2 Revisão bibliográfica

Reservatórios de hidrocarbonetos consistem em ambientes complexos do ponto de vista geomecânico, devido a natureza interdependente dos fenômenos influentes no comportamento de um reservatório. Os fenômenos geomecânicos estão associados a atividades intrínsecas de produção e/ ou injeção, referentes ao processo de recuperação utilizado. Todavia, a resposta que o sistema irá fornecer durante sua vida produtiva não depende somente da forma como se conduzem tais atividades, mas também do estado inicial de tensões do sistema composto pelo reservatório e rochas adjacentes, bem como das propriedades mecânicas e hidráulicas dos materiais envolvidos.

A construção de modelos numéricos para análise geomecânica de reservatórios durante sua vida produtiva deve levar em conta o estado inicial do sistema. O rigor na construção de um modelo condizente com a realidade a ser explorada é diretamente proporcional a sua dificuldade. Dentre as condicionantes intervenientes na construção de um modelo complexo para análise geomecânica, destacam-se fundamentalmente o ambiente geológico em que o reservatório se encontra, o qual deve reger os tipos de rochas e a estratificação presentes; e o regime tectônico da região, o qual definirá a forma de atuação dos estados de tensão a priori. A representação numérica destes aspectos exige investigação ampla, bem como interpretação consciente dos resultados antes e durante as simulações. A Figura 2.1 apresenta um fluxograma idealizado (Herwanger & Seismic Geomechanics: How to Build and Calibrate Koutsabeloulis, Geomechanical Models using 3D and 4D Seismic Data, 2011) para a construção de um Modelo Mecânico Terrestre (Mechanical Earth Model), o qual contempla, dentre suas fases, modelos geológico- estruturais, modelos geomecânicos e modelos de fluxo.

Segundo Ali *et al.* (2003) o modelo mecânico terrestre pode ser definido como uma compilação lógica de informações relevantes sobre as tensões atuantes e as propriedades da rocha no local, podendo estas informações ser atualizadas de forma eficaz ao longo da exploração do campo, interferindo na tomada de decisões em operações de perfuração e gerenciamento de reservatórios. Um

modelo mecânico terrestre pode utilizar entradas provenientes de modelos geofísicos, geológicos e de reservatórios. Todavia, o modelo resultante não deve consistir simplesmente de uma malha com propriedades atribuídas a cada célula, mas principalmente deve fornecer uma visão unificada das propriedades e comportamentos de uma rocha em uma dada área, de forma que análises realizadas em modelos diferentes não sejam independentes e, portanto, não forneçam resultados incoerentes ou inconsistentes.



Figura 2.1. Fluxograma idealizado de um modelo mecânico terrestre – adaptado de Herwanger e Koutsabeloulis (2011)

Segundo Plumb *et al.* (2000), um modelo mecânico terrestre é uma representação numérica do estado de tensões e das propriedades mecânicas das rochas para uma determinada seção estratigráfica em um campo ou bacia, devendo estar relacionado à estrutura geológica através de informações sísmicas tridimensionais disponíveis. O autor afirma que a elaboração de um modelo

mecânico terrestre durante o planejamento dos poços, bem como as atualizações do modelo durante a produção, tem se demonstrado extremamente importante no aspecto de segurança construção de poços complexos, e também na minimização do tempo e custos imprevistos.

A construção de um modelo mecânico terrestre é baseada no entendimento da geologia local e regional. A estratigrafia definida detalhadamente fornece informações sobre os tipos de fácies¹ presentes, bem como sobre os mecanismos de deformação local. A partir destes estudos são gerados perfis de parâmetros elásticos (ex. módulo de Young *E*, coeficiente de Poisson *v*), parâmetros de resistência (ex. ângulo de atrito ϕ), resistência à compressão simples *RCS*. Perfis de pressão de poros *P*_P, tensão vertical *S*_V, tensão horizontal maior *S*_H e tensão horizontal menor *S*_h, podem ser estimados através de correlações com os dados de investigação disponíveis. A direção da tensão horizontal (maior ou menor) é importante e também pode ser associada ao modelo mecânico terrestre construído. Na Figura 2.2 observa-se um diagrama de um modelo mecânico terrestre idealizado, extraído dos estudos de Ali *et al.* (2003).



Figura 2.2. Modelo mecânico terrestre idealizado - adaptado de Ali et al. (2003)

No estudo de Plumb *et al.* (2000) é denotada a importância da construção e monitoramento do estado de tensões no contexto do modelo mecânico terrestre, no que se refere à estabilidade de poços ao longo das atividades produtivas. Em relação ao reservatório, Herwanger e Koutsabeloulis (2011) ressaltam que a construção e o entendimento do estado de tensões atuante está diretamente

¹ Fácies: Termo geral utilizado para indicar o aspecto da rocha e, assim, caracterizar um tipo ou grupo de rochas em estudo (UNIVERSADE DE BRASÍLIA, 2010).

relacionados aos problemas geomecânicos que podem ocorrer durante a vida produtiva do campo, notadamente compactação, subsidência, reativação de falhas, entre outros. Desta forma, o estudo de tensões consiste no primeiro item desta revisão bibliográfica, denominado "Panorama sobre a construção e modelagem de estados de tensões", no qual são abordados tópicos relacionados à construção de um estado inicial de tensões baseado em informações de investigação, efeitos da produção de um campo sobre o estado de tensões do reservatório, rochas adjacentes e ao redor de poços.

Parte importante em um modelo mecânico terrestre são os modelos de análise mecânica e de fluxo. Os modelos de análise mecânica usualmente são construídos empregando o método dos elementos finitos, e os de análise de fluxo utilizando o método das diferenças finitas ou o método dos volumes finitos. A luz do conceito de modelo mecânico terrestre, é denotado que tais modelos devem se comunicar entre si, configurando uma análise acoplada. A conexão entre modelos de fluxo e de tensões têm demonstrado resultados de expressiva relevância técnica no que se refere à previsão dos efeitos geomecânicos decorrentes da explotação. Settari e Vikram (2008) afirmam que na indústria do petróleo, os efeitos geomecânicos de natureza acoplada são encontrados em uma grande variedade de situações, seja em escala de poço ou escala de reservatório, interferindo em atividades relacionadas a perfuração, completação, estimulação, produção e engenharia de reservatórios. Este tema consiste no segundo item da presente revisão bibliográfica, denominado "Simulação geomecânica de reservatórios", no qual estão descritas abordagens convencionais e acopladas, bem como resultados de literatura demonstrando a superioridade das previsões quando se consideram os efeitos geomecânicos de forma interativa.

Além de um modelo realista, representativo das condições iniciais do campo a ser analisado, e de uma análise acoplada que leve em conta os efeitos hidromecânicos decorrentes das atividades de explotação, neste contexto cabe ainda um aspecto de relevância capital: a integração geomecânica entre os efeitos de produção sobre o reservatório e sobre os poços. Smart *et al.* (2003), em seu trabalho sobre reservatórios sensíveis a variações de tensão, afirmam que significantes fenômenos geomecânicos em escala de reservatório podem ser desencadeados por processos de produção. Os autores mencionam também que os efeitos ao redor do poço – tais como colapso e produção de areia – podem ser

decorrentes da sensibilidade do reservatório à alteração das tensões em virtude da produção, conduzindo a necessidade de um projeto de poços orientados segundo trajetórias coerentes com a anisotropia de tensões presente no campo. Neste contexto, o emprego de uma abordagem geomecânica que considere a associação dos efeitos da produção, tanto sobre os poços quanto sobre o reservatório, se configura essencial. Todavia, a diferenca de escala entre as entidades consideradas - reservatório e poço - configura uma dificuldade do ponto de vista numérico e deve ser abordada cuidadosamente, principalmente em termos do nível de detalhamento numérico de cada sistema. Desta reflexão, surge a necessidade de se avaliar o sistema reservatório de um ponto de vista multi-escala, o qual pode ser dividido em escala global (reservatório) e escala local (poço). Não obstante, o desafio de se considerar os efeitos do desenvolvimento de um campo sobre os poços e o reservatório requer investigação na área da submodelagem, permitindo que os efeitos geomecânicos já determinados na escala de reservatório possam ser adequadamente atribuídos aos modelos locais de pocos. Desta forma, é possível estimar com elevado rigor técnico o comportamento local de feições no sistema como um todo, desde que as análises envolvidas honrem o modelo mecânico terrestre estabelecido. Portanto, o terceiro e último item desta revisão bibliográfica, denominado "Integração entre modelos de diferentes escalas", consiste em um panorama sobre a técnica de submodelagem, enfatizando a transferência de informações entre os modelos de poço e reservatório, bem como alguns casos de aplicação encontrados na literatura.

Ao final de cada item da revisão bibliográfica é realizada uma rápida discussão acerca do conteúdo relatado, tangente ao objetivo do presente trabalho. As discussões visam conectar as informações de maior relevância entre os tópicos abordados, quais sejam: construção dos estados de tensão, interferência dos efeitos de produção no sistema e a interconexão escalar entre os modelos de poços e reservatório. A metodologia desenvolvida nesta Tese, a qual objetiva a viabilização da análise de integridade dos poços durante o desenvolvimento de um campo de petróleo, está baseada nas discussões apresentadas ao longo do presente capítulo.

2.1 Panorama sobre construção e modelagem de estados de tensões

A qualidade da resposta de um modelo numérico para análise geomecânica está vinculada não somente a uma investigação eficaz, mas sobretudo ao rigor na construção de um modelo realístico. É importante que a modelagem leve em conta não somente as feições geométricas características do campo, mas também o estado de tensões pré-existente à atividade de explotação. Amadei e Stephansson (1997) apresentam um diagrama, ilustrado na Figura 2.3, com uma classificação para os diferentes componentes do estado de tensões atuante em um meio rochoso, de acordo com a sua natureza.



Figura 2.3. Classificação dos estados de tensão em rochas – adaptado de Amadei e Stephansson (1997).

As tensões *in situ* são aquelas que atuam em um sistema rochoso antes de qualquer intervenção de origem externa não natural. Segundo Amadei e Stephansson (1997), o estado inicial de tensões pode ser dividido em quatro tipos, segundo a sua origem: tensões gravitacionais, tensões tectônicas, tensões residuais e tensões terrestres. As tensões gravitacionais estão relacionadas ao peso próprio da rocha, o qual está diretamente ligado à densidade das unidades litológicas que compõem a estratigrafia. As tensões tectônicas provêm do acúmulo de esforços na rocha em razão do movimento das placas tectônicas, sendo subclassificadas em tensões ativas de grande escala – quando analisadas em escala continental; tensões ativas em escala local – quando se observam os efeitos das movimentações tectônicas em escala regional; e tensões remanescentes – quando o acúmulo de

tensão atinge o estado limite da rocha em algumas regiões, provocando um estado regional de tensões diferenciado. Segundo Fjær *et al.* (2008), as tensões tectônicas afetam diretamente as tensões horizontais.

As tensões residuais, decorrentes de efeitos relacionados à gênese da formação rochosa, bem como as tensões terrestres, oriundas de variações sazonais de temperatura e consequente dilatação, também contribuem para o entendimento e construção de um estado inicial de tensões. Contudo, no presente estudo não serão consideradas tensões desta natureza diretamente, e conforme assumido por McKinnon (2001) em seu estudo sobre construção numérica de estados iniciais de tensões, todas as tensões de origem "não gravitacional" serão atribuídas à parcela tectônica. Fjær *et al.* (2008) também assume que tais tensões horizontais, ditas "anômalas" – originárias dos fenômenos supramencionados – comumente são consideradas de origem tectônica.

Cabe salientar ainda que as tensões *in situ* estão sujeitas a variações na sua magnitude efetiva em virtude da existência ou não de pressão de poros, de acordo com o fluido presente no meio poroso e com as condições de formação. Segundo Fjær *et al.* (2008), o perfil de pressões de poros pode ser normal (hidrostática) ou anormal (ocorrência de subpressões ou sobrepressões).

As tensões induzidas são aquelas provocadas pela alteração no estado de equilíbrio original da formação rochosa. Segundo Amadei e Stephansson (1997), atividades de mineração, produção ou injeção de hidrocarbonetos em reservatórios, bombeamento em aquíferos, perfuração, entre outras, são responsáveis pela alteração local de magnitude e direção das tensões atuantes originalmente. Zoback (2007) e Brady e Brown (2005) apresentam estudos fundamentais a respeito das alterações nas tensões correlacionadas a engenharia do petróleo e de mineração, respectivamente.

No escopo do presente estudo, as alterações no estado de tensões no meio considerado estão relacionadas às atividades de explotação em um reservatório de petróleo, notadamente devidas a alteração na pressão de poros. Ali *et al.* (2003) afirmam que, embora o estado de tensões em um determinado local possa ser complexo, as atividades de perfuração de poços, bem como extração de hidrocarbonetos, pode tornar o cenário ainda mais complexo. Nos subitens apresentados na sequência são abordados separadamente os estados iniciais de tensão e os efeitos da explotação sobre os estados de tensões iniciais.

2.1.1 Estados iniciais de tensão

Segundo Zoback (2007), tensões de compressão ocorrem em todas as partes da Terra em profundidade. A magnitude das tensões depende da profundidade, da pressão de poros, e dos processos geologicamente ativos, os quais atuam sob diferentes escalas espaciais e temporais. O autor afirma que existem três características fundamentais sobre o campo de tensões, cuja importância é capital:

- O conhecimento das tensões em profundidade é de fundamental importância para abordar uma ampla gama de problemas práticos em geomecânica de reservatórios de petróleo, gás e geotérmicos, bem como nas formações adjacentes.
- O estado de tensões *in situ* é inteiramente coerente com a escala na qual é observado. Os efeitos de escala se evidenciam a partir da síntese e análise de dados para estimativa de tensão, os quais são provenientes de fontes diversificadas.
- Medir e estimar a magnitude das tensões em profundidade é uma tarefa relativamente direta. Utilizando-se de técnicas viáveis no contexto da engenharia de reservatórios, é possível montar um estado de tensões iniciais em determinada região.

A crosta terrestre consiste de um número discreto de placas tectônicas. Estas placas apresentam extensa área de superfície, fazendo com que sua espessura seja pequena quando comparada a sua extensão. Em virtude da diferença de temperatura, e consequente diferença no estado dos materiais que compõem a litosfera e a astenosfera, as placas se comportam como materiais rígidos capazes de se movimentarem relativamente. A Figura 2.4 apresenta uma representação esquemática dos movimentos predominantes das placas tectônicas terrestres (Fjær, Holt, Horshud, Raaen, & Risnes, 2008).



Figura 2.4. Esquema da movimentação de placas tectônicas - adaptado de Fjær et al. (2008)

Ainda citando Fjær *et al.*(2008), uma determinada bacia pode estar exposta à forças de origem tectônicas tais que ocasionem ciclos de elevação, depressão, erosão, mudanças no ambiente de sedimentação, entre outros fenômenos.

Evidentemente tais ocorrências configuram atividades geológicas, cujo tempo de consolidação e recorrência se enquadram na escala dos eventos relacionados à existência do planeta. Em termos da mecânica das rochas, estas atividades geológicas, todavia, afetam as grandezas de principal interesse à ciência dos maciços rochosos, notadamente tensões *in situ*, pressão de poros e propriedades mecânicas das rochas.

