

2 Revisão bibliográfica

2.1. Processo de recuperação térmica SAGD

Os métodos de recuperação térmica reduzem a viscosidade do óleo pelo incremento de temperatura. A drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) é apropriada para óleos pesados e extra-pesados. Emprega um par de poços horizontais, separados verticalmente por 5 a 7 m, sendo o poço superior injetor e o inferior produtor e o comprimento dos poços pode ser de 1 km. O fator de recuperação pode atingir valores da ordem de 50 a 70%. O SAGD é empregado em muitos campos no Canadá, incluindo o Christina Lake e o MacKay River.

Com a aparição da tecnologia de poços horizontais para aumentar a área de contato com o reservatório, é atraente perfurar poços horizontais em vez de verticais, apesar de representar expressivos aumentos de custos e possíveis instabilidades.

O processo de recuperação térmica por SAGD foi proposto na primeira vez no ano de 1981 por Butler, McNab e Lo (Butler *et al.* 1981), que sugeriram que fosse produzido óleo através de um poço horizontal localizado na base do reservatório, e a injeção de vapor fosse feita através de um poço horizontal ou vertical localizado na parte superior da areia. Eles previram vazões de aproximadamente 0,05 até 0,4 m³/d por metro de poço horizontal (0,1 até 0,7 bbl/ft/d). Assim por exemplo, quando o vapor a uma temperatura de 200°C é injetado num poço de 600 m de comprimento pode-se produzir a uma vazão de 120 m³ de óleo por dia.

Geralmente, o processo começa com a injeção de vapor em ambos os poços de tal forma que o óleo pesado, extra-pesado ou betumem ao redor do par de poços é aquecido o suficiente para fluir ao poço inferior (produtor). O espaço drenado é continuamente saturado com o vapor, formando a “câmara de vapor” ou “frente de vapor”

A Figura 2.1 mostra uma seção vertical da frente de vapor do SAGD, a qual cresce vertical e horizontalmente. O vapor é injetado através de um poço horizontal localizado acima do produtor. O vapor flui na frente e condensa-se na interface, e o calor liberado é transferido, principalmente por condução e convecção térmica, para o reservatório que rodeia o sistema.

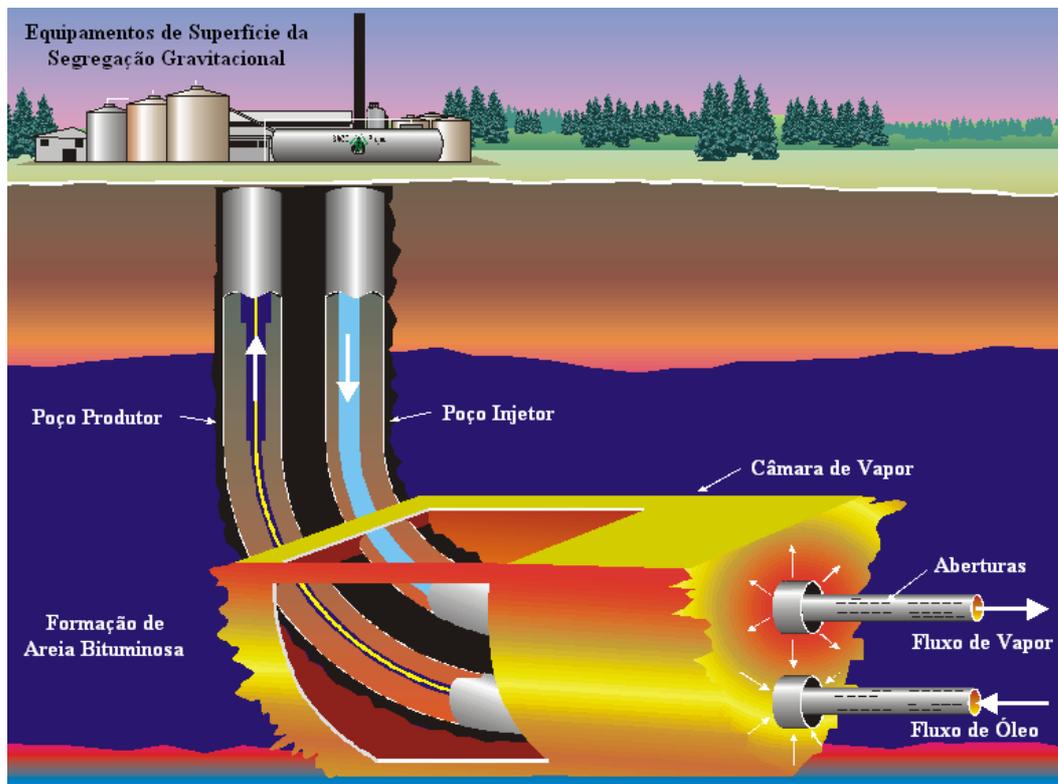


Figura 2.1. Desenho do processo SAGD. (www.encana.com)

O óleo na vizinhança da frente de vapor é aquecido e flui devido à redução da viscosidade. A drenagem ocorre por efeito da gravidade desde o perímetro da frente de vapor até o poço produtor, a água condensada do vapor escoia junto com o óleo, e no topo da frente de vapor gera-se uma fase de gás, o vapor eleva-se e o óleo flui em sentido contrário.

À medida que a frente de vapor cresce, aquece e drena mais óleo ou betume até atingir o espaço poroso com óleo à frente da câmara de vapor. O óleo, ao ser aquecido, diminui a viscosidade e flui ao longo do limite da câmara de vapor para o poço produtor por efeito da gravidade (o vapor sobe ao tope da câmara e o óleo desce a contracorrente e é drenado pelo poço produtor). A Figura 2.2 ilustra o conceito com um caso típico de um par de poços.

O processo de elevação desta interface é instável e desenvolve-se uma digitação (*fingering*) do vapor que sobe, rodeado da água condensada do vapor

e do óleo que fluem em direção oposta ao vapor. A interface é instável ao lado da frente de vapor, onde o vapor está acima do líquido. O calor é transferido por condução e convecção e o líquido é drenado na direção aproximadamente paralela à interface.

Existe um comprimento ótimo nos pares de poços. No Canadá (2006), este comprimento é da ordem de 800 m na maioria dos casos, admitindo-se condições de reservatório homogêneas ao longo do poço. Na Faja del Orinoco, são empregadas altas temperaturas de injeção de tal forma que a viscosidade durante a produção é menor do que a do Canadá, então são possíveis comprimentos de poços de 1000 m. Segundo Dusseault (2006), a distância entre o poço injetor e o produtor não é crítica para o sucesso do processo SAGD (igual conclusão obteve Terez (2002)). Porém, existem limitações práticas para as distâncias verticais e horizontais entre o poço injetor e o produtor, caso a viscosidade seja maior do que 50000 cP. Se o poço injetor estiver muito acima (perto da interface com a formação adjacente), ter-se-á uma perda alta de calor para a formação. Os tempos de irrupção de água (*breakthrough*) são maiores quanto maior for a separação vertical entre poços (Sasaki *et al.* 2001).

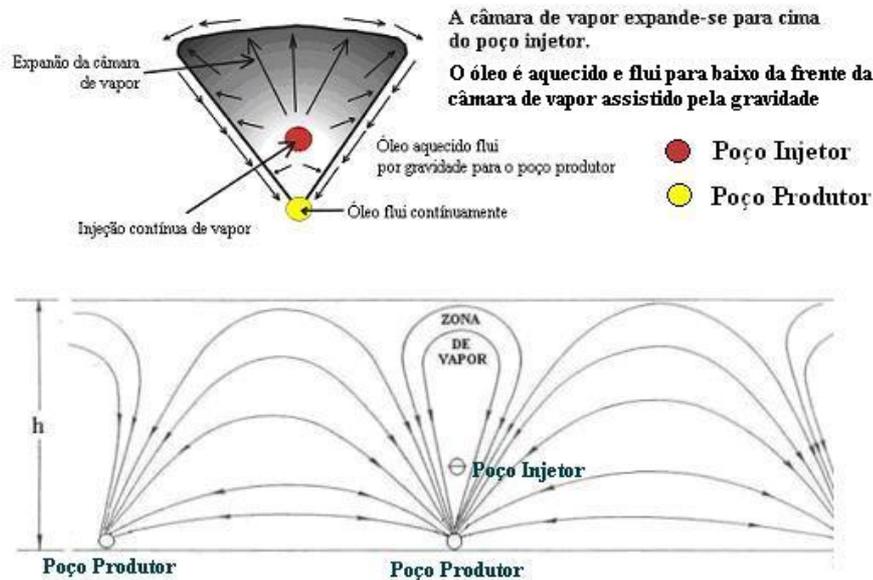


Figura 2.2. Esquema de Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor (SAGD) (Butler *et al.* 1981)

2.2. Revisão sobre modelos geomecânicos aplicados ao SAGD usados em simuladores

2.2.1. Acoplamento fluxo-térmico-geomecânico em modelos de reservatórios

Numerosos trabalhos destacam a importância da geomecânica na simulação numérica de reservatórios (i.e. no gerenciamento do reservatório), Rodrigues *et al.*, 2007; Gutierrez e Lewis, 1996; Tortike e Farouq Ali, 1993, e Settari e Mourits, 1998. O Campo de Vallhal no Mar do Norte sofre de um processo de compactação, o campo de Tia Juana na Venezuela sofre de produção de areia, e os campos de carbonato na Arábia Saudita são exemplos de reservatórios onde a geomecânica tem um papel importante.

