

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS
Centro de Engenharias - CEng
Curso de Engenharia de Petróleo

Trabalho de Conclusão de Curso



Avaliação do Impacto do Módulo de *Young* no Comportamento de Produção de um Reservatório

Juliano Brand Oliveira

Pelotas, 2021

Juliano Brand Oliveira

Avaliação do Impacto do Módulo de *Young* no Comportamento de Produção de um Reservatório

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Petróleo

Orientador: Prof. Me. Forlan La Rosa Almeida

Pelotas, 2021

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas
Catalogação na Publicação

O48a Oliveira, Juliano Brand

Avaliação do impacto do módulo de *Young* no comportamento de produção de um reservatório / Juliano Brand Oliveira ; Forlan La Rosa Almeida, orientador. — Pelotas, 2021.

58 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) — Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2021.

1. Simulação de reservatórios. 2. Geomecânica. 3. Módulo de Young. I. Almeida, Forlan La Rosa, orient. II. Título.

CDD : 622

Juliano Brand Oliveira

Avaliação do Impacto do Módulo de *Young* no Comportamento de Produção de um Reservatório

Trabalho de Conclusão de Curso aprovado, como requisito parcial, para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas.

Data da Defesa: 06 de janeiro de 2021.

Banca Examinadora:



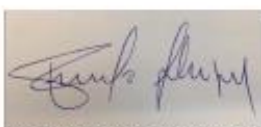
Prof. Forlan La Rosa Almeida (orientador)

Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo pela Universidade Estadual de Campinas.



Prof. Larissa Pinheiro Costa

Doutora em Oceanografia Física, Química e Geológica pela Universidade Federal do Rio Grande.



Prof. Rômulo Henrique Batista de Farias

Mestre em Ciências Ambientais pela Universidade Federal de Pelotas.

Dedico este trabalho primeiramente à Deus, que me permitiu chegar até aqui. À minha família pelo amor e carinho, em especial aos meus pais que sempre foram meu porto seguro.

Agradecimentos

Antes de tudo, à Deus, que me deu o privilégio de poder chegar até este momento com saúde e ter me dado forças para seguir sempre em frente.

À minha família, especialmente à minha mãe, que nunca mediu esforços em me incentivar e apoiar seja qual fosse a situação.

Aos meus estimados amigos e colegas que de alguma forma contribuíram com a minha formação, seja nos momentos de descontração ou nos momentos difíceis, particularmente aos que moraram comigo e conviveram comigo.

À todos os professores do curso de Engenharia de Petróleo da UFPEL, que deixaram sua marca no aprendizado, assim como, muitos tiveram participação no meu desenvolvimento pessoal.

Ao meu orientador, Prof. Forlan La Rosa Almeida, por todo o apoio e empatia demonstrados no processo de desenvolvimento deste trabalho, vai meu agradecimento especial.

À equipe CMG, pela disponibilização da licença que possibilitou a aplicação deste trabalho.

“Se uma pessoa é perseverante, por mais que seja dura de entendimento, se fará inteligente e por mais que seja fraca, se transformará em forte. ”

(Leonardo Da Vinci)

Resumo

BRAND OLIVEIRA, Juliano. **Avaliação do Impacto do Módulo de *Young* no Comportamento de Produção de um Reservatório**. 2021. 58f. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2021.

No decorrer da história, a análise e os efeitos geomecânicos foram relativamente negligenciados nos projetos de simulação de reservatórios convencionais, dando mais atenção à modelagem de fluxo de fluidos. Em virtude do aumento e da recorrência de problemas de natureza geomecânica, como a compactação, perda de poços devido à instabilidade e subsidência ao longo da produção/injeção de fluidos, observa-se um crescimento dos estudos acerca dessa temática, a fim de obter simulações de reservatórios cada vez mais confiáveis e precisas, minimizando os riscos e maximizando o retorno financeiro dos projetos. Este trabalho tem o objetivo de analisar, particularmente, o impacto da propriedade geomecânica Módulo de *Young* no comportamento de produção e pressão de um reservatório. Para tanto, foi realizada a simulação, através do simulador composicional GEM da companhia CMG (*Computer Modelling Group*), e a comparação de diferentes cenários de Módulo de *Young*, propriedade que expressa a rigidez de um material em resposta a uma deformação e que pode ser um parâmetro crítico para descrever o comportamento das rochas sob tensão, analisando os impactos nas curvas de produção acumulada, taxas de produção, pressão. Cenários com valores reduzidos de Módulo de *Young* apresentaram produções mais elevadas se comparadas a cenários com Módulo de *Young* maiores, com a produção acumulada de óleo chegando a ser quase 50% maior em um cenário de redução de 90% no Módulo de *Young* e quase 3% menor se esta propriedade é aumentada em 100%. A produção acumulada de gás experimentou uma diferença mais discreta, sendo 4,57% maior no cenário de redução de 90% no Módulo de *Young* e 0,33% menor com esta propriedade aumentada em 100%. Os resultados obtidos demonstram o impacto que pode ocasionar o desconhecimento da propriedade nos estudos preliminares de um reservatório petrolífero.

Palavras-chave: Simulação de reservatórios. Geomecânica. Módulo de *Young*.

Abstract

BRAND OLIVEIRA, Juliano. **Evaluation of the Impact of *Young's Modulus* on the Production Behavior of a Reservoir**. 2021. 58p. Undergraduate Final Project, Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Engenharias, Universidade Federal de Pelotas, 2021.

Throughout history, the analysis and geomechanical effects have always been relatively neglected in conventional reservoir simulation projects, paying more attention to fluid flow modeling. Due to the increase and recurrence of problems of a geomechanical nature, such as compaction, well loss due to wellbore instability and subsidence throughout the production/injection of fluids, there has been an increase in studies on this subject, in order to obtain reservoir simulations increasingly reliable and accurate, minimizing risks and maximizing financial return on projects. This study aims to analyze, particularly the impact of geomechanical property Young's Modulus on the production and pressure behavior of a particular reservoir. In order to reach that goal, it was carried out the simulation, using GEM, a compositional simulator registered to CMG (Computer Modeling Group), and comparison of different scenarios of Young's Modulus (property that expresses the stiffness of a material in response to a deformation and which can be a critical parameter to describe rock behavior under stress), analyzing the impacts on the cumulative production, production rates and pressure curves. Scenarios with reduced Young's Modulus values showed higher production when compared to larger Young's Modulus scenarios, with the cumulative oil production reaching an almost 50% increase in a scenario of 90% reduction in Young's Modulus and almost 3% lower if this property is increased by 100%. The cumulative gas production experienced a more discreet difference, being 4.57% higher in the scenario of 90% reduction in Young's Modulus and 0.33% lower with this property increased by 100%. The results obtained demonstrate the impact that can cause the lack of knowledge regarding this property in the preliminary studies of an oil reservoir.

Keywords: Reservoir simulation. Geomechanics. Young's Modulus.

Lista de Figuras

Figura 1 - Exemplo de grid representando modelo geológico de um reservatório. ...	19
Figura 2 - As tensões normal e de cisalhamento.	24
Figura 3 - Estado das tensões em 3D.	24
Figura 4 - Regimes de falha para tensões <i>in-situ</i>	26
Figura 5 - Gráfico típico de tensão x deformação para rochas. ϵ_a – deformação axial, ϵ_t – deformação transversal, ϵ_v – deformação volumétrica.	29
Figura 6 - Metodologia do Estudo.	33
Figura 7 - Imagem 3D do gridtop do modelo de simulação 'gmgmc004.dat'.	36
Figura 8 - Mapas de pressão e saturação de óleo iniciais apresentados pelo modelo base.	37
Figura 9 - Seção geomecânica do modelo de simulação. Destacado o código para introdução do valor do Módulo de <i>Young</i>	39
Figura 10 - Limites de incerteza aplicados à propriedade avaliada (Módulo de <i>Young</i>).	40
Figura 11 – Gráfico com as curvas de produção acumulada de óleo apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de <i>Young</i>	44
Figura 12 – Gráfico com as curvas de produção acumulada de gás apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de <i>Young</i>	46
Figura 13 - Gráfico com as curvas de taxa de produção de óleo apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de <i>Young</i>	47
Figura 14 - Gráfico com as curvas de taxa de produção de gás apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de <i>Young</i>	48
Figura 15 - Gráfico com as curvas de produção acumulada de óleo apresentadas pelos cenários base e de diminuição de 90% no Módulo de <i>Young</i>	50
Figura 16 - Gráfico com as curvas de produção acumulada de gás apresentadas pelos cenários base e de diminuição de 90% no Módulo de <i>Young</i>	50
Figura 17 - Gráfico com as curvas de taxa produção de óleo apresentadas pelos cenários base e de diminuição de 90% no Módulo de <i>Young</i>	51
Figura 18 - Gráfico com as curvas de taxa produção de gás apresentadas pelos cenários base e de diminuição de 90% no Módulo de <i>Young</i>	52
Figura 19 - Gráfico com as curvas de pressão apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de <i>Young</i>	53

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Características (geometria) do poço.....	38
Tabela 2 - Condições operacionais do poço produtor 'Producer1'.	38
Tabela 3 - Condições geomecânicas do reservatório estudado.....	38
Tabela 4 - Alterações empregadas no Módulo de Elasticidade (Young) para geração dos cenários.	41
Tabela 5 - Valores de produção acumulada e taxa de produção apresentados pelos cenários de modificação no Módulo de Young.	45
Tabela 6 - Diferenças percentuais apresentadas entre os valores e produção dos cenários de modificação no Módulo de Young.	45
Tabela 7 - Valores de pressão ao final da vida útil do poço nos diferentes cenários de variação de Módulo de Young.....	54

Lista de Abreviações e Siglas

BHP	Pressão do fundo do poço (<i>Bottom Hole Pressure</i>) (psi);
Geofac	Fator geométrico do poço;
mD	Unidade de permeabilidade Milidarcy;
Np	Produção acumulada de óleo (ft ³);
STO	Vazão máxima de produção de óleo (bbl/dia);
Wfrac	Coefficiente angular do poço.

Lista de Símbolos

A	Área (m^2 ou pol^2);
E	Módulo de elasticidade ou módulo de Young;
ϵ	Deformação;
ϵ_a	Deformação axial;
ϵ_t	Deformação transversal;
ϵ_v	Deformação volumétrica;
ϵ_x	Deformação longitudinal ou axial do material
ϵ_x	Deformação na direção x ;
ϵ_y	Deformação lateral ou transversal;
F	Força (N ou lbf);
l_0	Comprimento original (m ou pol);
Δl	Dimensão de deformação (mudança no comprimento) (m ou pol);
σ	Tensão (psi ou Pa);
σ	Tensão Normal (psi ou Pa);
σ_H	Tensão horizontal máxima (psi ou Pa);
σ_h	Tensão horizontal mínima (psi ou Pa);
σ_v	Tensão vertical (psi ou Pa);
σ_x	Tensão uniaxial;
ν	Coefficiente de Poisson;
τ	Tensão de cisalhamento (psi ou Pa).

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivo	17
1.2	Justificativa.....	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	Engenharia de reservatórios	18
2.2	Simulação de reservatório.....	18
2.3	Geomecânica	20
2.3.1	<i>Tensão</i>	23
2.3.2	<i>Deformação</i>	25
2.3.3	<i>Tensões In-Situ</i>	25
2.3.4	<i>Relação entre Tensão e Deformação – Teoria da Elasticidade Linear</i> ..	27
2.3.5	<i>Módulo de Young</i>	28
2.3.6	<i>Coeficiente de Poisson</i>	31
2.3.7	<i>Coesão</i>	31
2.4	Parâmetros de Produção e Pressão	31
3	METODOLOGIA	33
3.1	Definição do Estudo de Caso.....	34
3.2	Definição do Caso Base	34
3.3	Definição da Incerteza.....	34
3.4	Definição dos Limites de Incerteza.....	34
3.5	Geração dos Cenários	34
3.6	Simulação dos Cenários	34
3.7	Comparação da Produção	34
3.8	Caracterizar Impacto	35
4	APLICAÇÃO	36

4.1	Modelo de Simulação.....	36
4.2	Cronograma do Modelo de Simulação	37
4.3	Estratégia de Exploração	38
4.4	Condições geomecânicas	38
4.5	Definição do atributo incerto geomecânico a ser avaliado	39
4.6	Geração dos cenários	40
4.7	Propriedades avaliadas.....	41
4.8	Softwares	41
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	43
5.1	Impacto da Diminuição em 90% no Módulo de <i>Young</i>	49
5.2	Produção Acumulada de Água.....	53
5.3	Pressão	53
6	CONCLUSÃO	55
6.1	Sugestões para trabalhos futuros.....	56
	REFERÊNCIAS.....	57

1 INTRODUÇÃO

As tensões e resistências em uma formação de subsuperfície estão em um estado aparente de equilíbrio, exceto em áreas sismicamente ativas. No entanto, atividades associadas à exploração e produção, como perfuração, fraturamento, produção e injeção de fluido, podem alterar potencialmente este equilíbrio.

A ciência da geomecânica é aplicada em todo o ciclo de exploração e produção. Na fase de exploração pré-perfuração, é usado para modelar tensões *in-situ* e definir o perfil das propriedades da rocha. É igualmente importante para garantir a estabilidade do poço, prever a produção de areia, estimar e monitorar os efeitos do fraturamento hidráulico e garantir pressão operacional segura e envelopes de temperatura para desenvolvimento, até mesmo, de estratégias de recuperação avançada (FJAER, 2008).

Segundo Rodrigues, Cunha e Chalaturnyk (2007), progressivamente, há uma necessidade na engenharia de petróleo de uma abordagem coerente, que permita a identificação e incorporação de parâmetros e mecanismos importantes para qualquer atividade de engenharia de rochas. Este é o caso de estudos de simulação numérica de reservatórios de estratégias de recuperação de óleo e gás, nos quais os efeitos geomecânicos desempenham um papel importante na física implícita ao processo de recuperação.