Classicamente, os estados de tensão em rochas são definidos segundo as suas direções principais. Uma das direções principais é tomada como sendo a direção vertical – S_V , estando relacionada à ação gravitacional sobre a densidade das rochas e fluidos que compõem determinado perfil². Zoback (2007) apresenta a relação integral utilizada classicamente para a estimativa da tensão vertical (equação (2.1)), considerando presença de fluido nos poros da rocha em condição hidrostática.

$$S_V = \rho_w g z_w + \int_{z_w}^{z} \rho(z) g dz \approx \rho_w g z_w + \bar{\rho} g(z - z_w)$$
(2.1)

onde S_V é a tensão vertical, ρ_w é a massa específica da água do mar (no caso da análise ser *offshore*), *g* é a aceleração da gravidade, z_w é a espessura da lâmina de água, ρ é a massa específica da rocha, *z* é a espessura da camada de rocha e $\bar{\rho}$ é a massa específica média da rocha no intervalo avaliado. Segundo McKinnon (2001), desvios desta condição para a estimativa de tensões verticais podem ocorrer em certos ambientes geológicos, entretanto costumam ser raramente observados. Por outro lado, conforme será abordado adiante, a tomada da tensão gravitacional vertical como tensão principal perde lugar diante da indução de tensões em virtude da produção de um reservatório de hidrocarboneto, devendo-se portanto ter cautela na adoção desta hipótese nestas circunstâncias.

Mantendo-se no pressuposto de que as tensões verticais são principais, *a priori*, vêm que as demais tensões principais se encontram perpendiculares a esta, ou seja, no plano horizontal – S_H e S_h . Tratados detalhados, do ponto de vista do desenvolvimento matemático, sobre as relações entre as tensões atuantes em um corpo, podem ser encontrados na literatura clássica de resistência dos materiais e

² Esta hipótese está calçada na consideração de um meio poroso sem feições especiais horizontalmente extenso, de forma que a ação gravitacional provoca o aparecimento de esforços verticais no meio, gerando uma das tensões principais nesta direção.

elasticidade (Chou & Pagano, 1992). Em um meio homogêneo e submetido a um estado isotrópico de tensões, pode-se assumir que as duas tensões horizontais apresentem o mesmo valor, sendo relacionadas à tensão vertical através de um coeficiente de empuxo ao repouso K_o , em termos de tensões efetivas. Em um ambiente elástico, este coeficiente de empuxo pode ser obtido diretamente a partir do coeficiente de Poisson (considerando-se o coeficiente de Biot igual à unidade), conforme apresentado na equação (2.2).

$$S_H = S_h = \frac{\nu}{1 - \nu} S_V \tag{2.2}$$

A relação apresentada, no entanto, resulta de grandes simplificações e hipóteses, as quais na maioria das vezes não estão de acordo com a realidade observada. Fjær et al. (2008) ressaltam que o uso de relações simplificadas como a apresentada deve ser cauteloso, uma vez que formações sedimentares - típicos de ambientes com presença de hidrocarbonetos - dificilmente estarão sujeitas a estados de tensão regulares, representáveis por parâmetros elásticos, depois de milhões de anos. Os autores afirmam ainda que, na atualidade, não se deve basear estimativas de tensões horizontais apenas em coeficientes elásticos, principalmente àqueles obtidos em laboratório, quando se está tratando de grandes profundidades e influências regionais significativas. Zoback et al. (2003) denotam que a hipótese das tensões verticais e horizontais serem principais pode não ser realista em ambientes com concentração de tensões cisalhantes, por exemplo em regiões de interface entre materiais rochosos de comportamento distinto - e.g. corpos salinos, onde a distribuição de tensões é isotrópica.

A magnitude das tensões horizontais está sujeita às variações de ordem tectônica atuantes na região considerada, o que provoca um estado triaxial de tensões que possibilita que as tensões horizontais sejam diferentes entre si. A principal razão para a anisotropia de tensões horizontais, segundo Fjær *et al.*(2008), é a atuação de tensões tectônicas. As tensões $S_V, S_H \in S_h$ podem estar associadas às tensões principais maior, intermediária e menor – $S_1, S_2 \in S_3$ – de acordo com o regime tectônico atuante sobre o sistema. A Figura 2.5, extraída de Zang *et al.* (2010), apresenta três regimes tectônicos de acordo com a classificação de Anderson, ocasionados pelas diferentes combinações de magnitude e orientação das tensões principais. Note-se que os ângulos indicados

nos planos de ruptura são valores hipotéticos, representando apenas um valor típico esperado para aquele tipo de ruptura. A Figura 2.5 (a) se refere às falhas reversas, onde a tensão vertical é a menor tensão principal, conforme observado na envoltória apresentada. Na Figura 2.5 (b) está indicado o regime normal, onde a tensão principal maior é a vertical. O regime transcorrente, apresentado na Figura 2.5 (c), caracterizado pela tensão vertical ser a principal intermediária.



Figura 2.5. Regimes de falha segundo a classificação de Anderson de acordo com as diferenças relativas entre as magnitudes das tensões principais – adaptado de Zang *et al.* (2010)

O meio geológico pode apresentar grande complexidade em virtude das respostas do meio às ações tectônicas – como falhas, dobras, fraturas – interferindo na orientação e magnitude das tensões nas proximidades das feições decorrentes destas ações. Diante das dificuldades quanto a determinação de um campo de tensões em uma região geologicamente complexa, a estimativa das tensões atuantes em uma determinada região de interesse no âmbito da engenharia de reservatórios deve ser realizada através de investigação em subsuperfície, seja através da retirada de amostras, ou de sondagem através de poços de exploração, ou investigações sísmicas.

No que se refere à determinação do estado de tensões atuante, algumas das grandezas podem ser obtidas diretamente, outras por correlação. O Quadro 2.1,

adaptado de Plumb *et al.* (2000) apresenta fontes típicas de informações utilizadas para a construção de um modelo mecânico terrestre. Nota-se que a magnitude das tensões geralmente é obtida a partir de dados de poço, sendo as verticais obtidas a partir de um perfil de densidades, e as horizontais obtidas a partir de ensaios como sônico, *leakoff, minifrac*, entre outros. A direção das tensões pode ser obtida por ensaios de *caliper* ou imageamento.

Quadro 2.1. Fontes de informação comumente utilizadas na construção de um modelo mecânico terrestre - adaptado de Plumb *et al.* (2000)

Variável Investigada	Dados de Perfilagem	Outras Fontes	
Estratigrafia	Raios gama, densidade, resistividade, sônico (V _P)	Cascalhos, sequências estratigráficas	
Pressão de poros - <i>P</i> _P	Sônico (V _P), inspeção <i>checkshot</i> , resistividade	Velocidade intervalar (sísmica), testes de formação, informações de diários de perfuração	
Tensões devidas ao <i>overburden</i> (S _V)	Densidade	Cascalhos	
Direção das tensões	<i>Caliper</i> orientado, imageamento, anisotropia de velocidades orientada	Mapas estruturais, sísmica 3D	
Tensão horizontal mínima (S _h)	Sônico (V _P e V _S), ferramenta de medição de tensões <i>wireline</i> ,	P _P , ensaios <i>leak-off</i> , ensaios <i>leak-off</i> estendidos, <i>minifrac</i> , ensaios de injeção <i>step-rate</i> , informações de diários de perfuração, modelagem	
Tensão horizontal máxima (S _H)	Imageamento, modelo de tensões no poço	P _P , S _h , resistência da rocha, base de dados	
Parâmetros elásticos (E, G, v)	Sônico (V _P e V _S), densidade	Bases de dados, ensaios de laboratório em testemunhos, cascalhos	
Parâmetros de resistência da rocha (RCS, \$\phi)	Sônico (V _P e V _S), peso específico, estratigrafia mecânica	Bases de dados, ensaios de laboratório em testemunhos, cascalhos	
Mecanismos de ruptura	Imageamento, caliper orientado	Informações de diários de perfuração, cascalhos (imagens digitais)	

Observa-se que as metodologias para estimativa das tensões vertical e horizontais diferem entre si. Baseado em Zoback *et al.*(2003), Zoback (2007) e Fjær *et al.* (2008), na sequência será apresentado um breve apanhado a respeito das técnicas de determinação de tensões *in situ*.

o Tensão Vertical

Para a estimativa da tensão vertical S_V pode-se utilizar um perfil de densidades da formação rochosa, obtido através de dados de perfilagem com leituras baseadas em registros de emissão e recepção de raios Gama. A Figura 2.6 ilustra a associação de um perfil de densidade com um gradiente de tensão vertical no *overburden*.



Figura 2.6. Perfil de densidade e gradiente de tensão ao longo da profundidade – adaptado de Zoback (2007)

Segundo Fjær *et al.*(2008), o perfil de densidade pode ser utilizado na determinação de propriedades mecânicas de duas formas: fornece uma boa aproximação da tensão vertical atuante, pelo menos em áreas de baixa atividade tectônica, e quando associado ao perfil de velocidades acústicas, fornece uma estimativa do módulo dinâmico da rocha. Este perfil dificilmente encontra-se disponível para os trechos de perfuração mais próximos à superfície, sendo necessárias estimativas para valores nesta região. A título de exemplo, Fjær *et al.*(2008) menciona que se pode assumir 1,8 a 2,0 g/cm³ para rochas regulares com porosidade entre 50 e 38%. Não obstante, o histórico geológico da região deve ser levado em consideração na estimativa, e dados de investigações geotécnicas na região podem ser relevantes.

o Tensões Horizontais

A determinação da orientação das tensões horizontais é baseada na configuração de ruptura por tração ou compressão na parede de uma perfuração, podendo ser detectada por equipamentos de perfilagem. As direções das fraturas observadas dependem da relação entre as tensões horizontais atuantes S_H (> S_h), e indicam a orientação das tensões na localidade onde são avaliadas. As rupturas

por compressão (os breakouts) serão desenvolvidas em direção paralela à tensão horizontal menor S_h , nas condições onde a pressão no interior do poço for pequena o suficiente para gerar uma tensão desviadora que leve à ruptura nesta região. As rupturas por tração ocorrem paralelamente à tensão horizontal maior S_H , quando a pressão sobre a parede da perfuração é excessiva, transpondo a resistência à tração da rocha. A Figura 2.7 (a), extraída de Zoback (2007), indica um mapeamento da concentração de tensões ao redor do poço vertical sem pressão interna, obtidos a partir da solução de Kirsch (1898, apud Fjær et al. 2008), denotando que as tensões principais são paralelas e perpendiculares à superfície do poço. Onde as trajetórias de máxima tensão compressiva convergem (na direção do azimute de S_h), as tensões de compressão atuantes são mais elevadas, ao passo de que, onde as curvas divergem (na direção do azimute de S_H), as tensões são menos compressivas. A Figura 2.7 (b), extraída de Fjær et al.(2008), ilustra os mecanismos de ruptura mencionados, cabendo salientar que tais modos de ruptura não ocorrem à mesma profundidade de forma geral, a menos que sejam impostas ao poço grandes variações de pressão interna.



Figura 2.7. Tensões e seus efeitos ao redor do poço. (a) trajetórias de tensão principal ao redor de um poço vertical sem pressão interna – adaptado de Zoback (2007); (b) detalhamento das formas de ruptura possíveis em poços – adaptado de Fjær *et al.*(2008)

Para determinação das rupturas em poços utilizam-se mais comumente duas técnicas: perfilagem com *caliper* e imageamento. Na perfilagem utilizando *caliper* é introduzida na perfuração uma sonda dotada de braços sensíveis à variação topográfica da superfície interna do poço, visando o mapeamento da seção ao longo da profundidade. Ela é capaz de determinar a geometria das seções afetadas

por *breakouts*, bem como a orientação dos eixos governantes da ruptura. A tensão horizontal máxima S_H está orientada perpendicularmente ao eixo da ruptura, uma vez que o *breakout* consiste de um mecanismo de ruptura compressional no qual a resistência da rocha na região de ruptura é ultrapassada pela máxima tensão de compressão atuante. A técnica de imageamento – elétrico por resistividade ou acústico – também pode ser utilizada na determinação das rupturas por compressão (Figura 2.8), e também na determinação das aberturas de fraturas por tração (Figura 2.9). Através de tratamento de imagens, bem como do controle de orientação dos instrumentos, é possível desenvolver os mapas de orientação das tensões de acordo com ambas as medidas. No gráfico da Figura 2.9 (adaptado de Zoback *et al.*, 2007) observa-se a boa correlação entre as orientações de tensão horizontal máxima S_H a partir de informações de *breakouts* e ruptura por tração. Nos trabalhos de Plumb & Hickman (1985, *apud* Fjær *et al.*, 2008) e Brudy *et al.* (1998, *apud* Fjær *et al.*, 2008) encontram-se maiores detalhamentos a respeito das técnicas mencionadas.



Figura 2.8. Resultados de imageamento indicando *breakout* na parede do poço, seguido de reconstrução de seção a partir de tratamento de imagem – adaptado de Zoback *et al.*(2003)



Figura 2.9. Resultados de imageamento indicando fraturas por tração na parede do poço, seguido de mapa de orientação de tensões em profundidade – adaptado de Zoback *et al.*(2003)

Se as fraturas induzidas na perfuração forem encontradas inclinadas em relação ao eixo da perfuração, é indicativo de que nenhuma tensão principal está orientada paralelamente ao eixo. Esta situação é de comum ocorrência em poços inclinados, ou mesmo em poços verticais onde a tensão vertical não consiste em tensão principal. Neste caso, a proximidade de feições passíveis de apresentar descontinuidade de tensões, como falhas e corpos de sal, pode estar fazendo com que o estado de tensões da rocha sofra reorientações.

Em poços inclinados, horizontais ou com trajetórias complexas, as tensões principais não estão alinhadas ao eixo do poço, ocorrendo o aparecimento de tensões tangenciais que contribuem para seu o colapso, ou mesmo causam danos ao revestimento. Estes poços, mais sensíveis a variação no estado de tensões no ambiente rochoso em que se encontram, apresentam regiões de estabilidade e instabilidade definidas de acordo com sua orientação.

A Figura 2.10 apresenta um exemplo de avaliação de estabilidade em um poço com diferentes inclinações, extraído de Zoback *et al.*(2003), utilizando um mapeamento de risco no hemisfério inferior do espaço estereográfico. A configuração estudada (Figura 2.10 a) se refere a um poço que atravessa formação com $S_V = 88,2$ MPa (12792 psi), $S_H = 90$ MPa (13053 psi) e $S_h = 51,5$ MPa (7469 psi), com pressão interna de fluido $P_P = 31,5$ MPa (4569 psi). Observa-se que, em relação aos *breakouts* (Figura 2.10 b), poços inclinados até aproximadamente 30° apresentam graus mais baixos de instabilidade, assim como poços na direção E-W, em qualquer inclinação. Poços com maior inclinação em direções N-S (ou

próximos) apresentam maior grau de instabilidade. A medida de instabilidade é realizada pela estimativa do tamanho da abertura na parede do poço devido ao *breakout*. No caso de fratura por tração (Figura 2.10 c), o gráfico mostra a magnitude da pressão necessária para que se tenha este tipo de fraturamento. Nota-se que haverá fraturamento com menores pressões em todos os poços inclinados com menos de 60°, e todos orientados em torno de E-W. Os poços mais estáveis são aproximadamente horizontais N-S.



Figura 2.10. Avaliação espacial da estabilidade de um poço. (a) configuração estudada; (b) tendência à instabilidade por compressão; (c) tendência à instabilidade por tração – adaptado de Zoback *et al.*(2003)

Avaliando-se o referido exemplo, observa-se que a orientação do poço em relação ao estado de tensões do meio é de extrema relevância na sua estabilidade, assim como sobre as orientações das rupturas observadas. Não obstante, considerando que o estado de tensões sofra variações ao longo da vida produtiva de uma reserva de petróleo, é imperativo determinar a magnitude e orientação de tais alterações, uma vez que a estabilidade de poços introduzidos no sistema estará suscetível ao novo estado de tensões que ocorrerá ao seu redor.