Várias formas de acoplar o fluxo à variação do estado de tensões podem ser aplicadas: acoplamento total, parcial e numa via só (*one way coupling*). O acoplamento total resolve numa mesma matriz as incógnitas de pressão (e saturação) e deslocamento; o parcial (explícito e iterativo) resolve o sistema de equações de pressão e deslocamento em sistemas individuais, porém existe uma troca de valores entre os simuladores de fluxo e geomecânico considerando ou não a convergência nos valores de pressão inicial de simulação do intervalo de tempo; já o acoplamento numa via só considera só o envio de informação do simulador de fluxo ao simulador geomecânico.

Tran *et al.* (2005) considera o acoplamento iterativo como o mais efetivo devido a que os sistemas de equações para fluxo e geomecânica podem ser resolvido separadamente e por métodos diferentes, cada simulador empregado e mantendo suas características originais, no qual o modelo de matriz para o sistema de fluxo e geomecânico é menor do que para o acoplamento total, necessitando de menos memória na CPU. Além disso, a convergência das variáveis de fluxo-fluido (pressão e temperatura) é mais lenta da que os deslocamentos, então é aconselhável a solução separada do sistema de equações (ele não considera as equações térmicas no modelo).

Falcão (2002) considera o efeito da compressibilidade do volume poroso na produção de óleo e na dissipação da poropressão em reservatórios de arenitos consolidados, friáveis e não consolidados submetidos a um processo de recuperação por injeção de água.

Basicamente o efeito da temperatura é a diminuição da viscosidade, no caso de óleos pesados. A temperatura pode fundir frações pesadas do óleo pesado. Para efeitos de simulação, os métodos de recuperação térmica requerem a equação de balanço de calor e outras características especiais (perdas de calor no poço e propriedades térmicas da rocha e fluido), além das equações de balanço de massa, Ertekin *et al.* (2001).

A principal diferença entre simuladores térmicos e não térmicos é na consideração da rocha, isto é, embora as células inativas não sejam consideradas no balanço de massa, elas são consideradas no balanço de transmissão de calor. Numa simulação fluxo-térmica as células com um volume poroso podem ser ativas, e o volume de rocha tem um papel importante na absorção do calor fornecido à célula, Naccache (1997).

A temperatura também afeta o estado de tensões da rocha. A alta temperatura do vapor aumenta a pressão de poros e a variação da tensão horizontal ocasionando um processo de cisalhamento. A tensão total incrementa-se e o processo de cisalhamento pode acontecer na frente da câmara de vapor, Li e Chalaturnyk (2006).

Li e Chalaturnyk (2004) consideraram como os principais fatores geomecânicos a serem levados em consideração na análise da importância da geomecânica do SAGD: o estado de tensões *in-situ* e suas variações, pressão de poros inicial, pressão e temperatura de injeção, e variáveis geométricas do processo tais como espaçamento entre poços e entre pares de poços. O principal objetivo do estudo feito por eles foi determinar o papel da variação do volume poroso considerando os parâmetros geomecânicos. Eles concluíram que a relação entre a pressão de poros (redução na tensão efetiva) e a temperatura (incremento na tensão total) é complexa devido à interação entre estes efeitos de pressão de poros e temperatura. A Figura 2.3 ilustra a trajetória de tensões (primeiro assumindo que as tensões totais não variam, e segundo assumido que elas variam no interior da frente de vapor devido à expansão térmica).

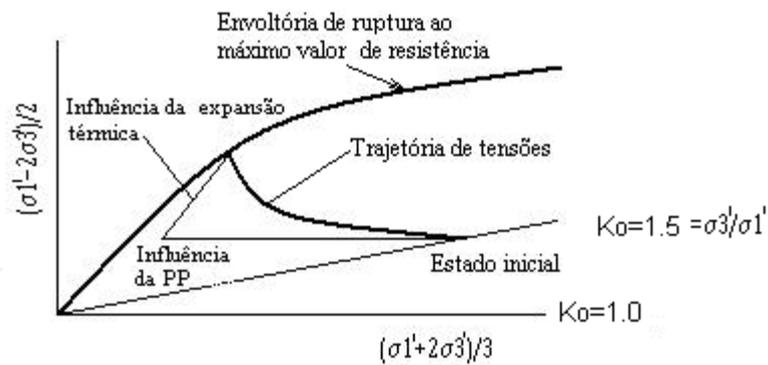


Figura 2.3. Possíveis trajetórias de tensões no reservatório durante o processo SAGD (Li and Chalaturnyk, 2004)

O reservatório é uma areia oleosa. Foram simulados três modelos, o modelo raso (Dover Project), o modelo médio (Surmont Project) e o modelo profundo (Senlac Project). As principais diferenças entre os três modelos são a profundidade do reservatório, pressão inicial do reservatório e viscosidade do óleo às condições do reservatório. A Tabela 2.1 apresenta as propriedades do reservatório empregadas na simulação numérica (as tensões são efetivas).

Tabela 2.1. Propriedades físicas dos reservatórios dos três modelos (Li e Chalaturnyk, 2004)

Propriedades físicas dos reservatórios dos três modelos			
Parâmetro de entrada do modelo	Raso	Médio	Profundo
Coeficiente de expansão térmica (1/°C)	2,00E-05	2,00E-05	2,00E-05
Densidade da sobrecarga seca (E + 3 kg/m ³)	1,7	1,7	1,7
Densidade da sobrecarga úmida (E + 3 kg/m ³)	3,053	3,600	2,650
Módulo total (E + 5 kPa)	2,860	2,860	2,860
Módulo cisalhante (E + 5 kPa)	1,320	1,320	1,320
Modelo de ruptura no cisalhamento	M-C	M-C	M-C
Coesão (kPa)	0	0	0
Ângulo de dilatação (°)	20	20	20
Ângulo de atrito (°)	45	45	45
Módulo total da sobrecarga (E + 5 kPa)	2,08	2,08	2,08
Módulo de cisalhamento da sobrecarga (E + 5 kPa)	0,96	0,96	0,96
K _o =1			
σ _x (kPa)	2,995	6,336	12,324
σ _y (kPa)	2,995	6,336	12,324
σ _z (kPa)	2,995	6,336	12,324
K _o			
σ _x (kPa)	4,768	10,104	20,986
σ _y (kPa)	2,995	6,336	12,324
σ _z (kPa)	4,768	10,104	20,986

A Tabela 2.2 apresenta os parâmetros requeridos para a análise geomecânica.

Tabela 2.2. Parâmetros requeridos para a análise geomecânica (Li e Chalaturnyk, 2004)

Parâmetros requeridos para a análise geomecânica			
Reservatório	UTF (Fase B)	Surmont	Senlac East
Profundidade (m)	160	285	750
Espessura do <i>pay zone</i> (m)	20	40	15
Porosidade (%)	35	35	33
Permeabilidade horizontal (μm^2) (D)	10	2,2	10
Permeabilidade vertical (μm^2)	5	2	5
Saturação de óleo (%)	85	85	85
Viscosidade do óleo (mPa.s)	5,0E+6 (7 °C)	2,0E+6 (11 °C)	1,5E+6 (20 °C)
Pressão inicial do reservatório (kPa)	550	1200	5000
Temperatura inicial do reservatório (°C)	8	11	20
Compressibilidade da rocha (1/kPa)	5,00E-06	5,00E-06	5,00E-06
Coefficiente de expansão térmica (1/K)	6,00E-05	6,00E-05	6,00E-05
Comprimento horizontal do poço (m)	500	350	550
Espaçamento horizontal entre poços (m)	75	80	135
Espaçamento vertical entre poços (m)	5	5	5
Qualidade do vapor (%)	98	100	98
Pressão de injeção do vapor (kPa)	550	1200	5000
	1375	2400	10000
	2750	3600	15000

Nota:
 $1 \mu\text{m}^2 \approx 1 \text{ D}$
 O coeficiente de expansão térmica é o volumétrico total
 O comprimento horizontal significa o comprimento real da completação
 A tensão vertical é σ_y

Para estudar o efeito da pressão de injeção em relação às tensões *in-situ* do reservatório, foram usadas com cada modelo três pressões de injeção diferentes:

Reservatório raso: $p_{inj}/p_i = 1; 2,5; 5$

Reservatório médio: $p_{inj}/p_i = 1; 2; 3$

Reservatório profundo: $p_{inj}/p_i = 1; 2; 3$

A evolução das zonas de mudanças de volume por cisalhamento é sensível ao estado de tensão inicial e à pressão de injeção; o valor da tensão de cisalhamento desenvolvida no topo do reservatório depende do tamanho relativo da frente de vapor ao reservatório; e podem acontecer zonas consideráveis de ruptura por cisalhamento, que correspondem ao incremento da permeabilidade absoluta, para pressões de injeção de vapor próximas à tensão de confinamento inicial no reservatório.

