

UM ESTUDO DA ESTABILIDADE MECÂNICA DE POÇOS A PARTIR DE PERFIS GEOFÍSICOS EM FORMAÇÕES POUCO CONSOLIDADAS

por

JOSÉ AGNELO SOARES

Engenheiro de Minas (Universidade Federal da Paraíba - 1990)

Tese submetida como requisito parcial ao grau de

MESTRE EM CIÊNCIAS

em

GEOFÍSICA

ao

Colegiado do Curso de Pós-Graduação em

Geofísica

da

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ

Banca Examinadora :

Dr. Stefan M. Luthi (Orientador)

Dr. Klaus Schiel

Dr. Aarão de Andrade Lima

Stefan M. Luthi
Klaus Schiel
Aarão de Andrade Lima

Data da Homologação : 05/10/1992

SOARES, José Agnelo. Um estudo da estabilidade mecânica de poços a partir de perfis geofísicos em formações pouco consolidadas. Belém, Universidade Federal do Pará. Centro de Geociências, 1992. 114 p. il.
Tese (Mestrado em Geofísica) - Curso de Pós-Graduação em Geofísica, Centro de Geociências, UFPa., 1992.

1. ESTABILIDADE DE POÇOS. 2. PERFILAGEM DE POÇOS. 3. TENSÕES NO POÇO. 4. VELOCIDADE ACÚSTICA EM ROCHAS. 5. PROPRIEDADES MECÂNICAS DE ROCHAS I. Universidade Federal do Pará. Centro de Geociências-Departamento de Geofísica. II. Título

Aos meus pais Severino e Anael
e a Françoize, minha companheira.

AGRADECIMENTOS

Ao orientador Dr. Stefan M. Luthi pela dedicação e aos demais membros da banca examinadora pelas contribuições dadas.

Ao convênio UFPa/PETROBRÁS/FADESP/CNPq/FINEP pelo suporte financeiro a este programa de pós-graduação.

A PETROBRÁS e seus técnicos pelo fornecimento de dados e apoio tático para a execução deste trabalho.

A geofísica Lúcia Dillon e sua equipe pelo trabalho executado no laboratório de propriedades mecânicas de rochas do CENPES (Centro de Pesquisas da Petrobrás).

A UFPa e ao corpo de professores e funcionários do Núcleo de Pesquisas em Geofísica de Petróleo.

Aos colegas pela ajuda e companheirismo vividos durante este período.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURAS

	p.
Figura 1 - Curva tensão versus deformação para amostra de rocha.	6
Figura 2 - Exemplo de registro completo da onda.	9
Figura 3 - Dependência de V_p e V_s em relação à porosidade.	11
Figura 4 - Dependência das velocidades sônicas em relação à tensão efetiva.	12
Figura 5 - $1/V_p$ vs. V_{cl} para pacote de folhelho do poço B.	13
Figura 6 - $1/V_p$ versus ρ_b para o poço A.	10
Figura 7 - V_p e V_s vs. saturação para um pacote arenoso.	14
Figura 8 - Sistema experimental utilizado nas medidas de laboratório.	17
Figura 9 - Forma da onda P medida em amostra vertical de testemunho do poço A. Profundidade da amostra: 2874,90 m.	14
Figura 10 - Forma da onda S medida em amostra vertical de testemunho do poço A. Profundidade da amostra: 2874,90 m.	19
Figura 11 - Forma da onda P medida em amostra horizontal de testemunho do poço A. Profundidade da amostra: 2885,45 m.	19
Figura 12 - Forma da onda S medida em amostra horizontal de testemunho do poço A. Profundidade da amostra: 2885,45 m.	20
Figura 13 - Forma da onda S medida em amostra vertical de testemunho do poço B. Profundidade da amostra: 3349,90 m.	20
Figura 14 - Forma da onda S medida em amostra horizontal de testemunho do poço B. Profundidade da amostra: 3349,90 m.	21

Figura 15 - Forma da onda S medida em amostra vertical de testemunho do poço A. Profundidade da amostra: 2879,85 m.	21
Figura 16 - V_p e V_s medidas em laboratório vs. profundidade, comparadas com as velocidades de perfil, para o poço A.	25
Figura 17 - V_p e V_s medidas em laboratório vs. profundidade, comparadas com as velocidades de perfil, para o poço B.	26
Figura 18 - V_p vs. Pressão de confinamento para amostra do poço B. Profundidade da amostra: 3351.35 m.	27
Figura 19 - Esquema de um corpo 3D submetido a um campo de tensões triaxial.	30
Figura 20 - Esquema de um corpo submetido a esforço de cisalhamento.	33
Figura 21 - Linha de ruptura e direção de cisalhamento máximo τ	35
Figura 22 - Relação entre E e C_o para diversas litologias segundo Deere & Miller (1966).	36
Figura 23 - Esquema de isolamento de um intervalo para teste de micro-fraturamento hidráulico.	41
Figura 24 - Tipo de curva registrada pelo teste de fraturamento hidráulico.	42
Figura 25 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	48
Figura 26 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	48
Figura 27 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	49
Figura 28 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = 10000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	49
Figura 29 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = 10000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	50
Figura 30 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = 10000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	50
Figura 31 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = \sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	51
Figura 32 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = \sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	51
Figura 33 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = \sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.	52

Figura 34 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 0$	52
Figura 35 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 0$	53
Figura 36 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 0$	53
Figura 37 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 2500$ psi.	54
Figura 38 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 2500$ psi.	54
Figura 39 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 2500$ psi.	55
Figura 40 - Círculo de Mohr com envoltória de ruptura.	56
Figura 41 - Cavidade na parede do poço e sistema de coordenadas utilizado.	61
Figura 42 - Comportamento comparativo das envoltórias dos critérios de Coulomb e Fairhurst.	62
Figura 43 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Coulomb, com $\Delta P = 0$, $\tau_o = 3000$ psi, $\mu = 0,577$, $\sigma_H = 7000$ psi e $\sigma_h = 5000$ psi.	64
Figura 44 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Coulomb, com $\Delta P = 615$ psi, $\tau_o = 3000$ psi, $\mu = 0,577$, $\sigma_H = 7000$ psi e $\sigma_h = 5000$ psi.	65
Figura 45 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Coulomb, com $\Delta P = 2500$ psi, $\tau_o = 3000$ psi, $\mu = 0,577$, $\sigma_H = 7000$ psi e $\sigma_h = 5000$ psi.	65
Figura 46 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Coulomb, com $\Delta P = 615$ psi, $\tau_o = 3000$ psi, $\mu = 0,577$, $\sigma_H = 10000$ psi e $\sigma_h = 5000$ psi.	66
Figura 47 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Griffith, com $\Delta P = 0$, $T_o = 500$ psi, $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\sigma_v = 6000$ psi.	66
Figura 48 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Griffith, com $\Delta P = 615$ psi, $T_o = 500$ psi, $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\sigma_v = 6000$ psi.	67
Figura 49 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Griffith, com $\Delta P = 2500$ psi, $T_o = 500$ psi, $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\sigma_v = 6000$ psi.	67
Figura 50 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Griffith, com $\Delta P = 615$ psi, $T_o = 1000$ psi, $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\sigma_v = 6000$ psi.	68

	p.
Figura 51 - Comparação entre $V_{p_{cor}}$ e $V_{p_{lab}}$ para o poço A.	71
Figura 52 - Comparação entre $V_{s_{cor}}$ e $V_{s_{lab}}$ para o poço A.	71
Figura 53 - Comparação entre $V_{p_{cor}}$ e $V_{p_{lab}}$ para o poço B.	72
Figura 54 - Comparação entre $V_{s_{cor}}$ e $V_{s_{lab}}$ para o poço B.	72
Figura 55 - Parâmetro α de Biot, conteúdo de quartzo e de argila para o poço A.	75
Figura 56 - Parâmetro α de Biot, conteúdo de quartzo e de argila para o poço B.	76
Figura 57 - Parâmetros elásticos calculados em trecho do poço A.	77
Figura 58 - Parâmetros elásticos calculados em trecho do poço B.	78
Figura 59 - Pressão de poros efetiva dos poços A e B.	81
Figura 60 - C_o e T_o para os poços A e B.	84
Figura 61 - Tensões σ_H , σ_v e σ_h estimadas para o poço A.	86
Figura 62 - Tensões σ_H , σ_v e σ_h estimadas para o poço B.	87
Figura 63 - σ_θ , σ_r , τ e σ para o poço A.	89
Figura 64 - σ_θ , σ_r , τ e σ para o poço B.	90
Figura 65 - τ_o , τ e quebra da parede do poço A, segundo o critério de Coulomb.	91
Figura 66 - τ_o , τ e quebra da parede do poço B, segundo o critério de Coulomb.	92
Figura 67 - Quebra da parede dos poços A e B segundo o critério de Griffith.	93
Figura 68 - Quebra da parede dos poços A e B segundo o critério de Fairhurst.	95
Figura 69 - Comparação entre o perfil de diferença de caliper e a quebra da parede do poço segundo os critérios de ruptura de Coulomb, Griffith e Fairhurst para o poço A.	97
Figura 70 - Comparação entre o perfil de diferença de caliper e a quebra da parede do poço segundo os critérios de ruptura de Coulomb, Griffith e Fairhurst para o poço B.	98

TABELAS

	p.
Tabela 1 - Valores de V_p e V_s obtidos de perfil e medidos em laboratório.	23
Tabela 2 - Relações entre os parâmetros elásticos e V_p e V_s	34
Tabela 3 - Alguns valores dos parâmetros inelásticos listados na literatura.	38
Tabela 4 - Valores de ρ , Δt_p e Δt_s adotados para o arcabouço mineral dos poços A e B.	74

LISTA DE SÍMBOLOS

- a raio do poço
- α parâmetro elástico de Biot
- c compressibilidade
- c_f compressibilidade do fluido contido no poro
- C_p fator de compactação da formação
- C_o resistência da rocha à compressão uniaxial
- D profundidade
- ΔP diferença entre a pressão do interior do poço e a pressão de poros da formação
- Δt_f tempo de trânsito da onda compressional no fluido
- Δt_{ma} tempo de trânsito da onda compressional na matriz da rocha
- Δt_p tempo de trânsito da onda compressional
- Δt_s tempo de trânsito da onda cisalhante
- E módulo de Young
- ε_i deformação na direção i
- ϕ porosidade
- Φ deformação angular
- g aceleração da gravidade
- G módulo de cisalhamento
- K módulo de volume
- K_f módulo de volume do fluido
- K_s módulo de volume dos sólidos da rocha
- μ coeficiente de fricção interna da rocha
- n razão da resistência à compressão sobre a resistência à tração da rocha
- ν coeficiente de Poisson
- P_p pressão de poros
- ∇P_p gradiente de pressão de poros

P_{pef} pressão de poros efetiva
 P_w pressão interna do poço
 r distância que vai do centro do poço até a parede do poço
 ρ densidade
 ρ_b densidade total da rocha (inclui minerais e fluidos)
 ρ_f densidade do fluido
 ρ_{hc} densidade do hidrocarboneto
 S_{hc} saturação da rocha em hidrocarboneto
 S_w saturação de água na rocha
 σ_i tensão normal na direção i
 σ_h tensão principal horizontal mínima
 σ_H tensão principal horizontal máxima
 σ_r tensão radial
 σ_θ tensão tangencial
 σ_v tensão principal vertical
 τ tensão de cisalhamento
 τ_o resistência da rocha ao cisalhamento
 Ψ ângulo de fricção interna da rocha
 τ_{crit} tensão de cisalhamento crítica, necessária para causar a ruptura da rocha
 σ_{ef} tensão efetiva
 θ ângulo que a linha de ruptura faz com a direção normal ao esforço aplicado
 T_o resistência da rocha à tração
 $\tau_{r\theta}$ tensão de cisalhamento no plano $r\theta$
 V_{cl} volume de argila
 V_f velocidade da onda compressional no fluido
 V_p velocidade da onda compressional na rocha
 V_s velocidade da onda cisalhante na rocha
 V_{st} velocidade da onda Stoneley na rocha

SUMÁRIO

	P.
Dedicatória	i
Agradecimentos	ii
Lista de Ilustrações	iii
Lista de Símbolos	viii
Resumo	1
Abstract	3
1 - INTRODUÇÃO	5
2 - VELOCIDADES ACÚSTICAS EM ROCHAS	9
2.1 - VELOCIDADE DAS ONDAS COMPRESSIONAL, CISALHANTE E STONELEY	9
2.2 - PRINCIPAIS FATORES QUE INFLUENCIAM V_p E V_s	11
2.2.1 - Porosidade	11
2.2.2 - Tensão efetiva	11
2.2.3 - Mineralogia	12
2.2.4 - Tipo de fluido e saturação	13
2.2.5 - Outros fatores	15
2.3 - MEDIDAS DE V_p E V_s EM LABORATÓRIO	16
2.3.1 - Sistema experimental	16
2.3.2 - Comentários das Figuras 9 a 15	22
2.3.3 - Resultados	23
3 - PROPRIEDADES MECÂNICAS DAS ROCHAS	28
3.1 - PROPRIEDADES ELÁSTICAS DINÂMICAS	28
3.1.1 - Coeficiente de Poisson e módulo de Young	28
3.1.2 - Módulo de volume e compressibilidade	29
3.1.3 - Módulo de cisalhamento	32

	p.
3.2 - PROPRIEDADES INELÁSTICAS	34
3.2.1 - Coeficiente de fricção interna da rocha	35
3.2.2 - Resistência à compressão	36
3.2.3 - Resistência à tração	37
3.2.4 - Resistência ao cisalhamento	37
3.2.5 - Parâmetros inelásticos listados na literatura	38
4 - ANÁLISE DE TENSÕES	39
4.1 - CAMPO DE TENSÕES AFASTADO DO POÇO	39
4.1.1 - Tensão vertical	39
4.1.2 - Tensões principais horizontais	40
4.1.2.1 - Teste de micro-fraturamento hidráulico	40
4.1.2.2 - Teste de fraturamento hidráulico	42
4.1.2.3 - Teste de absorção	43
4.1.2.4 - Modelo elástico de deformação uniaxial	43
4.1.2.5 - Modelo elástico de deformação plana	43
4.2 - TENSÕES NA VIZINHANÇA DO POÇO	44
4.2.1 - Influência do poço para o campo de tensões	44
4.2.2 - Influência da lama do poço	44
4.2.3 - Solução final	45
4.2.4 - Representação em círculo de Mohr	56
5 - ESTABILIDADE MECÂNICA DE POÇOS	57
5.1 - TIPOS DE INSTABILIDADE FÍSICA DE POÇOS	57
5.1.1 - Fraturamento induzido	57
5.1.2 - Alargamento do diâmetro do poço	58
5.1.3 - Ovalização do poço	58
5.2 - CRITÉRIOS DE RUPTURA	59
5.2.1 - Critério de Coulomb	59
5.2.2 - Critério de Griffith	60

	P.
5.2.3 - Critério de Fairhurst	61
5.3 - ANÁLISE DE ESTABILIDADE EM SITUAÇÕES-EXEMPLO	63
6 - APLICAÇÃO	69
6.1 - CORREÇÃO DO EFEITO DO HIDROCARBONETO SOBRE V_p , ρ_b E V_s ...	69
6.2 - CÁLCULO DOS PARÂMETROS ELÁSTICOS	73
6.2.1 - Fator α de Biot	73
6.3 - PRESSÃO DE POROS EFETIVA	79
6.4 - PRESSÃO DE ABSORÇÃO	81
6.5 - AVALIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DA FORMAÇÃO	82
6.6 - TENSÕES PRINCIPAIS	83
6.6.1 - Avaliação do campo de tensões afastado do poço	83
6.6.2 - Avaliação do campo de tensões próximo da parede do poço	88
6.7 - RESULTADOS	88
6.7.1 - Usando o critério de Coulomb	88
6.7.2 - Usando o critério 3D de Griffith	93
6.7.3 - Usando o critério de Fairhurst	94
6.8 - ANÁLISE DOS RESULTADOS	96
7 - CONCLUSÕES	100
Referências Bibliográficas	104
Anexo	107

**UM ESTUDO DA ESTABILIDADE MECÂNICA DE POÇOS A PARTIR DE
PERFIS GEOFÍSICOS EM FORMAÇÕES POUCO CONSOLIDADAS**
(TESE DE MESTRADO : Out./92)

• JOSÉ AGNELO SOARES
Orientador : Dr. Stefan M. Luthi

*Departamento de Geofísica - Centro de Geociências/UFPA
Caixa Postal 309 - Belém, Pará, Brasil*

RESUMO

A análise da estabilidade mecânica de um poço pode ser feita a partir do cálculo de parâmetros elásticos da formação utilizando a densidade do meio e as velocidades de propagação das ondas compressional e cisalhante na formação rochosa, os quais podem ser obtidos de perfis geofísicos do poço. Em formações sedimentares pouco consolidadas as ferramentas de perfilagem sônica convencionais (monopolares) não conseguem registrar com acuidade a velocidade da onda cisalhante pois a primeira chegada dessa onda é camuflada pela chegada de outras ondas que podem ser mais rápidas que a onda cisalhante num poço perfurado neste tipo de formação. Medidas das velocidades sônicas são feitas em laboratório em amostras da formação, sob condições semelhantes às condições *in situ*, servindo como ajuste das velocidades registradas no poço pela ferramenta de perfilagem sônica. Para a análise de estabilidade da formação, perfis auxiliares são necessários como o perfil de porosidade, saturação de fluidos e perfis de composição mineralógica da formação rochosa. Exige-se ainda dados de testes de avaliação da formação e de condições do reservatório, mas que são comuns em poços de petróleo, como o teste de formação e os testes de pressurização do poço, tais como o teste de micro-fraturamento hidráulico ou o teste de absorção.

A avaliação das tensões principais efetivas que atuam distante do poço, e que não são afetadas pela sua presença, é feita através da associação de um modelo de deformação elástica apropriado e o resultado do teste de pressurização disponível para o poço em estudo. Utilizando resultados clássicos da teoria da elasticidade geral pode-se calcular o campo de tensões modificado na vizinhança da parede do poço devido ao efeito da própria presença do poço ali perfurado e da diferença de pressão existente entre o interior do poço e a formação rochosa.

A determinação das propriedades mecânicas da formação a partir das velocidades sônicas e a avaliação do campo de tensões assumindo um modelo elástico de deformação, supõem o meio rochoso no qual as ondas se propagam como elástico, homogêneo e isotrópico. Esta suposição representa a principal aproximação assumida pela metodologia descrita neste trabalho.

De posse das propriedades mecânicas da formação e do campo de tensões que age na vizinhança do poço resta definir o critério segundo o qual a rocha sofre instabilidade mecânica quando submetida aquele campo de tensões. Isto permite determinar se, nas condições avaliadas do poço e da formação, haverá quebra da parede do poço por excesso de tensão e, se houver, qual a sua extensão.

Assim o problema é como analisar o comportamento mecânico de um poço em uma formação pouco consolidada a partir de perfis geofísicos os quais podem ter problemas no registro das propriedades físicas do meio em formações deste tipo. A metodologia proposta é aplicada a dois intervalos de profundidade pertencentes a dois poços onde arenitos e folhelhos se intercalam e nos quais todos os dados necessários estão disponíveis. Os resultados obtidos mostram que, exceto quando outros mecanismos de quebra da parede do poço agem na formação, a metodologia proposta consegue com sucesso detectar zonas de ocorrência de instabilidade mecânica do poço provocadas por um campo de tensões que excede a resistência mecânica da formação.

A STUDY OF BOREHOLE MECHANICAL STABILITY FROM WIRELINE LOGS IN POORLY CONSOLIDATED ROCKS
(MASTER THESIS : Oct./92)

• JOSÉ AGNELO SOARES
Adviser : Dr. Stefan M. Luthi

Departamento de Geofísica - Centro de Geociências/UFPA
Caixa Postal 309 - Belém, Pará, Brasil

ABSTRACT

The stability of boreholes can be evaluated from the rocks' mechanical properties, which are compared to the acting stress field using an appropriate failure criterion.

The elastic parameters can be measured on rock samples in the laboratory (static parameters) or can be calculated from acoustic velocities and the formation bulk density (dynamic parameters). Dynamic elastic parameters can be obtained from wireline logs, but in poorly consolidated rocks the arrival of the shear wave is often masked by the Stoneley wave, which may travel faster and has a higher amplitude. The giant Campos basin offshore Brazil contains such rocks. We performed laboratory measurements of acoustic velocities on samples from this basin and we use them to correct the shear velocities obtained from waveform processing. Based on this we calculate elastic properties (e.g. Poisson's ratio, bulk modulus) of the rocks which we assume to be homogeneous and isotropic. Mechanical properties such as the shear, compressional and tensional strength are obtained from empirical relations with mineralogy and the elastic parameters.

The stress field was evaluated using an uniaxial strain model and actual formation pressure data. From this, near-wellbore stresses were calculated using the modified Kirsch equations. The stress concentrations around the wellbore are illustrated for a number of representative cases. Wellbore failure occurs when these local stresses exceed the formation strength.

Three different failure criteria were tested: The Mohr-Coulomb, the Griffith and the Fairhurst criterion. They respectively represent failure due to shear, tension and a combination of compression and tension. Actual wellbore instability was determined from the differential caliper measurement. Two sequences were analyzed, both consisting of intercala-

tions of sands and shales. We found that the Fairhurst criterion offered the best match with the actually observed wellbore failure, and we propose it as a method to predict borehole instability for this basin.

1 - INTRODUÇÃO

O estudo das propriedades mecânicas das rochas é de grande interesse prático para atividades de diversas áreas do conhecimento humano, dentre elas, engenharia, geologia e geofísica. Operações como perfuração, completação e produção de poços de petróleo incluem o conhecimento das propriedades mecânicas das rochas como um importante fator para a sua economicidade.

A indústria petrolífera não testemunha um poço em toda a sua extensão pois a operação de testemunhagem é demorada e cara, de forma que o conhecimento das propriedades mecânicas dos diversos estratos rochosos torna-se inviável de ser obtido apenas através de ensaios estáticos em laboratório. No entanto, perfis geofísicos podem fornecer informações de forma contínua num poço que permitem o cálculo das propriedades elásticas dinâmicas das rochas em todo o intervalo perfilado.

Deve-se fazer a distinção entre as propriedades elásticas estáticas das propriedades elásticas dinâmicas, uma vez que as suas magnitudes podem ser diferentes.

Chama-se propriedade elástica estática aquela medida em laboratório através da aplicação de tensão sobre a amostra de rocha a fim de obter-se uma curva tensão versus deformação como a mostrada na Figura 1.

Quando uma amostra de rocha é submetida a uma tensão compressiva a mesma sofre deformação. Durante o estágio inicial de aplicação da tensão a deformação é não-linear (trecho \overline{AB} na Figura 1), e esse comportamento deve-se, entre outros efeitos, ao fechamento das microfaturas contidas na amostra. A proporção que a tensão aplicada é aumentada, a curva tensão versus deformação torna-se linear. O coeficiente de proporcionalidade entre a tensão e a deformação nesse intervalo de deformação elástica chama-se módulo de Young (E). Este módulo pode ser entendido como uma medida da oposição da rocha à deformação linear causada pela tensão aplicada. Na Figura 1, a tensão axial é obtida pela divisão do valor da carga aplicada pela área do corpo de prova, e a deformação, pela divisão do deslocamento axial pelo comprimento do corpo de prova.

Continuando a aumentar a intensidade da tensão aplicada à amostra atinge-se um valor crítico de tensão após o qual o comportamento da curva tensão versus deformação volta a ser não-linear. Isto ocorre, por exemplo, devido ao crescimento de microfaturas induzidas que por sua vez vão gerar as fraturas ou colapso da amostra. Pode também ocorrer deformação visco-elástica ou plástica da amostra.

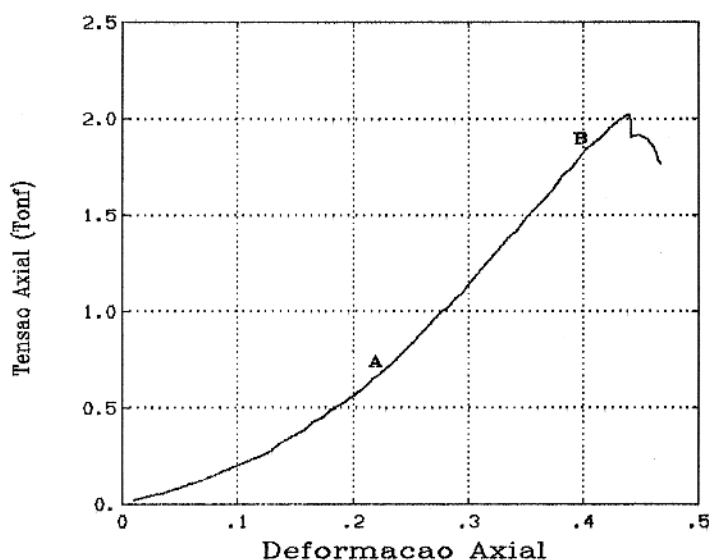


Figura 1 - Curva tensão versus deformação para amostra de rocha.

Adaptado de Dillon & Bloch (1989).

A aplicação de tensão compressiva sobre uma amostra de rocha em uma dada direção provoca contração da amostra na direção da tensão aplicada e expansão nas direções perpendiculares. O efeito inverso ocorre se a tensão é de tração. A razão entre as deformações perpendicular e paralela à tensão é chamada coeficiente de Poisson (ν) e assume valores menores ou igual a 0,5.

Estes dois parâmetros, E e ν , são suficientes para caracterizar de forma completa o comportamento elástico de um material isotrópico mas outros parâmetros também são comumente usados, no entanto eles estão relacionados a estes.

As *propriedades elásticas dinâmicas* são determinadas através da observação da propagação de um pulso através das rochas. Isto pode ser feito em laboratório ou *in situ* através

da introdução de uma sonda no poço que fornece perfis contínuos das velocidades de propagação das ondas acústicas nas rochas da vizinhança do poço. As maiores vantagens do método dinâmico são: 1) possibilitar que as medidas sejam feitas dentro do poço com todas as condições ambientais preservadas e 2) evitar as operações de testemunhagem contínua com posterior preservação dos testemunhos.

Considerando-se a rocha um meio homogêneo e isotrópico os parâmetros elásticos são dinamicamente obtidos em função das velocidades das ondas compressional (V_p) e cisalhante (V_s) e da densidade da rocha (ρ_b) segundo as equações da teoria da elasticidade. Estes parâmetros são o módulo de Young (E), o módulo de cisalhamento (G), a razão de Poisson (ν) e a compressibilidade (c), ou o seu inverso, o módulo de volume (K). E e K são dependentes de V_p , V_s e ρ_b , enquanto que G depende de ρ_b e V_s . ν depende apenas da razão V_p/V_s . Um outro parâmetro comumente usado é a constante de Lamé (λ) que pode ser obtida como função de E e ν , sendo portanto dependente de V_p , V_s e ρ_b .

As ferramentas de perfilagem sônica têm um problema clássico de leitura de V_s em rochas pouco consolidadas, pois para este tipo de rocha V_s é muito pequena e outros tipos de onda que se propagam no poço e na lama podem alcançar os detetores da ferramenta antes da chegada da onda cisalhante da formação, camuflando esta última. Assim, perfis foram obtidos de dois poços localizados numa área de ocorrência de formações pouco consolidadas e medidas de V_p e V_s em laboratório foram feitas em amostras testemunhadas destes poços com o objetivo de confrontá-las com as velocidades do perfil sônico.

Os módulos elásticos ou constantes elásticas (chamados assim porque não variam com a tensão aplicada) não correspondem à resistência da rocha aos diversos tipos de tensão, são apenas constantes de proporcionalidade entre tensão e deformação válidos no intervalo de elasticidade correspondente ao trecho linear da curva tensão versus deformação como o da Figura 1. A resistência da rocha a determinado tipo de tensão é entendida como a tensão máxima que a rocha pode suportar antes da quebra. Tem-se observado que os materiais mais frágeis exibem uma tendência à quebra por tração-compressão, enquanto que os mais dúcteis tendem ao colapso por cisalhamento (Coates & Denoo, 1981).

A formação rochosa em sub-superfície está submetida a um campo triaxial de tensões

onde para terrenos suaves e homogêneos (o que se espera no caso das bacias sedimentares passivas) um eixo de tensão principal é aproximadamente vertical e os outros dois são horizontais ou sub-horizontais. A tensão vertical (σ_v) pode ser calculada a partir do peso das camadas rochosas subjacentes (Economides, 1988), enquanto que as tensões horizontais principais podem ser iguais e de magnitude correspondente ao efeito da tensão vertical na direção dos eixos horizontais principais. Isto ocorre se a formação é homogênea, isotrópica e sem forças externas atuantes (tectonismo). No entanto isto pode não corresponder a muitos casos na natureza, onde devido a forças tectônicas as tensões principais horizontais são diferentes. Portanto haverá uma tensão principal horizontal máxima (σ_H) e perpendicular a esta uma tensão principal horizontal mínima (σ_h).

Quando um poço é perfurado há uma perturbação do campo de tensões na sua vizinhança, de forma que a parede do poço fica submetida a um campo de tensões de magnitude bem mais elevada do que a do campo de tensões distante do poço (σ_v , σ_H e σ_h). Por conveniência de simetria o campo de tensões na vizinhança do poço pode ser analisado utilizando coordenadas cilíndricas o que fornecerá uma tensão radial (σ_r) e uma tensão tangencial (σ_θ).

O conhecimento das propriedades mecânicas dos diversos estratos rochosos atravessados pelo poço bem como das tensões a que estão submetidos conduz à possibilidade de se *prever quebra da parede do poço* e obter meios de controle. Para isso, é preciso que seja definido o critério de ruptura, ou seja, a relação entre as tensões principais capaz de levar a rocha à instabilidade mecânica.

Este trabalho consiste na análise e aplicação desta técnica de estimativa das propriedades mecânicas de poços, definindo os critérios a serem considerados para a obtenção de resultados consistentes com os dados de geometria de poço dos poços analisados.

2 - VELOCIDADES ACÚSTICAS EM ROCHAS

2.1 - VELOCIDADES DAS ONDAS COMPRESSIONAL, CISALHANTE E STONELEY

Quando um elemento infinitesimal de um meio sofre uma deformação este distúrbio é transmitido aos outros elementos da sua vizinhança e a continuidade deste efeito permite a propagação de ondas no meio. Estas ondas se caracterizam pelo transporte de energia através da vibração das partículas do meio em torno de suas posições de equilíbrio.

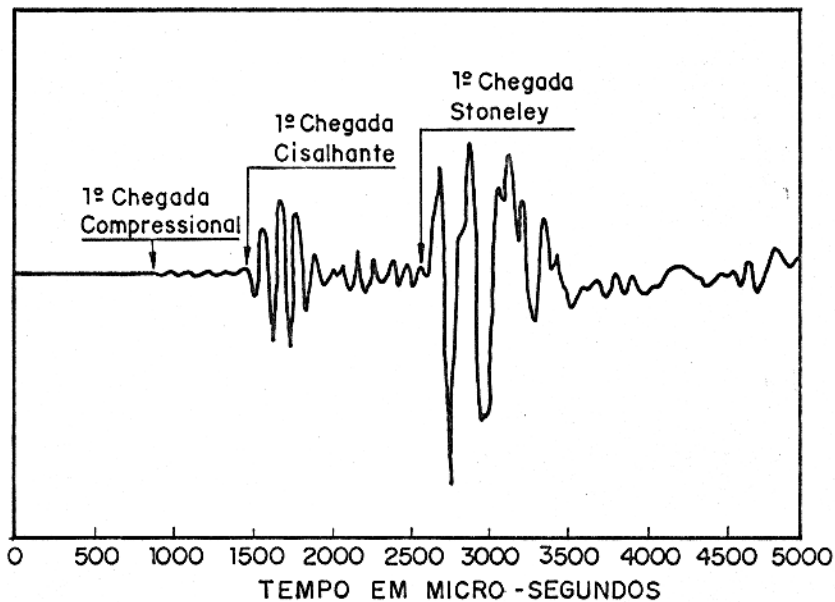


Figura 2 - Exemplo de registro completo da onda. Adaptado de Ellis (1987).

Há dois mecanismos principais de transmissão de energia através das ondas elásticas: a onda compressional (ou P), que se propaga através de deslocamentos das partículas do meio na mesma direção da sua propagação, ou seja, por movimentos de compressão-dilatação; e a onda cisalhante (ou S) na qual as partículas se deslocam perpendicularmente à direção de sua propagação, ou por cisalhamento. Vários outros tipos de onda menos importantes também são gerados quando o impulso acústico se propaga num poço, dentre eles a onda pseudo-Rayleigh, a onda compressional da lama e a onda Stoneley que se propaga na parede do poço e que, em formações bem consolidadas, possui velocidade (V_{st}) menor que a velocidades cisalhante da formação (V_s) e compressional da lama (V_f).

Para rochas bem consolidadas V_p , V_s e V_{st} são medidas no poço através de perfis sônicos de registro completo da onda, tipo SDT (marca da Schlumberger) por exemplo. A Figura 2 mostra o tipo de registro completo da onda esperado para rochas bem consolidadas, onde a primeira chegada da onda compressional na rocha é registrada primeiro e esta possui, normalmente, baixa amplitude. Em seguida registra-se a chegada da onda cisalhante que possui uma maior amplitude, o que ajuda na definição do seu ponto de chegada. A onda Stoneley vem a seguir com outros tipos de onda menos importantes para uma formação bem consolidada.

No caso de rochas pouco ou não consolidadas a chegada da onda Stoneley pode ocorrer primeiro que a chegada da onda S da formação mascarando esta última. Quando isso ocorre pode-se utilizar a velocidade Stoneley a fim de fazer o cálculo de V_s (Liu, 1984)

$$\frac{1}{V_s} = \sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_f} \left(\frac{1}{V_{st}^2} - \frac{1}{V_f^2} \right)} \quad (1)$$

onde ρ_b é o peso específico (ou densidade como é chamado em geofísica) da rocha e ρ_f é a densidade da lama do poço.

A solução acima foi deduzida para frequência nula e as ferramentas sônicas de perfuração costumam trabalhar em torno de 5 a 20 KHz; no entanto, segundo Anderson (1984) V_s é apenas levemente dispersiva, especialmente a baixas porosidades (menos de 30%).

2.2 - PRINCIPAIS FATORES QUE INFLUENCIAM V_p E V_s

2.2.1 - Porosidade

Na maioria dos reservatórios a porosidade é o fator de maior influência nas velocidades sônicas. Em geral, para uma dada mineralogia, V_p e V_s tendem a diminuir com o aumento de porosidade, como mostrado na Figura 3.

2.2.2 - Tensão efetiva

Observando-se a Figura 4 vê-se que o efeito da tensão efetiva é de aumentar tanto V_p quanto V_s e que este aumento é não-linear. A rápida variação observada para pequenos valores de tensão efetiva provavelmente está associada ao fechamento de micro-fissuras da amostra de rocha, após o que os valores de velocidade tendem a estabilização mesmo com o aumento da tensão efetiva.

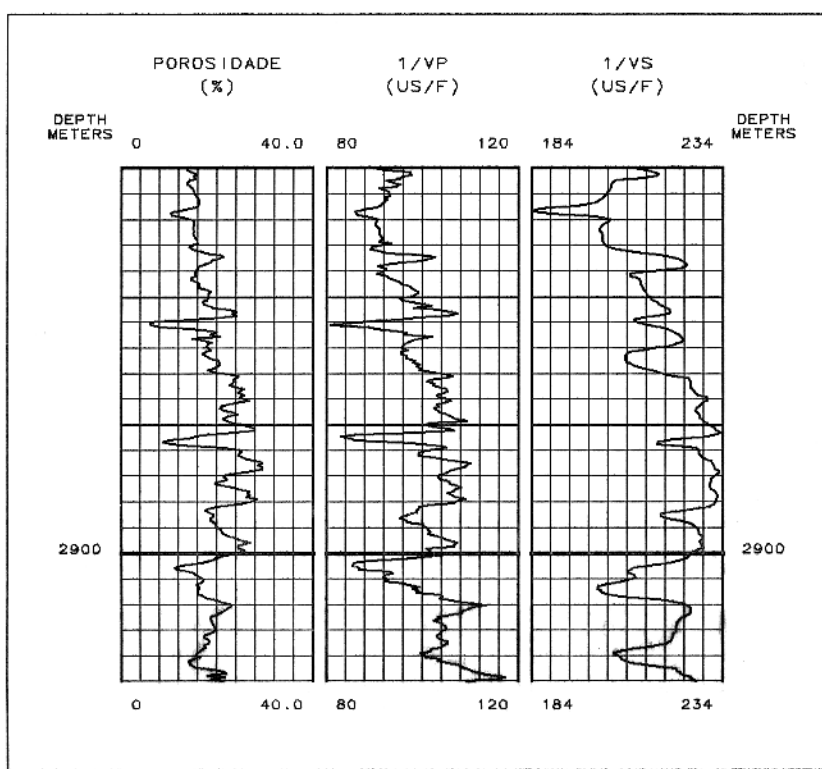


Figura 3 - Dependência de V_p e V_s em relação à porosidade.