As magnitudes das tensões horizontais podem ser determinadas a partir de ensaios em poço como *Leak-off* e *Leak-off* estendido. Conforme Fjær *et al.*(2008), os ensaios *Leak-off* são realizados durante a fase de perfuração do poço, na formação imediatamente abaixo de cada sapata. O objetivo principal deste teste é o de determinar a máxima pressão que a escavação pode suportar sem que haja fraturamento e perda de fluido para a formação. A partir deste ensaio, é possível estimar a tensão horizontal mínima S_h atuante na formação, a qual se assemelha à pressão de propagação de fratura após o fraturamento da rocha. O infográfico apresentado na Figura 2.11 indica todas as etapas de um ciclo do ensaio *Leak-off*.



Figura 2.11. Panorama sobre o resultado típico de um ensaio de *leak-off* - adaptado de Zoback *et al.*(2003)

Observa-se no gráfico que a denominada pressão de *Leak-off*, definida como o ponto onde a curva de pressurização altera a declividade, está localizada a um valor de pressão muito semelhante ao de propagação de fratura, representativa da tensão horizontal mínima. Todavia, autores como Addis (1998) afirmam que a utilização do valor de pressão de *Leak-off* como estimativa da tensão horizontal mínima está associada a uma grande dispersão de dados, sendo portanto recomendável a execução de ensaio mais detalhado denominado *Leak-off* estendido (Figura 2.12), que consiste na ciclagem do ensaio convencional. Segundo o autor, a tomada de valores de pressão referentes à abertura de fraturas após o segundo ciclo de pressurização fornece valores mais precisos de tensão

horizontal mínima, induzindo a uma dispersão dos resultados significativamente inferior.



Figura 2.12. Panorama de um ensaio de Leakoff estendido – adaptado de Addis et al. (1998)

Conhecidas, portanto, as magnitudes das tensões horizontais mínimas e verticais, bem como todas as orientações de tensão atuantes em determinada região, é possível encontrar a magnitude da tensão horizontal máxima restante. Informações detalhadas sobre os ensaios *Leak-off* e *Leak-off* estendido, bem como outras técnicas para determinação de tensões horizontais e verticais, podem ser encontradas nos trabalhos de Zoback (2007), Addis *et al.* (1998) e Fjær *et al.*(2008).

Zoback (2007) apresenta uma tabela classificando a qualidade dos dados de investigação para a estimativa das magnitudes e orientações das tensões iniciais, aplicada aos problemas de geomecânica do petróleo. Esta tabela está reproduzida no Quadro 2.2. No extensivo estudo de tensões apresentado pelo autor, é indicada uma série de restrições a serem observadas no uso dos resultados provenientes das seguintes fontes: mecanismos focais em eventos sísmicos³, *breakouts*, tensões induzidas de tração e fraturamento hidráulico. A classificação abrange quatro categorias: A, B, C e D, sendo a categoria "A" referente aos resultados de melhor qualidade, de acordo com os critérios geométricos e estatísticos descritos na escala. Segundo o autor, os dados enquadrados nas categorias A, B e C podem ser utilizados para a atribuição em mapas regionais de tensão (como exemplo, menciona-se o campo *Central California*, ilustrado na Figura 2.13), ao passo que os dados de categoria D deverão ser descartados.

³ Esta forma de determinação de tensões não foi mencionada nesta revisão, e por este motivo será omitidas do quadro apresentado. Para maiores informações, consultar Zoback (2007).

Quadro 2.2. Classificação da qualidade de dados de investigação em tensões *in situ* – adaptado de Zoback (2007).

	Α	В	С	D
Compressão (Breakouts)	Dez ou mais zonas de breakouts em cada poço, com DP $\leq 12^{\circ}$ e/ou comprimento total de 300m. Média dos breakouts em dois ou mais poços próximos geograficamente com comprimento combinado > 300m e DP $\leq 12^{\circ}$.	Pelo menos seis zonas de <i>breakouts</i> distintas em um único poço com $DP \le 20^\circ e/ou$ comprimento combinado > 100m.	Pelo menos quatro breakouts com DP ≤ 25° e/ou comprimento combinado > 30m.	Menos de quatro breakouts com valores de orientação consistente ou comprimento combinado < 30m em um único poço. Breakouts em um único poço com DP \ge 25° .
Fratura por Tração	Dez ou mais fraturas de tração distintas em um único poço com DP ≤ 12°, englobando uma profundidade vertical de 300m ou mais.	Pelo menos seis fraturas de tração distintas em um único poço com DP ≤ 20°, englobando um comprimento combinado > 100m.	Pelo menos quatro fraturas de tração distintas com DP ≤ 25°, englobando um comprimento combinado > 30m.	Menos de quatro fraturas de tração com valores de orientação consistente com comprimento combinado < 30m em um único poço. Fraturas de tração em um único poço com DP $\geq 25^{\circ}$.
Fraturamento Hidráulico	Quatro ou mais orientações <i>hydrofrac</i> em um único poço com $DP \le 12^\circ e$ profundidade > 300m. Média das orientações <i>hydrofrac</i> em dois ou mais poços próximos geograficamente deve apresentar $DP \le 12^\circ$.	Três ou mais orientações <i>hydrofrac</i> em um único poço com DP < 20°. Orientações <i>hydrofrac</i> em um único poço com 20° < DP < 25°.	Orientações <i>hydrofrac</i> em um único poço com 20° < DP < 25°. No caso de medidas de orientação distintas com a profundidade, a mais profunda é adotada como válida. Uma ou duas orientações <i>hydrofrac</i> em um único poço.	Medições de orientação <i>hydrofrac</i> singulares em profundidades < 100m.





Figura 2.13. Mapa regional de tensões no Campo *Central California* construído a partir de informações filtradas pela classificação de qualidade de dados (ZOBACK *et al.*, 2003).

O autor afirma que a relação entre as orientações de tensão obtidas por diferentes indicadores costuma ser boa. Às observações de poço, os dados obtidos serão tão mais realistas quanto maior for o intervalo de observação em profundidade. A ocorrência de variações locais nas direções e magnitudes de tensão poderá ser observada, principalmente em virtude da proximidade de feições geológicas. No entanto, um levantamento de boa qualidade conseguirá identificar um padrão regional de tensões com valores baixos de desvio padrão, tornando o modelo de tensões iniciais construído mais fiel à realidade do campo.

Conforme observado, os dados de tensão obtidos em uma investigação de boa qualidade devem refletir na modelagem do estado inicial de tensões em um modelo mecânico terrestre. Contudo, tais estados de tensão estão sujeitos a alterações devidas aos efeitos causados pela depleção do reservatório, fazendo que as feições presentes no sistema (como falhas e poços) tenham seu equilíbrio e integridade condicionados às modificações impostas. No item seguinte serão abordadas as alterações de magnitude e orientação das tensões em um sistema, causadas pelo desenvolvimento de um campo de petróleo.

2.1.2 Efeitos da depleção sobre os estados de tensões

A complexidade no estabelecimento de um estado inicial de tensões, denotada no item anterior, é propagada para a avaliação da tensão no meio durante a depleção do reservatório. Os efeitos de produção e injeção não se concentram somente no reservatório, porém se estendem às rochas adjacentes, poços, falhas, entre outras feições que compõem o sistema. Na literatura estão relatados trabalhos nesta seara, principalmente no que se refere aos efeitos fluido-mecânicos acoplados, devidos às variações de pressão de poros no sistema. Neste item serão apresentados estudos relacionados a morfologia das tensões em virtude da variação de pressão de poros, enfatizando-se as entidades reservatório, rochas adjacentes e poços.

Segundo Addis (1997), a produção de reservatórios de hidrocarbonetos pode levar a uma diminuição nas pressões de poros em até 60 MPa (8702 psi) durante a vida do campo. Esta depleção resulta na mudança das tensões horizontais que atuam no reservatório. A partir de dados de campo, e dentro da faixa de variação da pressão de poros estudada (1,8 MPa a 56 MPa, ou 1160 psi a 8122 psi), o autor denota a ocorrência de reduções lineares da tensão horizontal mínima com variação da pressão de poros. O autor afirma ainda que as respostas geomecânicas não poderiam ser previstas com precisão utilizando-se as relações elástico-lineares comumente adotadas, principalmente devido às suposições inadequadas em relação às condições de contorno ou a entrada de valores incorretos nos estados iniciais. Neste estudo, Addis (1997) ressalta que a estabilidade do poço pode decair significativamente com o esgotamento do reservatório.

Fjær *et al.* (2008) relatam que nas proximidades de falhas ou inclusões, escavações de subsuperfície rasas ou profundas (por exemplo minas e poços, respectivamente), ou em reservatórios à depleção, a direção das tensões principais irão diferir da orientação vertical-horizontal assumida para a região considerada. Os autores ressaltam, ainda, que valores elevados de pressão de poros tornam um reservatório mais prolífico. Pode-se constatar, todavia, que a problemática dos efeitos do sistema à depleção está indiretamente atrelada aos níveis de produção de uma reserva, e que o melhor controle possível das alterações na configuração de tensões do sistema deve ser conduzido.

Herwanger e Horne (2009) realizaram estudo extensivo no que tange aos efeitos de produção sobre modelos de reservatório, considerando as rochas adjacentes. A Figura 2.14 apresenta um panorama do modelo de elementos finitos desenvolvido pelos autores, considerando o reservatório em região anticlinal, sendo produzido por quatro poços, cada um com vazão de 2400m³/dia (15000 bbl/dia).



Figura 2.14. Modelo em elementos finitos para análise geomecânica (a) plano vertical central ao modelo de reservatório e adjacências com representação das unidades geológicas e (b) panorama tridimensional do modelo – adaptado de Herwanger e Horne (2009)

O modelo construído foi baseado no campo de Valhall, no Mar do Norte, na Noruega. O trabalho dos autores se destaca pela organização das camadas de elementos finitos em virtude das propriedades das rochas envolvidas. Observa-se que a malha de elementos finitos das rochas adjacentes segue o padrão de refinamento do reservatório, tanto para as laterais, quanto no sentido vertical. De fato, esta concepção apresenta vantagens em termos da construção da malha de forma automatizada, e também possibilita melhor refinamento nas regiões adjacentes à rocha reservatório, em detrimento das porções grosseiras da malha, as quais se encontram mais distantes dos efeitos de produção.

No Quadro 2.3 são apresentadas as propriedades geomecânicas e de fluxo referentes às camadas indicadas nos modelos. As simulações apresentadas foram conduzidas em elasticidade, embora os autores grifem que a aplicação de propriedades de resistência às rochas envolvidas, através de critérios plasticidade adequados, seja importante na identificação dos limites de resistência durante o desenvolvimento da reserva. Contudo, o comportamento não linear dos parâmetros de resistência (variáveis de acordo com a tensão atuante) costuma trazer dificuldades na sua população ao modelo, partindo-se do pressuposto que este já esteja carregado com um estado de tensões inicial consistente. Em termos dos parâmetros elásticos, é denotado pelos autores que as camadas mais rígidas são concentradoras de tensão, enquanto que camadas menos rígidas concentram deslocamentos, vinculando as respostas geomecânicas diretamente à estimativa de tais parâmetros.

Unidade Geológica	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Porosidade (%)	0,01	0,01	0,01	0,45	0,30	0,01
Permeabilidade Horizontal (mD)	0,1	0,1	0,1	100,0	50,0	0,1
Permeabilidade Vertical (mD)	0,1	0,1	0,1	10,0	5,0	0,1
Peso Específico (kN/m ³)	19,6	19,6	19,6	17,7	18,6	23,5
Módulo de Young (MPa)	800,0	600,0	750,0	600,0	650,0	2000,0
Coeficiente de Poisson	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Coeficiente de Biot-Willis	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Quadro 2.3. Resumo das propriedades geomecânicas e de fluxo aplicadas a cada unidade geológica descrita no modelo - adaptado de Herwanger e Koutsabeloulis (2011)

As simulações foram realizadas com acoplamento iterativo entre o comportamento de fluxo e geomecânico, ou seja, entre os passos de tempo das simulações, informações comuns aos problemas de tensão e de fluxo eram trocadas entre simuladores. A consideração do acoplamento entre os fenômenos hidromecânicos envolvidos na depleção se fazem necessários principalmente nos casos onde o meio apresenta grande deformabilidade, pois expressivas variações no valor de porosidade irão ocorrer se refletindo sobre a variação de pressão de poros no reservatório(Herwanger & Horne, Linking Reservoir Geomechanics and Time-lapse Seismics: Predicting Anisotropic Velocity Changes and Seismic Attributes, 2009). Maior detalhamento a respeito das configurações de acoplamento hidromecânico será realizado em item a parte na sequência desta revisão bibliográfica. A Figura 2.15 apresenta uma sequência de gráficos indicativos dos efeitos observados após três anos de produção do reservatório em uma seção intermediária do sistema.



Figura 2.15. Diagrama com alterações nos estados de tensão e deslocamentos decorrentes de atividade de produção em reservatório – adaptado de Herwanger e Horne (2009)

Na Figura 2.15 (a) está indicada a variação de saturação de óleo no reservatório, onde os gradientes mais expressivos podem ser observados ao redor dos poços produtores. Os valores de pressão estão expressos em bar, unidade equivalente a 0,1 MPa. Na Figura 2.15 (b) observa-se a variação da pressão de poros também concentrada ao redor dos poços, indicando a clara existência de um gradiente de pressão de fluido ao longo do meio poroso, se refletindo diretamente sobre o estado de tensões efetivas atuantes no sistema ao longo da produção. Na Figura 2.15 (c) estão apresentadas as variações de tensão efetiva, estando os valores mais expressivos situados no reservatório, em virtude de ser a entidade diretamente submetida às variações de pressão de poros. Nesta figura observa-se também a ocorrência de alterações no estado de tensões das rochas adjacentes (overburden, sideburdens e underburden), reflexo das alterações impostas ao reservatório. Tal influência também pode ser observada na Figura 2.15 (d), onde estão indicados os deslocamentos nas rochas adjacentes: deslocamentos positivos são observados no overburden (em sentido à profundidade) enquanto que deslocamentos negativos se observam no underburden (em sentido à superfície). Deve-se salientar que os deslocamentos não ocorrem de forma homogênea, uma vez que os carregamentos impostos ao modelo numérico não são simétricos, bem como o modelo tridimensional. As figuras inferiores (e), (f) e (g) indicam graficamente a morfologia das tensões atuantes em pontos determinados do sistema, localizados em regiões de interface, as quais são as maiores concentradoras de gradientes de tensão. A Figura 2.15 (e) se refere ao topo do overburden, a Figura 2.15 (f) à rocha capeadora e a Figura 2.15 (g) ao topo do reservatório. No topo do overburden, observa-se o aumento do nível de tensões compressivas no plano horizontal, na rocha capeadora, a tensão compressiva decresce na direção subvertical em virtude da compactação do reservatório, e aumenta na direção sub-horizontal. Neste caso, observa-se a tendência de rotação das tensões, denotando-se para o fato de que a produção não afeta somente a magnitude das tensões, mas também sua orientação. Na porção interna ao reservatório, observa-se a ocorrência de uma forte variação no componente vertical da tensão efetiva, acompanhado de um pequeno incremento de tensão nas direções ortogonais do plano horizontal.

