sabermos como tais fluidos se comportam, assim como conheceremos suas propriedades tais como: viscosidade, densidade, composição da mistura, entre outros. Na Figura 3-1 temos um esquema que representa um reservatório com um poço produtor.



Figura 3-1: Esquema de um reservatório de petróleo com um poço produtor. Fonte: Lie, 2015.

Além das propriedades citadas acima, as propriedades da rocha também são muito importantes para estudos de reservatório, sendo essenciais nos cálculos de vazões. E apesar da dificuldade da determinação dos valores exatos destas propriedades ao longo do reservatório, elas são estimadas através de tratamentos estatísticos dos dados amostrados através dos poços perfurados no reservatório. Dentre elas temos (Rosa *et al.*, 2006):

- Porosidade (φ): é a razão entre volume de poros (de vazios) e o volume total da rocha. Alguns fatores afetam a porosidade, como o arranjo, forma, tamanho e seleção dos grãos. Expressa, geralmente, em porcentagem;
- Saturação (S): é a razão entre volume de um determinado fluido e o volume de poros (de vazios). Se o fluido for óleo, água ou gás, temos, respectivamente, saturação de óleo (S_o), saturação de água (S_w) e saturação de gás (S_g). Expressa, geralmente, em porcentagem;
- Permeabilidade absoluta (*k*): é a medida da capacidade do meio poroso ser atravessado por fluidos. Expressa, geralmente, em miliDarcy(mD);
- Permeabilidade efetiva (k_i): é a permeabildade calculada em cada fase, k_o é a permeabilidade efetiva do óleo, k_wé a da água e k_g é a do gás;
- Permeabilidade relativa (k_{ri}): é a razão entre permeabilidade efetiva (k_i) e permeabilidade absoluta (k), sendo representada em cada fase: óleo (k_{ro}), água (k_{rw}) e gás (k_{rg});
- Molhabilidade: tendência de um fluido aderir ou fluir sobre uma superfície solida (rocha) na presença de outro fluido imiscível, podemos ter rocha molhada à água, rocha molhada ao óleo e rocha com molhabilidade intermediaria;
- Pressão Capilar (P_c): é tensão interfacial gerada pela a diferença de pressão entre uma fase molhante e uma fase não molhante.

Modelos matemáticos têm sido desenvolvidos para buscar soluções que descrevam o comportamento de um reservatório. A modelagem de reservatórios de petróleo é baseada em uma modelagem matemática inversa, pois os parâmetros do modelo não são variáveis conhecidas, os parâmetros só podem ser calculados indiretamente. O principal objetivo do modelo matemático, aplicado a reservatórios, é prever por meio de simulações o comportamento futuro com uma precisão razoável.

O procedimento usado para fazer estas previsões é semelhante ao procedimento usado na equação do balanço de materiais. Contudo, enquanto de um lado na equação do balanço de matérias uma única equação descreve o reservatório como se fosse um bloco único tendo uniformidade nas propriedades. De outro lado na simulação do reservatório existe uma subdivisão em células com diferentes propriedades, e permite a solução simultânea de um grande número de equações relativas ao fluxo no meio poroso. Diferente da equação do balanço material a simulação de reservatórios fornece resultados ao longo do tempo.

A simulação de reservatórios produz resultados muito mais abrangentes que a equação de balanço material, mas para isto um grande número de informações referentes ao reservatório é necessário. Por exemplo, as informações de propriedades de rocha e fluido citadas anteriormente neste capítulo fazem parte deste conjunto de informações.

3.2 Modelo de Simulação de Reservatórios

Como mencionado anteriormente, com o desenvolvimento da computação e dos modelos matemáticos foi possível o desenvolvimento da simulação de reservatórios. A qual nos auxilia na tomada de decisão para o melhor desenvolvimento do campo, tanto em relação à produção quanto à injeção de fluidos sendo fundamental em diversos estudos de reservatórios. Neste sentido os simuladores de reservatório fazem um papel muito importante. Existe nos dias de hoje uma variedade de simuladores, eles podem ser classificados segundo o número de fases admitidas (monofásico, bifásico ou trifásico), o número de dimensões representadas (unidimensional, bidimensional ou tridimensional)

ou pelo tratamento matemático. Neste ultimo caso a classificação é feita de acordo com a maneira que o comportamento do reservatório é tratada, podendo ser *black oil* (fase óleo é tratada como componente único), composicional (fase óleo é uma composição multicomponentes), ou térmico (se considera efeitos de variação de temperatura). A escolha do simulador depende de vários fatores, tais como quantidade e qualidade de dados, tipo e características do reservatório, tipo de estudo e recursos computacionais disponíveis. Sendo que o simulador *black oil* é mais comumente usado e representa os mecanismos básicos de simulação (Rosa *et al.*, 2006). No estudo de casos deste trabalho utilizaremos um simulador *black oil*.

3.3 A Construção do Modelo de Simulação

Como dito anteriormente na introdução, a construção de um modelo de simulação se inicia com o desenvolvimento de um estudo geológico do reservatório. O qual usa os dados disponíveis antes do início da produção, os assim chamados dados estáticos. Estes dados são a geologia da área, o conhecimento dos campos circundantes, os dados sísmicos e os dados de poços. De maneira que com base nestes dados o modelo geológico pode ser construído. Todos os dados são informações valiosas e precisam ser incorporados no modelo (Oldenziel, 2003). Além dos dados estáticos, o modelo incorpora dos dados dinâmicos que são obtidos a partir do início da produção do reservatório e dependem do tempo e do fluxo.

De acordo com o fluxograma resumido mostrado na Figura 3-2 um conjunto de dados estáticos é usado para elaborar o modelo geológico. O qual gera um modelo de simulação que é atualizado com dados dinâmicos.



Figura 3-2: Construção do Modelo geológico e de Reservatório. Modificado de Jahn et al. (2012).

Em resumo, existem vários tipos de dados incorporados para criação de um modelo de simulação do reservatório. Os mais importantes segundo Jef Caers (2005), são dados geológicos, geofísicos e de engenharia de reservatório. Os dados geológicos são aqueles relacionados com estilo deposicional que englobam os testemunhos (dados de fáceis, porosidade e permeabilidade), interpretações sidementologicas e estratigráficas da área, dados análogos. Os dados geofísicos são compostos pelos perfis geofísicos (litologia, petrofísica e tipos de fluidos), interpretações de horizontes e falhas na sísmica, atributos físicos, dados das propriedades físicas das rochas. E os dados de engenharia de reservatório são os dados de pressão e temperatura (PVT) do reservatório, dados de testes de produção, dados de produção que são relacionados com o comportamento do fluxo no meio poroso.

Note que as propriedades do reservatório e os dados em geral são heterogêneos em toda extensão do reservatório e não são conhecidas em todos os pontos do
reservatório. Além disso, os dados obtidos diferem entre si em resolução então na construção de um modelo eles precisam passar por um processo de interpolação.

Para construção de um modelo, seja geológico ou de reservatório, é necessário definir uma escala. Modelos em escala mais fina são gerados com altos níveis de resolução e permitem a incorporação de muitos detalhes. Modelos em escala mais grosseira incorporam um numero menor de informação, geralmente, eles são construídos utilizando as médias dos blocos da grade de escala fina. O modelo geológico é construído em escala fina pela facilidade em incorporar todos os dados nessa escala. Porém, geralmente, o grande nível de detalhamento dos modelos com esta escala impede a utilização dos simuladores de reservatórios de petróleo. Para uma simulação com dados refinados seria necessário uma demanda excessiva por recursos computacionais, exigiria memória grande e longo tempo de processamento.

A representação de uma grande quantidade de dados, sem que a qualidade da informação se perca, em uma escala mais grosseira é um desafio. Para isso foi definida uma metodologia conhecida como *upscaling*, que tem por objetivo representar uma grande quantidade de dados usando uma quantidade de dados menor sem perder a qualidade da informação. O modelo geológico de uma escala fina deve sofrer um processo de *upscaling* resultando em um modelo em escala grossa que permita a simulação do reservatório. Note na Figura 3-2 que o modelo geológico estático sofre uma transferência de escala para gerar um modelo de simulação de reservatórios. Na Figura 3-3 uma imagem gerada pelo SINTEF representando o procedimento de *Upscaling*.