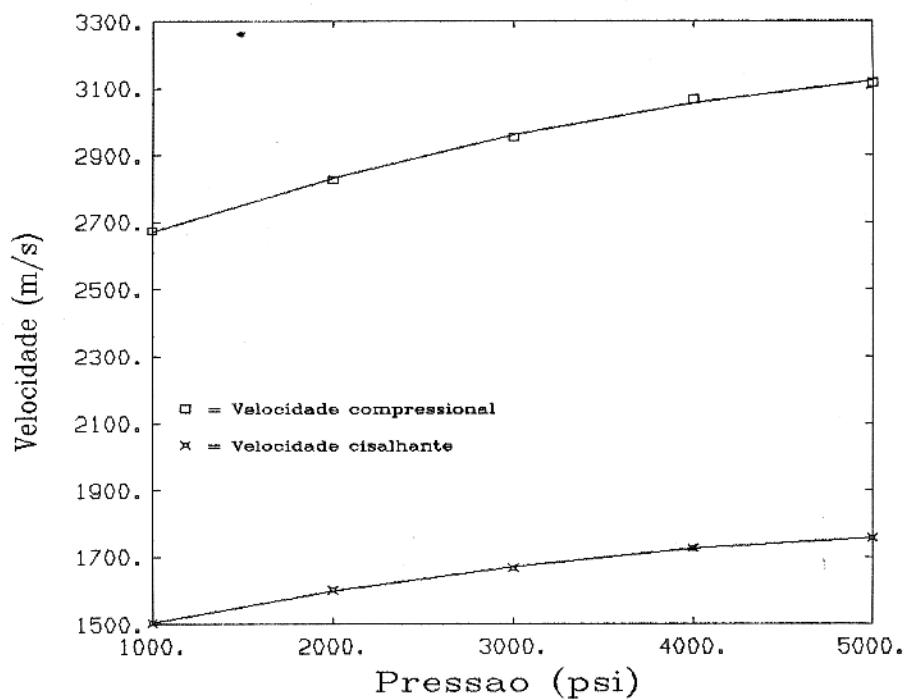


Figura 4 - Dependência das velocidades sônicas em relação à tensão efetiva.

2.2.3 - Mineralogia

Pickett (1963) foi o pioneiro a mostrar a dependência da razão V_p/V_s com relação à variação de litologia.

A Figura 5 mostra a dependência de $1/V_p$ em relação à mineralogia. Note-se que V_p diminui com o aumento do volume de argila V_{cl} . Esta observação está de acordo com o comportamento acústico das rochas descrito por Jorden & Campbell (1986).

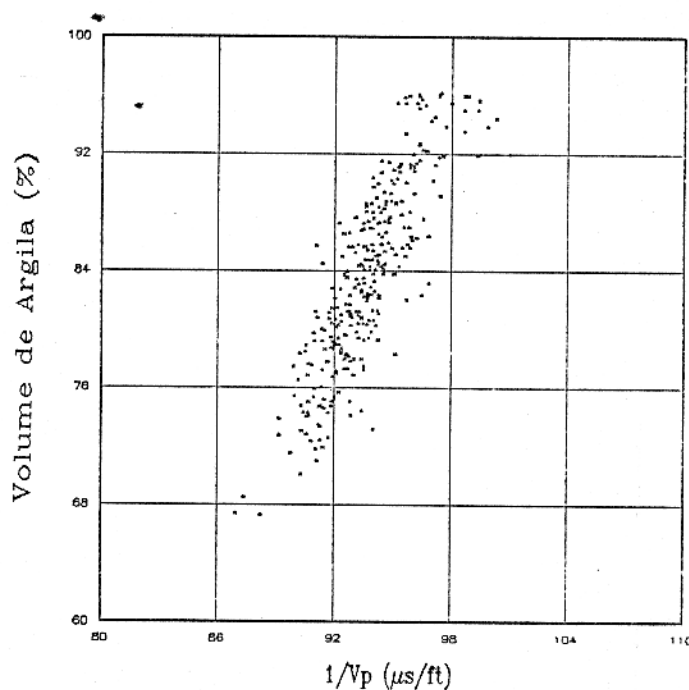


Figura 5 - $1/V_p$ vs. V_{cl} para pacote de folhelho do poço B.

A influência da litologia sobre as velocidades sônicas é também mostrada na Figura 6 onde duas nuvens de pontos bem distintas representam os folhelhos (superior) e os arenitos (inferior).

2.2.4 - Tipo de fluido e saturação

O efeito do acréscimo de pequenas quantidades de gás na rocha sobre V_p e V_s em função da porosidade ϕ foi mostrado por Anderson (1984) onde se vê que maior dispersão ocorre a baixas frequências.

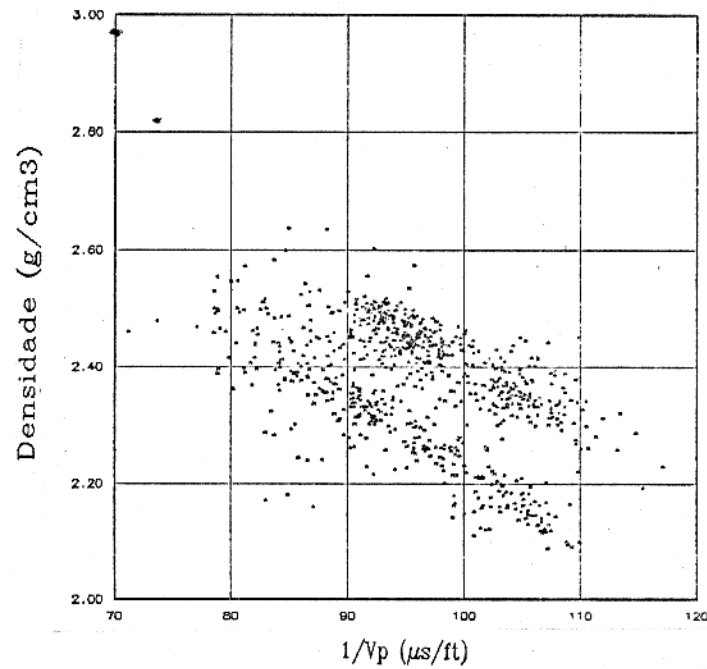


Figura 6 - $1/V_p$ versus ρ_b para o poço A.

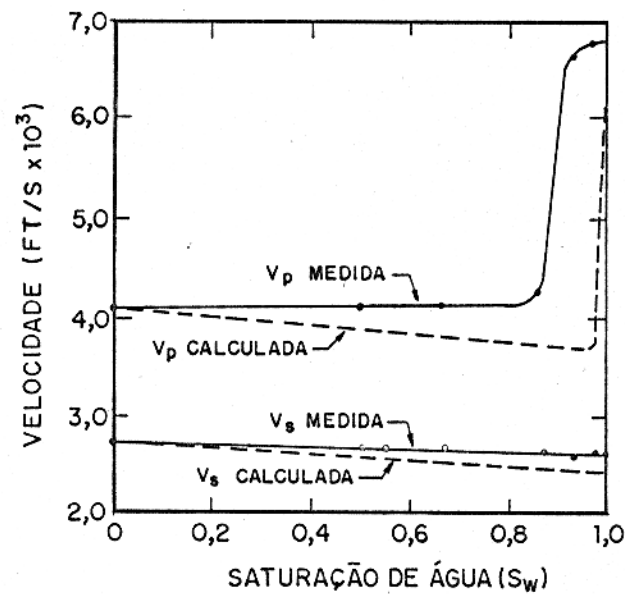


Figura 7 - V_p e V_s vs. saturação para um pacote arenoso. Adaptado de Timur (1989).

O tipo de fluido contido no espaço intergranular é importante por causa do intervalo de densidades e/ou compressibilidades possíveis. Timur (1989) mostrou (Figura 7) que V_p

e V_s possuem um comportamento pouco sensível à saturação de água, no entanto em torno de $S_w = 90\%$ (ou $S_g = 10\%$), há uma queda em V_p e isto ocorre devido a introdução de uma pequena quantidade de gás (hidrocarboneto leve ou ar) cuja compressibilidade é muito maior que a compressibilidade da água. Considerando

$$c_f = S_w c_w + (1 - S_w) c_g \quad (2)$$

onde c_g , c_w e c_f são as compressibilidades do gás, da água e do fluido do poro respectivamente, pode ser visto o efeito da introdução de gás sobre a compressibilidade do fluido contido no poro. O rápido aumento de c_f causado por uma pequena saturação de gás é responsável pela queda abrupta de V_p , mas o aumento posterior da quantidade de gás não provoca mudanças consideráveis em c_f e V_p , como mostrado na Figura 7. Assim, a uma dada porosidade, a substituição de um líquido, o qual possui um módulo de volume elevado, por um gás, que é muito compressível, reduz a contribuição do fluido contido nos poros para o módulo de volume da rocha como um todo. As curvas tracejadas da Figura 7 representam V_p e V_s calculadas através do modelo teórico de Biot o qual fornece as seguintes relações

$$V_p = \frac{1}{\rho_b^{1/2}} [K_s + f(K_f)]^{1/2} \quad (3)$$

e

$$V_s = \left(\frac{G}{\rho_b} \right)^{1/2} \quad (4)$$

onde K_s é o módulo de volume do arcabouço sólido da rocha e $f(K_f)$ é uma função que depende do módulo de volume (ou incompressibilidade) do fluido contido nos poros da rocha.

2.2.5 - Outros fatores

Outros dois fatores que podem ter importância na propagação de ondas acústicas no meio rochoso são a textura da rocha e a temperatura. O primeiro considera a influência de ocorrências como fraturas ou rochas pouco consolidadas e a temperatura trabalha no sentido de diminuir tanto V_p quanto V_s , mas em bacias sedimentares a temperatura normalmente é o fator de menor importância.

2.3 - MEDIDAS DE V_p E V_s EM LABORATÓRIO

Neste trabalho foram feitas medidas de V_p e V_s em amostras de rochas retiradas de testemunhos cortados em dois poços. Estas amostras pertencem ao intervalo de profundidade em que os perfis sônico digital (SDT, marca da Schlumberger) e de densidade foram corridos, sendo possível assim comparar as velocidades de laboratório com as velocidades do perfil sônico.

A razão para a escolha destes dois poços, aqui chamados A e B, foi a disponibilidade das amostras e dos perfis desejados além de estarem situados em uma área de conhecida ocorrência de rochas reservatório pouco consolidadas.

2.3.1 - Sistema experimental

O sistema experimental utilizado nas medidas de V_p e V_s é esquematizado na Figura 8. O gerador de pulsos envia o sinal para a câmara que contém a célula com os transdutores cerâmicos de Zirconato Titanato de Chumbo (PZT) que vibram a uma frequência média da ordem de 300 KHz ao receber os impulsos elétricos. A célula de medidas, composta basicamente pelos transdutores cerâmicos e a amostra de rocha, é envolvida por uma borracha protetora e mergulhada na câmara com óleo hidráulico que por sua vez é submetido a pressão e aquecimento. Isto é feito com o objetivo de tentar reproduzir as condições *in situ* da amostra, sendo a pressão confinante e a temperatura previamente estimadas de perfis geofísicos. O sinal é amplificado tanto na entrada como na saída da câmara, isto é necessário para obter-se melhor visualização do sinal da onda que é digitalizado pelo osciloscópio. A amplificação do sinal é indispensável, por exemplo, quando são feitas medidas de V_s em amostras saturadas uma vez que a atenuação do sinal é grande neste caso.

O osciloscópio permite fazer médias sobre milhares de eventos melhorando a relação sinal/ruído e oferecendo uma forma de onda mais representativa. O sinal médio é então lido diretamente no visor do osciloscópio ou enviado para a impressora.

As amostras de rochas foram previamente preparadas para este tipo de medida. Devido a especificações da célula de medidas, as amostras têm 3,81 cm de diâmetro e aproxi-

madamente 5 cm de comprimento. As amostras foram aparadas de forma que as superfícies de seus dois extremos ficassem paralelas e sem defeitos. Uma fina plaqueta de chumbo foi colocada em cada superfície extrema da amostra a fim de melhorar o acoplamento acústico.

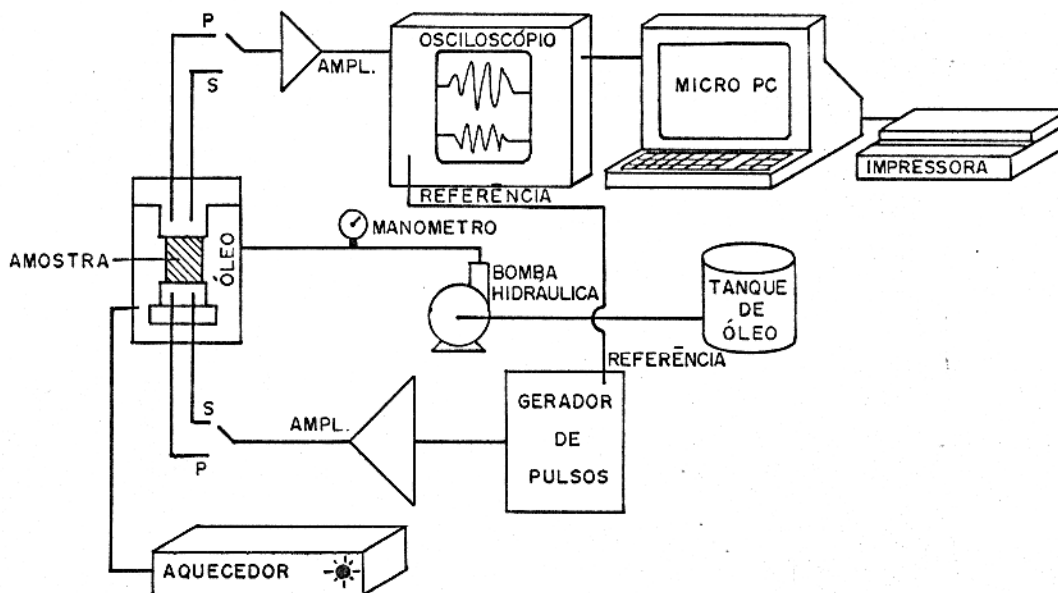


Figura 8 - Sistema experimental utilizado nas medidas de laboratório.

Adaptado de Dillon & Bloch (1989).

Duas células diferentes foram utilizadas nas medidas sendo que uma delas possui transdutores cerâmicos (também chamados de cristais) de onda P e a outra de onda S.

O método mede na realidade o tempo de propagação da onda por todo o sistema eletrônico mais o tempo de propagação na amostra de rocha propriamente dita, por isso é muito importante medir o tempo do sistema T_s sempre que alguma modificação for feita. Assim pode-se calcular o tempo real de propagação (ou tempo de trânsito) na amostra T_r , descontando T_s do tempo medido T_m

$$T_r = T_m - T_s \quad (5)$$

$$V = \frac{L}{T_r} \quad (6)$$

onde V é a velocidade de propagação da onda e L é o comprimento da amostra.

Medidas foram feitas sobre amostras verticais (posição *in situ* e comparáveis às medidas de perfil) e sobre amostras horizontais. Isto dá uma idéia da anisotropia acústica da formação.

Nas Figuras 9 a 15 vê-se o tipo de resposta obtida no visor do osciloscópio digital quando são feitas medições de V_p e V_s com o sistema experimental aqui descrito.

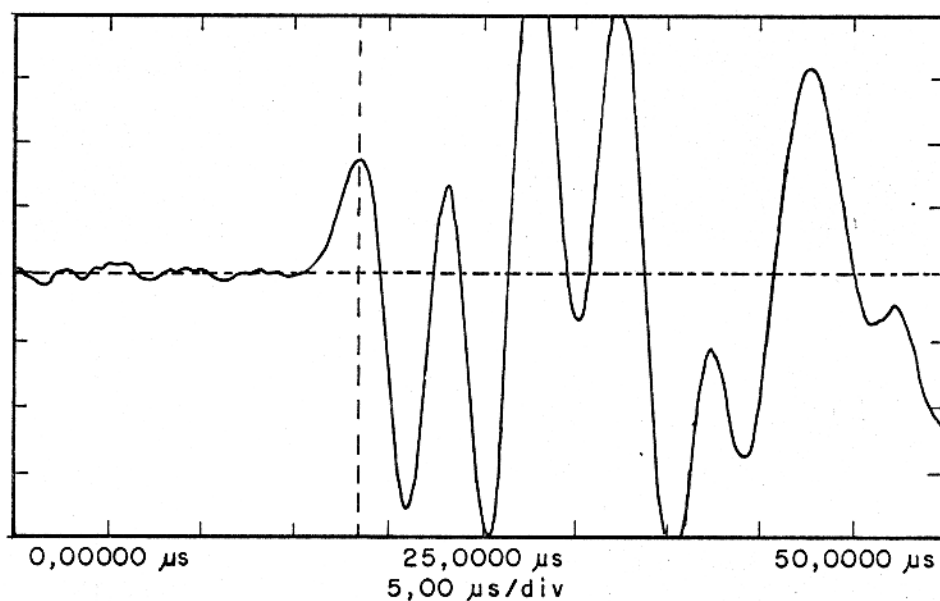


Figura 9 - Forma da onda P medida em amostra vertical de testemunho do poço A.

Profundidade da amostra: 2874,90 m.

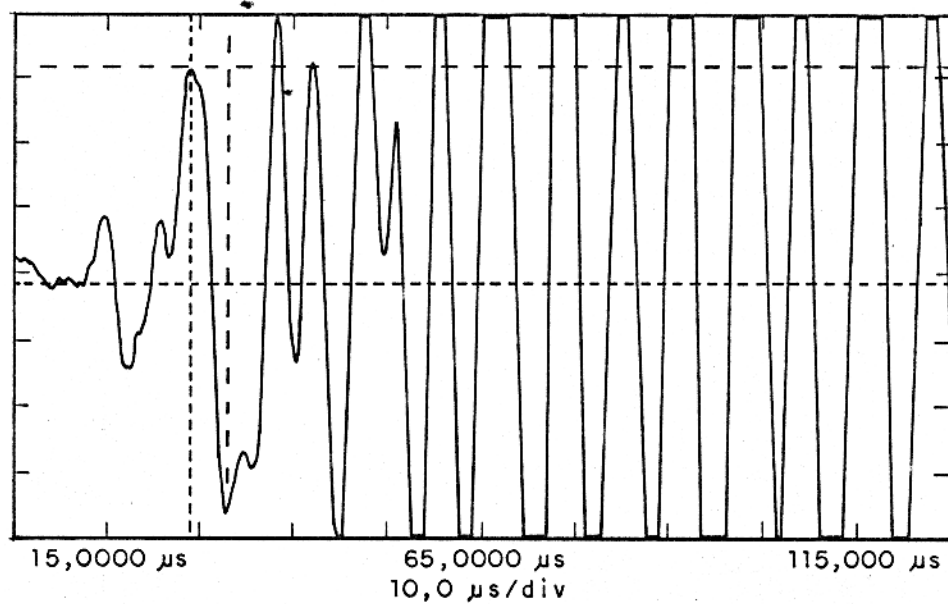


Figura 10 - Forma da onda S medida em amostra vertical de testemunho do poço A.

Profundidade da amostra: 2874,90 m.

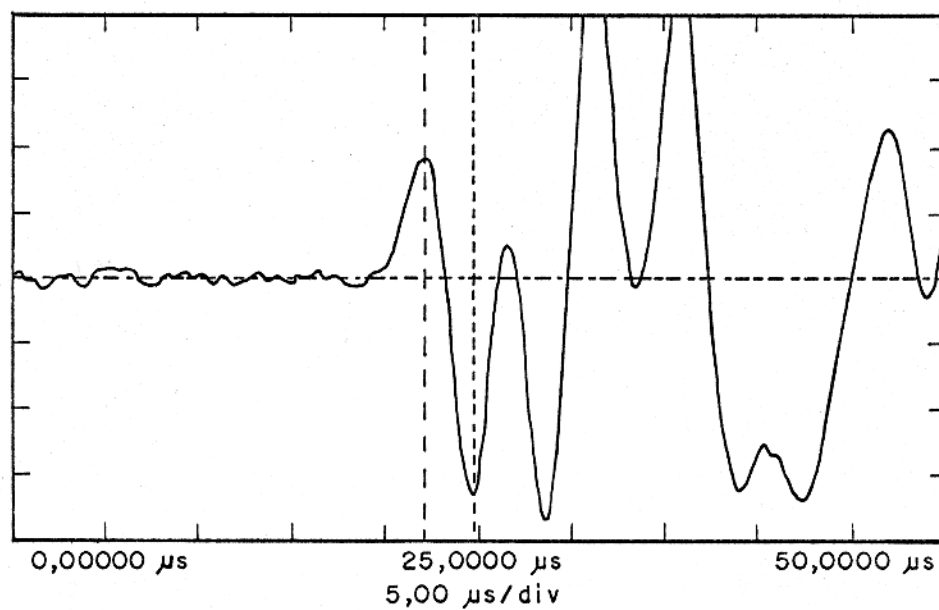


Figura 11 - Forma da onda P medida em amostra horizontal de testemunho do poço A.

Profundidade da amostra: 2885,45 m.

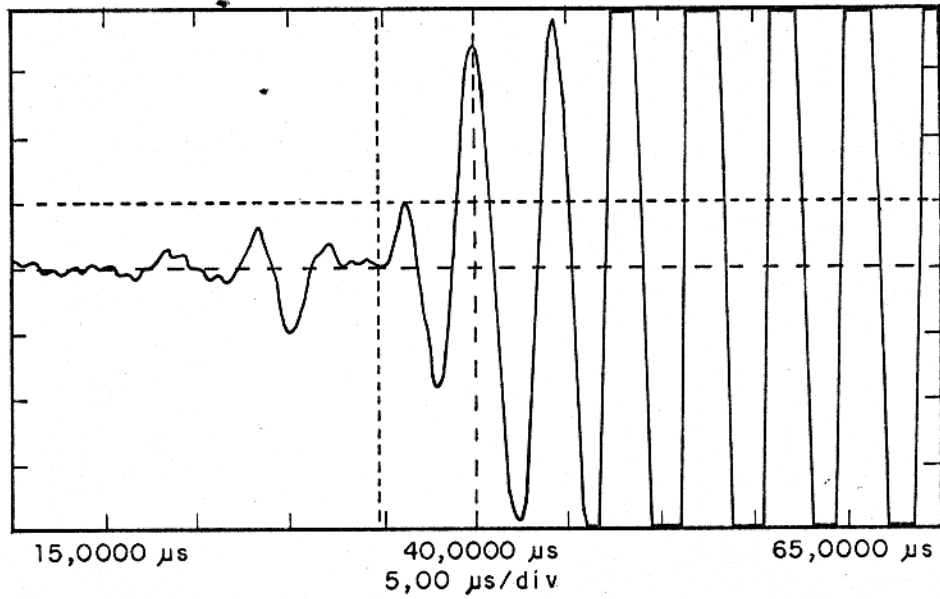


Figura 12 - Forma da onda S medida em amostra horizontal de testemunho do poço A.
Profundidade da amostra: 2885,45 m.

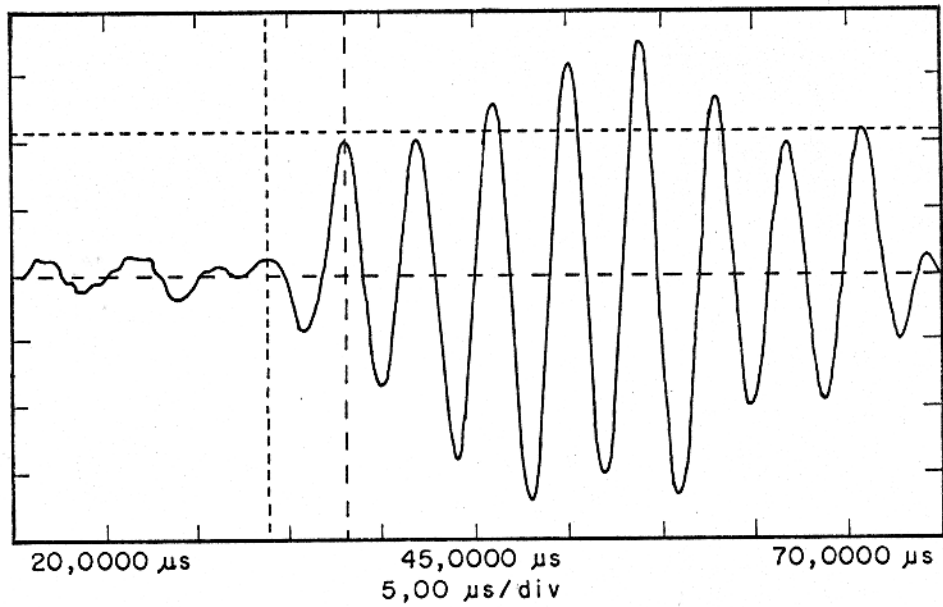


Figura 13 - Forma da onda S medida em amostra vertical de testemunho do poço B.
Profundidade da amostra: 3349,90 m.

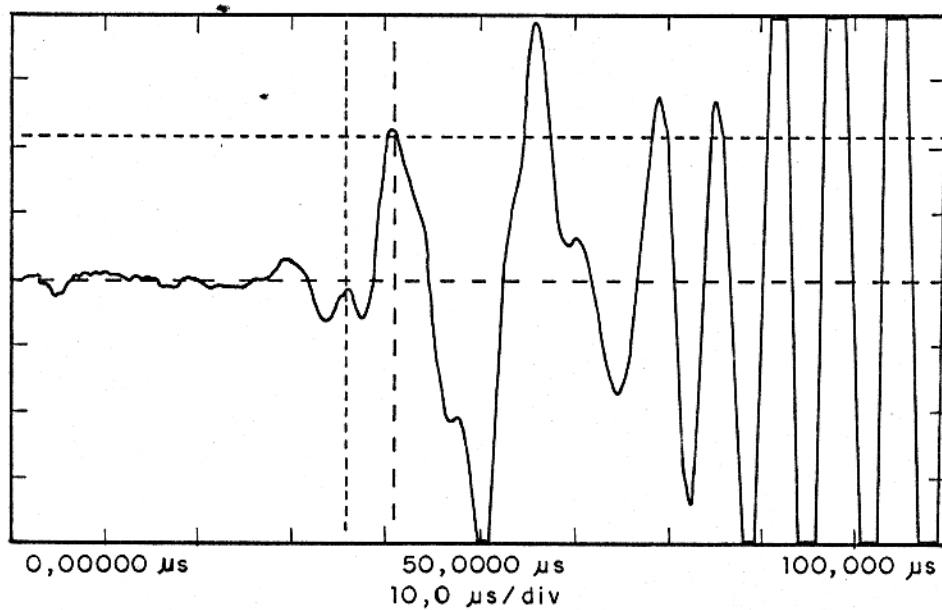


Figura 14 - Forma da onda S medida em amostra horizontal de testemunho do poço B.
Profundidade da amostra: 3349,90 m.

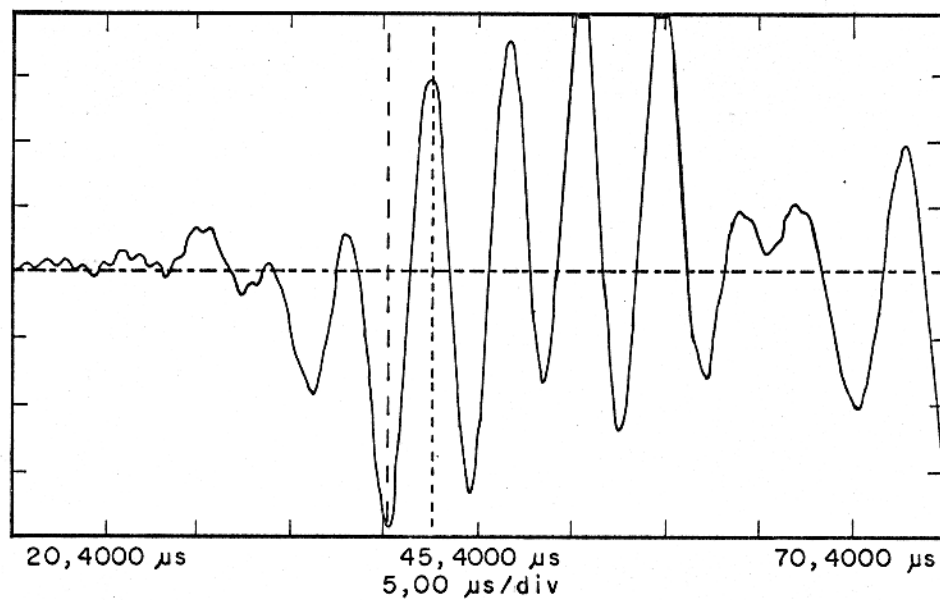


Figura 15 - Forma da onda S medida em amostra vertical de testemunho do poço A.
Profundidade da amostra: 2879,85 m.

2.3.2 - Comentários das Figuras 9 a 15

Figura 9 - A chegada da onda P é bem nítida neste caso, pois a sua amplitude é muito maior que a amplitude do ruído inicial. A velocidade lida pela ferramenta de perfilagem no poço é praticamente a mesma, como pode ser visto através da Figura 16. Este fato sugere que tanto a medida de laboratório quanto a da ferramenta de campo são boas.

Figura 10 - Determinar qual pico da curva da Figura 10 representa a primeira chegada da onda S já não é tão fácil como na Figura anterior, pois a relação sinal/ruído é muito menos favorável do que no caso da onda P . O transdutor de onda S não emite apenas sinal do tipo S pois possui uma polarização P residual que pode interferir nos primeiros picos de onda S , modificando-os.

Figura 11 - A amostra da Figura 11 é horizontal e portanto seu resultado não pode ser diretamente comparado com o correspondente valor de perfil.

Figura 12 - Nesta Figura ocorre o mesmo que na Figura 11, com o agravante da dificuldade na escolha do pico representativo da primeira chegada da onda S .

Figura 13 - Esta Figura mostra que, nas medidas de laboratório, a onda S costuma assumir *formato de peixe*. A dificuldade aqui é fazer a distinção entre o ruído e a primeira chegada da onda.

Figura 14 - A amostra horizontal apresentou uma deformação maior do sinal, prejudicando a definição do pico de chegada S .

Figura 15 - Esta Figura permite supor várias soluções para a primeira chegada da onda S . Pelo menos parte da diferença entre V_s de perfil e V_s de laboratório, as quais podem ser comparadas através da Figura 16, pode ser creditada à incerteza da primeira chegada nesta medida.

2.3.3 - Resultados

Os resultados de laboratório de V_p e V_s para os dois poços estão listados na Tabela 1 ao lado dos valores correspondentes de perfil.

Nota-se da Tabela 1 e Figuras 16 e 17 que há uma razoável correspondência entre V_p do laboratório e V_p do perfil, no entanto V_s do laboratório é consistentemente maior que V_s do perfil. Este resultado é semelhante ao encontrado por Lingle & Jones (1977).

Tabela 1 - Valores de V_p e V_s obtidos de perfil e medidos em laboratório.

Poço	Amostra	Perfil			Laboratório	
		Prof. (m)	V_p (m/s)	V_s (m/s)	V_p (m/s)	V_s (m/s)
A	vertical	2874,90	3349	1532	3374	1706
A	horizontal	2874,90			3129	1694
A	vertical	2877,40	3180	1404	3292	1862
A	vertical	2879,85	3102	1447	3384	1842
A	horizontal	2884,45			2948	1594
A	horizontal	2885,45			3395	1959
B	horizontal	3344,80			2890	1618
B	horizontal	3348,40			2940	1540
B	vertical	3348,40	3058	1714	3067	1814
B	horizontal	3349,90			3081	1593
B	vertical	3349,90	3138	1525	3322	1858
B	horizontal	3351,35			3041	1759

Devido a limitação do equipamento não foi possível introduzir a pressão de poros na amostra, tendo sido utilizada como pressão confinante a diferença entre a pressão de sobrecarga e a pressão de poros.

$$P_{conf} = P_{sobrecarga} - \alpha P_p \quad (7)$$

onde a pressão de poros P_p foi obtida a partir de teste de formação e a pressão de sobrecarga foi calculada pela integração do perfil de densidade, como será pormenorizado no Capítulo 4. A pressão de confinamento P_{conf} imposta às amostras do poço A foi de 3550 psi e às do poço B foi de 3750 psi, enquanto a temperatura para as medidas do poço A foi de 67° C e para as medidas do poço B foi de 50° C. As temperaturas dos poços A e B parecem baixas

para as correspondentes profundidades mas na verdade não o são, pois os referidos poços encontram-se no mar e com espessas lâminas d'água.

A constante α da equação 7, que varia de 0 a 1, foi considerada igual a 1, pois:

a) para valores acima de 3500 psi V_p permanece praticamente constante como pode ser visto na Figura 18, assim para α menor que 1 (o que resultaria em P_{conf} maior) V_p não mudaria substancialmente. Com relação a V_s a situação é menos crítica ainda pois a sua variação com a pressão de confinamento é menos relevante que a de V_p

b) seria impossível a identificação do valor correto de α para este caso.

Em termos da precisão das medidas pode-se comentar que:

a) A precisão das medidas de V_p é maior que a de V_s . A diferença está no fato do sinal P ser emitido puro, apenas com polarização P, enquanto que o sinal emitido pelo cristal S sempre tem componentes P de baixa amplitude que chegam primeiro que o sinal de polarização S, dificultando assim sua identificação.

b) Os resultados obtidos apresentam pequena variação. A repetição das medidas, para as mesmas amostras, tanto para V_p quanto para V_s , apresentam variação nos resultados inferior a 5%.

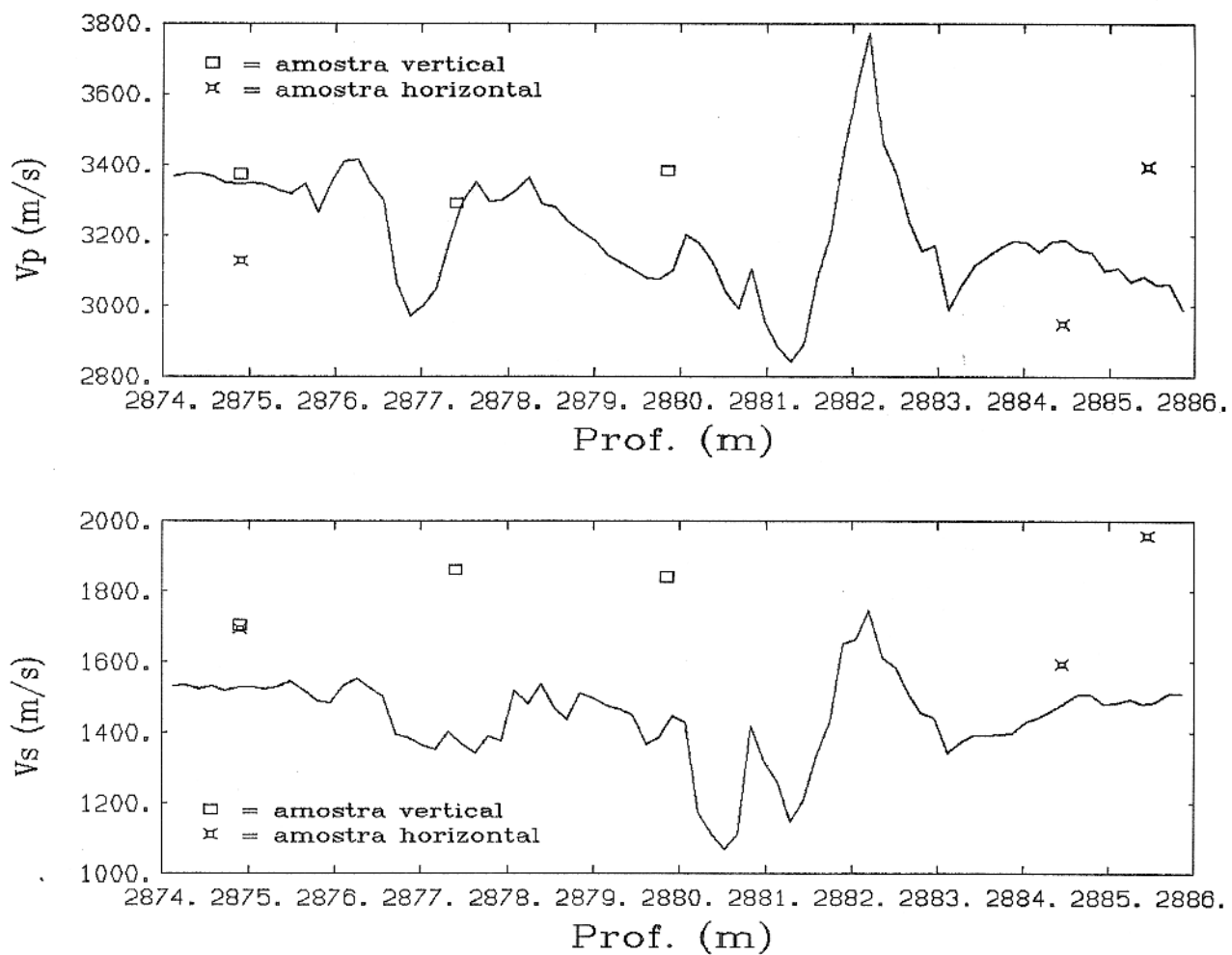


Figura 16 - V_p e V_s medidas em laboratório vs. profundidade, comparadas com as velocidades de perfil, para o poço A.