Durante a fase de depleção ou na injeção de água, o estado de tensões dentro e ao redor de um reservatório pode mudar dramaticamente. Este processo pode resultar em movimentos de rocha, como compactação, melhoria de fraturas naturais, fraturamento induzido e ativação de falhas, que modificam continuamente as propriedades do reservatório, como a porosidade, a permeabilidade e a transmissibilidade de falha. As modificações de tais parâmetros influenciam diretamente o fluxo de fluidos no reservatório e, conseqüentemente, no fator de recuperação final.

À vista disso, o comportamento elástico das rochas e a amplitude de sua elasticidade são de importância crucial na engenharia envolvida na mecânica das rochas. Portanto, determinar as propriedades do maciço rochoso de forma adequada é de importância crucial para uma avaliação da estabilidade do reservatório a ser desenvolvido.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é investigar o impacto das características geomecânicas do reservatório na resposta de produção estimada através de modelos numéricos de reservatório. Mais especificamente, é investigado o efeito da incerteza do Módulo de Young nas respostas de produção acumulada, taxas de produção e na pressão.

1.2 Justificativa

A determinação das propriedades mecânicas da rocha é importante para a indústria de petróleo e gás devido aos seus efeitos na compactação de reservatório, estabilidade de poço, controle de formação e etc. A literatura faz uma abordagem qualitativa ampla acerca das propriedades e comportamento elástico das rochas, porém, há escassez de trabalhos que avaliem esse impacto quantitativamente.

Outro ponto a ser destacado é o interesse pela área da geomecânica e o potencial impacto na produção que esta pode causar, o que pode se traduzir em um impacto econômico. Assim, visa-se destacar o impacto que pode representar o desconhecimento desta propriedade e dos efeitos geomecânicos no planejamento do projeto de exploração e produção de reservatórios petrolíferos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem por objetivo apresentar e esclarecer conceitos com o intuito de situar o leitor a respeito dos fundamentos que devem ser enfatizados para o entendimento da metodologia, aplicação e resultados demonstrados neste trabalho. Associadamente, realiza-se uma breve revisão bibliográfica a respeito dos temas.

2.1 Engenharia de reservatórios

A engenharia de reservatórios consiste em uma área fundamental na engenharia de petróleo. Os engenheiros, geólogos e geofísicos de petróleo, tal como outros profissionais que atuam na área de engenharia de reservatórios, utilizam informações sobre as propriedades e características das rochas e dos fluidos contidos nas formações portadoras de petróleo, bem como sobre o seu comportamento passado (no caso de uma fração dos fluidos já ter sido produzida), para inferir o comportamento futuro desses reservatórios (ROSA, 2006).

Habitualmente, os projetos de engenharia de reservatório desenvolvidos pela indústria do petróleo compreendem um alto risco e mobilizam elevados montantes financeiros. O desenvolvimento de um reservatório de petróleo envolve inúmeras incertezas, sendo as principais as geológicas, econômicas e tecnológicas (COSTA E SCHIOZER, 2004).

2.2 Simulação de reservatório

A simulação de reservatórios é uma área da engenharia de reservatórios que, combinando física, matemática e programação de computador em um modelo de reservatório, permite a análise e a previsão do comportamento do fluido no reservatório ao longo do tempo. Trata-se de um processo complexo que tem como objetivo estimar o comportamento de pressões, saturações e produções de reservatório de hidrocarbonetos, através da solução numérica das equações não-lineares que regem o escoamento dos fluidos no interior do meio poroso (RISSO, 2007).

Segundo Satter e Iqbal (2016), simulação numérica de reservatórios pode ser considerada como um processo que visa representar o comportamento do

escoamento de fluidos em um sistema de reservatório de petróleo (incluindo rocha e fluidos, aquíferos, instalações de superfície e subsuperfície) por meio do uso de modelos físicos ou matemáticos que respeitam as leis de conservação de massa, momento e energia. É uma ferramenta valiosa para entender o desempenho do reservatório de óleo e gás sob várias estratégias operacionais.

Pettersen (2006) atesta que, basicamente, a simulação do reservatório consiste em:

- um modelo geológico na forma de um *grid* volumétrico com propriedades que descrevem a formação de rocha porosa. A Figura 1 mostra um exemplo de *grid*;

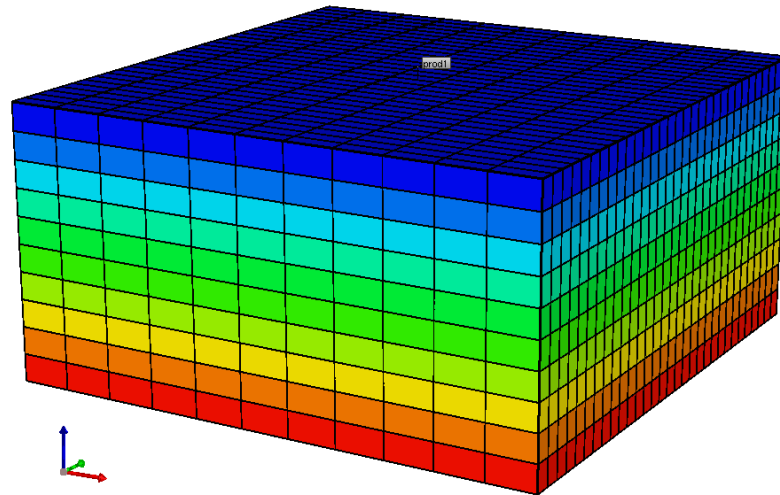


Figura 1 - Exemplo de grid representando modelo geológico de um reservatório.

- um modelo de fluxo que descreve como os fluidos escoam em um meio poroso, normalmente dado como um conjunto de equações diferenciais parciais que expressam a conservação de massa ou volumes;
- um modelo de poço que descreve o fluxo de entrada e saída do reservatório, incluindo um modelo para escoamento dentro do poço e qualquer acoplamento a dispositivos de controle de escoamento ou instalações de superfície.

A simulação de reservatório é usada para dois propósitos principais: para otimizar planos de desenvolvimento para novos campos e para auxiliar nas decisões operacionais e de investimento. Para realizar a simulação de reservatórios, é

necessário realizar diversos e complexos estudos, normalmente realizados por equipes de especialistas de diferentes disciplinas, devido à grande quantidade de dados necessária para a elaboração do conjunto de dados de entrada da simulação.

Segundo Gencer *et al.* (2007), a simulação de reservatórios é baseada em equações e técnicas de engenharia de reservatórios bem conhecidas. Em geral, simulação se refere à representação de algum processo por um modelo teórico ou físico.

Lee, Sidle e McVay (2011) concluem que a simulação é uma tecnologia potencialmente confiável quando pode-se demonstrar que ela satisfaz os critérios de consistência e repetibilidade. Os autores concluem que o analista de reservas pode demonstrar quando a simulação é confiável, procedendo através das etapas do método científico descrito por Sidle e Lee (2010), que fornecem diretrizes para estabelecer que uma determinada tecnologia em questão é consistente com a definição de uma tecnologia confiável.

2.3 Geomecânica

A necessidade de incorporar a geomecânica nos estudos de reservatórios no Brasil iniciou na década de 80, a partir das primeiras pesquisas com a Petrobras, o que levantou o questionamento como a rocha se comporta mecanicamente durante a produção. Portanto, esta prática é relativamente recente para a engenharia de reservatórios. As primeiras pesquisas focaram em verificar os riscos de ocorrência de subsidência nos principais campos produtores de hidrocarbonetos do país. Somente no começo do século 21 foram reativados os estudos em geomecânica, porém, desta vez apresentando uma avaliação geomecânica acoplada à simulação de reservatórios (FALCÃO, 2013).

Segundo Settari e Sen (2008), na indústria do petróleo, a geomecânica é encontrada em uma variedade de situações diferentes, seja em uma base de poço único ou em um cenário de campo, que abrange a perfuração, completção, estimulação, produção e engenharia de reservatório. Settari e Sen (2008) citam alguns exemplos:

- A compactação de reservatórios e a subsidência resultante são exemplos conhecidos de comportamento geomecânico. Durante a

depleção, a pressão do reservatório diminui e as tensões efetivas aumentam. As rochas se deformam por meio de uma combinação de deformação elástica (recuperável) e inelástica (permanente), com a deformação plástica ocorrendo principalmente à medida que a tensão aumenta além do limite de compactação ou tensão de “colapso”. A proporção de deformação inelástica para elástica aumenta com maior tensão, maior porosidade, diminuindo o contato grão a grão e também depende da trajetória da tensão. A deformação cria uma “unidade de compactação” (suporte de pressão adicional) no reservatório que pode melhorar a recuperação. No entanto, deve-se também lidar com os efeitos indesejáveis - o impacto ambiental de subsidência, possível reativação de falha e integridade de poços que cruzam falhas, etc;

- Mesmo reservatórios que não se compactam durante a produção podem exibir forte dependência não linear de porosidade e permeabilidade na tensão efetiva. Os exemplos típicos incluem rocha microfraturada ou macrofraturada, areias de baixa permeabilidade, etc. Com a diminuição da pressão (devido à produção), aumenta a tensão efetiva e diminui a permeabilidade, enquanto em uma trajetória de injeção a tensão efetiva diminui e a permeabilidade aumenta. Modelos de reservatório convencionais que tratam a permeabilidade como uma propriedade de campo estática, portanto, superestimarão a produtividade do poço, mas subestimarão sua injetividade. A solução simultânea de geomecânica e fluxo de fluido é necessária para fornecer respostas realistas neste tipo de cenário;
- A mecânica das fraturas em rochas também pode ser considerada uma parte da geomecânica de reservatório e forma a base teórica para o projeto convencional e modelagem de tratamentos de estimulação. No entanto, há um grande grupo de processos de injeção na pressão de fraturamento que não pode ser tratado pelos métodos padrão, como injeção de fluidos "sujos" (por exemplo, água produzida), reinjeção de cascalhos de perfuração, fraturamento de gás e fraturamento não consolidado ou fraturado naturalmente meios de comunicação.

A geomecânica se trata de uma área interdisciplinar da Engenharia de Petróleo, visto que envolve conceitos de Geologia, Petrofísica, Geofísica e Mecânica das Rochas e é de extrema importância desde os primeiros estudos de exploração até a produção de fluidos (SOROUSH E FAHIMIFAR, 2003). Seu surgimento está relacionado diretamente ao objetivo de mensurar a resposta que as formações rochosas dão quando submetidas a quaisquer alterações em seus componentes mecânicos, como o estado de tensões, pressão de poros, deformações, fraturas e falhas na formação alvo.

Existem dois componentes chave na geomecânica: a resistência interna de um objeto que atua contra o efeito de forças externas (denotadas por tensão) e a deformação do objeto correspondente a forças externas (representadas por deformação) (ZOBACK, 2007).

Gutierrez e Lewis (1998) apresentam uma discussão sobre as questões relacionadas à interação entre a geomecânica e a simulação de reservatórios de hidrocarbonetos deformáveis. A geomecânica é importante para contabilizar as deformações da rocha devido à pressão dos poros e mudanças de temperatura resultantes da produção e injeção de fluido. A deformação da rocha pode afetar a permeabilidade e a compressibilidade dos poros da rocha. Por sua vez, as pressões dos poros variarão devido às mudanças no volume dos poros.

Na geomecânica também é necessário considerar o efeito das rochas improdutivas ao redor do reservatório (*overburden* – rochas superiores; *sideburden* – rochas dispostas lateralmente ao reservatório; *underburden* rocha disposta abaixo do reservatório). Todos estes fatores têm potencial para causar um grande impacto na produtividade (NAVEIRA, 2008).

Atualmente, há uma necessidade na engenharia de rochas de uma abordagem coerente, que permita a identificação e incorporação de parâmetros e mecanismos importantes para qualquer atividade de mecânica de rochas. Este é o caso de estudos de simulação numérica de reservatórios de estratégias de recuperação de óleo e gás, nos quais os efeitos geomecânicos desempenham um papel importante na física inerente ao processo de recuperação. Por exemplo, durante a fase de depleção ou a injeção de água, o estado de tensões dentro e ao redor de um reservatório pode mudar. Este processo pode resultar em movimentos de rocha, como compactação, fraturamento induzido e ativação de falhas, que modificam continuamente as propriedades do reservatório, como as porosidades, as permeabilidades e as

transmissibilidades de falha. As modificações de tais parâmetros influenciam diretamente o fluxo no reservatório e, conseqüentemente, o fator de recuperação final Rodrigues, Cunha e Chalaturnyk (2007).

Pensando nisso, Rodrigues, Cunha e Chalaturnyk (2007) desenvolveram uma metodologia que permite a incorporação de mecanismos e parâmetros chaves para resolver um problema numérico de simulação de reservatórios que considera aspectos geomecânicos.

2.3.1 Tensão

Em uma definição simples, a tensão foi introduzida na teoria da elasticidade como a força por unidade de área. Esta área pode ser um plano imaginário ou uma superfície. Embora o cálculo da tensão possa ser complexa, é necessário conhecimento sobre forças e trações para entender os princípios de tensão (TWISS e MOORES, 2006). Tensão é definida segundo a Equação 1:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1)$$

Onde:

σ é a tensão (psi ou Pa);

F é a força (N ou lbf);

A é a área (m² ou pol²).

Como a tensão é a força que atua sobre uma área, ela é independente do tamanho e da forma do corpo. No entanto, a tensão depende da orientação. Adicionalmente, existem dois tipos de tensões resultantes da condição de equilíbrio, mostradas na Figura 2. Essas tensões são a tensão normal (σ), que atua perpendicularmente ao plano, e a tensão de cisalhamento (τ), que atua ao longo do plano paralelamente ao mesmo.

