

1 Introdução

1.1. Definição do problema

As reservas de óleos pesados têm aumentado a sua importância devido à diminuição das reservas de óleos leves e ao aumento dos preços de petróleo. As maiores reservas mundiais de óleos pesados encontram-se no Canadá e na Venezuela. Para produzir estes óleos pesados precisa-se de reduzir sua viscosidade, e um dos métodos para reduzi-la é através da transferência de calor por injeção de vapor. Esta injeção de vapor altera não só as propriedades dos óleos pesados, porém também as propriedades da rocha, o que leva a questão de como estudar estas mudanças no reservatório. Os reservatórios de óleos pesados podem sofrer impactos do processo térmico na formação, como a expansão por dilatação térmica, perda de resistência e ruptura (elevados valores de tensões normais efetivas e incremento de efeitos cisalhantes, aceleração de compactação depois da redução da pressão). Para isto, torna-se necessário criar um modelo geomecânico do reservatório estudado, que seja acoplada aos dados de fluxo e à sísmica (para poder acompanhar o crescimento do frente de vapor), pois os simuladores de fluxo convencionais não consideram de uma forma apropriada os efeitos geomecânicos no fluxo de fluidos no meio poroso. De esta forma pode-se modelar o comportamento geomecânico do reservatório. Este modelo deve levar em conta os processos de segregação gravitacional (fluxo), mudanças de fase de fluidos, expansão térmica das rochas e dos fluidos, efeitos nas propriedades das rochas e campo de tensões (direção e magnitudes) no reservatório. O modelo geomecânico do reservatório será construído utilizando dados petrográficos, petrofísicos, de mecânica de rochas laboratorial.

A interpretação sísmica *time-lapse* é o processo de vincular diferenças observadas entre levantamentos sísmicos repetidos com mudanças nas saturações do fluido, pressão e temperatura no reservatório. A sísmica *time-lapse* será utilizada para propagação de propriedades mecânicas e térmicas das rochas e fluidos e simulação sísmica (*time-lapse* 4D) e para averiguar se a sísmica pode ser útil como técnica de monitoramento de um processo SAGD. A

utilização de uma sísmica sintética é gerada a partir de dados de perfis sônicos e de densidade de um poço real de La Faja.

O acoplamento fluxo-geomecânico permite conhecer o campo de tensões, as propriedades geomecânicas, o comportamento tensão-deformação no reservatório e o impacto geomecânico no volume de óleo produzido, assim como na locação e espaçamento vertical dos poços horizontais.

1.2. Importância do problema

Atualmente grandes operadoras pretendem aplicar ou continuar aplicando o processo SAGD em um intervalo de tempo maior em muitos campos de óleo pesado, por ser a técnica de recuperação térmica mais promissora empregada na atualidade, porém, as preocupações com efeitos de instabilidade de poços, danos em equipamentos superficiais, instalações de superfície, comunidades que possam viver nas redondezas, perda de selo (exsudação de óleos), contaminação de aquíferos, tem feito com que se busque utilizar modelos geomecânicos para prever e controlar tais problemas. Estes modelos precisam acoplar, devido à natureza transiente do estado de pressões, o modelo de fluxo, temperatura, geomecânica e sísmica nos projetos de viabilidade desta técnica (Li e Chalaturnyk, 2006; Vásquez *et al.*, 1999; Ito e Suzuki, 1996; Zang *et al.*, 2007; Hatchell *et al.*, 2005; Kautsabeloulis, 1996; Vidal *et al.*, 2002; Schøtt, 2008).

Levar em consideração os efeitos geomecânicos no monitoramento da produção de hidrocarbonetos de um campo de óleo pesado submetido a um projeto piloto de recuperação térmica secundária que usa o processo SAGD na Venezuela; criar uma metodologia para a avaliação da aplicação da sísmica sintética 4D em campos de óleo pesado submetidos ao processo de recuperação por SAGD; desenvolver uma metodologia para este tipo de estudo para integrar modelos geomecânico, de fluxo e geofísico representativos da área da Faja del Orinoco.

1.3. Objetivo geral

O objetivo deste estudo é conhecer o impacto da geomecânica nos processos de SAGD a serem executados na área de Faja del Orinoco, na Venezuela. Este estudo visa apoiar os engenheiros de simulação e perfuração a projetarem desde a locação dos pares de poços horizontais até a avaliação do

potencial de aplicação de sísmica 4D para o monitoramento do processo SAGD durante a vida útil do campo. Uma das grandes preocupações dos engenheiros responsáveis pelo projeto é averiguar o potencial de produção de areia gerado por este processo na área, uma vez que trata-se de uma rocha não consolidada, onde grandes volumes de material sólido podem vir a danificar os poços produtores, gerando inclusive o colapso dos mesmos.