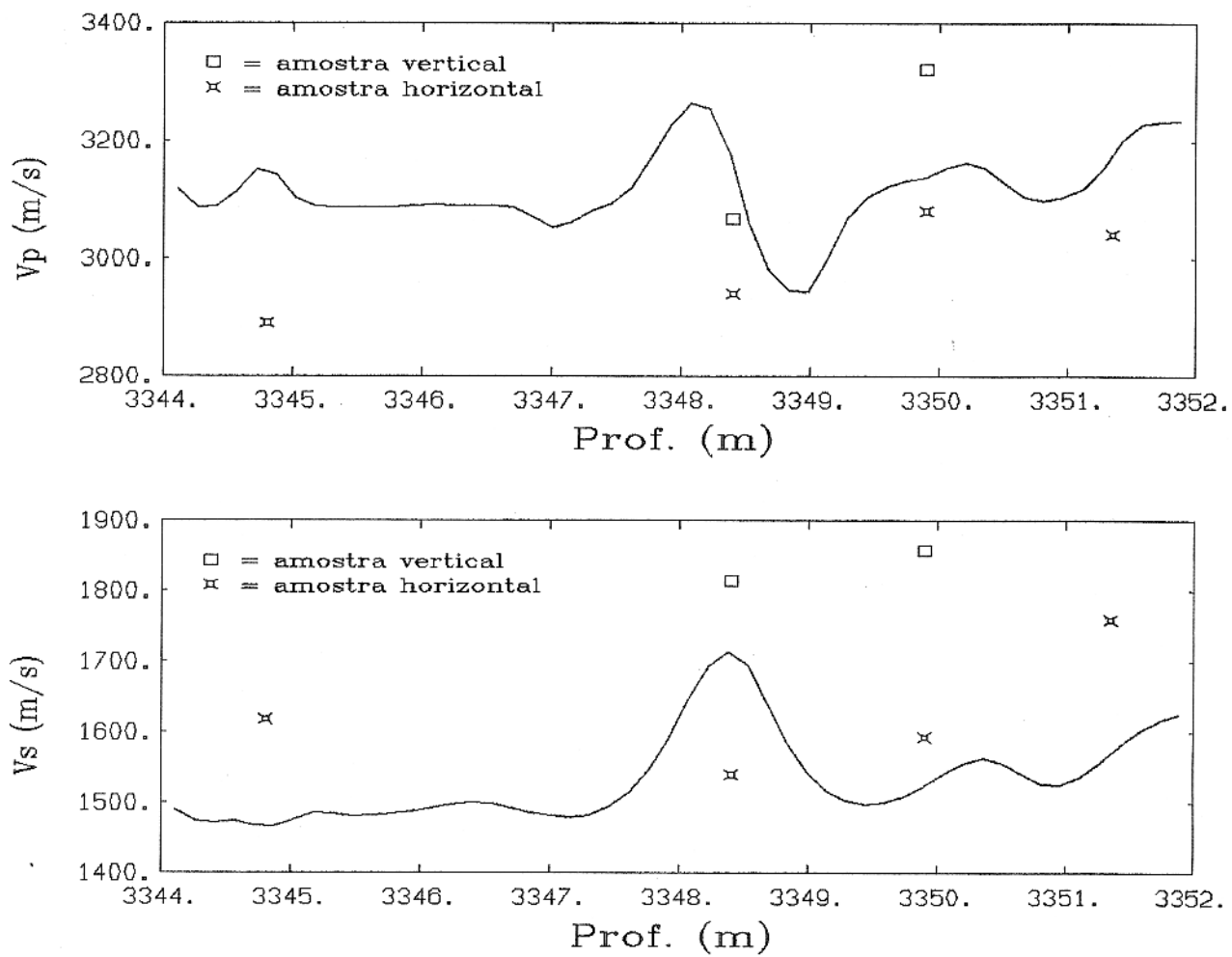


Figura 17 - V_p e V_s medidas em laboratório vs. profundidade, comparadas com as velocidades de perfil, para o poço B.

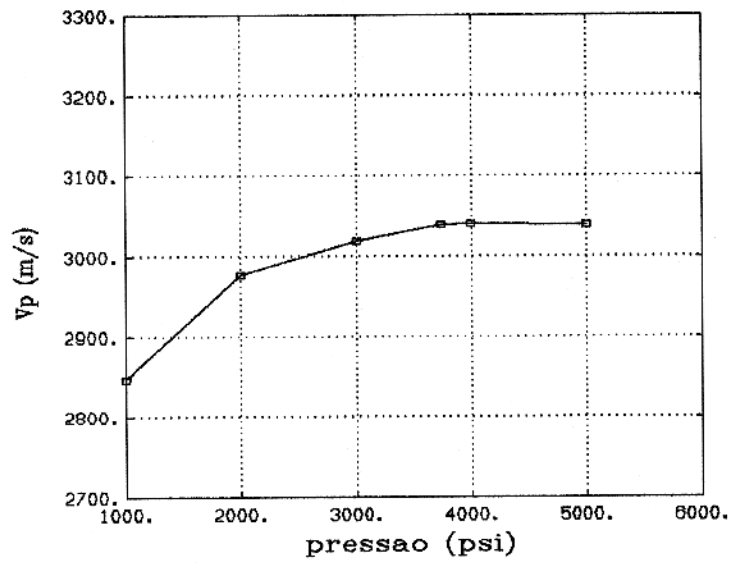


Figura 18 - V_p vs. Pressão de confinamento para amostra do poço B.
Profundidade da amostra: 3351.35 m.

3 - PROPRIEDADES MECÂNICAS DAS ROCHAS

Como foi dito no Capítulo 1 as propriedades elásticas estáticas e dinâmicas podem ter magnitudes diferentes e essa diferença, no intervalo onde há proporcionalidade entre tensão e deformação, deve-se ao fato de que as rochas geralmente não guardam homogeneidade nem isotropia perfeitas. Fora desse intervalo a comparação entre essas duas grandezas não se dá de forma linear e, por isso, fica difícil de ser avaliada.

3.1 - PROPRIEDADES ELÁSTICAS DINÂMICAS

3.1.1 - Coeficiente de Poisson e módulo de Young

Normalmente consideram-se como parâmetros fundamentais o módulo de Young (E) e o coeficiente de Poisson (ν), sendo o primeiro a constante de proporcionalidade entre tensão (σ) e deformação (ε) segundo a lei de Hooke. No caso unidimensional

$$\sigma = E \varepsilon \quad (8)$$

O coeficiente de Poisson no caso 2D é definido como a razão entre a deformação sofrida pelo corpo na direção perpendicular à tensão aplicada (ε_2) e a deformação ao longo da direção paralela à tensão aplicada (ε_1)

$$\nu = -\varepsilon_2/\varepsilon_1 = -\varepsilon_3/\varepsilon_1 \quad (9)$$

pois se o corpo é homogêneo e isotrópico $\varepsilon_2 = \varepsilon_3$. O coeficiente de Poisson, por definição, é considerado positivo. No caso geral 3D as relações entre tensões e deformações como função de E e ν são dadas da seguinte forma

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{E}\sigma_1 - \frac{\nu}{E}\sigma_2 - \frac{\nu}{E}\sigma_3 \quad (10)$$

$$\varepsilon_2 = -\frac{\nu}{E}\sigma_1 + \frac{1}{E}\sigma_2 - \frac{\nu}{E}\sigma_3 \quad (11)$$

$$\varepsilon_3 = -\frac{\nu}{E}\sigma_1 - \frac{\nu}{E}\sigma_2 + \frac{1}{E}\sigma_3 \quad (12)$$

Em termos do tempo de trânsito da onda compressional (Δt_p), da onda cisalhante (Δt_s) e da densidade (ρ_b)

$$E = \left(\frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \right) \left(\frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \right) \times 1,34 \cdot 10^{10} \quad (13)$$

e

$$\nu = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \right) = \frac{1}{2} \frac{\left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 2}{\left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 1} \quad (14)$$

onde a constante $1,34 \cdot 10^{10}$ é um fator de conversão usado quando os tempos de trânsito estão em $\mu\text{s}/\text{ft}$ e ρ_b em g/cm^3 . Os módulos elásticos têm unidade de pressão (psi) e ν é adimensional, assumindo valores entre 0 e 0,5.

3.1.2 - Módulo de volume e compressibilidade

O módulo de volume K é definido pela relação

$$\sigma = -K \frac{\Delta V}{V} \quad (15)$$

onde K está relacionado à tensão σ necessária para provocar a deformação volumétrica $\frac{\Delta V}{V}$ sobre o corpo.

Considerando um bloco tridimensional de um material elástico homogêneo e isotrópico submetido a um campo triaxial de tensões (Figura 19) e analisando individualmente o efeito de cada componente de tensão pode-se mostrar a relação entre K e os parâmetros fundamentais.

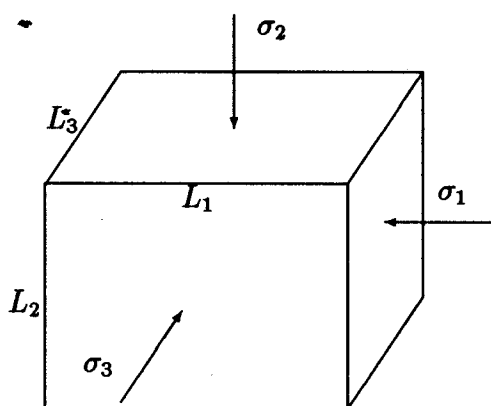


Figura 19 - Esquema de um corpo 3D submetido a um campo de tensões triaxial.

O efeito de σ_1 sobre o bloco na direção paralela a essa componente de tensão é dado por

$$\varepsilon_{11} = -\frac{\sigma_1}{E} \quad (16)$$

onde a tensão de compressão é tomada como positiva, e a deformação correspondente, negativa. O primeiro índice de ε_{ij} representa a direção da deformação e o segundo índice representa a componente de tensão causadora dessa componente de deformação. O sinal negativo é devido a ocorrência de redução do comprimento do bloco na direção de σ_1 . Nas direções perpendiculares σ_1 provoca

$$\varepsilon_{21} = \varepsilon_{31} = -\nu \varepsilon_{11} = \nu \frac{\sigma_1}{E} \quad (17)$$

o efeito de σ_2 e σ_3 sobre o bloco é semelhante ao de σ_1

$$\varepsilon_{22} = -\frac{\sigma_2}{E} \quad (18)$$

$$\varepsilon_{12} = \varepsilon_{32} = -\nu \varepsilon_{22} = \nu \frac{\sigma_2}{E} \quad (19)$$

$$\varepsilon_{33} = -\frac{\sigma_3}{E} \quad (20)$$

$$\varepsilon_{23} = \varepsilon_{13} = -\nu \varepsilon_{33} = \nu \frac{\sigma_3}{E} \quad (21)$$

Assim a deformação em cada direção causada pelas três componentes de tensão é dada por

$$\varepsilon_1 = -\frac{\sigma_1}{E} + \frac{\nu}{E}(\sigma_2 + \sigma_3) \quad (22)$$

$$\varepsilon_2 = -\frac{\sigma_2}{E} + \frac{\nu}{E}(\sigma_1 + \sigma_3) \quad (23)$$

$$\varepsilon_3 = -\frac{\sigma_3}{E} + \frac{\nu}{E}(\sigma_1 + \sigma_2) \quad (24)$$

A deformação volumétrica $\frac{\Delta V}{V}$ pode ser vista como

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{(L_1 + \Delta L_1)(L_2 + \Delta L_2)(L_3 + \Delta L_3) - L_1 L_2 L_3}{L_1 L_2 L_3} \quad (25)$$

onde L_i são os lados do bloco nas direções $i=1,2,3$. A equação 25 pode ser reescrita como

$$\begin{aligned} \frac{\Delta V}{V} = & \frac{L_2 L_3 \Delta L_1 + L_1 L_3 \Delta L_2 + L_1 L_2 \Delta L_3 + L_3 \Delta L_1 \Delta L_2 + L_2 \Delta L_1 \Delta L_3}{L_1 L_2 L_3} + \\ & + \frac{L_1 \Delta L_2 \Delta L_3 + \Delta L_1 \Delta L_2 \Delta L_3}{L_1 L_2 L_3} \end{aligned} \quad (26)$$

como as deformações ΔL_i são assumidas muito pequenas, o termo $\Delta L_1 \Delta L_2 \Delta L_3$ é considerado desprezível e os termos de segunda ordem podem ser desprezados numa aproximação de primeira ordem, ou seja

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{L_2 L_3 \Delta L_1 + L_1 L_3 \Delta L_2 + L_1 L_2 \Delta L_3}{L_1 L_2 L_3} \quad (27)$$

ou

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\Delta L_1}{L_1} + \frac{\Delta L_2}{L_2} + \frac{\Delta L_3}{L_3} \quad (28)$$

como os termos $\frac{\Delta L_i}{L_i}$ correspondem as deformações ε_i ,

$$\frac{\Delta V}{V} = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 = -\frac{1}{E}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) + \frac{2\nu}{E}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \quad (29)$$

$$\frac{\Delta V}{V} = -\frac{\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3}{E}(1 - 2\nu) \quad (30)$$

Considerando agora que o bloco está submetido a um *campo de tensões hidrostático*, ou seja, $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = \sigma$

$$\frac{\Delta V}{V} = -\frac{3\sigma}{E}(1 - 2\nu) \quad (31)$$

que comparado com a equação 15 fornece

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad (32)$$

A compressibilidade (c) é dada pelo inverso de K

$$c = \frac{1}{K} \quad (33)$$

Em termos de ρ_b , V_p e V_s

$$K = \rho_b \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (34)$$

ou seja

$$K = \rho_b \left(\frac{3\Delta t_s^2 - 4\Delta t_p^2}{3\Delta t_s^2 \Delta t_p^2} \right) \times 1,34 \cdot 10^{10} \quad (35)$$

Pela sua definição vê-se que K é sempre positivo, o que da equação 34 resulta

$$V_p^2 > \frac{4}{3} V_s^2 \quad (36)$$

3.1.3 - Módulo de cisalhamento

Um corpo que está submetido a uma tensão de cisalhamento τ sofre deformação angular Φ e o seu módulo de cisalhamento (G) é definido como

$$G = \frac{\tau}{\Phi} \quad (37)$$

ou seja, G é uma medida da oposição a deformação angular provocada pela tensão cisalhante.

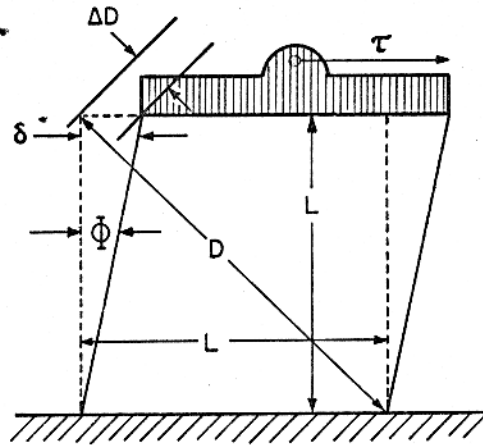


Figura 20 - Esquema de um corpo submetido a tensão de cisalhamento.

Adaptado de Feynman et al. (1965).

Sabe-se que dois pares de forças cisalhantes agindo tangencialmente sobre os lados de um bloco, como o da Figura 20, é equivalente a um par de forças perpendiculares entre si agindo na direção das diagonais do bloco, sendo que em uma diagonal age uma tensão de tração e na outra diagonal age uma tensão de compressão. Levando em consideração esta constatação, pode-se analisar o efeito da tensão de cisalhamento τ sobre uma das diagonais. Pela lei de Hooke para a força paralela à diagonal indicada na Figura 20 tem-se

$$\frac{\Delta D}{D} = \frac{\tau}{E} \quad (38)$$

e para a força perpendicular

$$\frac{\Delta D}{D} = \nu \frac{\tau}{E} \quad (39)$$

assim sobre uma das diagonais do corpo da Figura 20 a deformação total é dada por

$$\frac{\Delta D}{D} = \frac{1 + \nu}{E} \tau \quad (40)$$

A deformação total do corpo será duas vezes esta quantidade, pois a mesma deformação ocorre também na outra diagonal, ou seja

$$\Phi = \frac{\delta}{L} = \frac{2\Delta D}{D} = \frac{2(1 + \nu)}{E} \tau \quad (41)$$

das equações 37 e 41 obtem-se

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (42)$$

Em termos de ρ_b e V_s

$$G = \rho_b V_s^2 \quad (43)$$

ou

$$G = \left(\frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \right) \times 1,34 \cdot 10^{10} \quad (44)$$

A tabela 2 mostra as relações mais comuns entre os vários parâmetros elásticos e sua relação com os dois principais tipos de velocidades sônicas

Tabela 2 - Relações entre os parâmetros elásticos, V_p e V_s .

Parâmetro	Conhecidos		
	E, ν	K, G	ρ_b, V_p, V_s
E	E	$\frac{9KG}{(G+3K)}$	$\frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$
K	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	K	$\rho_b (V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2)$
G	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	G	$\rho_b V_s^2$
ν	ν	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$	$\frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$
V_p^2	$\frac{E(1-\nu)}{\rho_b(1+\nu)(1-2\nu)}$	$(K + \frac{4}{3}G)$	V_p^2
V_s^2	$\frac{E}{2\rho_b(1+\nu)}$	$\frac{\rho_b}{\rho_b}$	V_s^2

3.2 - PROPRIEDADES INELÁSTICAS

As propriedades inelásticas são uma componente que se adiciona às propriedades elásticas modificando o comportamento da rocha quando submetida a um campo de tensões acima do limite elástico. Nos ensaios estáticos ou quase-estáticos (dependendo da taxa de aplicação de tensão) esta componente muitas vezes exerce forte influência nos resultados, fazendo com que os mesmos difiram daqueles calculados através de um modelo elástico.

3.2.1 - Coeficiente de fricção interna da rocha

A fricção que ocorre entre os grãos de uma amostra de rocha, quando esta é submetida a tensão, se constitui num mecanismo inelástico de perda de energia que é conhecido como fricção interna da rocha.

Coulomb (Brown, 1986) foi o primeiro pesquisador a mostrar que quando uma amostra de rocha é submetida a um ensaio de compressão uniaxial a linha de ruptura forma um ângulo maior que 45° com a direção normal à direção da tensão. Essa linha de 45° corresponde a direção em que atua a tensão de cisalhamento máximo τ (Figura 21). Ele considerou que a diferença se devia ao efeito inelástico da fricção interna da rocha e determinou que o ângulo da linha de ruptura com a direção normal à tensão seria dado pela seguinte relação

$$\theta = 45^\circ + \frac{\Psi}{2} \quad (45)$$

onde Ψ é o ângulo de fricção interna da rocha.

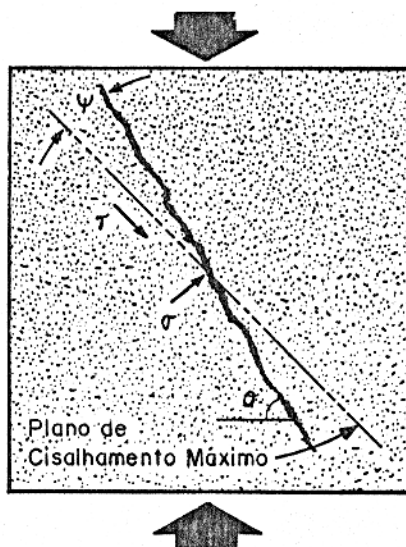


Figura 21 - Linha de ruptura e direção de cisalhamento máximo τ .

O coeficiente de fricção interna μ é tomado como a declividade de θ , ou seja

$$\mu = \tan \theta \quad (46)$$

Para rochas sedimentares a variação de μ não é expressiva (0.5 - 0.7) e para rochas pouco consolidadas $\mu = \tan 30^\circ$ é um valor bastante razoável. Este trabalho não inclui ensaios estáticos, portanto seria impossível determinar o exato valor de μ a cada ponto de um intervalo de perfil de poço. Assim é considerado $\mu = \tan 30^\circ$ para todo o intervalo.

3.2.2 - Resistência à compressão

A resistência à compressão de uma rocha pode ser obtida a partir de ensaios estáticos de compressão uniaxial, no entanto amostras em condições ideais nem sempre são disponíveis, além do que, esse é um procedimento moroso e por isso mesmo caro.

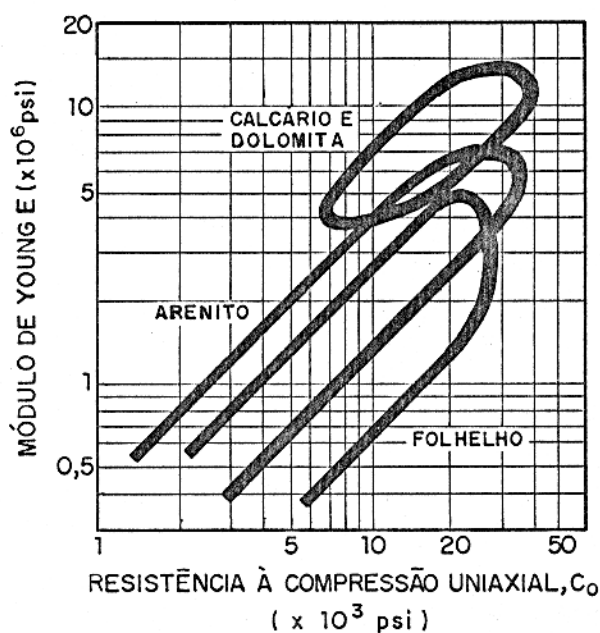


Figura 22 - Relação entre E e C_0 para diversas litologias segundo Deere & Miller (Anderson et al., 1986).

Coates & Denoo (1981), utilizando dados de rochas sedimentares listados anteriormente na literatura, propuseram uma relação para estimar a resistência à compressão uniaxial C_0 a partir do volume de argila V_{cl} e do módulo de Young E da formação

$$C_0 = [0.0045 (1 - V_{cl}) + 0.008 V_{cl}] E \quad (47)$$

a qual corresponde, para as litologias mostradas, ao gráfico da Figura 22.

3.2.3 - Resistência à tração

A determinação da resistência à tração T_0 pode ser obtida também através de ensaios estáticos em laboratório utilizando técnicas como o teste brasileiro, mas esses ensaios possuem as mesmas limitações citadas no item anterior. Um outro meio de se obter uma estimativa do valor de T_0 é através dos testes de fraturamento ou micro-fraturamento hidráulico que infelizmente são caros e mesmo na indústria de petróleo não costumam ser efetuados apenas com esta finalidade.

No entanto dados obtidos em ensaios laboratoriais têm mostrado que a razão C_0/T_0 para rochas reais varia dentro de um intervalo pequeno (10 - 20) sendo este intervalo menor ainda para o grupo das rochas sedimentares. Além disso na maioria dos modelos analíticos a influência da razão C_0/T_0 é muito pequena quando tomada dentro do intervalo provável. Murrel (Brown et al., 1986) utilizando uma teoria de fraturamento em corpos tridimensionais propôs que a razão C_0/T_0 seria igual a 12. Esse é o valor considerado neste trabalho uma vez que ele está dentro do intervalo esperado e a influência do possível erro cometido sobre os demais parâmetros do modelo é pequena.

3.2.4 - Resistência ao cisalhamento

Vários critérios de ruptura estão baseados neste parâmetro pois as rochas, especialmente as mais dúcteis, sofrem ruptura por efeito da tensão de cisalhamento τ que é realçada devido ao aumento das tensões horizontais na vizinhança do poço. De posse dos demais parâmetros de resistência da rocha geralmente é possível estimar a resistência ao cisalhamento τ_0 através do critério de ruptura considerado. Este procedimento será detalhado no Capítulo 5.

3.2.5 - Parâmetros inelásticos listados na literatura

A tabela 3 apresenta alguns valores encontrados na literatura para os parâmetros inelásticos de resistência à compressão C_o , resistência à tração T_o , ao cisalhamento τ_o , e ângulo de fricção interna Ψ . Tem-se assim uma idéia da ordem de grandeza dos valores esperados.

Tabela 3 - Alguns valores dos parâmetros inelásticos listados na literatura.

Litologia	C_o (psi)	T_o (psi)	τ_o (psi)	Ψ	Referência
arenito Berea	10700				Miller (1965)
arenito Berea	10440				Handin (1966)
arenito Navajo	31030				Miller (1965)
arenito Tensleep	16820				Handin (1966)
folhelho micáceo	10900				Blair (1956)
folhelho Muddy	19865				Handin (1966)
arenito Gosford	7252	522			Brown et al. (1986)
mármore Carrara	13053	1001			Brown et al. (1986)
arenito Berea			3945	27,8°	Handin et al. (1963)
arenito Pottsville			2161	45,2°	Schwartz (1964)
folhelho Muddy			5569	14,4°	Handin et al. (1963)

4 - ANÁLISE DE TENSÕES

É muito importante a análise das tensões atuantes para o estudo do comportamento mecânico do poço uma vez que as tensões não só influem nas velocidades acústicas da formação como são parte fundamental na análise de estabilidade, além de outras aplicações da engenharia. As tensões atuantes em torno de um poço podem ser separadas em duas classes: aquelas existentes antes da presença do poço e atuantes fora da sua área de influência e aquelas que atuam próximo ao poço e que são na verdade as anteriores modificadas devido a influência da abertura do poço.

4.1 - CAMPO DE TENSÕES AFASTADO DO POÇO

O campo de tensões afastado do poço é composto pela tensão vertical σ_v e pelas tensões horizontais máxima σ_H e mínima σ_h . Avaliar corretamente a magnitude dessas componentes de tensão é fundamental para a análise do comportamento mecânico de um poço, no entanto não é simples obter valores confiáveis de σ_H e σ_h .

4.1.1 - Tensão vertical

Uma rocha reservatório depositada em uma bacia sedimentar está sujeita à pressão das camadas sobrejacentes que atuam, por efeito da gravidade, na direção vertical. A magnitude dessa tensão vertical σ_v , a uma dada profundidade D , é dada por

$$\sigma_v \approx \int_0^D \rho_b(D) g dD \quad (48)$$

onde g é a aceleração da gravidade e $\rho_b(D)$ é a densidade das rochas sobrejacentes como função da profundidade D . Desta forma a tensão vertical pode ser calculada a partir da integração do perfil de densidade. A equação 48 é válida quando não houve erosão ou a erosão sofrida pelos sedimentos não foi suficiente para gerar paleo-tensões ou, em outras palavras, tensões residuais. Caso contrário, uma parcela relativa ao pacote erodido precisa

ser acrescentada à equação 48.

4.1.2 - Tensões principais horizontais

As tensões principais horizontais podem ser estimadas de alguns tipos de testes de pressurização de poço como o teste de micro-fraturamento hidráulico, o teste de fraturamento hidráulico e o teste de absorção. No entanto, estes testes não são suficientes para o cálculo das duas tensões horizontais σ_h e σ_H , mas pode-se fazer uma estimativa dessas componentes de tensão se um modelo adequado do comportamento estrutural da bacia sedimentar é considerado. Turcotte & Schubert (1982) propuseram vários modelos elásticos simples que podem representar situações semelhantes aquelas apresentadas por bacias sedimentares, podendo-se tomar dois desses modelos como os mais representativos.

4.1.2.1 - Teste de micro-fraturamento hidráulico

Neste teste uma das tensões principais é assumida vertical e paralela ao eixo do poço, além disso o teste é feito a uma profundidade suficiente para que a componente vertical de tensão não seja a tensão mínima.

O teste consiste em injetar pressão hidráulica dentro de um pequeno intervalo não-revestido do poço isolado por um obturador colocado um pouco acima do fundo do poço como mostra a Figura 23. Com o aumento progressivo da pressão no intervalo isolado do poço a resistência da rocha é vencida e uma fratura se inicia abaixo do fundo do poço. A pressão injetada é monitorada em superfície obtendo-se um gráfico como o da Figura 24. Após a fratura sofrer uma certa propagação o bombeamento é suspenso e é registrada uma pressão de fechamento de fratura que é apenas levemente maior que a magnitude da tensão horizontal mínima σ_h (Economides, 1988). A resistência à tração T_o também pode ser avaliada a partir deste teste se o ciclo é repetido como mostrado na Figura 24. A pressão medida pelo teste de micro-fraturamento é dada pela seguinte expressão

$$P_{\mu f} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T_o \quad (49)$$

A pressão do fluido contido nos poros da rocha reservatório P_p pode ser avalia-

da através do teste de formação. O teste de formação, ao contrário do teste de micro-fraturamento hidráulico, é um procedimento comum na indústria petrolífera pois ele fornece informações adicionais importantes como capacidade de produção e permeabilidade do reservatório.

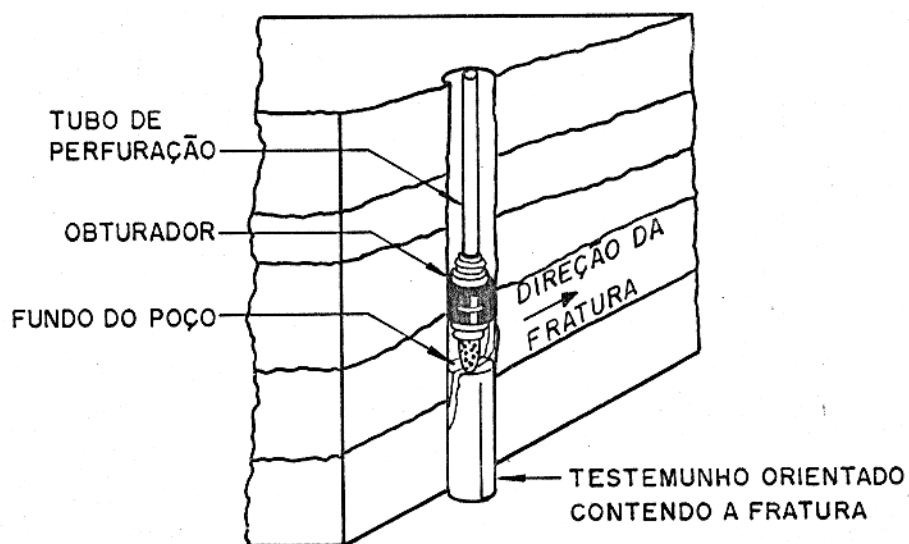


Figura 23 - Esquema de isolamento de um intervalo para teste de micro-fraturamento.

Adaptado de Santos (1989).

A fratura criada na formação se propaga na direção perpendicular à direção da menor tensão principal de modo que com a testemunhagem orientada é possível se determinar também a direção das tensões principais a partir da fratura no testemunho.

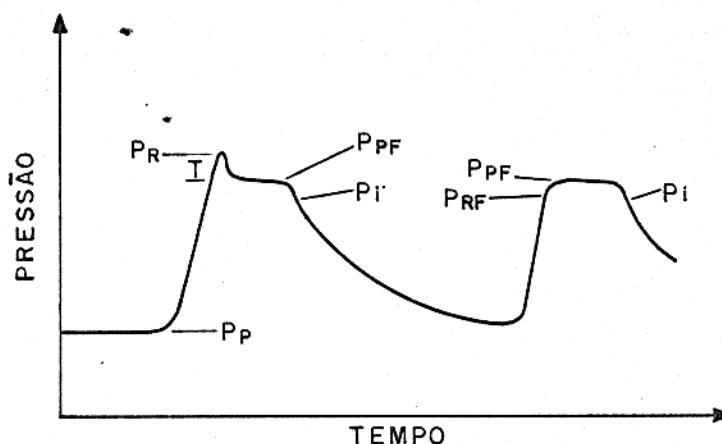


Figura 24 - Tipo de curva registrada pelo teste de fraturamento hidráulico.

Adaptado de Bell (1990).

4.1.2.2 - Teste de fraturamento hidráulico

Este é o tipo de teste mais indicado para avaliação da tensão horizontal mínima σ_h , no entanto o seu alto custo não permite que a realização de um ensaio desses seja feito com o único objetivo de determinar σ_h (Santos, 1989); mas quando ele é realizado a fim de se provocar uma maior permeabilidade de um reservatório, pode-se aproveitar esses registros de pressão e estimar σ_h . O alto custo desse tipo de teste decorre da necessidade de se bombear grande quantidade de lama para aumentar a pressão interna de um longo intervalo do poço. Para isso, um intervalo de poço não-revestido é isolado por obturadores e a injeção de lama nesse intervalo provoca o fraturamento da parede do poço na direção perpendicular à direção de σ_h .

De modo diferente do teste de micro-fraturamento, o teste de fraturamento hidráulico permite a propagação da fratura até uma distância da parede do poço suficiente para evitar a concentração de tensão que ocorre na vizinhança da parede do poço. Assim a tensão que se opõe à propagação da fratura não é mais dada por $3\sigma_h - \sigma_H$, como no caso da equação 49, mas apenas σ_h e a pressão de fraturamento P_{fh} é dada por

$$P_{fh} = \sigma_h - P_p + T_o \quad (50)$$

eliminando assim, a influência de σ_H .

4.1.2.3 - Teste de absorção

O teste de absorção é uma técnica semelhante ao micro-fraturamento hidráulico só que a injeção de pressão é interrompida quando uma queda no gradiente da pressão é registrada como consequência do processo de absorção do fluido da lama pela formação.

4.1.2.4 - Modelo elástico de deformação uniaxial

Corresponde a situação onde apenas uma componente de deformação ε_1 não é nula. Com $\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = 0$ as equações 11 e 12 fornecem

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_1 \quad (51)$$

O modelo de deformação axial assume que a base da bacia sedimentar é lateralmente confinada e a equação 51 pode ser utilizada para o cálculo das tensões horizontais normais se $\sigma_1 = \sigma_v$ com σ_v obtido através da equação 48. Este modelo pode ainda ser usado para determinar as variações nas tensões devido aos processos de sedimentação ou erosão.

4.1.2.5 - Modelo elástico de deformação plana

Neste caso apenas uma componente de deformação é considerada nula $\varepsilon_3 = 0$, por exemplo, e ε_1 e ε_2 são não-nulas. A equação 12 fornece

$$\sigma_3 = \nu (\sigma_1 + \sigma_2) \quad (52)$$

que considerando $\sigma_1 = \sigma_H$, $\sigma_2 = \sigma_v$ e $\sigma_3 = \sigma_h$ tem-se

$$\sigma_H = \frac{\sigma_h - \nu \sigma_v}{\nu} \quad (53)$$

4.2 - TENSÕES NA VIZINHANÇA DO POÇO

4.2.1 - Influência do poço para o campo de tensões

A análise das tensões na vizinhança de um poço faz uso da solução de um problema clássico da teoria da elasticidade que é o efeito de um furo circular sobre uma placa sólida de dimensões laterais infinitas e mantida sob compressão lateral. A solução para este problema foi apresentada por Kirsch *in* Bell (1990) e pode ser aplicada ao caso do poço perfurado num reservatório porque a espessura da rocha-reservatório costuma ser muito pequena em relação a suas dimensões laterais. Usando um sistema de coordenadas cilíndricas com a origem no centro do poço e o eixo vertical coincidente com o eixo do poço tem-se que as tensões, num ponto qualquer P situado a uma distância radial r da origem, são dadas por

$$\sigma_r = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 - 4\frac{a^2}{r^2} + 3\frac{a^4}{r^4}\right) \cos 2\theta \quad (54)$$

$$\sigma_\theta = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + 3\frac{a^4}{r^4}\right) \cos 2\theta \quad (55)$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + 2\frac{a^2}{r^2} - 3\frac{a^4}{r^4}\right) \sin 2\theta \quad (56)$$

onde a é o raio do poço e θ é o ângulo que a direção de σ_H faz com a reta que liga o centro do poço ao ponto P.

4.2.2 - Influência da lama do poço

O peso da lama contida no poço é um outro fator a influir na alteração do campo de tensões próximo do poço. Utilizando a solução para um outro problema clássico da elasticidade, que é o cilindro de paredes espessas ou cilindro de Lamé, pode-se modelar a influência da pressão da lama P_w sobre as tensões na vizinhança do poço. Considerando que o reservatório possui um diâmetro muito maior que o diâmetro do poço, que a pressão externa ao reservatório é nula e que a pressão na parede do poço é a diferença entre a pressão

da lama e a pressão de poros da formação, tem-se a seguinte solução

$$\sigma_r = \frac{a^2}{r^2}(P_w - P_e) \quad (57)$$

$$\sigma_\theta = -\frac{a^2}{r^2}(P_w - P_e) \quad (58)$$

onde P_e é a pressão estática da água da formação.