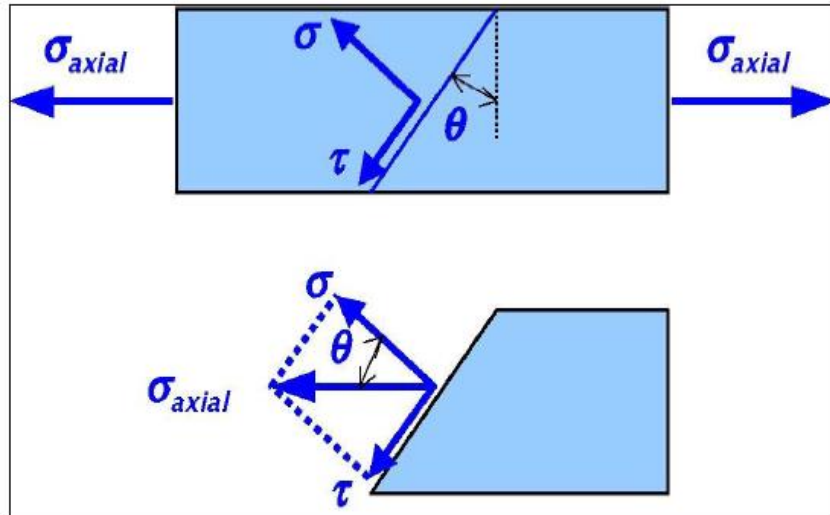


Figura 2 - As tensões normal e de cisalhamento.

FONTE: Aadnoy e Looyeh, 2011.

É necessário identificar as tensões na superfície em um estado tridimensional (3D) para obter uma descrição completa do estado de tensão em um ponto. Nove componentes diferentes de tensão são necessários para estimar o estado de tensão em um ponto, exibido na Figura 3. Os componentes do tensor de tensão são classificados em dois grupos: tensões normais (σ_{xx} , σ_{yy} e σ_{zz}) e tensões de cisalhamento (τ_{xy} , τ_{xz} , τ_{yx} , τ_{yz} , τ_{zx} e τ_{zy}). Lembrando que são três dimensões (x, y e z) e para cada tensão normal há duas tensões de cisalhamento que vão para as laterais, causando assim a deformação (AADNOY E LOOYEH, 2011).

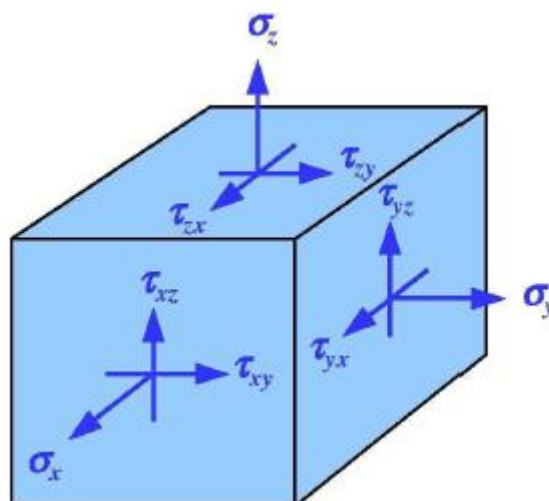


Figura 3 - Estado das tensões em 3D.

FONTE: Aadnoy e Looyeh, 2011.

2.3.2 Deformação

O corpo sofrerá deslocamento e/ou deformação como resultado de deslocamento e deformação quando exposto a uma força externa. Portanto, qualquer ponto dentro ou fora do corpo será deslocado de sua posição original. Aadnoy e Looyeh (2011) definiram a deformação como a razão entre a deformação e a dimensão original. A deformação é simplesmente expressa pela Equação 2:

$$\varepsilon = \frac{\Delta l}{l_0} \quad (2)$$

Onde:

ε é a deformação;

Δl é a dimensão de deformação (mudança no comprimento) (m ou pol);

l_0 é o comprimento original (m ou pol).

Quando a Equação 2 não é mais válida (no caso de grandes deformações), duas fórmulas para grandes deformações foram introduzidas por Almansi e Green (*apud* Mohammed, 2017), respectivamente as Equações 3 e 4, podem ser usadas como segue:

$$\varepsilon = \frac{l^2 - l_0^2}{2l^2} \quad (3)$$

$$\varepsilon = \frac{l^2 - l_0^2}{2l_0^2} \quad (4)$$

2.3.3 Tensões *In-Situ*

Qualquer ponto abaixo da superfície está sujeito a três tensões ortogonais. Essas tensões são classificadas, em termos de magnitude e orientação, em tensão vertical, tensão horizontal mínima e tensão horizontal máxima. As tensões *in-situ* são geralmente não-homogêneas, anisotrópicas e compressivas (VEATCH e

MOSCHOVIDIS, 1986). Conseqüentemente, as tensões *in-situ* desempenham um papel vital na construção do poço, planejamento, perfuração, completação, produção e simulação. Assim, é importante ter total conhecimento sobre as tensões *in-situ* antes de realizar qualquer avaliação de falha e análise de tensão de rocha. Este conhecimento pode ser útil para compreender e estimar o estado de tensão, prever a direção e a magnitude das tensões principais, identificar as direções de ruptura da rocha, determinar o efeito das tensões na perfuração e operações de produção, e investigar o limite principal na análise do poço (AADNOY E LOOYEH, 2011).

Anderson (1951, *apud* FJAER, 2008) propôs uma classificação de regime de falha para tensões *in-situ* com base na razão entre a magnitude da tensão horizontal e a magnitude da tensão vertical. Ele presumiu que nenhuma tensão de cisalhamento atua na superfície da terra, onde a tensão vertical, σ_v , seria uma tensão principal, e, conseqüentemente, pode-se definir uma tensão horizontal mínima, σ_h , e uma tensão horizontal máxima, σ_H . Portanto, ele descreveu o regime de falha normal como $\sigma_v \geq \sigma_H \geq \sigma_h$, enquanto os regimes de falha transcorrente e falha reversa estão associados com $\sigma_H \geq \sigma_v \geq \sigma_h$ e $\sigma_H \geq \sigma_h \geq \sigma_v$, respectivamente. A Figura 4 ilustra os regimes de tensão *in-situ*.

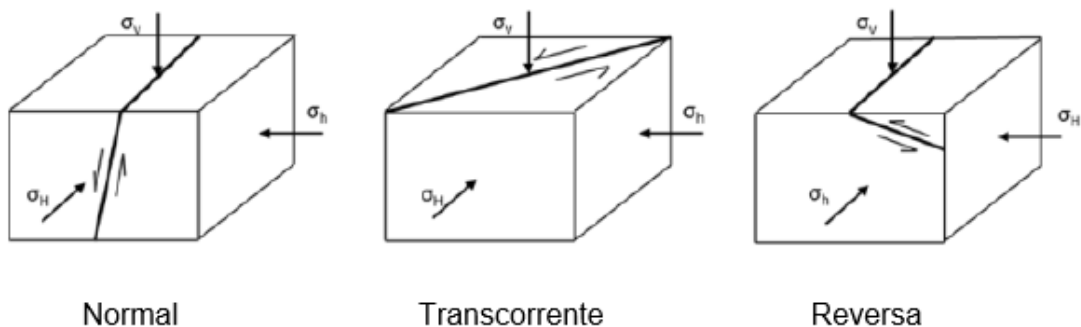


Figura 4 - Regimes de falha para tensões *in-situ*.

FONTE: Adaptado de Fjaer et al. 2008.

2.3.4 Relação entre Tensão e Deformação – Teoria da Elasticidade Linear

A teoria da elasticidade linear representa situações onde se dão relações lineares entre as tensões presentes em um corpo estudado e as deformações que resultam destas tensões, ou seja, após interrompidos os esforços, a deformação é completamente recuperada e o corpo volta ao seu estado original. De maneira geral, pode-se considerar que as rochas apresentam comportamento elástico quando submetidas a esforços instantâneos (MORAES, 2016).

Elasticidade é a capacidade de um material de resistir e se recuperar da deformação após as forças externas terem sido retiradas. Muitos materiais estão sujeitos a vários tipos de forças. Por exemplo, as formações de rochas são expostas a tensões *in-situ*, pressão de poros e força da broca de perfuração. Portanto, o conhecimento sobre as características da rocha é necessário para evitar qualquer deformação e falha excessiva. Esse conhecimento é obtido pela compreensão da relação estresse-deformação.

Entre as propriedades da rocha elástica, pode-se mencionar: módulo de Young, módulo de cisalhamento, módulo de volume e coeficiente de Poisson. Como o módulo de cisalhamento e o módulo de bulk são funções do módulo de Young e do coeficiente de Poisson, os dois últimos parâmetros são os mais importantes na resolução de problemas geomecânicos. Alguns autores até enfatizam que o módulo de elasticidade (Young) se torna um parâmetro crítico para descrever o comportamento das rochas sob carga por causa de seu potencial quebradiço (MALKOWSKI e OSTROWSKI, 2017).

A teoria da elasticidade se baseia, então, no conceito de tensão e deformação. Assim, representa a relação linear entre a força aplicada (tensão) e a deformação produzida por essa força para o material que atua parcialmente ou totalmente elasticamente. Enquanto a maioria das rochas se comporta de forma não linear quando sujeita a grandes tensões, seu comportamento pode normalmente ser descrito por relações lineares para mudanças suficientemente pequenas na tensão (FJAER *et al.* 2008) através da Lei de Hooke.

2.3.5 Módulo de Young

A Lei de Hooke (Equação 5) aplicada a uma amostra cilíndrica submetida a uma tensão uniaxial σ_x tem-se a seguinte representação:

$$\sigma_x = E \epsilon_x \quad (5)$$

Onde:

ϵ_x é a deformação na direção x;

E é o módulo de elasticidade ou módulo de Young.

Sendo assim, o módulo de Young é tido como uma medida de rigidez de um material quando submetido a um processo de tração ou compressão provocado por uma tensão externa. Em termos geológicos, expressa a rigidez da rocha em resposta a uma deformação. Os valores de módulo de Young podem variar de 0,1 a 120 GPa ($1,45 \times 10^4$ a $1,74 \times 10^7$ psi), dependendo do grau de consolidação da rocha (MORAES, 2016).

Malkowski e Ostrowski (2017) enfatizaram que o módulo de Young é um dos parâmetros geomecânicos básicos usados para a definição dos fenômenos geomecânicos em uma formação rochosa. É determinado com base em um teste de resistência à compressão triaxial e uniaxial além da correlação empírica.

Toda as rochas se comportam elasticamente até o ponto em que as fissuras propagadas mudam a forma de deformação para um estado quase-plástico e, atingindo o pico de resistência compressiva, a rocha começa a se quebrar, mudando suas propriedades de resistência. Geralmente, pode-se identificar quatro fases de deformação da rocha antes de falhar (pré-falha) e uma fase após a superação do valor máximo de resistência (MALKOWSKI e OSTROWSKI, 2017). A Figura 5 ilustra estas fases.

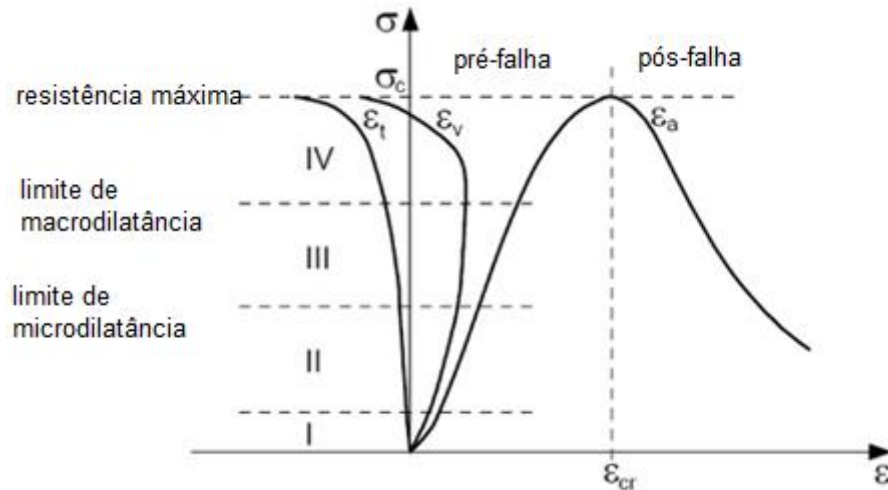


Figura 5 - Gráfico típico de tensão x deformação para rochas. ϵ_a – deformação axial, ϵ_t – deformação transversal, ϵ_v – deformação volumétrica.

FONTE: Adaptado de Malkowski e Ostrowski, 2017.

- Fase de compactação (I) - as fissuras e juntas primárias e os poros intergrãos fecham sob carga crescente. A curva tensão-deformação pode ser linear ou não-linear por causa da densidade de microfissuras primárias e sua geometria;
- Fase de deformação elástica linear (II) - as deformações elásticas predominam nesta fase, mas algum comportamento não-linear é possível. A curva tensão-deformação é linear;
- Fase de fraturamento estável (III) - o início desta fase é o limite da microdilatação quando se inicia a separação das fissuras e sua propagação nas direções paralelas à direção principal da tensão compressiva. As curvas tensão-deformação para as deformações volumétricas e transversais deixam de ser lineares. A emissão acústica aumenta;
- Fase de fraturamento instável (IV) - ultrapassando o limite de macro dilatação, inicia-se o modo de abertura da fissura, seguido do início do modo de deslizamento da fissura e sua propagação instável. O aumento e a junção das fissuras são a razão para a formação da superfície de cisalhamento e se refletem no rápido aumento do volume da rocha. Todas as curvas tensão-deformação são não-lineares e observa-se aumento violento da emissão acústica. A fase é concluída quando a tensão atinge o pico da resistência compressiva (*yield strength*);

- Fase de degradação da rocha (V) - as superfícies de macro cisalhamento se formam após uma falha, o que causa um escorregamento. A falha da estrutura rochosa continua e a mesma começa a se degradar.

Segundo Naveira (2008), inicialmente, a rocha matriz do reservatório e a pressão de poro estão em equilíbrio, o qual será alterado com o início da produção/injeção de fluidos no reservatório. As variações nas saturações dos fluidos dos poros da rocha irão alterar a distribuição de pressão de poro e temperatura, causando mudanças no estado de tensão no reservatório e nas rochas adjacentes. Tais mudanças no estado de tensão resultam em alterações das propriedades petrofísicas da rocha, através da variação do volume poroso e da permeabilidade.