Ao observar esta nuance dos estudos de Herwanger e Horne (2009) e Herwanger e Koutsabeloulis (2011), é notável que os efeitos de produção não se concentram somente no reservatório, afetando porém toda a redondeza. De fato, mesmo no caso simplificado estudado pelos autores, é possível avaliar que a produção afeta não somente a magnitude das tensões, mas também as orientações das suas componentes, sobrepujando a hipótese inicial da ortogonalidade das tensões segundo uma diretriz perfeitamente vertical. Cabe salientar que a adoção de modelos tridimensionais para a representação de problemas desta natureza se demonstra absolutamente necessária, uma vez que a maioria dos fenômenos geomecânicos avaliados não poderia ser captada através de modelos bidimensionais. A Figura 2.16 apresenta um panorama gráfico sobre a reorientação das tensões, bem como sobre os vetores de deslocamento observados ao final de três anos de produção. A Figura 2.16 (a) grifa a região de observação (topo do overburden). A Figura 2.16 (b) apresenta conjuntamente, em vista superior, os isovalores de deslocamento vertical bem como os vetores resultantes de deslocamento horizontal.



Figura 2.16: Diagrama com alterações nas orientações de tensões e vetores de deslocamento decorrentes de atividade de produção em reservatório – adaptado de Herwanger e Horne (2009)



Figura 2.16 (continuação): Diagrama com alterações nas orientações de tensões e vetores de deslocamento decorrentes de atividade de produção em reservatório – adaptado de Herwanger e Horne (2009)

Na Figura 2.16 (c) estão indicadas as variações de magnitude de tensão, proporcionais ao tamanho dos vetores. Observa-se, também, que os incrementos de tensão efetiva se orientam segundo um padrão semelhante ao observado nos vetores de deslocamento, levando ao fato das tensões principais, nesta região de perturbação, terem a sua orientação afetada durante a produção. A Figura 2.16 (d) apresenta a correlação das informações de variação de tensão efetiva com velocidade de propagação de onda cisalhante no meio, denotando a possibilidade de se correlacionar esta informação (quando medida em investigação) com a estimativa do estado de tensões atual do sistema. Ao final do estudo, os autores denotam que as variações de tensão, em virtude da alteração no campo de pressões, são essencialmente triaxiais, sendo altamente dependentes da geometria do modelo, propriedades dos materiais envolvidos, regime de fluxo, localização dos poços, vazões e modelos constitutivos.

No trabalho de Day-Lewis(2007) são abordadas as alterações na orientação das tensões em reservatórios, comparando modelos analíticos e numéricos em poroelasticidade. O objetivo geral deste estudo foi desenvolver uma metodologia prática para estimativa e análise do potencial de rotação de tensões em reservatórios a depleção. Nos trabalhos de poroelasticidade consultados pelo autor (BIOT, 1941; GEERSTMA, 1957, 1973; MORITA *et al.*, 1989 apud DAY-LEWIS, 2007), foi denotado que a variação de tensões é consideravelmente maior quando o módulo de Young do reservatório é expressivamente inferior ao das rochas adjacentes, com efeitos notáveis nas fronteiras do reservatório. Segundo os autores, pode ser estabelecida uma relação entre a variação de tensão horizontal ΔS_H e a variação da pressão de poros ΔP_P , caracterizando a resposta das tensões à depleção *A* (*stress-depletion response*), conforme a equação (2.3).

$$A = \frac{\Delta S_H}{\Delta P_P} \tag{2.3}$$

Em estudos realizados por Engelder e Fischer (1994 apud DAY-LEWIS, 2007), para meios representados por camada infinita, horizontal, em condições isotérmicas, sem deformações horizontais e tensão vertical constante, a expressão (2.4) pode ser utilizada para estimativa do valor de *A*.

$$A = \alpha \frac{(1 - 2\nu)}{(1 - \nu)}$$
(2.4)

No entanto, os autores afirmam que, ao se utilizar esta relação, a variação das tensões ΔS_{Hmax} e ΔS_{hmin} seriam iguais – hipótese válida para porções distantes das fronteiras do modelo – e, portanto, não ocorreria rotação de tensões. À proximidade de feições particulares (como falhas ou planos com alterações de propriedades), as tensões horizontais variam de magnitude distintamente, não podendo ser representadas diretamente pela expressão supracitada, devendo-se adaptá-la para que seja levada em conta a rotação das tensões. Day-Lewis (2007) desenvolveu um modelo analítico, de camada homogênea com intersecção vertical impermeável, de forma a verificar a morfologia das alterações das tensões horizontais totais (principais, pois a vertical foi considerada principal) nas proximidades da feição. Um dos lados do modelo foi depletado, enquanto o outro permaneceu no estado inicial. A Figura 2.17 apresenta um panorama do modelo analítico utilizado, considerando como referência a orientação das tensões horizontais *in situ* (indicadas do lado não depletado).



Figura 2.17. Geometria do modelo analítico contendo as indicações das variáveis utilizadas - adaptado de Day-Lewis (2007)

Baseado nas variáveis já mencionadas, bem como no esforço normal $\psi = A\Delta P_P$ que ocorre na feição impermeável em virtude da produção, no ângulo θ que representa a orientação da falha em relação ao sistema de referência (positivo no sentido horário) e no ângulo γ que representa o desvio das tensões horizontais vizinhas à falha em relação ao sistema de referência (positivo no sentido horário), os autores desenvolveram as expressões apresentadas nas equações (2.5) e (2.6). O parâmetro q apresentado define a razão (negativa) entre a variação de pressão de poros em relação ao diferencial de tensão horizontal. A variável q assume valor positivo quando o reservatório é produzido. Segundo Day-Lewis (2007), observando-se as equações denota-se que a reorientação da pressão de poros e a diferença entre as tensões horizontais iniciais, 2) a orientação da feição impermeável em relação ao azimute original de S_{Hmax} e 3) a resposta das tensões à depleção *A* (*stress-depletion response*).

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left[\frac{Aq \sin 2\theta}{1 + Aq \cos 2\theta} \right]$$
(2.5)

onde:

$$q = \frac{-\Delta P_P}{(\Delta S_{Hmax} - \Delta S_{hmin})}$$
(2.6)

Foram gerados resultados generalizados aplicando as expressões acima, para dois diferentes valores de *A* considerando o parâmetro de Biot $\alpha = 1$, sendo eles: A = 0,67 (coeficiente de Poisson $\nu = 0,25$) e A = 1, representando o máximo valor possível da razão entre as variações de tensão e pressão de poros. Na Figura 2.18 estão apresentados os comportamentos para diferentes valores do parâmetro q, para os cenários indicados.



Figura 2.18. Dois cenários (A = 0,67 e A = 1,0) de previsão de rotação de tensões nas proximidades de barreira impermeável em reservatório com um lado à depleção – adaptado de Day-Lewis (2007)

Os autores afirmam que o sinal de γ (rotação das tensões) é o mesmo de θ (o ângulo de S_{Hmax} ao plano), logo, para valores positivos de q (produção), a tensão horizontal máxima irá rotacionar de forma a se tornar mais paralela ao plano. Para valores pequenos de q a rotação prevista é geralmente pequena. Contudo, se a queda de pressão de poros é similar ou maior que a diferença inicial entre tensões horizontais ($q \ge \sim 1$), a grandeza da reorientação pode ser elevada, principalmente para valores elevados de A. Na Figura 2.18 apresentada, observase que S_{Hmax} sofre rotação até se tornar totalmente paralela à fronteira para valores de A próximos a 10. Valores elevados do parâmetro q são prováveis de serem encontrados em regiões com regime de falhamento normal e ocorrência de sobrepressões, diante de depleção significante. Em tais áreas, o diferencial de tensão horizontal será menor, assim como ambas as tensões horizontais (em magnitude) deverão ser inferiores à tensão do *overburden* e superiores à pressão de poros (Day-Lewis, 2007).

O modelo analítico foi aplicado a um caso real de um campo altamente depletado, denominado Campo de Scott, no Mar do Norte, Noruega (YALE *et al.* 1994 apud DAY-LEWIS, 2007). A queda de pressão de poros ao longo da vida

produtiva deste campo foi de 60MPa (8702 psi), passando do valor inicial de 65MPa (9427 psi) para 5 MPa (725 psi). Os dados de orientação das tensões horizontais máximas foram obtidos através de *breakouts* e ensaios acústicos. As magnitudes da tensão vertical e horizontal máxima regionais são 98 MPa (14213 psi) e 33 MPa (4786 psi), respectivamente. A Figura 2.19 (a) apresenta a região mapeada, indicando-se a orientação da tensão S_{Hmax} regional e das tensões S_{Hmax} localizadas nos reservatórios após depleção. A Figura 2.19 (b) apresenta a melhor aproximação analítica das orientações finais em virtude da depleção, utilizando-se os parâmetros A = 0,67 e q = 1,9.



Figura 2.19. Comparação entre as orientações de tensão S_{Hmax} no campo de Scott (a) mapeamento das tensões horizontais após intensa depleção e (b) estimativa de reorientação de tensões baseada no modelo analítico desenvolvido – adaptado de Day-Lewis (2007)

A boa correlação entre os resultados analíticos e reais indicam que a reorientação das tensões pode ser função das variáveis mencionadas.

Foram realizadas simulações numéricas utilizando-se diferentes modelos tridimensionais baseados nos estudos de Eshelby (1957), o qual simulava inclusões elipsoidais em meios homogêneos. Nas análises, buscou-se ampliar o espectro em relação às avaliações analíticas simplificadas, expandindo-se a análise para um contorno de fato triaxial. Os autores verificaram a influência da geometria e dos parâmetros elásticos da inclusão (reservatório) e do meio (materiais adjacentes), para aferir a afirmação de Segall e Fitzgerald (1998), acerca das pequenas variações de tensão vertical em reservatórios extensos (largura de 5 a 10 vezes maior que a espessura), e verificar a morfologia das orientações das tensões horizontais nas regiões de fronteira aos modelos. O detalhamento da construção dos modelos, bem como da aplicação da teoria da

inclusão de Eshelby (1957), consta no trabalho de Day-Lewis (2007), e não serão apresentados nesta revisão.

Das três geometrias testadas pela autora – esférica, elipsoidal achatada e circular achatada – a última foi escolhida para apresentação no presente estudo, representando um modelo circular de pequena espessura, dentro das especificações de Segall e Fitzgerald (1998), conforme mostrado na Figura 2.20. As simulações foram realizadas no programa COMSOL Multiphysics[®], utilizando-se os parâmetros módulo de Young E = 15 GPa, coeficiente de Poisson $\nu = 0,25$, coeficiente de Biot $\alpha = 0,75$, e peso específico $\delta = 27,5$ kN/m³.



Figura 2.20. Geometria do modelo de inclusão utilizado na simulação numérica tridimensional de um reservatório de pequena espessura – adaptado de Day-Lewis (2007)

A Figura 2.21 apresenta as variações de pressão de poros e das tensões principais induzidas pelo processo de produção no modelo apresentado, indicadas na imagem, segundo a notação da autora, como: tensão vertical S_3 e duas tensões horizontais S_1 e S_2 . Na figura também são apresentadas as orientações das referidas tensões ao final da análise.



Figura 2.21. Variações da orientação das tensões ao redor do reservatório em modelo – adaptado de Day-Lewis (2007)

As variações da magnitude das tensões no modelo tridimensional foram comparadas aos valores obtidos no modelo horizontalmente extenso de Segall e Fitzgerald(1998). As variações foram semelhantes observando-se uma seção horizontal na região central da inclusão (diagramas da esquerda da Figura 2.21),

sendo $\Delta S_H \approx 50\%\Delta P_P$ e $\Delta S_V \approx 50\%\Delta P_P$ – ambas no sentido de redução das tensões iniciais. Na região externa à inclusão e próxima à fronteira impermeável, foi possível comparar com a simulação analítica, uma vez que na seção horizontal avaliada a fronteira pode ser considerada vertical. Observou-se um valor significante de acréscimo de tensão vertical ($\Delta S_V \approx 20\%\Delta P_P$), uma pequena compressão tangencial e uma moderada extensão radial, aumentando o caráter compressional tangente à região de fronteira. Este aumento de tensão corrobora os resultados obtidos pela avaliação analítica, pois proporciona a reorientação das tensões principais (neste plano) segundo a orientação do contorno.

Na coluna da direita da Figura 2.21, representando uma seção transversal vertical do modelo, é desvendada a importância da consideração de modelos tridimensionais em análises detalhadas acerca da morfologia das tensões. Enquanto um valor de tensão principal permanece na horizontal em qualquer posição da borda mais externa ao modelo (com orientação paralela à borda neste limite), todas as tensões principais ao redor das demais porções de fronteira do modelo tridimensional sofrem consideráveis inclinações, de acordo com o padrão geométrico que define a inclusão. Mesmo com variações pequenas na magnitude das referidas tensões, as orientações tendem a se alterar de forma a acompanhar paralelamente (gráficos de S_1 e S_2) ou interceptar em ângulo reto (gráfico de S_3) o limite da geometria. Desta forma, as análises de variação de geometria, levando-se em conta os demais modelos estudados pela autora, indicaram forte influência do aspecto tridimensional sobre a reorientação das tensões.

A Figura 2.22 apresenta uma análise de sensibilidade à rigidez relativa entre o meio e a inclusão considerada, em termos da variação da magnitude das tensões principais induzidas pela produção em relação à distância normalizada ao centro do modelo. Os resultados mostram que, quanto mais rígido o reservatório em relação ao material adjacente, menor é a magnitude das tensões induzidas. Neste caso, as mudanças mais notáveis se observam imediatamente fora da fronteira, onde a tensão vertical induzida é bastante reduzida em relação às demais configurações. No caso oposto, quando o reservatório é menos rígido, as magnitudes dos incrementos de tensão na região externa são mais elevadas. De forma geral, no interior do reservatório as alterações mais notáveis ficam por conta das tensões horizontais, enquanto que no exterior as variações mais expressivas ocorrem na tensão vertical.



Figura 2.22. Magnitude das tensões induzidas em função da distância ao centro do reservatório circular achatado – adaptado de Day-Lewis (2007)

Aplicando-se os dados do Campo de Scott ao modelo numérico apresentado, a autora determinou o gradiente de reorientação das tensões, à medida que o meio externo se aproxima da fronteira (Figura 2.23). Foram avaliados dois cenários: o primeiro (imagens superiores) partiu do valor original de S_{Hmax} inicial medido no campo, de 96 MPa (13923 psi), e o segundo (imagens inferiores) buscando atingir o valor de orientação obtido dos *breakouts* e análises acústicas. No primeiro caso, a inclinação obtida não se igualou àquela medida *in situ*, mas a tendência de reorientação foi coerente. O segundo modelo atingiu a deflexão correta, a custas da alteração do estado inicial de tensão horizontal máxima para o valor de 81 MPa (11748 psi), valor que segundo a autora se encontra dentro da faixa de aceitação diante dos desvios observados na avaliação dos resultados de campo.

Observa-se que a região de abrangência dos efeitos de reorientação (e também de magnitude) se estendem até cerca de 1,25 r/R para fora do reservatório, sendo r a distância radial a partir do centro do modelo, e R o raio do reservatório. Denota-se, portanto, que a extensão dos efeitos de produção pode ser elevada dependendo do tamanho do reservatório considerado, e até mesmo magnificada pela alteração dos parâmetros considerados na análise. Neste panorama, deve-se refletir acerca das entidades que porventura atravessem regiões sujeitas a tais variações, notadamente os poços.