4.2.3 - Solução final

Dentro do intervalo de linearidade das tensões pode-se somar as contribuições do poço e da lama para o cálculo das tensões finais atuantes na vizinhança do poço. Estas equações são conhecidas como as equações modificadas de Kirsch (Bell, 1990)

$$\sigma_r = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 - 4\frac{a^2}{r^2} + 3\frac{a^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + \frac{a^2}{r^2} (P_w - P_e) \quad (59)$$

$$\sigma_\theta = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + 3\frac{a^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \frac{a^2}{r^2} (P_w - P_e) \quad (60)$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} \left(1 + 2\frac{a^2}{r^2} - 3\frac{a^4}{r^4}\right) \sin 2\theta \quad (61)$$

A tensão cisalhante $\tau_{r\theta}$ atua num plano circunferencial, variando a sua direção de atuação a cada ponto em torno do poço. Na parede do poço $\tau_{r\theta}$ é sempre nula como pode ser facilmente visto da equação 61 para $r = a$. Já a tensão de cisalhamento τ , como definida pela equação 62 (Turcotte & Schubert, 1982), assume valores máximos na parede do poço e na direção de σ_h . O plano de atuação de τ é dado, na parede do poço, pelo plano de cisalhamento máximo. A intersecção do plano de atuação de τ com o plano horizontal é uma elipsóide, não uma reta, devido a complexidade da interação entre as várias componentes do campo de tensões na vizinhança da parede do poço.

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_\theta - \sigma_r) \sin 2\theta \quad (62)$$

Na parede do poço, ou seja quando $r = a$, tem-se

$$\sigma_{\theta_{max}} = 3\sigma_H - \sigma_h - \frac{a^2}{r^2}(P_m - P_f), \quad \text{quando } \cos 2\theta = -1 \quad (63)$$

$$\sigma_{\theta_{min}} = 3\sigma_h - \sigma_H - \frac{a^2}{r^2}(P_m - P_f), \quad \text{quando } \cos 2\theta = 1 \quad (64)$$

A equação 64 corresponde à tensão inclusa na equação 49, logo vê-se que a equação 49 só é rigorosamente correta quando $r = a$.

As Figuras 25 a 39 mostram, num plano horizontal, o comportamento de cada tipo de tensão que atua próximo da parede do poço. A área mostrada nestas Figuras é um quadrado de lado igual a duas vezes o raio do poço, portanto estas Figuras mostram apenas o primeiro quadrante de uma outra Figura que representaria a área total em torno do poço ($r \leq 2a$); pois como o campo das tensões é simétrico em relação ao poço, nos demais quadrantes o comportamento dos campos se repete. Assim, observe-se que o canto inferior esquerdo de cada Figura representa o centro do poço e as tensões analisadas (atuantes na formação) são nulas na região $r < a$.

As principais variáveis influenciadoras do campo de tensões são a razão σ_H / σ_h e ΔP (a diferença entre a pressão no interior do poço e a pressão dos fluidos contidos nos poros da formação). Todas as tensões, nestas Figuras, estão normalizadas pelo valor da tensão horizontal máxima σ_H considerada.

A variação de σ_r com relação aos valores de σ_H e σ_h pode ser avaliada através das Figuras 25, 28 e 31. Quando σ_H e σ_h assumem valores próximos o campo de tensão σ_r toma uma forma multi-circular concêntrica, sofrendo desvios quando σ_H é consideravelmente maior que σ_h , como no caso da Figura 28; mesmo assim, apenas para os pontos mais afastados da parede do poço ($r > 1,5a$). Devido ao efeito da pressão interna do poço, estas Figuras mostram que a tensão radial σ_r é igual a ΔP na parede do poço e cresce com a distância do poço.

Das Figuras 26, 29 e 32 vê-se que σ_θ , ao contrário de σ_r , diminui com a distância da parede do poço e, se $\sigma_H \neq \sigma_h$, há uma concentração de tensões na direção de σ_h e uma diminuição na direção de σ_H . Este processo de concentração de tensões na direção de σ_h é

tão mais forte quanto maior for a razão σ_H/σ_h . No caso em que $\sigma_H = \sigma_h$ vê-se das Figuras 31, 32 e 33 que os campos de tensão decaem com simetria cilíndrica.

Quando $\sigma_H \neq \sigma_h$ a tensão cisalhante τ também se concentra na região próxima à parede do poço na direção de σ_h e decresce com a distância do poço de modo semelhante a σ_θ , mas a intensidade de τ é bem menor que a de σ_θ como pode ser constatado da comparação das Figuras 35 e 36, por exemplo.

A influência de ΔP sobre o campo de tensões próximo da parede do poço é mostrada através das Figuras 34 a 39. Nas Figuras 34 a 36 foi considerado $\Delta P = 0$, ou seja, a pressão interna do poço é igual a pressão do fluido contido nos poros da rocha. Já nas Figuras 37 a 39 considerou-se a densidade da lama do poço excessivamente aumentada ($\Delta P = 2500$ psi) a fim de ilustrar o seu efeito. Comparando as Figuras 34 e 37 observa-se que o aumento de ΔP provoca uma maior intensidade de σ_r , especialmente na direção de σ_h (Figura 37), o que representa exatamente o inverso do comportamento do campo de tensão tangencial σ_θ , de acordo com as Figuras 35 e 38. A tensão de cisalhamento τ , de modo semelhante a σ_θ , também diminui de intensidade com o aumento de ΔP , segundo as Figuras 36 e 39. A queda de intensidade de σ_θ e τ com o aumento de ΔP confirma a prática usual da engenharia de evitar ou diminuir a ocorrência de instabilidade física da parede do poço através do aumento de densidade da lama do poço.

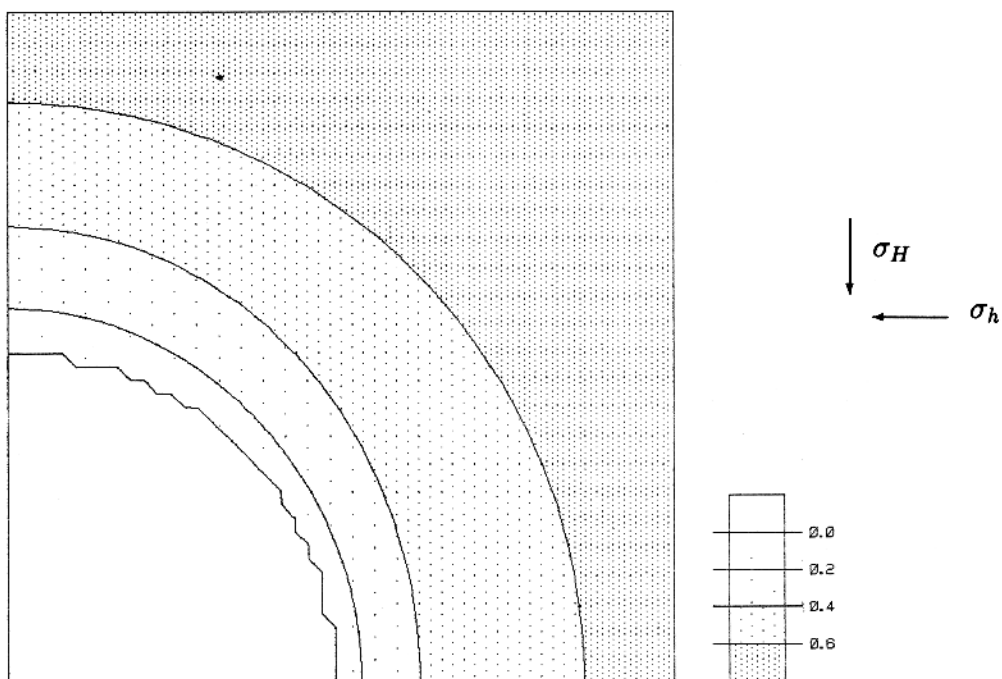


Figura 25 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

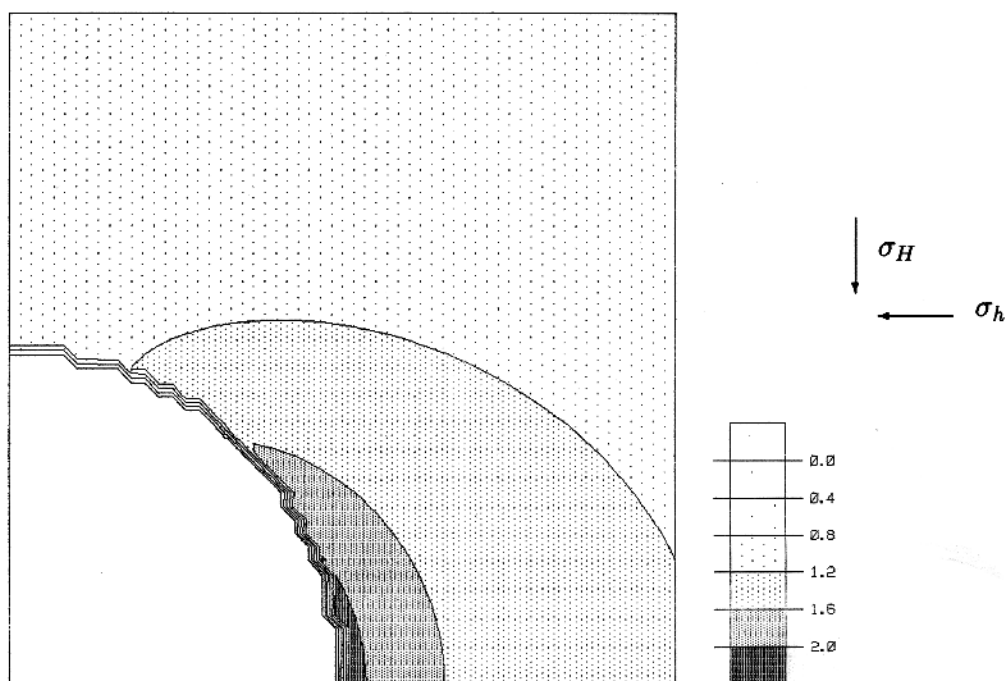


Figura 26 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

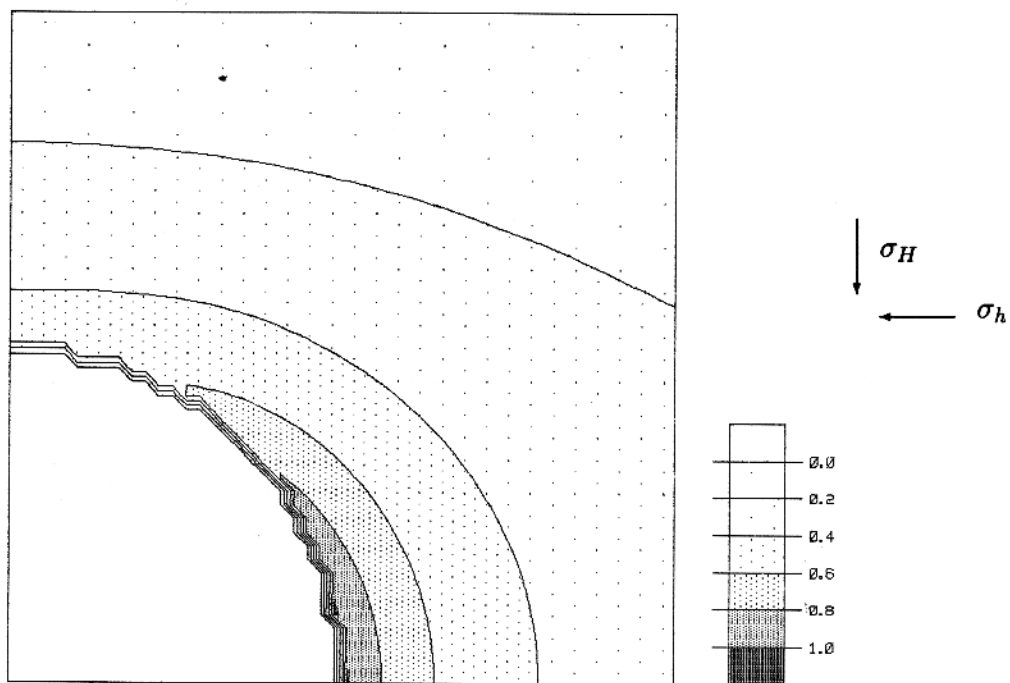


Figura 27 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

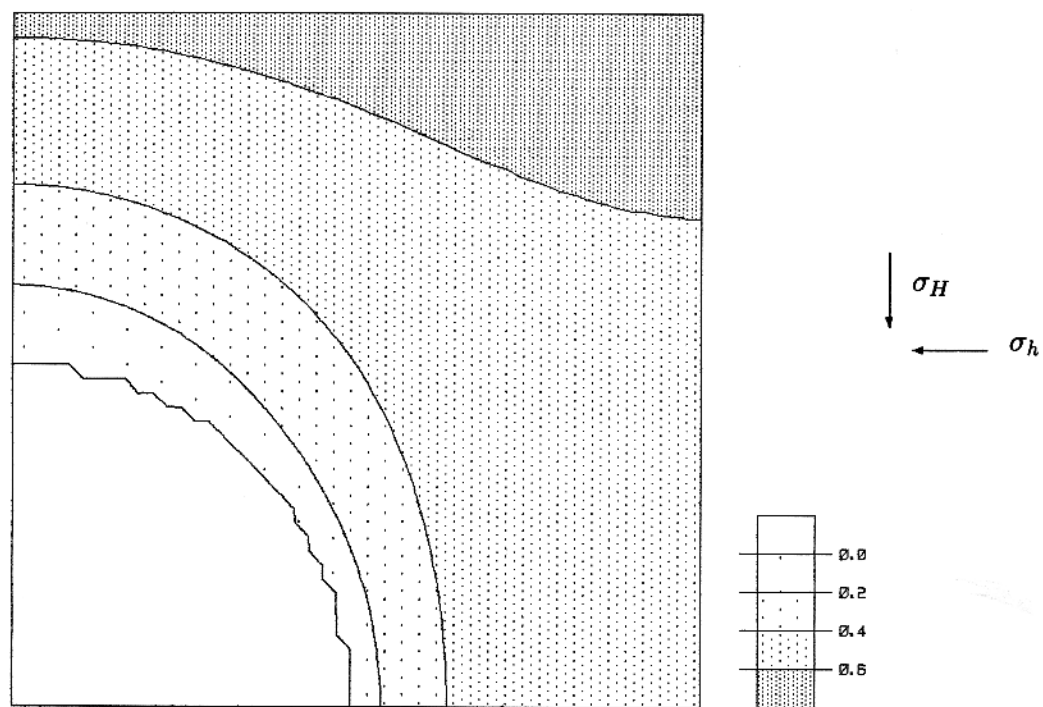


Figura 28 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = 10000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

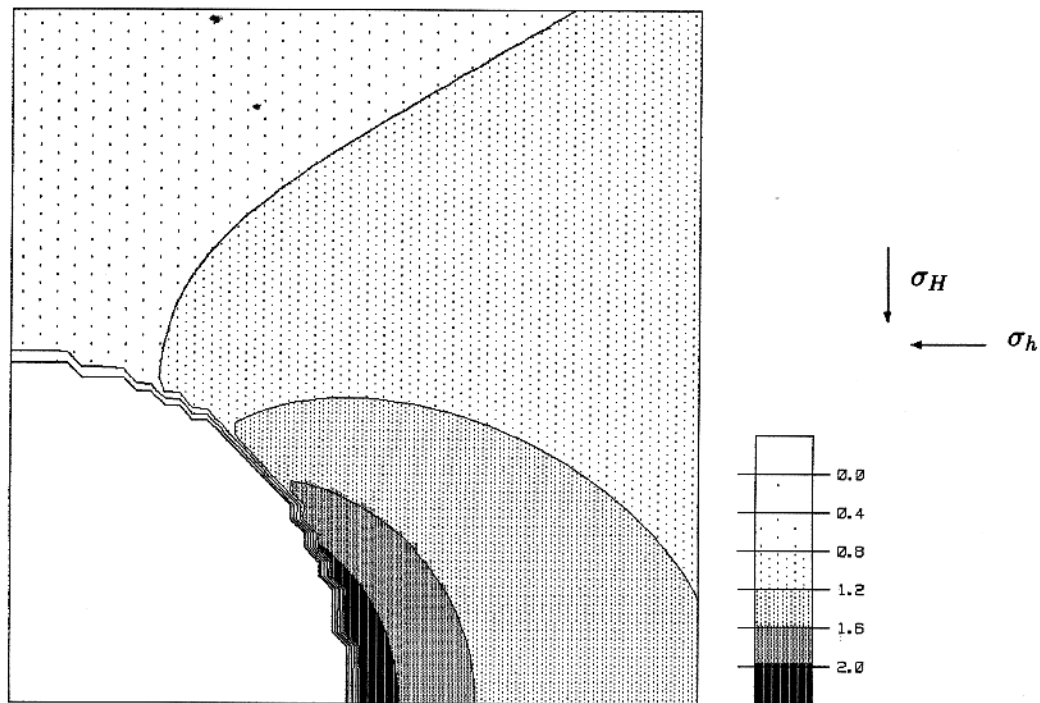


Figura 29 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = 10000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

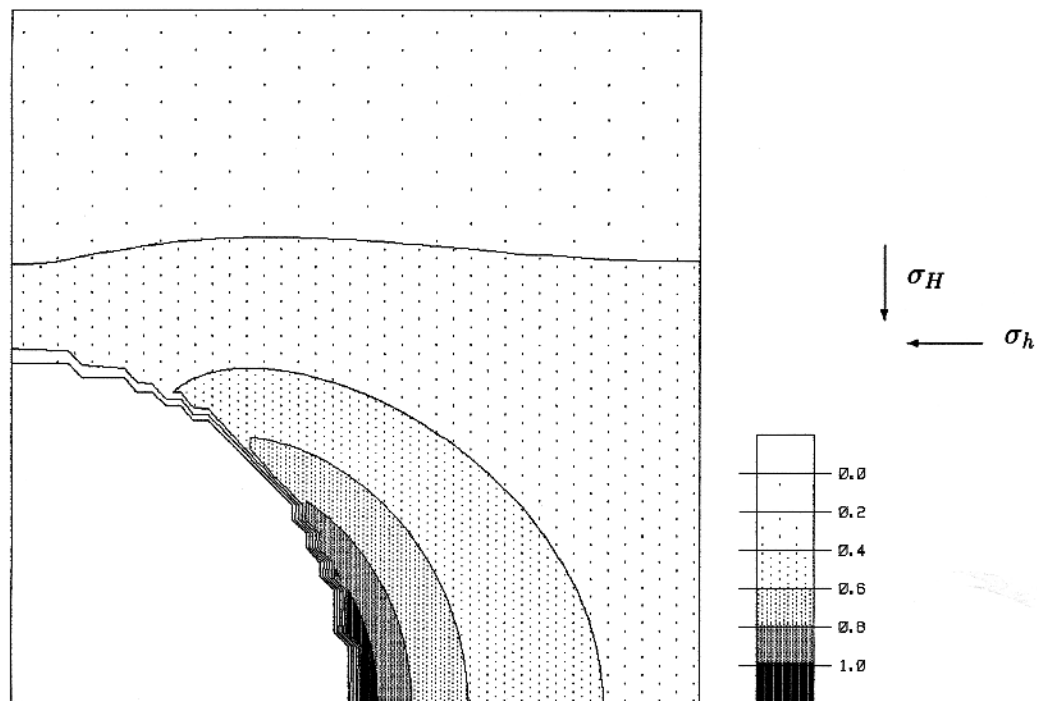


Figura 30 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = 10000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

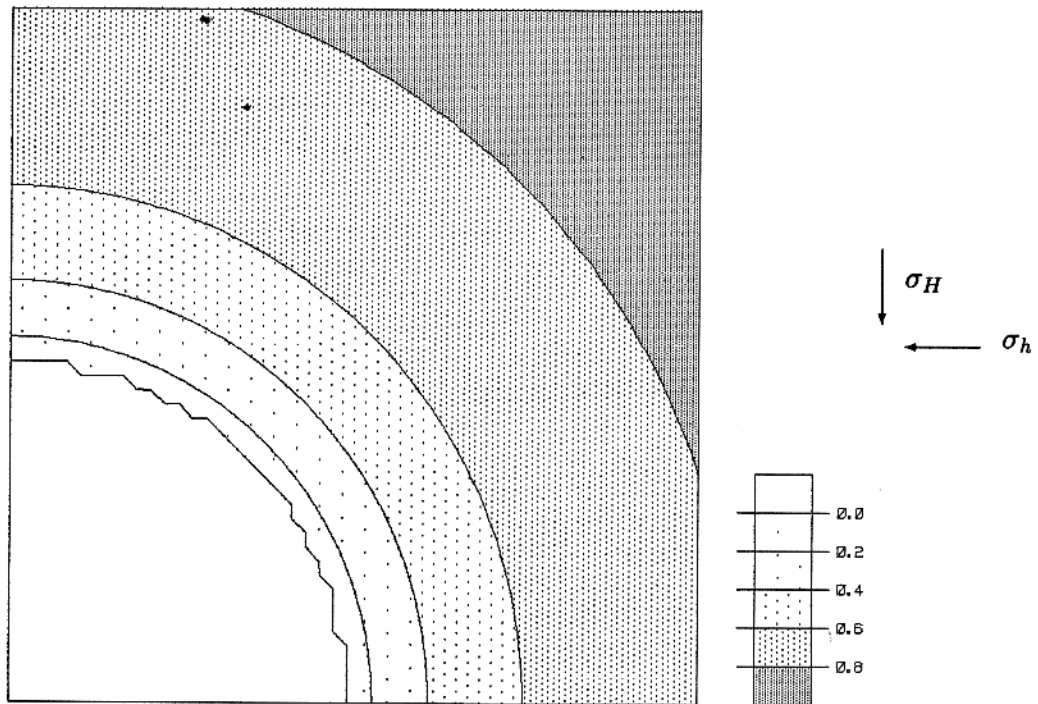


Figura 31 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = \sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

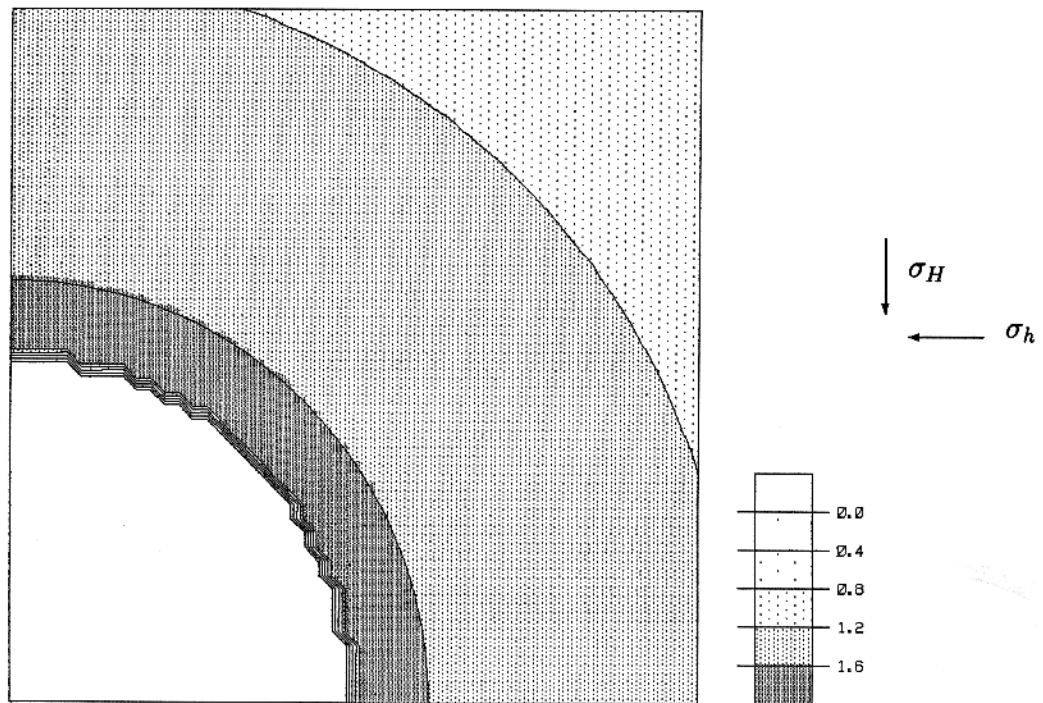


Figura 32 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = \sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

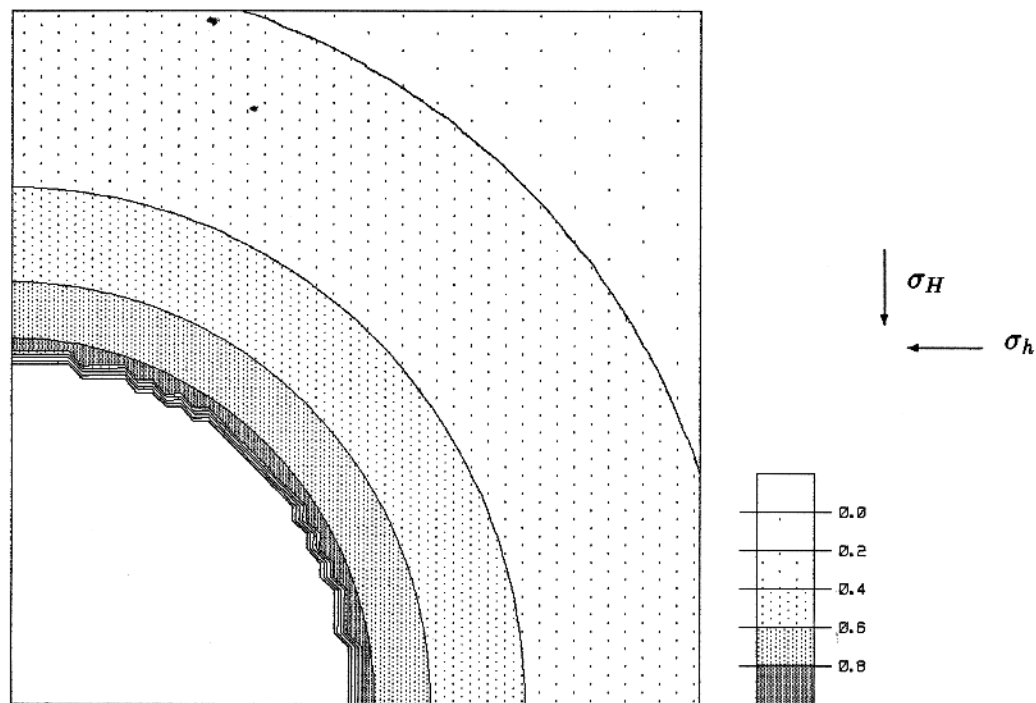


Figura 33 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = \sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 615$ psi.

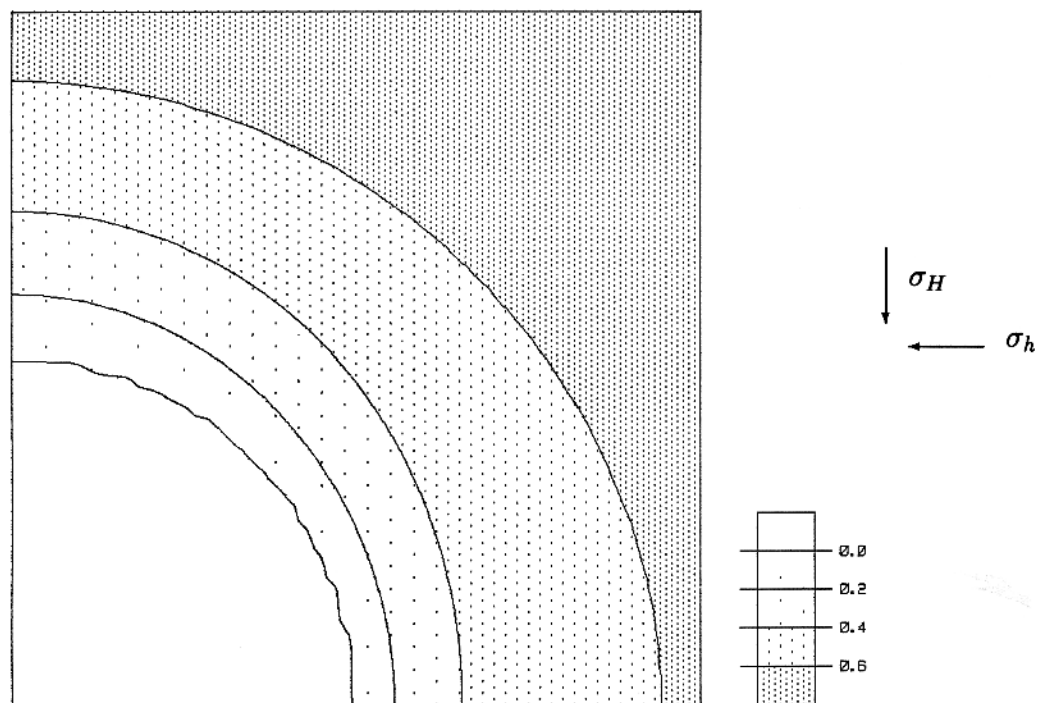


Figura 34 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 0$.

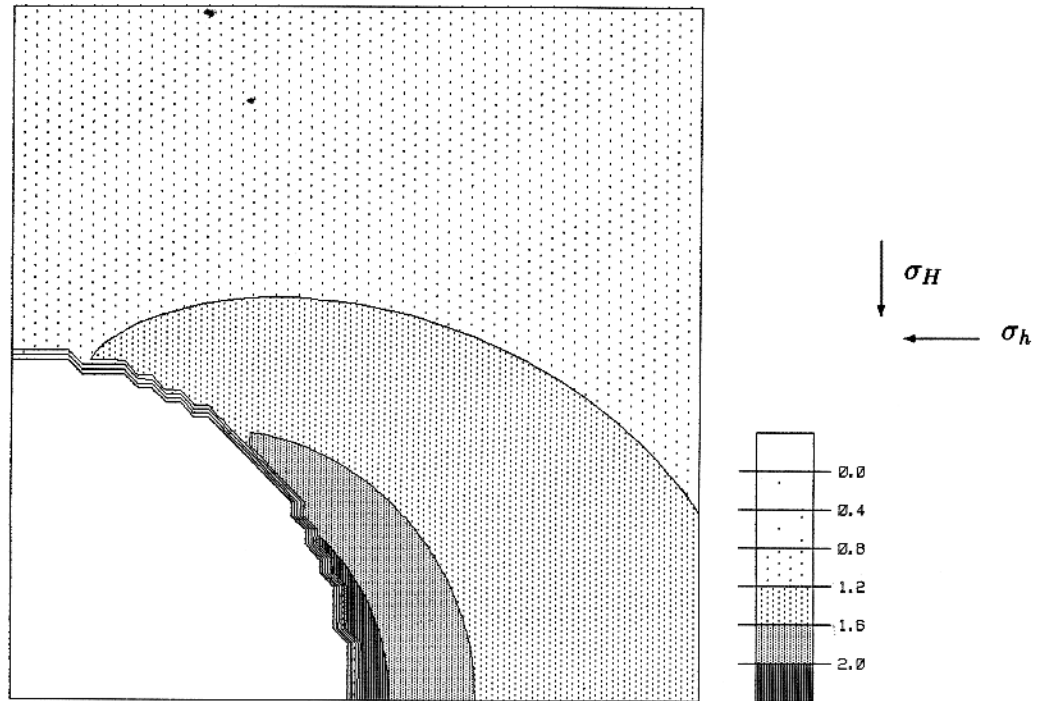


Figura 35 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 0$.

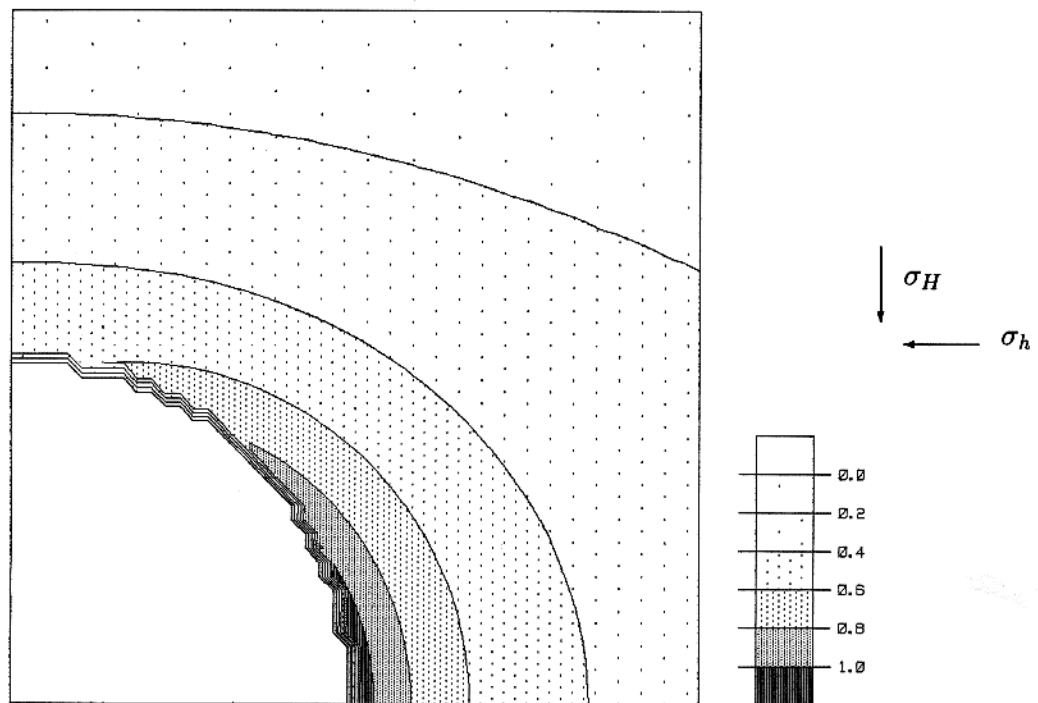


Figura 36 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 0$.

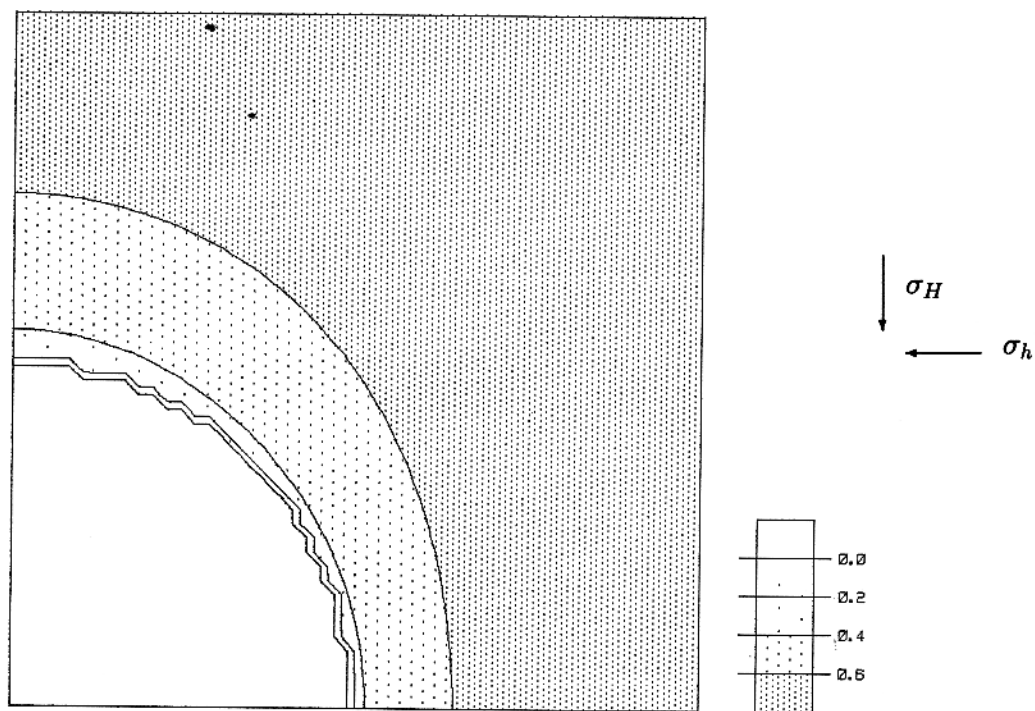


Figura 37 - Razão σ_r/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 2500$ psi.