Dessa forma, com a produção de hidrocarbonetos a pressão de poro diminui e a sobrecarga das rochas superiores é transferida para a rocha matriz, acarretando no aumento na tensão efetiva. Esse aumento na tensão efetiva sobre a rocha matriz é acompanhado por deformações inicialmente de natureza elástica. Para rochas compressíveis, a continuidade da redução da pressão de poros e o incremento da tensão efetiva pode exceder o limite elástico da matriz do reservatório e o comportamento tornar plástico e acelerado, causando reduções irreversíveis no volume poroso e na permeabilidade do campo. No caso do modelo de simulação referente ao presente estudo, a tensão que limita o comportamento elástico e dá início ao comportamento plástico (*yield stress*) possui um valor alto justamente para evitar a ocorrência desse comportamento plástico e tornar incerto o comportamento mecânico do reservatório (NAVEIRA, 2008).

Naveira (2008) ainda pondera que o cenário cuja rocha reservatório contém menor Módulo de Elasticidade (Young) apresenta maiores deformações volumétricas e conseqüentemente maior manutenção de pressão. Em relação à produção de óleo, por apresentar maiores deformações, irá deslocar mais facilmente o óleo da rocha reservatório, resultando em uma maior vazão de produção ao longo do tempo e conseqüentemente uma maior produção acumulada. As rochas superiores com maior Módulo de Elasticidade irão se deformar menos, comprimindo menos a rocha reservatório, refletindo em menores deformações.

2.3.6 Coeficiente de Poisson

O Coeficiente de Poisson (ν) é uma das principais propriedades mecânicas usadas para estimar as tensões do poço. Este parâmetro é definido como a razão negativa entre a deformação lateral (transversal) e a deformação axial (longitudinal) de um material isotrópico e homogêneo, onde ν é escrito como (Equação 6):

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (6)$$

Onde:

ε_y é a deformação lateral ou transversal do material;

ε_x é a deformação longitudinal ou axial do material.

Formações geológicas geralmente apresentam Coeficientes de Poisson que variam de 0 (material compressível) a 0,5 (material incompressível, onde o volume é conservado). As rochas encontradas na crosta da Terra, comumente, apresentam valores de Coeficiente de Poisson entre 0,2 e 0,3 (FJAER, 2008).

2.3.7 Coesão

A coesão ou resistência coesiva é outra propriedade geomecânica presente no modelo de simulação do presente trabalho. É definida como a capacidade das moléculas de permanecerem conectadas entre si. Além disso, quando não há tensão normal aplicada, a coesão representará a resistência ao cisalhamento da rocha (Aadnoy & Looyeh, 2011).

2.4 Parâmetros de Produção e Pressão

Nesta seção descreve-se teoricamente os parâmetros de produção e a pressão que serão analisados. São eles:

- **Produção Acumulada:** quantidade total de óleo, gás ou água recuperada de um reservatório em um determinado período de produção do campo. A produção cumulativa pode ser referenciada a um poço ou um campo;
- **Taxa de Produção:** produção diária de um determinado fluido;

- **Pressão:** a pressão dos fluidos dentro dos poros da rocha reservatório.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo apresenta-se a metodologia utilizada para analisar a influência da propriedade geomecânica no comportamento de produção do reservatório. O fluxograma da metodologia de trabalho é apresentado na Figura 6, sendo as etapas descritas em detalhes ao longo do capítulo.

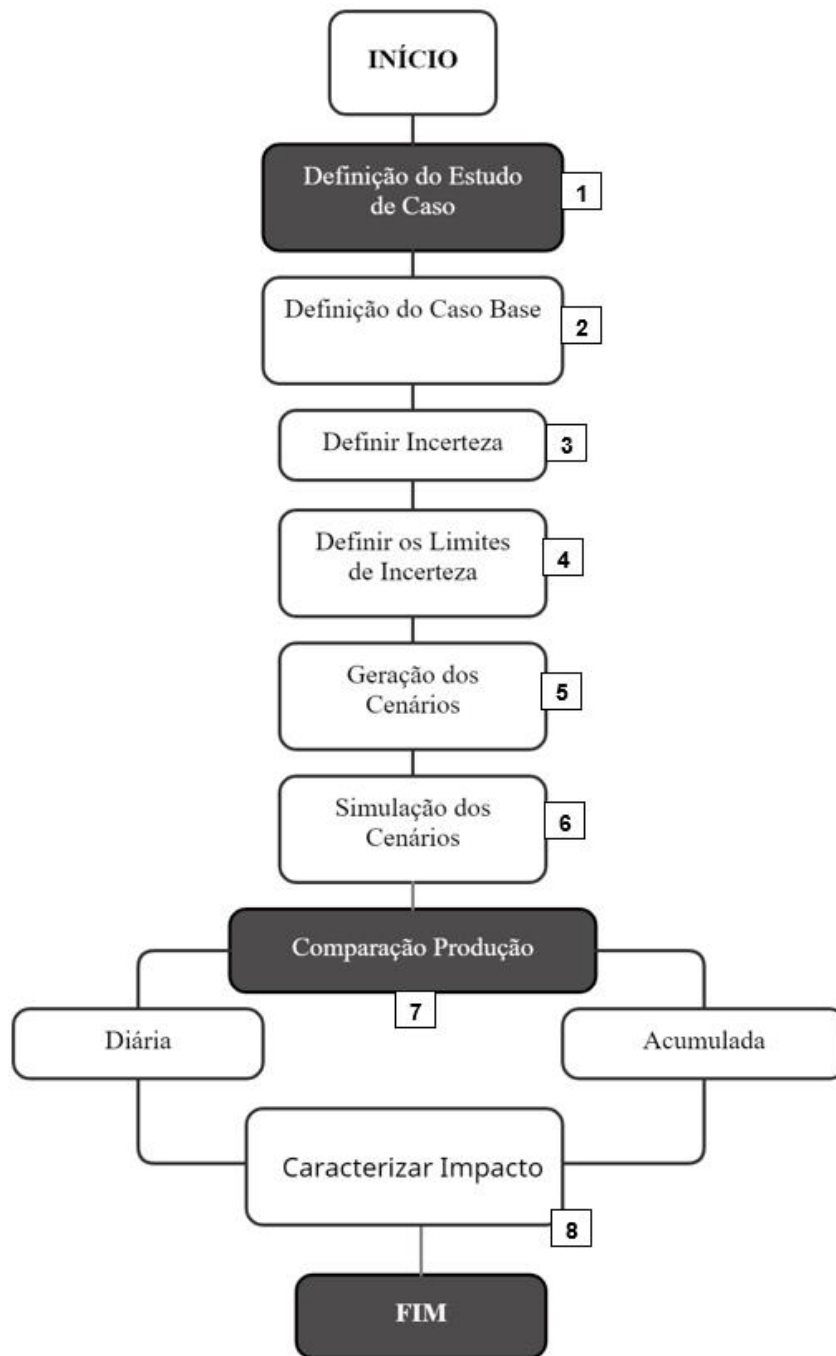


Figura 6 - Metodologia do Estudo.

3.1 Definição do Estudo de Caso

Esta etapa consiste na definição do modelo de reservatório a ser avaliado.

3.2 Definição do Caso Base

A partir da seleção do modelo a ser trabalhado, se estabelece o cenário base. Através deste cenário são gerados os demais cenários a serem avaliados.

3.3 Definição da Incerteza

Nesta etapa devem ser definidas quais propriedades geomecânicas devem ser avaliadas.

3.4 Definição dos Limites de Incerteza

Posteriormente, deve ser definido os valores máximos e mínimos da propriedade.

3.5 Geração dos Cenários

A partir da definição dos limites de incerteza pode-se realizar a geração dos cenários correspondentes a cada alteração sugerida.

3.6 Simulação dos Cenários

Após a geração de todos os cenários é efetuada a simulação.

3.7 Comparação da Produção

Com os cenários devidamente simulados, é possível a construção dos gráficos contendo as curvas referentes aos valores de produção acumulada e taxa de produção de cada cenário. Essa análise da influência é o ponto focal do projeto proposto.

3.8 Caracterizar Impacto

Por fim, dessa maneira, depois de concluídas as etapas elucidadas nos passos anteriores, será possível avaliar o impacto na produção que pode representar o impacto do desconhecimento das propriedades avaliadas.

4 APLICAÇÃO

4.1 Modelo de Simulação

O caso utilizado no presente estudo trata-se de um *template* contido no diretório de opções geomecânicas do simulador GEM da companhia CMG (Etapa 3.1). O modelo de simulação 'gmgmc004.dat' conta com o recurso de seção geomecânica, a partir do qual as atividades do estudo foram desenvolvidas. O caso aplicado representa um reservatório com 3410 blocos ativos (11 na direção I, 31 na direção J e 10 na direção K) que totalizam um volume de 8×10^8 ft³ (pés cúbicos) e volume poroso total de $1,6 \times 10^8$ ft³. A Figura 7 mostra um mapa 3D do *grid* top do modelo de simulação.

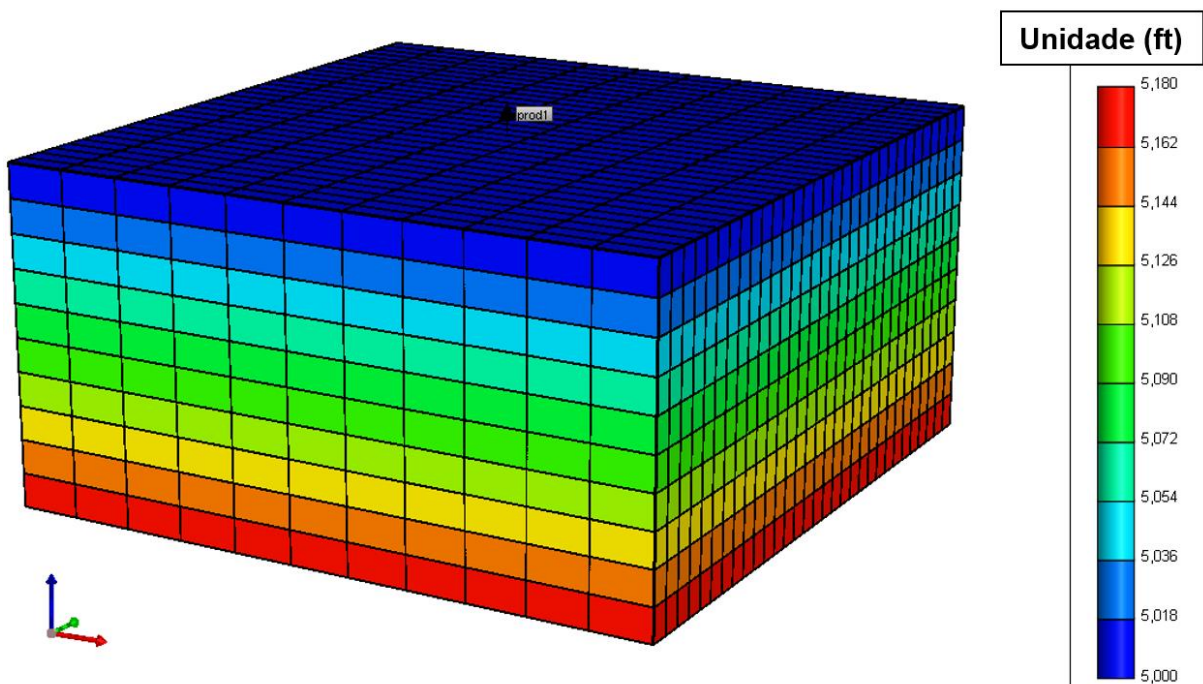


Figura 7 - Imagem 3D do gridtop do modelo de simulação 'gmgmc004.dat'.

Quanto às propriedades estáticas do reservatório (levantadas com o módulo *Results 3D* do software CMG), dada a natureza homogênea do caso, o mesmo possui permeabilidade equivalente igual a 1mD (milidarcy) em todas as direções. A porosidade, tal qual a permeabilidade, também se manifesta homogeneamente ao

longo do *grid* estudado, tendo um valor de 0,2 (20%), sendo os valores empregados para estas propriedades no *template* utilizado.

Com relação às propriedades dinâmicas do reservatório (obtidas através do módulo *Results 3D* do software CMG), destaca-se que no início da produção, a saturação de óleo é de 100%. Avaliando a pressão inicial do estudo de caso empregado no presente trabalho, observa-se uma pressão média de 3066,5 psi. A Figura 8 exibe os mapas de pressão e saturação de óleo iniciais referentes ao cenário base de simulação, empregado no desenvolvimento dos cenários subsequentes, onde as alterações na propriedade geomecânica alvo deste estudo, tornam o comportamento dessas propriedades (pressão e saturação) variável.

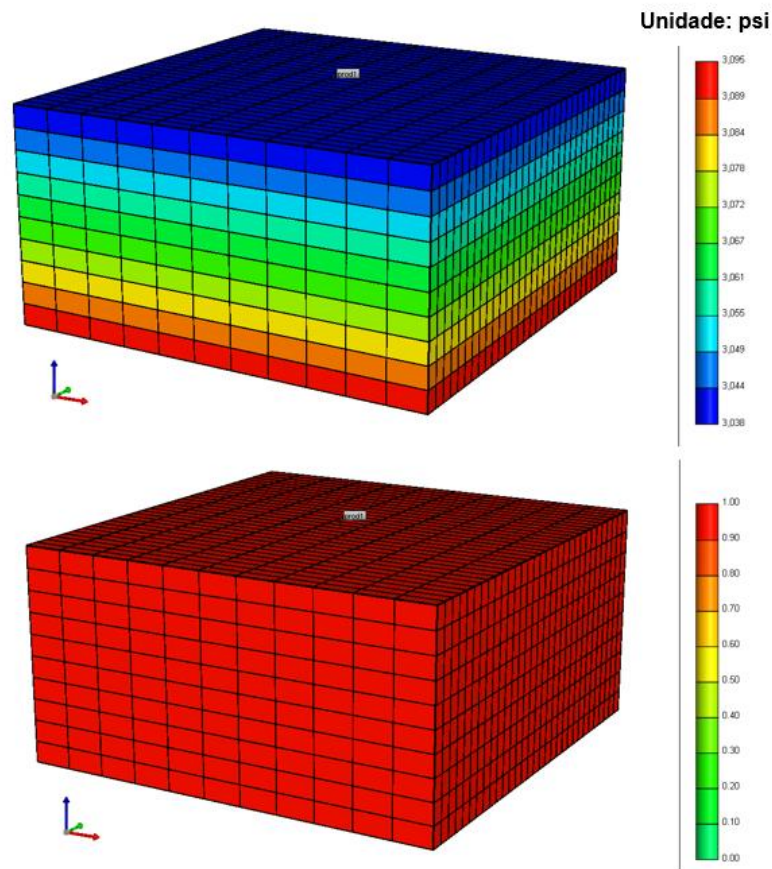


Figura 8 - Mapas de pressão e saturação de óleo iniciais apresentados pelo modelo base.