18



Figura 3-3: Representação de Upscaling. Imagem gerada pelo SINTEF. Fonte: Lie, 2015.

Nas pesquisas iniciais sobre o uso de *upscaling* para simulações de reservatório utilizavam técnicas simples que se baseavam no uso de médias, tal como descrito por Warren (1961). Segundo Oldenziel (2003) nos dias de hoje existe uma variedade de diferentes técnicas de upscaling, incluindo, entre outras, médias aritméticas e harmônicas, média da lei de potência e métodos baseados em fluxo. Para obtenção da permeabilidade efetiva foram desenvolvidas técnicas de escalonamento monofásico em escala final, além de técnicas compreendendo estado estacionário (Pickup *et al.*, 2000) e métodos dinâmicos (Barker e Dupouy, 1999, King *et al.*, 1993). As técnicas tem demonstrado ser bem sucedidas, porem ainda há muitas questões para serem aprimoradas ou resolvidas, como realizar a escolha correta das condições de contorno, o agrupamento de permeabilidades relativas escalonadas, robustez e independência do processo.

A Figura 3-4 mostra uma imagem representando as informações que compõem o modelo de simulação de reservatórios e algumas das principais áreas de aplicação de simuladores numéricos de reservatórios. Com ela podemos ver a importância da simulação numérica em estudos de reservatório, além de verificar as informações da sua composição.



Figura 3-4: Aplicações de simuladores numéricos (Rosa et al., 2006).

Como vimos neste capítulo à busca por um modelo de simulação que represente a realidade do reservatório é um grande desafio na indústria do petróleo. Pois além dos dados estáticos possuírem uma incerteza, os dados dinâmicos possuem uma variação imprevisível ao longo do tempo. Assim existe a necessidade de atualização do modelo de maneira continua a fim de aproximar os dados simulados aos dados de produção. Este processo é conhecido como ajuste de histórico, que será discutido no próximo capítulo.

4. Ajuste do Histórico da Produção Automático

O objetivo do ajuste do histórico é encontrar um conjunto de valores de parâmetros que ajustem o modelo do reservatório para que ele reproduza os dados do histórico de produção. O histórico de produção registra a produção do reservatório ao longo do tempo em relação à produção acumulada de água, óleo e gás, pressão, RGO (Razão gás óleo), RAO (Razão água óleo), entre outros.

Na Figura 4-1 temos um exemplo de curvas representando um ajuste do histórico usando a produção de óleo realizado no software da CMG. Note que o objetivo é aproximar os dados gerados pela simulação aos dados do histórico da produção. De maneira que a curva azul mostra os dados do histórico e a curva vermelha e verde mostram os dados gerados pelo simulador de reservatório. Na segunda simulação (curva verde) temos um ajuste melhor do que na primeira simulação (curva vermelha), e a mudança realizada de uma simulação para outra é consequência das modificações feitas no modelo de simulação.



Figura 4-1: Curvas de Produção de Óleo (m3/dia) de um poço produtor do Campo de Namorado. Ajuste de Histórico feito no CMOST da CMG.

Na realização do ajuste de histórico, quanto maior o número de informações disponíveis sobre o campo estudado melhor será o ajuste dos dados e consequentemente melhor a previsão de produção, o que influenciará diretamente no desenvolvimento do campo (Moura Filho, 2006). Tradicionalmente o ajuste do histórico é feito por tentativa e erro, mas com desenvolvimento dos estudos nos dias de hoje se pode decidir entre processo manual ou automático. A seguir será detalhado como se da o ajuste de forma automática.

4.1 Fluxo de Trabalho do Ajuste do Histórico Automático

Muitos métodos de ajuste do histórico têm sido desenvolvidos ao longo dos anos, uma vez que existe a necessidade de métodos mais rápidos e mais eficientes para que se possa otimizar a produção de reservatórios cada vez maiores e mais complexos. O método de manual de tentativa e erro tradicional envolve basicamente a perturbação manual dos parâmetros, e a realização de iterações até que os dados estejam ajustados.

Contudo, na maior parte dos casos reais, o ajuste de histórico manual pode ser muito impreciso. E em virtude disso e também dos modelos de reservatórios estarem cada vez maiores e mais complexos o ajuste de histórico automático vem sendo aprimorado. A Figura 4-2 mostra esquematicamente o processo de realização de ajuste de histórico automático. Primeiro, a partir do modelo de reservatório desenvolvido com base no modelo geológico, se escolhem os parâmetros a serem ajustados, através da parametrização. Estes parâmetros são aqueles que apresentam um impacto de primeira ordem sobre a função objetivo definida. De forma que estes parâmetros são aqueles que serão perturbados quando da execução do modelo de simulação. Ainda acompanhando a Figura 4-2 podemos ver que após a entrada de dados de produção, provenientes do reservatório real, ocorre uma avaliação de desajuste (*evaluate mismatch*) quantificando o desajuste entre a resposta modelada gerada pelo simulador e os dados reais de produção obtidos do reservatório.

Quando o desajuste é pequeno o ciclo iterativo do ajuste do histórico é terminado, significando que uma aproximação entre dados reais observados e os modelados é pequena, ou seja, o modelo de reservatório que gerou os dados está ajustado. Quando o desajuste é grande deve ocorrer a otimização dos parâmetros para gerar um modelo de reservatório que será utilizado nas próximas iterações. E o ciclo se repete. Note que existem vários critérios de parada, tais como: a aproximação entre os dados modelados e os dados observados, o tempo de execução do fluxo todo, entre outros.



Figura 4-2: Fluxo de trabalho do ajuste do histórico automático. Modificado de: Oldenziel, 2003.

4.2 Algoritmo de Otimização

O ajuste do histórico da produção automático é um processo de otimização, onde um algoritmo de otimização é usado para encontrar um conjunto de valores de parâmetros que melhor se ajusta aos dados observados. Nesse sentido é necessário tomar uma decisão entre dois tipos de otimizadores. Otimizadores globais os quais fazem uma busca completa no espaço de soluções para encontra entre todas as soluções a melhor, ou seja, um conjunto de valores para os parâmetros que aproximem mais perfeitamente os dados observados (histórico da produção) e simulados. Ou otimizadores locais que fazem uma busca no espaço de soluções até encontrar um mínimo sem continuar a busca no restante do espaço de soluções. A escolha entre os tipos de otimizadores depende dos dados disponíveis, do modelo de simulação do reservatório, do custo computacional entre outros. A quantidade de parâmetros a serem ajustados e o tempo de execução do modelo afetam a escolha do otimizador, e um dos objetivos é a redução do esforço computacional.

4.3 Função Objetivo

Outro importante conceito é a função objetivo, que visa a quantificação da diferença entre o desempenho do reservatório observado e a resposta calculada pelo modelo de simulação. No ajuste de histórico essa função deve ser minimizada. Além disso, ela permite a classificação de diferentes realizações do modelo e é usada pelo algoritmo de otimização para determinar como perturbar os parâmetros do modelo de reservatório. Existem diferentes formulações matemáticas e diferentes maneiras de se contruir a função objetiva, mas a mais comum é a partir da soma de quadrados, onde se calcula a soma dos quadrados das diferenças entre os dados modelados e observados.

4.4 Parametrização

O ajuste envolve perturbar os parâmetros do modelo. Esta perturbação pode englobar um bloco ou o campo inteiro. Entre estes parâmetros do modelo, comumente usados no ajuste do histórico, podemos citar: espessura da camada, porosidade, permeabilidade, curvas de pressão capilar, curvas de permeabilidade relativa, entre outros. Sendo que variando a espessura e porosidade será afetada a quantidade total de volume de hidrocarboneto no reservatório. E variando a permeabilidade (relativa) e as características de pressão capilar estaremos afetando diretamente o fluxo do fluido no reservatório.

Apenas alguns parâmetros precisam ser perturbados, pois o modelo de simulação do reservatório contém um grande conjunto de parâmetros e perturbar todos não seria viável do ponto de vista computacional. A seleção destes parâmetros tem de ser limitada aos parâmetros que têm um impacto de primeira ordem sobre a função objetivo. Parâmetros com alto grau de incerteza devem ser selecionados. Este processo, designado por parametrização, pode ser realizado utilizando diferentes abordagens e é baseado na experiência do engenheiro ou na análise de sensibilidade e incerteza dos parâmetros.