Figura 2.23. Alterações de magnitude e orientação das tensões S_{Hmax} segundo modelo numérico de reservatório circular achatado – adaptado de Day-Lewis (2007)

O trabalho de Day-Lewis (2007) deixa claro que os efeitos de produção devem ser considerados no âmbito da geomecânica, pois as significativas variações de pressão de poros, experienciadas pelo reservatório, se refletem drasticamente no cenário de tensões dos meios componentes do sistema. Acreditase que os efeitos observados nas regiões próximas à feição impermeável podem ser observados de forma semelhante (pelo menos qualitativamente) em regiões de fronteira com feições de outras naturezas, como interfaces geológicas em falhas e corpos salinos. Os poços, entidades presentes tanto no *overburden* quanto no reservatório, estarão sujeitos às alterações de ordem geomecânica devido à produção, seja em virtude das variações de tensão, explicitadas nos estudos de Herwanger e Koutsabeloulis (2011), ou mesmo pela alteração da profundidade de abrangência das reorientações de tensão, segundo aplicações no Campo de Scott por Day-Lewis (2007).

Addis (1997) avaliou o impacto da resposta das tensões em virtude da depleção de um reservatório sobre estabilidade de poços inclinados. Peremptoriamente, o autor afirma que nos casos cujo foco consiste na produção

*openhole*⁴, a estabilidade pode diminuir significativamente durante o esgotamento do reservatório.

Segundo Aadnoy (1991 apud ADDIS, 1997), no que se refere ao colapso em poços verticais durante a produção do reservatório, a pressão requerida no poço para que não ocorram *breakouts* deve decrescer com a pressão de poros do reservatório segundo a equação (2.7).

$$\frac{\Delta P_{wc}}{\Delta P_P} = (2 - \sin \phi) \tag{2.7}$$

onde ΔP_{wc} é a queda de pressão requerida no poço, ΔP_P é a queda de pressão média no reservatório e ϕ é o ângulo de atrito da rocha pelo critério de Mohr-Coulomb. Mais uma vez, pode-se afirmar que a correta determinação do estado de tensões ao redor do poço, resultante das atividades de depleção, é fundamental na estimativa de sua estabilidade.

Na avaliação dos efeitos de produção em poços direcionais, Addis (1997) considerou que o declínio da tensão horizontal é igual ao declínio na pressão de poros do reservatório. Mesmo que tal hipótese não seja realística – fato denotado pelo próprio autor, e corroborado pelos estudos já apresentados nesta revisão – a análise realizada é válida em caráter de identificação generalizada da grandeza do efeito de produção sobre a estabilidade de poços inclinados.

A anisotropia de tensões associada com a depleção resulta na atuação de elevadas tensões de compressão ao redor da parede do poço, podendo levar a *breakouts*. As variações das máximas tensões compressivas principais atuantes na parede do poço em virtude da produção do reservatório (denotadas por $d\sigma_{max}/dP_P$) foram calculadas para diferentes inclinações, conforme apresentado no gráfico da Figura 2.24. O autor considerou a pressão interna no poço como sendo igual à pressão no reservatório, simulando um cenário de produção *openhole*. Na figura são apresentadas curvas considerando diferentes valores de respostas da tensão horizontal à depleção (parâmetro *A* já mencionado nesta revisão). Com a redução da pressão de poros durante a produção, a tensão no poço se altera na proporção do triplo da alteração da pressão de fluido em poços aproximadamente horizontais.

⁴ Produção *openhole*: consiste na produção de hidrocarbonetos utilizando-se um poço sem revestimento, permitindo o fluxo direto do fluido para a escavação.



Figura 2.24. Mudanças na tensão principal máxima atuante na parede do poço em depleção, para poços inclinados – adaptado de Addis (1997)

De forma a verificar a mudança nas condições de estabilidade dos poços antes e depois da produção, Addis (1997) utilizou o parâmetro "estabilidade relativa", cuja definição consiste na tensão compressiva principal atuante na parede do poço normalizada pela máxima tensão atuante na parede do poço antes do início da depleção. A Figura 2.26 apresenta a variação da estabilidade relativa do poço em relação à sua inclinação, para os cenários pré e pós produção. Note-se que valores de estabilidade relativa inferiores à 1,0 indicam que o poço é menos estável que a condição de referência, definida como um poço vertical na condição inicial.



Figura 2.25. Inclinação do poço *versus* estabilidade relativa – cenários antes e após produção – adaptado de Addis (1997)

No cenário de produção hipotético considerado as pressões no poço e a pressão de poros no reservatório são iguais. Os cálculos mostraram que na depleção, considerando-se uma queda de pressão de poros de 4,5 kPa/m e parâmetro A = 0,6, a estabilidade relativa dos poços deve ser reduzida para 80% em poços verticais e 38% em poços horizontais. O autor afirma que tais valores não se comparam àqueles indicados por Aadnoy (1991 apud ADDIS, 1997), uma vez que naquele caso considerou-se diferenças de pressão entre o interior do poço, contudo, o exemplo abordado por Addis (1997) se enquadra de maneira mais fiel ao caso de produção *openhole*.

As alterações na estabilidade relativa em virtude da produção foram consideradas significativas pelo autor, uma vez que o valor da resposta da tensão horizontal do meio à depleção (parâmetro *A*) considerado foi relativamente modesto. No contexto avaliado, o autor afirma ainda que a capacidade de projetar poços com menor grau de conservadorismo está intimamente relacionada à capacidade de prever com maior acurácia as prováveis alterações de tensão que ocorrem no reservatório durante sua vida produtiva.

De forma global, conforme afirmam Bérard *et al.* (2007), a construção acurada de um modelo mecânico terrestre, o qual descreva consistentemente o ambiente de tensões, pressão de fluidos e propriedades de resistência da formação, contribui na otimização da construção de poços, bem como nas operações de estimulação. Os autores afirmam que o conhecimento de perfis de tensão e propriedades mecânicas, ao longo de uma trajetória planejada, permite uma operação de perfuração que maximize o isolamento hidráulico do poço, otimizando a sua condição de produção. Assim como os referidos estudos de estabilidade, avaliações acerca da integridade de poços são pertinentes neste contexto, principalmente na avaliação de estratégias para a otimização de trajetórias para que sejam evitadas perdas de equipamentos, ou mesmo de poços inteiros, em virtude dos efeitos da depleção. Este assunto será abordado mais detalhadamente através de alguns exemplos apresentados adiante, no item 2.3, o qual trata da técnica de submodelagem aplicada a simulação de poços e reservatórios.

2.1.3 Discussão

Conforme denotado neste item, a introdução de um estado de tensões iniciais realista nos modelos numéricos para simulação de reservatórios consiste em uma tarefa complexa, porém fundamental na busca de resultados mais confiáveis. A complexidade desta tarefa aumenta com a ocorrência de feições no sistema, como falhas e poços, as quais concentram esforços diferenciados na sua proximidade. Além disto, foram apresentados estudos indicadores da influência das atividades de produção sobre a magnitude e orientação das tensões, principalmente nas redondezas das referidas feições.

O desenvolvimento de modelos que representem o estado inicial de tensões em cenários complexos ainda é um desafio, e pouco se encontra na literatura a este respeito. Entende-se que o desafio possui um caráter multidisciplinar, e que o desenvolvimento de uma metodologia de amplo espectro para a introdução coerente dos estados de tensão iniciais possa estar distante de um consenso científico. Acredita-se que a dedicação de uma linha de pesquisa a este tema possa resultar na criação de uma metodologia eficaz, voltada para a construção de modelos de análise numérica.

Os resultados de ensaios de poço, invasivos ou não⁵, devem ser convertidos em dados passíveis de utilização direta na população de modelos numéricos de análise geomecânica, assim como ocorre com outras propriedades físicas como porosidade e permeabilidade. Notadamente, a distribuição de tensões em um espaço tridimensional deve levar em conta o equilíbrio do sistema, ou seja, as componentes de tensão não podem ser distribuídas de forma totalmente independente. De fato, a magnitude e orientação de tensões obtidas por interpolação – ou métodos geoestatísticos – baseadas naquelas obtidas a partir de investigações, quando aplicadas ao modelo geomecânico estão sujeitas a incoerências caso as condições de equilíbrio não sejam verificadas. Os ensaios que provêm resultados de tensão vertical, horizontal máxima e horizontal mínima são de naturezas distintas, apresentando nuances e adequabilidade particulares, conforme se observa na classificação proposta Zoback (2007), já apresentada

⁵ Por invasivos entendam-se os ensaios que mobilizem determinada quantidade de tensão e deformação da rocha (ex.: *Leak-off*, fraturamento hidráulico, etc.) independentemente de se atingir ou não seu estado limite. Os ensaios não invasivos não mobilizam tais grandezas diretamente (ex.: ensaios sísmicos, sônicos, etc.)

neste trabalho. Todavia, acredita-se na possibilidade de se construírem estados iniciais de tensão a partir dos princípios utilizados na distribuição de propriedades em meios geológicos, desde que sejam observadas certas restrições para garantia do equilíbrio geomecânico na população do modelo. Cabe ressaltar novamente que, tais estados de tensão se diferem na vizinhança de feições específicas, tornando necessária a investigação – ou estimativas – de informações nas redondezas destas feições. Neste contexto, este tópico está incluído na metodologia da presente pesquisa, sendo o desafio principal representado pela obtenção de um estado inicial com deslocamentos nulos.

Um modelo de boa qualidade deve ser capaz de representar os efeitos geomecânicos diante das ações impostas pela produção, e a definição de condições iniciais adequadas é o primeiro passo para a obtenção de resultados mais confiáveis. Durante a produção, os efeitos podem ser determinados à luz do acoplamento hidromecânico, tema no qual as variáveis participantes dos processos hidráulicos e mecânicos estudados são avaliadas de forma integrada. No item 2.2 será apresentada uma breve descrição dos efeitos geomecânicos, bem como a abordagem de acoplamento adotada nesta Tese.

2.2 Simulação geomecânica de reservatórios

Conforme explicitado no item anterior, os efeitos da produção sobre a magnitude e orientação dos estados de tensão e deformação de uma estrutura rochosa, a qual compreende e envolve o reservatório, pode ser considerável e deve ser levada em conta na análise de cenários de produção. As alterações originam os denominados *efeitos geomecânicos*, ou seja, os efeitos observados no sistema em virtude da variação na pressão de poros característica da extração e/ou injeção de fluidos no meio poroso. Herwanger e Koutsabeloulis (2011) ilustram alguns destes efeitos no infográfico comparativo da Figura 2.26 (a), quais sejam (1) subsidência da superfície ou leito marinho, (2) movimentação entre planos estratigráficos, (3) reativação de falhas, (4) comprometimento da integridade de selo e (5) compactação do reservatório.



Figura 2.26. Infográficos ilustrando um ambiente de extração (a) antes da produção, na condição original e (b) durante ou após produção, sofrendo efeitos geomecânicos – adaptado de Herwanger e Horne(2009)

Não obstante, pode-se adicionar à listagem dos efeitos geomecânicos citados pelos autores a estabilidade de poços – item (6) grifado na Figura 2.26 (b), a qual ilustra as consequências dos efeitos supracitados. Os poços consistem em entidades que atravessam as formações rochosas, e por vezes trafegam pelo interior do reservatório às mais diversas direcionalidades, estando sujeitas a gama de efeitos geomecânicos decorrentes das atividades produtivas. Conforme mencionado nesta revisão, a reorientação das tensões na vizinhança do poço pode enquadrá-lo em regiões de instabilidade. Neste contexto, cabe avaliar em quanto os efeitos geomecânicos no reservatório se refletem na alteração de estabilidade destas entidades. Para ingressar nesta seara, se fazem necessárias algumas definições do problema geomecânico sob o ponto de vista do *acoplamento hidromecânico*.

As análises numéricas que consideram os efeitos geomecânicos devem considerar os fenômenos de forma acoplada. Segundo Settari e Vikram(2008) os problemas acoplados em geomecânica devem levar em conta a inter-relação de variáveis hidráulicas, térmicas e mecânicas na solução das equações diferenciais inerentes a cada problema em particular. De maneira geral, o problema mecânico costuma ser abordado pelo método dos elementos finitos, e o problema de fluxo pelo método das diferenças finitas. O problema térmico pode estar presente em ambas as análises, todavia as análises mecânicas e hidráulicas costumam ser realizadas distintamente. Não tão usual em geomecânica de reservatórios, é possível avaliar os fenômenos mecânicos e hidráulicos de forma conjunta através de abordagem poroelástica em elementos finitos, sendo esta análise denominada *totalmente acoplada*. Todavia, diante de métodos de resolução diferentes, ou seja, utilizando-se simuladores diferentes, existe uma dificuldade adicional que consiste na troca de informações entre simuladores, caracterizando a denominada análise *parcialmente acoplada*. Neste item da revisão bibliográfica é feito um panorama sobre o acoplamento hidromecânico, assim como a apresentação do método de acoplamento parcial utilizado nesta Tese, desenvolvido e de propriedade do Grupo de Tecnologia em Engenharia de Petróleo da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (Fontoura & Inoue, 2009).

2.2.1 Panorama sobre acoplamento hidromecânico

As simulações convencionais de reservatórios empregam o método das diferenças finitas para a previsão do fluxo de óleo, gás e água através de um meio poroso. Nestes simuladores é realizada a solução do problema hidráulico, sendo a variação do volume poroso determinada apenas em função da variação de pressão de poros decorrente da atividade de produção e/ou injeção e de um valor prédefinido de compressibilidade do meio rochoso. Segundo Inoue e Fontoura(2009a), neste tipo de simulação, as tensões totais são consideradas constantes, além de não haver qualquer compatibilização de deslocamentos entre as fronteiras do reservatório e as feições adjacentes: *overburden, sideburden* e *underburden*.

Na realidade, o que se observa à produção de um reservatório é a variação do campo de pressão de fluidos atuante no sistema, o qual resulta na variação do seu estado de tensões e das rochas adjacentes, conforme observado no item 2.1.2. Estas variações, por sua vez, causam alteração na porosidade, mudança esta refletida também no campo de pressões. Este processo de interação entre os fenômenos é o que caracteriza a natureza acoplada do problema de produção em engenharia de reservatórios, conforme ilustrado esquematicamente na Figura 2.27. Neste caso, o termo de acoplamento entre os fenômenos hidráulicos e mecânicos é a porosidade. Outras variáveis podem ser consideradas como termos de

acoplamento no problema hidromecânico, como a permeabilidade, conforme será mencionado ainda neste trabalho.



Figura 2.27. Representação simplificada dos fenômenos que regem o acoplamento hidromecânico

Inoue e Fontoura (2009b) ressaltam que na simulação convencional de reservatórios, onde são consideradas apenas as equações de balanço de massa, equações de estado e lei de Darcy, a variação da porosidade é dependente apenas da variação do campo de pressão e da compressibilidade da rocha, conforme a equação (2.8). Contudo, os autores registram que nesta hipótese não está embutida a dependência da variação volumétrica e, portanto, esta aproximação é somente válida em casos onde o reservatório e as rochas adjacentes são pouco compressíveis, ou seja, pouco sensíveis a variação do estado de tensão.

$$\phi(p) = \phi_{inicial} [1 + c_r (p - p_{inicial})]$$
(2.8)

onde $\phi(p)$ é a porosidade para um dado valor de pressão de poros, $\phi_{inicial}$ é a porosidade inicial fornecida como dado de entrada ao simulador, c_r é a compressibilidade da rocha do reservatório, p é a pressão no instante considerado e $p_{inicial}$ é a pressão correspondente ao valor de porosidade inicial atribuído.

