



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

# CORREÇÃO DE DADOS DE TEMPERATURA DE FUNDO DE POÇO (BHT)

ANDERSON GUSMÃO CAVALCANTE

**SALVADOR – BAHIA**

MAIO - 2004

CORREÇÃO DE DADOS DE TEMPERATURA DE FUNDO DE POÇO  
(BHT)

por

ANDERSON GUSMÃO CAVALCANTE

GEO213 – TRABALHO DE GRADUAÇÃO

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA APLICADA

DO

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DA

UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA

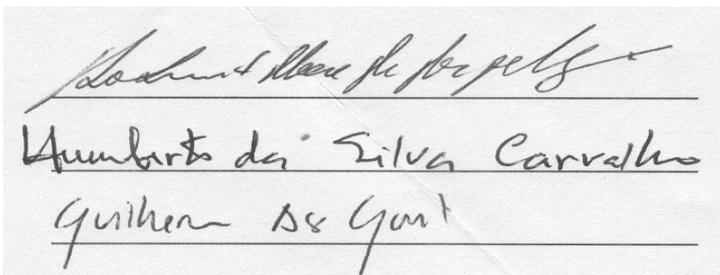
Comissão Examinadora

Dr. Roberto Max de Argollo - Orientador

Dr. Humberto da Silva Carvalho - Co-orientador

Ms. Guilherme Assunção Gontijo

Data da aprovação: 26/05/2004



*Roberto Max de Argollo*  
Humberto da Silva Carvalho  
Guilherme Assunção Gontijo

Aos meus pais Itamar  
e Eliana e aos meus  
irmãos Rodrigo e  
Marcelo.

# RESUMO

Poços típicos de exploração de petróleo fornecem numerosas medidas de temperatura, tais como as temperaturas de fundo de poço (BHTs) que são registradas durante as operações de perfilagem. Contudo, BHTs apresentam valores sempre menores que as temperaturas estáticas da formação devido, sobretudo, aos processos de perfuração do poço e de circulação da lama, que causam perturbações na temperatura da formação em torno do poço. Este trabalho analisa dados de temperatura de fundo de poços que são utilizados como base para o desenvolvimento de estudos da estrutura térmica de uma bacia. O conhecimento da distribuição da temperatura com a profundidade através de poços é, também, um dos pré-requisitos para a calibração de modelos da história térmica de uma bacia e, portanto, contribui para um melhor entendimento do processo de geração de hidrocarbonetos. Práticas comuns que utilizam temperaturas transientes de poços para estimar a temperatura da formação não perturbada tendem a ser baseadas em simplificações analíticas de modelos de recuperação térmica, já que os dados são usualmente escassos e ruidosos, causados em parte pelas perturbações decorrentes da perfuração ou de outros experimentos no poço. Para a determinação do fluxo geotérmico ou para calibração de modelos termomecânicos utilizados na avaliação de reservatórios, é desejável determinar acuradamente a temperatura estática da formação a partir de dados de temperatura de fundo de poço.

Este trabalho apresenta uma metodologia para corrigir 636 temperaturas de fundo de poço (BHTs) oriundas de 245 poços distribuídos pelas bacias sedimentares do Recôncavo, Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiiba. Foi usado um modelo de recuperação térmica relativamente simples (Lachenbruch e Brewer, 1959) para corrigir as BHTs das perturbações decorrentes da perfuração. O método é baseado no modelo de uma fonte linear de calor (Bullard, 1947) em um meio homogêneo, para o qual o comportamento térmico pode ser descrito por uma equação conhecida como equação de Bullard. Neste trabalho, determinou-se os valores das temperaturas estáticas através de uma série de aproximações das integrais exponenciais presentes na equação de Bullard, aplicada para cada amostra de múltipla medida de BHTs numa mesma profundidade. Para o caso de determinar as temperaturas estáticas da formação a partir de 165 dados de BHTS com apenas um única medida de temperatura numa mesma profundidade do poço, aplicou-se o método de correção “tempo-profundidade”, que é baseado numa relação empírica entre o coeficiente angular da equação de Bullard e a profundidade.

A comparação entre as BHTs corrigidas pelos dois métodos com as BHTs não corrigidas, mostrou que os métodos estimaram temperaturas estáticas da formação com 5 a 20 °C

maiores que as BHTs brutas e que os dados produziram gradientes geotérmicos médios diferentes, antes e após a aplicação das correções.

# ABSTRACT

Petroleum exploration wells provide numerous measured temperature values, such as bottom-hole temperatures (BHTs) recorded during logging operations. Unfortunately, BHTs are always lower than static formation temperatures because the drilling and mud circulation disturb the formation temperature around the borehole. This work focuses on the analysis of the temperature data that serve as the basis for studying the thermal structure of a basin. Knowledge about the temperature-depth distribution at well locations also is one prerequisite for calibrating thermal-history models and thus contributes to our understanding of hydrocarbon generation process. Common practices that use transient borehole temperature for estimating the undisturbed formation temperature tend to be based on simplistic analytic thermal recovery models because temperature data are usually noisy and sparse, caused in part by drilling disruptions or other borehole experiments. For heat flow measurement or temperature-related reservoir assessment, it is desirable to determine accurately the equilibrium formation temperature from the disturbed transient borehole temperature data.

This graduation work presents a strategy to correct 577 bottom-hole temperatures (BHTs) from 207 wells distributed throughout the sedimentary basins of Recôncavo, Camamu, Almada, Jequitinhonha and Cumuruxatiba. We used a relatively simple temperature relation model (Lachenbruch and Brewer, 1959) to correct BHTs for drilling disturbances. The method is based on Bullard's line source model in a homogeneous medium for which the temperature recovery can be described by an equation known as Bullard equation. In this work we obtained the value of the formation temperature by using a series approximation of the exponential integral when applied the Bullard equation to each set of multiple BHT measurements at a common depth. In order to use 165 BHTs data without multiple measurements at the same depth, we applied a "depth-time" BHT correction based on an empirical correction between the slope of the Bullard equation and depth.

BHTs corrected using the exact solution of Bullard's line source equation and the "depth-time" method were compared with the raw BHTs. The results show that the methods determined corrected BHTs with 5 to 20 °C greater than the raw BHTs and yielded a different average temperature gradients.

# ÍNDICE

<b>RESUMO</b> . . . . .	i
<b>ABSTRACT</b> . . . . .	iii
<b>ÍNDICE</b> . . . . .	iv
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> . . . . .	vi
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> . . . . .	vii
<b>INTRODUÇÃO</b> . . . . .	1
<b>CAPÍTULO 1 GEOTERMIA</b> . . . . .	4
1.1 Breve histórico . . . . .	4
1.2 Importância para a geofísica . . . . .	5
<b>CAPÍTULO 2 CONCEITOS BÁSICOS</b> . . . . .	7
2.1 Fluxo geotérmico . . . . .	7
2.1.1 Gradiente geotérmico . . . . .	7
2.2 Medidas de temperatura . . . . .	8
2.3 Temperaturas de fundo de poço (BHT) . . . . .	10
<b>CAPÍTULO 3 CORREÇÃO DE TEMPERATURAS DE FUNDO DE POÇO</b> . . . . .	15
3.1 Métodos para correção de temperaturas de fundo de poço . . . . .	15
3.1.1 Correções empíricas . . . . .	16
3.1.2 Correções baseadas em modelos matemáticos . . . . .	19
3.2 Modelo de uma fonte linear de calor . . . . .	24
3.2.1 Método de Horner . . . . .	26
<b>CAPÍTULO 4 DADOS EXPERIMENTAIS E METODOLOGIA APLICADA</b> . . . . .	29
4.1 Dados experimentais . . . . .	29
4.2 Metodologia aplicada . . . . .	30
4.2.1 Correção pelo método das integrais exponenciais . . . . .	32
4.2.2 Correção de tempo-profundidade . . . . .	36

CAPÍTULO 5	RESULTADOS E DISCUSSÕES . . . . .	39
CAPÍTULO 6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES . . . . .	45
AGRADECIMENTOS	. . . . .	48
CAPÍTULO 7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS . . . . .	49
ANEXO I	TABELAS DE DADOS . . . . .	59

# ÍNDICE DE TABELAS

3.1	Coeficientes usados pela correção da AAPG. . . . .	18
3.2	Principais características de alguns métodos de correção de BHTs baseados em modelos matemáticos (Hermanrud et al., 1990). . . . .	23
3.3	Coeficientes utilizados na correção proposta por Roux et al. (1980) para determinação dos valores de $T_D$ . . . . .	28
4.1	Coeficientes usados para correção de BHTs através do método de tempo-profundidade e da correlação ( $R^2$ ) obtida para cada grupo de dados. . . . .	37
I.1	Dados corrigidos pelo método da solução exata da equação de Bullard. . . . .	60
I.2	Dados corrigidos pelo método tempo-profundidade. . . . .	72

# ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	Modelo esquemático de registro de BHT em um poço de óleo típico. . . . .	11
2.2	Esquema do processo de circulação da lama dentro de um poço. . . . .	12
2.3	Simulação do perfil de temperatura do fluido de perfuração e da parede do poço. (Tempo de circulação igual a 2h). . . . .	13
2.4	Simulação do perfil de temperatura da parede do poço com diferentes tempos de circulação. . . . .	14
2.5	Variação da temperatura em um poço simulado, durante e após a circulação	14
4.1	Histograma dos dados de profundidade. . . . .	30
4.2	Gráfico dos dados de tempo de circulação da lama <i>versus</i> profundidade . . .	32
4.3	Histograma dos dados de tempo de circulação da lama. . . . .	33
4.4	Gráficos que exemplificam a aplicação do método das integrais exponenciais em dados de BHT tomados em poços com diâmetros cujos valores situam-se entre 21,00 e 21,99 cm (a) e 31,00 e 31,99 cm (b). . . . .	35
4.5	Gráfico dos valores do coeficiente angular ( $\frac{Q}{4\pi K}$ ) da equação para uma fonte linear de calor (Bullard, 1947) como função da profundidade para dados oriundos de poços com diâmetros com 21,11 cm, 31,11 cm e todos reunidos sem distinção do tamanho do diâmetro do poço. . . . .	37
5.1	Gráfico composto pela diferença entre as temperaturas de equilíbrio obtidas pela aplicação de correção e as BHTs correspondentes não corrigidas em relação à profundidade ( $T_{corr.} - T_{brut.}$ ). . . . .	40
5.2	Geotermograma dos dados de BHT brutos (não corrigidos) e de BHTs corrigidas pelo método das integrais exponenciais. . . . .	41
5.3	Geotermograma dos dados de múltiplas BHTs submetidos à aplicação de correção do método empírico de tempo-profundidade. . . . .	42
5.4	Geotermograma dos dados de BHT brutos com apenas um único registro de temperatura por profundidade e deles corrigidos empiricamente pelo método de tempo-profundidade. . . . .	43
5.5	Correção média para os métodos de tempo-profundidade e das integrais exponenciais. . . . .	44
5.6	Correção média para diferentes diâmetros. . . . .	44

# INTRODUÇÃO

O estudo geotérmico é hoje uma parte integrada nas análises modernas de bacias sedimentares. O acúmulo de hidrocarbonetos nessas bacias é resultado de uma seqüência complexa de eventos e a temperatura é, reconhecidamente, um dos agentes mais importantes na maturação desses hidrocarbonetos. Conseqüentemente, os estudos geotérmicos podem ser uma ferramenta adicional na seleção de áreas com condições geológicas adequadas para geração e acúmulo de petróleo. Em publicações registradas na literatura especializada, é enorme a quantidade de artigos que enfatizam a relação entre a localização de hidrocarbonetos e a história térmica das bacias. Dentre os muitos artigos, Ovnatanov e Tamrazyan (1970) registraram a descoberta, resultante dos estudos geotérmicos na Península Apsheron do Azerbaijão, de uma estrutura profunda produtora de gás; Reel e Griffin (1971) evidenciaram tendências potencialmente petrolíferas na Flórida por mapeamento de gradientes geotérmicos; Jones (1975) admite uma distinta associação genética entre hidrocarbonetos e regimes hidrotermais no norte da Bacia do Golfo do México; Kleme (1975) enfatiza que altos gradientes geotérmicos em seqüências clásticas aumentam a maturação, migração e acúmulo de petróleo; Hitchon (1984), Majorowicz et al., (1985), entre outros, associam o regime hidrodinâmico com as características térmicas da bacia, buscando estabelecer modelos de circulação de fluidos, visando conjugar esforços na descoberta de novos horizontes produtores de hidrocarbonetos.