Existem alguns resultados da produção que podem ser insensíveis a certos parâmetros ou uma combinação de parâmetros que expressam insensibilidade. Assim, a incerteza destes não pode ser reduzida com os dados disponíveis, precisando da introdução de novos dados de produção ou associar alguns parâmetros. Uma análise de sensibilidade e de incerteza é essencial se a parametrização ocorrer de forma automatizada (Oldenziel, 2003).

4.5 Critério de Parada

O critério de parada assegura se o modelo é apropriado. Este critério pode ser feito por meio de um valor pré-estabelecido para o qual podemos considerar que o modelo está ajustado, então assim que este valor é alcançado (ou é aproximado dentro de certa faixa também pré-estabelecida), o algoritmo encerra as iterações do processo de ajuste de histórico automatizado. Existem outros tipos de critérios de parada, a especificação do critério de parada se relaciona com a escolha do otimizador e a quantidade, qualidade e tipo de dado disponível para o estudo. Sendo que o espaço dos parâmetros deve ser amostrado o suficiente para assegurar que o modelo apropriado seja encontrado. A função objetiva pode ser considerada no critério de parada, isto é, quando o valor obtido pela função objetivo for menor que um valor definido o modelo é considerado ajustado. Outro critério de parada pode ser considerado quando a função objetiva não é melhorada em número de iterações consecutivas. Além disso, o tempo de execução do processo também pode ser considerado, ou seja, ele não deve exceder a um tempo pré-definido.

4.6 Quantificação de Incerteza

Além das questões citados, uma questão importante é a quantificação da incerteza da previsão de produção. A incerteza envolve informações imperfeitas ou desconhecidas e está relacionada com os erros de medição, as informações imprecisas em alguns dados, erros na parametrização, *upscaling*, o tipo de modelo de simulação do reservatório, e o processo de ajuste de histórico (Oldenziel, 2003).

Tradicionalmente, o gerenciamento de reservatórios é feito com base na previsão da produção a partir de um único modelo de reservatório e o risco é avaliado analisando a sensibilidade da previsão a partir de algumas rodadas extras de simulação. Contudo, desta forma nem todos os aspectos são levados em conta. Se quisermos de fato quantificar as incertezas nas previsões, considerando todos os aspectos, temos que considerar que o ajuste de histórico é um procedimento subdeterminado, ou seja, que existe mais de um modelo de simulação que ajusta os dados do histórico da produção. E todos estes modelos devem ser levados em consideração para quantificar as incertezas nas previsões. Além disso, temos que considerar que cada um destes modelos de fato apresenta uma probabilidade associada, modelos mais prováveis e menos prováveis. De maneira que as previsões podem ser feitas considerando a incerteza de cada um destes modelos.

Pelo fato desta abordagem mencionada acima necessitar de um certo esforço computacional. Outra abordagem que tem sido empregada é trabalhar apenas com os modelos próximos ao modelo ótimo em uma área restrita de modelos.

5. Ajuste do Histórico usando ENKF

A teoria de estimação é um ramo da estatística que lida com a estimativa de parâmetros com base em dados empíricos com comportamento aleatório. Existem vários métodos de estimação de dados tais como:

- Mínimos Quadrados;
- Mínimos Quadrados com restrições;
- Métodos Bayesianos;
- Filtro de Wiener;
- Filtro de Kalman;
- Filtro de Partículas;
- Variância mínima;
- Redes Neurais.

Entre estas, o filtro de Kalman tem sido historicamente o método mais amplamente utilizado na assimilação de dados para atualizar continuamente estimativas de variáveis de estado. Embora os filtros de Kalman tenham sido ocasionalmente aplicados ao problema de estimar os valores de variáveis de modelos de petróleo são mais adequados para os casos com pequeno número de variáveis e relação linear entre o modelo e observações. Infelizmente, a maioria dos problemas na engenharia de reservatório são altamente não lineares e são caracterizados por muitas variáveis. Assim, os filtros tradicionais de Kalman não são adequados. Os problemas de não linearidade foram pelo menos parcialmente atenuados pelo desenvolvimento do filtro de Kalman estendido. E os problemas relacionados ao volume de dados têm sido tratados com ENKF. A aplicação do ENKF no ajuste do histórico da produção apresenta duas grandes vantagens:

- Não depende de nenhum simulador de reservatório especifico. Este filtro trabalha com resultados que são gerados pelo simulador. E qualquer simulador de reservatórios pode ser usado;
- Não exige muitas rodadas de simulação. Uma vez que não associa nenhum tipo de otimizador ao simulador de reservatórios tal como os métodos baseados em não gradiente e os métodos baseados em algoritmos evolucionários.

Além do ENKF existem outros tipos de filtros de Kalman baseados em conjunto (*ensemble*), dentre eles podemos destacar:

- Ensemble Smoother (ES);
- Ensemble Smoother with Multiply Data Assimilation (ES-MDA);
- Ensemble Randomized Maximum Likelihood (EnRML);
- E outros.

O ENKF é um recurso que surgiu para ser aplicado em problemas dinâmicos com um grande número de variáveis e passou a ser muito importante nos estudos envolvendo assimilação de dados aplicada a indústria do petróleo, apresentando ótimos resultados. Com ele os dados observados (do histórico de produção) são assimilados sequencialmente no tempo e é gerado um conjunto de modelos ajustados ao longo do tempo (Silva, 2016).

Como mencionado anteriormente uma das vantagens deste método é que não é fortemente dependente do simulador de reservatório, pode ser programado e aplicado a qualquer modelo de reservatório (Gu *et al.*, 2004). Outra vantagem, que possui uma

grande relevância e destaque, é o fato do método trabalhar com assimilação sequencial dados, permitindo que os dados de produção sejam agregados ao método à medida que são gerados (Bianco *et al.*, 2007).

Tradicionalmente, a previsão de produção é feita a partir de um único modelo de reservatório como vimos no capítulo anterior. Porém trabalhar com apenas um modelo de simulação do reservatório pode produzir incertezas significativamente. No método ENKF o ajuste de histórico da produção é realizado utilizando um conjunto de modelos de reservatórios os quais são todos ajustados. Comumente a média dos modelos ajustados é considerada a resposta final. Contudo existem varias abordagem que ao invés de fornecer a média dos modelos como resposta, faz uma seleção dos modelos mais representativos do conjunto final dos modelos ajustados. (Silva, 2016).

O fluxo de trabalho do método ENKF se inicia com a geração de vários modelos de simulação de um mesmo reservatório. Esta geração pode vir direto dos geólogos e geofísicos ou pode ser feita a partir da incerteza dos parâmetros usando métodos geoestatísticos. O número de modelos iniciais pode influenciar na qualidade do resultado do ajuste de histórico da produção. Um número pequeno de modelos pode ter resultados ruins, e um número muito grande de modelos podem apresentar um alto custo computacional. No estudo de casos desta monografia nós exploramos esta situação de maneira que usamos em um caso de ajuste do histórico do reservatório Norne, conjuntos com 10, 100, e 200 modelos no conjunto (*ensemble*) e avaliações dos resultados destes diferentes ajustes.

Os modelos iniciais são simulados usando um simulador de reservatórios (note que como mencionamos anteriormente qualquer simulador pode ser usado). A resposta da simulação para tais modelos são curvas relativas a produção de cada modelo. Por exemplo, podemos usar, após a simulação, curvas de produção de óleo acumulada para cada poço e cada modelo.

O segundo passo é a construção de uma matriz Y composta pelos modelos de simulação gerados no primeiro passo. Cada modelo esta em uma coluna da matriz Y, com $y_{k,j}$ representando o modelo j no tempo k. De maneira que o vetor de estado do reservatório $y_{k,j}$ é composto pelos parâmetros que se deseja ajustar do modelo e os resultados da simulação tal que:

$$y_{k,j} = \left[\frac{m_j}{d_j}\right]_{k,j},\tag{5-1}$$

onde vetor m_j representam os parâmetros que se deseja ajustar do modelo j. E d_j representa as curvas geradas pela simulação do modelo j. Como dito anteriormente, k denota o índice de tempo quando as observações são assimiladas.