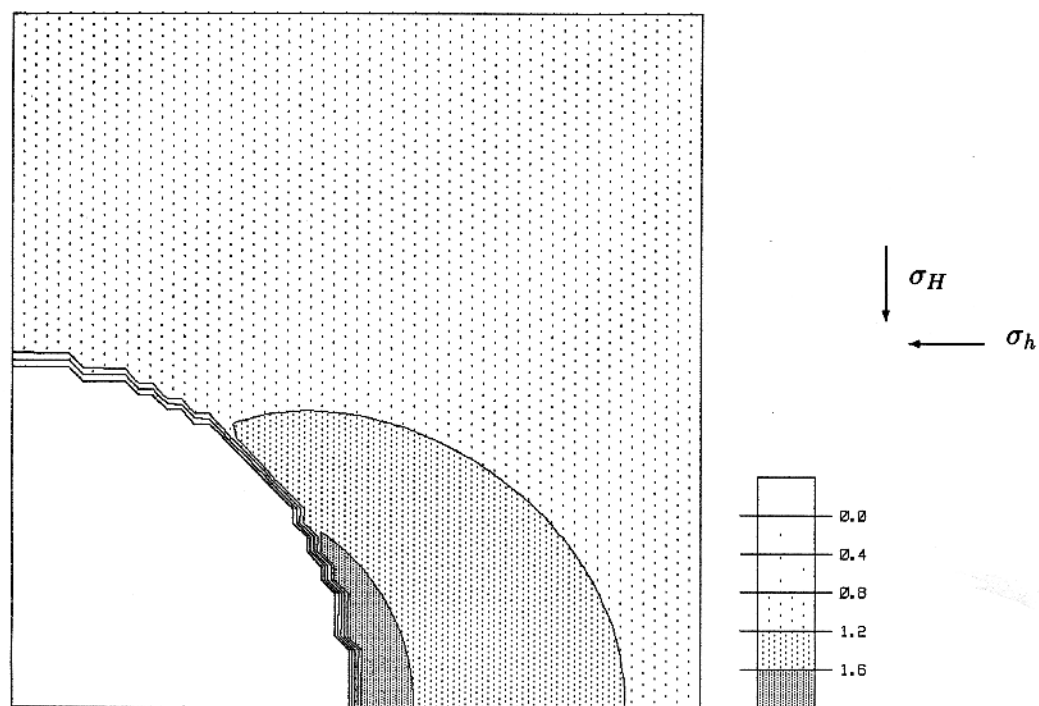


Figura 38 - Razão σ_θ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 2500$ psi.

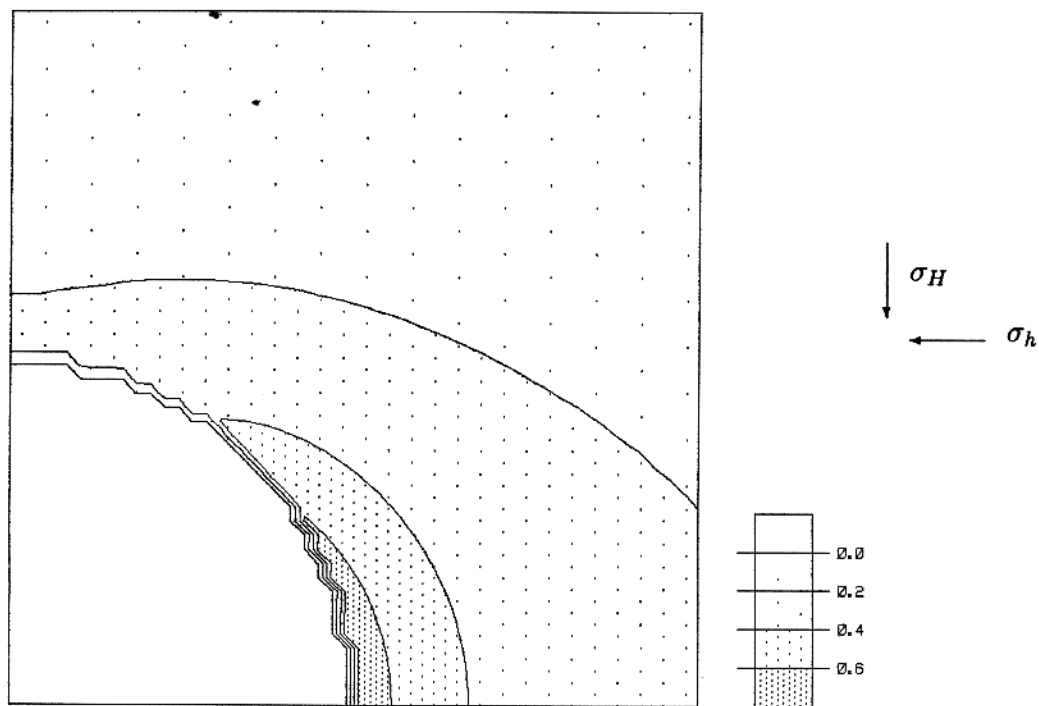


Figura 39 - Razão τ/σ_H com $\sigma_H = 7000$ psi, $\sigma_h = 5000$ psi e $\Delta P = 2500$ psi.

4.2.4 - Representação em círculo de Mohr

O campo de tensões atuante em um corpo elástico pode ser representado por um círculo em coordenadas cartesianas com a tensão normal como abscissa e a tensão cisalhante como ordenada. Desse modo, o campo de tensões na vizinhança do poço, como pode ser visto na Figura 40, pode ser representado em círculo de Mohr onde as tensões principais máxima e mínima são as tensões tangencial (σ_θ) e radial (σ_r) que normalmente se encontram no plano horizontal.

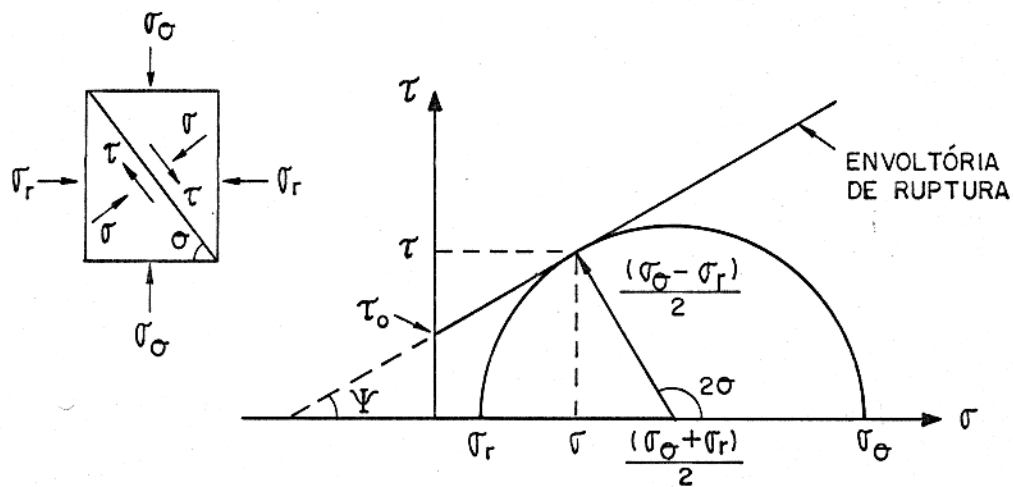


Figura 40 - Círculo de Mohr com envoltória de ruptura.

O ápice do círculo representa o valor máximo da tensão de cisalhamento τ e o ponto em que a linha envoltória dos círculos corta o eixo das ordenadas corresponde à resistência da rocha ao cisalhamento τ_0 . A teoria propõe que a região além da envoltória dos círculos de Mohr representa os estados de tensão sob os quais a rocha sofre ruptura, por isso, essa linha é conhecida como envoltória de ruptura. A envoltória de ruptura costuma ser representada por uma linha reta de aproximadamente 30° com a horizontal, onde a tangente deste ângulo corresponde ao coeficiente de fricção entre os grãos da rocha, mas também pode ser uma curva parabólica com concavidade para o eixo positivo das tensões normais σ (Brown et al., 1986).

5 - ESTABILIDADE MECÂNICA DE POÇOS

Há vários mecanismos de instabilidade mecânica possíveis em um poço, os quais incluem causas como o aumento de volume das argilas decorrente da reação química destas com a lama, e principalmente causas físicas. Os tipos de instabilidade física da formação rochosa atravessada por um poço são analisadas a seguir.

5.1 - TIPOS DE INSTABILIDADE FÍSICA DE POÇOS

5.1.1 - Fraturamento induzido

Este é um tipo de instabilidade mecânica que pode ser provocada pela concentração de tensões devido à presença do poço, ou provocada através da pressurização do poço com o objetivo de provocar fraturamento hidráulico em formações de baixa permeabilidade, aumentando assim a capacidade de produção do reservatório.

Dependendo da profundidade a tensão vertical σ_v (causada pelo peso da litologia sobrejacente) pode ser a menor tensão principal, se a profundidade é pequena, ou pode ser a tensão intermediária ou a maior tensão principal, a grandes profundidades. Esta dependência da profundidade é importante na localização espacial do plano de fratura pois a fratura induzida irá se propagar na direção perpendicular à menor tensão. Assim, para induzir fraturamento vertical na parede de um poço é preciso efetuar a operação de bombeamento hidráulico em um intervalo a profundidade suficiente para que σ_v não seja a tensão principal mínima, caso contrário, a fratura se propagaria no plano horizontal.

Além disso, é preciso conhecer as propriedades mecânicas da formação, e outras variáveis, para que seja possível controlar a extensão de propagação das fraturas e assim evitar que o fraturamento se expanda até zonas indesejáveis do reservatório como aquela em que o poço poderia passar a produzir água.

As variáveis mais importantes a serem determinadas para uma operação de fraturamento induzido são a altura ou extensão vertical de propagação da fratura, a pressão do

fluido na fratura e a magnitude da tensão principal horizontal mínima atuante próximo da parede do poço.

5.1.2 - Alargamento do diâmetro do poço

O alargamento do diâmetro do poço é um mecanismo de instabilidade mecânica que ocorre em rochas dúcteis ou devido ao efeito de inchamento das argilas com rompimento das formações argilosas em todo o perímetro circular do poço, ou ainda devido a ocorrência de níveis de areia não-consolidada. Um outro mecanismo de alargamento do diâmetro do poço é conhecido por *washout* e consiste no desgaste lateral dos níveis de folhelho pelo jateamento de fluido a alta pressão pela broca de perfuração.

5.1.3 - Ovalização do poço

Vários pesquisadores têm demonstrado que muitos poços que apresentam uma seção reta ovalizada possuem o seu diâmetro maior na direção da tensão principal horizontal mínima σ_h . Isso pode ser usado para definir as direções das tensões principais horizontais através do mapeamento das ocorrências de ovalização de poço. No entanto, cuidado deve ser tomado na definição das causas da ovalização pois vários fatores podem ocasionar ovalização de um poço, como desvios da coluna de perfuração, por exemplo.

Através das relações analíticas apresentadas no Capítulo 4 foram testadas, neste trabalho, várias situações de variação de σ_H e σ_h e os resultados obtidos são concordantes com as observações de outros pesquisadores como Zoback et al (1985) e Bell (1990).

A comprovação da ocorrência de poços com seção reta ovalizada em bacias cujas tensões principais são desiguais pode ser obtida através dos perfis geofísicos de ferramentas como o caliper de quatro braços, dipmeter HDT-E, perfis de imageamento de poço como o perfil de micro-varredura elétrica e o perfil de imageamento de poço por ultrassom (Bell, 1990).

Esse tipo de colapso (ovalização do poço) se dá por efeito do incremento na tensão de cisalhamento próximo da parede do poço na direção de σ_h . Esta tensão de cisalhamento na

vizinhança do poço está relacionada às tensões normais σ_r e σ_θ e o ângulo de cisalhamento depende do coeficiente de fricção interna da rocha

$$\tau = \left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right) \sin 2\left(45^\circ + \frac{\Psi}{2}\right) \quad (65)$$

onde Ψ é o ângulo de fricção interna da rocha. Esta equação corresponde à equação 62 com a explicitação do ângulo de fricção interna.

5.2 - CRITÉRIOS DE RUPTURA

Dentre os muitos critérios de ruptura propostos na literatura pode-se destacar alguns mais utilizados.

5.2.1 - Critério de Coulomb

Esse critério diz que a tensão de cisalhamento τ_{crit} necessária para causar o colapso da formação é dada pela soma da resistência da rocha ao cisalhamento τ_o com o produto entre o coeficiente de fricção interna da rocha μ e a tensão normal σ

$$\tau_{crit} = \tau_o + \mu\sigma \quad (66)$$

Utilizando o critério de ruptura de Coulomb associado ao círculo de Mohr descrito pelas tensões normais σ_r e σ_θ , pode-se calcular a região de ruptura da parede do poço devido ao efeito da tensão de cisalhamento. Quando o critério de Coulomb é representativo do comportamento de uma dada formação, o valor máximo da resistência ao cisalhamento para o qual a rocha sofrerá ruptura τ_o pode ser calculado igualando o raio do círculo de Mohr $\left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2}\right)$ à distância do centro do círculo à linha de ruptura. Chamando essa distância de \bar{x} , da Figura 40 tem-se

$$\bar{x} = \frac{\tau_o}{\cos \Psi} + \left[\left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) - \frac{\tau_o}{\cos \Psi} \sin \Psi \right] \sin \Psi \quad (67)$$

$$= \frac{\tau_o}{\cos \Psi} (1 - \sin^2 \Psi) + \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \sin \Psi \quad (68)$$

$$= \tau_o \cos \Psi + \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \sin \Psi \quad (69)$$

fazendo agora $\bar{x} = \left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right)$

$$\left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right) = \tau_o \cos \Psi + \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \sin \Psi \quad (70)$$

$$\tau_o = \frac{\left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right) - \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \sin \Psi}{\cos \Psi} \quad (71)$$

$$= \left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right) \sec \Psi - \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \tan \Psi \quad (72)$$

$$= \left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right) (1 + \tan^2 \Psi)^{1/2} - \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \tan \Psi \quad (73)$$

Como a fricção interna da rocha μ , no critério de Coulomb, corresponde à declividade da linha de ruptura, ou seja $\mu = \tan \Psi$, tem-se finalmente

$$\tau_o = \left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right) (1 + \mu^2)^{1/2} - \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) \mu \quad (74)$$

5.2.2 - Critério de Griffith

Griffith (Brown, 1986) foi quem introduziu a noção de que as rochas fraturam quando submetidas a tensão de tração menor que a sua resistência atômica devido a concentração, pelas fissuras microscópicas, das tensões externamente aplicadas.

O critério de Griffith extendido para três dimensões é dado por

$$(\sigma_\theta - \sigma_\phi)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_\phi - \sigma_r)^2 = 24T_o(\sigma_\theta + \sigma_\phi + \sigma_r) \quad (75)$$

onde T_o é a resistência à tração da formação, pode representar o comportamento da formação em uma cavidade na parede do poço como mostra a Figura 41. Deve-se ressaltar T_o não é

igual a τ_o do critério de Coulomb e, em geral, é bem menor.

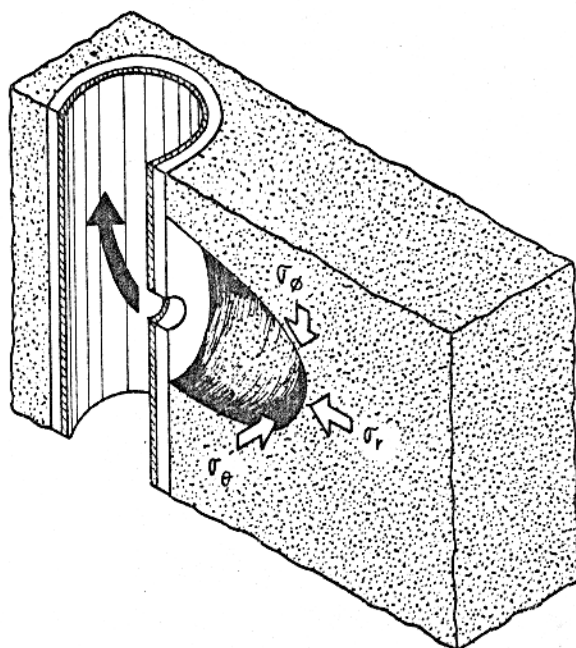


Figura 41 - Cavidade na parede do poço e sistema de coordenadas utilizado.

5.2.3 - Critério de Fairhurst

O critério de Fairhurst considera que a envoltória de ruptura é curva e não uma reta como supõe o critério de Coulomb. Assim a resistência ao cisalhamento calculada a partir deste critério é sempre menor do que a calculada pelo critério de Coulomb, o que parece ser mais indicado para o caso de rochas pouco consolidadas.

O critério de ruptura de Fairhurst é dado pela seguinte expressão

$$\tau_{crit} = C_o \frac{\sqrt{1+n}-1}{n} \left(1 + n \frac{\sigma}{C_o}\right)^{1/2} \quad (76)$$

onde n é a razão da resistência à compressão sobre a resistência à tração da rocha e C_o é a resistência da rocha à compressão uniaxial, a qual pode ser estimada através da equação 47.

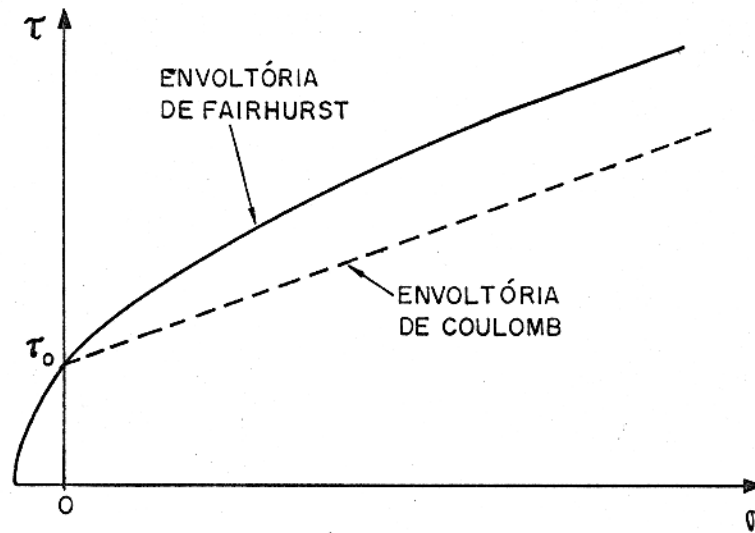


Figura 42 - Comportamento comparativo das envoltórias dos critérios de Coulomb e Fairhurst.

Resumindo esta breve discussão sobre os critérios de ruptura propostos na literatura, deve-se observar que o critério de Coulomb é baseado na resistência ao cisalhamento da rocha, o de Griffith está baseado na resistência à tração e o critério de Fairhurst depende da razão entre as resistências à compressão e à tração e da magnitude da resistência à compressão C_0 .

5.3 - ANÁLISE DE ESTABILIDADE EM SITUAÇÕES-EXEMPLO

As Figuras 43 a 50 mostram a análise de estabilidade de poço para vários conjuntos de condições, sendo que o critério de Coulomb associado ao círculo de Mohr é utilizado nas Figuras 43 a 46 e nas demais o critério de Griffith é considerado. A direção da tensão horizontal máxima σ_H , nas Figuras 43 a 50, corresponde a direção do eixo das ordenadas e a direção de σ_h corresponde a direção do eixo das abscissas. Foi considerado um intervalo de poço com diâmetro de 12,25 polegadas, ou raio $a = 15,56$ cm.

A ocorrência de ovalização do poço é encontrada nas Figuras 43 e 44 pois a linha tracejada corresponde ao círculo descrito pelo diâmetro da broca de perfuração e a linha cheia corresponde à seção reta do poço calculada para o conjunto de condições dado. Pode-se ver das Figuras 43 e 44 que o aumento da densidade da lama e conseqüente aumento da pressão interna do poço diminui a área de quebra da sua parede, mantidas as demais condições. O progressivo aumento da pressão interna do poço pode chegar a evitar a quebra da parede do poço como mostra a Figura 45 para uma situação onde a diferença entre a pressão interna do poço e a pressão dos fluidos contidos nos poros da formação ΔP é muito grande ($\Delta P = 2500$ psi). No entanto, outros fatos indesejáveis ocorrem no poço quando a pressão interna é muito elevada, como a substituição do fluido original dos poros da formação pela fase líquida da lama do poço, chamada de invasão, além da impossibilidade de colocar o poço em produção nestas condições. De modo que é preciso observar a influência da manutenção da estabilidade do poço através do aumento de sua pressão interna sobre os demais fatos decorrentes dessa medida.

A razão σ_H/σ_h é um dos fatores de maior influência na ocorrência de ovalização do poço. Comparando as Figuras 44 e 46 vê-se que aumentando a razão σ_H/σ_h de 1,4 (Figura 44) para 2,0 (Figura 46) e mantendo-se as demais condições constantes, a área da parede do poço que sofre ruptura é consideravelmente aumentada.

As Figuras 47 a 49 mostram que a influência de ΔP se dá da mesma forma mesmo considerando outro critério de ruptura, desta vez o critério 3D de Griffith. Naturalmente, a estabilidade do poço depende das propriedades de resistência mecânica da formação rochosa na qual foi perfurado. A Figura 50 mostra que, usando o critério 3D de Griffith, um poço

submetido às mesmas condições daquele da Figura 46 mas perfurado numa formação de grande resistência à tração ($T_o = 1000$ psi) seria mecanicamente estável, ao contrário daquele da Figura 46.

Fica bem caracterizado das Figuras 43 a 50 que para uma correta análise de estabilidade de um poço é preciso além do conhecimento das condições as quais o poço encontra-se submetido, a determinação das propriedades mecânicas intrínsecas da formação rochosa, além da definição do critério de ruptura adequado para a formação na qual o poço se encontra.

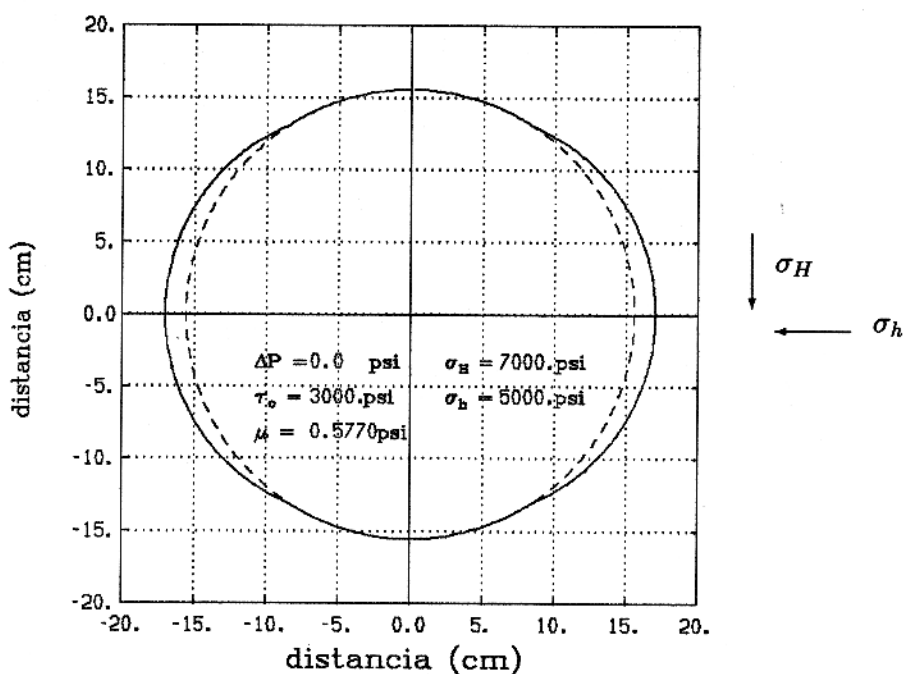


Figura 43 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Coulomb, usando o primeiro conjunto de condições.

Esta análise é uma aproximação, pois após a quebra inicial da parede do poço, o mesmo se torna ovalizado e a sua estabilidade precisa ser novamente analisada para determinar a quebra progressiva de sua parede.

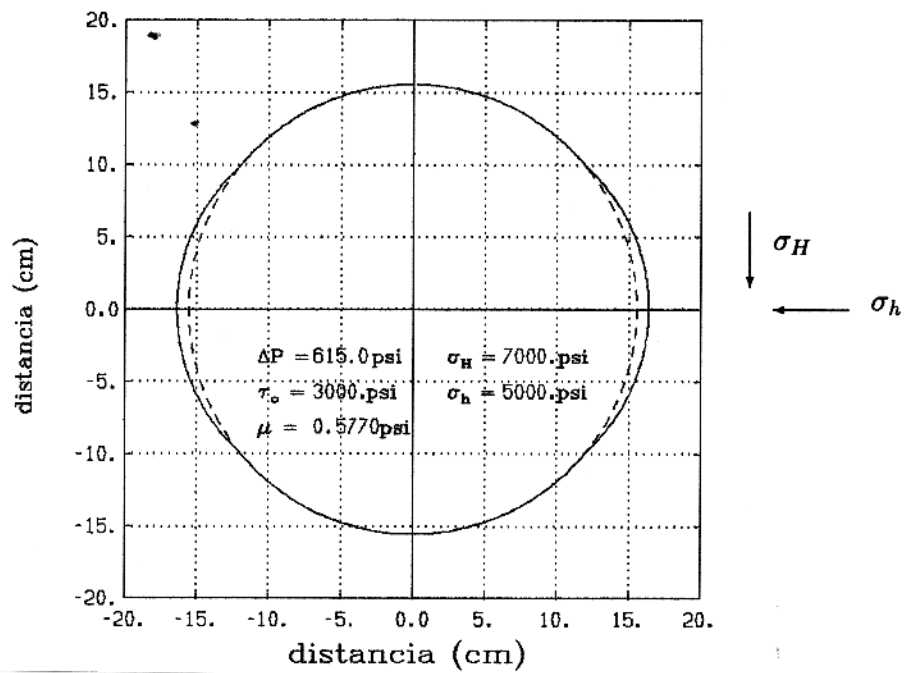


Figura 44 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Coulomb, usando o segundo conjunto de condições.

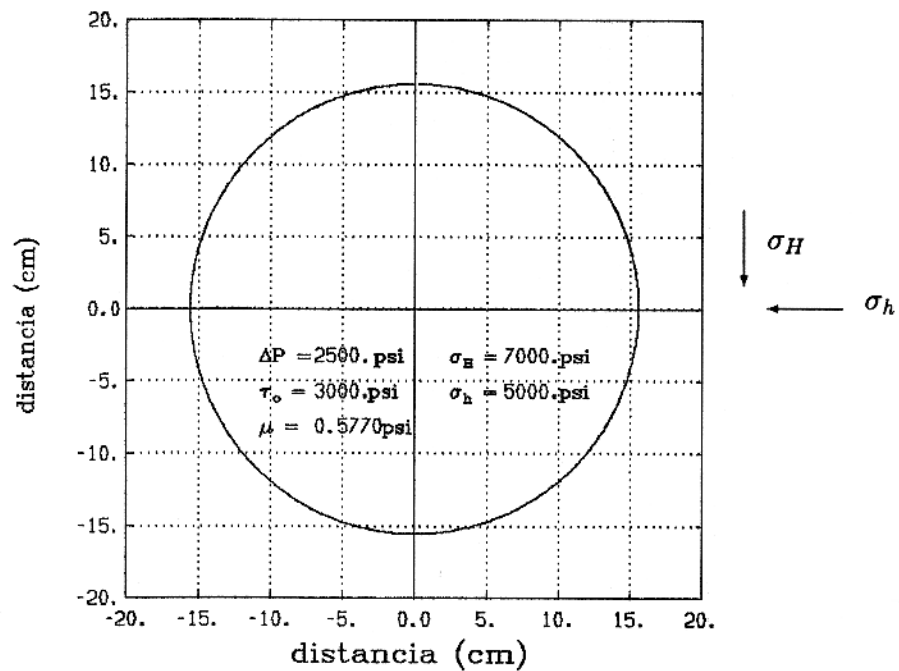


Figura 45 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Coulomb, usando o terceiro conjunto de condições.

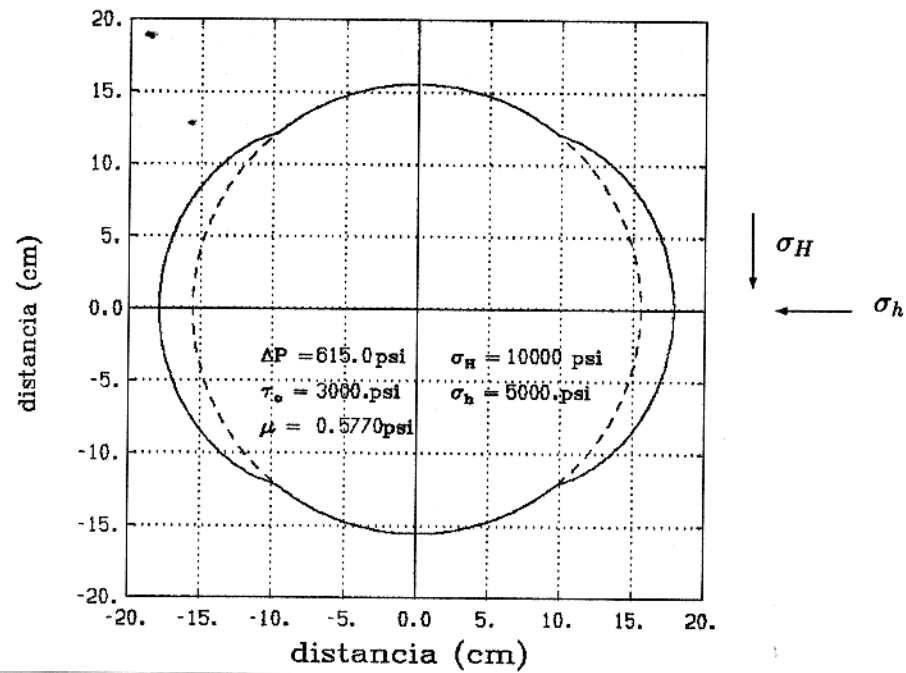


Figura 46 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Coulomb, usando o quarto conjunto de condições.

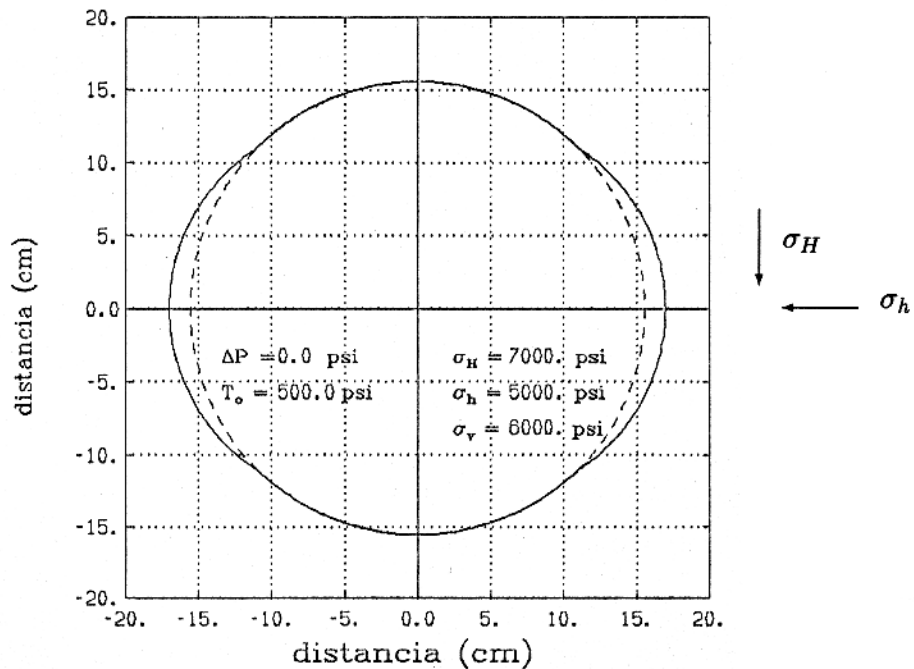


Figura 47 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Griffith, usando o primeiro conjunto de condições.

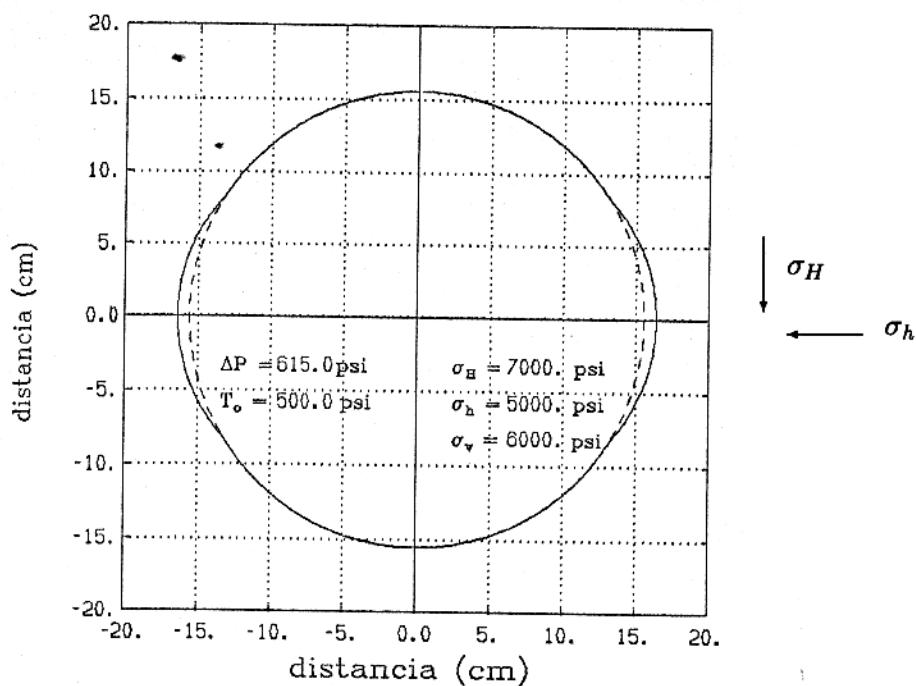


Figura 48 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Griffith, usando o segundo conjunto de condições.

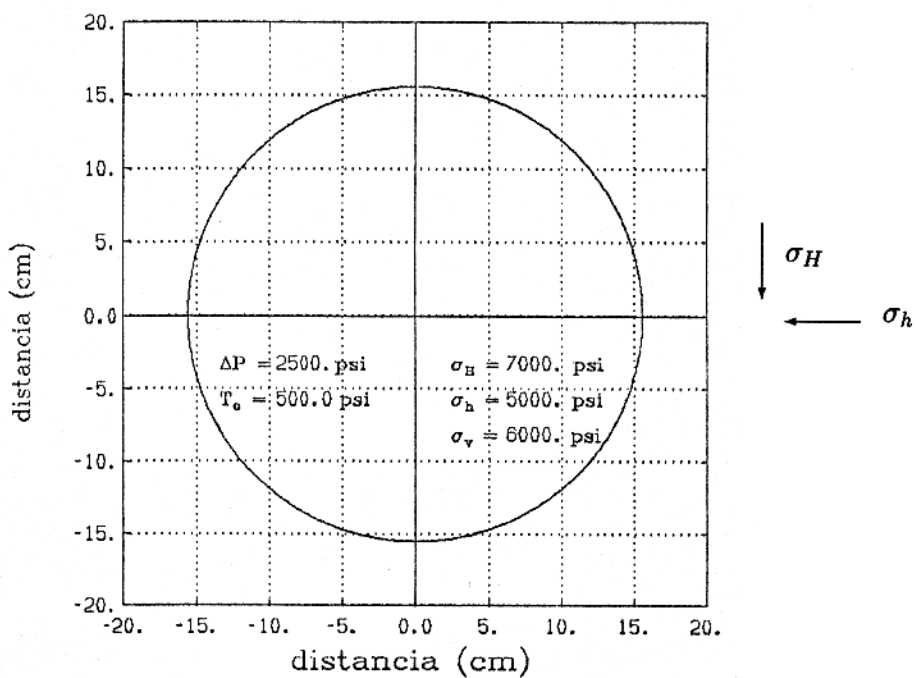


Figura 49 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Griffith, usando o terceiro conjunto de condições.