O conhecimento da história térmica de uma bacia é, portanto, importante para um melhor entendimento dos sistemas petrolíferos nela presentes. Para isso, são utilizados modelos termomecânicos que tentam explicar a evolução térmica da matéria orgânica a partir de diversas variáveis, tais como o fluxo geotérmico na superfície, o calor radiogênico produzido pelas rochas da bacia, a condutividade térmica das rochas, as curvas de porosidade, os tipos de matéria orgânica, etc. A determinação do fluxo de calor, especificamente, envolve o conhecimento do gradiente geotérmico que, por sua vez, é obtido a partir de medidas de temperatura tomadas em diferentes níveis de profundidade em poços localizados dentro da bacia estudada.

As bacias sedimentares podem ser importantes fontes de informações para estudos geotérmicos por constituírem as áreas de maior interesse para a atividade exploratória de petróleo. Na exploração de petróleo medidas de temperatura de fundo de poço, BHT (sigla em inglês de *bottom-hole temperature*), são normalmente feitas durante um procedimento denominado de perfilagem geofísica de poço, que é realizada antes de se testar o poço para produção. O procedimento convencional (Schlumberger et al., 1937) consiste em medir-se a temperatura

pelo menos duas vezes na profundidade atual do fundo do poço em instantes diferentes. A maioria dessas medidas é obtida através da leitura da temperatura máxima alcançada pela ferramenta de medição durante as corridas de perfilagem, com o objetivo primordial de determinar a resistividade elétrica através da temperatura, que é um parâmetro importante na interpretação da pesquisa de óleo. A limitação de tempo imposta pela natureza comercial desses poços determina que as perfilagens ocorram logo após a circulação do fluido de perfuração e, por isso, a temperatura registrada na ferramenta, quando medida em poços profundos, tende a ser mais baixa que a temperatura verdadeira da formação, devido ao processo de resfriamento do poço causado pelo fluido de perfuração durante a circulação da lama.

Para chegar-se aos valores da temperatura verdadeira da formação, foram desenvolvidos ao longo dos anos métodos de correção das temperaturas de fundo de poço que buscam reduzir os efeitos de circulação da lama e perfuração do poço nestas medidas. A aplicação de correções em BHTs necessita de informações que podem estar disponíveis nos documentos de perfilagem – sobre a profundidade do fundo do poço no momento da medida, a duração da circulação da lama, o diâmetro do poço e o tempo entre o fim da circulação da lama e o instante em que foi realizada a medida. Além disso, a aplicação de correção em dados de temperatura de fundo de poço, para a maioria dos métodos, só é possível caso se tenha, pelo menos, duas medidas de BHT numa mesma profundidade, realizadas em momentos diferentes.

Neste trabalho foram analisados e aplicados métodos de correção em medidas de BHT para obter-se estimativas da temperatura estática da formação, pois estas são mais apropriadas que as BHTs para serem empregadas em estudos geotérmicos. Com os resultados obtidos, gerou-se um banco de dados de medidas de BHT corrigidas, possibilitando, assim, o cálculo de gradientes geotérmicos das áreas estudadas e, quando for conhecida a distribuição da condutividade térmica na região, valores do fluxo geotérmico poderão também ser determinados. A utilização de registros de BHT para determinação de gradientes geotérmicos e, subsequentemente, do fluxo de calor em bacias sedimentares, nos permite eliminar alguns obstáculos que necessariamente existiriam caso não dispuséssemos destas medidas de temperatura para determinar estes parâmetros. Primeiro, a perfuração dos poços é realizada pelas companhias de petróleo, evitando-se, assim, gastos dispendiosos com novas perfurações. Segundo, com relação às medidas de temperatura, estas normalmente são registradas nos poços em diferentes níveis de profundidades, o que permite a determinação de um gradiente geotérmico mais preciso. Terceiro, os poços fornecem também informações adicionais que poderão ser relevantes para o desenvolvimento de futuras pesquisas geotérmicas na área, tal como a distribuição da condutividade térmica do meio rochoso, que pode ser conhecida por meio da interpretação de perfis do poço, ou por análises laboratoriais de testemunhos que fornecem valores precisos desse parâmetro.

Para chegar-se ao objetivo principal deste trabalho, que é o de corrigir dados de BHT, gerando assim um banco de dados de temperatura que poderá ser utilizado com maior segurança em estudos geotérmicos, foram executadas as seguintes etapas:

- a) intensa pesquisa bibliográfica sobre os conceitos fundamentais de temperatura de fundo de poço;
- b) apresentação dos conceitos dos principais métodos de correção de BHT; e
- c) aplicação do método desenvolvido de correção em dados de temperaturas de fundo de poços das bacias do Recôncavo, Camamu, Almada, Cumuruxatiba e Jequitinhonha, fornecidos pela Petrobras. Todas essas bacias são de interesse da Petrobras e seus respectivos potenciais petrolíferos foram ou estão sendo avaliados.

O texto desta monografia está organizado da seguinte forma: no capítulo 1 apresentamos um breve histórico sobre medidas de temperatura em poços e a importância destas medidas para a geofísica; no capítulo 2 são apresentados os principais conceitos relacionados às medidas de temperatura em poços de petróleo; no capítulo 3 encontram-se os fundamentos dos principais métodos de correção de BHT, dando-se ênfase ao modelo de uma fonte linear de calor; no capítulo 4 são apresentados os dados utilizados neste trabalho e a metodologia aplicada; no capítulo 5 executamos o tratamento dos dados de BHT apresentando os resultados obtidos; finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões relativas às aplicações das correções nos dados de temperatura disponíveis, além de indicarmos sugestões para que se possam posteriormente aprofundar as questões discutidas.

Este trabalho insere-se no projeto de pesquisa GEOTERM intitulado de “Fluxo e geração de calor nas bacias do Recôncavo, Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba e nos embasamentos adjacentes” financiado pela Finep em parceria com a Petrobras e executado no Centro de Pesquisa em Geofísica e Geologia, CPGG - UFBA, como também no Programa de Formação de Recursos Humanos, PRH-06, firmado entre a Agência Nacional de Petróleo e a Universidade Federal da Bahia, cujo objetivo é formar pessoal especializado na área de geofísica aplicada à exploração de petróleo.

Os objetivos mais amplos são atingidos, tais como o aspecto científico dos resultados obtidos para a geotermia global. Ademais, este trabalho se propõe a dar continuidade a projetos de pesquisa de fluxo de calor das bacias sedimentares brasileiras, desenvolvidos no Centro de Pesquisa de Geofísica e Geologia da UFBA.

# CAPÍTULO 1

## GEOTERMIA

### 1.1 Breve histórico

O estudo das temperaturas no interior da Terra tem uma longa história. A primeira referência registrada na literatura sobre as altas temperaturas no interior da Terra foi feita em 1619 e deve-se a J.B. Morin. De forma sistemática, a primeira discussão sobre as temperaturas subterrâneas foi desenvolvida por Robert Boyle em 1671, em seu trabalho intitulado “*Discourse of Subterranean Fires and Heats*”.

As primeiras medidas de temperatura subterrânea foram feitas durante o século XVIII, logo depois que os termômetros foram desenvolvidos, dentro de poços de minas, em túneis e em poços de água. Os primeiros levantamentos sistemáticos de temperatura em poços foram conduzidos entre 1868 e 1883, com o patrocínio do comitê da *British Association for the Advancement of Science* (veja Jessop, 1990a). O propósito desses estudos foi examinar e organizar dados de temperatura para determinação do gradiente geotérmico regional. Um primeiro incentivo para estes estudos foi a necessidade de redução das altas temperaturas em áreas de trabalho localizadas dentro de minas e túneis para limites confortáveis e seguros (Strong, 1933). Inicialmente, estas medidas eram registradas individualmente por meio de termômetros de máxima, tomadas em profundidades relativamente pequenas.

O desenvolvimento da indústria do petróleo durante o Século XX propiciou uma disponibilização de poços profundos para medidas de temperatura da subsuperfície e o desenvolvimento paralelo de termômetros de resistência elétrica melhorou sobremaneira a exatidão e precisão das medidas. Foi neste período que as medidas de temperatura passaram a ter importância econômica e amplo interesse no contexto científico (API, 1930; Strong, 1933). Em dois dos primeiros estudos sistemáticos de temperatura em poços profundos, Johnson e Adams (1916) e Van Orstrand (1918) usaram termômetros de máxima de mercúrio e equipamentos com resistência elétrica operados manualmente. Van Orstrand (1918) discutiu sobre anomalias de temperatura dentro de poços associadas com injeção de fluidos (gás, óleo e água). Schlumberger foi quem primeiro introduziu, no final dos anos 30, os levantamentos de temperatura usando ferramentas de perfilagem de registro contínuo. Estes levantamentos

apresentaram aplicações imediatas nas projeções e reparos de poços, assim como na engenharia de produção (Guyod, 1936; Leonardon, 1936; Deussen e Guyod, 1937; Schlumberger et al., 1937). A ampla difusão do uso da perfilagem de temperatura foi estimulada por uma série de artigos publicados por Guyod (1946), discutindo, em um jornal comercial da indústria petrolífera, a teoria e muitas aplicações potenciais.

Muitos dados geotérmicos foram acumulados nos últimos anos, especialmente das áreas oceânicas. A maior parte dos dados foi publicada somente após 1960. Dentre os principais trabalhos, temos a contribuição de Lee, que em 1965 compilou todos os dados disponíveis referentes ao fluxo de calor até então e que, sucessivamente, foram sendo atualizados, possibilitando uma representação global dos valores.

## 1.2 Importância para a geofísica

Atualmente são amplos, sob os mais diversos aspectos, os interesses teóricos e práticos que tornam desejáveis a determinação da magnitude e da distribuição espacial do calor no interior da Terra. Estando a energia geotérmica direta ou indiretamente relacionada com os processos geodinâmicos, certos parâmetros geofísicos, tais como o gradiente térmico e o fluxo de calor, assumem um papel importante para um melhor entendimento desses processos. A determinação desses parâmetros depende sobretudo do conhecimento da magnitude da temperatura em subsuperfície que, geralmente, torna-se inacessível devido ao alto custo operacional com perfurações de poços para sua medição. Uma boa alternativa, que em muitas situações pode superar este problema, é utilizar dados de temperatura de fundo de poço provenientes de operações de perfilagem geofísica realizadas pelas empresas petrolíferas.

O uso de dados de BHT oriundos de poços distribuídos em campos de petróleo permitiu o desenvolvimento de inúmeras e importantes pesquisas de geotermia que relacionam a geração e o acúmulo de hidrocarbonetos com a temperatura. Vários trabalhos sobre medidas de temperatura em poços de óleo já foram publicados por diversos autores na literatura especializada. Trabalhos mais recentes associam informações do fluxo térmico com dados de sísmica, sismologia, geoquímica, etc, para o desenvolvimento de modelagens termomecânicas mais realísticas.

Os primeiros esforços para aplicar dados de temperatura na exploração de hidrocarbonetos centraram-se no uso de anomalias térmicas para a identificação de depósitos de petróleo e trapas estruturais (Carlson, 1930; DeGoyler, 1918; Thom, 1925; Van Orstrand, 1926, 1941; Heald, 1930), correlações estratigráfico-estruturais, movimentação dos fluidos existentes, cimentação de poços para petróleo, bem como para distinção do comportamento entre hidrocarbonetos e água em zonas de contato entre as duas substâncias (Guyod, 1946).

Mais recentemente, progressos no entendimento da forte dependência da maturação térmica

com a geração de petróleo têm levado a interesses renovados no uso de dados térmicos na exploração de hidrocarbonetos, em particular o reconhecimento de que os gradientes geotérmicos podem ser usados para identificação de áreas de prospecção para a exploração de óleo e gás. Dados de temperatura e fluxo de calor podem identificar anomalias de temperatura verticais e laterais que podem estar associadas a zonas propícias de maturação e acumulações de óleo (Gretener, 1981; Roberts, 1981; Ball, 1982; Hitchon, 1984; McConnell, 1985; Myer e McGee, 1985; Blackwell, 1986; Jones et al., 1986; Majorowicz et al., 1988; McGee et al., 1989; Anderson e Williams, 1990; Swift et al., 1990).