4.2 Cronograma do Modelo de Simulação

O estudo de caso é simulado por um período de 30000 dias. A data inicial de simulação é 31 de dezembro de 1936 e a data final de simulação é 19 de fevereiro de 2019.

4.3 Estratégia de Exploração

O estudo de caso avaliado apresenta um único poço em operação (Figura 7). As características do poço são apresentadas na Tabela 1. A Tabela 2 exibe as condições operacionais do poço.

Tabela 1 – Características (geometria) do poço.

Geometria do Poço	
Raio do Poço (vertical) (ft)	0.365
Fator Geométrico (geofac)	0.249
Coefficiente Angular (wfrac)	1
Fator <i>Skin</i> do Poço	0

Tabela 2 - Condições operacionais do poço produtor 'Producer1'.

Condições Operacionais do Poço Produtor	
Vazão máxima de produção de óleo - STO (bbl/dia)	1000
Pressão mínima no fundo do poço - BHP (psi)	100

4.4 Condições geomecânicas

O modelo de reservatório 'gmgmc004.dat' apresenta um modelo geomecânico. A Tabela 3 traz as propriedades geomecânicas contidas no modelo e os seus respectivos valores. É importante ressaltar que as demais propriedades salvo a propriedade alvo do estudo (Módulo de *Young*) foram aplicadas de maneira igual em todos os cenários gerados.

Tabela 3 - Condições geomecânicas do reservatório estudado.

Condições Geomecânicas do Reservatório	
Módulo de <i>Young</i> (psi)	4.50E+05
Coefficiente de Poisson	0,3

Coesão (psi)	1.00E+04
Tensão Horizontal (psi)	6.00E+03
Tensão Vertical (<i>Overburden</i>) (psi)	6.00E+03
Tensão de Cisalhamento (psi)	0
Tensão Normal (psi)	6.00E+03

4.5 Definição do atributo incerto geomecânico a ser avaliado

O presente estudo restringiu a avaliação do impacto do desconhecimento da propriedade geomecânica ao Módulo de elasticidade de *Young* através da sensibilização da mesma (Etapa 3.3). Devido a questões práticas e temporais, as demais propriedades geomecânicas empregadas serão as mesmas adotadas idênticas ao caso base.

O valor adotado foi de $4,5 \times 10^5$ psi, o qual foi inserido na seção de modelagem geomecânica do modelo designado (gmgmc004.dat). A Figura 9 ilustra a seção geomecânica do modelo e o valor base destacado do Módulo de *Young* introduzido, o qual é representado pelo comando '*ELASTMOD'.

```

Y-ORIGINAL - Bloco de Notas
Arquivo  Editar  Formatar  Exibir  Ajuda

** ===== GEOMECHANIC MODEL =====

*GEOMECH      ** geomechanics main keyword

** Note: The yielding stress has a high value to avoid plastics occurring.
** Young modulus  Poisson's ratio  Yielding stress
*ELASTMOD 4.5e5
*POISSRATIO .3
*COHESION 10000
** Initial effective stress in the reservoir
** H stress : horizontal stress on a plane
** V stress : Vertical stress on a plane
** N stress : Normal stress to a plane
**   H stress  V stress  Shear stress  N stress
*STRESS 6000   6000   0   6000

*PRESCBC      ** Prescribed boundary condtions (PRESCBC).
*plane 1:11   ** Plane number on which PRESCBC is assigned.
** node  direction  value
1:11   01:02  0.0   ** 01 : along the horizontal direction.

```

Figura 9 - Seção geomecânica do modelo de simulação. Destacado o código para introdução do valor do Módulo de *Young*.

A definição da incerteza (Módulo de Young) baseou-se no *background* teórico acerca do tema. Zoback (2007) atestou a notória relevância do *status quo* mecânico das rochas em subsuperfície e a potencial influência deste na performance de reservatórios petrolíferos em geral. Adicionalmente, a interface descomplicada da ferramenta de edição e simulação do modelo também tornou acessível a investigação desta propriedade (Módulo de *Young*).

4.6 Geração dos cenários

Inicialmente foi avaliado *range* de alterações na propriedade a ser examinada (Etapa 3.4). Foram realizadas algumas simulações e análises preliminares para auxiliar neste processo, que seguiu uma lógica de tentativa e erro até se chegar na amplitude final. A Figura 10 apresenta os limites de incerteza aplicados na propriedade alvo (Módulo de *Young*).

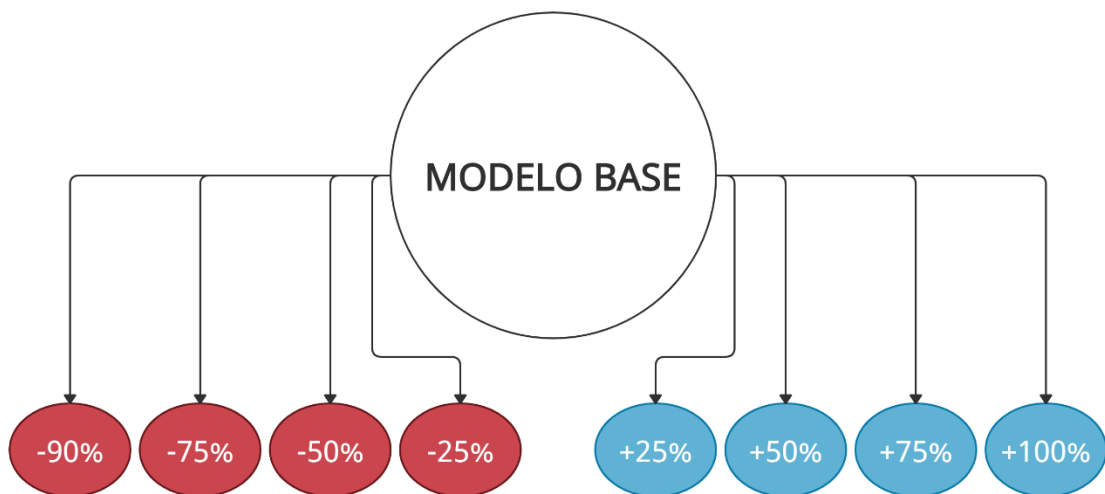


Figura 10 - Limites de incerteza aplicados à propriedade avaliada (Módulo de *Young*).

Nove cenários foram construídos, um (1) cenário base, quatro (4) cenários de acréscimo e quatro (4) cenários de decréscimo no Módulo de *Young* (Etapa 3.5). O procedimento se dá da seguinte maneira:

- São criadas mais 8 cópias do arquivo de simulação base;
- Em cada uma delas é realizada a alteração percentual no Módulo de *Young* proposta na definição dos limites de incerteza. Para tal, segue-se o protocolo ilustrado na definição do caso base.

A Tabela 4 descreve as modificações empregadas no Módulo de Elasticidade (*Young*) para a geração dos cenários.

Tabela 4 - Alterações empregadas no Módulo de Elasticidade (*Young*) para geração dos cenários.

Alterações no Módulo de Young	Valor Base (psi)	Valor Final (psi)
-90%	4.50E+05	4.500E+04
-75%	4.50E+05	1.125E+05
-50%	4.50E+05	2.250E+05
-25%	4.50E+05	3.375E+05
25%	4.50E+05	5.625E+05
50%	4.50E+05	6.750E+05
75%	4.50E+05	7.875E+05
100%	4.50E+05	9.000E+05

Destaca-se que o valor base empregado foi extraído da literatura, mais especificamente do trabalho de Gu et al. (2011), trabalho o qual apresenta os valores de Módulo de *Young* esperado para diferentes litologias. No estudo aqui empregado, o valor de Módulo de Young é correspondente a um arenito/folhelho.

4.7 Propriedades avaliadas

A principal função analisada neste estudo é o impacto do desconhecimento do módulo de elasticidade de Young na produção acumulada de óleo (N_p) (Etapa 3.8). Entretanto, para fins de análise, outras funções também foram examinadas. São elas:

- Produção acumulada de gás;
- Taxa de produção de óleo;
- Taxa de produção de gás;
- Produção acumulada de água;
- Pressão;

4.8 Softwares

Para a aplicação da metodologia proposta, foram utilizados *softwares* para possibilitar a simulação dos cenários, como também, para a posterior análise dos resultados gerados por estas simulações. A suíte de softwares da CMG (*Computer*

Modelling Group) foi a principal ferramenta utilizada para a execução do trabalho. Dentre os recursos contidos no CMG, foram empregues os seguintes:

- *GEM*[®]: simulador composicional utilizado para a simulação numérica dos cenários definidos.
- *Results 3D*[®]: ferramenta de análise utilizada para a análise e geração dos mapas referentes às propriedades dinâmicas do reservatório (saturação de fluidos e pressão);
- *Results Graph*[®]: ferramenta de análise utilizada para a geração das curvas dos parâmetros de produção investigados;
- *Buildei*[®]: ferramenta de edição de arquivos de simulação utilizada para geração dos mapas referentes às propriedades estáticas do reservatório, geração do mapa do *grid* do reservatório, bem como, a averiguação das condições operacionais do poço produtor.

Para a execução das simulações numéricas foi utilizado um computador com processadores Intel CORE i7, sendo utilizados ativamente 4 núcleos do processador nas simulações. O tempo de processamento para a simulação de um único cenário nessas condições operacionais foi de cerca de 33 segundos.

Além disto, também foi aplicado na execução o *software* Microsoft Excel[®] para o tratamento de dados exportados do *Results Graph* e geração de tabelas com os valores de produção e pressão gerados pelos cenários e diferenças percentuais entre eles a título de análise quantitativa e comparação.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção tem por objetivo, a apresentação e discussão dos resultados atingidos com a aplicação da metodologia proposta. Como descrito no item 4.5, a incerteza geomecânica avaliada no presente estudo foi o Módulo de Young. Foram gerados 9 cenários (cenário base incluído), tendo a amplitude de incerteza de -90% até +100%.

Após a simulação de todos os cenários, com o auxílio da ferramenta *Results Graph* foram gerados os gráficos dos parâmetros de produção alvo de avaliação deste estudo (produção acumulada de óleo, gás e água, taxa de produção de óleo e gás e pressão). Assim a comparação entre os parâmetros de produção e pressão de todos os cenários foi possível e a verificação do impacto que da incerteza no Módulo de *Young* avaliada.

Um ponto importante a se observar é a exclusão do cenário de acréscimo de 75% ao Módulo, pois a simulação deste não apresentou convergência numérica. Este problema poderia ser contornado ajustando o modelo numérico, contudo, isso exigiria re-simular todos os casos, para que a comparação ocorresse nos mesmos parâmetros. Por isso, foi adotado não prosseguir desta maneira, por questão de tempo e também pelo comportamento identificado nos demais testes auxiliam a prever qual seria o comportamento do cenário com o acréscimo de 75%.

Na Figura 11 observa-se a comparação global das curvas resultantes da alteração do Módulo de *Young* na produção acumulada de óleo, em bbl, do poço 'Producer 1'.

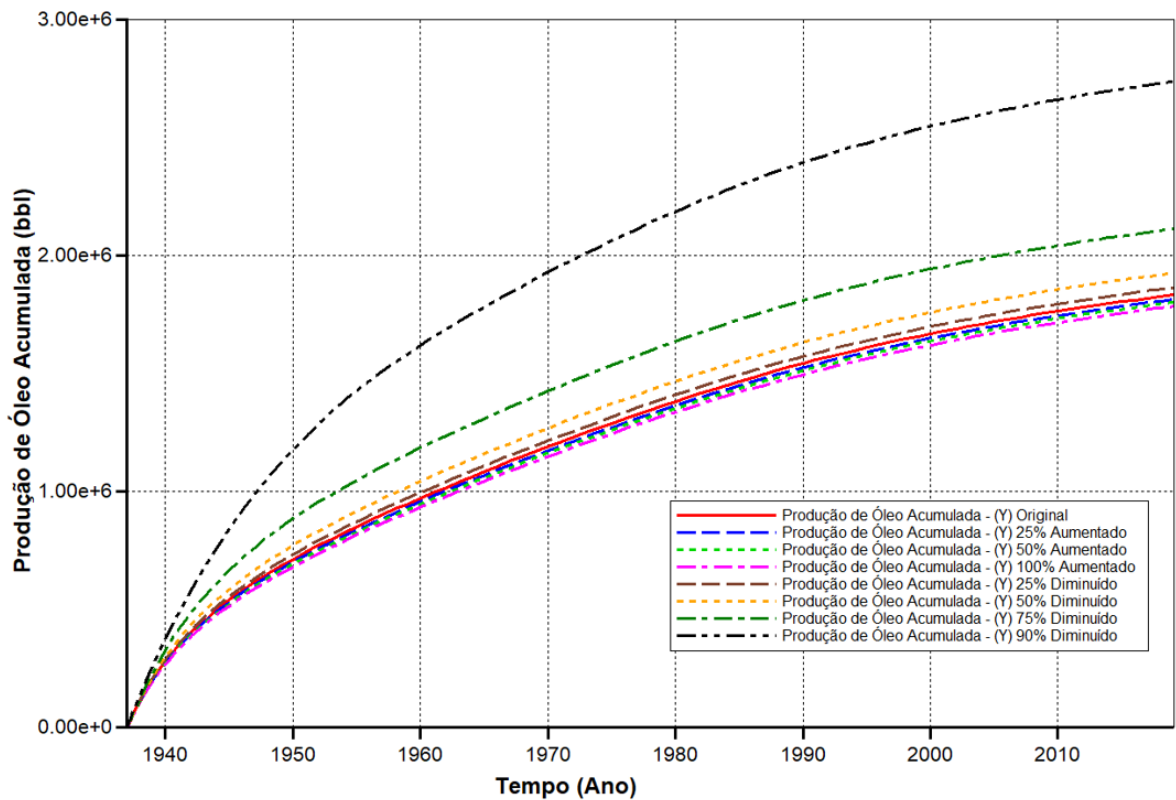


Figura 11 – Gráfico com as curvas de produção acumulada de óleo apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de Young.