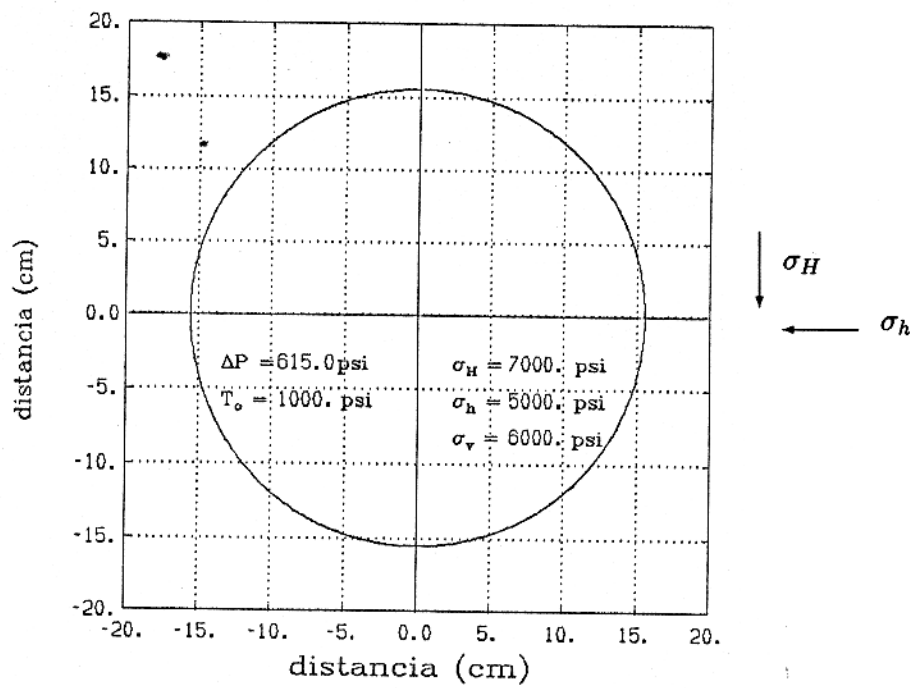


Figura 50 - Seção reta de poço calculada segundo o critério de Griffith, usando o quarto conjunto de condições.

6 - APLICAÇÃO

A metodologia descrita nos Capítulos anteriores foi aplicada aos poços A e B obtendo-se um perfil contínuo da forma da parede de cada um dos poços na direção de atuação de σ_h , ou seja, a direção de maior quebra da parede do poço, conforme mostrado nas Figuras 43 a 55 do Capítulo 5. Os fatores que apresentaram maior influência na aplicação desta metodologia foram a determinação do campo de tensões afastado dos poços (ou aquele atuante antes da existência deles) e a definição do critério de ruptura apropriado para a área em estudo. Mas outros fatores também são importantes como descrito a seguir.

6.1 - CORREÇÃO DO EFEITO DO HIDROCARBONETO SOBRE V_p , ρ_b E V_s

O hidrocarboneto contido nos poros da rocha-reservatório provoca reduções na velocidade de propagação da onda compressional e em ρ_b que não guardam relação direta com as propriedades físicas do arcabouço sólido da rocha. Para corrigir esse efeito do hidrocarboneto sobre V_p Tixier et al. (1975) propuseram a seguinte correção

$$\Delta t_{p_{cor}} = \Delta t_p - C_p(C_p - 1)\phi S_{hc}(\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \quad (77)$$

onde

C_p é um fator de compactação da formação

ϕ é a porosidade da rocha (em frações da unidade)

S_{hc} é a saturação de hidrocarboneto (%)

Δt_f é o tempo de trânsito da onda P no fluido sem o hidrocarboneto ($\mu s/ft$)

Δt_{ma} é o tempo de trânsito da onda P na matriz da rocha ($\mu s/ft$).

A saturação de hidrocarbonetos pode ser estimada a partir de perfis geofísicos de propriedades elétricas da formação (Ellis, 1987). O fator de compactação C_p assume valores entre a unidade, para rochas bem consolidadas, até próximo de 2,0 para sedimentos inconsolidados. Devido ao fato de ser desconhecida uma forma de medir C_p continuamente no poço, especialmente em litologias argilosas e saturadas por hidrocarbonetos, pode-se tomar o

termo $C_p(C_p - 1)$ como sendo igual a unidade para rochas pouco consolidadas, o que resulta em

$$\Delta t_{p_{cor}} = \Delta t_p - \phi S_{hc}(\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \quad (78)$$

O efeito do hidrocarboneto sobre ρ_b pode ser corrigido se a diferença entre a densidade do fluido da formação sem o hidrocarboneto ρ_f e a densidade do hidrocarboneto ρ_{hc} , dentro da fracção saturada, for somada à densidade de perfil

$$\rho_{b_{cor}} = \rho_b + S_{hc}(\rho_f - \rho_{hc}) \quad (79)$$

onde

ρ_f é a densidade do fluido (g/cm^3)

ρ_{hc} é a densidade do hidrocarboneto (g/cm^3).

A densidade ρ_b é, em geral, já corrigida para o efeito do hidrocarboneto durante o processamento dos dados de campo, mas a equação 79 fornece uma densidade equivalente a $S_{hc} = 0$, pois a saturação em hidrocarboneto modifica a densidade da formação mas não deve modificar suas propriedades mecânicas as quais dependem basicamente do arcabouço mineral da rocha.

Da Tabela 1 (seção 2.3.3) pode-se ver que, para a litologia amostrada, a razão V_p/V_s nas medidas de laboratório é em torno de 1,8 e considerando que esta razão chega em torno de 2,0 para as litologias mais argilosas (Castagna et al., 1985), precisa-se corrigir V_s de modo que V_p/V_s varie de 1,8 para as litologias mais limpas a 2,0 para aquelas mais argilosas. Isto pode ser feito observando os valores de densidade corrigida máxima $\rho_{b_{max}}$ (litologias mais argilosas) e mínima $\rho_{b_{min}}$ (litologias menos argilosas) a fim de determinar um gradiente para a distribuição linear da diferença de V_p/V_s de 0,2 entre os arenitos e os folhelhos. Assim Δt_s pode ser corrigido através de

$$\Delta t_{s_{cor}} = [1,8 + (\rho_{b_{cor}} - \rho_{b_{min}}) \frac{0,2}{(\rho_{b_{max}} - \rho_{b_{min}})}] \Delta t_{p_{cor}} \quad (80)$$

Considerando que no caso dos poços A e B $\rho_{b_{max}} = 2,4$ e $\rho_{b_{min}} = 2,1$, tem-se

$$\Delta t_{s_{cor}} = [1,8 + (\rho_{b_{cor}} - 2,1) \frac{2}{3}] \Delta t_{p_{cor}} \quad (81)$$

As Figuras 51 a 54 comparam os valores de $V_{p_{cor}}$ e $V_{s_{cor}}$ (linhas sólidas) com aqueles obtidos em laboratório e, como pode-se observar, são bem mais concordantes que aqueles vistos nas Figuras 16 e 17 do Capítulo 2.

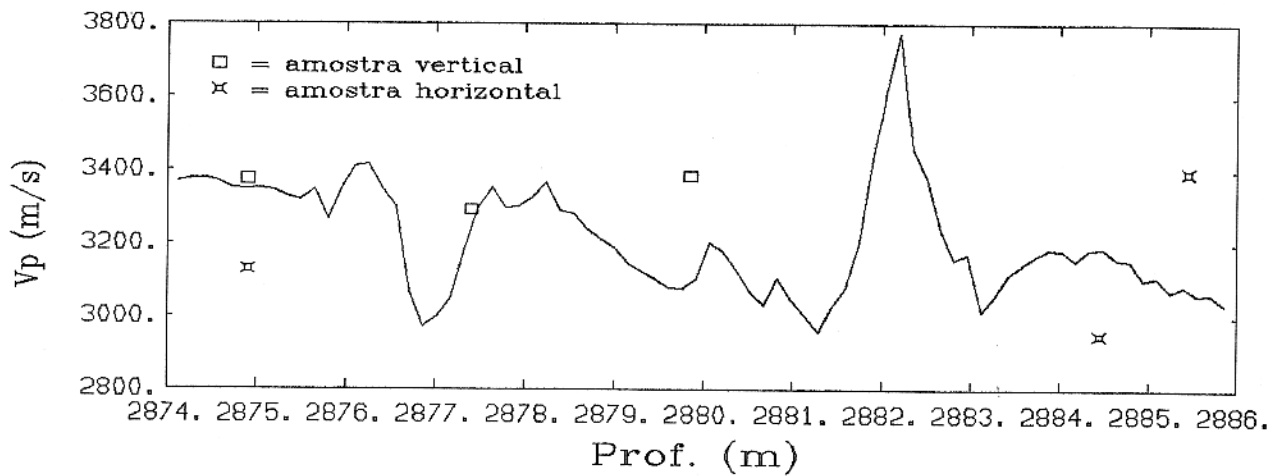


Figura 51 - Comparação entre $V_{p_{cor}}$ e $V_{p_{lab}}$ para o poço A.

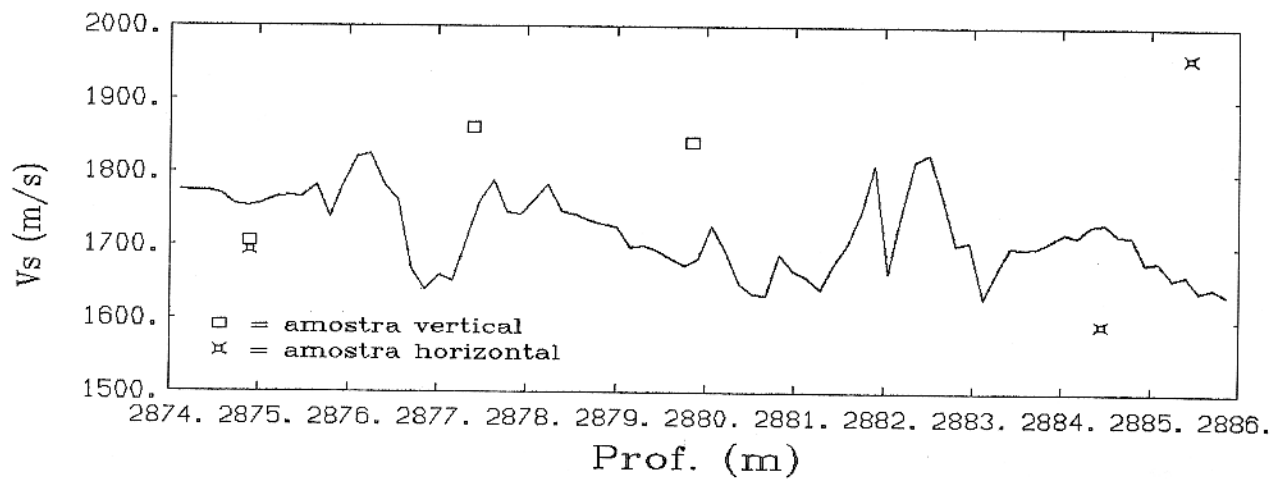


Figura 52 - Comparação entre $V_{s_{cor}}$ e $V_{s_{lab}}$ para o poço A.

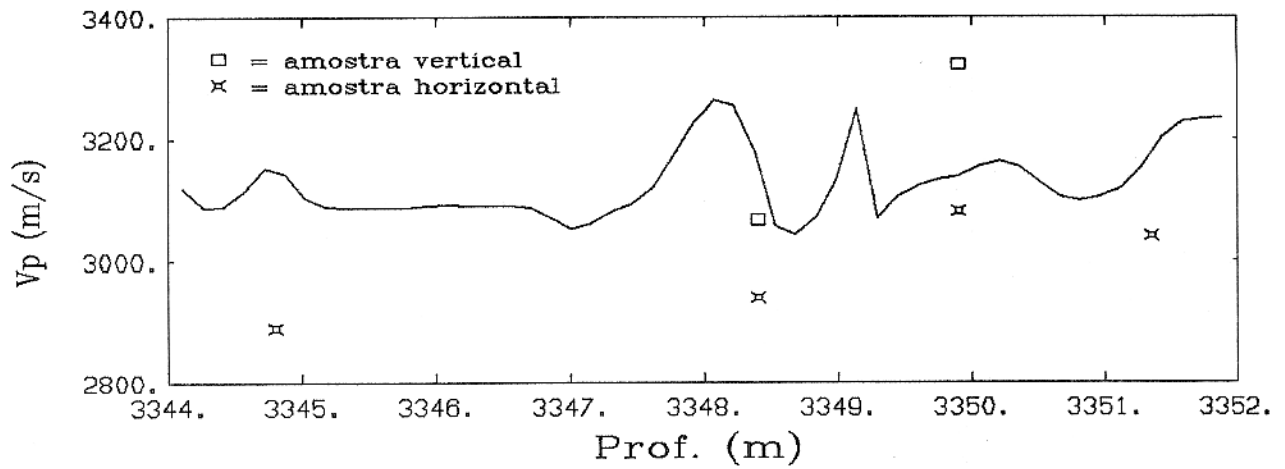


Figura 53 - Comparação entre $V_{p_{cor}}$ e $V_{p_{lab}}$ para o poço B.

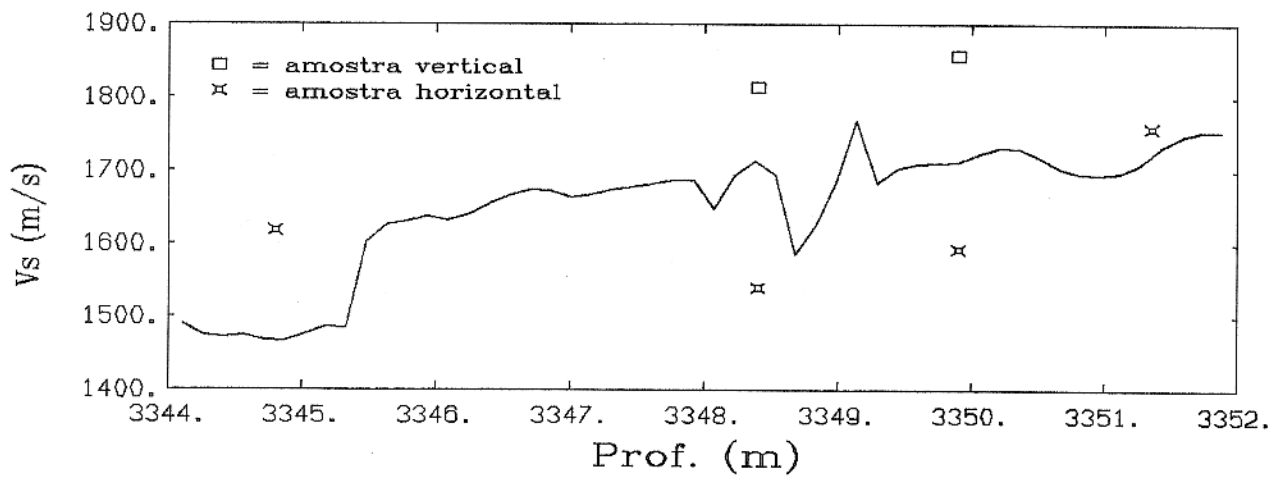


Figura 54 - Comparação entre $V_{s_{cor}}$ e $V_{s_{lab}}$ para o poço B.

6.2 - CÁLCULO DOS PARÂMETROS ELÁSTICOS

6.2.1 - Fator α de Biot

Os fluidos contidos nos poros das rochas suportam parte da tensão total aplicada sobre elas de forma que apenas a diferença entre a tensão total e a pressão do fluido contido nos poros, chamada de tensão efetiva σ_{ef} , é suportada pela matriz, como proposto por Terzaghi (Brown, 1986):

$$\sigma_{ef} = \sigma - P_p \quad (82)$$

onde

σ = tensão total aplicada

P_p = pressão de poros

No entanto devido a estreitamentos existentes no espaço intergranular (por efeito de cimentação ou forma dos grãos) a pressão de poro não possui eficiência total na sua oposição à tensão total aplicada. Assim Biot (Economides, 1988) propôs o fator de correção α para o efeito da pressão de poro

$$\sigma_{ef} = \sigma - \alpha P_p \quad (83)$$

onde α varia entre 0 e 1 e seu valor depende da geometria do poro e das propriedades físicas dos constituintes sólidos da rocha. Após simplificações (Economides, 1988), o valor de α pode ser expresso como

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s} \quad (84)$$

O módulo de volume dos sólidos da rocha K_s foi calculado continuamente usando a composição mineralógica fornecida pelos perfis processados ELAN (marca da Schlumberger) e foram adotadas velocidades sônicas e densidades tabeladas para estes minerais. Os valores considerados estão mostrados na Tabela 4 (Eastwood & Castagna, 1987).

Tabela 4 - Valores adotados para o arcabouço mineral

mineral	ρ (g/cm ³)	Δt_p (μ s/ft)	Δt_s (μ s/ft)
quartz	2,65	52,1	77,5
calcita	2,71	49,1	94,8
argila	2,40	70,4	136,3

O uso dos valores de ρ , Δt_p e Δt_s listados na Tabela 4 para os principais minerais constituintes das rochas dos poços A e B é uma aproximação, uma vez que estes são valores médios para aqueles minerais. O fator α é de grande importância na determinação do campo *in situ* de tensões efetivas. Os valores de α calculados para os poços A e B estão mostrados nas Figuras 55 e 56 ao lado do conteúdo mineralógico de quartzo e argila para o respectivo poço.

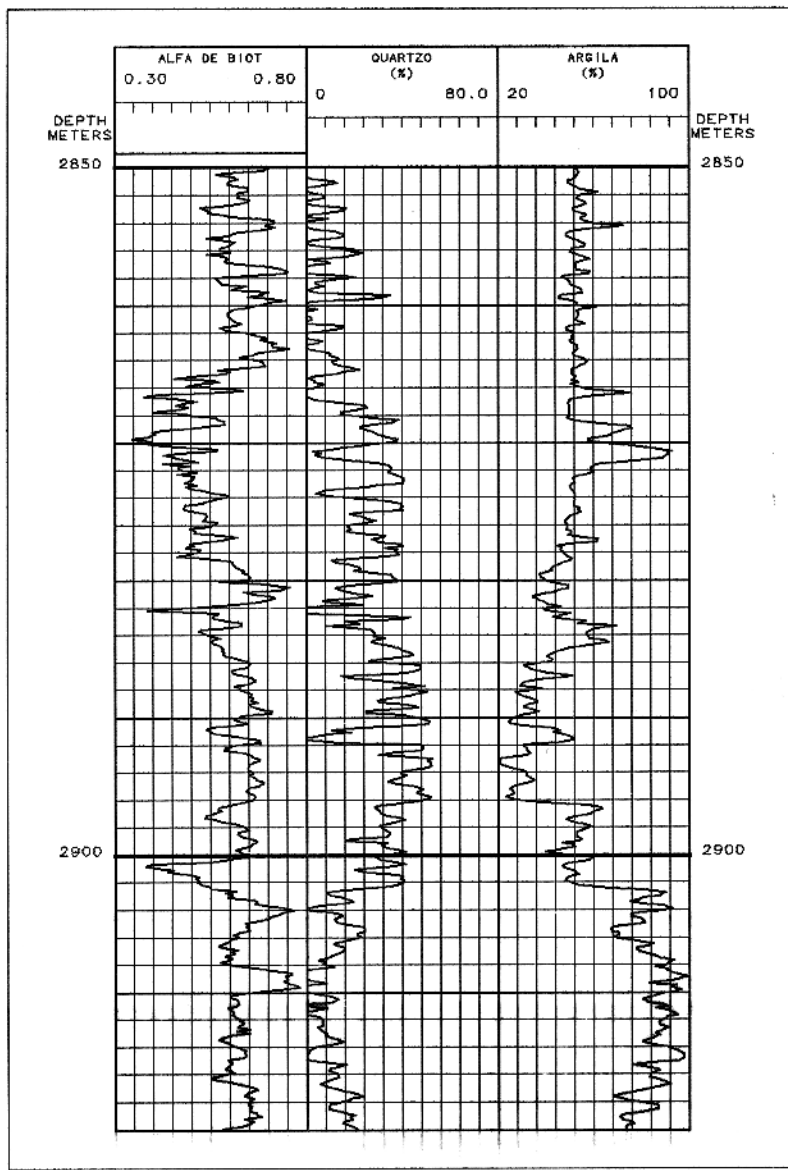


Figura 55 - Parâmetro α de Biot, conteúdo de quartzo e de argila para o poço A.

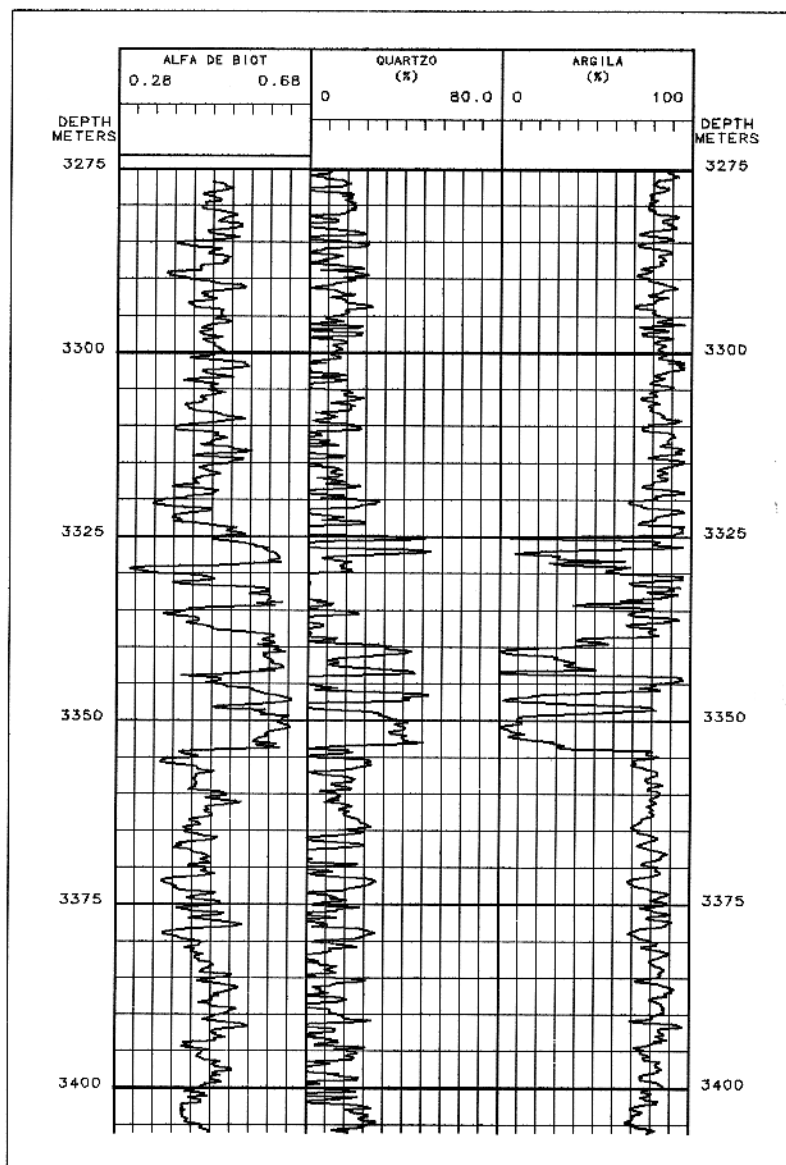


Figura 56 - Parâmetro α de Biot, conteúdo de quartzo e de argila para o poço B.

Os demais parâmetros elásticos foram calculados de acordo com as equações 13, 14, 33, 35 e 44, e estão dispostos nas Figuras 57 e 58.

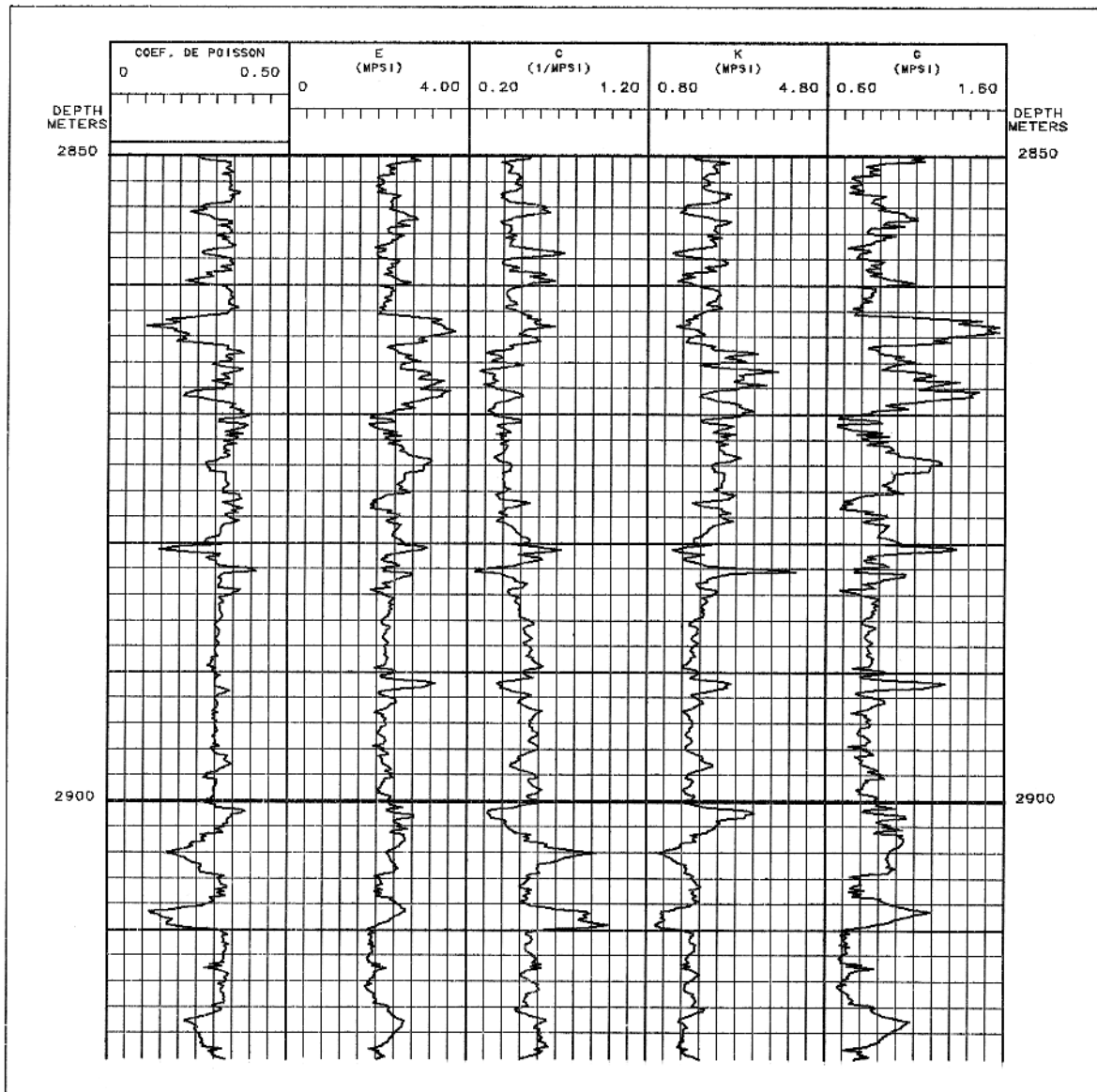


Figura 57 - Parâmetros elásticos calculados em trecho do poço A.

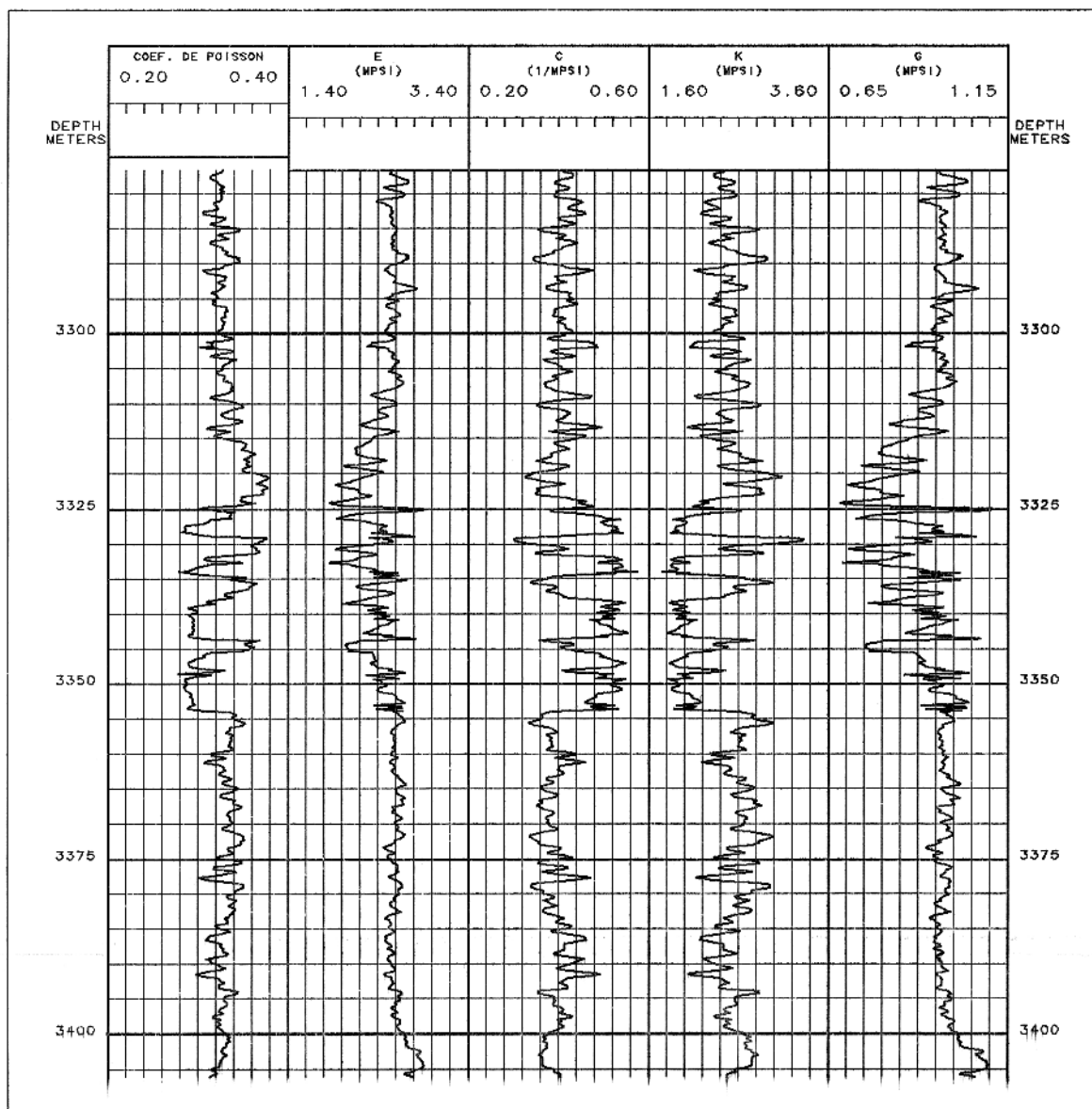


Figura 58 - Parâmetros elásticos calculados em trecho do poço B.

Comparando a Figura 58 com a Figura 56 vê-se que o módulo de Young E é maior nos folhelhos (ricos em argila) e menor nos arenitos assim como o módulo de cisalhamento G e a compressibilidade c , já o módulo de volume K se comporta de modo inverso. As

relações entre os parâmetros elásticos (Tabela 2, seção 3.1.3) foram deduzidas a partir da definição de E e ν em termos de V_p , V_s e ρ_b (equações 13 e 14) que por sua vez representam os parâmetros elásticos principais de um meio elástico homogêneo e isotrópico no qual as ondas P e S se propagam. Além disso, as relações entre ν e E e os demais parâmetros elásticos (K , c e G) supõem que o corpo está submetido a um estado hidrostático de tensões. Estas simplificações, ao lado da componente inelástica embutida no comportamento mecânico de rochas reais, faz com que as propriedades elásticas dinâmicas geralmente guardem alguma diferença das propriedades mecânicas estáticas.

6.3 - PRESSÃO DE POROS EFETIVA

O teste de formação fornece um valor de pressão estática representativo da pressão de poros da formação, no entanto esse valor é pontual e geralmente esse tipo de teste é feito apenas na litologia-reservatório de interesse, de forma que a pressão de poros é conhecida apenas em algumas profundidades. No caso do poço A apenas em uma dada profundidade (3351,5 m) o teste de formação havia sido executado e no poço B os resultados do teste estão disponíveis em algumas profundidades dentro de um intervalo de aproximadamente 20 metros de espessura, sendo no entanto todos os resultados de valores muito próximos, podendo-se tomar um deles como representativo do conjunto.

Como os poços A e B localizam-se no mar, tomou-se como premissa do cálculo da pressão de poros que no nível do assoalho oceânico a pressão de poros deve ser igual ao peso da coluna de água sobrejacente e que o gradiente positivo da pressão de poros, abaixo desse nível, é constante.

Assim a pressão de poros a cada profundidade do poço é dada pela soma de duas parcelas, a primeira corresponde ao peso da coluna de água e a segunda é o produto do gradiente da pressão de poros pela espessura do pacote litológico compreendido entre o fundo do mar e a profundidade para a qual P_p é calculada

$$P_p = P_{p_0} + \nabla P_p (D - D_0) \quad (85)$$

onde P_{p_0} é a pressão hidrostática no fundo do mar, ∇P_p é o gradiente da pressão de poros,

D é a profundidade considerada e D_o é a profundidade do fundo do mar.

O gradiente de pressão de poros ∇P_p é dado por

$$\nabla P_p = \frac{P_{p_{tf}} - P_{p_o}}{D_{tf} - D_o} \quad (86)$$

onde $P_{p_{tf}}$ e D_{tf} são a pressão de poros e profundidade do teste de formação, respectivamente. A pressão de poros efetiva $P_{p_{ef}}$ pode então ser calculada (Haimson & Fairhurst, 1967) por

$$P_{p_{ef}} = \alpha P_p (1 - \xi) \quad (87)$$

onde

$$\xi = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (88)$$

O uso do fator ξ se justifica porque a ação da pressão de poros num material homogêneo e isotrópico deve ocorrer radialmente de forma que $P_{p_{ef}}$ possui além da componente principal αP_p , o decréscimo da componente $\alpha P_p \xi$ referente à ação da pressão de poros na direção perpendicular à direção do raio do poço. A Figura 59 mostra $P_{p_{ef}}$ para os poços A e B.

Comparando a Figura 59 com as Figuras 55 e 56 vê-se que a pressão de poros efetiva, calculada de acordo com a equação 87, sofre forte influência de α . Isto ocorre porque a pressão de poros é medida pelo teste de formação em apenas alguns pontos isolados tomando-se um gradiente constante para o cálculo dos seus valores entre esses pontos.

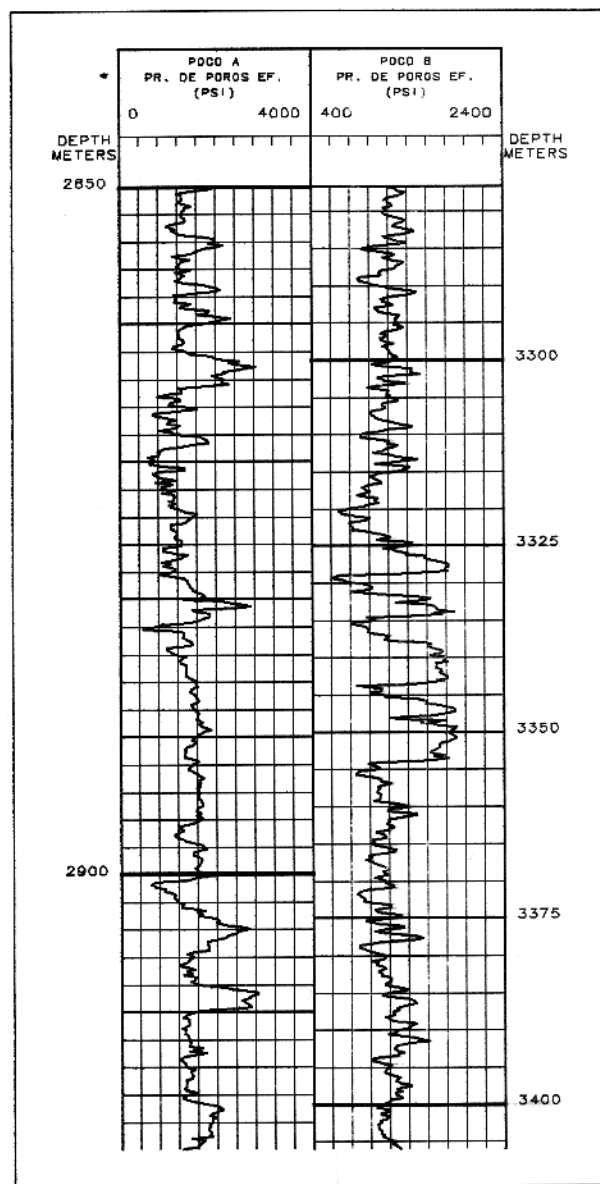


Figura 59 - Pressão de poros efetiva dos poços A e B.