Através da extrapolação dos dados de temperatura de fundo de poço (BHT) em relação a um datum apropriado é possível traçar isotermas para detectar anomalias de temperatura, onde as zonas de altas temperaturas poderão estar relacionadas à zonas de baixa porosidade e/ou alto conteúdo de hidrocarbonetos e as zonas de baixa temperatura com zonas de ocorrência de rochas saturadas por água e/ou gás, revelando-se, desse modo, características geológicas profundas que algumas vezes não são reconhecidas pelos métodos convencionais de exploração de petróleo (Ovnatov e Tamrazym, 1970).

No Brasil, os estudos geotérmicos direcionados objetivamente para a exploração de hidrocarbonetos foram aplicados, a princípio, ao estudo das fases de geração dos hidrocarbonetos. Desde 1975, entretanto, vêm sendo efetivamente realizados estudos do comportamento geotérmico das bacias sedimentares brasileiras, principalmente pelo Centro de Pesquisa da Petrobras (CENPES) e pelo Centro de Pesquisa em Geologia e Geofísica da UFBA (CPGG), com a utilização dos dados de temperatura obtidos nas perfilagens elétricas e testes de formação nos poços perfurados para exploração de petróleo. Estes estudos já abrangem integrações mais específicas, como interpretações hidrodinâmicas, tectônica e outros aspectos ligados à movimentação e armazenamento de hidrocarbonetos.

Na exploração de petróleo, a modelagem termomecânica de uma bacia busca avaliar com maior precisão o seu potencial petrolífero. Para isso, dados de temperatura devem ser utilizados para calibração dessas modelagens. Portanto, o uso de valores incorretos de temperatura, mesmo que em poucos graus, poderá determinar um prognóstico incorreto do potencial petrolífero da bacia em estudo. Os resultados gerados por este trabalho fornecerão dados de temperatura mais seguros para serem empregados em pesquisas geotérmicas e que resultará em modelagens mais realísticas das bacias estudadas.

# CAPÍTULO 2

## CONCEITOS BÁSICOS

### 2.1 Fluxo geotérmico

O fluxo de calor terrestre é a transferência de calor do interior da Terra para a superfície. Para se determinar o fluxo de calor em regime estacionário em uma dada área mede-se o aumento da temperatura com a profundidade da Terra, estabelecendo-se o gradiente de temperatura ( $\frac{\partial T}{\partial z}$ ) o qual, quando multiplicado pela condutividade térmica ( $K$ ) das rochas onde o gradiente foi determinado, fornece o fluxo geotérmico ( $Q$ ). O fluxo de calor pode ser determinado pela equação:

$$Q = -K\left(\frac{\partial T}{\partial z}\right) \quad (2.1)$$

onde o sinal negativo é para tornar  $K$  positivo já que o fluxo tem o sentido contrário do gradiente térmico.

Na forma convencional de se determinar o fluxo de calor terrestre, mede-se a temperatura em intervalos regulares ao longo de poços, furos, etc, para determinar um gradiente térmico médio, e determina-se a condutividade térmica do material rochoso ao longo do qual as temperaturas foram medidas. A condutividade térmica das rochas é determinada em laboratório em amostras representativas das rochas atravessadas pela perfuração, buscando-se o número de amostras necessário para cobrir a variedade dos tipos de rocha. No oceano, as amostras são recolhidas pela própria sonda que faz as medidas da temperatura, enquanto que nos continentes as amostras devem ser retiradas dos testemunhos do próprio poço perfurado e, em último caso, de afloramentos na superfície.

#### 2.1.1 Gradiente geotérmico

O parâmetro que mais se associa com o fluxo de calor é a temperatura, ou mais especificamente o gradiente térmico. Por definição, o gradiente térmico é o vetor que depende quantitativamente da distribuição de temperatura em três dimensões. O gradiente exato medido ao longo de uma linha estreita depende da orientação desta linha em relação ao campo

de temperatura. A magnitude e a orientação do gradiente térmico máximo são estabelecidas pela expressão:

$$\nabla T = \frac{\partial T}{\partial x} \mathbf{i} + \frac{\partial T}{\partial y} \mathbf{j} + \frac{\partial T}{\partial z} \mathbf{k}, \quad (2.2)$$

onde  $T$  é a função de distribuição da temperatura em três dimensões e  $\mathbf{i}$ ,  $\mathbf{j}$  e  $\mathbf{k}$  são, respectivamente, os vetores unitários ao longo dos eixos  $x$ ,  $y$  e  $z$  ( $z$  é, por convenção, tomado verticalmente para baixo).

Desta forma, precisamos conhecer a distribuição tridimensional da temperatura dentro de um corpo como requisito para se determinar o valor verdadeiro do vetor gradiente térmico máximo e, conseqüentemente, a magnitude e a direção do fluxo de calor. Infelizmente, dados com tais detalhes raramente estão disponíveis para aplicações geotérmicas. Logo, somos forçados a fazer certas considerações.

Uma consideração é assumir que a direção do gradiente máximo dentro da crosta superior é vertical. Esta é uma consideração válida se admitirmos que a superfície da Terra tem uma forma aproximadamente horizontal e uma fronteira de temperatura constante, na qual tende-se a minimizar a variação de temperatura lateral com a profundidade. Como as medidas são normalmente feitas em uma pequena área e numa profundidade de penetração que é desprezível quando comparada ao raio da Terra, muitos problemas envolvendo o gradiente térmico reduzem-se, então, a situações unidimensionais, para as quais:

$$\nabla T = \frac{\partial T}{\partial z} \mathbf{k} \quad (2.3)$$

e a magnitude do gradiente ( $\frac{\partial T}{\partial z}$ ) é, então, a variação da temperatura com a profundidade.

Portanto, para se obter a mais rudimentar estimativa do gradiente, precisamos conhecer a temperatura em, pelo menos, duas profundidades distintas. Normalmente, uma dessas profundidades corresponde à superfície onde se faz  $z = 0$  e a temperatura tomada é a temperatura média da superfície. Quanto mais medidas de temperatura em diferentes profundidades estiverem disponíveis mais preciso será o valor do gradiente resultante e, subseqüentemente, também da estimativa do fluxo de calor. Por isso, para o desenvolvimento de uma pesquisa geotérmica é importante que se obtenha o maior número possível de dados de temperatura.

## 2.2 Medidas de temperatura

Técnicas para se medir diretamente a temperatura subterrânea requerem que o aparelho de medida desça ao longo de poços, furos, minas ou túneis. Tais aparelhos medem a

temperatura do fluido do poço e não a da rocha circundante. Assim, para se obter uma estimativa próxima da temperatura ambiente das rochas o fluido do poço deve estar em equilíbrio térmico com o material rochoso circundante.

Muitos são os eventos que movimentam o fluido no poço e que causam distúrbios térmicos. O tempo requerido para o equilíbrio térmico depende da magnitude destas perturbações. Os movimentos causados pela circulação de grande volume de fluido durante a perfuração (muitas vezes com duração de várias semanas), podem levar meses para se dissiparem. Longos tempos de recuperação são requeridos para grandes tempos de perfuração. Em geral, é necessário um tempo de recuperação de 10 a 20 vezes o tempo de duração da perfuração do poço para se alcançar o equilíbrio térmico ao alcance da precisão da maioria dos equipamentos (Bullard, 1947). Portanto, no momento em que o poço é perfurado o fluido não apresenta a mesma temperatura da formação adjacente, devido à insuficiência de tempo para o alcance do equilíbrio térmico.

A produção ou remoção de fluidos do poço também causam distúrbios térmicos. Contudo, a magnitude destas perturbações é significativamente menor do que aqueles produzidos pela perfuração. O tempo necessário para o reequilíbrio térmico depende da história de produção do poço. Um típico poço produtor é revestido, cimentado e produz através de um canal de 5 a 7 centímetros de diâmetro. Se a taxa de produção de fluidos é moderada, o distúrbio térmico em torno do poço permanece pequeno e o equilíbrio dentro deste é reestabelecido num tempo relativamente curto após a interrupção da produção. Caso o fluxo seja através de um tubo largo, ou em altas taxas de produção, o distúrbio é relativamente maior e um grande tempo de recuperação torna-se necessário. Em geral, medidas de temperatura podem ser realizadas dentro de poucas semanas após o término da produção.

Para se medir as temperaturas dentro de poços, normalmente são usados termômetros encapsulados num recipiente à prova de pressão e de água, evitando, assim, a necessidade de aplicar-se correções para o efeito de pressão. Tais termômetros podem ser divididos basicamente em duas categorias: do tipo expansivo com autoregistro e do tipo transmitido por sinal elétrico.

Os termômetros pertencentes à primeira categoria operam através do princípio de expansão volumétrica de um líquido sensível à temperatura, geralmente mercúrio. Eles registram a temperatura máxima experimentada pelo instrumento dentro do poço. Estes termômetros são simples e convenientes em operações e não necessitam dos caros cabos elétricos resistentes ao calor. No entanto, eles requerem repetições das operações de descida e subida da ferramenta por meio de um cabo através do poço com o intuito de investigar as variações da temperatura com o tempo, não fornecendo, desta forma, resultados tão rápidos quanto os termômetros de transmissão elétrica. Os termômetros de máxima à base de mercúrio foram bastante usados pelas empresas de perfuração, contudo existe uma forte tendência geral entre os pesquisadores de abandonar este tipo de termômetro. Sua precisão é da ordem de  $0,05^{\circ}\text{C}$

a  $0,1^{\circ}\text{C}$ .

Os termômetros pertencentes à segunda categoria fazem uso de termistores. Um termistor é simplesmente um componente eletrônico com resistência dependente da temperatura. Os termômetros de termistor são constituídos de um termistor encapsulado num recipiente metálico à prova de pressão e de água conectado a um cabo elétrico composto por 3 ou 4 fios que se estendem até a superfície. Depois de calibrado, uma simples medida da resistência é suficiente para se determinar a temperatura. Os termistores são extremamente convenientes porque eles oferecem duas vantagens importantes: a de possuírem um coeficiente de resistência negativo e a de poderem ser obtidos com resistências muito altas, o que possibilita escolhê-los de forma que a resistência em série do cabo elétrico de condução possa ser desprezada. Uma resolução da temperatura de  $0,01^{\circ}\text{C}$  é possível de ser obtida através de sensores a base de termistores (Doig et al., 1961).

### 2.3 Temperaturas de fundo de poço (BHT)

Campos de petróleo podem fornecer informações geotérmicas numa variedade de condições geológicas. Na exploração de petróleo, medidas de temperatura características de regiões próximas ao fundo do poço são normalmente feitas durante a perfilagem geofísica. Durante a perfuração de um poço típico de óleo, o processo é interrompido em intervalos regulares de profundidade para se substituir a broca de perfuração, revestir o poço e correr os perfis geofísicos. No conjunto de ferramentas que descem pelo poço durante a perfilagem, geralmente se inclui um termômetro que registra a temperatura máxima experimentada pelo instrumento dentro do poço. Assume-se que a temperatura máxima ocorre numa região próxima ao fundo do poço. Esta operação nos dá, então, a medida direta da temperatura do fluido de perfuração na profundidade atual do poço, denominada como temperatura de fundo de poço, BHT (sigla em inglês de *bottom-hole temperature*). No procedimento convencional, geralmente a temperatura é registrada em mais de uma profundidade ao longo de um poço profundo. Tal como é ilustrado na figura 2.1, o procedimento normal é perfurar o poço até um nível 1, fazer as perfilagens até esta profundidade e em seguida revestir o poço. Depois, continua-se a perfurar até um nível 2 e repetem-se as operações de perfilagem e revestimento. Este procedimento é repetido até se chegar a uma profundidade final desejada. Caso mais de uma perfilagem seja feita para uma mesma profundidade, mais de um valor de BHT pode ser registrado.