Utilizando-se os conceitos de poroelasticidade, podem ser obtidos resultados do chamado acoplamento total, onde são honradas simultaneamente a equação da continuidade, equação de fluxo de Darcy, equação de equilíbrio, equação da tensão efetiva, relação tensão deformação e as condições de contorno. Porém, simulações totalmente acopladas não consistem em tarefa trivial no caso de fluxo multifásico⁶, necessitando-se de outros meios para a análise dos fenômenos geomecânicos envolvidos na extração de hidrocarbonetos.

⁶ Tal afirmação pode ser corroborada pela ausência de simuladores comerciais capazes de realizar simulações multifásicas totalmente acopladas.

Diante deste cenário, para simular o efeito geomecânicos no reservatório, torna-se necessário realizar o acoplamento entre a simulação de fluxo multifásico e a análise de tensões. Conforme mencionado, o acoplamento total é um esquema mais rigoroso, através do qual as variáveis de fluxo e o campo de deslocamentos são avaliados em um único conjunto de equações. Todavia, na literatura encontram-se esquemas alternativos como os de acoplamento parcial, os quais utilizam simuladores de fluxo e tensões separadamente. No acoplamento parcial, cada simulador resolve o seu sistema de equações de forma independente, necessitando de um acoplamento externo para a troca de informações entre os simuladores, dependendo do tipo de acoplamento.

Um dos primeiros estudos de acoplamento parcial foi realizado por Settari e Mourits (1994), tratando do acoplamento parcial entre um simulador de reservatórios comercial (DRS-STEAM) e um programa de análise de tensões (FEM3D). A expressão da porosidade do reservatório (relacionado ao volume inicial da rocha) foi avaliada utilizando uma solução de análise de tensões associada ao conceito de porosidade verdadeira. Embora a dedução da formulação seja diferente daquelas frequentemente encontradas na literatura, a expressão da porosidade é semelhante a da teoria da poroelasticidade de Biot (1941). Os autores propuseram um algoritmo iterativo para o acoplamento parcial, utilizando como parâmetro de acoplamento os valores de porosidade no reservatório, calculada através da variação da pressão de poros e da tensão normal média.

Samier e de Gennaro (2007) propuseram um novo esquema de acoplamento parcial iterativo onde o simulador de reservatórios (ECLIPSE) é executado até o final da análise, e as pressões de poros resultantes nos n intervalos de tempo da simulação – definidos pelo critério de convergência do simulador de fluxo – são utilizadas para calcular os carregamentos nodais na análise de tensões (ABAQUS). Multiplicadores de volume poroso para n intervalos de tempo são calculados a partir da deformação volumétrica resultante da análise de tensões, os quais são utilizados na simulação de reservatórios para uma nova iteração.

Nos estudos de Dean *et al.* (2006) foram apresentados resultados de três métodos de acoplamento hidromecânico: acoplamento explícito, acoplamento iterativo e acoplamento total. No acoplamento explícito, o simulador de reservatórios realiza cálculos de fluxo multifásico em cada intervalo de tempo, porém a análise de tensões é realizada em intervalos de tempo selecionados. Nos

intervalos de tempo em que a análise de tensões não é realizada, o simulador de reservatórios calcula a nova porosidade através da variação da pressão de poros e da compressibilidade da rocha, conforme equação (2.8). Os três métodos de acoplamento foram implementados no programa *ARCOS's Comprehensive Reservoir Simulator*.

Mainguy e Longuemare (2002) apresentam três expressões para corrigir a equação da porosidade utilizada na simulação convencional de reservatórios. A primeira equação é escrita em termos de pressão de poros e de deformação volumétrica, a segunda em termos de pressão de poros e porosidade e a terceira em termos de pressão de poros e tensão total média. Estas equações foram deduzidas com base na teoria da poroelasticidade de Biot, sendo a equação da porosidade corrigida a mesma utilizada por Settari e Mourits (1994) e outros autores que consideraram os efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios.

Conforme observado, grande esforço acadêmico vem sendo dedicado para a consideração coerente dos efeitos geomecânicos nos simuladores de fluxo. Neste sentido, Inoue e Fontoura(2009b) apresentam uma abordagem inovadora e robusta para o acoplamento parcial hidromecânico, onde os termos de acoplamento visam honrar o resultado obtido em simulações totalmente acopladas. Análises comparativas realizadas por Inoue et al. (2011b) mostraram que os simuladores comerciais de reservatórios, os quais buscam levar em consideração os efeitos geomecânicos seja por correção no simulador de fluxo ou pelo uso de parâmetros de acoplamento específicos, ainda apresentam resultados bastante divergentes daqueles obtidos através de metodologias mais robustas como o acoplamento total. Neste mesmo estudo, onde tais resultados foram comparados a metodologia de acoplamento parcial iterativo desenvolvida pelos autores, foi demonstrado que a escolha adequada do parâmetro de interconexão entre simuladores é crucial na obtenção de resultados de elevado rigor técnico. A Figura 2.28 apresenta um gráfico comparando os resultados de variação da pressão média de um reservatório simplificado (monofásico e de geometria regular) ao longo de 1200 dias de simulação, utilizando diferentes técnicas de simulação.



Figura 2.28. Variação da pressão média no reservatório ao longo do tempo para diferentes simuladores - adaptado de Inoue *et al.* (2011b).

O "Simulador A" indicado é um simulador convencional de reservatórios em diferenças finitas, o "Simulador Ageo" é o mesmo simulador, porém com correção da porosidade entre passos de tempo, o "Simulador B" é um simulador comercial de elementos finitos capaz de realizar análises totalmente acopladas, o "Simulador C" realiza análises geomecânicas acopladas, por elementos finitos, utilizando dados do Simulador A, o "Simulador D" consiste em outro software comercial, o qual resolve o problema de fluxo e tensões de forma parcialmente acoplada, por diferenças e elementos finitos respectivamente. A última curva da legenda se refere ao resultado obtido pela metodologia desenvolvida pelos autores, indicando que os parâmetros de acoplamento propostos aproximam satisfatoriamente o acoplamento total, enquanto os resultados provenientes dos demais simuladores figuram em uma região superior, indicando menores quedas de pressão. Um dos problemas apontados por este estudo consiste na subestimativa da queda de pressão devido a produção, assim como de outras grandezas como compactação e subsidência, por parte de softwares amplamente utilizados na cultura de simulação da indústria do petróleo.

A estimativa incorreta da variação de pressão pode acarretar em problemas na determinação das tensões efetivas atuantes no sistema, tanto para casos de produção quanto injeção. Estudos de Righetto (2012) mostram que a avaliação

79

hidromecânica acoplada em problemas de reativação de falhas pode ser determinante na identificação da máxima pressão de injeção que provoca a mobilização de uma estrutura em zona de falha, a partir de análises em plasticidade. Em termos de outras feições existentes no sistema rochoso, como poços, os efeitos geomecânicos não têm sido vastamente estudados em termos do acoplamento hidromecânico, principalmente sob a ótica multiescalar. Krogstad e Durlofsky (2009) avaliam a relação entre os comportamentos de poços verticais/ direcionais e reservatórios, modelados em elementos finitos multiescalares, unicamente sob o ponto de vista do fluxo. Zhang *et al.* (2009) apresentam dois conjuntos de funções com base em elementos finitos multiescalares, uma para o campo de pressão de fluido e outra do campo de deslocamento de esqueleto sólido, considerando fluxo monofásico. Os autores indicam que a metodologia pode ser utilizada em problemas de maior complexidade, porém não mencionam casos multifásicos.

Denotada a importância da consideração dos efeitos geomecânicos de forma acoplada no reservatório, e associando tal tema ao estudo do reflexo de tais efeitos sobre o poço, observa-se que o espectro de pesquisa neste escopo ainda é vasto. No item apresentado a seguir são apresentados os conceitos e formulações dos esquemas de acoplamento total e parcial, enfatizando-se a metodologia desenvolvida pelo Grupo de Tecnologia e Engenharia do Petróleo, a qual será utilizada nesta pesquisa para avaliação dos efeitos de produção no reservatório sobre o poço.

2.2.2 Metodologia de acoplamento GTEP – PUC-Rio

A metodologia de acoplamento apresentada neste item foi desenvolvida pelo Grupo de Geomecânica Computacional do GTEP – PUC-Rio, visando contribuir de maneira mais rigorosa e aplicada aos estudos de fenômenos acoplados em reservatórios devidos às ações de depleção. A concepção teórica da metodologia de acoplamento parcial utilizada será apresentada de maneira sucinta nesta revisão, podendo ser encontrados maiores detalhes nos trabalhos de Inoue e Fontoura (2009a), Inoue e Fontoura(2009b), Yaquetto (2011) e Righetto (2012).

Conforme mencionado, o problema acoplado entre fluxo e tensões pode ser resolvido utilizando-se diferentes níveis de acoplamento. Os três principais esquemas frequentemente empregados são: acoplamento total, acoplamento parcial iterativo e acoplamento parcial explícito.

No acoplamento total as equações que governam o problema hidromecânico estão agrupadas em um único sistema, e a resolução simultânea destas equações torna este esquema de acoplamento mais rigoroso. As variáveis desconhecidas neste sistema são as deformações e pressão de poros.

O acoplamento parcial pode ser iterativo ou explícito. Na abordagem iterativa, também chamada de acoplamento em duas vias, as equações de fluxo e tensão são resolvidas separadamente e sequencialmente para cada intervalo de tempo, conforme apresentado no diagrama comentado da Figura 2.29. As informações são trocadas no mesmo passo de tempo entre os simuladores de reservatório e tensões até alcançar a convergência de uma variável desconhecida, como por exemplo, a pressão.



Figura 2.29. Esquema de acoplamento parcial Iterativo - adaptado de GTEP (2010)

No acoplamento parcial explícito, ou acoplamento em uma via, apenas o simulador de reservatórios envia informações (pressão de poros) para o simulador geomecânico, conforme mostrado na Figura 2.30. Nenhuma informação é enviada do simulador geomecânico para o simulador de reservatórios, portanto o problema de fluxo não é afetado pela modificação do estado de tensão no reservatório e rochas adjacentes.



Figura 2.30. Esquema de acoplamento parcial Explícito - adaptado de GTEP (2010)

Para que se configure o acoplamento, existe a necessidade de se determinar os parâmetros de acoplamento adequados, e por esta razão é necessário estudar as equações governantes dos problemas de fluxo e geomecânico, de forma que as variáveis inerentes aos dois processos sejam identificadas e relacionadas com os fenômenos sobre os quais apresentam influência. Na sequência, tais equações serão apresentadas (GTEP, 2010), tendo suas formulações sido desenvolvidas através da mecânica dos meios contínuos, levando-se em conta as leis físicas que regem os fenômenos e as equações constitutivas que representam o material.

O problema de fluxo é baseado na lei da conservação de massa, lei de Darcy e na equação que avalia a variação da porosidade. No simulador de fluxo convencional de reservatórios, a variação da porosidade está relacionada linearmente com a variação de pressão de poros através da compressibilidade da rocha. Segundo Zienkiewicz *et al.* (1999) no acoplamento total, a porosidade é abordada através de quatro variáveis: i) deformação volumétrica, ii) compressão da matriz sólida devido a pressão de poros, iii) compressão da matriz sólida devido a tensão efetiva e iv) compressão do fluido devido a pressão de poros.

Portanto, as equações que descrevem o problema de fluxo, tanto para o simulador convencional quanto para o acoplamento total, estão apresentadas nas equações (2.9) e (2.10) respectivamente.

$$\left(c_{f}\phi^{0}+c_{r}\phi^{0}\right)\frac{\partial p}{\partial t}-\frac{k}{\mu}\nabla^{2}p=0$$
(2.9)

$$\left[c_{f}\phi^{0}+c_{s}\left(\alpha-\phi^{0}\right)\right]\frac{\partial p}{\partial t}-\frac{k}{\mu}\nabla^{2}p=-\alpha\frac{\partial\varepsilon_{v}}{\partial t}$$
(2.10)

onde ε_v é a deformação volumétrica final (levando em conta os sólidos e poros), c_f é a compressibilidade do fluido, c_r é a compressibilidade da rocha, ϕ é a porosidade inicial, p é a pressão de poros, c_s é a compressibilidade da matriz sólida, α é o parâmetro de Biot, k a permeabilidade absoluta, μ a viscosidade do fluido.

Salienta-se que tais equações costumam ser discretizadas através do método das diferenças finitas (Smith, 1978), conforme grande parte dos simuladores comerciais de reservatórios.

A formulação do problema geomecânico leva em consideração as equações de equilíbrio, relações tensão-deformação-deslocamento, interação entre o fluido e a rocha e as condições de contorno. Não obstante, a equação que governa o problema geomecânico pode ser escrita convenientemente na forma apresentada na equação (2.11), em função dos valores de pressão:

$$G\nabla^2 \mathbf{u} + \frac{G}{1 - 2\nu} \nabla \nabla \cdot \mathbf{u} = \alpha \nabla p \tag{2.11}$$

onde *u* são os deslocamentos, *G* é o módulo cisalhante, *p* é a pressão de poros, α é o parâmetro de Biot e *v* é o coeficiente de Poisson.

Por sua vez, a equação do problema geomecânico costuma ser discretizada utilizando o método dos elementos finitos, cuja formulação e teoria podem ser encontradas em clássicos como Cook *et al.* (1989) e Zienkiewicz *et al.* (1989).

No âmbito do acoplamento parcial, ambos os equacionamentos apresentados – de fluxo e tensões – devem ser considerados de forma conjunta. Na abordagem de Inoue e Fontoura (2009a) buscou-se obter, a partir da equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios, a mesma resposta da equação de fluxo do esquema de acoplamento total. A Figura 2.31 mostra a dinâmica das equações governantes no novo esquema, baseado no acoplamento parcial e na simulação convencional de reservatórios. O comportamento mecânico é governado pela equação de equilíbrio escrita em termos de deslocamento e pressão de poros, a mesma utilizada no esquema de acoplamento total.



Figura 2.31. Montagem das equações governantes do esquema de acoplamento parcial – adaptado de GTEP (2010)

A aproximação dos resultados foi realizada introduzindo e extraindo termos na equação de fluxo convencional, tendo sido removido o efeito da compressibilidade da rocha e introduzido o efeito da deformação volumétrica da rocha e dos poros. O diagrama da Figura 2.32 apresenta as manipulações realizadas entre as equações.