6.4 - PRESSÃO DE ABSORÇÃO

Para os poços A e B os dados de teste de absorção são disponíveis em apenas duas profundidades em cada poço, de modo que é preciso calcular os valores esperados nas demais profundidades. Peso de lama equivalente (lb/gal) é a unidade utilizada para exprimir o

peso da lama necessário para produzir a pressão medida num teste de absorção numa dada profundidade. Como se espera que na boca do poço a pressão de absorção seja nula (ou muito pequena) e que tenha um crescimento inicialmente rápido com a profundidade, em seguida assumindo um comportamento quase linear com um aumento muito vagaroso em relação à profundidade, espera-se que a função

$$P_{abs} = 0.1704 f_1 D \tanh(D/f_2) \quad (89)$$

represente bem o comportamento geral da pressão de absorção com relação à profundidade. A constante f_1 representa o valor máximo de peso de lama equivalente esperado para o poço e f_2 é um fator de ajuste para que a equação acima, nas profundidades dos testes de absorção, forneça valores coincidentes com os resultados dos testes. As constantes f_1 e f_2 são determinadas para cada poço e a constante 0.1704 é o fator de conversão de unidades (de Pascal para psi).

6.5 - AVALIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DA FORMAÇÃO

A resistência da formação rochosa, como citado no Capítulo 3, é uma propriedade que possui componentes inelásticas, sendo assim difícil de ser avaliada utilizando apenas parâmetros elásticos (estáticos ou dinâmicos), mas a relação entre a resistência à compressão C_o e o módulo de Young (equação 47) proposta por Deere & Miller (Anderson et al., 1986) para rochas sedimentares fornece valores de resistência à compressão dentro do intervalo de valores esperado para uma dada litologia. É recomendável o ensaio estático em prensa hidráulica para a confirmação dos resultados fornecidos pela equação 47 quando nela é utilizado o módulo de Young E dinâmico. Infelizmente não foi possível incluir este tipo de ensaio no escopo deste trabalho. Assim a resistência à compressão da formação rochosa foi avaliada segundo a equação 47 onde o volume de argila V_d foi obtido dos perfis ELAN (marca da Schlumberger) e E foi calculado a partir de V_p , V_s e ρ_b obtidos dos perfis sônico de onda completa e de densidade.

A resistência à tração T_o foi avaliada considerando a razão C_o/T_o igual a 12 e a ava-

liação da resistência da formação ao cisalhamento depende do critério de ruptura adotado, como discutido na seção 5.2. A Figura 60 mostra C_o e T_o para os poços A e B.

6.6 - TENSÕES PRINCIPAIS

6.6.1 - Avaliação do campo de tensões afastado do poço

A tensão vertical σ_v foi calculada de acordo com a equação 48 acrescentando-se a esta o peso referente à coluna de água, uma vez que os poços A e B encontram-se no mar. Um outro aspecto a considerar é que normalmente os poços não são perfilados em toda a sua extensão, mas apenas em intervalos de possível interesse. Assim o perfil de densidade não fornece o valor da densidade dos sedimentos continuamente desde a boca do poço (fundo do mar, nestes casos) até a profundidade de interesse. Esta dificuldade foi superada supondo uma densidade média de $2,1 \text{ g/cm}^3$ para os sedimentos inconsolidados presentes no pacote litológico superior que vai do assoalho oceânico até atingir a profundidade de início do intervalo perfilado.

A tensão horizontal mínima σ_h pode ser estimada utilizando um modelo elástico de deformação como discutido na seção 4.1.3. Considerando o modelo de deformação uniaxial, a tensão horizontal mínima é dada por

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu}(\sigma_v - P_{pef}) + P_{pef} \quad (90)$$

onde P_{pef} é a pressão de poros efetiva dada pela equação 87.

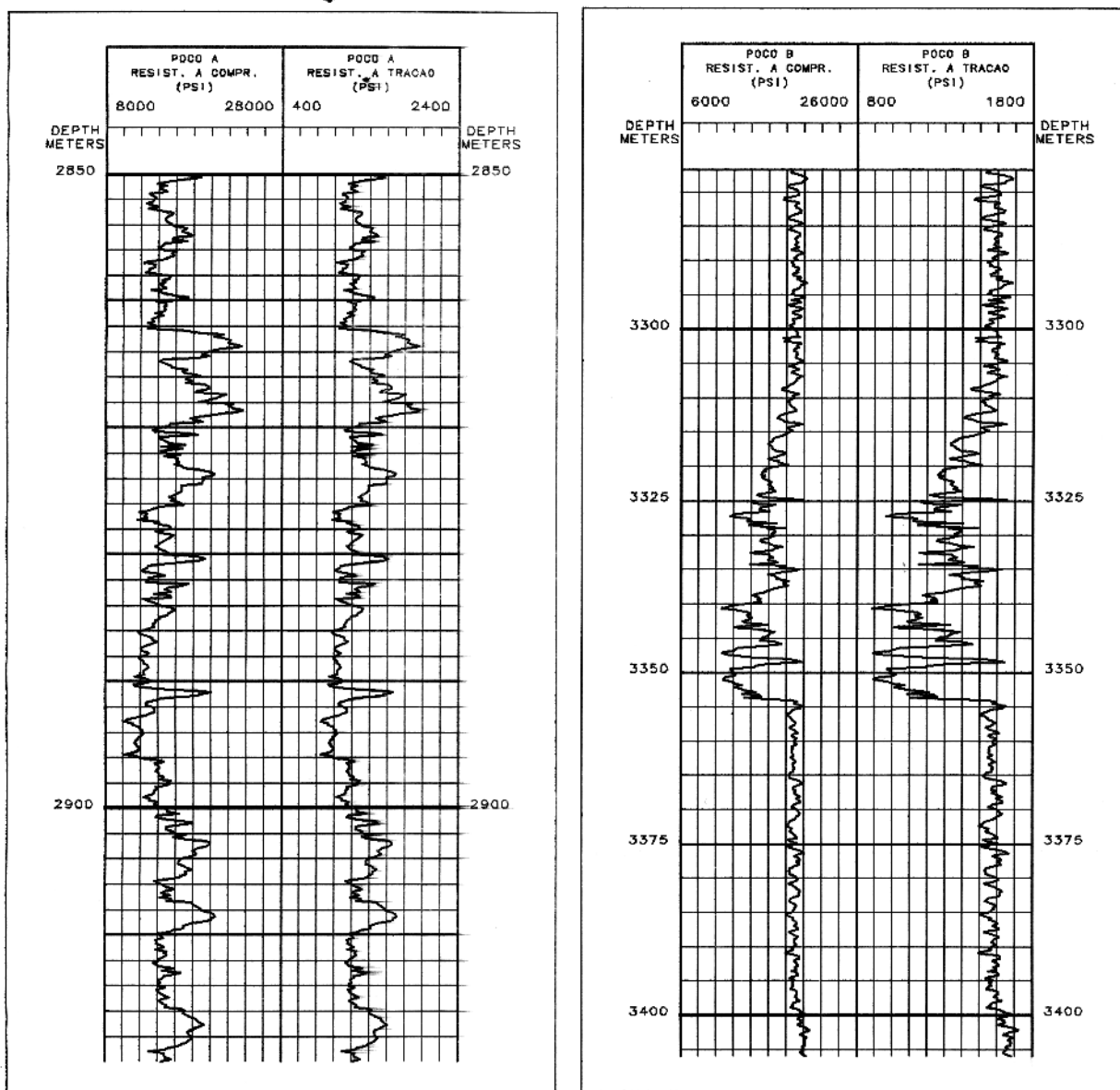


Figura 60 - C_o e T_o para os poços A e B.

O modelo elástico de deformação uniaxial, discutido na seção 4.1.2.4, supõe que as tensões horizontais σ_h e σ_H são de mesma intensidade, no entanto, somado a este modelo pode haver uma componente de tensão tectônica, a qual independe do modelo elástico mas influencia as demais tensões. Uma forma de avaliar a magnitude dessa componente tectônica de tensão agindo na direção de σ_H é através da associação do modelo elástico de deformação

com os testes de pressurização do poço como o teste de micro-fraturamento ou o teste de absorção.

Tomando a equação 49 como representativa também do teste de absorção e associando a ela o modelo elástico de deformação uniaxial, a tensão horizontal máxima σ_H fica dada por

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_{abs} + T_o - P_{pef} \quad (91)$$

Na verdade a equação 91 representa uma aproximação de primeira ordem de σ_H uma vez que ela só é válida na parede do poço ($r = a$) e supõe que o processo de absorção só ocorre com eficiência quando a pressão interna do poço suplanta a resistência à tração T_o da formação, quando esta sofre micro-fissuras. Assim a componente tectônica corresponderia, aproximadamente, à diferença entre σ_H e σ_h dadas pelas equações 91 e 90, respectivamente.

As Figuras 61 e 62 apresentam as tensões σ_v , σ_h e σ_H estimadas para os poços A e B. Todas as tensões são efetivas, ou seja, já está descontado o efeito da pressão de poros efetiva. Isto explica porque σ_v não se mostra linearmente crescente com a profundidade. Utilizando a associação entre o modelo elástico de deformação uniaxial e o resultado do teste de absorção, σ_H e σ_h calculadas para o poço B (Figura 62) são qualitativa e quantitativamente consistentes. No caso do poço A (Figura 61) há intervalos onde o valor calculado de σ_H é muito pequeno chegando a ser menor do que o valor de σ_h . Isto ocorre naqueles pontos onde ν é pequeno (menor que 0,25). Finalmente, pode-se observar a dependência do campo de tensões efetivas em relação a ν comparando as Figuras 61 e 62 com ν das Figuras 57 e 58.

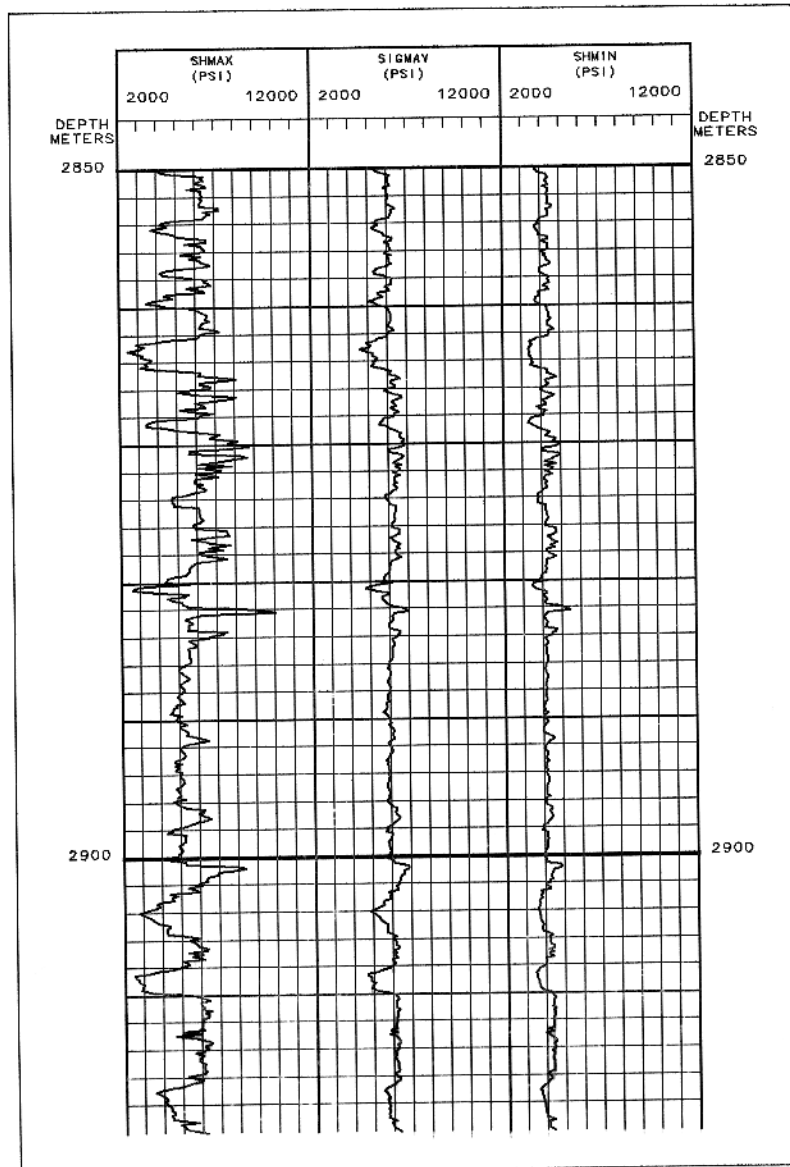


Figura 61 - Tensões σ_H , σ_v e σ_h estimadas para o poço A.

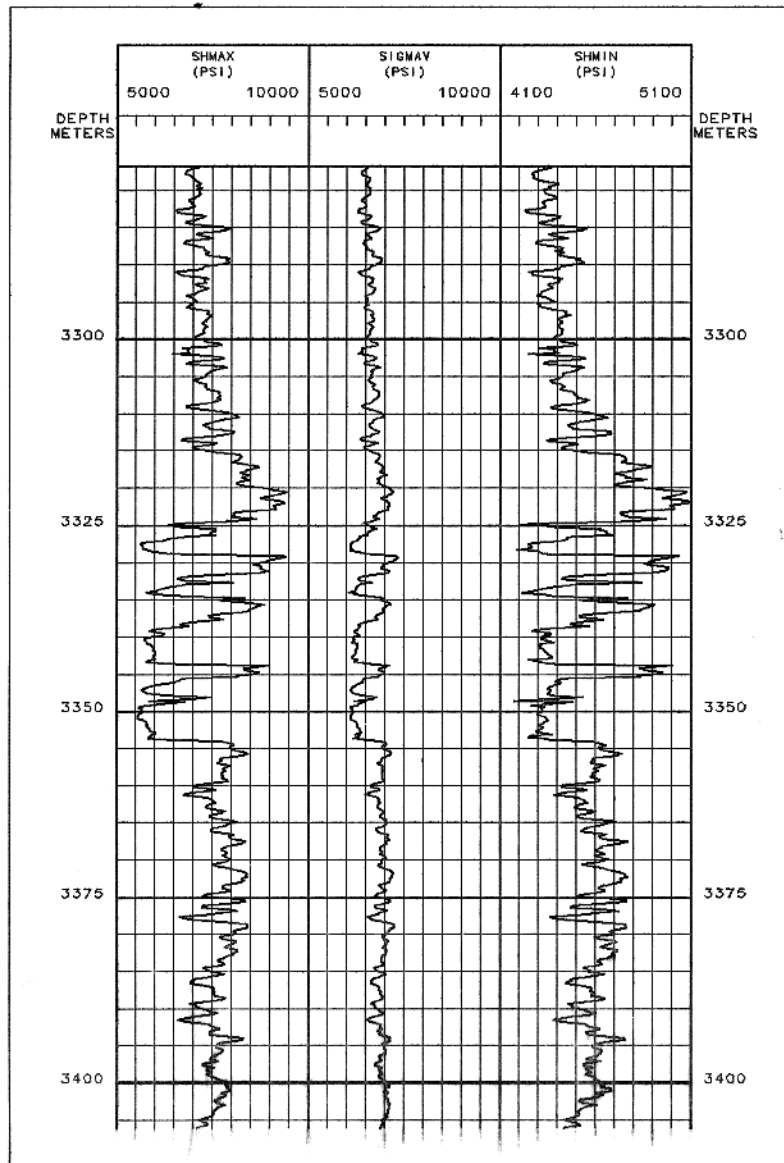


Figura 62 - Tensões σ_H , σ_v e σ_h estimadas para o poço B.

6.6.2 - Avaliação do campo de tensões próximo da parede do poço

As tensões radial σ_r , tangencial σ_θ e de cisalhamento τ foram calculadas de acordo com as equações 59, 60 e 62, respectivamente, e a tensão normal σ decorrente do campo de tensões na vizinhança do poço foi calculada de acordo com a expressão abaixo apresentada por Timoshenko & Goodier (1951) e Turcotte & Schubert (1982)

$$\sigma = \left(\frac{\sigma_\theta + \sigma_r}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_\theta - \sigma_r}{2} \right) \cos 2\theta \quad (92)$$

Utilizando as tensões σ_h e σ_H mostradas nas Figuras 61 e 62, foram calculadas σ_r , σ_θ , τ e σ as quais as Figuras 63 e 64 apresentam. As tensões apresentadas nas Figuras 63 e 64 são calculadas na direção de σ_h e no ponto em que esta metodologia prevê a quebra do poço ($r \leq a$). Isto explica porque a tensão radial, na maioria das profundidades, assume um valor constante pois quando não há quebra da parede do poço $\sigma_r = \Delta P$, de acordo com a equação 59, e $\sigma_r > \Delta P$ quando $r > a$. As demais curvas assumem a forma das tensões do campo afastado do poço, as quais dependem de ν e α .

6.7 - RESULTADOS

O cálculo de ocorrência e extensão de quebra da parede de poços utilizando as propriedades elásticas associado a uma análise do campo de tensões atuante sobre as rochas adjacentes ao poço apresenta resultados que são dependentes do critério de ruptura considerado, como visto a seguir.

6.7.1 - Usando o critério de Coulomb

Segundo este critério a resistência ao cisalhamento da rocha τ_0 pode ser avaliada pela equação 74 e quando comparada com a tensão cisalhante τ dada pela equação 62, pode-se avaliar se haverá quebra da parede do poço e, se houver, qual a sua extensão. As Figuras 65 e 66 mostram τ_0 , τ e a quebra esperada na parede dos poços A e B na direção da tensão horizontal mínima σ_h , segundo o critério de Coulomb.

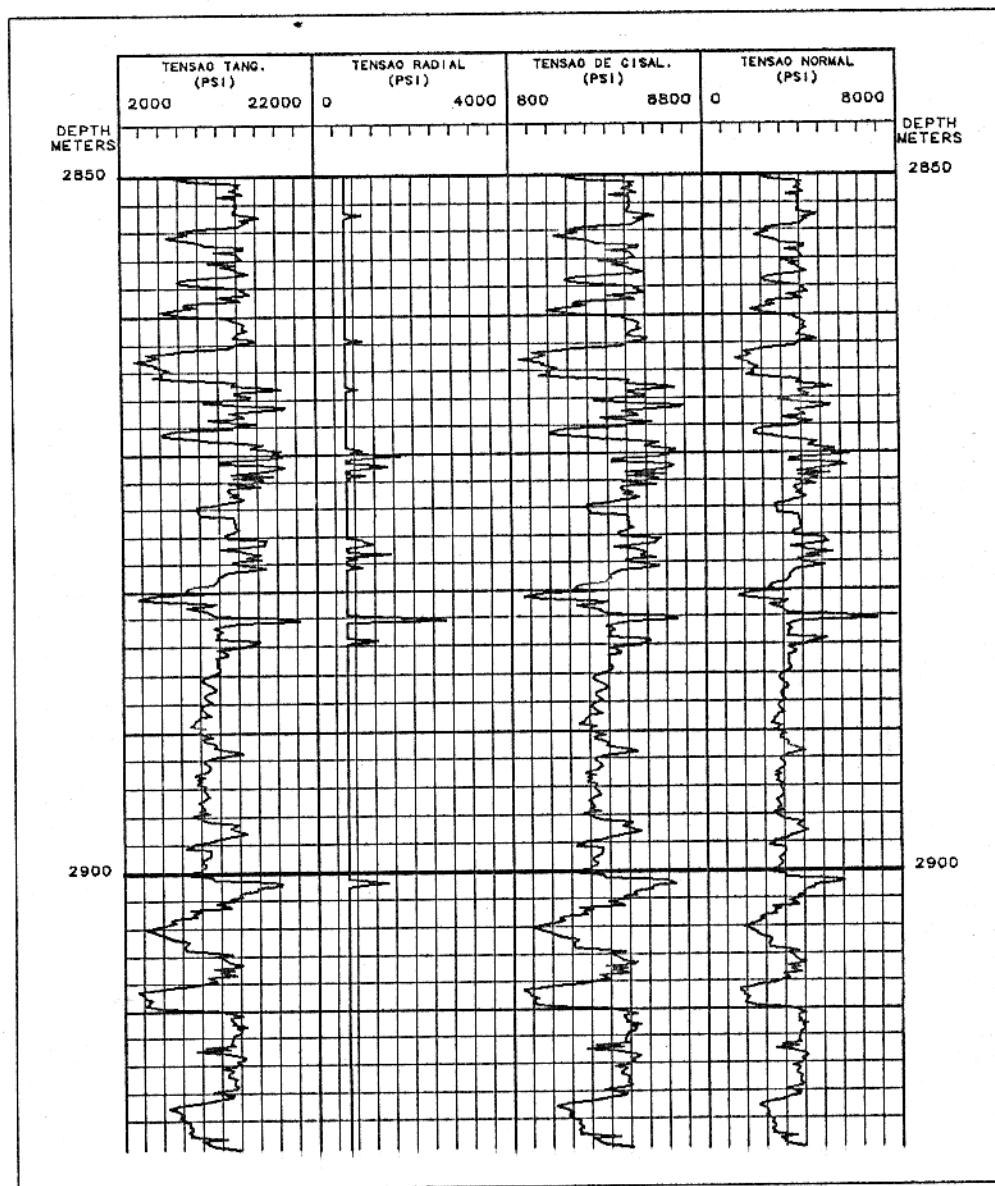


Figura 63 - σ_{θ} , σ_r , τ e σ para o poço A.

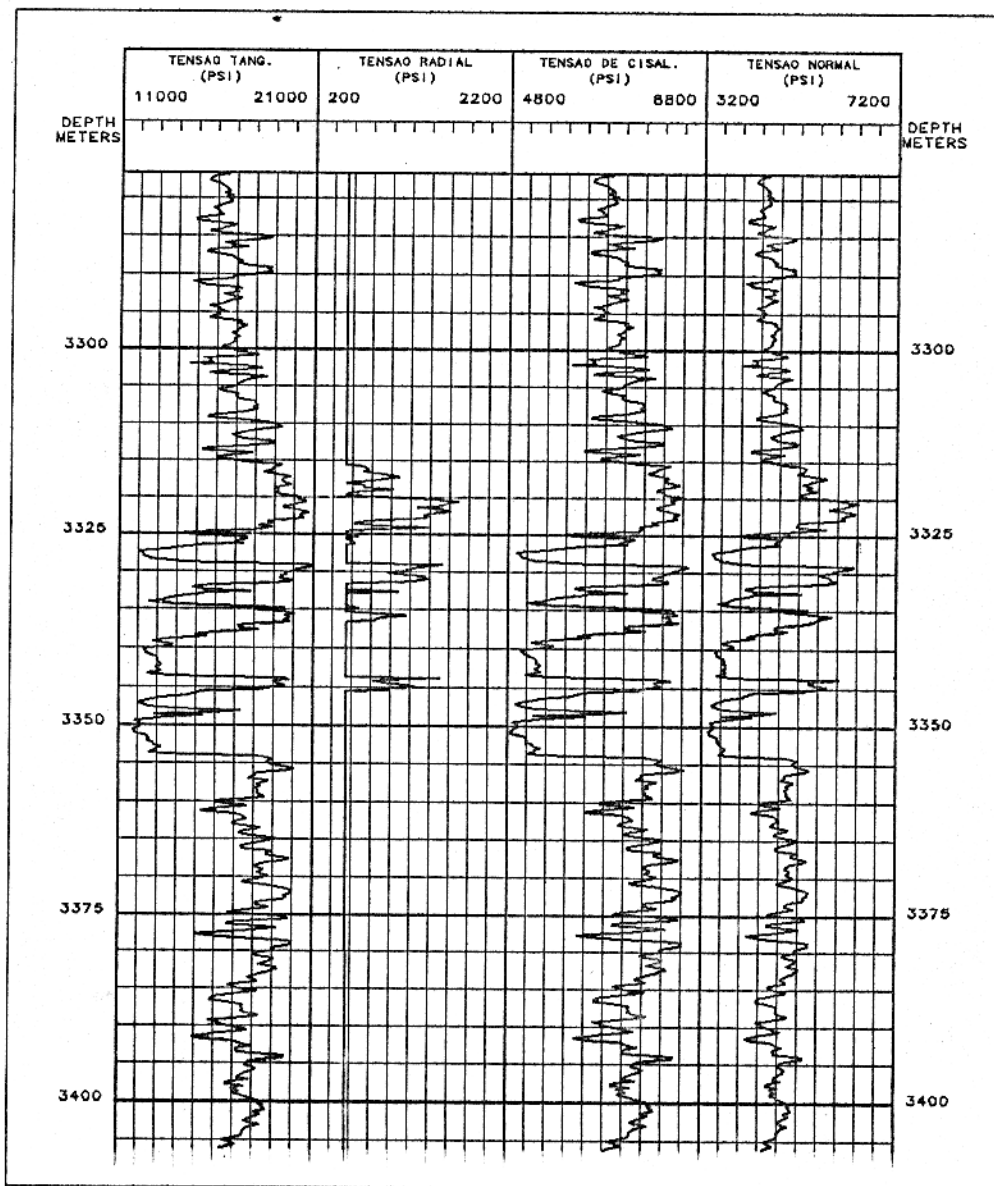


Figura 64 - σ_{θ} , σ_r , τ e σ para o poço B.

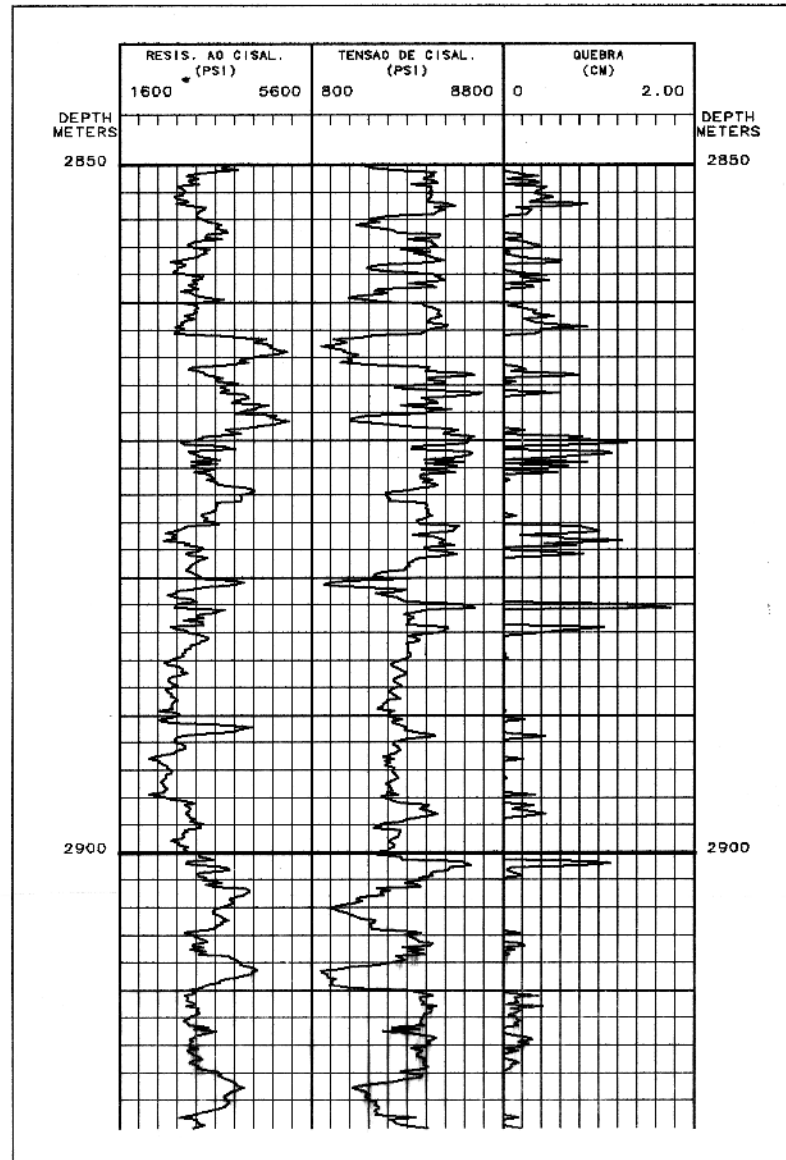


Figura 65 - τ_o , τ e quebra da parede do poço A, segundo o critério de Coulomb.

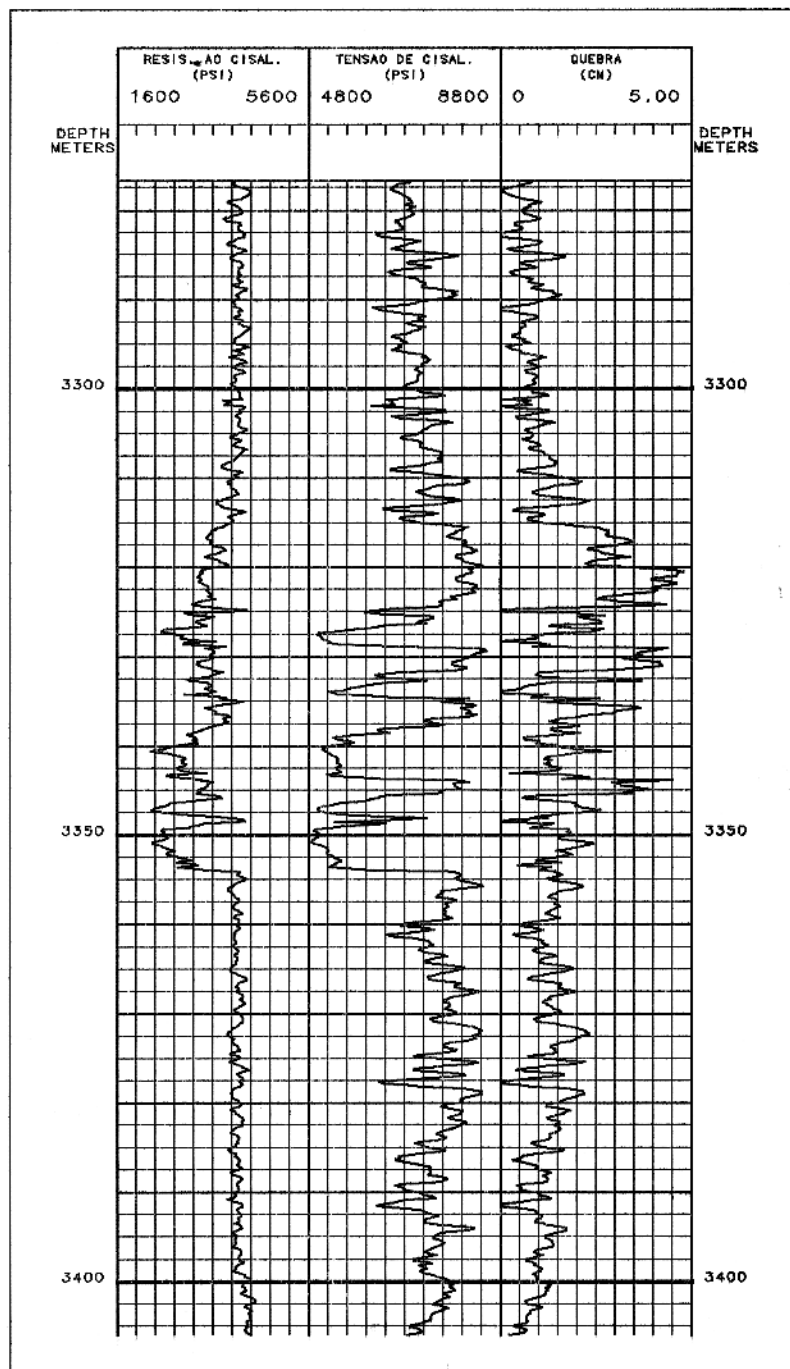


Figura 66 - τ_0 , τ e quebra da parede do poço B, segundo o critério de Coulomb.

6.7.2 - Usando o critério 3D de Griffith

Considerando σ_ϕ , a tensão tangencial vertical da equação 75, igual a σ_v , e utilizando σ_r e σ_θ dadas por (59) e (60), pode-se avaliar a quebra da parede do poço na direção de σ_h pela comparação de C_o calculada da equação 75 (já que $C_o \approx 12 T_o$) com aquela dada por (47). A Figura 67 mostra a quebra da parede dos poços A e B segundo o critério 3D de Griffith.

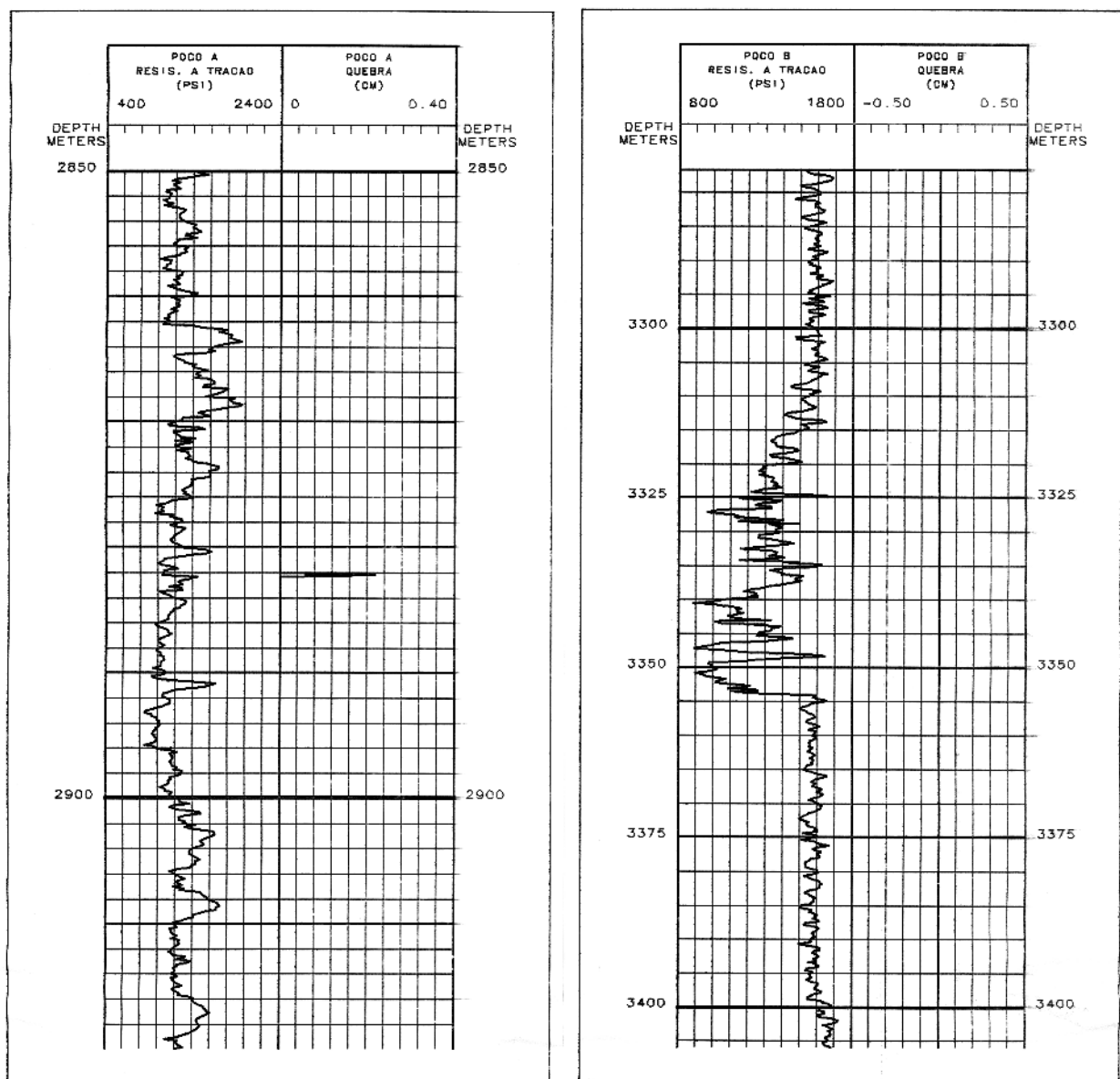


Figura 67 - Quebra da parede dos poços A e B segundo o critério de Griffith.

6.7.3 - Usando o critério de Fairhurst

Este critério quando associado ao círculo de Mohr, de modo semelhante ao critério de Coulomb, permite avaliar a resistência da formação rochosa ao cisalhamento. Isto ocorre quando $\sigma = 0$, ou seja, de acordo com a equação 76,

$$\tau_o = \frac{C_o \sqrt{1+n} - 1}{n} \quad (93)$$

onde $n = C_o/T_o$.

Da equação 76 pode-se também calcular $C_o(r)$ para diversos valores de r e determinar o ponto de quebra r através da comparação de $C_o(r)$ com C_o dada por (47). A Figura 68 mostra a quebra esperada da parede dos poços A e B segundo o critério de Fairhurst, calculada através do programa FORTRAN mostrado no anexo deste trabalho.