Medidas de temperatura obtidas nas operações em poços de petróleo são amplamente utilizadas em estudos de engenharia de reservatório, na determinação da resistividade da água da formação para cálculos de saturação de óleo, nas operações de cimentação e completação, como também para estimar o gradiente geotérmico de bacias sedimentares. No caso específico de estudos de geotermia, vários critérios são utilizados na seleção e tratamento dos

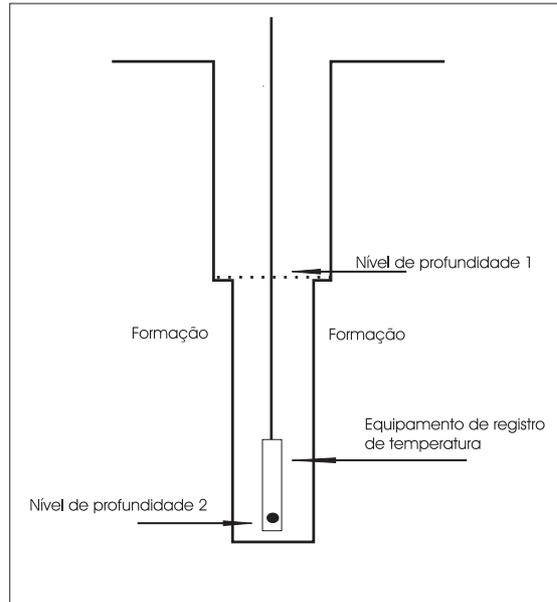


Figura 2.1: Modelo esquemático de registro de BHT em um poço de óleo típico.

dados, tais como a análise de coerência através de gráficos de temperatura *versus* profundidade, correções das medidas de BHT através de extrapolações, fatores de correção inferidos empiricamente de acordo com o tempo após cessada a circulação e a profundidade do poço, etc.

Idealmente, a temperatura verdadeira da formação, também denominada de temperatura da rocha virgem, VRT (sigla em inglês de *virgin rock temperature*), para fins de estudos geotérmicos, deveria ser medida apenas em poços que estivessem equilibrados termicamente. Contudo, a limitação de tempo imposta pela natureza comercial da maioria dos poços determina que as perfilagens ocorram logo após a circulação do fluido de perfuração do poço. Desta maneira, a temperatura registrada durante uma perfilagem normal é bastante dependente da história de perfuração do poço. O processo de perfuração causa uma perturbação na temperatura característica da rocha, não apenas pelo calor gerado pela broca perfuratriz durante a atividade de perfuração, mas, principalmente, pela troca de calor existente entre o fluido de perfuração e a parede do poço. Comumente, leva-se um tempo considerável para o poço atingir o equilíbrio térmico após a perfuração e circulação da lama. Este tempo é, normalmente, da ordem de dez vezes o tempo de perfuração, que pode demorar vários meses para um poço profundo. No continente é possível manter o acesso ao fundo do poço por um tempo longo o suficiente que permita a realização de uma perfilagem de temperatura precisa, após ser atingido o equilíbrio térmico (contudo, essa prática não é comum). Na costa, entretanto, os poços são freqüentemente fechados e abandonados após a perfuração, o que os torna inacessíveis para futuras perfilagens de temperatura. Dados de temperatura desses poços devem ser, então, obtidos durante ou pouco depois da perfuração.

Devido à circulação da lama durante a perfuração ou ao condicionamento do poço, os valores obtidos das temperaturas de fundo de poço são inferiores às temperaturas estáticas (ou verdadeiras) da formação. Para se compreender melhor o significado das temperaturas medidas é necessário entender como a circulação da lama afeta sua distribuição no poço. Raymond (1969) mostrou o comportamento da temperatura do fluido de perfuração nas paredes do poço durante a circulação e, também, a partir do instante em que esta é cessada.

Durante a circulação, a temperatura da lama pode ser analisada em pelo menos duas fases distintas: a primeira quando o fluido desce pela coluna de perfuração e uma segunda quando o fluido sobe pelo anular (figura 2.2). Na primeira fase, a variação de temperatura é determinada pela taxa de convecção de calor descendente na coluna, pela troca de calor entre a coluna e o anular e pelo tempo de circulação. Já na segunda fase, pela taxa de convecção de calor ascendente no anular, pela troca de calor entre o anular e a coluna, pela troca de calor entre a formação adjacente e o fluido do anular e pelo tempo de circulação. A figura 2.3 mostra a simulação de um perfil de temperatura para o fluido de perfuração e as paredes do poço, ambos em função da profundidade. Observa-se que entre a superfície e a profundidade de 3650 m o efeito da circulação é de aquecer a formação, enquanto que no intervalo entre 3650 m e o fundo do poço o efeito é inverso, ou seja, é resfriar. Na profundidade de 3050 m ocorre uma inversão no perfil de temperatura do fluido do anular com o perfil da parede do poço, mostrando que acima desta temperatura as paredes estão sendo aquecidas, e abaixo, resfriadas. Também é importante notar que a temperatura máxima do fluido não ocorre no fundo do poço e sim no anular, a 5180 m. Este ponto tende a deslocar-se para cima, conforme aumenta o tempo e a taxa de circulação, estabilizando-se entre a terça e a quarta partes inferiores do poço. Na figura 2.4 é representada a variação da temperatura nas paredes do poço para diferentes tempos de circulação.

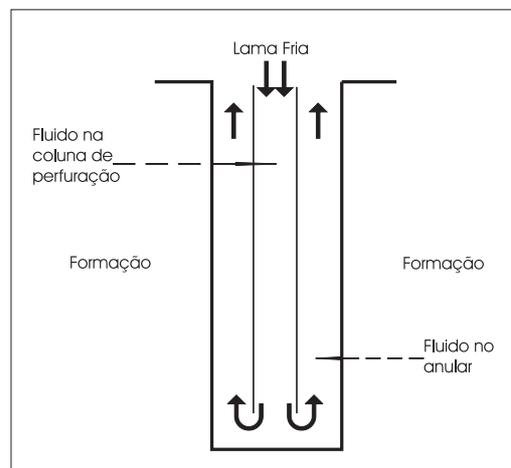


Figura 2.2: Esquema do processo de circulação da lama dentro de um poço.

A partir do instante em que a circulação da lama é cessada, a temperatura tende a

estabilizar-se, de acordo com o gradiente geotérmico do poço. No fundo do poço ocorre uma recuperação do calor perdido, próximo à superfície um resfriamento e nas porções medianas do poço as alterações são inexpressivas (figura 2.5).

Um outro tipo de medida de temperatura realizada em poços de petróleo é a DST (sigla em inglês de *drill stem test*) que é realizada durante o teste de formação. Estas medidas são as que mais se aproximam da temperatura verdadeira da formação em poços que ainda se encontram perturbados termicamente. Durante o registro, a ferramenta mantém-se estacionada por um período de tempo numa profundidade (geralmente o fundo do poço) coletando fluido da formação que sai da parede do poço. Assume-se que o fluido vem de uma região localizada fora da zona termicamente perturbada ao redor do poço. Aceita-se, então, que o fluido esteja equilibrado termicamente com o ambiente da rocha vizinha. Contudo, se o fluxo do fluido é baixo, ou se há um componente de dilatação de gás, a temperatura DST deve ser muito baixa. Além disso, para muitos poços, dados de DST são indisponíveis. Logo, outros dados de temperatura devem ser utilizados para estimar a temperatura da formação em profundidade, tal como BHTs.

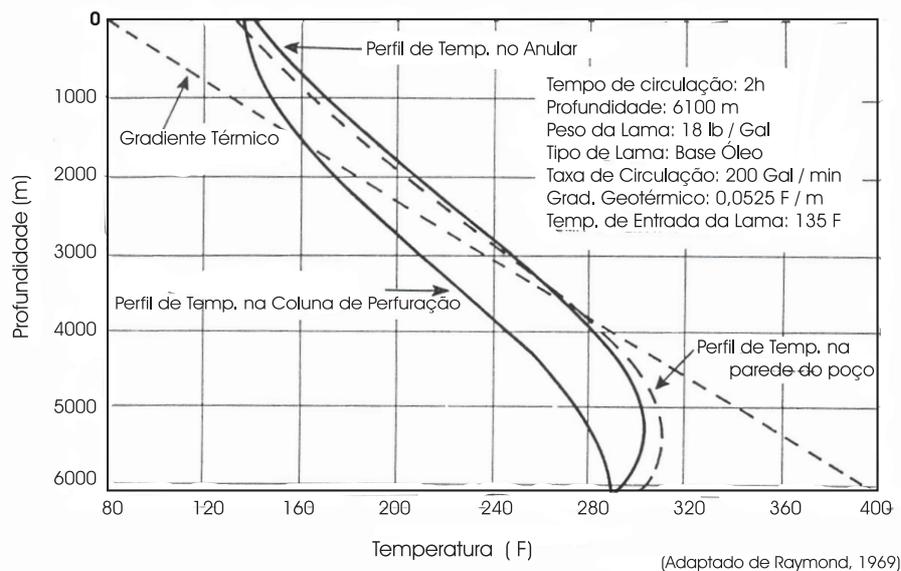


Figura 2.3: Simulação do perfil de temperatura do fluido de perfuração e da parede do poço. (Tempo de circulação igual a 2h).

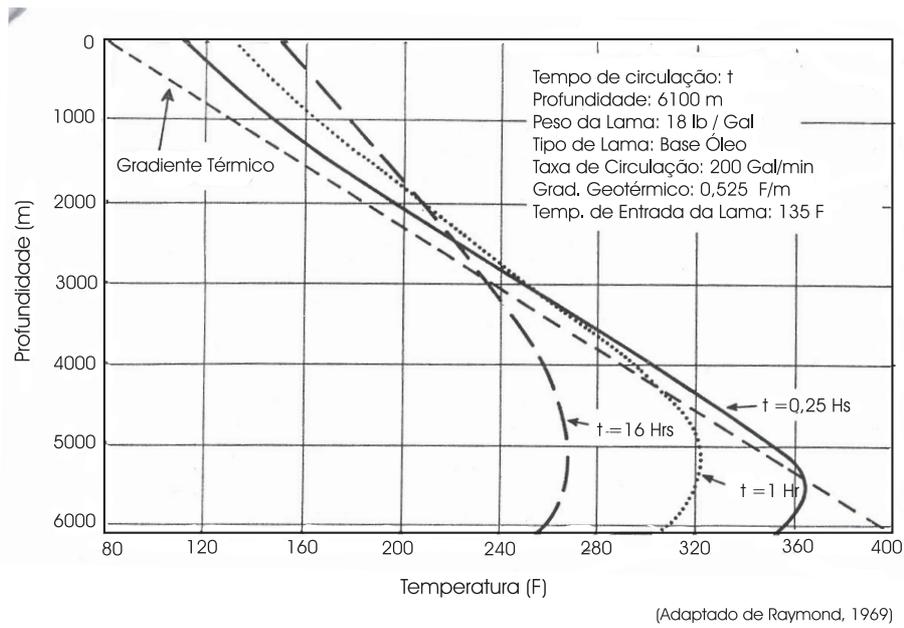


Figura 2.4: Simulação do perfil de temperatura da parede do poço com diferentes tempos de circulação.