Para isto foram desenvolvidos modelos geomecânicos e de física de rochas que contemplem as propriedades, estados de esforços e pressões da região de Faja del Orinoco, com base em testes de campo, dados de laboratório e perfis. A partir destes modelos serão aplicados modelos constitutivos para estudar o efeito da variação dos parâmetros geomecânicos no processo de injeção de vapor nas formações estudadas.

Além destes pontos, espera-se que o estudo geomecânico seja considerado na tomada de decisão para locação dos pares de poços (direção ideal em relação aos planos de tensões horizontais), a pressão de injeção de vapor, espaçamento ideal entre os pares de poços, além de estimar o impacto da geomecânica (compressibilidade das rochas) no volume de óleo produzido, compactação do reservatório, subsidência, potencial de colapso de poros e danos no revestimento e cimentação. A sísmica sintética construída a partir de dados reais de perfis calibrados com dados de laboratório e campo será utilizada para avaliar a aplicabilidade da sísmica *time-lapse* para o gerenciamento e avaliação das propriedades do fluido e das rochas estudadas durante processos térmicos.

1.4. Contribuição

O presente trabalho visa construir um modelo geomecânico para um campo de óleo pesado na Venezuela, onde um projeto de SAGD com cinco pares de injetores e produtores está sendo estudado do ponto de vista econômico e técnico. O reservatório é formado de areia muito pouco consolidada (Fm. Oficina) a uma profundidade de 3000 ft (914 m), com espessura de 100 ft (30,5 m), coberta com uma camada espessa de folhelhos, que funciona como selo (Fm. Freites).

1.5. Pacotes numéricos a serem usados

ECLIPSE 300 Simulação numérica composicional e térmica com equações cúbicas de estado, constantes de equilíbrio (K) dependentes da pressão e tratamento dos fluidos como sendo do tipo *blackoil*. Objetivo: obter o estado de pressão, temperatura, fluidos produzidos, varrido e saturações das fases a cada intervalo de tempo de simulação (*time-step*). Este simulador é capaz de avaliar as variações no estado do fluido durante o processo de SAGD.

ECLIPSE 300 GM – Composicional e geomecânico. Além de avaliar o modelo de fluxo, este simulador apresenta um módulo geomecânico (em elementos finitos) capaz de avaliar de forma acoplada o esforço e a deformação, a cada intervalo de tempo do simulador de fluxo; verificando esforços normais, cisalhantes, deformações e os deslocamentos, e detectando as regiões de possíveis instabilidades. Será empregado o modelo de ruptura de Mohr-Coulumb.

PETREL: Um pacote computacional da Schlumberger que integra os módulos de geofísica, geologia, engenharia de reservatórios, perfuração e visualizador de dados e resultados. As simulações numéricas de reservatórios podem ser corridas no OpenEclipse, como também permite visualizar os resultados em duas e três dimensões. Será utilizado para gerar modelos de visualização 3D.

MATLAB: As propriedades de física das rochas foram calculadas com um código escrito neste pacote computacional. As propriedades calculadas são exportadas ao TESSERAL para a geração dos sismogramas sintéticos.

TESSERAL: Simulação numérica de registros sísmicos sintéticos. Objetiva-se propagar as propriedades geomecânicas, pressão, campo de esforços e propriedades de fluido e temperatura ao longo do reservatório e das camadas sobrejacentes.

1.6. Descrição

No Capítulo 2 apresenta-se, uma breve descrição do processo SAGD. Também é descrito o modelo constitutivo para areias oleosas e a modelagem sísmica aplicada ao monitoramento de injeção de vapor para a recuperação de óleos pesados.

No Capítulo 3 faz-se uma descrição do estudo geológico da Faja del Orinoco, o que inclui: o Projeto Orinoco, o estudo geológico da Faja del Orinoco e a caracterização geológica da Faja del Orinoco.

No Capítulo 4 descreve-se a modelagem de fluxo e são apresentados os resultados das simulações de fluxo (variação da tensão horizontal efetiva, tensão cisalhante, pressão, deslocamento vertical, saturação de óleo e gás, deformação cisalhante e vertical, temperatura para a máxima pressão e fim do processo de injeção de vapor e as tensões principais máxima e mínima para o final do processo) para a rocha mais resistente e menos compressiva, e a rocha menos resistente e mais compressiva e para separação vertical entre poços de 14, 28 e 42 ft. São apresentados os resultados das curvas de produção acumulada de óleo e pressão de reservatório. Apresenta-se uma breve descrição da caracterização das amostras (petrografia, composição e distribuição mineralógica, microestrutura da areia e campanha de testes triaxiais e dos perfis de campo (sônico Scanner e imagens ultrasônicas de poço).

No Capítulo 5 é apresentada a modelagem sísmica, incluindo a variação absoluta e porcentual da impedância acústica e a variação da temperatura (via substituição de fluidos pela equação de Gassmann) e os sismogramas sintéticos gerados para os mesmos casos simulados no Capítulo 4 para o início da injeção de vapor (base) e fim do processo de injeção de vapor (monitor).