Um exemplo do vetor $y_{k,j}$ para um modelo de simulação com N células pode ser visto abaixo,

$$y_{k,j} = \begin{bmatrix} \emptyset_1, \dots, \emptyset_N, \ln k_{h1}, \dots, k_{hN}, \\ \ln k_{v1}, \dots, \ln k_{vN}, p_1, \dots, p_N, \\ S_{w1}, \dots, S_{wN}, S_{g1} \dots, S_{gN}, d_1, d_2, \dots \end{bmatrix}_{k,j}^T$$
(5-2)

onde d_1 , d_2 ,... são dados da produção gerados pela simulação. Qualquer simulador pode ser usado para gerar estes dados de produção.

Além dos parâmetros do modelo e os resultados da simulação, o método trabalha com dados produzidos pelo reservatório real, isto é o histórico da produção. Vamos chamar estes dados observados de d_{obs} . De maneira que temos a seguinte simbologia:

- *m_j*: Parâmetros que se deseja ajustar do modelo de simulação *j*;
- *d_j*: Resultados da simulação do modelo *j*;
- *d_{obs}*: Dados do histórico da produção;
- $y_{k,j}$: o vetor de estados;
- *Y*: matriz do conjunto (*ensemble*) dos modelos.

Dentro da estrutura do ENKF, a matriz Y com o conjunto (ensemble) dos modelos assimila os dados do histórico da produção d_{obs} . Para manter uma variação entre os vetores de estado, Burgers *et al.* (1998) sugeriu adicionar um ruído aos dados do histórico da produção, criando assim um conjunto de dados específico para serem assimilados para cada modelo a cada tempo. Por exemplo, para o modelo de reservatório *j* no tempo *k*, temos o dado observado (histórico de produção) $d_{obs,k,j}$.

$$d_{obs,k,j} = d_{obs,k} + v_{k,j} \tag{5-3}$$

onde $d_{obs,k}$ é o dado observado no tempo k e $v_{k,j}$ é o ruído adicionado no tempo k no modelo *j*.

A relação entre os dados do histórico observados relativos ao modelo *j* é representada pela equação:

$$d_{obs,k,j} = H_k y^{true} + \mathcal{E}_k + v_{k,j} = d_{obs,k} + v_{k,j}$$
(5-4)

onde \mathcal{E}_k é o vetor que representa o erro de medição e $v_{k,j}$ é o vetor de perturbação adicionado aos dados de ruído. O vetor y^{true} é a representação do reservatório real com parâmetros reais e o histórico da produção. Quando este vetor é pré-multiplicado pela matriz H_k (que se constitui em uma matriz de zeros e uns), o resultado é o histórico da produção real. Ao qual são adicionados ruídos para gerar $d_{obs,k,j}$. A matriz H_k é dada por:

$$H_k = [0|I] \tag{5-5}$$

onde *O* é uma matriz de zeros e *I* é a matriz identidade.

O ENKF possui um processo de assimilação de dados, onde os modelos serão ajustados usando os dados de produção como qualquer outro método de ajuste do histórico. A cada passo do tempo a matriz Y assimila os dados do histórico da produção disponíveis. Como resultado desta assimilação temos uma nova matriz Y. Antes do processo de assimilação, denotemos o vetor de estado por $y_{k,j}^p$ por vetor de estados *a priori*, ou seja, pelos parâmetros do modelo e os resultados da simulação antes do processo de assimilação. Depois do processo de assimilação temos novos resultados, então temos um novo vetor de estado $y_{k,j}^u$ formado pelos resultados *a posteriori*, ou seja, após o processo de assimilação de dados, temos:

$$y_{k,j}^{\ u} = y_{k,j}^{\ p} + K_{e,k}(d_{obs,k,j} - H_k y_{k,j}^{\ p}).$$
(5-6)

onde o índice u representa o valor depois da assimilação *updated*, o índice p representa o valor antes da assimilação, e o índice e denota valores que podem ser computados a partir do conjunto (ensemble) dos vetores de estado. A matriz $K_{e,k}$ é conhecida como matriz de ganho de Kalman e pode ser descrita pela equação abaixo:

$$K_{e,k} = C_{y,e,k}^{\ \ p} H_k^T (H_k C_{y,e,k}^{\ \ p} H_k^T + C_{D,k})^{-1}.$$
(5-7)

Sendo que $C_{D,k}$ é a matriz de covariância que representa os ruídos (incertezas) presentes, se os erros dos dados de produção forem independentes esta matriz será uma matriz diagonal $C_{D,k} = E[v_{k,j} \quad v_{k,j}^T]$. E $C_{y,e,k}^p$ é a matriz de covariância para as variáveis de estado que podem ser estimadas a qualquer momento, é dada por:

$$C_{y,e,k}^{\ \ p} = \frac{1}{N_e - 1} (Y_k^p - \bar{Y}_k^p) (Y_k^p - \bar{Y}_k^p)^T$$
(5-8)

Sendo Y_k^p a matriz de vetores de estado no tempo $t_k e \bar{Y}_k^p$ a média da matriz de vetores de estado calculados a partir do modelo.

O vetor $y_{k,j}^p$ avança no tempo como

$$y_{k,j}^{\ p} = f\left(y_{k-1,j}^{\ u}\right) \qquad (j = 1, 2, \dots, N_e) \qquad (5-9)$$

onde f representa as equação de fluxo aplicadas ao reservatório no simulador.

Para melhorar a explicação, na Figura 5-1 é mostrado um fluxo de trabalho do ENKF apresentado por Bianco et al. (2007), onde m_d é o vetor de estado do modelo (tais como saturação, pressão, etc...) e o m_s é o vetor de parâmetros (tais como porosidade e permeabilidade).

- Passo 1: O método se inicia gerando os modelos de simulação;
- Passo 2: Uma matriz com os modelos gerados é criada;
- Passo 3: A partir da matriz dos modelos gerados ocorre a simulação de todos os modelos representados na caixa Resultados. A previsão leva ao passo seguinte;
- Passo 4: Com o resultado da simulação dos modelos uma nova matriz é criada, nela estão as parâmetros que representam os modelos e os resultados das simulações. Cada vetor, m^f_d, dessa matriz é um vetor de estado do reservatório, contendo o modelo e os dados produzidos pela simulação deste modelo.
- Passo 5: Ocorre a entrada de dados do histórico da produção.
- Passo 6: Se inicia o processo de assimilação de dados do histórico.

 Passo 7: Como resultado da assimilação, temos os modelos ajustados. Uma nova matriz é criada e se inicia novamente a obtenção dos resultados, onde os modelos serão novamente simulados.



Figura 5-1: Descrição do modelo Ensemble. Modificado de: Bianco et al. (2007).

6. Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST)

O *Matlab Reservoir Simulation Toolbox* (MRST) é um código de fonte aberta feito no MATLAB para prototipações rápidas e experimentações em simulação de reservatórios. O objetivo básico do MRST é facilitar as atividades relacionadas aos simuladores de reservatórios.

Como é bem conhecido, em geral, conduzir novas ideias até a implementação é uma tarefa difícil para pesquisadores dedicados a desenvolvimento dependente de simuladores de reservatórios. O MRST possibilita que novas ideias possam ser rapidamente implementadas. Contém um conjunto abrangente de estruturas de dados e programas para representar e manipular os parâmetros de entrada primária.

O MRST foi desenvolvido pelo grupo de matemática aplicada do SINTEF ICT, Oslo, Norway (Lie, 2015). Nele é implementado a diferenciação automática, baseado na discretização de equações diferenciais parciais e realizações com vetores longos e grandes matrizes, muito importante para a aplicação do método de ajuste de histórico, Ensemble Kalman Filter. De maneira que de forma rápida experimentos importantes podem ser feitos com muita precisão. Como consequência uma série de estudos importantes relacionados a Engenharia de Reservatórios que tem sido feito no MRST, tais como:

- Diagnóstico de fluxos para Gerenciamento de Reservatórios;
- Controle baseado em adjuntos de segunda ordem para fluxo multifásico em reservatórios de óleo;
- Gerenciamento ótimo de reservatórios usando modelos de ordem reduzida adaptativos;

- Upscaling para Métodos EOR;
- Entre outros.