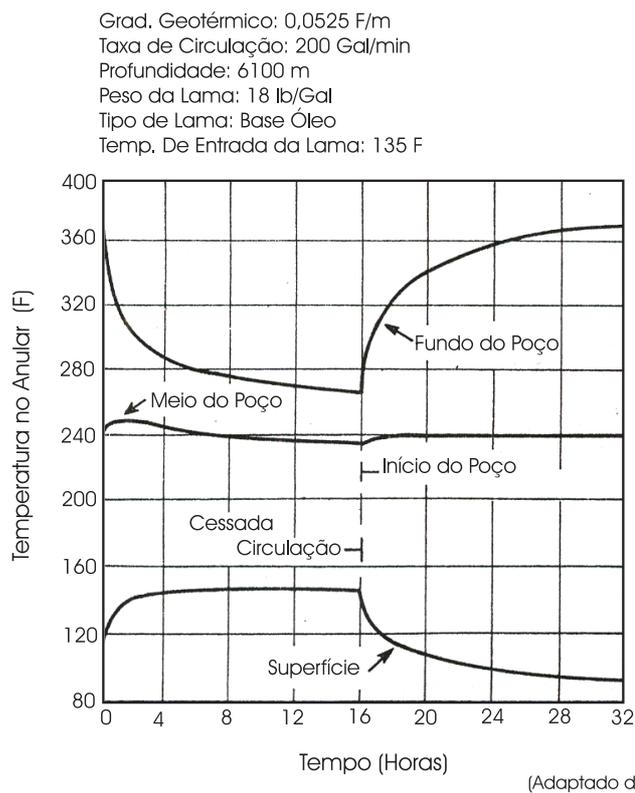


Figura 2.5: Variação da temperatura em um poço simulado, durante e após a circulação

## CAPÍTULO 3

# CORREÇÃO DE TEMPERATURAS DE FUNDO DE POÇO

Conforme vimos anteriormente, as temperaturas registradas durante as operações de perfuração são bastante afetadas pela circulação do fluido de perfuração, podendo baixar em mais de 40°C (Raymond, 1969, figura 2.5) em relação à temperatura estática da formação no momento em que a circulação é cessada. Este efeito pode ser particularmente observado em poços perfurados na plataforma continental sob uma lâmina d'água espessa, onde a água do mar, mais fria, refrigera o *riser* e, conseqüentemente, o fluido de perfuração que, por sua vez, retira mais calor do poço do que em outras condições. Além da taxa e do tempo de circulação, vários outros fatores são importantes para a magnitude das perturbações térmicas, tais como as características mecânicas do poço (diâmetro), a duração da perfuração, a natureza da troca de calor entre o poço e formação, as propriedades térmicas do fluido de perfuração e das rochas adjacentes, o fluxo de fluidos na formação, etc. O tempo necessário para o poço recuperar o calor dissipado pela circulação e atingir sua temperatura de equilíbrio normalmente é muitas horas superior ao tempo gasto nas operações de perfuração e circulação. Estes tempos, demasiadamente longos, inviabilizam a utilização direta de dados de BHT em estudos geotérmicos, uma vez que, na maioria dos casos, as medidas são feitas antes da estabilização térmica do poço. Por esta razão vários métodos de correção foram desenvolvidos ao longo dos anos no intuito de estimar a temperatura verdadeira da formação através das medidas de BHT, possibilitando, então, o emprego desses dados em estudos geotérmicos.

### 3.1 Métodos para correção de temperaturas de fundo de poço

Com o objetivo de estimar a temperatura verdadeira da formação através de medidas de temperatura de poço, duas classes de modelos têm sido desenvolvidas para simular os distúrbios térmicos associados à perfuração e circulação da lama, como também à recuperação térmica subsequente. Uma classe tenta simular a evolução da temperatura em toda a coluna de lama (Jaeger, 1961 ; Edwardson et al., 1962; Tragesser et al., 1967; Holmes e Swift, 1970; Keller et al., 1973; e Wooley, 1980) e necessita de conhecimentos detalhados da história

da perfuração, tais como a composição da lama, temperatura da lama injetada, taxa de circulação do fluido e propriedades físicas das rochas perfuradas. A outra classe concentra-se na região do fundo do poço, onde as temperaturas (BHTs) são rotineiramente medidas durante a perfilagem (Bullard, 1947; Lachenbruch e Brewer, 1959; Dowdle e Cobb, 1974; Middleton, 1979; Leblanc et al., 1981; Lee, 1982; Middleton, 1982; Luheshi, 1983; Jones et al. 1986; Shen e Beck, 1986; Cao et al., 1988a,b). Trataremos, aqui, daqueles modelos relacionados à segunda classe, modelos estes que possuem uma inerente e extensa variação em termos de complexidade.

São muitos os métodos que tentam estimar a temperatura verdadeira da formação através de dados de temperatura de fundo de poço. Basicamente, estes métodos de correção podem ser divididos em dois grupos: os que modelam matematicamente a evolução da temperatura dentro do poço e aqueles métodos que corrigem os dados de temperatura empiricamente.

### 3.1.1 Correções empíricas

É comum a prática de estimar-se a temperatura verdadeira da formação ( $T_\infty$ ) através de uma simples multiplicação da BHT por um fator de correção ( $f$ ):

$$T_\infty = f \cdot BHT. \quad (3.1)$$

Normalmente usa-se para  $f$  (equação 3.1) o valor de 1,1 (equivalente a uma correção com um aumento de 10%). Contudo, numerosos trabalhos têm mostrado que esta correção geralmente é significativamente alta (ex. Sekiguchi, 1984; Takherist e Hamdi, 1995; Waples e Ramly, 1995; Forster e Merriam, 1999).

Alguns trabalhos consideram a profundidade como sendo um bom indicador da magnitude de correção requerida. Muitos estudos têm mostrado que a magnitude absoluta de correção necessária é pequena para profundidades rasas, chega a um valor máximo em profundidades moderadas e decresce novamente para grandes profundidades (ex. Speece et al., 1985; Lucazeau e Ben Dhia, 1989; Forster et al., 1997). Gallardo e Blackwell (1999), no entanto, mostraram que na Bacia de Anadarko as correções tiveram valores absolutos máximos para as maiores profundidades. Apesar de estes métodos satisfazerem com algum sucesso a necessidade de se corrigir dados de BHT, eles não são suficientemente precisos.

A correção empírica mais conhecida foi proposta e usada pela *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG). Esta correção surgiu devido ao crescimento de levantamentos geotérmicos realizados pela AAPG na América do Norte no início dos anos 70. A correção da AAPG baseia-se numa comparação entre dados de BHT e dados de temperatura de equilíbrio térmico de 602 poços dos estados da Louisiana e Oeste do Texas e foi usada por

Speece et al. (1985) e Bodner e Sharp (1988) em estudos geotérmicos. Os dados foram subdivididos em dois grupos de amostragem (Louisiana e Oeste do Texas) e a diferença de temperatura entre cada BHT e a temperatura de equilíbrio correspondente foi utilizada para se obter uma diferença de gradiente geotérmico para aquela profundidade (Kehle, 1972). Um polinômio de terceira ordem foi ajustado por mínimos quadrados para estas diferenças, produzindo, então, uma correção do gradiente geotérmico médio em função da profundidade. Esta correção do gradiente pode ser multiplicada pela profundidade para produzir uma correção da temperatura de fundo de poço em função da profundidade. Logo:

$$\Delta T = az = bz^2 + cz^3 + dz^4, \quad (3.2)$$

onde  $\Delta T$  é a correção da temperatura em graus Celsius e  $z$  é a profundidade em quilômetros.

A tabela 3.1 lista os valores dos coeficientes da equação 3.2 para os grupos de poços da Louisiana e do Oeste do Texas separadamente, bem como para uma média destes dois grupos, ou seja, todos os dados dos poços da Louisiana e do Oeste do Texas reunidos como um só grupo. Esta correção, quando utilizando os coeficientes mencionados acima, é nula para a profundidade zero, cresce de maneira aproximadamente linear até uma temperatura máxima de 14,1°C na profundidade de 4574m e decresce para 9°C na profundidade de 6 km. Uma possível razão para a correção decrescer em grandes profundidades é o fato de a ferramenta que registra a temperatura necessitar de mais tempo para chegar ao fundo destes poços, propiciando à lama mais tempo para ela entrar em equilíbrio térmico com a formação. Esta correção empírica foi utilizada para corrigir dados de BHT usados na confecção do mapa de gradiente geotérmico da América do Norte (AAPG, 1976). Speece et al. (1985) também aplicaram a correção com estes mesmos coeficientes em estudos da Bacia do Michigan. Contudo, a existência de dois grupos de coeficientes sugere que este procedimento de correção empírica não é estatisticamente realístico quando aplicado em áreas fora das quais ela foi calibrada. Assim, a aplicação desta correção em dados de outras áreas com esta calibração equivale a um erro de valor desconhecido. Um outro questionamento que se faz sobre o método de correção da AAPG é a respeito da qualidade dos dados de temperatura de equilíbrio dos poços. Estas medidas foram utilizadas como as temperaturas verdadeiras das formações naquelas profundidades e, a partir delas, é que se determinaram os coeficientes de correção. Um dos autores deste trabalho, Kehle (1971, p.6), simplesmente argumentou que as medidas das temperatura em equilíbrio térmico foram executadas por engenheiros da companhia que operavam sob condições de engenharia controladas.

Outro que utilizou método de correção empírica em dados de BHT foi Ben Dhia (1988). Ele corrigiu BHTs da Tunísia através de comparação entre medidas de BHT com dados de temperatura registrados durante o teste de formação, ou seja, medidas de DST. A comparação entre 55 valores de BHTs e de DSTs de mesmas profundidades produziu uma correção

Área	$a(^{\circ}CKm^{-1})$	$b(^{\circ}CKm^{-2})$	$c(^{\circ}CKm^{-3})$	$d(^{\circ}CKm^{-4})$
Oeste do Texas	$-1,169 \times 10^{-3}$	$-4,689 \times 10^{-7}$	$6,609 \times 10^{-10}$	$-8,312 \times 10^{-14}$
Louisiana	$4,926 \times 10^{-3}$	$2,164 \times 10^{-6}$	$-7,628 \times 10^{-10}$	$4,950 \times 10^{-14}$
Média	$1,878 \times 10^{-3}$	$8,476 \times 10^{-7}$	$-5,091 \times 10^{-11}$	$1,681 \times 10^{-14}$

Tabela 3.1: Coeficientes usados pela correção da AAPG.

média em função da profundidade que varia de 0 a 10°C para profundidades entre 200 e 1000 m, de 10 a 13°C para profundidades entre 1000 e 2000 m e de 13 a 15°C entre 2000 e 3000 m (Ben Dhia, 1988, p. 1482). Tal como o método de correção da AAPG, a validade desta correção é desconhecida fora da área para qual ela está calibrada. Implícito ao esquema de correção, está a consideração de que a temperatura de DST tem o mesmo valor da temperatura verdadeira da formação.

Andrews-Speed et al. (1984), em um estudo do fluxo de calor geotérmico no Mar do Norte, aplicaram uma correção linear arbitrária para dados de BHT. Optaram por aplicar um fator de correção ( $f$ ) apenas para a diferença entre as temperaturas da superfície e do fundo do poço. Usando este método, a temperatura corrigida é dada por:

$$T_{\infty} = T_s + f \cdot (BHT - T_s), \quad (3.3)$$

onde  $T_{\infty}$  é a temperatura corrigida e  $T_s$  é a temperatura na superfície. O valor de  $f$  escolhido foi de 1,15, o qual produziu resultados similares a uma correção de 10% usando a equação 3.1 ( $f$  igual a 1,1). Com um gradiente térmico médio de 25°C  $km^{-1}$ , esta correção (equação 3.3) torna-se aproximadamente idêntica à correção da AAPG para profundidades menores que 4 km. Para grandes profundidades esta correção linear continua a crescer enquanto que a correção da AAPG decresce. Logo, se as curvas da AAPG são válidas, é possível que a aplicação de uma correção linear arbitrária para dados de BHT medidos em poços bastante fundos possa levar a erros substanciais.

Estes procedimentos para corrigir dados de BHT empiricamente são geralmente utilizados apenas quando se tem um único registro de temperatura proveniente do fundo do poço, ou seja, dados do tipo SBHT (sigla em inglês de *single bottom-hole temperature*). Mais adiante, veremos que os métodos mais sofisticados de correção de BHT baseados em modelos matemáticos requerem que se tenha pelo menos dois registros de temperatura numa mesma profundidade de um poço para que se possa estimar a temperatura verdadeira da formação. Portanto, apesar das muitas discussões a respeito da precisão dos métodos de correção empíricos, muitas vezes eles são a única alternativa disponível para se corrigir dados de BHT.

### 3.1.2 Correções baseadas em modelos matemáticos

O mais conhecido dos métodos de correção de BHT baseando-se em um modelo matemático do comportamento da temperatura no fundo do poço é o método de Lachenbruch e Brewer, que é mais conhecido como *Horner-plot* ou simplesmente Horner. A associação entre Lachenbruch e Brewer com Horner é porque o princípio do método de Lachenbruch e Brewer (1959), que estabelece um crescimento da temperatura após a circulação da lama, especialmente quando a duração da circulação for pequena, é similar ao princípio do crescimento da pressão dentro do poço, após um período de fluxo, estabelecido por Horner (1951). Lachenbruch e Brewer (1959) aplicaram o método de correção em dados originários do monitoramento de temperaturas de um poço perfurado na costa ártica de Barrow, Alaska. Sua utilização requer o conhecimento do tempo de circulação da lama no poço, do tempo decorrido entre o término da circulação e o instante em que é registrada a temperatura e de, pelo menos, duas medidas de BHT numa mesma profundidade. Este método será detalhadamente descrito quando tratarmos do modelo de uma fonte linear de calor.