Figura 2.32. Permutação de termos entre as equações de fluxo do acoplamento total e simulação convencional de reservatórios

Cabe salientar que, os simuladores utilizados no acoplamento parcial desenvolvido são comerciais, sendo o simulador de fluxo adotado o ECLIPSE[®] e o simulador de tensões o ABAQUS[®]. Por esta razão, o acesso ao código fonte dos programas não estava disponibilizado para os autores do estudo, fazendo com que a troca de informações entre os simuladores tivesse de ser realizada por um código externo. Logo, necessitou-se utilizar parâmetros de acoplamento adequados, os quais levassem à simulação de reservatórios os efeitos da variação volumétrica, e

retornassem ao simulador de tensões um resultado de pressões influenciado pelos efeitos geomecânicos. Assim, para tornar possível a inclusão do efeito geomecânico ao resultado do simulador de reservatórios lançou-se mão de duas diferentes metodologias (GTEP, 2010). A primeira consiste na utilização de poços produtores e de poços injetores em cada célula do grid de simulação para remover o infinitésimo de taxa de fluxo $(c_r \phi^0 \partial p / \partial t)$ ou para adicionar o infinitésimo de taxa de fluido ($\alpha \partial \varepsilon_v / \partial t$), ou seja, removendo o efeito da compressibilidade da rocha e adicionando o efeito da deformação volumétrica da rocha e poros na equação. Na segunda metodologia a aproximação da equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios com o esquema de acoplamento total foi realizada a partir da introdução de um parâmetro de acoplamento denominado pseudo-compressibilidade c_p , apresentado na equação (2.12), escrita em termos do diferencial de deformação volumétrica e pressão entre passos de tempo, e da porosidade inicial do sistema. A segunda metodologia foi adotada neste estudo.

$$c_{p} = \frac{\varepsilon_{v_{i}}^{n+1} - \varepsilon_{v_{i}}^{n}}{\phi^{o} \left(p_{i}^{n+1} - p_{i}^{n} \right)}$$
(2.12)

A pseudo-compressibilidade da rocha, a porosidade e a pressão de poros calculadas no final do intervalo de tempo devem ser reescritas no arquivo de entrada do simulador convencional de reservatórios. A porosidade calculada no fim do intervalo de tempo deve ser introduzida como porosidade de referência ϕ^o . Se a análise é realizada utilizando o esquema de acoplamento parcial iterativo, a pressão de poros de referência p^o na equação da variação da porosidade deve ser a pressão de poros calculada no final do intervalo de tempo. No momento em que a análise convergir, ou seja, $p^{n+1} = p^n$ e $\phi^{n+1} = \phi^n$, é garantida uma solução única e consistente com o esquema de acoplamento total.

A Figura 2.33, extraída de Inoue e Fontoura (2009b) ilustra o esquema de acoplamento parcial iterativo dentro de um intervalo de tempo usando a metodologia supracitada.



Figura 2.33. Aproximação da equação de fluxo do simulador convencional de reservatórios através da pseudo-compressibilidade da rocha e da porosidade (INOUE e FONTOURA, 2009b)

Foi desenvolvido um código de acoplamento para a intercomunicação entre simuladores, o qual realiza a transferência dos parâmetros de acoplamento, dentro de um passo de tempo, até que seja atingida a convergência. A Figura 2.34 ilustra o fluxograma do código implementado por Inoue e Fontoura (2009b) para realizar o acoplamento parcial iterativo a cada intervalo de tempo. Este código é totalmente automatizado, disparando os programas de simulação de fluxo/análise de tensões, fazendo leitura dos arquivos de saída e escrevendo os arquivos de entrada. No diagrama, $\{\Delta F\}$ é o vetor de carregamentos nodais, [Q] é a matriz de acoplamento e $\{\Delta p\}$ é o vetor de pressões de poros.



Figura 2.34. Fluxograma detalhado do acoplamento parcial iterativo entre os simuladores de fluxo e tensões – adaptado de Inoue e Fontoura (2009b)

Salienta-se que o critério de convergência adotado, mostrado na equação (2.13) mapeia as dez maiores diferenças de pressão de poros observadas no modelo e as compara individualmente com o valor correspondente obtido na iteração anterior, de acordo com o valor estabelecido para o critério.

$$\frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{p^o} < convergência \tag{2.13}$$

Na equação, p_i^{n+1} é a pressão de poros no passo de tempo n+1, p_i^n é a pressão de poros no passo de tempo anterior $n \in p^o$ é a pressão de poros inicial.

Os intervalos de tempo da simulação parcialmente acoplada são definidos através de um artifício que garante a convergência do problema de fluxo. Inicialmente é realizada uma simulação de reservatório para todo o tempo de análise, da qual os intervalos de tempo (definidos pelos critérios de convergência do simulador de fluxo, honrando o balanço de massa) serão armazenados para posterior utilização na análise parcialmente acoplada. Desta forma, evita-se que os intervalos de tempo sejam definidos pelo usuário, o que poderia causar incerteza quanto a convergência do problema de fluxo ou subdivisões indesejadas ao longo da simulação acoplada.

Os modelos analisados à luz do referido código de acoplamento tem apresentado bons resultados, tanto em casos de validação quanto em casos com geometrias complexas, conforme se observa nas publicações da equipe Inoue *et al.* (2011a), Inoue *et al.* (2011b), Lautenschläger e Righetto (2012).

2.2.3 Discussão

Conforme observado, a consideração dos efeitos de acoplamento nas simulações de reservatórios geram resultados muito distintos daqueles fornecidos unicamente pelo simulador de fluxo. O nível de detalhamento e complexidade nos projetos de poços e reservatórios é crescente diante dos novos desafios da indústria, e por este motivo a previsão dos fenômenos decorrentes da produção deve ser considerada em todo o ambiente.

Pouco se tem encontrado na literatura a respeito do efeito da consideração do acoplamento hidromecânico sobre a estabilidade de poços. Na atualidade, onde os ambientes de exploração se tornam cada vez mais complexos, e as trajetórias dos poços já não são altamente limitadas pela falta de tecnologia na perfuração de poços direcionais, deve-se conhecer criteriosamente os estados de tensão através dos quais os poços são construídos, e principalmente a *suscetibilidade* do meio às alterações devidas às atividades de explotação realizadas. À luz da geomecânica de reservatórios, verifica-se a importância da consideração dos efeitos acoplados na modelagem sobre as respostas geomecânicas observadas, o que leva a crer que tais efeitos também podem se apresentar relevantes em escala de poço. Ora, se os efeitos geomecânicos não se encerram somente na rocha reservatório, se estendendo pelas rochas adjacentes (em maior ou menor grau, a respeito da compressibilidade das rochas envolvidas), as entidades presentes no contexto completo estão sujeitas às consequências da explotação.

Cabe salientar novamente que entre poço e reservatório existe um diferencial expressivo de escala, devendo-se estabelecer uma metodologia para a abordagem do problema geomecânico não somente em termos do acoplamento fenomenológico, mas também em termos geométricos. O processo de interação entre modelos de poço e reservatório – modelos que se diferem pela sua natureza, mas cujo comportamento é regido por variáveis em comum – deve ser avaliado de forma que informações relevantes não sejam perdidas nos processos de transferência adotados. Para a construção de uma metodologia consistente neste sentido, é necessário utilizar princípios de comunicação interescalar, como a submodelagem, tema que será abordado no item a seguir.

2.3 Integração entre modelos de diferentes escalas

Estudos acerca de metodologias multi-escala vêm se tornando relevantes no escopo da engenharia de reservatórios, uma vez que as grandezas envolvidas na construção e avaliação de modelos mecânicos terrestres se apresentam em amplo espectro escalar. Como ilustração da referida disparidade, menciona-se o detalhamento das distribuições de propriedades em modelos geológicos de reservatórios – construídos a partir de informações obtidas de poços e populados tridimensionalmente com técnicas geoestatísticas – se contrapondo à limitada capacidade de refinamento de modelos de análise de fluxo (ou mesmo de tensões), impossibilitando a análise numérica sem lançar mão de *upscaling*. Segundo Krogstad *et al.* (2009), campos de petróleo maduros possuem grande quantidade de dados geológicos e geofísicos (estáticos ou dinâmicos), os quais podem ser utilizados na criação dos modelos geológicos com resolução de milhões a bilhões de células. Segundo os autores, simuladores convencionais de reservatórios, todavia, operam tipicamente com graus de refinamento inferiores, representando o mesmo campo com, no máximo, dezenas a centenas de milhões de células.

O problema de escala não afeta somente as simulações de fluxo, mas também dramaticamente as análises de tensão. De fato, uma simulação em elementos finitos, utilizando o mesmo número de elementos que o de células em uma simulação em diferenças finitas, apresenta tempo de execução mais elevado, principalmente quando leva em conta critérios de plasticidade. Neste contexto, é capital a relevância da aplicação de técnicas numéricas que considerem análises em multi-escala com o menor prejuízo possível do desempenho da simulação e da qualidade dos resultados. Krogstad *et al.* (2009) afirmam que, no âmbito dos meios porosos, as análises multi-escala são baseadas em *métodos* ou *estratégias* que objetivam descrever fenômenos físicos em modelos com refinamento grosseiro contabilizando a influência de estruturas definidas em modelos de maior refinamento.

Na análise conjunta das entidades poço e reservatório, a questão de escala não pode ser negligenciada, uma vez que as condições de avaliação em termos de fluxo e tensão em um único modelo são limitadas. Dentre as técnicas relatadas na literatura, destacam-se para problemas de fluxo a solução em elementos finitos multiescalares, relatada em trabalhos como de Krogstad *et al.* (2009), e para problemas de tensão o uso de técnicas de submodelagem Shen(2012). O presente estudo consiste não somente da integração entre poço e reservatório, mas também do acoplamento hidromecânico na previsão do comportamento do sistema, portanto, neste estudo optou-se por utilizar a técnica de submodelagem, uma vez que a sua aplicação vai de encontro ao objetivo principal desta Tese: o de determinar os efeitos geomecânicos devidos à produção sobre a integridade dos poços presentes no sistema. Na sequência do presente item, será apresentada uma breve revisão sobre a técnica de submodelagem, bem como aplicações relatadas na literatura no tocante à engenharia de poços e reservatórios.

2.3.1 Técnica de submodelagem

Conforme apresentado nos itens anteriores desta revisão, concentrações e altos gradientes de tensão são de comum ocorrência na simulação geomecânica de reservatórios de petróleo. Seja em regiões de falha, ou na proximidade dos poços, tais ocorrências podem apresentar efeitos nocivos sobre a integridade estrutural das referidas feições, afetando as atividades de produção diretamente. Segundo Beishein *et al.* (2002), a obtenção eficiente e precisa das tensões atuantes nas regiões de concentração é importante, porém não consiste de uma matéria trivial quando se tratam de modelos complexos tridimensionais. A submodelagem nas análises de elementos finitos é uma forma de abordar este problema. Por definição, a submodelagem envolve a simulação de um modelo global inicial que apresente certa região de concentração de tensões. Uma subregião, ou submodelo, ao redor da região de interesse é avaliada separadamente em um modelo mais refinado.

Como ilustração do processo de submodelagem, a Figura 2.35 apresenta um modelo de encaixe em uma peça de turbina, com região de contato sujeita a altas concentrações de tensão, conforme Cormier *et al.* (1999). Na Figura 2.35 (a) apresenta-se o modelo global em elementos finitos, onde se pode observar uma região de alto refinamento, detalhada na Figura 2.35 (b). A Figura 2.35 (c) apresenta a malha do submodelo para a região com altos gradientes de tensão. A vantagem do submodelo é a possibilidade de se aplicar um grande refinamento apenas na região de interesse da análise, a qual depende da resposta do modelo global.



Figura 2.35. Modelo numérico para encaixe em turbina (a) malha do modelo global; (b) aproximação da região de contato no modelo global; (c) malha do submodelo da região de contato – adaptado de Cormier *et al.* (1999)

As condições de contorno aplicadas ao submodelo são extraídas do modelo global. Cormier *et al.* (1999) ressalta que as condições de contorno extraídas do modelo global geralmente não convergem exatamente à condição que deve ser aplicada ao submodelo, existindo portanto certo erro associado. Tal erro na condição de contorno deve ser controlado para que o resultado convirja de forma mais acurada.

Na presente pesquisa, a submodelagem será realizada no software de elementos finitos ABAQUS, adotado como simulador de tensões no código de acoplamento desenvolvido pelo GTEP – PUC-Rio. Segundo o manual do ABAQUS (2010), a submodelagem é uma técnica que estuda a parte local de um modelo utilizando uma malha refinada, baseada na interpolação da solução de um modelo global (inicial) ao redor da região do submodelo. O método é mais usual quando se necessita obter uma solução precisa e detalhada em certa região, e a modelagem detalhada desta região em particular apresenta efeito desprezível sobre a solução do modelo global. A resposta na fronteira da região local é definida pela solução do modelo global, determinando a solução obtida a partir do

submodelo. O submodelo é simulado em uma análise distinta ao modelo global, sendo a ligação entre os modelos realizada unicamente através das variáveis de interesse ao modelo local. Portanto, devem-se prever, logo na construção do modelo, as respostas apropriadas do modelo global na área em que a fronteira do submodelo estará localizada.

No ABAQUS (2010) estão implementadas duas formas de se realizar a submodelagem: nodal e superficial. A submodelagem nodal consiste na técnica mais comumente utilizada. As respostas do modelo global são utilizadas para prescrever as condições de contorno nos nós do contorno do submodelo. Considerando que os modelos não terão o mesmo número de nós (uma vez que o submodelo apresenta maior refinamento), os valores provenientes do modelo global são interpolados para as posições dos nós do modelo local. A submodelagem superficial utiliza as respostas do modelo global para prescrever tensões nas superfícies externas como condições de contorno, as quais são aplicadas no submodelo através de esforços nodais equivalentes. No modelo global, as tensões obtidas nos pontos de integração (localizados no interior do elemento tridimensional), são extrapoladas para os nós do elemento. No entanto, no uso de elementos lineares, a continuidade no campo de tensões não é garantida, podendo ocorrer saltos nos valores extrapolados em nós de elementos adjacentes. Tais descontinuidades podem prejudicar a aplicação das condições de contorno no submodelo, e por este motivo é desejável que o campo de tensões seja suavizado (Figura 2.36).



Figura 2.36. Comparação entre o campo de tensão dos elementos no modelo global e o campo suavizado baseado na interpolação dos diferentes valores nodais – adaptado de ABAQUS (2010)

A tomada de decisão entre uma metodologia e outra depende de alguns critérios dependentes do caso de aplicação (ABAQUS, 2010). Para o caso em estudo nesta pesquisa, foram listados os tópicos de maior relevância:

- A submodelagem superficial é válida somente para modelos sólidos e análises estáticas, enquanto que a submodelagem nodal é aplicável para estes e todos os demais casos.
- Quando o modelo está submetido a valores elevados de deformação e rotações, a submodelagem nodal é a mais indicada – com transferência de deslocamentos – por gerar resultados mais precisos.
- Quando os deslocamentos no modelo global corresponderem de forma muito próxima aos deslocamentos esperados no submodelo, o tipo nodal é preferível. A submodelagem superficial é preferível quando a resposta do modelo local diferir do global (por exemplo, pode ocorrer em estudos de transferência de calor).
- Para estruturas de alta rigidez, a metodologia superficial pode gerar resultados mais precisos, principalmente se predominar o movimento de corpo rígido em detrimento das deformações.
- Em termos das variáveis de controle, a submodelagem nodal é a mais indicada para a transferência de deslocamentos, enquanto que a superficial é a mais indicada para a transferência de campos de tensão, bem como determinação de forças de reação no submodelo.

Sumariamente, uma análise utilizando submodelagem pode ser dividida nos tópicos listados a seguir:

- Simulação do modelo global e armazenamento dos resultados da região que corresponde ao contorno do submodelo.
- Definição do conjunto total de nós (ou superfícies) do contorno do submodelo.
- Definição da variação temporal para as variáveis de transferência na análise do submodelo, especificando os nós e graus de liberdade (ou das superfícies dos elementos do submodelo) a serem atualizadas a cada passo de tempo.
- Simulação do submodelo, utilizando como valores de contorno aqueles oriundos das variáveis carregadas do modelo global.