O artigo não reporta a variação na produção para os diferentes cenários de injeção de vapor, porém espera-se um incremento na produção de óleo com o aumento da relação da pressão de injeção à pressão *in-situ* devido ao aumento

da permeabilidade absoluta, como mencionado acima. O efeito geomecânico não é acoplado ao fluxo, isto é, a resposta do simulador geomecânico não retorna ao simulador de fluxo. Os reservatórios simulados diferem do caso dos reservatórios venezuelanos estudados, pois no caso estudado é mais profundo, 3000 ft (915 m aproximadamente) e está a uma temperatura maior, 212 °F (100 °C aproximadamente). No caso estudado o estado de tensões é similar ao caso profundo (relação da tensão horizontal efetiva mínima com a tensão horizontal vertical efetiva); o reservatório estudado possui uma compressibilidade baixa ($3E-06 \text{ psi}^{-1}$), menor do que $5E-06 \text{ psi}^{-1}$ (do caso simulado por Li e Chalaturnyk 2004).

Carlson (2003) discute em detalhe o papel da geomecânica nos procedimentos de amostragens (tomada de testemunhos em areias betuminosas não consolidadas); avaliação das propriedades convencionais da formação tais como porosidade, conteúdo de betume, água, saturação de gás; determinação da permeabilidade *in-situ*; mecanismos dentro da formação durante o SAGD, e determinação das condições da operação. Rochas não consolidadas saturadas com óleos pesados ou betume exigem processos extrativos especiais (i.e. conservação da amostra em nitrogênio devido a ser muito inconsolidada), devido aos esforços capilares, não consolidação e variação na saturação de cada fase.

Ito (2004) considera o comportamento geomecânico acoplado às mudanças nas propriedades do fluido devido às variações para pressão de poros e temperatura. Existem fenômenos que precisam ser explicados, i.e., duplicação da vazão de produção de óleo quando a pressão de injeção diminui, o qual não pode ser explicado pela engenharia de reservatórios convencional. Este fenômeno pode ser explicado pelo comportamento geomecânico das areias oleosas e as alterações no comportamento do fluxo de fluidos sob altas pressões e temperaturas.

Na discussão do artigo de Carlson (2003), Li e Chalaturnyk (2003) acrescentam que possivelmente a permeabilidade (Carlson reporta um aumento da permeabilidade vertical da ordem de 100% para uma deformação volumétrica de 4%) na zona parcialmente drenada sofra grandes variações devido à redução da tensão efetiva e da tensão cisalhante da areia oleosa. Assim, a expansão elástica e a dilação cisalhante podem acontecer e a permeabilidade absoluta do reservatório pode aumentar consideravelmente. A expansão isotrópica (descarregamento) e de cisalhamento podem induzir variações complexas na permeabilidade, dependendo da compressibilidade da rocha estudada. Eles não apresentam o resultado nas duas figuras que colocam no artigo.

Segundo Vásquez H.A.R. *et al.* (1999) a resistência ao cisalhamento pode não ser afetada pela temperatura se a areia apresenta uma alta porcentagem de quartzo, conforme ilustra a Figura 2.4.

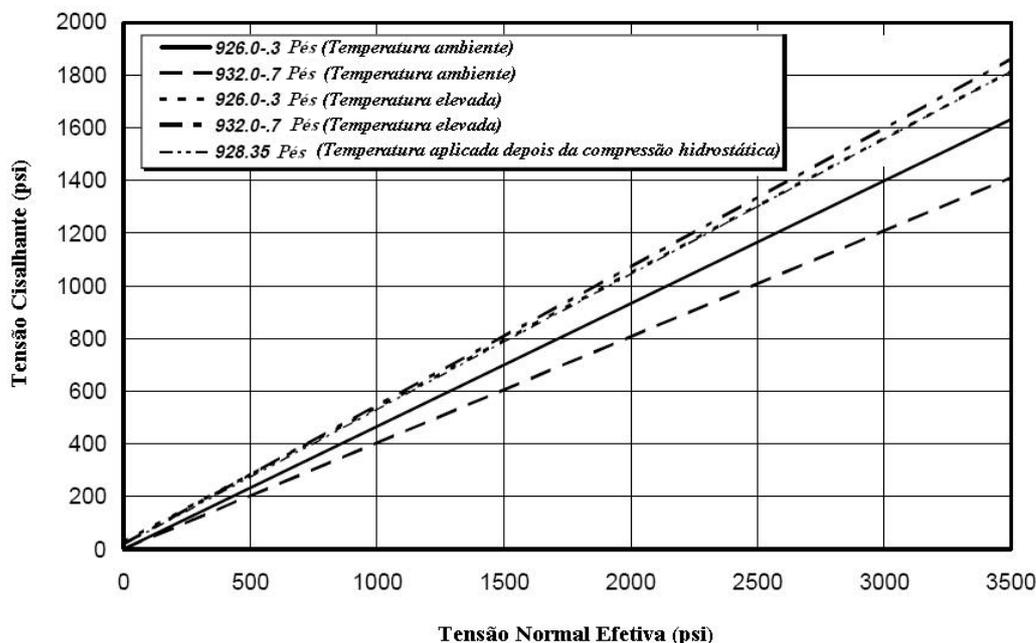


Figura 2.4. Comparação entre as envoltórias para todas as amostras de areia a duas temperaturas diferentes. (Vásquez *et al.* 1999).

Vasquez *et al.* (1999) avaliaram as propriedades da rocha com testes especiais de laboratório e registros (registro dipolo sônico) para estudar o projeto SAGD de MARAVEN S.A. (agora parte de PDVSA Exploración y Producción) no campo de óleo pesado Tia Juana. O reservatório tem uma porosidade que varia entre 30 e 40%, uma permeabilidade variando entre 1000 e 3000 mD, uma saturação de óleo próxima de 84% e uma gravidade API entre 9 e 11°. A compressibilidade do grão varia entre $0,1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ e $2,17 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$; e a compressibilidade total varia entre $2,4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ e $5,1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ para diferentes intervalos de tensão e temperatura. Os resultados apresentados na Figura 2.5 indicam que o reservatório sofre maior compactação para temperaturas elevadas e que estas variações são mais significativas para quedas de pressão menores.

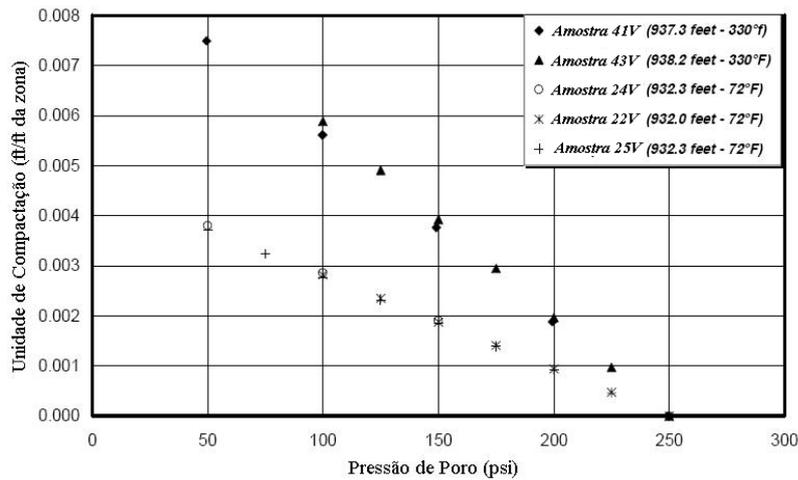


Figura 2.5 Unidade de compactação vs pressão de poro (Vasquez *et al.* 1999)

A Figura 2.6 apresenta a primeira forma de medir o coeficiente de expansão térmica. A temperatura é incrementada rapidamente até 330 °F (mantida constante por uma hora aproximadamente), depois diminui até 250 °F (mantida constante por uma hora aproximadamente), e finalmente diminui até 150 °F. Estes coeficientes são mais apropriados para situações onde se tem um aumento da temperatura no reservatório devido à injeção de vapor, e uma posterior redução da temperatura com o término da injeção de vapor.