Middleton (1979) e Leblanc et al. (1981) introduziram modelos analíticos simples do regime térmico de um poço que são alternativas ao método de Horner. Tal como no método de Horner, estes modelos assumem um meio com propriedades térmicas homogêneas, porém incorporaram uma geometria (cilíndrica ou quadrada) do poço que é mais realística que a consideração de uma fonte linear do método de Horner. Contudo, para se chegar a uma expressão relativamente simples, Middleton (1979) e Leblanc et al. (1981) assumiram o tempo de circulação da lama como sendo nulo. Estes modelos possuem equações com três variáveis: a temperatura estática, a temperatura inicial da lama de perfuração e a difusividade térmica para um meio homogêneo e requer, por isso, uma amostra de tempo-temperatura consistindo de, no mínimo, três registros de BHT numa mesma profundidade para se chegar a uma estimativa da temperatura estática. Leblanc et al. (1981) comparam seu método ao de Horner e sugerem que se use um valor de difusividade térmica média. Isso deixaria este método viável para aplicações de amostras de tempo-temperatura de duas medidas que, geralmente, são muito mais comuns que amostras com três ou mais temperaturas oriundas de uma mesma profundidade dum poço. Não é muito claro, contudo, que a aplicação dos modelos de correção de Middleton (1979) e Leblanc et al. (1981) resultem em estimativas da temperatura de equilíbrio nem muito melhores nem muito piores que aquelas obtidas pelo método de Horner. Todavia, estes modelos incorporam considerações mais realísticas relativas à geometria do poço, enquanto que o método de Horner admite incorporações mais realísticas quando emprega um tempo de circulação da lama finito.

A técnica desenvolvida por Middleton (1982) envolve o uso de um conjunto de curvas-padrão que indicam a estabilização da temperatura próximo ao fundo do poço quando amostras de tempo-temperatura provenientes de sucessivas medidas estão disponíveis. O modelo assume que a temperatura da lama é uniforme por algumas dezenas de metros acima do

fundo do poço e que sua porção basal é perfurada instantaneamente, uma vez que as taxas de perfuração normais para a seção basal dos poços indicam um tempo de perfuração dos últimos metros muito inferior aquele requerido para a estabilização térmica. Estas condições permitem que a temperatura estática da formação possa ser estimada sem o conhecimento do tempo de circulação. Outras premissas adicionais deste modelo são que o calor seja transferido do fundo do poço, onde somente o fluxo radial de calor é significativo, e que a circulação da lama cesse quase imediatamente após terminada a perfuração. O tratamento teórico do problema da transferência de calor segue o procedimento desenvolvido por Carslaw e Jaeger (1959), segundo o qual a temperatura é distribuída em um cilindro vertical de comprimento infinito e é considerada inicialmente igual à zero. A equação proposta para o tempo  $t > 0$  é da seguinte forma:

$$BHT(t) = T_m + T_\infty \cdot e^{(-a^2/4\kappa t)}, \quad (3.4)$$

onde

$BHT(t)$ : temperatura medida no fundo do poço para um instante de tempo ( $t$ ) decorrido após a circulação da lama ter cessado;

$T_m$ : temperatura da lama próxima ao fundo do poço no exato instante em que a sua circulação é cessada;

$T_\infty$ : temperatura estática da formação;

$a$ : raio do cilindro (raio do poço) e

$\kappa$ : difusividade térmica do sistema rocha-poço.

Baseado nesta equação, Middleton (1982) desenvolveu um gráfico padrão contendo um conjunto de curvas para  $\Delta T$ , que equivale a  $T_\infty - T_m$ , que permitem uma rápida estimativa da temperatura da formação através da superposição destas curvas ao gráfico de  $BHT \times \Delta T$ .

Os modelos de Lee (1982), Luheshi (1983) e Shen e Beck (1986) são aproximações mais realísticas do problema de equilíbrio térmico do poço. Tipicamente, estes modelos incluem explicitamente um raio finito do poço, um tempo também finito de circulação da lama e propriedades térmicas diferentes para a lama de perfuração e a rocha da parede do poço. Lee (1982) emprega em seu modelo o método de elementos finitos, enquanto que Luheshi (1983) modela o estado térmico do poço com técnicas de diferenças finitas e Shen e Beck (1986) obtêm soluções analíticas usando transformadas de Laplace. Luheshi (1983) e Shen e Beck (1986) discutem, ainda, a influência térmica de fluxos de fluidos para dentro e para fora do poço durante a circulação da lama. Luheshi (1983) concluiu que o efeito do gradiente vertical de temperatura no equilíbrio dos poços pode ser desprezado para distâncias muito maiores que 1 m do fundo destes e que normalmente os efeitos da convecção livre nos poços não são

importantes. Shen e Beck (1986) compararam e analisaram as respectivas precisões dos diferentes esquemas de correção por meio da geração e inversão de uma série de dados de BHT sintéticos e constataram que a escolha do método de correção é muito mais crítica quando se trabalha com BHTs medidas logo após o encerramento da circulação da lama e que, aparentemente, o método de Horner subestima sistematicamente as temperaturas de equilíbrio, principalmente no caso de dados de BHT medidas em situações de tempo transcorrido relativamente pequeno após cessada a circulação da lama. A aplicação prática dos modelos de Lee (1982), Luheshi (1983) e Shen e Beck (1986) para estimar a temperatura estática normalmente é dificultada pela falta de dados. A falta de considerações simplificadas, inerentes aos modelos simples, resulta em um grande número de parâmetros de valores desconhecidos. Em particular, informações relacionadas à difusividade e condutividade térmica da rocha da parede do poço e da lama de circulação raramente são disponíveis. Alguns parâmetros, tal como a difusividade térmica da rocha, não variam muito para diversos materiais da Terra e por isso pode ser estimado um valor médio (veja, por exemplo, dados em Kappelmeyer e Haenel, 1974 ou Roy et al., 1981). Contudo, pouco se conhece sobre as propriedades térmicas das lamadas de perfuração, particularmente a respeito de como estes parâmetros podem mudar com a temperatura e pressão crescentes (Luheshi, 1983, p. 764).

Um pouco diferente das aproximações de Lee (1982), Luheshi (1983) e Shen e Beck (1986) é o modelo de Cao et al. (1988a,b). O modelo é similar aos demais à medida que tenta, sem comprometer a complexidade do problema, modelar a estabilização térmica de um poço de maneira precisa. A lista dos cinco parâmetros do modelo de Cao et al. (1988a,b) é composta pela temperatura estática, pela temperatura inicial da lama de circulação, pela distância da invasão térmica da lama dentro da formação, pela condutividade térmica da formação e, finalmente, por um "fator de eficiência" para o aquecimento da lama dentro do poço depois do encerramento da circulação. Cao et al. (1988a, p. 980) argumentam que a maior virtude de seu modelo é que ele consiste de um procedimento inverso verdadeiro, que usa BHTs para inferir os cinco fatores anteriores de valores desconhecidos, um dos quais é a temperatura de equilíbrio. Além disso, devido a alguns parâmetros entrarem em seu modelo de maneira não linear, é possível estimar todos os cinco com apenas três medidas de BHT oriundas de uma mesma profundidade do poço. Contudo, a presença de apenas 1°C de ruído no dado faz com que o método possa produzir estimativas da temperatura estática com erros de magnitude de até 50°C (Cao et al., 1988a, p. 984). Apesar do refinamento matemático presente em seu modelo de correção, Cao et al. (1988a, p. 984) demonstram que o método de Horner não só produz resultados muito melhores em cada um dos sete casos nos quais as temperaturas de teste sintéticas são comprimidamente espaçadas em tempo, como também fornece estimativas da temperatura estática aproximadamente idênticas àquelas obtidas com seu modelo quando as temperaturas de teste são extensamente espaçadas em tempo.

Com exceção do estudo de Cao et al. (1988a,b) e recomendações feitas por Luheshi (1983),

ruídos em dados de BHT são um problema que tem recebido pouca atenção em estudos relacionados às correções de BHTs. No entanto, ruídos estão quase que invariavelmente presentes em dados BHT. Estes ruídos podem ter suas origens associadas a diversas fontes, como por exemplo, uma má calibração dos termômetros, um registro incorreto da profundidade do fundo do poço, etc (Speece et al., 1985). Um dos maiores problemas é que dados podem ser fabricados. Os pesquisadores devem, portanto, ser cautelosos em algumas circunstâncias, tais como a exibição de registros sucessivos de temperatura com valores como 100, 110 e 120 °C. Uma outra fonte de ruído é quando se tem registros incorretos dos tempos de duração da circulação da lama ou do instante em que foi registrada a temperatura no fundo do poço. Desde que o poço esteja num estado térmico transiente, qualquer erro no registro do tempo equivale a um valor incorreto da BHT, mesmo que esta corresponda ao valor verdadeiro da temperatura no fundo do poço. O erro humano na coleta dos dados de BHT é um problema adicional. Durante a aquisição dos dados nos cabeçalhos dos perfis é comum encontrar-se informações que parecem ser inconsistentes fisicamente. Frequentemente observa-se que após sucessivas corridas de perfilagem as BHTs oriundas de uma mesma profundidade permanecem com o mesmo valor do primeiro registro. A interpretação usual deste fato é que apenas uma única BHT é medida nas corridas de perfilagem e o valor desta é utilizada para preencher o cabeçalho das perfilagens subseqüentes. Outros tipos de situações, um pouco menos usuais, podem acontecer, como, por exemplo, a existência de temperaturas que, após um período de crescimento, começam a decrescer repentinamente durante as corridas sucessivas de perfilagem. A existência destes problemas sugere que os cabeçalhos originais dos perfis devem ser previamente examinados sempre que possível para uma melhor seleção dos dados antes da aplicação de correção neles.

Descrevemos, até aqui, apenas alguns métodos de correção de temperaturas de fundo de poços. No entanto, mais de duas dezenas de métodos já foram desenvolvidos durante as décadas passadas, o que reflete a insatisfação com os modelos utilizados. A grande evolução observada nas técnicas mais modernas diz respeito à sofisticação da descrição física do poço, procurando, cada vez mais, suas condições prevalecentes.

De concreto, pode-se concluir que os modelos que apresentam uma boa descrição física do poço não fornecem, necessariamente, melhores estimativas da temperatura estática da formação. Hermanrud et al. (1990), comparando diferentes métodos em dados de poços originários do Campo Petrolífero de Oseberg na Noruega, chegaram à conclusão de que os modelos mais avançados fornecem, em média, valores de temperatura ajustados àqueles oriundos de testes de formação (DST), porém com desvio padrão tão alto quanto 9°C. Uma tabela foi proposta por estes autores na qual apresentaram de maneira simplificada as principais características de cada método testado em seu estudo (tabela 3.2).

CONSIDERAÇÕES MÉTODO	Fonte Linear	Decaimento Exponencial	Meio Único	Dois Meios	Tempo de Circulação	Nulo Fluxo Radial de Fluido	Fluxo Lateral de Fluido	Inversão de Parâmetros	Analítico	Diferenças Finitas	Elementos Finitos	Gráfico	2-D	3-D	Coordenadas Cartesianas	Coordenadas Cilíndricas	Parâmetros requeridos
Albright (1975)		X	X					X	X							X	0
Barelli e Palama (1981)			X		X							X	X			X	0
Bullard (1947)	X		X						X				X			X	3
Burge (1965)	X		X						X				X			X	0
Cao et al. (1988, a)				X				X	X				X			X	0
Cao et al. (1988, b)				X		X		X	X				X			X	0
Cooper e Jones (1959)				X	X				X				X			X	5
Guyod (1946)		X			X				X				X			X	0
Horner (1951)	X		X						X				X			X	0
Jones et al. (1984)					X	X				X				X		X	5
Lachenbruch e Brewer (1959)	X		X						X				X			X	3
Lebian et al. (1981)			X		X				X				X		X	X	7
Lee (1982)				X							X	X	X			X	6
Luheshi (1983)				X		X				X			X			X	6
Middleton (1979)			X		X				X				X	X			7
Middleton (1982)				X	X				X				X			X	5
Oxburg et al. (1972)			X		X					X		X	X			X	0
Perrier e Raiga-Clemenceau (1984)		X	X					X	X							X	1
Parasnis (1971)		X	X					X	X							X	0
Ribeiro e Hamza (1986)				X	X		X		X				X		X		5
Schoeppel e Gillarranz (1966)			X						X				X			X	5
Shen e Beck (1986)				X		X	X		X				X			X	6

Tabela 3.2: Principais características de alguns métodos de correção de BHTs baseados em modelos matemáticos (Hermanrud et al., 1990).