A estrutura de MRST apresenta duas partes:

- A primeira, módulo central, é a parte básica do MRST, contém um conjunto de estruturas de dados e rotinas para representar e manipular os parâmetros de entrada primários que compõem um modelo de simulação de um meio poroso, é composto das seguintes partes:
 - Grids representando geometria do meio poroso;
 - Propriedades petrofísicas;
 - o Modelos de poços;
 - Resolvedores;
 - o Estrutura de dados;
 - o Visualização;
 - Conjunto de dados públicos;
 - \circ E outros.
- Além do módulo central outros módulos para desenvolvimento de projetos são:
 - Diagnóstico de Fluxos;
 - Upscaling;
 - Diferentes Filtros de Kalman em conjunto;
 - Matriz de Fraturas Discretas;
 - Métodos Adjuntos;
 - \circ E outros.

Na Figura 6-1 a seguir temos um esquema que representa os módulos pertencentes ao MRST.



Figura 6-1: Alguns dos módulos que compõe o MRST. Modificado de: Lie, 2015.

6.1. Módulo Ensemble Kalman Filter

O objetivo deste módulo é calcular a transformação de parâmetros de estado para ajustar o modelo de reservatório, para isso, ele executa as transformações inversas e retorna a matriz de vetores de estado transformados e ajustados a partir dos dados de entrada. Para seu desenvolvimento foi utilizado o método desenvolvido por Evensen (2007).

O código usado para aplicação do ENKF é iniciado com a seção input, nela são importados para o programa os arquivos de configuração e arquivos de entrada do reservatório. Após a realização dessa importação, são rodados experimentos com os modelos iniciais para prosseguir com a preparação dos arquivos. Então se inicia a fase de atualização do modelo.

A aplicação do método consiste na realização de iterações até que os modelos atendam a um critério de ajuste. Para que sejam rodadas iterações dos modelos temos

que definir os intervalos de tempos em que teremos resultados, então o programa lê os dados do arquivo atual ou reconstrói a grade e executa o modelo a partir do tempo zero. Após essa fase inicial, o programa realiza ações importantes: simula os modelos de reservatório para a próxima atualização, constrói a matriz de estado de conjunto, gera os dados de produção (resultado da simulação), avalia o desajuste normalizado de dados pelo erro quadrático e, se necessário, o modelo é atualizado. Na Figura 6-2 a seguir, temos o fluxo de trabalho resumido do *Ensemble Kalman Filter* desenvolvido no MRST.



Figura 6-2: Fluxo de trabalho do programa MRST para o módulo de ENKF. Fonte: Tene, 2013.

De acordo como descrito na Figura 6-2 o fluxo de trabalho do MRST se inicia com a geração de um conjunto (*ensemble*) de modelos de simulação de reservatórios no software de geoestatística (no fluxo de trabalho da Figura 6-2 representado por SOFTWARE GEOESTATÍSTICO). Temos, então, uma matriz com o conjunto de modelos (no fluxo de trabalho da Figura 6-2 representado por À *PRIORI ensemble*). Cada modelo é representado em um vetor com as variáveis que se deseja ajustar. Estes

modelos são então simulados (no fluxo de trabalho da Figura 6-2 representado por SIMULADOR DE RESERVATÓRIOS) e uma previsão, gerando dados de produção, de cada modelo é feita (PREVISÃO *ensemble*). De maneira que agora cada vetor da matriz é composto por parâmetros do modelo a serem ajustados e dados de produção simulados.

Os dados do histórico (no fluxo de trabalho da Figura 6-2 representado por DADOS DE PRODUÇÃO) são então assimilados (no fluxo de trabalho da Figura 6-2 representado por ASSIMILAÇÃO DE DADOS). Esta assimilação gera um conjunto de modelos ajustados (no fluxo de trabalho da Figura 6-2 representado por Á *POSTERIORI ensemble*).

Quando um novo conjunto de dados do histórico está disponível o ciclo se repete. Claro que nenhum novo conjunto de modelos é gerado no software de geoestatística, mas os modelos de simulação vão sendo iterativamente atualizados.

Para aplicação desta metodologia precisamos definir um modelo, contendo o grid do reservatório, as propriedades da rocha (permeabilidade, porosidade), as propriedades dos fluidos presentes no reservatório (densidade, viscosidade) e as condições de contorno. De maneira que aplicamos esta metodologia de pesquisa descrita em dois modelos de reservatório, sendo o primeiro um reservatório sintético bem simples e o segundo o reservatório Norne que passamos a descrever este estudo de casos na próxima seção.

40

7. Estudo de Casos

Neste capítulo é apresentado um estudo de casos relativos à aplicação do módulo ENKF, do MRST, no ajuste do histórico da produção. Serão apresentados dois casos, o primeiro relativo ao um reservatório sintético e o segundo relativo a um reservatório real.

7.1. Estudo de Caso 1 – Reservatório Sintético

Iniciamos nosso estudo de caso com um modelo de reservatório sintético. Este modelo tem uma dimensão do grid (células) de 21x21x1. A (Figura 7-1) mostra quatro realizações deste modelo. Em virtude do tempo de execução deste modelo, foi feita uma redução de sua dimensionalidade. De maneira que os experimentos foram feitos em um modelo de dimensão 11x11x1.



Figura 7-1: Mapas de permeabilidades de quatro realizações do caso sintético.

Em virtude de não termos obtido bons resultados com o ajuste do histórico deste modelo, avaliamos a necessidade de correção da permeabilidade do reservatório. Este modelo tem um *five spot*. Com poços nas seguintes localizações:

Tabela 7-1: Localização e Nomenclatura dos poços que compõe o caso base.

Definição dos poços	Nomenclatura	Localização (Célula)
Injetor	P1	(6;6)
Produtor 1	P2	(1;1)
Produtor 2	РЗ	(1;11)
Produtor 3	P4	(11;1)
Produtor 4	P5	(11;11)

Na medida em que simulação envolve a resolução de equações diferencias parciais e depende das condições iniciais e condições de contorno. Definimos as mesmas e as propriedades dos fluidos que compõe o reservatório, estas estão listadas nas tabelas a seguir (Tabela 7-2 e Tabela 7-3).

Tabela 7-2: Condições iniciais e condições de contorno do problema.

	Pressão do produtor (bar)	300
Condições de contorno	Vazão do Injetor(m3/dia)	150
	Pressão (bar)	350
Condições Iniciais	Saturação inicial de água	0,2

Tabela 7-3: Propriedades dos fluidos.

	Óleo	Água
Densidade (Kg/m3)	0,9	0,4
Viscosidade (cp)	859	1014

Para que pudéssemos simular o reservatório, gerar os modelos que formam o conjunto (*ensemble*) e aplicar o método ENKF tivemos que definir algumas configurações (Tabela 7-4) requeridas. A incerteza nos parâmetros foi representada no numero de membros do *ensemble*. Além disso, foi preciso definir alguns desvios padrão da observação (Tabela 7-5) para assegurar o resultado do modelo.

Tabela 7-4: Valores de configuração para execução do ENKF.

Configurações EnKF		
scheme	Inversa calculada usando as funções do matlab / e \	
Restart	Começar do tempo zero a cada atualização	
Número de membros	50	
Número de iterações	1	
Tolerância	0,01	
Tempo de Simulação (anos)	45	
Tempo de Ajuste (anos)	30	
Intervalo da Simulação (anos)	0,5	
Intervalo de observação (anos)	1	
Intervalo de atualização (anos)	5	

Tabela 7-4:

- Scheme: método de calculo da inversão. Podendo ser:
 - o 1: inversa calculada usando funções do Matlab,
 - 2: pseudo inversa completa,
 - 3: subespaço pseudo inversa com baixa categoria;
- Restart: tempo de início de cada simulação. Podendo ser:
 - 0: Continuar simulação depois de cada atualização,
 - 1: Recomeçar cada simulação do tempo inicial;
- Número de membro: número de modelos que compõe o conjunto (ensemble);
- Número de iterações: número máximo de repetições para atualização de tempo.

Podendo ser:

- 0: sem atualização,
- 1: um *update* (atualização),
- o 2: usar os mesmos dados para duas atualizações;
- Tolerância: margem de erro aceitável na pseudo inversão.

Tabela 7-5: Desvio padrão da observação.

Vazão (m3/dia)	20
BHP (bar)	5
Water Cut	0,05

A seguir serão apresentados os resultados obtidos no estudo de caso 1, onde foi realizado o ajuste de histórico usando o ENKF, como mencionado anteriormente. O estudo foi feito no MRST de maneira que os gráficos que mostraremos a seguir foram gerados pelo próprio MRST. Os parâmetros usados no ajuste do histórico foram pressão no fundo do poço (BHP), vazão de óleo e corte de água (*water cut*).