A Figura 2.7 apresenta a segunda forma de medir o coeficiente de expansão térmica, onde é medido enquanto a temperatura se incrementa, este coeficiente de expansão térmica é apropriado onde a injeção de vapor tem começado e incrementa-se a temperatura. O coeficiente de expansão linear do primeiro caso varia entre $1,1 \times 10^{-5}$ e $2,8 \times 10^{-5}$ in/in/°C, no segundo caso o coeficiente de expansão linear é diferente devido a que o incremento na temperatura dos minerais acontece simultaneamente com a compactação devido ao fluxo de fluidos. A mudança linear total com a temperatura devido à expansão seguida da compactação varia entre $2,3 \times 10^{-7}$ e $2,1 \times 10^{-5}$ in/in/°C.

A Figura 2.8 mostra a variação da velocidade da onda cisalhante como uma função da tensão normal octaédrica para uma porosidade entre 0,4 e 0,44. Determinou-se que esta correlação funciona bem para altas pressões confinantes, porém subestima as velocidades de onda cisalhante para baixos esforços confinantes. Isto pode ser explicado pelo fato de que a teoria dinâmica de solos é desenvolvida para solos normalmente consolidados, isto é, nunca ter experimentado um esforço maior do que esforço atual.

Expansão Térmica
Maraven LSE-5018 profundidade: 928,35 (48)

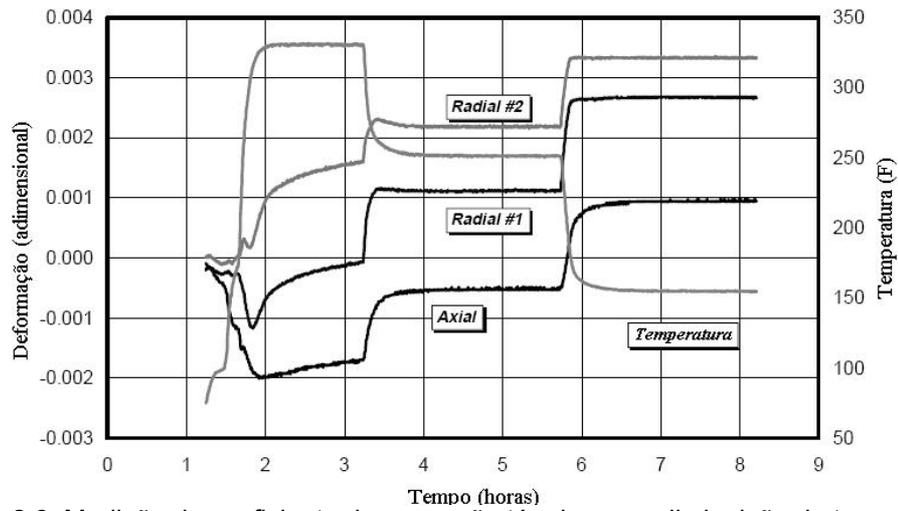


Figura 2.6. Medição do coeficiente de expansão térmica com diminuição da temperatura.
 (Vasquez *et al.* 1999)

Expansão Térmica
Maraven LSE-5018 - Profundidade: 929,5 ft (50V)

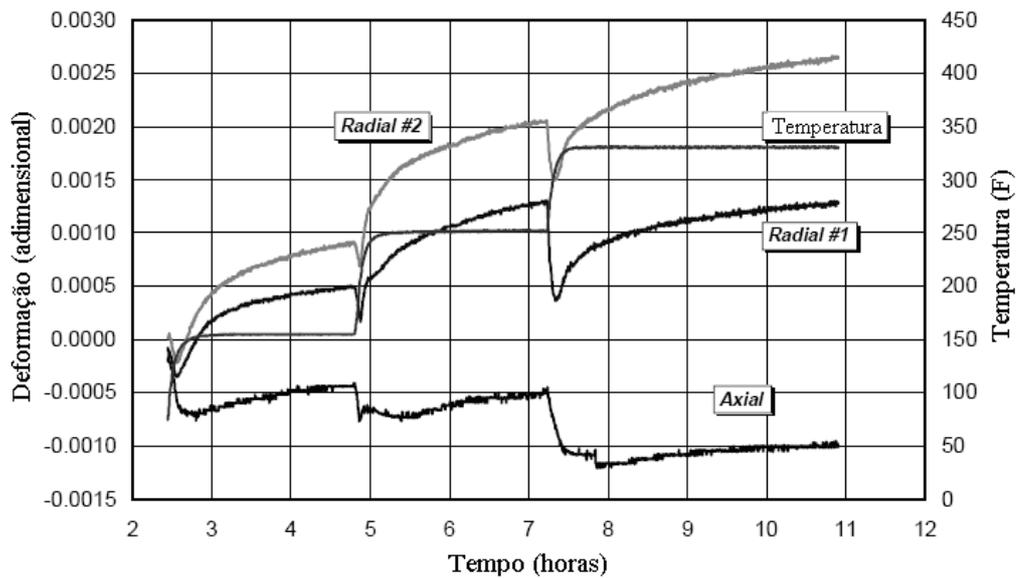


Figura 2.7. Medição do coeficiente de expansão térmica com aumento da temperatura.
 (Vasquez *et al.* 1999)

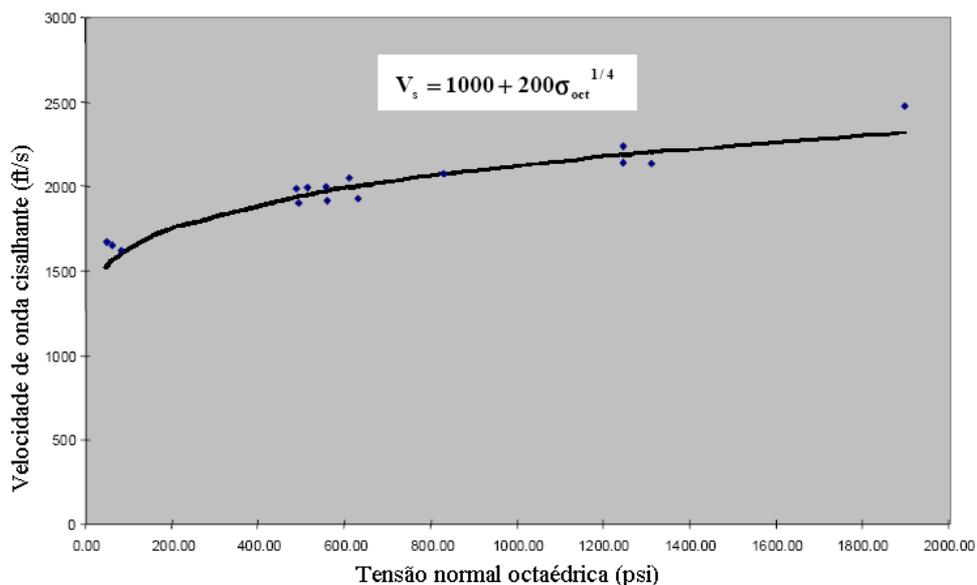
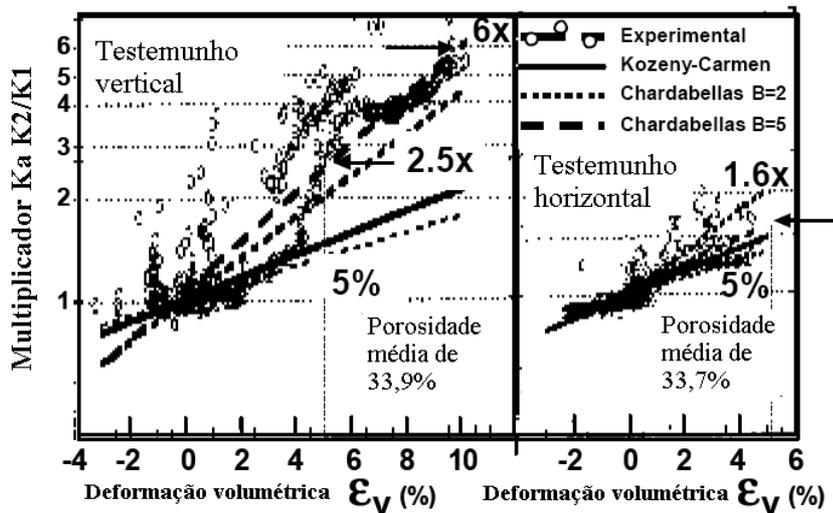


Figura 2.8. Velocidade da onda cisalhante como uma função da tensão normal octaédrica para uma porosidade entre 0,4 e 0,44 (Vasquez *et al.* 1999).