Segundo Shen (2010), o nível escalar que pode ser atingido em um estudo de submodelagem é ilimitado, uma vez que é possível construir submodelos dentro de outros. No entanto, atualmente no software ABAQUS é possível apenas construir um submodelo a partir de um modelo global. No contexto de engenharia de reservatórios e poços, a literatura relata casos de submodelagem utilizando de fato um nível escalar. A Figura 2.37, extraída do trabalho de Orozco (2012), ilustra um exemplo de aplicação da submodelagem na análise da relação interfacial entre corpos de sal e formações rochosas, onde o gradiente de tensões é elevado em virtude do diferente comportamento dos materiais envolvidos.



Figura 2.37. Submodelagem aplicada ao estudo de corpos de sal em formações rochosas (a) geometria do modelo global; (b) malha do modelo local – adaptado de Orozco (2012)

Os resultados obtidos pelo autor, utilizando o ABAQUS como simulador de tensões em sua análise, demonstram a qualidade do uso da submodelagem como técnica de análise local de tensões. Outros trabalhos relatados na literatura utilizam a técnica para avaliar localmente efeitos de gradientes elevados de tensão, e em conjunto com trabalhos de potencial aplicação da técnica de submodelagem, serão apresentados no item seguinte desta revisão.

2.3.2 Submodelagem aplicada a engenharia de poços e reservatórios

Estudos de da Silva *et al.* (1990) revelaram a importância do efeito geomecânico sobre a integridade de poços, tanto no ambiente de reservatório, quando no *overburden*, ao analisar as mais de 90 ocorrências de colapso no revestimento de poços, no campo de Ekofisk (Mar do Norte, Noruega), durante a vida produtiva do campo. Classificada no artigo como "bastante original", a metodologia de análise adotada pelos autores consistiu na transferência dos efeitos do campo de deslocamentos em grande escala, proveniente de dados de campo, para um modelo de poço em elementos finitos, permitindo a análise detalhada do comportamento desta entidade mediante as ações decorrentes da depleção.

Os autores afirmam que elevados gradientes de deformação podem ocorrer em reservatórios de alta porosidade (como os carbonatos) durante a sua depleção, principalmente em virtude da falta de homogeneidade da estrutura porosa. Os poços que atravessam tais regiões estão sujeitos a estes gradientes, e no caso de possuírem revestimento, estes poderão deslizar relativamente à formação. Ainda, a deformação volumétrica diferencial em camadas com diferentes propriedades de rigidez podem provocar distorções nos poços que as atravessam, ocasionando colapsos localizados.

As avaliações da integridade do poço foram realizadas em ambiente de reservatório e *overburden*. As avaliações nas redondezas do reservatório levaram em conta o histórico de variação de tensões no reservatório em virtude da produção. No período de sete anos, a pressão sofreu queda de aproximadamente 20MPa, provocando a compactação apresentada na Figura 2.38 (a). Observou-se que após alguns meses de operação, o revestimento inicia processo de plastificação (Figura 2.38 b), sofrendo colapso após seis anos de simulação – menos de um ano de diferença para o evento real observado neste poço em Ekofisk. Ainda, na Figura 2.38 (c) pode ser observada certa distorção no poço ocorrida na região de transição entre um meio mais e menos poroso.



Figura 2.38. (a) Panorama da compactação na região do poço avaliado; (b) Variação da tensão de plastificação do revestimento do poço durante produção; (c) diagrama da curvatura simulada considerando os efeitos de produção – adaptado de da Silva *et al.* (1990)

No âmbito do *overburden*, grande parte das ocorrências de colapso se concentrou em uma região com elevado contraste de rigidez, em virtude de uma camada de argilito de alta compressibilidade entre rochas de maior competência (da Silva *et al.*, 1990). Neste caso, o primeiro passo adotado para a análise dos colapsos foi a avaliação do campo de deslocamentos na região, induzidos pela depleção. A análise revelou pronunciadas diferenças no deslocamento horizontal quando avaliadas no topo e na base da camada de argilito, levando a conclusão de que o revestimento do poço não era capaz de resistir ao enorme esforço de flexão ocasionado pelo diferencial de deslocamentos nestas regiões. Tal análise ressalta a importância da consideração adequada de parâmetros e características particulares não somente em escala de reservatório, mas também no *overburden*, o qual é notadamente suscetível aos efeitos geomecânicos da depleção.

Shen (2010) utilizou modelos em diferentes níveis escalares em seu estudo sobre integridade de revestimento de poços e subsidência devido à depleção de um reservatório na Bacia de Campos, Brasil. Segundo o autor, técnicas de submodelagem podem ser utilizadas para acomodar a discrepância entre escalas de campo para poço. O conceito de submodelagem envolve a utilização de um modelo global de grande escala (ambiente do reservatório), o qual produz as condições de contorno para um modelo local em escala reduzida (ambiente do poço). Considerando que não haja limite de escala para a construção de submodelos, análises em níveis de campo podem estar ligadas com outras muito mais detalhadas, como a de integridade de poços, de tal sorte que o benefício seja compartilhado entre todos os níveis de refinamento dos modelos envolvidos.

No seu trabalho, Shen (2010) analisa uma porção crítica de um poço direcional através de um submodelo, definido a partir da região com maiores deformações em um modelo global (reservatório + rochas adjacentes). A Figura 2.39 apresenta a idealização do autor para os modelos global e local, bem como o panorama dos resultados obtidos. O reservatório de 100m de espessura, localizado na porção intermediária do modelo global, encontra-se sob camada de sal, sendo produzido por um poço direcional, conforme apresentado na figura. Cabe salientar que a análise realizada pelo autor no modelo global foi totalmente acoplada, e que modelos de plasticidade e *creep* foram utilizados para representação do meio rochoso. Observa-se que, no entorno do poço, os valores de deslocamento vertical

são mais expressivos, e que o poço atravessa região crítica nas redondezas do topo do reservatório.



Figura 2.39. Geometria e resultados obtidos para os modelos global e local de reservatório e poço, respectivamente, na Bacia de Campos – adaptado de Shen (2010)

O submodelo para o poço, apresentado na Figura 2.39, foi construído para representar a região exposta ao maior nível de deformações experimentado em sua trajetória, de forma a reproduzir o pior cenário de carregamento no revestimento. Como resultado da análise do modelo local, observaram-se deformações plásticas relevantes na extremidade do revestimento, bem como deformações assimétricas ao longo da trajetória definida pelo poço (Shen, Subsidence Prediction and Casing Integrity With Respect to Pore-Pressure Depletion With 3-D Finite-Element-Method, 2010). Cabe salientar que, no modelo local, não foi considerado fluxo, tendo sido realizada apenas análise visco-elasto-plástica. Em trabalho recente, Shen *et al.*(2012) utilizam submodelagem em diversos níveis, visando a melhoria da resolução da transferência de resultados do modelo global até o modelo local mais reduzido.

97

No que se refere ao submodelo, as análises de tensões e deformações do revestimento foram conduzidas seguindo os seguintes passos: a) estabelecimento das tensões geostáticas iniciais; b) simulação do processo de escavação através da remoção de elementos de preenchimento do poço, concomitantemente à aplicação de pressão na parede da escavação, simulando a presença de fluido; c) adição de elementos correspondentes ao cimento e ao revestimento, transferindo a pressão de fluido para a face interna do revestimento; d) aplicação da queda de pressão resultante no poço devido à ação dinâmica (*drawdown*) e obtenção da deformação do revestimento, utilizando como condições de contorno ao modelo local os resultados obtidos diretamente da simulação global.

Em publicação mais recente, Shen *et al.* (2012) tratam da otimização de trajetórias de poço, agora no campo de Ekofisk, com base em análises numéricas similares. De acordo com os autores, além dos parâmetros tradicionais utilizados na otimização das trajetórias de poços – direção preferencial das geotensões e de estruturas de falha – novos parâmetros devem ser considerados em projetos desta natureza, quais sejam: histórico de variação da pressão de poros à depleção, propriedades de *creep* das rochas, interação entre a rocha e o revestimento durante a produção. Segundo os autores, o gradiente de tensão provocado pela depleção consiste na condição de carregamento mais importante em uma análise de integridade, principalmente considerando a triaxialidade das variações decorrentes do processo de produção.

Estudos de Bruno (1992), bem como de Dussealt *et al.*(2001), trataram da influência dos efeitos da subsidência sobre a ruptura de poços, desencadeada por acúmulo de tensões cisalhantes na região do *overburden*. Um dos casos avaliados por Bruno (1992) foi o do campo de Wilmington, na California, cuja subsidência provocou o colapso de mais de dois terços dos poços do campo. Sumariamente, os principais mecanismos de colapso do revestimento de poços estão elencados na sequência.

- Compressão: Os esforços de compressão nos poços podem ser causados por grandes deformações verticais. A região de maior possibilidade de ocorrência deste tipo de colapso é no centro do intervalo de produção, onde as deformações no maciço são essencialmente verticais. Podem haver deslocamentos relativos entre a formação e o revestimento.
- Flambagem: Pode ocorrer no revestimento nos casos em que o esforço vertical se torna elevado e a formação não apresenta resistência lateral

suficiente para evitar a distorção. A região de ocorrência é a mesma mencionada no caso de compressão.

Cisalhamento e flexão: São causadas pelos esforços decorrentes das deformações horizontais na formação rochosa. Dentre as razões para tal, destacam-se: (a) as forças laterais se aplicam diretamente ao revestimento, sem escorregamento como no caso de compressão; (b) a resistência ao cisalhamento do cimento é em torno de uma ordem de grandeza inferior à de compressão; (c) a deformada do revestimento pode causar danos permanentes quando a região de plastificação é restrita (vide Figura 2.40), causando problemas de produção.



Figura 2.40. Mecanismos de colapso no poço provocado por cisalhamento na formação rochosa em função da magnitude da zona de plastificação – adaptado de Dussealt *et al.* (2001)

Segundo Bruno (1992), o colapso por cisalhamento é de ocorrência mais comum, e também mais crítica do que as demais apresentadas. A compactação do reservatório pode produzir elevados valores de tensão cisalhante no material do overburden, principalmente na vizinhança dos flancos do reservatório (Figura 2.41). A partir das simulações em elementos finitos, autor apresenta resultados de variação da tensão cisalhante em certas regiões do reservatório, comparados à resistência das rochas envolvidas, sob dois pontos de vista. O gráfico da Figura 2.42 (a) apresenta as tensões cisalhantes variando em trajetória vertical nas proximidades de um dos flancos do reservatório (213m ou 700ft distante do centro do modelo). Observa-se que a variação de tensão de cisalhamento é expressiva, principalmente na proximidade do reservatório, apresentando valor máximo na profundidade de 800ft (244m). As curvas tracejadas, as quais representam a resistência ao cisalhamento de rochas presentes no sistema em planos de acamamento (arenito e folhelho), demonstram que a resistência mobilizada não excede a resistência prevista para o arenito, porém em certas regiões é superior à resistência do folhelho. Na Figura 2.42 (b) consta um gráfico do perfil de tensões cisalhantes à profundidade de 700 ft (518m) em relação ao distanciamento ao centro do reservatório. Neste gráfico se observa mais claramente a concentração de tensões de cisalhamento na região do bordo do reservatório, e novamente o avanço da tensão cisalhante em relação à resistência do folhelho. A consideração do efeito geomecânico mais uma vez se demonstra de suma importância no escopo da integridade dos poços, principalmente em regiões específicas do *overburden*.



Figura 2.41. Localização das regiões de potencial colapso de poços devido à depleção do reservatório – adaptado de Bruno (1992)



Figura 2.42. (a) Tensão cisalhante *versus* profundidade no modelo de reservatório; (b) Tensão cisalhante *versus* distanciamento lateral ao centro do reservatório – adaptado de Bruno (1992)

Deve-se salientar que a introdução dos efeitos geomecânicos de forma acoplada neste tipo de análise pode trazer benefícios expressivos para a estimativa de integridade dos poços, principalmente se acompanhada de modelos numéricos que levem em conta o caráter multi-escala do problema. Bruno (1992) afirma que o colapso por cisalhamento consiste de um evento relativamente comum na realidade de sistemas poço-reservatório, e de forma geral ocasiona danos mais graves ao revestimento do poço em relação aos demais tipos de ruptura.

2.3.3 Discussão

Em seu trabalho sobre o colapso de revestimento de poços em virtude da depleção, da Silva et al. (1990) afirmam que "a incerteza sobre as condições de tensão que causam o colapso de estruturas de poços, bem como o conhecimento limitado do comportamento das deformações em grande escala (quando associados reservatório e adjacências) podem implicar na adoção de modelos idealizados cujas hipóteses podem negligenciar a real representação do fenômeno em estudo". Trabalhos mais aprofundados em termos do comportamento das tensões ao longo da vida produtiva de um reservatório vêm figurando na comunidade de pesquisa sobre o assunto, em cujos temas se direcionam à necessidade exposta pelo autor há mais de duas décadas. Associado ao entendimento dos fenômenos decorrentes da dinâmica de variação das tensões, bem como ao mapeamento das alterações oriundas deste processo, a construção de modelos que captem estes efeitos deve ser planejada levando-se em conta o caráter multi-escala do problema. Na atualidade, em conjunto com a melhoria da qualidade dos resultados de investigação e melhor performance computacional, é possível criar modelos em multi-escala que se comuniquem entre si, e que captem tanto as alterações geomecânicas a nível global quanto local.

Nos estudos de otimização e integridade de revestimento, realizados por Shen (2012), pode ser denotada a importância/ necessidade da consideração do acoplamento hidromecânico nas análises multi-escala, objeto do presente estudo. Em dada sentença, os autores revelam a importância de se estudar a integração poço-reservatório não somente em termos escalares, mas também levando-se em conta a transmissão dos efeitos de produção entre modelos: "Em virtude da grande diferença entre as escalas de modelagem de campo e de reservatórios⁷, costumava ser difícil no passado, quando não impossível, combinar tais modelos. De fato, os

⁷ No artigo, a escala de campo referida pelos autores engloba modelos considerando as rochas adjacentes ao reservatório, enquanto que a escala de reservatório se refere à análise particular dos fenômenos que ocorrem no reservatório e nas entidades nele presentes.

exemplos disponíveis de análise numérica sobre ruptura no revestimento de poços eram: ou desenvolvidos em escala de reservatório, sem acoplamento direto aos fenômenos na escala de campo, ou desenvolvidos a uma escala muito grande, sacrificando a resolução numérica desejada/ necessária."

A relevância do presente estudo também se verifica diante da constatação de Bruno (1992), de que os mecanismos de colapso no *overburden* são diferentes dependendo da região que se encontre sobre o reservatório. A introdução de critérios de acoplamento rigorosos a estudos geomecânicos desta natureza é fundamental para a correta definição das regiões críticas à estabilidade dos poços presentes no sistema. Com o mapeamento dos acúmulos de tensões, através da simulação de cenários diferentes, é possível determinar as trajetórias de poço menos impactantes à sua integridade, bem como estimar as ações mecânicas sobre os poços durante a vida produtiva. Utilizando-se a submodelagem, os efeitos localizados podem ser analisados com refino local de grande qualidade, podendose avaliar detalhadamente o fenômeno atuante sobre a estrutura de poço.

Portanto, associados os conhecimentos nas áreas estudadas na presente revisão bibliográfica – quais sejam: construção e modelagem de estados de tensão, efeitos do acoplamento hidromecânico sobre o comportamento de campo e modelagem multi-escala de sistemas poço-reservatório – torna-se possível estabelecer a metodologia de pesquisa adotada para a presente Tese, a qual busca avaliar de forma parcialmente acoplada e multi-escala o problema de integridade de poços frente aos fenômenos decorrentes da produção.