Percebe-se que quando o valor do Módulo de *Young* é aumentado, a produção acumulada de óleo experimenta uma leve redução em relação ao cenário base. Já quando comparadas as produções acumuladas quando o valor do Módulo de *Young* é reduzido, identifica-se um incremento de produção. As Tabela 5 e Tabela 6 mostram, os valores de produção acumulada de óleo e as diferenças percentuais entre o cenário base e os cenários que apresentam acréscimo no Módulo de *Young*.

Tabela 5 - Valores de produção acumulada e taxa de produção apresentados pelos cenários de modificação no Módulo de Young.

Parâmetro	Young Base	Young 25% Maior	Young 50% Maior	Young 100% Maior	Young 25% Menor	Young 50% Menor	Young 75% Menor	Young 90% Menor
Produção de Óleo Acumulada (bbl)	1.83E+06	1.82E+06	1.80E+06	1.79E+06	1.87E+06	1.93E+06	2.11E+06	2.74E+06
Produção de Gás Acumulada (ft³)	1.28E+10	1.28E+10	1.28E+10	1.28E+10	1.28E+10	1.29E+10	1.30E+10	1.34E+10
Taxa de Produção de Óleo (bbl/dia)	1.31E+02	1.29E+02	1.28E+02	1.27E+02	1.33E+02	1.37E+02	1.47E+02	1.74E+02
Taxa de Produção de Gás (ft³/dia)	8.36E+05	8.33E+05	8.30E+05	8.28E+05	8.40E+05	8.46E+05	8.60E+05	8.84E+05

Tabela 6 - Diferenças percentuais apresentadas entre os valores e produção dos cenários de modificação no Módulo de Young.

Parâmetro	BASE	25% Maior/BASE	50% Maior/BASE	100% Maior/BASE	25% Menor/BASE	50% Menor/BASE	75% Menor/BASE	90% Menor/BASE
Produção de Óleo Acumulada (bbl)	Base	-1.04%	-1.73%	-2.63%	1.69%	5.03%	15.24%	49.27%
Produção de Gás Acumulada (ft³)	Base	-0.12%	-0.21%	-0.33%	0.21%	0.61%	1.72%	4.57%
Taxa de Produção de Óleo (bbl/dia)	Base	-1.13%	-1.92%	-2.98%	1.69%	4.66%	12.38%	32.54%
Taxa de Produção de Gás (ft³/dia)	Base	-0.35%	-0.60%	-0.95%	0.50%	1.29%	2.97%	5.83%

Portanto, constata-se que a diminuição na produção acumulada de óleo acarretada pelo acréscimo no Módulo de *Young*, chega a ser 2,63% menor elevando-se o Módulo de *Young* no cenário mais extremo (incremento em 100%) (Tabela 6). Por outro lado, a diminuição no outro cenário extremo (decréscimo de 90%) do Módulo de *Young* leva a um aumento de 49,27% na produção acumulada de óleo (Tabela 6).

Na Figura 12 compara-se as produções acumuladas de gás, em ft³, para os diferentes cenários analisados.

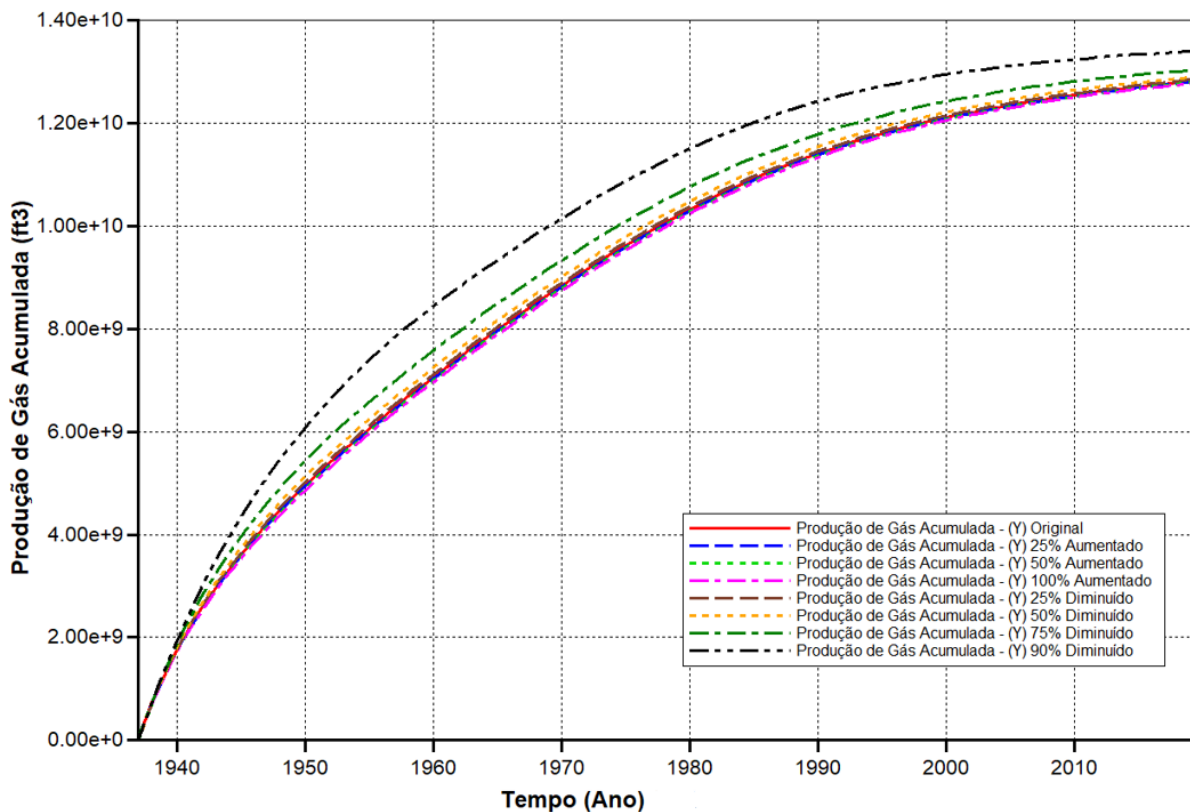


Figura 12 – Gráfico com as curvas de produção acumulada de gás apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de Young.

Assim como na produção acumulada de óleo, na produção acumulada de gás, identifica-se a redução da produção nos cenários que apresentam valores do Módulo de *Young* superiores, comparados ao cenário base, e o aumento da produção dos cenários que apresentam Módulo de *Young* inferiores (Figura 12; Tabela 6). Analisando-se quantitativamente e qualitativamente com o auxílio do gráfico, verifica-se que a redução e o aumento na produção são mais discretos, sendo a produção 0,33% menor quando comparada ao cenário mais extremo (Módulo de *Young* 100%

maior), como demonstrado na Tabela 6, e 4,57% maior quando comparado à outra extremidade dos cenários (Módulo 90% menor).

Nas Figura 11 e Figura 12 contendo todas as comparações entre os cenários, pode-se notar através da análise dos gráficos que as diminuições no Módulo de Elasticidade da rocha (Young) levaram a um crescimento gradual na produção dos parâmetros examinados (produção acumulada de óleo e produção acumulada de gás).

Posteriormente, foi avaliado o impacto da incerteza do Módulo de *Young* nas estimativas das taxas de produção de óleo e gás. As taxas de produção de óleo e gás das curvas são apresentadas nas Figura 13 e Figura 14, respectivamente.

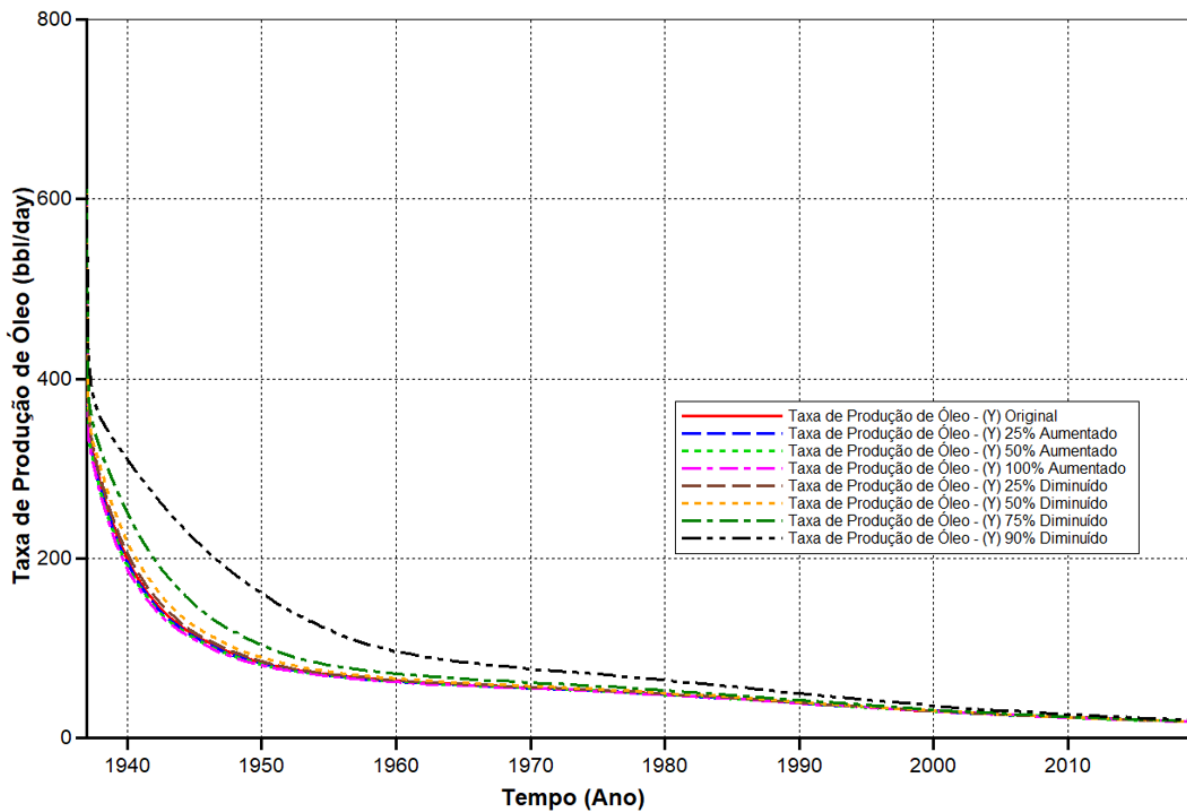


Figura 13 - Gráfico com as curvas de taxa de produção de óleo apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de Young.

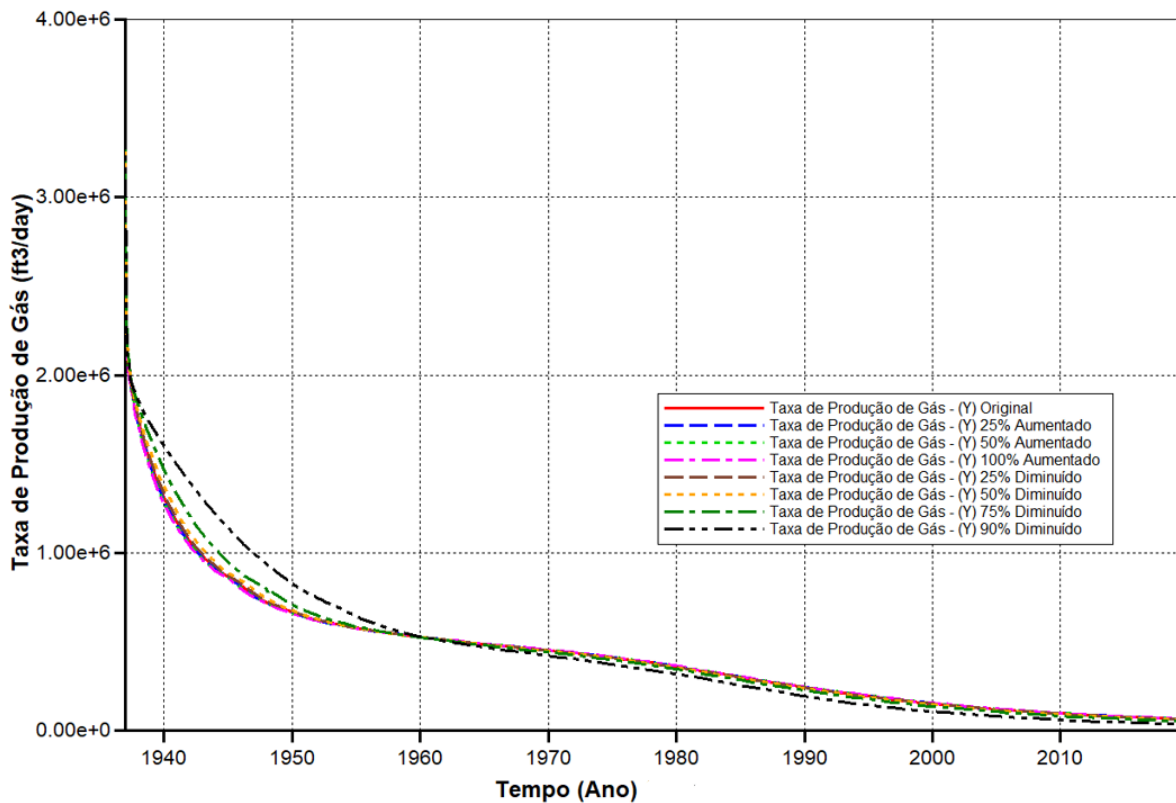


Figura 14 - Gráfico com as curvas de taxa de produção de gás apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de Young.