Iremos apresentar os resultados em diferentes poços do reservatório sintético estudado, sendo que os gráficos em que representaremos os resultados dos ajustes possuem o seguinte padrão:

- As curvas de cor cinza representam os resultados dos modelos do conjunto (ensemble);
- As curvas de cor azul representam o resultado do modelo que representa a média dos modelos do conjunto (*ensemble*);
- As curvas de cor vermelha representam o valor verdadeiro (o histórico da produção).

Foram analisados os cinco poços (um injetor e quatro produtores), sendo que o conjunto (ensemble) foi formado por 50 membros. E o tempo de ajuste era de 30 anos (10950 dias).

Nos gráficos de pressão, temos o poço injetor (P1) apresentando uma queda de pressão devido à depleção do reservatório e a pressão dos produtores se mantendo constantes, como esperado, pois a pressão dos produtores é uma condição de contorno.

No caso da vazão temos a situação inversa, a vazão do injetor é uma condição de contorno e o gráfico da mesma se mantém constante. Porém o gráfico da vazão do injetor apresenta uma escala com intervalos menores nos proporcionando enxergar uma pequena variação, que é referente à aproximação numérica e aos ruídos.



Figura 7-2: Pressão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-3: Pressão do poço produtor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-4: Pressão do poço produtor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-5: Pressão do poço produtor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-6: Pressão do poço produtor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-7: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-8: Vazão do poço produtor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-9: Vazão do poço produtor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-10: Vazão do poço produtor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-11: Vazão do poço produtor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-12: Corte de água do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-13: Corte de água do poço produtor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-14: Corte de água do poço produtor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.



Figura 7-15: Corte de água do poço produtor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.

Water Cut x Tempo Poço 5



Figura 7-16: Corte de água do poço produtor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico.

Com base nos gráficos acima concluímos que o método apresentou resultados satisfatórios para ajuste de histórico, apresentando curvas de dados gerados pela simulação próximos aos dados de produção. Porém a resposta do programa é a média do conjunto (*ensemble*). E como vemos nos gráficos acima nem sempre a curva do modelo médio é a curva que melhor se ajusta, em alguns casos temos o resultado de alguns membros do *ensemble* (curva cinza) se ajustando melhor, ou seja, mais próximas da curva vermelha por esta razão muitos estudos fazem uma seleção de modelos representativos do conjunto (Silva, 2016).

Na Figura 7-17: Acima o mapa de permeabilidade real e (1) o mapa da permeabilidade do modelo médio do conjunto (*ensemble*) e (2) e (3) dois modelos ajustados.Figura 7-17 podemos ver acima o mapa de permeabilidade real e abaixo três mapas: (1) permeabilidade do modelo médio, (2) e (3) mapas de dois modelos ajustados.



Figura 7-17: Acima o mapa de permeabilidade real e (1) o mapa da permeabilidade do modelo médio do conjunto *(ensemble)* e (2) e (3) dois modelos ajustados.

7.2. Estudo de Caso 2 - Reservatório Real

Para aprofundar mais nosso estudo, aplicamos o ENKF em um reservatório mais complexo. Escolhemos o modelo do reservatório do campo de Norne, que é um reservatório que possui os dados públicos e apresenta um *grid* maior do que o modelo sintético apresentado anteriormente, ou seja, possui um número maior de células do que apresentado no estudo de caso anterior. O modelo é mantido pela *Norwegian University of Science and Technology* e os dados utilizados para execução do modelo foi disponibilizado pela **Statoil** (empresa norueguesa que atua na indústria do petróleo) e seus parceiros.

O Campo de Norne esta localizado na região setentrional do Mar do Norte, Noruega, possui uma lâmina d´água de 380 metros. O modelo real utilizado em nosso estudo esta representado na figura a seguir (Figura 7-18).



Figura 7-18: Mapa de Permeabilidade do campo Norne.

No modelo estão dispostos onze poços, sendo seis poços injetores e cinco poços produtores, a nomenclatura e a localização desses poços pode ser visto na Tabela 7-6. Definimos, também, as condições iniciais, condições de contorno e as propriedades dos fluidos que compõe o reservatório, essenciais para simulação do reservatório, os quais estão listadas nas tabelas a seguir (Tabela 7-7 e Tabela 7-8).
Definição dos poços	Nomenclatura	Localização (Célula)
Injetor 1	P1	(9;14)
Injetor 2	P2	(24;14)
Injetor 3	P3	(8;35)
Injetor 4	P4	(25;35)
Injetor 5	P5	(35;68)
Injetor 6	P6	(10;75)
Produtor 1	P7	(17:23)
Produtor 2	P8	(12;51)
Produtor 3	P9	(25;51)
Produtor 4	P10	(35;95)
Produtor 5	P11	(15;94)

Tabela 7-6: Localização e Nomenclatura dos poços que compõe o campo Norne.

Tabela 7-7: Condições iniciais e condições de contorno do problema.

	Pressão do produtor (bar)	335
Condições de contorno	Pressão do injetor (bar)	350
	Pressão (bar)	350
Condições Iniciais	Saturação inicial de água	0,2

Tabela 7-8: Propriedades dos fluidos.

	Óleo	Água
Densidade (Kg/m3)	0,9	0,4
Viscosidade (cp)	859	1014

Para aplicar o ENKF tivemos que definir, assim como no estudo de caso anterior, algumas configurações (Tabela 7-9) requeridas. Para analisar a qualidade do ajuste em função do numero de membros no conjunto (*ensemble*), realizamos o ajuste para diferentes números de membros no conjunto, tais como 10, 100 e 200. Chamamos de *Ensemble* 10 o caso em que o número de membros foi fixado como 10, e *Ensemble* 100 o caso em que o número de membros foi fixado como 100, o mesmo para *Ensemble* 200. Além disso, definimos alguns desvios padrões da observação (Tabela 7-10) para assegurar o resultado do modelo.

Tabela 7-9: Valores	de configuração para	a execução do ENKF.	, aplicado ao Ensemble 10.
	0 3 1	5	, ., r

Configurações EnKF		
scheme	Inversa calculada usando as funções do matlab / e \	
Restart	Começar do tempo zero a cada atualização	
número de membros	10	
Número de iterações	1	
Tolerância	0,01	
Tempo de Simulação (anos)	45	
Tempo de Ajuste (anos)	30	
Intervalo da Simulação (anos)	0,5	
Intervalo de observação (anos)	1	
Intervalo de atualização (anos)	5	

Na Tabela 7-4:

- Scheme: método de calculo da inversão. Podendo ser:
 - o 1: inversa calculada usando funções do Matlab,
 - 2: pseudo inversa completa,
 - 3: subespaço pseudo inversa com baixa categoria;
- Restart: tempo de início de cada simulação. Podendo ser:
 - 0: Continuar simulação depois de cada atualização,
 - 1: Recomeçar cada simulação do tempo inicial;
- Número de membro: número de modelos que compõe o conjunto (*ensemble*);
- Número de iterações: número máximo de repetições para atualização de tempo.
 Podendo ser:
 - 0: sem atualização,
 - 1: um *update* (atualização),
 - 2: usar os mesmos dados para duas atualizações;
- Tolerância: margem de erro aceitável na pseudo inversão.

Tabela 7-10: Desvio padrão da observação.

Vazão (m3/dia)	20
BHP (bar)	5
Water Cut	<mark>0,0</mark> 5

7.2.1. Campo de Norne com Ensemble 10

No estudo do campo de Norne foram analisados os onze poços presentes no modelo, sendo que o conjunto (*ensemble*) foi formado por 10 membros. E o tempo de ajuste foi de 30 anos (10950 dias).

Neste estudo temos a pressão dos produtores e a pressão dos injetores como condições de contorno, assim, temos todos os gráficos de pressão apresentando o mesmo comportamento, a pressão dos poços produtores e injetores se mantêm constantes ao longo do tempo. No caso da vazão, não possuímos condições de contorno envolvendo este parâmetro, então a mesma varia com o tempo.