### 3.2 Modelo de uma fonte linear de calor

Em seu clássico artigo, Bullard (1947) descreve um modelo de perfuração de um poço dentro de um meio com propriedades térmicas homogêneas. O distúrbio térmico causado pela circulação da lama é modelado como uma fonte axial negativa de calor ( $-Q$ ) infinitamente longa e fina no centro do poço durante o período de circulação. Com o fim da circulação o poço inicia sua recuperação térmica e uma fonte axial positiva de calor ( $+Q$ ) é adicionada. Baseando-se no modelo de uma fonte linear de calor, Lachenbruch e Brewer (1959) apresentaram uma expressão relativamente simples que descreve a evolução da temperatura no poço após os períodos de perturbação. A solução deste problema é dada pela equação abaixo:

$$T(t_s) = T_\infty + \frac{Q}{4\pi K} \left[ E_i\left(\frac{-r^2}{4\kappa(t_s + t_c)}\right) - E_i\left(\frac{-r^2}{4\kappa t_s}\right) \right], \quad (3.5)$$

onde

$T(t_s)$  : temperatura medida no fundo do poço (BHT);

$T_\infty$  : temperatura estática da formação;

$t_c$  : tempo de duração da circulação da lama;

$t_s$  : tempo decorrido após a circulação da lama até o instante da medição da temperatura (ou tempo de descanso do poço);

$Q$  : energia da fonte linear de calor;

$K$  : condutividade térmica do sistema composto pela lama do poço e a formação;

$\kappa$  : difusividade térmica do sistema; e

$r$  : raio do poço.

A função  $E_i(-x)$  (3.5) é uma integral exponencial do tipo

$$E_i(-x) = - \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du. \quad (3.6)$$

Para se corrigir temperaturas de fundo de poço utilizando a equação 3.5 é necessário que se tenha pelo menos duas medidas de temperatura oriundas de uma mesma profundidade do poço, porém registradas em momentos distintos.

A precisão do método de correção utilizando-se a equação 3.5 depende sobretudo da fidedignidade e precisão de  $T(t_s)$ ,  $t_s$  e  $t_c$ . Quase sempre  $T(t_s)$  é registrada durante a realização da perfuração e é comumente documentada em cabeçalhos de perfis ou em documentos complementares do poço. No entanto, a exatidão com a qual  $T(t_s)$  é registrada, normalmente,

é questionável. Em muitas situações nenhuma mudança de temperatura é observada após várias corridas de perfilagem ou os valores das temperaturas são aproximados para outros números terminados com 0 ou 5. Isto improvavelmente reflete as condições reais e deve ser atribuído a falhas instrumentais ou a erros humanos. Infelizmente, a magnitude desses erros é desconhecida e, por isso, os dados devem apenas ser aceitos ou rejeitados.

Na prática, há alguns obstáculos para aplicação do modelo de uma fonte linear de calor. Inicialmente, a temperatura da formação não pode ser estimada quando se tem apenas uma única medida de temperatura numa profundidade. Somado a este fato, muitas vezes o conjunto de dados de tempo-temperatura são incompletos, como, por exemplo, quando o tempo de circulação da lama ou o tempo de descanso do poço não foi registrado nos documentos dos poços. Chapman et al. (1984) estimaram que apenas 5% dos perfis da bacia do Uinta têm dados múltiplos de BHT numa mesma profundidade, medidos num mesmo poço, mas em diferentes intervalos de tempo decorridos após a circulação da lama. Fontes (1980) constatou em um estudo do fluxo geotérmico da bacia sedimentar Sergipe-Alagoas que apenas 32 poços dentre 84 analisados no Campo de Riachuelo na Bacia de Sergipe e mais 20 dos 68 poços analisados no Campo de Engenho Furado na Bacia de Alagoas dispõem de, pelo menos, duas medidas de temperatura oriundas de uma mesma profundidade em um mesmo poço. Deming e Chapman (1988a,b) estabeleceram que aproximadamente 50% dos poços no centro norte de Utah, para os quais dados de BHT estavam disponíveis, tinham conjuntos de dados do tipo tempo-temperatura. Ben Dhia (1988), em um levantamento dos dados geotérmicos disponíveis oriundos de poços da Tunísia, determinou que, de um total de 1154 BHTs coletadas em todo o país, apenas 25 registros do tipo tempo-temperatura eram apropriados para aplicação de correção usando o modelo de uma fonte linear de calor. Logo, o tipo e a qualidade dos dados de BHT disponíveis variam enormemente e podem ser afetados pela idade da perfilagem, pela localidade dela, pelas práticas de perfilagem e também pela regulamentação governamental local que, muitas vezes, impede a divulgação de dados de perfis. Porém, o mais sério dos problemas que de fato impossibilita estudos geotérmicos através de medidas de BHT é a freqüente indisponibilidade de conjuntos de dados do tipo tempo-temperatura verificada para muitos poços de uma bacia.

Quando dados de temperatura de fundo de poços estão disponíveis, uma das principais dificuldades de cunho prático para a aplicação da correção utilizando a equação 3.5 é o desconhecimento das informações sobre o tempo de circulação da lama. Vários pesquisadores têm tentado ultrapassar este obstáculo utilizando tempos de circulação padrões para efetuar as correções. Chapman et al. (1984) e Reiter e Jessop (1985) usaram o tempo de 4 horas em conjuntos de dados nos quais faltavam informações de tempo de circulação da lama. Deming e Chapman (1988a,b) utilizaram para esta mesma situação um tempo correspondente a 5 horas. A aparente justificativa para tais procedimentos é a variação incipiente da temperatura estática estimada em função de pequenas variações dos tempos de circulação da lama.

Luheshi (1983) mostra que o crescimento da temperatura dentro do poço é relativamente insensível à duração do tempo de circulação. Um valor para  $t_c$  pode também ser estimado usando-se uma fórmula empírica obtida por Hermanrud et al. (1990):

$$t_c = (1,3 + D)/(1,3 - 0,091 \times D), \quad (3.7)$$

onde  $t_c$  é dado em horas e  $D$  é a profundidade relativa em quilômetros para a coluna de perfuração. Contudo, esta expressão (equação 3.7) é baseada numa experiência particular, não possuindo, portanto, verificação estatística. Os tempos de circulação dela derivados apresentam uma incerteza significativa incorporada aos seus valores.

### 3.2.1 Método de Horner

O mais conhecido dos métodos de correção de BHT derivado do modelo de uma fonte linear de calor é o método de Horner. A denominação de ‘‘Horner’’ deve-se à similaridade entre o modelo de recuperação térmica num poço após períodos de perturbações decorridas da circulação da lama, proposto por Lachenbruch e Brewer (1959), e o modelo proposto por Horner (1951) de recuperação da pressão num poço após perturbações decorridas depois de períodos de fluxo de fluidos. Sua expressão deriva de uma simplificação da equação 3.5. Para pequenos valores do argumento ( $x$ ), ou seja, sob a condição de que

$$\frac{r^2}{4\kappa t_s} \ll 1, \quad (3.8)$$

a seguinte aproximação pode ser feita:

$$E_i(-x) \approx \gamma + \ln x, \quad (3.9)$$

onde  $\gamma = 0,577215665\dots$  é a constante de Euler.

Ou seja, quando o tempo decorrido após a circulação da lama ( $t_s$ ) é muito grande, a equação 3.5 reduz-se para:

$$T_\infty = T(t_s) + \frac{Q'}{4\pi K} \left[ \ln\left(\frac{t_s}{t_s + t_c}\right) \right], \quad (3.10)$$

onde  $Q'$  é uma fonte linear de calor modificada.

A obtenção da temperatura estática através do método de Horner dá-se por meio de extrapolação linear da equação 3.10. O termo  $\frac{Q'}{4\pi K}$  funciona como o coeficiente angular da equação 3.10. Quando se tem pelo menos duas medidas de temperatura ( $T(t_s)$ ) para uma mesma profundidade do poço, temperaturas estas registradas em momentos distintos ( $t_{s1}$  e  $t_{s2}$ ), pode-se aplicar a correção de Horner sem o conhecimento prévio dos valores de  $Q'$  e  $K$ .

A restrição na aplicação de correção pelo método de Horner, dada pela equação 3.8, requer que se use tempos de descanso longos em sessões de poços com diâmetros grandes. Usando-se valores típicos dos parâmetros térmicos das rochas, num poço com, por exemplo, 44 cm de diâmetro, é necessário um tempo de descanso ( $t_s$ ) maior que 7 horas para a temperatura extrapolada estar próxima em poucos graus da temperatura real de equilíbrio do poço (Funnell et al., 1996). Tal exigência é contrária à prática de perfuração comumente utilizada pelas empresas que, para poços com diâmetros de 44, 31 e 21 cm, utilizam os tempos ( $t_s$ ) típicos de 5, 7 e 8 horas, respectivamente. Observa-se então que, à medida que o poço aumenta progressivamente sua profundidade, o seu diâmetro torna-se cada vez mais estreito e os tempos de descanso ( $t_s$ ) cada vez maiores, ou seja, na prática temos poços mais largos com tempos de descanso menores e poços mais estreitos com tempos maiores.

O método de Horner foi aplicado por Blanchard e Tailleur (1982), Vacquier (1984), Chapman et al. (1984), Reiter e Jessop (1985), Reiter et al. (1986), Willet e Chapman (1987a,b,c), Deming e Chapman (1988a,b) e Lee et al. (1996), dentre outros, em dados de BHT provenientes de poços de óleo e gás. Este método foi também usado por Lachenbruch e Brewer (1959), Lachenbruch e Sass (1988) e Sass et al. (1988) para estimar a temperatura de equilíbrio de perfis de temperatura de alta precisão.

Devido ao fato do método de Horner ser baseado em um modelo matemático que incorpora simplificações e considerações concernentes à geometria do fundo do poço e à taxa na qual o calor é extraído, não deve ser aplicado indiscriminadamente. Um certo número de autores, incluindo-se Lachenbruch e Brewer (1959), Dowdle e Cobb (1974), Lueshi (1983), Drury (1984), e Shen e Beck (1986), têm acenado que a precisão do modelo de Horner aumenta com o crescimento da razão  $t_s/t_c$ . Deming e Chapman (1988a,b) notaram que, na prática, é conveniente rejeitar medidas de BHT com tempos  $t_s$  menores que 4 ou 5 horas, pois elas são inadequadas para correções pelo método de Horner. Lueshi (1983) alertou que a consideração de uma fonte linear na qual o método de Horner é baseado torna-se progressivamente ruim à medida que o diâmetro do poço torna-se mais largo.

Se  $(t_c/t_s) < 1/3$  para todos os conjuntos de medidas do tipo tempo-temperatura, a técnica de Horner deve fornecer resultados aceitáveis (Roux et al., 1980). Uma investigação rigorosa da matemática que governa o equilíbrio da temperatura de fundo de poço revela que para grandes valores de  $(t_c/t_s)$  a extrapolação linear utilizando tais valores é desviada em direção a uma temperatura subestimada da formação (Dowdle e Cobb, 1974). A magnitude dos desvios aumenta com o crescimento da razão  $t_c/t_s$ .

Roux et al. (1980) desenvolveram um procedimento para compensar o alto desvio teórico fornecido pelo método de Horner nas ocasiões em que têm-se  $(t_c/t_s) > 1/3$ . Um pequeno número de parâmetros extras é requerido para as correções que, por sua vez, são baseadas em aproximações lineares de curvas teóricas de resfriamento. Neste procedimento compensativo é utilizado um parâmetro adimensional de tempo ( $t_D$ ), que é derivado da difusividade térmica da formação ( $\kappa$ ), do tempo de circulação ( $t_c$ ) e do raio do fundo do poço ( $r$ ):

$$t_D = 3600 \times \frac{\kappa t_c}{r^2}. \quad (3.11)$$

O fator adimensional de temperatura ( $T_D$ ) é, então, obtido pela expressão abaixo:

$$T_D = a + (b \times t_D) + (c \times t_D^{1/2}) + (d \times t_D^{1/3}) + (e \times t_D^{1/4}) + (f \times t_D^{1/5}). \quad (3.12)$$

Os coeficientes  $a - f$  dependem sobretudo da faixa dentro da qual jaz a maioria dos valores do parâmetro adimensional de tempo de Horner  $[(t_c + t_s)/(t_s)]$  e correspondem aos valores apresentados na tabela 3.3. O desvio do método de Horner é dado, então, pela seguinte expressão:

$$VRT_{verdadeira} = VRT_{Horner} - (2,303 \times m \times T_D), \quad (3.13)$$

onde  $m$  tem o mesmo valor do coeficiente angular de Horner-*plot*.