Ao analisar as taxas de produção de óleo e de gás, constata-se a diminuição, embora muito pequena, nos cenários que apresentam valores superiores (em 25, 50 e 100%) em relação ao caso base, na propriedade em estudo (Módulo de *Young*) e um aumento mais discreto nas taxas de produção dos cenários que apresentam valores inferiores (em 25, 50, 75 e 90%). As diferenças quantitativas das estimativas, que foram baseadas na média total dos valores de taxas de produção diárias apresentados, são destacadas na Tabela 6.

Novamente, a diferença para taxa de produção de óleo foi ligeiramente superior, sendo quase 3% menor no cenário com aumento em 100% do módulo de *Young* e 32,54% maior no cenário com diminuição em 90% no Módulo, comparados ao cenário base. Já as taxas de produção de gás sofrem reduções e incrementos mais sutis, atingindo uma diminuição de 0,95% quando comparados o cenário com o valor de módulo de *Young* aumentado em 100% e o cenário base e um incremento de 5,83% na taxa de produção de gás no cenário de decréscimo de 90% desta propriedade geomecânica.

Com o auxílio dos gráficos ilustrados nas Figura 13 e Figura 14 podemos perceber que estas diferenças entre os cenários são mais evidentes nos primeiros anos de produção do poço Producer 1. Com a depleção, as curvas com os valores de taxa de produção não apresentam diferença expressiva entre os cenários investigados (na década de 2000 para o óleo e década de 1960 para o gás). Quando analisada a produção de gás, a curva do cenário mais extremo de redução (90%) no Módulo de *Young* se cruza e fica abaixo da curva do cenário base e dos demais cenários.

O menor impacto na produção de gás com a incerteza do Módulo de elasticidade pode ser explicado pela permeabilidade utilizada no modelo (1mD). Por ser um valor que não restringe o escoamento de gás, as deformações provocadas pela redução do Módulo de *Young* não tiveram impacto expressivo para a produção deste fluido. Para o caso do escoamento do óleo, 1mD de permeabilidade trata-se de um valor baixo, restringindo o escoamento do óleo, sendo uma possível explicação do porque a produção de óleo sofreu maior impacto com o efeito da redução do Módulo de *Young*.

5.1 Impacto da Diminuição em 90% no Módulo de *Young*

Através dos gráficos retratados nas Figura 15, Figura 16, Figura 17 e Figura 18 é possível verificar a diferença expressiva na dinâmica de produção no cenário com o decréscimo de 90% no módulo de *Young*. A diferença é mais acentuada quando se analisa os parâmetros relacionados ao óleo (Figura 15 e Figura 17). Ao se analisar as curvas de produção acumulada e taxa de produção de gás, a mesma apresenta diferença mais sutil (Figura 16 e Figura 18). Avaliando as taxas de produção, as diferenças são mais evidentes nos primeiros anos de produção, como demonstrado na Figura 17 e Figura 18.

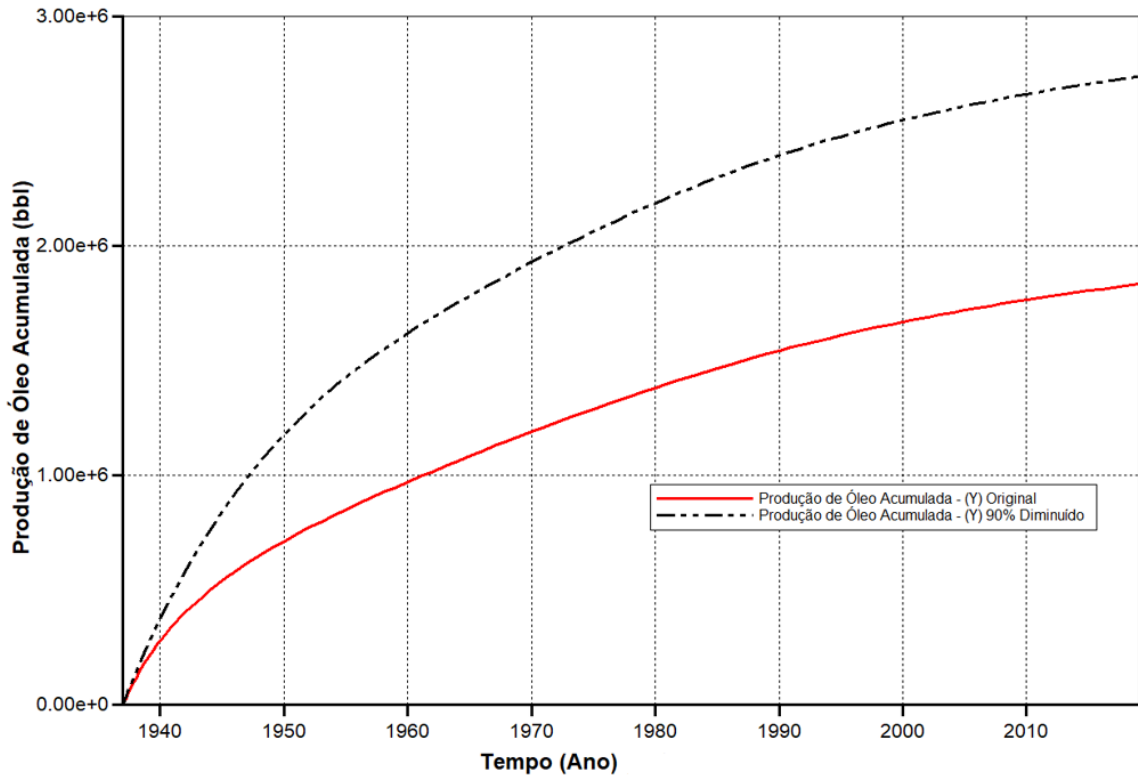


Figura 15 - Gráfico com as curvas de produção acumulada de óleo apresentadas pelos cenários base e de diminuição de 90% no Módulo de Young.

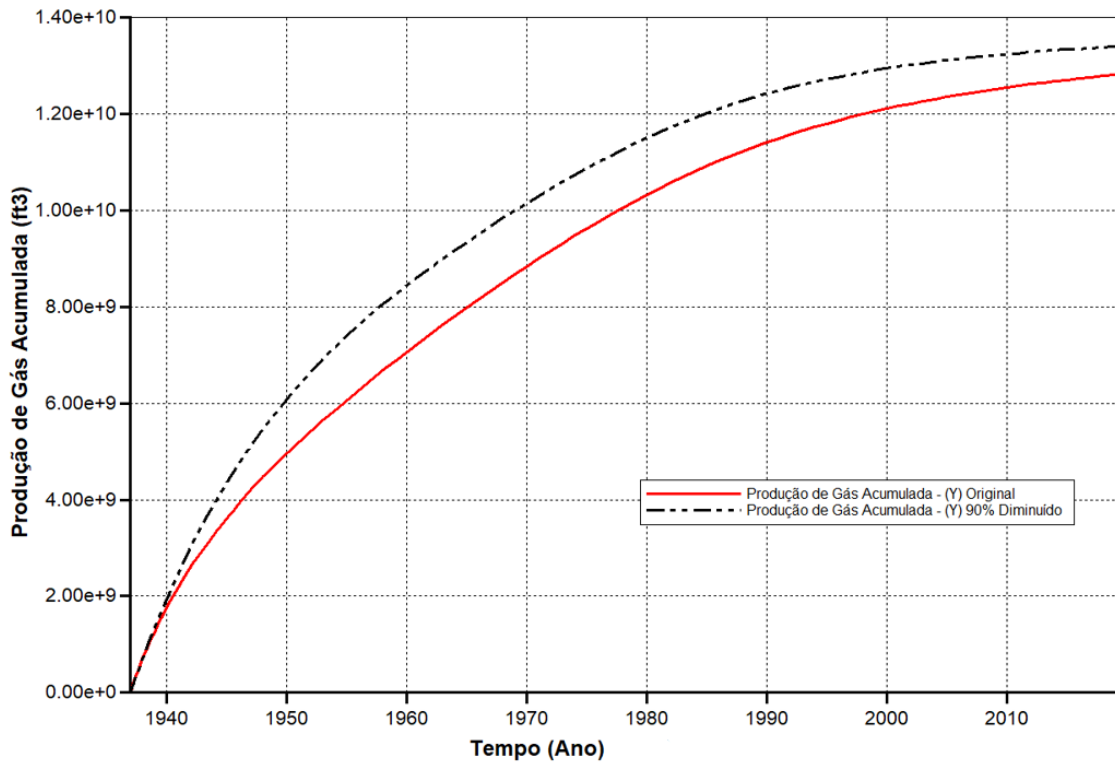


Figura 16 - Gráfico com as curvas de produção acumulada de gás apresentadas pelos cenários base e de diminuição de 90% no Módulo de Young.

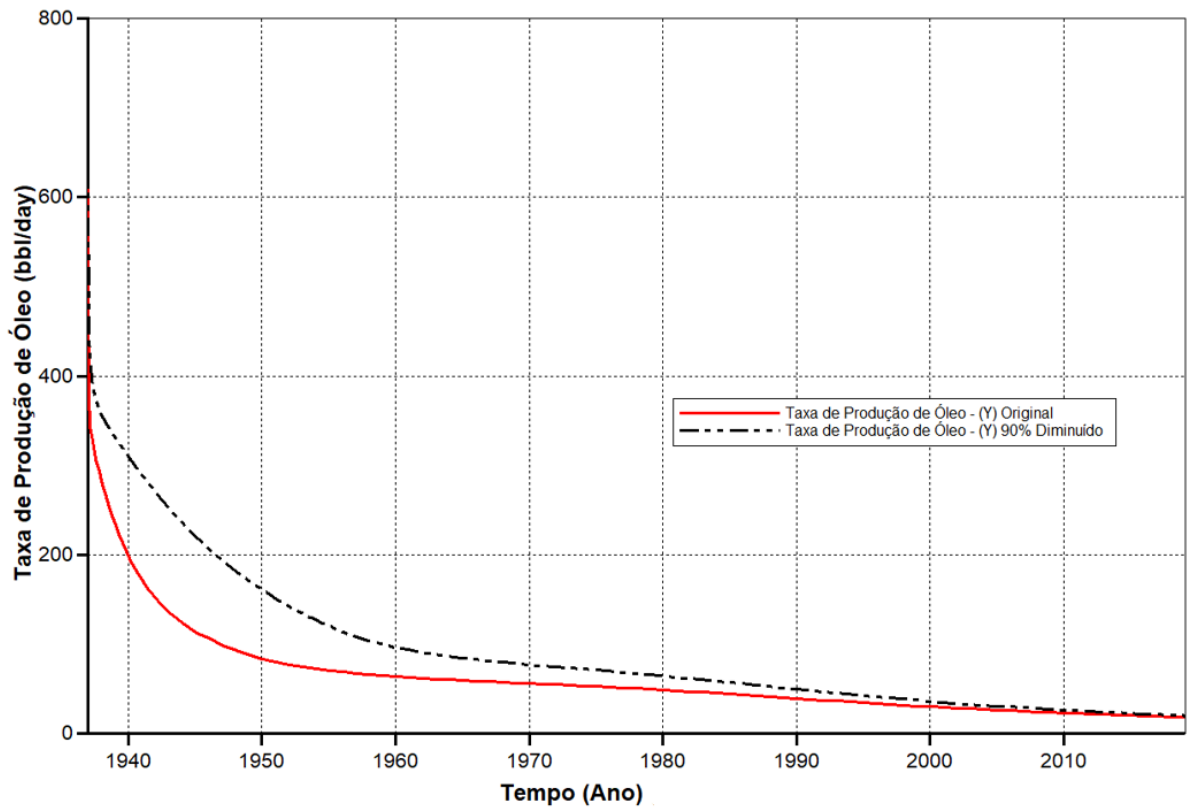


Figura 17 - Gráfico com as curvas de taxa produção de óleo apresentadas pelos cenários base e de diminuição de 90% no Módulo de Young.

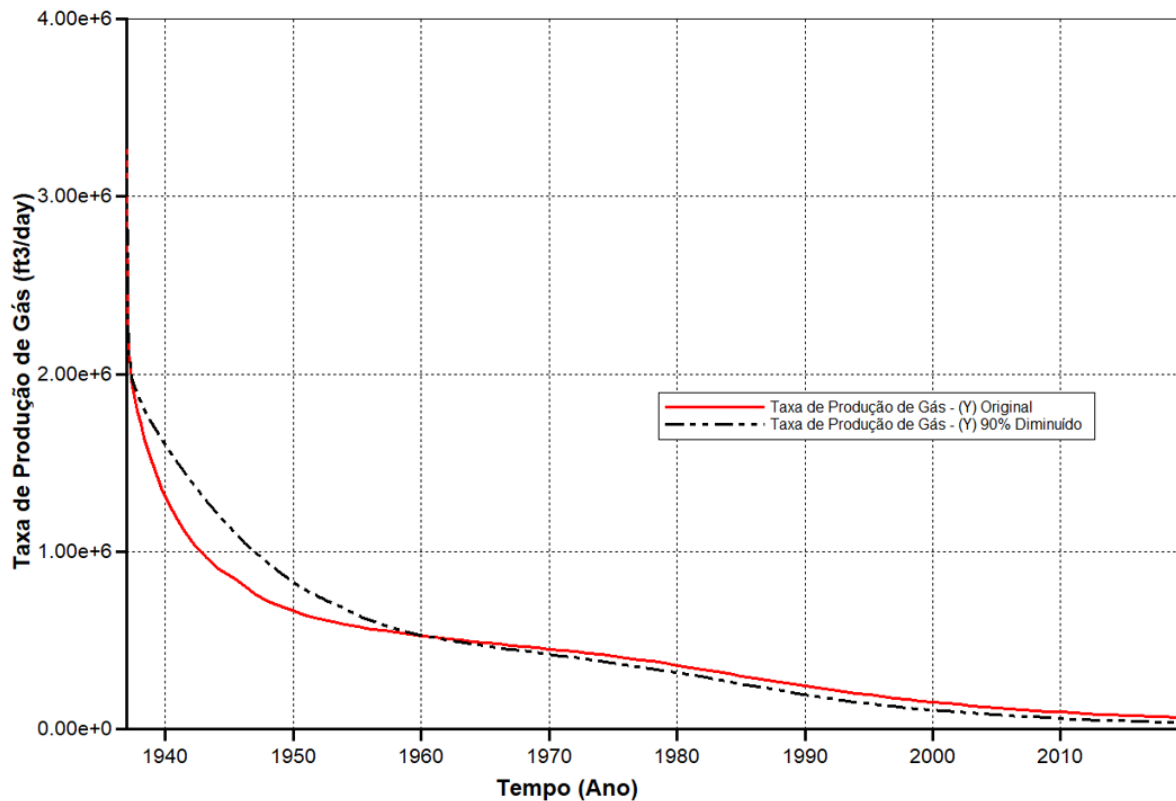


Figura 18 - Gráfico com as curvas de taxa produção de gás apresentadas pelos cenários base e de diminuição de 90% no Módulo de Young.