Figura 7-19: Pressão dos poços injetores (P1, P3 e P5). A curva cinza representa os resultados dos modelos a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-20: Pressão dos poços produtores (P7, P9 e P11). A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-21: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-22: Vazão do poço injetor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-23: Vazão do poço injetor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-24: Vazão do poço injetor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-25: Vazão do poço injetor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-26: Vazão do poço injetor P6. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-27: Vazão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-28: Vazão do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-29: Vazão do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-30: Vazão do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-31: Vazão do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-32: Corte de água os poços injetores (P1, P3 e P5). A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-33: Corte de água do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-34: Corte de água do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-35: Corte de água do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-36: Corte de água do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.



Figura 7-37: Corte de água do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10 membros.

A partir da analise dos gráficos relativos ao *ensemble* 10 vemos que, na maioria dos poços, o método não apresentou resultados satisfatórios para ajuste de histórico, apresentando curvas de dados gerados pela simulação distantes aos dados do histórico da produção.

7.2.2. Campo de Norne com Ensemble 100

Como pudemos ver nos resultados apresentados anteriormente o ajuste não foi satisfatório, na busca por melhores resultados aumentamos o número de membros do conjunto para 100, assim iniciamos nossa assimilação com um maior número de modelos. Neste estudo, assim como no anterior, temos a pressão dos produtores e a pressão dos injetores como condições de contorno. Todos os gráficos de pressão apresentam o mesmo comportamento, a pressão dos poços produtores e injetores se mantêm constantes ao longo do tempo.



Figura 7-38: Pressão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-39: Pressão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne,, com 100 membros.



Figura 7-40: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-41: Vazão do poço injetor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-42: Vazão do poço injetor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-43: Vazão do poço injetor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-44: Vazão do poço injetor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-45: Vazão do poço injetor P6. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-46: Vazão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-47: Vazão do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-48: Vazão do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-49: Vazão do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-50: Vazão do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-51: Corte de água do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-52: Corte de água do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-53: Corte de água do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-54: Corte de água do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-55: Corte de água do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.



Figura 7-56: Corte de água do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 100 membros.

Com base nos gráficos do caso *ensemble* 100 vemos que o aumento, do número de membros no conjunto, afeta de maneira positiva no ajuste de histórico e, assim como no caso sintético, vemos que o método apresentou resultados satisfatórios para ajuste de histórico, apresentando curvas de dados gerados pela simulação próximos aos dados de produção observados. Porém a resposta do programa são as curvas do modelo médio e como vemos nos gráficos acima nem sempre a curva gerada pelo modelo médio é a curva que melhor se ajusta, em alguns casos temos o resultado de um membro (curva cinza) se ajustando melhor, ou seja, mais próxima da curva vermelha, o mesmo que acontece no caso do reservatório sintético como mencionamos anteriormente. Devido a este fato estudos são desenvolvidos estudos para que a resposta do ENKF não seja um modelo médio, mas um conjunto de modelos selecionados.

7.2.3. Campo de Norne com Ensemble 200

Na busca por resultados ainda melhores aumentamos o número de membros do conjunto para 200, assim iniciamos nossa assimilação com um maior número de modelos. Neste estudo, assim como no anterior, temos a pressão dos produtores e a pressão dos injetores como condições de contorno. Todos os gráficos de pressão apresentam o mesmo comportamento, a pressão dos poços produtores e injetores se mantêm constantes ao longo do tempo.



Figura 7-57: Pressão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-58: Pressão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-59: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-60: Vazão do poço injetor P2. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-61: Vazão do poço injetor P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-62: Vazão do poço injetor P4. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-63: Vazão do poço injetor P5. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-64: Vazão do poço injetor P6. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-65: Vazão do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-66: Vazão do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-67: Vazão do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-68: Vazão do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-69: Vazão do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-70: Corte de água do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-71: Corte de água do poço produtor P7. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-72: Corte de água do poço produtor P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-73: Corte de água do poço produtor P9. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-74: Corte de água do poço produtor P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.



Figura 7-75: Corte de água do poço produtor P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos, a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 200 membros.

Com base nos gráficos do caso *ensemble* 200 vemos que um segundo aumento do número de membros no conjunto afeta de maneira menos significativa na qualidade ajuste de histórico, para ter respostas mais próximas é necessário refinar outros parâmetros do ENKF como, por exemplo, o número de iterações, tempo de ajuste, tolerância, dentre outros.

8. Comparação dos Resultados

A partir dos resultados obtidos para o ajuste do histórico da produção no reservatório Norne, apresentados no capítulo anterior, foi realizado um estudo comparativo com os diferentes números de membros no conjunto (*Ensemble* 10, *Ensemble* 100 e *Ensemble* 200). Este estudo comparativo visa mostra a qualidade do ajuste em relação ao número de modelos usados.

Para que fosse possível fazer a comparação entre os diferentes modelos foi utilizado o mesmo caso base. Inicialmente foi selecionado para analise o ajuste da vazão de alguns poços.

No poço 1 (Figura 8-1) percebemos uma grande melhoria quando se aumentou o número de membros do ensemble de 10 para 100, tanto para os modelos do *ensemble*, quanto para média de modelos do *ensemble*. Porém o aumento do número de membros do ensemble de 100 para 200 apresentou resultados melhores, porém não muito significativos.



Figura 8-1: Vazão do poço injetor P1. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros.

O estudo comparativo dos poços P2, P5 e P11, geraram resultados semelhantes ao estudo comparativo realizado para o poço P1. Onde tivemos resultados para o ajuste do histórico melhores comparando o *Ensemble* 10 com o *Ensemble* 100 e o *Ensemble* 10 com o *Ensemble* 200. E resultados melhores, porém não muito do *Ensemble* 100 para *Ensemble* 200.

O poço P3 (Figura 8-2) também apresentou uma grande melhoria quando se aumentou o número de membros do ensemble de 10 para 100, tanto para os modelos do *ensemble*, quanto para média de modelos do *ensemble*. E essa melhora foi ainda maior com o aumento do número de membros do ensemble de 100 para 200. Com o *Ensemble* 200 obtivemos a média de modelos do *ensemble* apresentado o melhor ajuste. O mesmo se repete para os poços P4, P6, P7, P8 e P9.



Figura 8-2: Vazão do poço P3. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros.




Figura 8-3: Vazão do poço P10. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros.

Utilizamos também o corte de água para analisar o ajuste dos diferentes modelos. O poço P8 (Figura 8-4) apresentou uma grande melhoria quando se aumentou o número de membros do ensemble de 10 para 100, tanto para os modelos do *ensemble*, quanto para média de modelos do *ensemble*. E essa melhora foi ainda maior com o aumento do número de membros do ensemble de 100 para 200. Com o *Ensemble* 200 obtivemos a média de modelos do *ensemble* apresentado o melhor ajuste. O mesmo acontece com o poço P11 (Figura 8-5).



Figura 8-4: Corte de água do poço P8. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros.



Figura 8-5: Corte de água do poço P11. A curva cinza representa os resultados dos modelos ensemble a azul a média, e a vermelha o histórico. Campo Norne, ensemble com 10, 100 e 200 membros.

9. Considerações Finais

Este trabalho apresentou um estudo sobre aplicação de assimilação de dados no ajuste do histórico de reservatórios de petróleo. Foi utilizado como método de assimilação o *Ensemble Kalman Filter* (ENKF). Foram realizadas aplicações do método em dois reservatórios distintos, um sintético, por ser um caso mais simples e de fácil entendimento, e campo de Norne, por ser um caso mais complexo, possuir maior número de células e um maior número de poços a serem ajustados. Foram usados múltiplos modelos de simulação de reservatórios.

Após a tentativa de utilização de outros programas optamos pelo *Matlab Reservoir Simulation Toolbox* (MRST) por ser um código de fonte aberta nos proporcionando a possibilidade de mudanças nas configurações do método, e por possuir um módulo contendo o código do ENKF.

Para comparação, modificamos diferentes configurações do método *Ensemble Kalman Filter* (ENKF) até conseguirmos os resultados apresentados. Os resultados foram aplicados e comparados ao modelo real (no caso sintético), gerando modelos representativos do reservatório real.

Foi realizado uma análise relacionada à qualidade do ajuste em relação ao número de membros (modelos de simulação) atuando no ENKF. Os resultados apresentados indicam que o ENKF pode ser usado satisfatoriamente no ajuste do histórico da produção.

Sugerimos mais estudos nesse tema para poder determinar com mais precisão as capacidades desse método de assimilação e as influências do número de iterações, tempo de ajuste, intervalo de atualização dentre outros fatores na qualidade do ajuste.