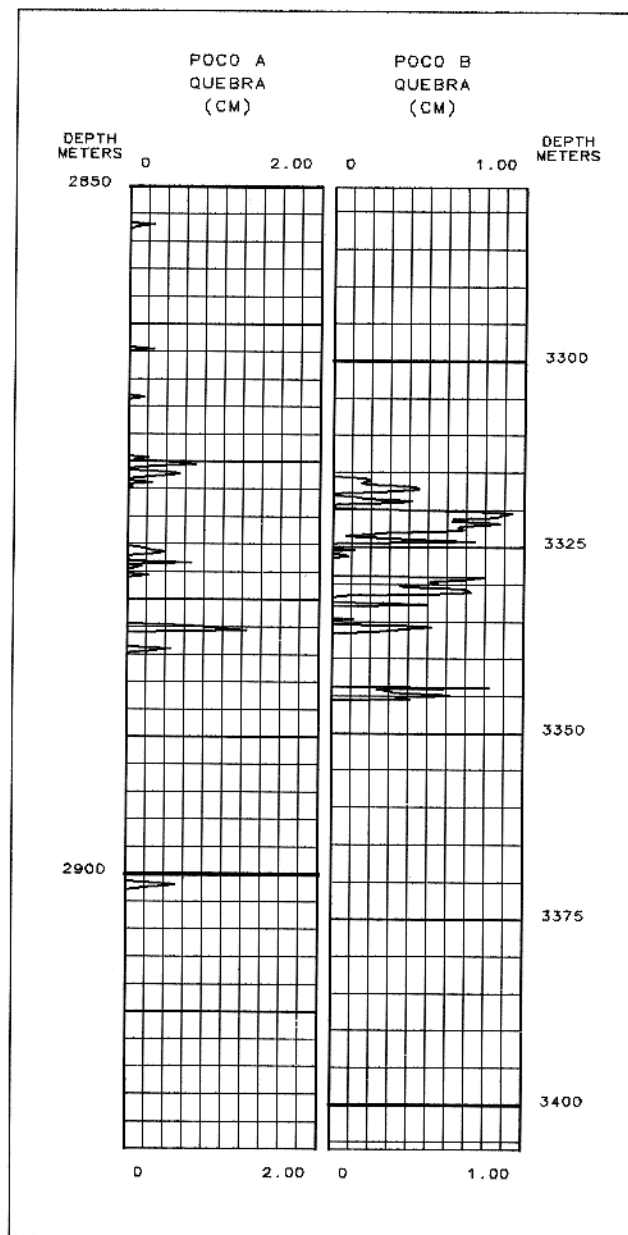


Figura 68 - Quebra da parede dos poços A e B segundo o critério de Fairhurst.

6.8 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

A fim de avaliar o critério de ruptura mais adequado à formação é preciso ter um padrão comparativo para os perfis calculados de quebra fornecidos pelos diversos critérios e mostrados nas Figuras 65 a 68. A prática de perfilagem geofísica de poço costuma associar várias ferramentas de princípios físicos diferentes, e que não provocam interferência entre si, em um único conjunto de modo que vários perfis geofísicos podem ser obtidos ao mesmo tempo, sem a necessidade de fazer corridas individuais do equipamento no poço. Um perfil auxiliar que muito comumente corre associado a outros é o *caliper* que se trata, no caso convencional, da medida do diâmetro do poço em toda a extensão perfilada do poço. O caliper é obtido graças a existência na sonda de braços de abertura móvel que registram o diâmetro do poço na direção dos braços da ferramenta. O caliper convencional possui dois braços que se abrem em sentidos opostos, ou apenas um braço se associado a outras ferramentas de perfilagem, já os perfis de geometria do poço mais avançados possuem maior número de braços (quatro ou seis), o que permite a medida do diâmetro do poço em mais de um azimute. O problema relativo ao caliper convencional é que a ferramenta quando se desloca no poço geralmente sofre rotação de modo que o diâmetro registrado a cada profundidade pode ter azimutes diferentes, e como a quebra da parede do poço devida à concentração de tensões (do tipo *breakout*) ocorre principalmente na direção de atuação da tensão horizontal mínima σ_h , a comparação entre a quebra calculada na direção de σ_h e o registro da diferença de caliper podem não coincidir em algumas profundidades. Há, no entanto, uma tendência para que os braços da ferramenta se acomodem na direção do diâmetro maior do poço. O caliper de quatro braços fornece o diâmetro do poço em duas direções perpendiculares entre si, mas este perfil está associado a ferramentas mais avançadas e não é disponível na maioria dos poços. A diferença de caliper corresponde a diferença entre o registro do caliper e o diâmetro da broca de perfuração do poço. Os perfis calculados de quebra dos poços A e B para os critérios de ruptura de Coulomb, Griffith e Fairhurst, foram comparadas com os perfis de diferença de caliper dos mesmos poços. Isto está mostrado nas Figuras 69 e 70. O único caliper disponível nestes poços foi o caliper convencional.

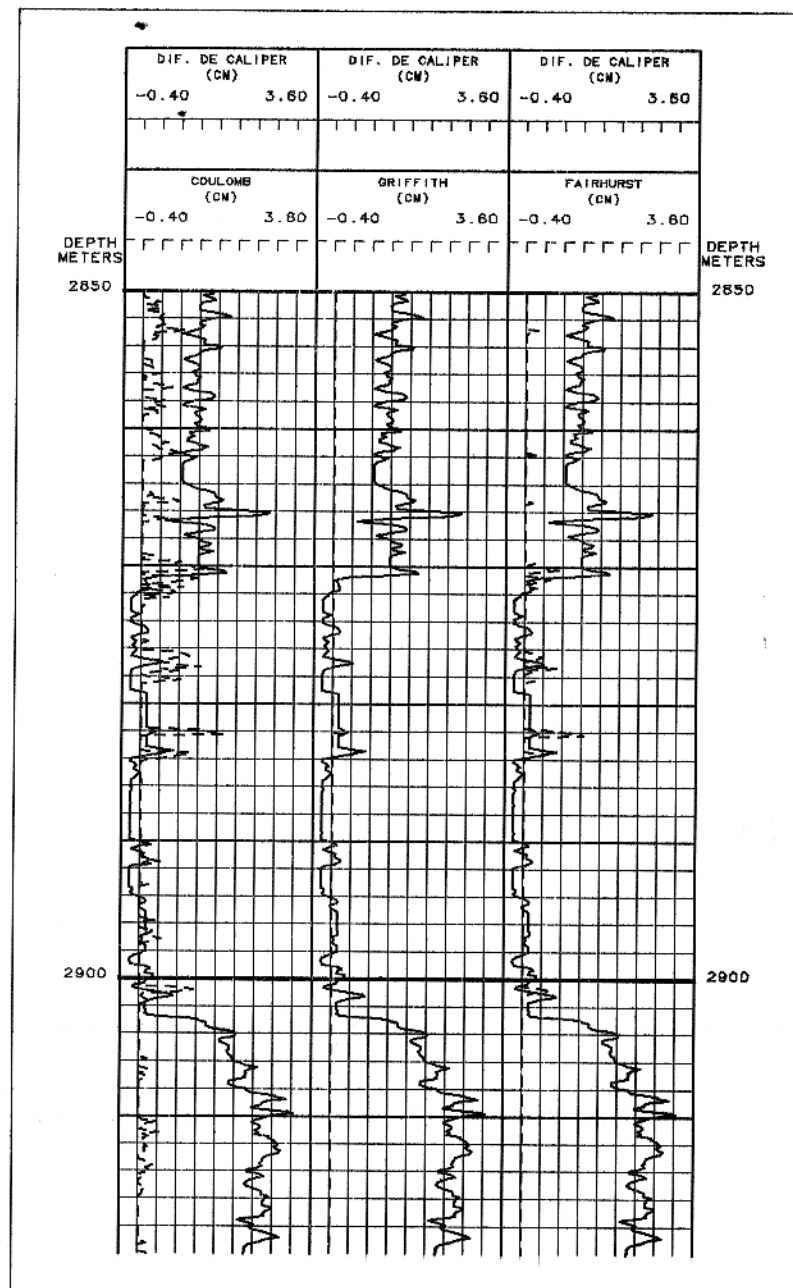


Figura 69 - Comparação entre o perfil de diferença de caliper e a quebra da parede do poço segundo os critérios de ruptura de Coulomb, Griffith e Fairhurst para o poço A.

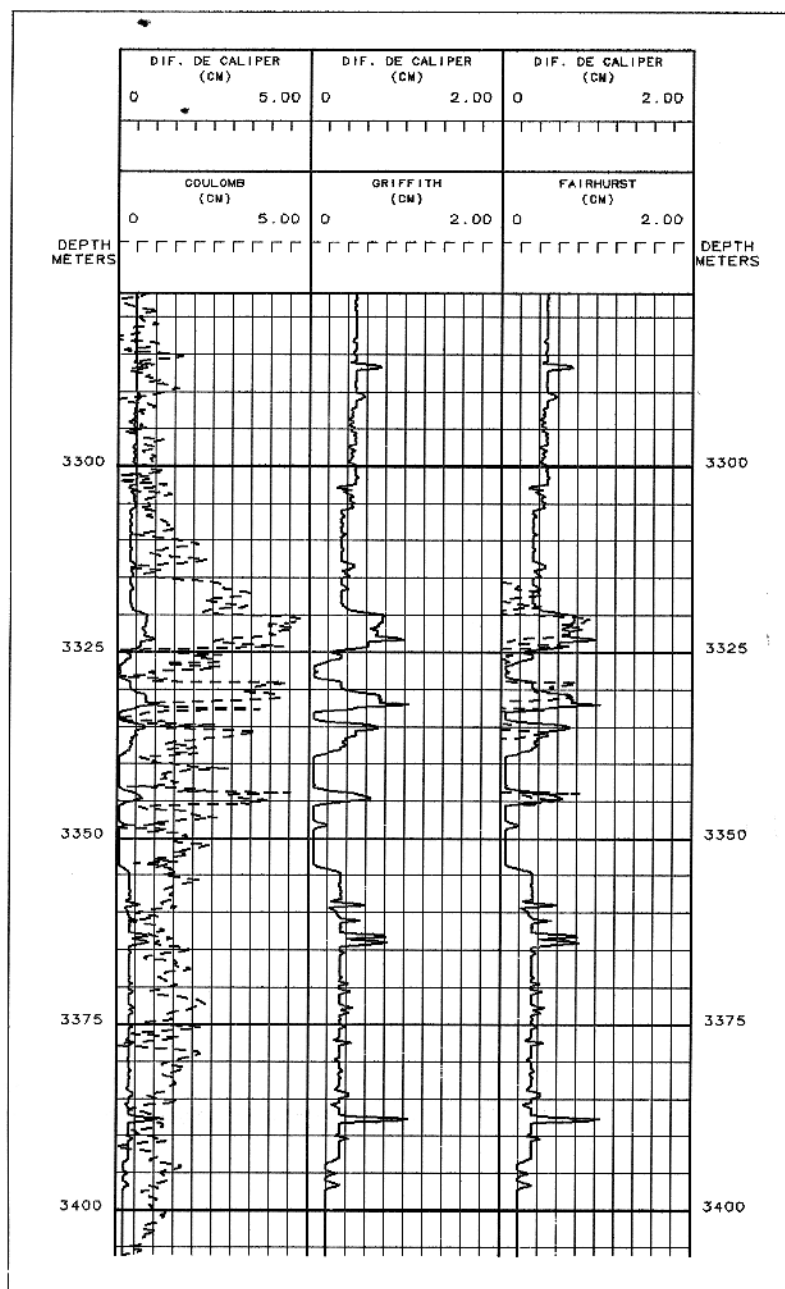


Figura 70 - Comparação entre o perfil de diferença de caliper e a quebra da parede do poço segundo os critérios de ruptura de Coulomb, Griffith e Fairhurst para o poço B.

O critério de ruptura de Coulomb não se mostrou o mais adequado à análise de estabilidade dos poços A e B e o motivo é que considerando a envoltória de ruptura como uma linha reta com declividade de 30° , para uma formação com resistência ao cisalhamento

τ_0 , a envoltória do critério de Coulomb prevê uma quebra da parede do poço maior que a quebra prevista pelo critério de Fairhurst, de acordo com a figura 42.

O critério 3D de Griffith também não se mostrou adequado pois a resistência à tração T_0 da formação calculada a partir de C_0 (equação 47) mostrou-se maior que o valor esperado para o tipo de formação em que se encontram os poços A e B. Isto fez com que as quebras calculadas através deste critério fossem raras ou inexistentes, de acordo com a Figura 67.

O critério de Fairhurst mostrou-se o mais adequado para a análise de estabilidade dos poços A e B. Especialmente no poço B os resultados foram bastante animadores. O motivo parece ser que este critério depende do conhecimento da razão C_0/T_0 que, no caso de não haver ensaios estáticos, é bem mais fácil de inferir do que τ_0 ou T_0 como exige os critérios de Coulomb e Griffith, e da resistência da formação à compressão C_0 , a qual pode ser avaliada pela equação 47.

A diferença entre o perfil de diferença de caliper e o perfil de quebra calculado pelo critério de Fairhurst, nos pacotes de folhelho dos poços A e B (Figuras 69 a 70), supõe-se ser devida à ação de outro mecanismo de quebra atuante nos folhelhos, ou seja, a quebra da parede do poço nos folhelhos se daria não só pela concentração de tensões mas também devido a outros mecanismos de instabilidade mecânica como o *washout*, por exemplo.

7 - CONCLUSÕES

As velocidades acústicas medidas no poço através de ferramentas convencionais de registro completo da forma da onda (ferramentas sônicas monopolares) podem não corresponder aos valores verdadeiros das velocidades de propagação das ondas acústicas na formação rochosa quando esta é pouco consolidada. O erro cometido na avaliação da velocidade da onda cisalhante no poço é normalmente maior que o erro cometido na avaliação da velocidade da onda compressional, como foi observado no caso dos poços A e B. Assim é preciso levar em consideração o tipo de fluido saturante em formações de baixo grau de consolidação como as dos poços A e B corrigindo os valores das velocidades sônicas e de densidade para o efeito do conteúdo de hidrocarboneto e utilizando as velocidades medidas em laboratório para ajustar a relação entre as velocidades compressional e cisalhante medidas no poço. As equações 78, 79 e 81 se mostraram eficazes para esta correção, ao menos no intervalo de disponibilidade de amostras da formação para as medidas de laboratório.

Quanto às velocidades medidas em laboratório as incertezas envolvidas se referem principalmente às tensões aplicadas, à saturação e tipo de fluido e possível histerese deformacional da amostra devido a sua retirada das condições *in situ*. A amostra quando submetida as medidas de laboratório fica sob um campo de tensão confinante hidrostático, o que geralmente não corresponde exatamente ao campo de tensões a que a amostra fica submetida *in situ*. Além disso não foi possível nas medidas de laboratório deste trabalho utilizar um sistema eficiente que permitisse a introdução da pressão de poros *in situ* na amostra, utilizando-se apenas como pressão confinante a diferença entre a pressão vertical e a pressão de poros. A saturação da amostra pelo hidrocarboneto foi feita pelo processo de embebição onde as amostras foram mergulhadas no fluido saturante permanecendo sob um ambiente de ar comprimido durante 2 a 3 dias. Este processo provoca a saturação da amostra em quase 100% e não permite controle sobre saturações parciais. A simples retirada da amostra das condições *in situ* e posterior exposição às condições ambientais de superfície pode provocar um processo de deformação da amostra a qual não se recompõe completamente quando as condições *in situ* são restabelecidas. Além disso, a diferença entre as velocidades acústicas medidas sobre amostras verticais e horizontais de mesma profundidade (Tabela 1) demonstra que a formação não guarda isotropia perfeita como os modelos elásticos mais simples assumem.

Apesar de todas as simplificações assumidas, vê-se que tanto as medidas de laboratório

quanto as medidas dos perfis geofísicos de poços apresentam resultados dentro do intervalo esperado para rochas reais.

O ângulo de fricção interna da rocha é um parâmetro importante à medida que ele determina a direção do plano de ruptura da rocha. Utilizando a representação do critério de Coulomb em círculo de Mohr (Figura 40) vê-se que a determinação da resistência ao cisalhamento τ_0 da formação depende, e muito, do ângulo de fricção interna Ψ . No entanto não se dispõe atualmente de uma forma de medir o ângulo de fricção interna Ψ continuamente no poço; mas como Ψ está diretamente relacionado à perda de energia pelos mecanismos inelásticos de deformação (Byerlee, 1978) é possível que num futuro próximo haja meios de se obter um perfil contínuo desta propriedade inelástica no poço. De qualquer forma, para o tipo de formação sedimentar estudada nos poços A e B (níveis de arenito e folhelho intercalados) o erro cometido ao se considerar $\Psi = 30^\circ$ para todo o intervalo perfilado não deve ser muito grande. A fim de comprovar esta suspeita seria recomendável efetuar medidas estáticas, o que por razões práticas, não foi possível incluir neste trabalho.

A correta avaliação do campo de tensões efetivas agindo na formação, independentemente da presença do poço perfurado, é um dos principais passos no estudo do comportamento mecânico de um poço. A avaliação da tensão vertical σ_v , devida ao peso da litologia sobrejacente não é o passo mais difícil, pois mesmo nos intervalos onde não existe o perfil de densidade pode-se inferir a densidade média do meio com boa aproximação pois os valores de densidade variam pouco e são bem conhecidos. No entanto, a possível ocorrência de tensões tectônicas, ou seja, tensões atuais ou que atuaram no passado (paleo-tensões) têm como efeito um aumento de σ_H , que por sua vez causa um aumento de σ_v , ou vice-versa. O conhecimento da história deposicional da área ajuda a avaliar a possível existência de paleo-tensões mas não resolve por si só a avaliação quantitativa, pois a tensão residual não deve corresponder inteiramente ao peso do pacote erodido. Assim, o conhecimento das erosões ocorridas na área pode fornecer apenas um limite máximo para as paleo-tensões.

Associando um modelo de deformação elástica, apropriado para a área, com os testes de pressurização de poço é possível avaliar as duas tensões principais horizontais σ_H e σ_h . O conhecimento de σ_H e σ_h permite calcular o campo de tensões na vizinhança do poço, desconsiderando o efeito da quebra da parede do poço sobre o próprio campo de tensões que a provoca. Esta

acomodação das tensões após a quebra da parede do poço é complexa e exige estudos adicionais.

O campo de tensões atuante na vizinhança do poço calculado de acordo com as equações 59 a 62 é bem consistente mas depende de bons valores na avaliação do campo de tensões afastado do poço. Um outro fator a ser considerado é que o campo de tensões calculado pelas equações 59 a 62 supõe que o poço é perfeitamente cilíndrico o que nem sempre é verdade, e quando ele sofre ruptura na sua parede o campo de tensões próximo ao poço se rearranja de modo a concentrar mais as tensões em volta do ponto de ruptura. Isto faz com que as quebras não sejam tão suaves como mostrado na Figura 43, por exemplo, mas tenham um aspecto mais pontiagudo na direção de σ_h . Reavaliar o campo de tensões próximo à parede do poço, a medida em que o poço sofre ruptura, é um estudo interessante que merece ser melhor analisado no futuro. Como mostram as Figuras 25 a 39 a concentração do campo de tensões devido à presença do poço ocorre apenas em uma área pequena muito próxima à parede do poço ($r \leq 2a$).

O fator α de Biot é um parâmetro importante que exerce forte influência sobre todas as tensões efetivas, desde a pressão de poros até as tensões atuantes na vizinhança da parede do poço e seu valor depende do conhecimento da composição mineralógica da formação. Sendo assim é importante obter dados, de forma contínua no poço, da composição mineralógica da rocha que ofereçam confiabilidade. Os perfis processados do tipo ELAN (marca da Schlumberger) fornecem uma composição estatística da mineralogia da rocha, mas atualmente já existem ferramentas de perfilagem mais avançadas que registram a composição química da formação. Isto poderá vir a ser usado no futuro, com menor margem de erro, como fonte da composição mineralógica da rocha. Um outro cuidado que deve ser tomado no cálculo de α é na escolha dos valores representativos de densidade e de velocidades sônicas para os minerais que compõem a rocha.

Dos critérios de ruptura testados neste trabalho o que apresentou melhores resultados foi o critério de Fairhurst e o motivo é que ele depende apenas de uma estimativa de C_0 , a qual pode ser feita através da equação 47, e da razão C_0/T_0 que é em aproximação conhecida, sendo portanto o mais indicado para a análise de estabilidade de poços a partir de um modelo elástico de deformação de rochas pouco consolidadas, ao menos para o tipo de formação apresentada pelos poços A e B deste trabalho.

Diante do que foi exposto neste trabalho, vê-se que a determinação das propriedades

mecânicas das rochas a partir das suas velocidades sônicas pode levar à análise de estabilidade do poço, em toda a extensão perfilada, se informações adicionais obtidas de outros perfis e testes, comuns em poços de petróleo, estão disponíveis.

Recomendações para trabalhos futuros:

Medidas estáticas dos parâmetros inelásticos para confrontação destes com os calculados de acordo com a metodologia proposta neste trabalho.

Cálculo da estabilidade mecânica de poços em regime elasto-plástico utilizando elementos finitos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED, U.; ANDERSON, R.; COOK, J.; DETOURNAY, E.; ROEGIERS, J.; VANDAMME, L.; JOHNSON, D.; PLUMB, R. 1986. Fracturing: Theory behind the Practice. In: The Technical Review. Schlumberger Publication, October, 1986.
- ANDERSON, R.; COATES, G.; DENOO, S.; EDWARDS, D.; RISNES, R. 1986. Formation collapse in a producing well. In: The Technical Review. Schlumberger Publication, October, 1986.
- ANDERSON, R. A. 1984. Fluid and frequency effects on sonic velocities. In: SPWLA twenty-fifth annual logging symposium transactions, 1984.
- BELL, J. S. 1990. Investigating stress regimes in sedimentary basins using information from oil industry wireline logs and drilling records. In: Geological applications of wirelines logs. London. Geological Society special publication No. 48 p. 305-325.
- BLAIR, B. E. 1956. Physical properties of mine rock, Part IV, U. S. Bureau of Mines Rep. Inv. 5244.
- BROWN, S.; PLUMB, R.; SWAN, G.; JEFFREY, R.; ROEGIERS, J.; THIERCELIN, M. 1986. Basics of failure mechanics. In: The Technical Review. Schlumberger Publication, October, 1986.
- BYERLEE, J. D. & WYSS, M. 1978. Rock friction and earthquake prediction. Contributions to current research in geophysics, volume 6. Birkhäuser Verlag Basel, 991 p.
- CARMICHAEL, R. S. 1984. Handbook of physical properties of rocks. v. 1 and 2. CRC Press Inc.
- CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L.; EASTWOOD, R. L. 1985. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. Geophysics 50 (4): 571-581.

- COATES, G. R. & DENO, S. A. 1981. Mechanical properties program using borehole analysis and Mohr's circle. In: SPWLA twenty-second annual logging symposium transactions, 1981.
- DILLON, L. D. & BLOCH, M. 1989. Medidas de velocidades acústicas V_p e V_s para diferentes pressões confinantes e fluidos no espaço poroso - Correlação entre constantes elásticas dinâmicas e estáticas. In: Relatório anual dos trabalhos do setor de geofísica do Cenpes, 1989. Publicação interna da Petrobrás. pp. 170 - 195.
- EASTWOOD, R. L. & CASTAGNA, J. P. 1987. Interpretation of V_p / V_s ratios from sonic logs. In: Shear-wave exploration. Geophysical Development Series, Vol. 1. SEG Publication, 1987.
- ECONOMIDES, M. J. & NOLTE, K. G. 1988. Reservoir Stimulation. Prentice-Hall.
- ELLIS, D. V. 1987. Well logging for earth scientists. New York, Elsevier, 532 p.
- FEYNMAN, R. P.; LEIGHTON, R. B.; SANDS, M. L. 1965. Feynman lectures on physics, Vol. 2, Addison - Wesley, Reading, Mass., 1965.
- HAIMSON, B. & FAIRHURST, C. 1967. Initiation and extension of hydraulic fractures in rocks. Society of Petroleum Engineers Journal, September, 1967. Paper SPE 1710.
- HANDIM, J. 1966. Strength and ductility. In: Handbook of Physical Constants. Geological Society of America Memoir 97, 1966. pp. 223 - 275.
- HANDIM, J.; HAGER, R. V.; FRIEDMAN, M.; FEATHER, J. N. 1963. Bull. A.A.P.G., Vol. 47, pp. 717 - 755.
- JORDEN, J. R. & CAMPBELL, F. L. 1986. Acoustic logging. In: Well logging II - Electric and acoustic logging. Monograph volume 10. Society of Petroleum Engineers. pp. 96-151.
- LINGLE, R. & JONES, A. H. 1977. Comparison of log and laboratory measured P-wave and S-wave velocities. In: SPWLA eighteenth annual logging symposium transactions, June, 1977.

- LIU, O. Y. 1984. Stoneley wave-derived Δt shear log. In: SPWLA twenty-fifth annual logging symposium transactions, 1984.
- MILLER, R. P. 1965. English classes and index properties for intact rock, Ph.D. Thesis, University of Illinois.
- PICKETT, G. R. 1963. Acoustic character logs and their applications in formation evaluation. *Journal of Petroleum Technology*, June, p. 659 - 667.
- RZHEVSKY, V. & NOVIK, G. 1971. *The physics of rocks*. Moscow, Mir Publishers, 320 p.
- SANTOS, H. M. R. 1989. Análise de estabilidade de poços inclinados. Rio de Janeiro, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. 197 p. Tese (Mestrado em Engenharia Civil). Depto. de Eng. Civil, PUC - RJ, 1989.
- SCHWARTZ, A. E. 1964. Proc. 6th Symp. on Rock Mech., Rolla, Missouri, pp. 109 - 151.
- TIMOSHENKO, S. P. & GOODIER, J. N. 1951. *Theory of Elasticity*. 2nd. ed., New York, McGraw-Hill Book Company, 506 p.
- TIMUR, A. 1989. Acoustic logging. In: *Petroleum Engineering Handbook*. SPE Edition.
- TIXIER, M. P.; LOVELESS, G. W.; ANDERSON, R. A. 1975. Estimation of formation strength from the mechanical-properties log. *Journal of Petroleum Technology*, March, 1975. Paper SPE 4532.
- TURCOTTE, D. E. & SCHUBERT, G. 1982. *Geodynamics. Applications of continuum physics to geological problems*. New York, Wiley & sons.
- ZOBACK, M. D.; MOOS, D.; MASTIN, L.; ANDERSON, R. N. 1985. Well bore breakouts and in situ stress. *Journal of Geophysical Research*, 90 (B7): 5523 - 5530.

ANEXO

Programa Fortran para o Cálculo de Quebra

Os arquivos de entrada deste programa devem conter, em colunas, os seguintes dados:

dtp.dat: profundidade (m), tempo de trânsito de da onda P (us/ft)

dts.dat: profundidade (m), tempo de trânsito de da onda S (us/ft)

rob.dat: profundidade (m), densidade total da formação (g/cm³)

vcl.dat: profundidade (m), vol. de calcita (pu), vol. de argila (pu), vol. de quartzo (pu).

phit.dat: profundidade (m), porosidade (pu), saturação em hidrocarboneto.

- c Este programa prevê quebra da parede do poço (breakout)
- c decorrente do campo de tensões atuante em torno do poço,
- c utilizando dados de testes de absorção e considerando
- c um estado de deformação uniaxial da formação.
- c O critério de ruptura adotado é o de Fairhurst.

- c **entrada:** tempo de trânsito das ondas compressional e
- c cisalhante, densidade da formação, dados de geometria
- c do poço, densidade da lama, testes de formação
- c e de absorção.
- c **saída:** propriedades mecânicas da formação,
- c tensões principais 'far field' e perfil calculado
- c de quebra da parede do poço.

- c Jose Agnelo Soares, 30 de julho de 1992.

- c (considerando que o intervalo perfurado possui
- c 460 pontos de amostragem)
- c Parameter n=460
- c Implicit double precision (a-h,o-z)
- c character*16 filename1
- c dimension sigmav(n),d(n,2),x(n,2),y(n,2),v(n,4),pp(n),z(n,3)

```

dimension e(n),alfa(n),s2ef(n),s3ef(n),g(n),scom(11),diff(11)
dimension sco(n),str(n),sci(n)
real*8 lop(n),p,pr1,pr2,k(n),c2,c3,c1,cb(n),pr(n)

```

```

type*, 'lamina d"agua (m):'
accept*, wd
type*, 'profundidade do fundo do mar a partir do kelly bushing
1 em metros:'
accept*, dsf
type *, 'raio do poço em cm:'
accept *, a
type*, 'peso da lama no poço (lb/gal):'
accept*,wm
type*, 'pressão de poro (psi) e profundidade (m) do teste
1 de formação:'
accept*, ppft, dft
type*, 'pressão (lb/gal) e profundidade (m) obtidas do teste'
type*, 'de absorção a maior profundidade:'
accept*, pr1,dep1
type*, 'pressão (lb/gal) e profundidade (m) obtidas do teste'
type*, 'de absorção a menor profundidade:'
accept*, pr2,dep2
type*, 'razão entre as resistências a compressão e a tração'
accept*, rat

```

c leitura dos dados de entrada

```

open (unit=1,file='dtp.dat',status='old')
read (1,*) ((x(i,j),j=1,2),i=1,n)
close (1,status='keep')

```

```

open (unit=2,file='dts.dat',status='old')
read (2,*) ((y(i,j),j=1,2),i=1,n)
close (2,status='keep')

```

```

open (unit=3,file='rob.dat',status='old')
read (3,*) ((d(i,j),j=1,2),i=1,n)

```

```

close (3,status='keep')

open (unit=4,file='vcl.dat;',status='old')
read (4,*) ((v(i,j),j=1;4),i=1,n)
close (4,status='keep')

open (unit=5,file='phit.dat;',status='old')
read (5,*) ((z(i,j),j=1,3),i=1,n)
close (5,status='keep')

c1=1.34 * 10. ** 10
write(20,*),' 1- profundidade (m)'
write(20,*),' 2- modulo de volume (psi)'
write(20,*),' 3- compressibilidade (1/psi)'
write(20,*),' 4- modulo de Young (psi)'
write(20,*),' 5- modulo de cisalhamento (psi)'
write(20,*),' 6- razao de Poisson'
write(20,*),' 7- coeficiente alfa de Biot'

do 50 i=1,n
c  (correcao dos tempos de transito para o efeito do
c  hidrocarboneto)
razao=y(i,2)/x(i,2)
if (z(i,3) .ne. 0 ) then
    x(i,2)=x(i,2)-z(i,2) * z(i,3) * 134.
    if (razao .gt. 1.8) then
        d(i,2)=d(i,2)+z(i,3) * 0.4
        y(i,2)=(1.8+(d(i,2)-2.1) * 2./3.) * x(i,2)
    end if
end if
ttse=(y(i,2)) ** 2
ttce=(x(i,2)) ** 2
c2=3. * ttse-4.* ttce
c3=ttse-ttce

c  calculo do modulo de cisalhamento
g(i)=d(i,2) * c1/ttse

```

```

c      calculo do modulo de Young
      e(i)=(d(i,2) * c2 * c1)/(ttse * c3)

c      calculo do modulo de volume
      k(i)=(d(i,2) * c2 * c1)/(3. * ttce * ttse)

c      calculo da compressibilidade
      cb(i)=1./k(i)

c      calculo do coeficiente de Poisson
      pr(i)=0.5 * ((ttse/ttce)-2.)/((ttse/ttce)-1.)

c      calculo do coeficiente alfa de Biot
      cc=1.0569526e-07
      cs=2.1662631e-07
      cq=1.9233977e-07
      c=(v(i,2) * cc+v(i,3) * cs+v(i,4) * cq)/(v(i,2)+
1      v(i,3)+v(i,4))
      alfa(i)= 1.-(c/cb(i))
50     write(20,60) x(i,1),cb(i),k(i),e(i),g(i),pr(i)
60     format(x,f8.3,2x,e13.7,3(2x,f9.1),2x,f9.7)

      sigmav(1)=9.81 * (wd * 1050.+(x(1,1)-dsf) * 2100.) * 1.45E-04
      do i=2,n
      sigmav(i)=sigmav(i-1)+(d(i,2) * (x(i,1)-x(i-1,1))) * 1.42245)
      end do
      ppsf=wd * 1050. * 9.81 * 1.45E-04
      write(110,*)' depth      pr      sigmav      shmin      shmax'
      write(110,*)' (m)              (psi)      (psi)      (psi)'

c      calculo das pressoes de poro e de absorcao

      do 20 i=1,n
      call absorption (pr1,pr2,dep1,dep2,xl,al)
      lop(i)=xl * tanh(x(i,1)/al) * x(i,1) * .1704
      pp(i)=ppsf+((ppft-ppsf)/(dft-dsf)) * (x(i,1)-dsf)

```



```

tr=pr(i)/(1.-pr(i))
ppef=alfa(i) * pp(r) * (1.-tr)

c      calculo das tensoes principais e da resistencia da rocha
c      a compressao e a tracao

sigmav(i)=sigmav(i)-ppef
s3ef(i)=tr * sigmav(i)+ppef
sco(i)=(0.0045 * (1.-v(i,3))+0.008 * v(i,3)) * e(i)
str(i)=sco(i)/rat
s2ef(i)=3. * s3ef(i)+str(i)-lop(i)-ppef
20    write(110,10) x(i,1),sigmav(i),s3ef(i),s2ef(i)
10    format(x,f8.3,2(2x,f8.3),2x,f10.3)

      filename1 = 'breakout.dat'
      open(unit=ifile1,file=filename1,type='new',access='sequential',
1      form='formatted')

do 202 i=1,n

c      calculo da diferenca de pressao na interface lama/formacao
c      e da resistencia da rocha ao cisalhamento

deltap= wm * x(i,1) * .1704-pp(i)
sci(i)=sco(i) * (((1. + rat) ** 0.5) - 1.)/rat

c      calculo do tamanho maximo da quebra na direcao de
c      s3ef(i) (tensoe principal horizontal minima)

do 100 L=1,11
100   scom(L)=0.
      theta=90.
      rstart=a
      step=a/10.
102   call shstr(sigmav(i),s2ef(i),s3ef(i),theta,a,rstart,step,
1      rat,deltap,scom)
do j=1,11

```

```

diff(j)=sco(i)-scom(j)
if (diff(j) .lt. 0.0001 .and. diff(j) .gt. 0.) then
    rfin=rstart+(j-1) * step
    go to 201
end if
end do
do jj=1,10
prod=diff(jj) * diff(jj+1)
if (prod .lt. 0.) then
    rstart=rstart+(jj-1) * step
    step=step/10.
    go to 102
end if
end do
rfin=a
201 continue
dy=rfin * sind(theta)-a * sind(theta)

c      saida dos resultados
202 write(ifile1,200) x(i,1),sco(i),str(i),sci(i),dy
200 format(x,f8.3,3(x,f7.1),x,f7.4)
    close(ifile1)
    stop
    end

subroutine shstr(sigmav,sigma1,sigma2,theta,a,rstart,step,
1      rat,deltap,scom)

c      Esta subrotina calcula as tensoes atuantes na vizinhanca
c      da parede do poço (de r=a ate r=2a) e, para cada ponto,
c      calcula a resistencia da rocha a compressao para que
c      naquele ponto ocorresse a quebra da parede do poço,
c      segundo o criterio de ruptura de Fairhurst

implicit double precision (a-h,o-z)
dimension scom(11)

```

```

do j=1,11
r=rstart+step * (j-1)
sigmar = 0.5 * (sigma1+sigma2) * (1.-((a/r) ** 2))+
1      0.5 * (sigma1-sigma2) * (1.-4. * ((a/r) ** 2)+3. * ((a/r) ** 4)) *
1      cosd(2. * theta)+((a/r) ** 2) * (deltap)

sigmat = 0.5 * (sigma1+sigma2) * (1.+((a/r) ** 2))-0.5 * (sigma1-sigma2) *
1      (1.+3. * ((a/r) ** 4)) * cosd(2. * theta)-((a/r) ** 2) * (deltap)

taurt=0.5 * (sigmat-sigmar) * sind(120.)

sigma=0.5 * (sigmat+sigmar)+0.5 * (sigmat-sigmar) * cosd(120.)

aa=(((rat+1.) ** 0.5)-1.)/rat) ** 2
b=(((rat+1.) ** 0.5)-1.) ** 2) * sigma/rat
c=taurt * taurt
scom(j)=(-b+(b * b - 4 * aa * c) ** 0.5))/(2. * aa)
end do
return
end

```

subroutine absorption(pr1,pr2,dep1,dep2,x,a)

c Esta subrotina interpola os resultados do teste de absorcao,
c medidos em dois pontos do poço, para as demais profundidades
c de todo o intervalo perfilado. A interpolacao feita e nao-linear
c e possui o comportamento da tangente hiperbolica, ou seja,
c varia entre 0 e 1 (para argumentos positivos) e atinge
c rapidamente valores proximos a 1.

```

real p,pr1,pr2
x=pr1+.01
10 x1=(1.+(pr1/x))/(1.-(pr1/x))
y=.5 * log(x1)
a=dep1/y
p=x * tanh(dep2/a)
if (p.gt.pr2) then

```

```
    x=x+.01
  go to 10
else
  continue
end if
return
end
```