Chalaturnyk e Scott (1995) consideram que a propriedade material que grandemente influencia o processo SAGD é a tendência das areias densas de se dilatar sob aplicação de esforços cisalhantes, o que aumenta a permeabilidade absoluta. A permeabilidade absoluta é afetada pelo processo SAGD na área interna da frente de vapor, uma vez que dentro desta as areias sofrem grandes esforços cisalhantes, gerando dilatação entre os grãos das areias oleosas.

No UTF (Underground Test Facility) Phase A SAGD Test, Chalaturnyk e Scott (1997) obtiveram valores de deformação vertical da ordem de 2,5%, deformação horizontal de 0,3%, deformação volumétrica de 2,5% e 30% de incremento na permeabilidade absoluta, embora Collins P.M. et al (2002) tenham obtido valores de incremento de permeabilidade absoluta de 4 a 6 vezes o valor original, conforme ilustra a Figura 2.9. A rocha é uma areia sem conteúdo de óleo-betume, não perturbada, obtida de um afloramento da Formação McMurray. A porosidade inicial foi de 34%, e a permeabilidade absoluta entre 2 e 3 Darcies (alta permeabilidade). Neste estudo da Faja del Orinoco na Formação Oficina a deformação vertical variou entre 0,00% e 5,00%.



Touhidi-Baghini (1998) Fig.8.21 & 8.22 (mod.)

Figura 2.9. Incremento da permeabilidade com a dilatação (Collins, 2002)

Campos submetidos ao processo SAGD podem não considerar o comportamento geomecânico da rocha, porém considera-se o efeito geomecânico na produção no processo de ajuste de histórico modificando a permeabilidade absoluta, Mendoza, 1999. Isto é, obtém-se os mesmos valores de previsão da produção de betume do simulador de fluxo-geomecânico usando uma alta permeabilidade absoluta no início ou modificando-a até obter o ajuste de produção. Isto se faz normalmente quando a produção é maior que o previsto e não se considera o efeito da compactação no processo.

2.2.1.1. Métodos de Acoplamento.

Acoplamento Total. Neste tipo de acoplamento, as variáveis de fluxo tais como pressão, temperatura e resposta geomecânica (tais como deslocamento) são calculadas simultaneamente através do sistema de equações, tendo como incógnitas a pressão, a temperatura e o deslocamento (Tran D. *et al.* 2004). Este método às vezes é chamado de acoplamento implícito devido a que o sistema total é discretizado num único domínio de malha e se resolve simultaneamente. Neste caso os mecanismos hidráulicos ou geomecânicos são freqüentemente simplificados quando comparados com as abordagens convencionais de simuladores de fluxo e geomecânicos desacoplados.

A vantagem do acoplamento total é a sua consistência interna, uma vez que o sistema de equações do acoplamento total pode ser resolvido

simultaneamente com a mesma discretização ou mesma malha (usualmente em elementos finitos).

Acoplamento numa via só (*one-way coupling*), Neste modelo dois sistemas de equações são resolvidos de forma independente num mesmo intervalo de tempo total. Periodicamente, a informação é enviada só numa direção: do simulador de fluxo para o simulador geomecânico. Para efeitos práticos, os dois simuladores funcionam de forma separada.

Acoplamento Parcial. As equações de tensão e fluxo são resolvidas separadamente para cada intervalo de tempo, porém a informação é transmitida entre os simuladores de reservatório e geomecânico.

Contrariamente ao acoplamento total, o acoplamento parcial é mais flexível e se beneficia mais com os grandes avanços na física e nos métodos numéricos em ambos simuladores, de reservatório e geomecânico.

A idéia principal no acoplamento parcial é a reformulação do acoplamento tensão-fluxo de tal forma que o simulador convencional de tensão possa ser utilizado junto com o simulador de reservatórios, porém com menor custo computacional.

O acoplamento parcial é dividido em duas categorias:

1- Acoplamento Explícito (ou *loose coupling*). Se a troca de informação entre os dois simuladores é somente realizada uma vez por cada intervalo de tempo, sendo considerado um acoplamento “fraco” em termos de interações dos fenômenos.

Está localizado entre o acoplamento total e de uma via só (*one-way coupling*). Neste método dois sistemas de equações são resolvidos de forma independente (como no *one way coupling*), mas a informação é enviada de um simulador para outro em um intervalo de tempo estabelecido. O acoplamento explícito tem a vantagem de ser relativamente simples de se implementar (como no *one-way coupling*), mas ele captura muito mais da complexidade não-linear física, portanto é mais próximo ao acoplamento total, Minkoff *et al.* (2004), conforme ilustra a Figura 2.10.

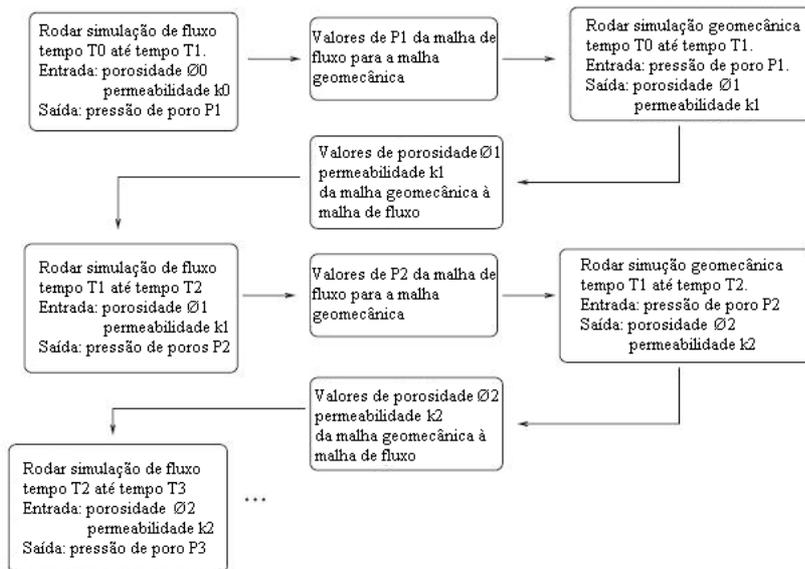


Figura 2.10. Acoplamento explícito. (Minkoff *et al.* 2004)

Neste tipo de acoplamento não é preciso que os dois simuladores (de fluxo e geomecânico) possuam a mesma malha computacional, isto é, não precisam ter o mesmo domínio espacial computacional (*grids*). A malha de fluxo (reservatório) é considerada como um subdomínio da malha geomecânica (reservatório e camadas adjacentes).

Uma desvantagem deste método é que as equações de fluxo têm uma dificuldade maior de convergir quando os parâmetros do reservatório mudam dinamicamente (porosidade e permeabilidade).

Ele tem como base os termos de acoplamento do passo do tempo anterior, Equação 2.1:

$$([T] - [D])\Delta_t \bar{P}^{n+1} = \bar{Q} - [T]\bar{P}^n - [L]^T \Delta_t \delta^n \quad (2.1)$$

Usando a solução para o modelo de escoamento $\Delta_t P^{n+1}$ a solução para o estado de tensões é calculada da seguinte forma, Equação 2.2:

$$[K]\Delta_t \bar{\delta}^{n+1} = \bar{F} - [L]\Delta_t \bar{P}^{n+1} \quad (2.2)$$

O acoplamento explícito é um caso especial do sistema implicitamente acoplado, sendo feita apenas uma iteração por cada passo de tempo.

2- Acoplamento Iterativo (ou implícito). Neste caso as iterações são repetidas até a convergência das incógnitas de tensão e fluxo, conforme ilustra a Figura 2.11, no qual a iteração é atualizada quando um novo valor de porosidade é obtido, em função da nova pressão, temperatura e estado de tensão.