A quantificação das diferenças constatadas na produção, como previamente destacado na Tabela 6 evidenciam que as diferenças percentuais mais expressivas relacionam-se à produção de óleo, do cenário com diminuição de 90% no Módulo de *Young* apresentando produção acumulada de óleo 49,27% maior que o modelo base e taxa de produção de óleo 32,54% maior. O gás, como esperado, teve diferenças menos expressivas, com produção acumulada de gás 4,57% maior que o modelo base e taxa de produção de gás 5,83% maior no modelo com *Young* 90% diminuído.

O aumento da produção acumulada devido à diminuição do Módulo de *Young* justifica-se pelo fato de que a rocha apresentará maiores deformações volumétricas devido a rigidez mais baixa e, conseqüentemente, maior manutenção da pressão. Em relação à produção de óleo, por apresentar maiores deformações, irá deslocar mais facilmente o óleo da rocha reservatório, resultando em uma maior vazão de produção ao longo do tempo e conseqüentemente uma maior produção acumulada (NAVEIRA, 2008).

5.2 Produção Acumulada de Água

Após a simulação de todos os cenários, constatou-se que o modelo de reservatório utilizado para o estudo não possui produção de água. Este não é um comportamento normal na indústria, visto que, a produção de água poderia interferir nos valores obtidos para os outros parâmetros de produção.

5.3 Pressão

Por fim, foi investigado o comportamento de pressão do reservatório avaliado nos diferentes cenários. A Figura 19 demonstra as variações geradas na pressão do poço nos cenários.

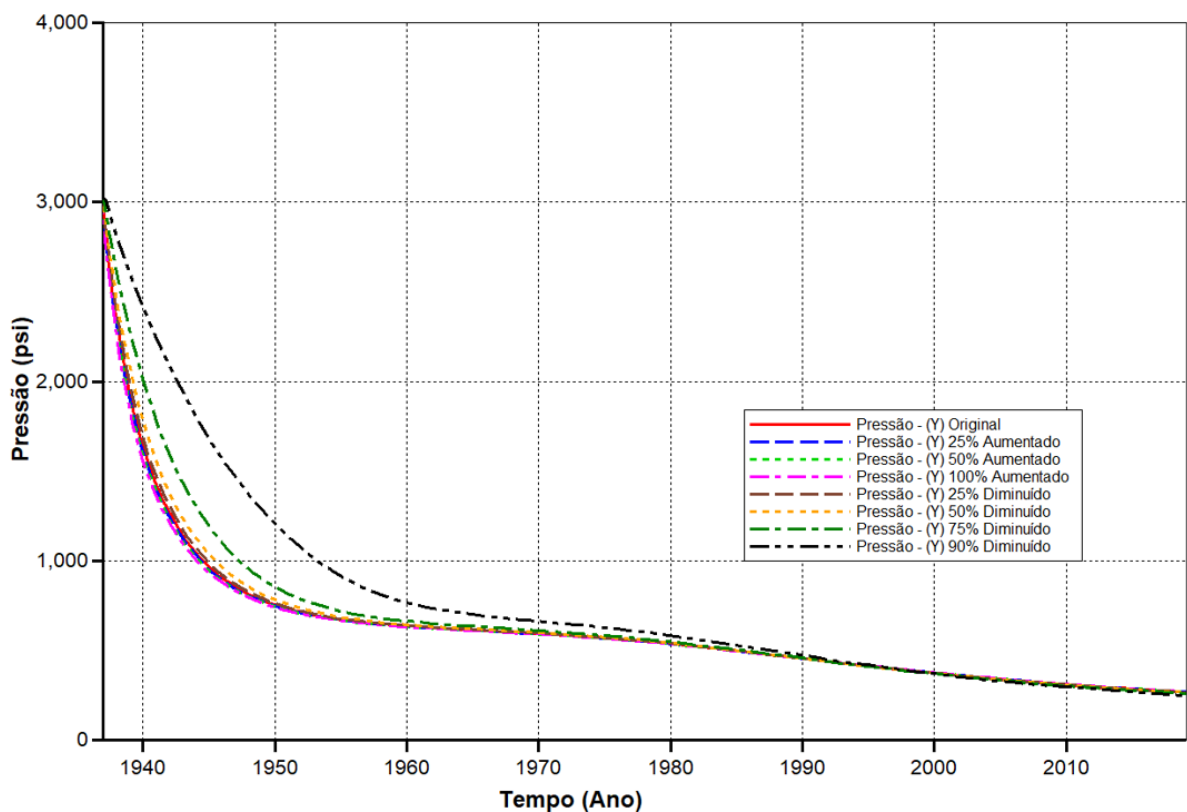


Figura 19 - Gráfico com as curvas de pressão apresentadas pelos diferentes cenários de Módulo de Young.

A Tabela 7 exibe o valor de pressão ao final da vida útil do reservatório nos diferentes cenários de variação de Módulo de *Young*. Foi observado que a pressão é maior no cenário em que o Módulo sofreu acréscimo e, menor quando o cenário sofreu

decréscimo no valor do módulo. Essa conjuntura possivelmente explica a razão de os cenários com maior valor de Módulo de *Young* terem produzido menos ao longo de sua vida em comparação aos poços com valor menor de Módulo de *Young* que produziram mais hidrocarbonetos durante seu histórico e se assemelha ao comportamento das curvas apresentadas no gráfico da Figura 18 que demonstra a taxa de produção de gás.

Tabela 7 - Valores de pressão ao final da vida útil do reservatório nos diferentes cenários de variação de Módulo de Young

<i>Parâmetro</i>	BASE	25% Maior	50% Maior	100% Maior	25% Menor	50% Menor	75% Menor	90% Menor
Pressão (psi)	268.69	269.23	269.63	270.24	267.72	265.78	260.68	250.20

Tais resultados comprovam o impacto que o desconhecimento do Módulo de *Young* nos estudos preliminares de um reservatório de hidrocarbonetos. O módulo de elasticidade é uma característica geomecânica com papel importante na formulação de um projeto de desenvolvimento de uma área com potencial para exploração de óleo e gás. Como demonstrado no presente estudo, o desconhecimento desta informação pode gerar diferenças expressivas na dinâmica de produção estimada, consequentemente na economicidade do projeto, impactando as estimativas de viabilidade e rentabilidade do projeto.

6 CONCLUSÃO

O presente estudo investigou o impacto do desconhecimento das características geomecânicas do reservatório na resposta de produção estimada através de modelos numéricos de reservatório. Mais especificamente, foi investigado o efeito da incerteza do Módulo de *Young* na quantificação da produção acumulada de óleo, gás e água, nas taxas de produção de óleo e gás e na pressão do reservatório.

A metodologia proposta foi capaz de proporcionar análises e compreensões efetivas acerca do impacto estudado. Trazendo resultados que foram de encontro ao objetivo definido para o trabalho.

Verificou-se que os valores de produção acumulada de óleo e gás e taxas de óleo e gás sofreram variações significativas dependendo da alteração do valor de módulo empregado. Com o incremento do Módulo de *Young*, as produções acumuladas e taxas produção reduziam comparadas ao caso base, enquanto que com o decréscimo do Módulo de *Young*, as produções acumuladas e taxas de produção (óleo e gás) aumentavam. A produção acumulada (N_p) de óleo apresentou um valor 49,27% maior que o modelo base, quando o valor do Módulo de *Young* foi reduzido 90% ao empregado no caso base. Já o cenário com o Módulo de *Young* 100% superior ao caso base, houve uma redução de aproximadamente 2,63% no N_p estimado. Nesse sentido, o trabalho gerou resultados pertinentes ao que foi reportado por Naveira (2008), que verificou produções acumuladas maiores para Módulos de *Young* menores, por conta do maior grau de deformação da rocha, maior manutenção de pressão e favorecimento ao escoamento, principalmente de óleo.

Como conclusão, é possível destacar o impacto na produção que pode representar o desconhecimento da propriedade Módulo de *Young* e a importância de conhecer tal propriedade nos estudos preliminares de um reservatório. Esta incerteza pode representar a viabilidade econômica ou não de um projeto. Baseado no apresentado, demonstra-se a importância de considerar os efeitos geomecânicos no planejamento do projeto de exploração e produção de reservatórios petrolíferos.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

- Em qualquer projeto de exploração e produção de um reservatório de óleo e gás é fundamental a etapa de avaliação econômica. Portanto, para trabalhos futuros, sugere-se incluir uma avaliação econômica minuciosa ao planejamento.
- No presente estudo, foi utilizado um *template* para aplicação da metodologia. Logo, sugere-se como ação futura, a construção de um modelo geomecânico baseado no levantamento de dados de geomecânica mais detalhados de poços ou campos em operação.
- Avaliar às propriedades estáticas é outra sugestão para trabalhos futuros. Modelos com valores de permeabilidade mais próximos a cenários reais, podem enriquecer a análise dos efeitos.

REFERÊNCIAS

- AADNOY, B., & LOOYEH, B. **Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design**. Gulf Professional Publishing 1st ed, 2011. 376p. ISBN: 978-0123855466
- ANDERSON, E.M. **The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain**. Edimburgo: Oliver & Boyd 2nd ed, 1951.
- COSTA, A. P.A., & SHIOZER, D. J. **Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo**. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2004.
- FALCÃO, F. de O. L. **Simulação hidromecânica de reservatório carbonático de petróleo através de pseudoacoplamento**. Tese de Doutorado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUCRJ), Rio de Janeiro, 2013.
- FJAER E.; HOLT R. M.; HORSRUD P., RAAEN A.M. & RISNES R. **Petroleum Related Rocks Mechanics** – 2nd Edition. Editora Elsevier, Oxford, 2008. 490p.
- GENCER, S., KETCHERSIDE, B. P., MORRELL, G. O., MULKAY, E., & WIEGAND, K. D. **Data Management in Reservoir Simulation**. Society of Petroleum Engineers, 2007. doi:10.2118/106075-MS
- GU, F., CHAN, M. Y. S., & FRYK, R. **Geomechanical-Data Acquisition, Monitoring, and Applications in SAGD**. Society of Petroleum Engineers, 2011. doi:10.2118/145402-PA
- GUTIERREX, M., & LEWIS, R. W. **The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation**. Society of Petroleum Engineers, 1998. doi:10.2118/47392-MS
- LACY, L. L. **Dynamic Rock Mechanics Testing for Optimized Fracture Designs**. Society of Petroleum Engineers, 1997. doi:10.2118/38716-MS
- LEE, W. J., SIDLE, R. E., & MCVAY, D. **Reservoir Simulation: A Reliable Technology?**. Society of Petroleum Engineers, 2011. doi:10.2118/146524-MS
- MALKOWSKI, P., & OSTROWSKI, L. **The Methodology for the Young Modulus Derivation for Rocks and Its Value**. International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering, 2017.
- MOHAMMED, H. Q. **Geomechanical analysis of the wellbore instability problems in Nahr Umr Formation southern Iraq**. Dissertação de mestrado – Missouri University of Science and Technology, 2017.
- MORAES, A. **Mêcnica do Contínuo para a Geologia Estrutural**. São Paulo: Perse, 2^a ed, 2016. 798p.
- NAVEIRA, V. P. **Incorporação dos efeitos geomecânicos de compactação e subsidência na simulação de reservatórios de petróleo**. Dissertação de mestrado – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

PETTERSEN, Ø. **Basics of Reservoir Simulation with the Eclipse Reservoir Simulator**. Notas de Aula – Universidade de Bergen, 2006.

RISSO, V. F. **Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação**. Tese de doutorado – Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Campinas. Campinas, 2007.

RODRIGUES, L. G., CUNHA, L. B., & CHALATURNYK, R. J. **Incorporating Geomechanics into Petroleum Reservoir Numerical Simulation**. Society of Petroleum Engineers, 2007. doi:10.2118/107952-MS

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XABIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808p. ISBN: 857191356

SATTER, A., & IQBAL, G. M. **Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation, and Management Of Conventional And Unconventional Recoveries**. Waltham: Elsevier, 2016. 472p. ISBN: 978-0-12-800219-3

SETTARI, A., & SEN, V. **Geomechanics in Integrated Reservoir Modeling**. Offshore Technology Conference, 2008. doi:10.4043/19530-MS

SIDLE, R.E. AND LEE, W.J. **The Demonstration of a “Reliable Technology” for Estimating Oil and Gas Reserves**. Paper SPE 129689 presented at the SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium held in Dallas, Texas, 8-9 March 2010. SPE 129689-MS.

SOROUGH, H., & FAHIMIFAR, A. **Evaluation of Some Physical And Mechanical Properties of Rocks Using Ultrasonic Pulse Technique And Presenting Equations Between Dynamic And Static Elastic Constants**. International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering, 2003.

THOMAS, L. K., CHIN, L. Y., PIERSON, R. G., & SYLTE, J. E. **Coupled Geomechanics and Reservoir Simulation**. Society of Petroleum Engineers, 2002. doi:10.2118/77723-MS

TWISS, R. J. & MOORES, E. M. **Structural Geology**. New York: W. H. Freeman and Company, 2006. ULA TAMBAR SUBSURFACE TEAM 2013. Ula Hub Development. BP.

VEATCH, R. W., & MOSCHOVIDIS, Z. A. **An Overview of Recent Advances in Hydraulic Fracturing Technology**. Society of Petroleum Engineers, 1986. doi:10.2118/14085-MS.

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. New York: Cambridge University Press, 2007. 449p. ISBN-978-0-521-77069-9