94

10. Referências Bibliográficas

AANONSEN, S.I., 2005. "*Efficient History Matching Using a Multiscale Technique*". SPE 92758-MS SPE Conference Paper, SPE Reservoir Simulation Symposium, 31 January-2 Feburary, The Woodlands, Texas.

AANONSEN, S. I., NAEVDAL, G., OLIVER, D. S., REYNOLDS, A. C., VALLÈS, B., 2009. "Review of ensemble Kalman filter in petroleum engineering". SPE J. 14(3), 393–412.

ANDERSON, J.L., 2001. "An ensemble adjustment Kalman filter for data assimilation". Mon, Wea. Rev., 129, 2884-2903.

AVANSI, G. D.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J., 2016. "Simultaneous History-Matching Approach by Use of Reservoir-Characterization and Reservoir-Simulation Studies". 179740-PA SPE Journal Paper, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, páginas 694-712.

BIANCO, A., COMINELLI, A., DOVERA, L., et.al. 2007, "*History Matching and Production Forecast Uncertainty by Means of The Ensemble Kalman Filter: A Real Field Application*". *Society of Petroleum Engineers*, SPE 107161, SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition held in London, United Kingdom, 11-14 June.

BI Z., OLIVER D.S. AND REYNOLDS A.C., 2000. "Conditioning 3D Stochastic Channels to Pressure Data". Society of Petroleum Engineers, SPE Journal 5 474 484.

BURGERS, G., LEERWEN, P. J. V., EVENSEN, G., 1998. "Analysis scheme in the ensemble Kalman filter", Monthly Weather Review, 126, 1719-1724.

CAERS, J., 2005. Petroleum Geostatistcs. Softcover, Society of Petroleum Engineers.

CHAVENT, G., DUPUY, M. AND LEMONIER, P., 1975. "*History matching by use of optimal theory*". *Society of Petroleum Engineers*, SPE 4627, SPE Journal, 15 74-86.

CHENG, H.; OYERINDE, A. S.; DATTA-GUPTA, A.; MILLIKEN, W. J., 2007. "Compressible Streamlines and Three-Phase History Matching". Society of Petroleum Engineers, 99465-PA SPE Journal Paper, páginas 475 – 485.

DADASHPOUR, M., 2009. "Reservoir Characterization Using Production Data and Time-Lapse Seismic Data". Tese (Pós Doutorado), departamento de Engenharia de Petróleo e Geofísica Aplicada, Norwegian University of Science and Technology (NTNU). DOUGHERTY, E. L. AND KHAIRKHAH, D., 1975. "History Matching of Gas Simulation Models Using Optimal Control Theory". SPE 5371, 45th SPE-AIME Annual California Regional Fall Meeting, Venture, California, Abril 2-4.

EMERICK, A. A., 2012. "History matching and uncertainty characterization using ensemblebased methods". Dissertação (Doutorado), The University of Tulsa.

EVENSEN, G., 1994. "Sequential data assimilation with a nonlinear quasi-geostrophic model using Monte-Carlo methods to forecast error statistics". J. Geophys. Res., 99, 10143-10162.

EVENSEN, G., 2007. *Data Assimilation, The Ensemble Kalman Filter*. 1ed. Norway, Springer-Verlag.

FASANINO, G., MOLINARD, J. E., DE MARSILY, G. AND PELCÉ, V., 1986. "Inverse Modeling in Gás Reservoirs", SPE 15592, 61st SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Texas, Outubro 5-8.

GANG, T.; KELKAR, M. G., 2006. "*Efficient History Matching in Naturally Fractured Reservoirs*". 99578-MS SPE Conference Paper, SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, 22-26 April, Tulsa, Oklahoma, USA.

GU, Y., OLIVER, D. S., 2004, "History Mathing of the PUNQ-S3 Reservoir Model Using the Ensemble Kalman Filter". Society of Petroleum Engineers, SPE 89942, SPE Annul Technical Conference and Exhibition, Houston.

HAN, J.; CHEN, R.; DATTA-GUPTA, A., 2016. "Multiscale Method for History Matching Channelized Reservoirs Using Level Sets". 181461-MS SPE Conference Paper, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-28 September, Dubai, UAE.

JACQUARD, P. AND JAIN, C., 1965. "Permeability distribution from field pressure data". SPE Journal, 281-294.

KALMAN, R. E., 1960. *A new approach to linear filtering and prediction problems*. J. Basic. Emg.82, 35-45.

KHAZANEHDARI, J.; YI, T.; CURTIS, T., 2005. "*Production History-Matching Using Time-Lapse Seismic*". SPE 97100-MS SPE Conference Paper, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas.

KRUGER, W. D., 1961. "Determining Areal Permeability Distribution by Calculations". J. Pet. Tech. 691.

LI, R., REYNOLDS, A. C. AND OLIVER, D. S., 2003. "*History matching of three-phase flow production data*". *SPE Journal*, 8(4) 328-340.

LIE, K. A.,2015. An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB - User Guide for the Matlab Reservoir Simulation Toolbox (MRST). SINTEF ICT, Departement of Applied Mathematics Oslo, Norway

MATTAX, C. C., AND DALTON, R. L., 1991. "Reservoir Simulation". SPE 20399, Journal of Petroleum Technology, 42 692-695.

MOURA FILHO, M. A. B. de, 2005. Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção. Campinas, 150pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo), Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2005.

NAEVDAL, G., MANNSETH, T., VEFRING, E.H., 2002. "*Near-well reservoir monitoring through ensemble Kalman filter*". Proceedings of the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 13–17 April. No. SPE 75235.

OLDENZIEL, T., 2003. *Time-lapse seismic within reservoir engineering*. Delft University of Technology, Department of Applied Earth Sciences.

RWECHUNGURA, R., DADASHPOUR, M., KLEPPE, J., 2011. "Advanced History Matching Techniques Reviewed". *Society of Petroleum Engineers*, SPE 142497, SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference held in Manama, Bahrain.

ROSA, A. J., CARVALHO, R., XAVIER, J. A., 2006. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência.

SILVA, V. L. S.,2016. "Ajuste de histórico e otimização da produção de petróleo sob incertezas - aplicação do gerenciamento de reservatórios em malha fechada". Dissertação (Mestrado), COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SINGH, A. P.; MAUCEC, M.; KNABE, S. P., 2014. "*History Matching Using Streamline Trajectories*". 172146-MS SPE Conference Paper, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 10-13 November, Abu Dhabi, UAE.

SMITH, G. L., SCHMIDT S. F., AND MCGEE, L. A., 1962. "Application of statistical filtering to the optimal estimation of position and velocity on-board a circumlunar vehicle". Technical Report.

TAVASSOLI, Z.; CARTER, J. N.; KING, P. R., 2004. "*Errors in History Matching*". Society of Petroleum Engineers, 86883-PA SPE Journal Paper, páginas 352 – 361.

TENE, M., 2013. "*Ensemble-Based History Matching for Channelized Petroleum Reservoirs*". Dissertação (Mestrado), Delft Institute of Applied Mathematics, Faculty of Electrical Engineering, Mathematics and Computer Science.

TOLSTUKHIN, E.; LYNGNES, B.; SUDAN, H. H., 2012. "*Ekofisk 4D Seismic - Seismic History Matching Workflow*". SPE 154347-MS SPE Conference Paper. SPE Europec/EAGE Annual Conference, 4-7 June, Copenhagen, Denmark.

VAN LEEUWEN, PETER J., EVENSEN ,G.,1996. "Data assimilation and inverse methods in terms of a probabilistic formulation". Mon. Weather Rev. 124, 2898–2913.

VERSCHEURE, M.; FOURNO, A.; CHILES, J., 2010. "*History Matching Of A Realistic Stochastic Sub-Seismic Fault Model*". 129759-MS SPE Conference Paper, SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, 14-17 June, Barcelona, Spain.

WASSERMAN, M. L., EMANUEL, A. S., AND SEINFELD, J. H., 1974. "Pratical Applications of Optimal Control Theory to History Matching Multiphase Simulator Models". SPE 5020, SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston, Texas, Outubro 6-9.

WATSON, A. T., WADE, J. G., EWING, R. E., 1994. "Parameter and system identification for fluid flo in underground reservoirs". Proceedings of the Conference, Inverse Problems and Optimal Design in Indutry, Philadelphia, PA.