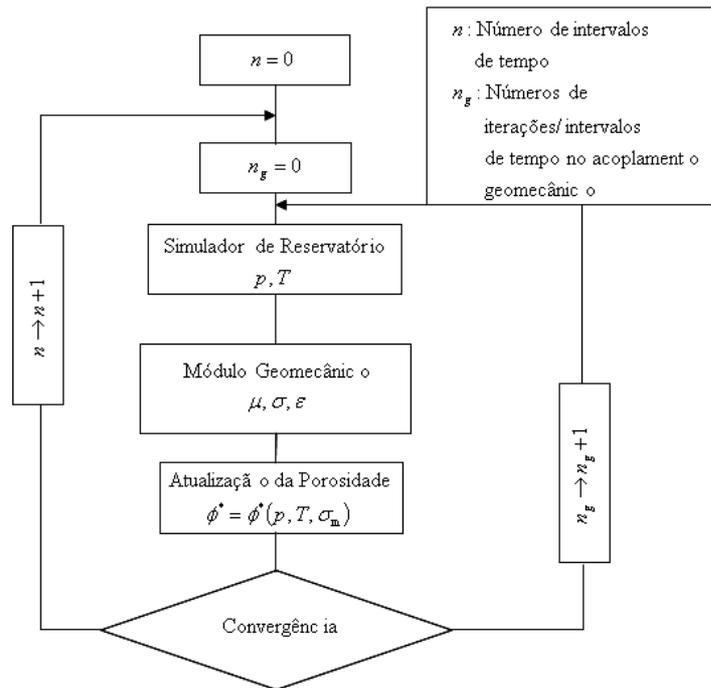


Figura 2.11. Acoplamento iterativo. (Tran D. *et al.*, 2002)

Devem ser levadas em consideração as seguintes condições para o cálculo do volume total (*bulk volume*) e volume poroso:

1- Os volumes totais (*Bulk Volumes*) dos blocos do reservatório são constantes durante toda a simulação.

2- O volume poroso do reservatório deve ser igual ao volume poroso verdadeiro (como calculado no módulo geomecânico), ou seja, trabalham sobre a mesma matriz volumétrica.

3- Para assegurar que a segunda condição é satisfeita, pode-se definir a porosidade do reservatório em lugar da porosidade verdadeira, de acordo com Tran D. *et al.* (2002).

2.2.2.

Modelos constitutivos para reservatórios deformáveis de óleos pesados

Wan *et al.* (1991) e Byrne e Janzen (1984) formularam uma relação de tensão-deformação não-linear tipo pseudo-elástico que envolve parâmetros elásticos que dependem da tensão como o módulo tangencial elástico E_t e o módulo tangencial elástico B_t junto com o parâmetro de deformação volumétrica D_t para considerar a dilatação. Vaziri (1986) usou o mesmo conceito anterior na sua formulação e incorporou o modelo hiperbólico de Duncan e Chang.

Estes métodos levam à diminuição da tensão efetiva média (*mean effective pressure*) com a dilatação das areias densas num teste de pressurização (*pressuremeter test*), porém a dilatação sempre está acompanhada de um incremento na pressão.

Wan *et al* (1991) apresentaram um modelo que considera o endurecimento, amolecimento, expansão volumétrica plástica e contração. Porém, ele não considera a resposta do fluido contido nos poros (variação da poropressão), focando-se no esqueleto ou matriz rochosa como um contínuo elasto-plástico. O procedimento envolve a identificação dos fundamentos físicos governantes, como o critério de ruptura de Mohr-Coulomb para descrever a resistência do material, a equação de dilatância de Rowes para avaliar as variações no volume inelástico, e a função de Ramberg Osgood para definir a lei de endurecimento e amolecimento.

2.2.2.1. Modelo de Mohr-Coulomb

O critério bidimensional de Mohr-Coulomb é o mais simples dos critérios utilizados, segundo Goodman (1989), consistindo numa envoltória linear no plano $\tau - \sigma$ tangente aos círculos de Mohr com as tensões principais dos ensaios de compressão diametral, uniaxial e triaxial. A inclinação desta tangente é o ângulo de atrito interno da rocha, ϕ , e a interseção com o eixo das tensões tangenciais é a coesão do material, c . A equação da reta tangente é dada pela seguinte Equação 2.3:

$$\tau = c + \sigma \tan(\phi) \quad (2.3)$$

O ângulo de atrito e a coesão do arenito podem ser calculados pelo ajuste linear das curvas de ruptura *versus* pressão confinante no plano $\sigma_1 - \sigma_3$.

As expressões para o cálculo dos parâmetros de resistência, conforme Fjaer *et al.* (2008), e ISMR, são, Equação 2.4:

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= b_1 + m\sigma_3 \\ \phi &= \arcsen \left(\frac{m-1}{m+1} \right) \\ c &= b_1 \left(\frac{1 - \sen\phi}{2 \cos\phi} \right) \end{aligned} \quad (2.5)$$

onde:

$\sigma_1 \equiv$ tensão principal na ruptura do corpo de prova,

$\sigma_3 \equiv$ pressão confinante,

$m \equiv$ coeficiente de ajuste angular $\sigma_1 - \sigma_3$

$b_1 \equiv$ coeficiente de ajuste linear $\sigma_1 - \sigma_3$

O modelo de Mohr-Coulumb é amplamente aceito por se ajustar a materiais geológicos que possuem atrito entre as suas partículas, Fung (1994). O ECLIPSE-300 possui no seu modulo geomecânico além do modelo constitutivo de Mohr-Coulumb o modelo de Drucker-Prager. Foi selecionado o modelo de Mohr-Coulumb por ser o mais amplamente aplicado. Admite-se que as areias apresentam um endurecimento plástico representado pelo modelo hiperbólico de endurecimento (Wan e Chan 1991 apresentam um modelo constitutivo para areias oleosas onde consideram uma lei de endurecimento).

2.2.2.2.

Modelo hiperbólico de endurecimento

As leis de endurecimento são implementadas como uma alteração na resistência coesiva cisalhante (*shear cohesive strength*), C_o , em relação à alteração na deformação plástica generalizada, $\bar{\varepsilon}_p$. A deformação plástica generalizada é definida pela Equação 2.6:

$$\bar{\varepsilon}_p = \sum_{i,j} \frac{\varepsilon_{ij}^p \cdot \sigma_{ij}}{F} \quad (2.6)$$

onde:

$\bar{\varepsilon}_p \equiv$ deformação plástica generalizada

$\varepsilon_{ij}^p \equiv$ vetor de deformação plástica

$\sigma_{ij} \equiv$ tensor de tensões efetivas

$F \equiv$ norma do tensor de tensões

A lei de endurecimento hiperbólica é representada pela Equação 2.7:

$$C_o = \frac{\bar{\varepsilon}_p}{a + b\bar{\varepsilon}_p} + C_{oi} \quad (2.7)$$

onde:

$C_o \equiv$ resistência coesiva cisalhante (shear cohesive strength)

$a, b \equiv$ parâmetros de endurecimento da curva tensão - deformação hiperbólica

O parâmetro a está relacionado com a inclinação inicial da curva tensão deformação (módulo inicial $E_i = 1/a$) enquanto b com a tensão assintótica ou última ($\bar{\sigma} = 1/b$), conforme ilustra a Figura 2.12:

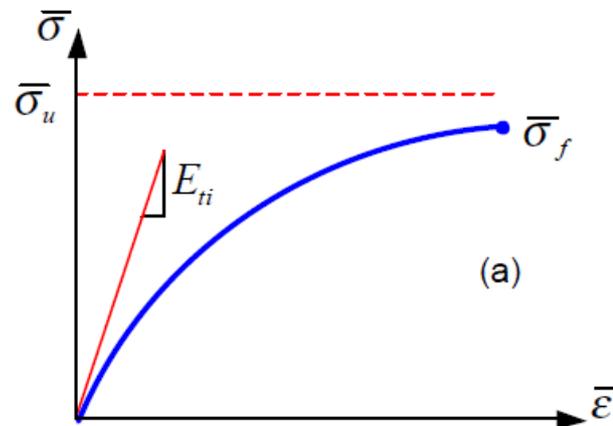


Figura 2.12. Curva de tensão-deformação hiperbólica (Ibañez, 2003)

2.2.3. Modelagem sísmica

O TESSERAL gera um modelo sísmico sintético convolucional (traços sintéticos) (a convolução é uma operação matemática aplicada a duas funções e é a representação mais geral do processo de filtragem linear (invariante)). Estes passos envolvem as séries de refletividades com uma *wavelet* para gerar amplitudes sísmicas. Pode ser usada uma *wavelet* de Ricker de 60 Hz de frequência central. O efeito da σ_{eff} na amplitude sísmica pode ser baixo (a amplitude pode ser afetada pela saturação de gás, Vidal *et al.*, 2002), embora o atributo *timeshift* induzido pela variação de σ_{eff} pode ser maior do que o induzido pela saturação de gás (Vidal *et al.*, 2002). Então, a variação da tensão efetiva tem um efeito maior no *timeshift* e menor na amplitude.

O traço do sismograma pode ser obtido através da convolução das funções fonte F_f e refletividade (Claudino C. S. *et al.*, 2007), Equação 2.8:

$$T_s = F_f * R \quad (2.8)$$

onde T_s é o traço, F_f é a função fonte, e R é a refletividade. Na sobrecarga admite-se que não existe fluxo (pois não existe queda de pressão), porém existe variação do estado de tensões devido à tração da sobrecarga (decorrente da compactação do reservatório).

Wang e Nur (1998) e Wang (1998) estudaram o efeito da temperatura nas velocidades de onda compressional e cisalhante em arenitos saturados com

óleos pesados das areias oleosas da Kern River e na Venezuela. Os resultados experimentais concluíram que as velocidades de onda compressional diminuíram marcadamente com o aumento da temperatura, porém quando saturados com ar ou água a diminuição foi pouca, conforme ilustra a Figura 2.13. Isto pode ser explicado pela influência da temperatura nos óleos que saturam as rochas.

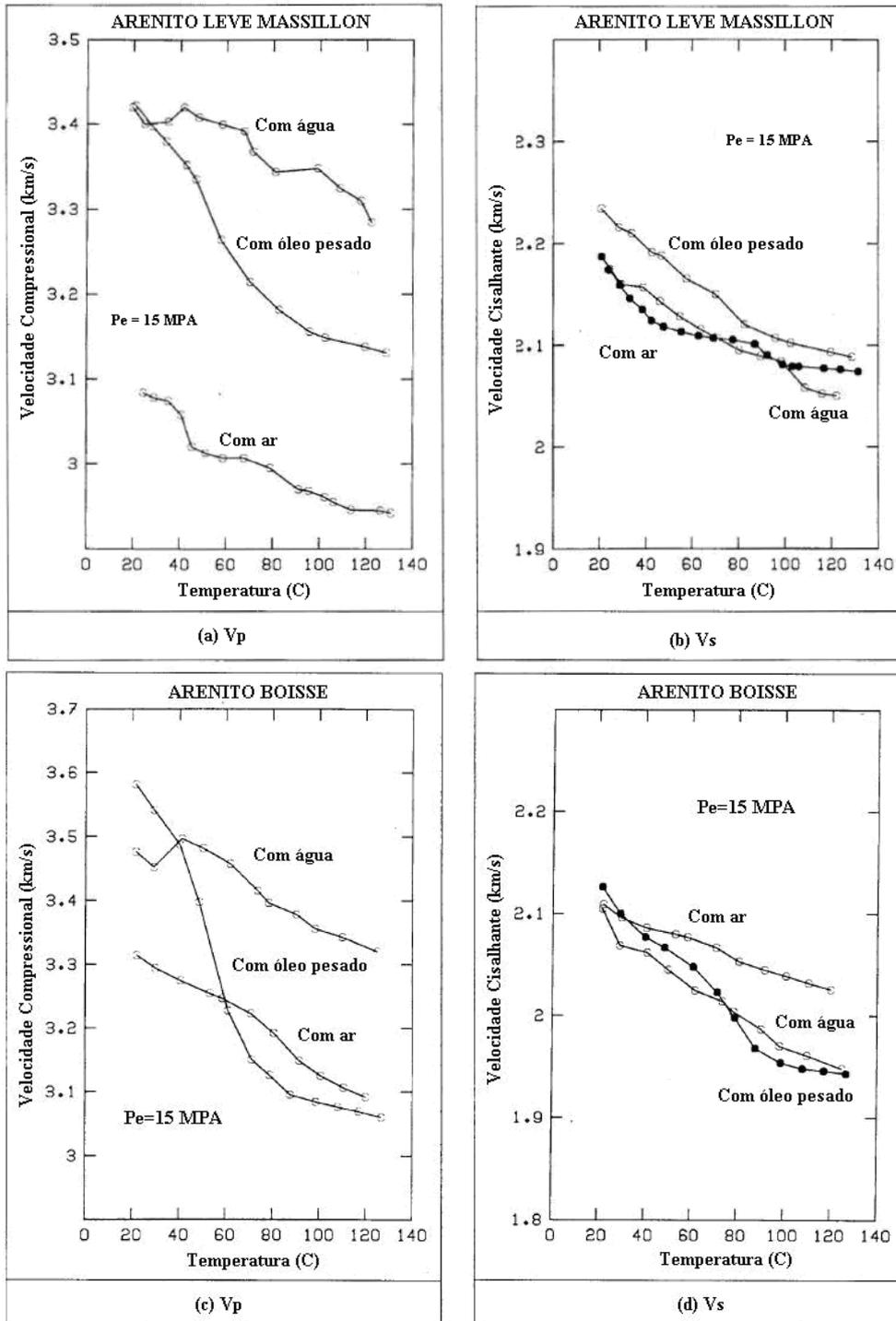


Figura 2.13. Efeito do fluido de saturação em rochas nas velocidades de onda compressional e cisalhante (Wang e Nur, 1998)

As principais razões da grande diminuição das velocidades em rochas saturadas com óleos são a fusão de hidrocarbonetos sólidos e a alta pressão de poros (a qual tende a separar os grãos). A expansão térmica do fluido de saturação e, possivelmente, o rompimento (*cracking*) térmico das frações pesadas e a vaporização de frações leves dos hidrocarbonetos podem contribuir.

Esta dependência das velocidades compressoriais e cisalhantes com a temperatura pode ser aproveitada para o monitoramento da injeção de água e vapor com base em aquisições sísmicas repetidas e detalhadas (*reflection, vertical seismic profiling, bore-to-borehole seismic data*).

Embora Eastwood (1993) não tenha considerado o efeito do mecanismo de fusão (*melting*) para explicar a diminuição da velocidade com a temperatura no caso das areias oleosas do Lago Cold, ele considera a variação das propriedades do fluido com a temperatura como o principal mecanismo que afeta a diminuição das velocidades ultrasônicas observadas. A Figura 2.14 (esquerda) apresenta as velocidades compressoriais medidas experimentalmente em dois betumes do Cold Lake (só fluido) como função da temperatura (a uma pressão de 0,1 MPa). A Figura 2.14 (direita) apresenta as velocidades compressoriais para uma amostra de arenito saturado com óleo como uma função da temperatura e esforços efetivos utilizando uma pressão de confinamento de 11 MPa. As velocidades das ondas compressoriais (P) teóricas e experimentais concordaram com uma diferença de 5% entre temperaturas de 22 °C e 125 °C e tensões efetivas de 1 MPa e 8 MPa. Os resultados indicam que o incremento de esforços efetivos aumenta as velocidades ultrasônicas no meio poroso estudado.

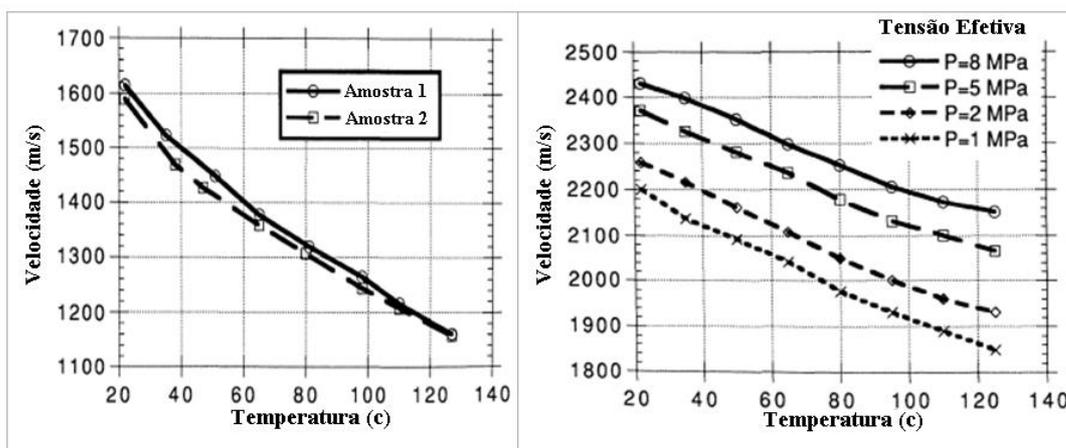


Figura 2.14. Velocidades compressoriais em função da temperatura (Eastwood, 1993)

Zhang. *et al.* (2007) empregaram dados sísmicos 4D e entre poços (*crosswell seismic*), para monitorar o crescimento da frente de vapor no Projeto Piloto Térmico (SAGD) do Lago Christina (pertence à empresa petrolífera EnCana) pelas variações de litologia (especialmente nos lamitos (*mudstone*)). A presença destas variações na litologia faz com que existam zonas no reservatório não afetadas pela injeção de vapor. A análise só considera a variação das fácies no crescimento da câmara de vapor. A Figura 2.15(a) apresenta o mapa 4-D de diferenças entre amplitudes sísmicas entre 2001 e 2004, e a Figura 2.15(b) as diferenças entre 2001 e 2005. Na Figura 2.15(a) podemos observar que a câmara de vapor tem uma forma alongada para os poços A1 e A2, o poço A3 tem mais largura e menor comprimento, o poço A4 não apresenta desenvolvimento da frente de vapor, pois a injeção havia sido iniciada há pouco tempo (menos de 4 meses). Já na Figura 2.15(b) o poço A4 apresenta um desenvolvimento alongado da frente de vapor; A linha branca representa a seção transversal (diferenças sísmicas entre 2001 e 2005) entre os poços A, B e C.

A seção sísmica da Figura 2.16 não apresenta uma suficiente resolução da litologia do reservatório para concluir categoricamente se a variação da litologia é o principal motivo da ausência do crescimento da frente de vapor na parte final do poço A3. Então precisa-se de uma técnica de resolução maior, neste caso a sísmica de poços (*borehole seismic*).

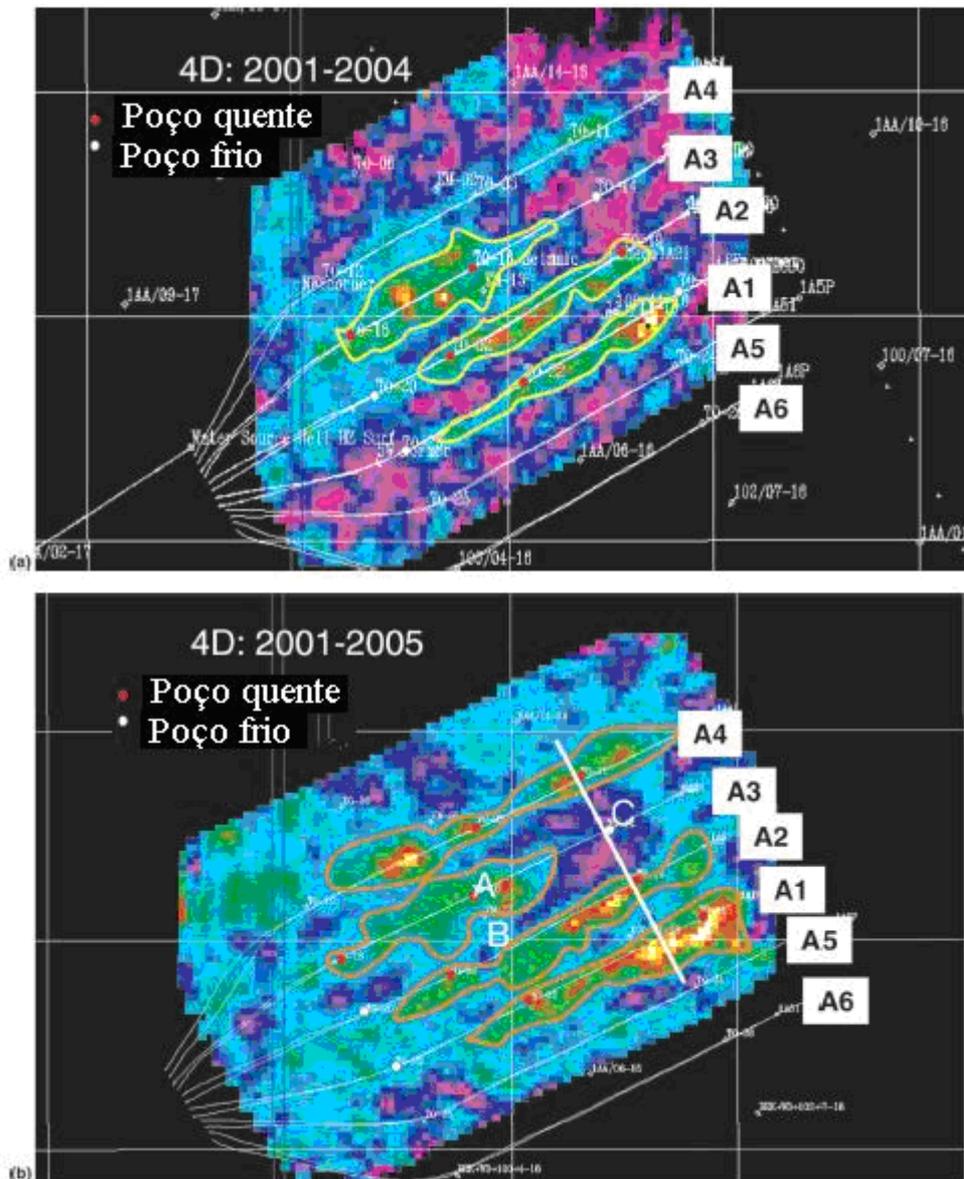


Figura 2.15. Mapa de diferenças de amplitudes entre 2001 e 2004 (a) e 2001 e 2005 (b) (Zang *et al.* 2007)

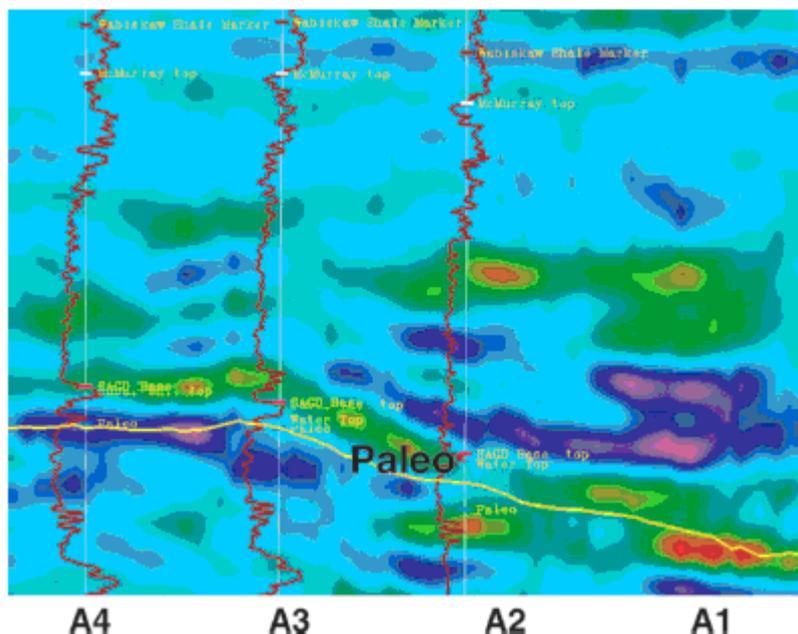


Figura 2.16. Sísmica 4D entre 2001 e 2005 no final dos poços A1, A2, A3 e A4 (Zang *et al.* 2007)

Røste (2007) propôs uma metodologia para discriminar entre a variação na velocidade e na espessura de uma camada que sofre compactação (para o reservatório calcáreo de Valhall, no Mar de Norte) no *timeshift* dos dados pré-empilhados (*prestack data*). O método proposto foi testado num modelo sintético, e em dados pré-empilhados reais, com bons resultados na previsão da subsidência. Na Figura 2.17 pode-se observar a variação no *time-shift* devida principalmente à compactação do reservatório.

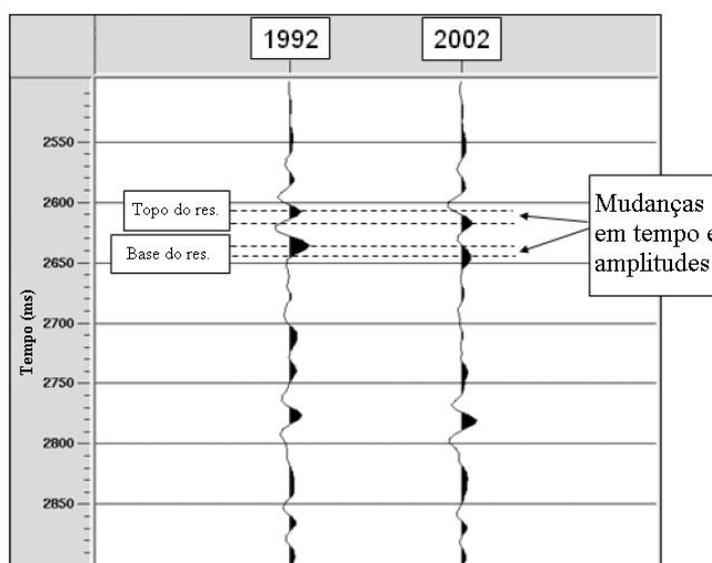


Figura 2.17. Variação no *time-shift* devida à compactação do reservatório (Røste, 2007)