A técnica original foi desenvolvida por Roux et al. (1980), que utilizaram unidades inglesas e uma escala logarítmica decimal para o eixo do tempo no gráfico de Horner. As constantes 3600 na equação 3.11 e 2,303 na equação 3.13 correspondem a adaptações da expressão original de Roux et al. que propiciam não só a utilização de uma escala logarítmica natural, mas também o uso das grandezas em unidades SI.

$[(t_c + t_s)/(t_s)]$	$a$	$b$	$c$	$d$	$e$	$f$
1,25 - 2	0,4874	0,0027	-0,2862	1,4077	-0,7836	0,7732
2 - 5	0,2516	-0,0072	0,3650	-0,0001	-3,4989	3,1534
5 - 10	2,3502	0,0024	-0,0609	4,7833	-5,9058	0,0365

Tabela 3.3: Coeficientes utilizados na correção proposta por Roux et al. (1980) para determinação dos valores de  $T_D$ .

## CAPÍTULO 4

# DADOS EXPERIMENTAIS E METODOLOGIA APLICADA

### 4.1 Dados experimentais

Um total de 577 registros de BHT oriundos de 207 poços (continentais e costeiros) de diversos campos de petróleo das bacias sedimentares do Recôncavo, Camamu, Almada, Cumuruxatiba e Jequitinhonha foram disponibilizados pela Petrobras para este estudo. Todas essas bacias são de interesse da Petrobras, que está avaliando seus potenciais petrolíferos. Os dados disponíveis são as medidas de temperatura de fundo de poços (BHTs), suas respectivas profundidades, diâmetros dos poços, tempos de duração da circulação da lama e tempos decorridos entre o fim da circulação lama e o instante em que foi medida a temperatura. Todas estas informações estão organizadas no anexo I e foram levantadas a partir de uma cuidadosa investigação de documentos de perfilagem de poços disponibilizados pela Petrobras.

Do total de 577 registros, 412 apresentam pelo menos dois registros de BHT para uma mesma profundidade medidas em momentos distintos após o encerramento da circulação da lama. Chamamos estes dados de múltiplas BHTs de mesma profundidade. Destes 412 BHTs, 196 formam múltiplas BHTs compostas por dois registros (99 pares), 129 por três registros (43 trincas), 52 por quatro registros (13 quadras) e 35 por cinco registros (7 quinas). Como cada amostra de múltipla BHTs possibilita a determinação de uma única temperatura estática, os 412 dados de BHT disponíveis permitiram determinar 142 temperaturas estáticas para diferentes níveis de profundidade de diferentes poços.

Os dados de temperatura foram obtidos de poços com profundidades variando entre 50 e 5000 m. A figura 4.1 mostra que a maior parte dos dados de temperatura vem de profundidades entre 1000 e 3000 m.

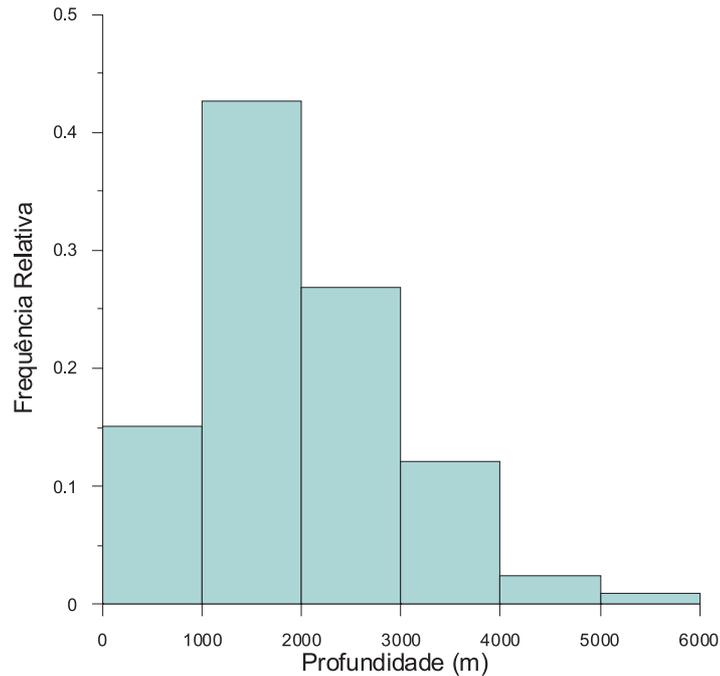


Figura 4.1: Histograma dos dados de profundidade.

## 4.2 Metodologia aplicada

Neste capítulo é apresentada a metodologia empregada na correção dos dados de BHT disponibilizados para este estudo.

Para a maioria das bacias sedimentares onde foi desenvolvido este estudo, dados de BHT consolidam-se como sendo a única fonte de informação das condições térmicas atuais da subsuperfície. Portanto, antes do emprego destes dados em análises geotérmicas, tais como a determinação de gradientes e confecção de modelagens termomecânicas, etc, cuidados devem ser tomados para evitar a propagação de erros que, muitas vezes, estão presentes nas medidas.

Com relação à qualidade dos dados foram considerados três aspectos, quais sejam: os erros instrumentais, os erros grosseiros (erros de leitura cometidos pelo operador e medidas mal feitas) e as correções para elevar a temperatura registrada (BHT) para o mais próximo possível da temperatura estática da formação (VRT).

Os dois primeiros tipos de erro foram tratados por meio de uma seleção prévia dos dados. Foram considerados incorretos aqueles valores cujos erros inerentes eram bastante evidentes, como, por exemplo, dados de BHT oriundos de uma mesma profundidade de um poço que não apresentam alterações no seu valor após sucessivas medidas. Provavelmente estes dados foram alvo de registros incorretos. Entretanto, existem outros fatores que devem ser considerados para responder esta questão, como:

- o tempo que a ferramenta permanece no fundo do poço para fazer uma nova medida pode não ser suficiente para o termômetro estabilizar na temperatura máxima;
- o movimento da ferramenta dentro do poço pode causar uma ruptura das condições termais, retardando ainda mais a estabilização térmica no fundo;
- o termômetro de máxima é susceptível a diminuir a temperatura registrada quando submetido a impactos que, por sinal, são freqüentes nas operações de perfilagem. Segundo Jorge Arce, engenheiro da equipe de perfilagem da Petrobras, as companhias internacionais de petróleo costumam utilizar três termômetros em cada descida, sendo suas leituras efetuadas pelo geólogo responsável pela operação (Gasperi e Stumpf, 1992).

Como se observa, os três aspectos levantados anteriormente atuam no sentido de diminuir a temperatura registrada e, dependendo da intensidade que afetam cada BHT, podem causar grandes dúvidas numa seleção prévia destes dados.

O terceiro item relacionado à qualidade dos dados diz respeito à correção das medidas de temperatura para aproximá-las dos valores reais da temperatura da formação, dita temperatura estática. A BHT apresenta sérias restrições quanto a sua igualdade perante a temperatura da formação correspondente. A principal delas, amplamente discutida no capítulo 2 deste trabalho, é que a lama contida no poço no momento do registro não está em equilíbrio térmico com as rochas da formação. Conseqüentemente, a temperatura de fundo de poço não corresponde à mesma temperatura da formação (Bullard, 1947; Schoepel e Gilarranz, 1966; Funnell et al., 1996).

Neste trabalho, parte dos dados de BHT foram corrigidos por meio do método das integrais exponenciais, que é baseado na solução exata da equação do modelo de uma fonte linear de calor derivada de Bullard (1947) (equação 3.5). Os dados de BHT corrigidos por este método possuem, necessariamente, pelo menos dois registros de temperatura oriundos de uma mesma profundidade do poço e os valores dos parâmetros envolvidos na equação 3.5, quais sejam, o raio do poço, o tempo de circulação da lama e o tempo de descanso do poço, são conhecidos. Os dados de BHT e dos parâmetros citados acima, bem como as estimativas das temperaturas estáticas resultantes da aplicação deste método de correção, encontram-se na tabela 1 do anexo I.

Com o propósito de se promover o aproveitamento dos dados de temperatura de fundo de poço quando se tem apenas uma única medida de BHT proveniente de uma profundidade qualquer, foi aplicado um procedimento de correção empírica baseado no modelo de uma fonte linear de calor. Este método é denominado de correção tempo-profundidade e é similar ao aplicado por Funnell et al. (1996) no estudo térmico da bacia de Taranaki. Os dados de BHT e as temperaturas corrigidas resultantes da aplicação deste método encontram-se na tabela 2 do anexo I.

Cerca de 85 dados de BHT não dispõem das informações originais dos tempos de circulação da lama. Para completar as informações destes dados e, assim, permitir a aplicação de correções, buscamos uma metodologia para estimar valores para este parâmetro. Primeiramente construímos um gráfico dos valores de tempo de circulação *versus* suas respectivas profundidades (figura 4.2), para tentar encontrar alguma relação entre estes dois parâmetros que nos permitisse calcular os valores de tempo de circulação a partir das profundidades. Entretanto, a análise do gráfico da figura 4.2 mostra-nos que não há uma correlação estatística coerente entre estes dois parâmetros, não sendo possível, portanto, estabelecer uma equação entre eles. Partimos, então, para construir o histograma de tempo de circulação dos dados disponíveis. Apesar de os valores deste variarem entre 0,5 e 10 horas, uma investigação do histograma nos fornece um valor característico equivalente a 2 horas (figura 4.3). Logo, este valor foi utilizado naqueles dados que não dispõem desta informação.

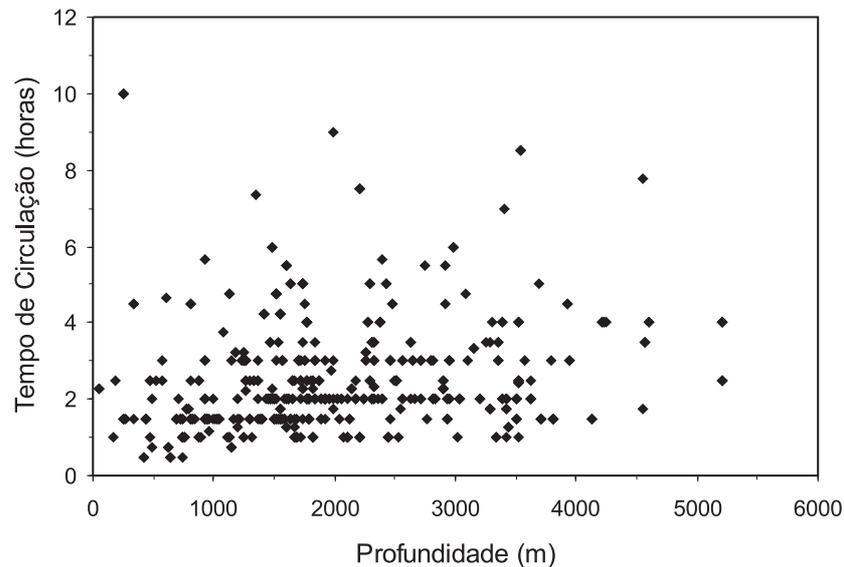


Figura 4.2: Gráfico dos dados de tempo de circulação da lama *versus* profundidade

#### 4.2.1 Correção pelo método das integrais exponenciais

O método das integrais exponenciais baseia-se na solução exata da equação do modelo de uma fonte linear de calor derivada de Bullard (1947) (equação 3.5). A característica fundamental deste método é que as integrais exponenciais ( $E_i$ ) são resolvidas numericamente e, portanto, são obtidas as soluções exatas das integrais.

As integrais exponenciais ( $E_i$ ) foram resolvidas numericamente pelo método trapezoidal.

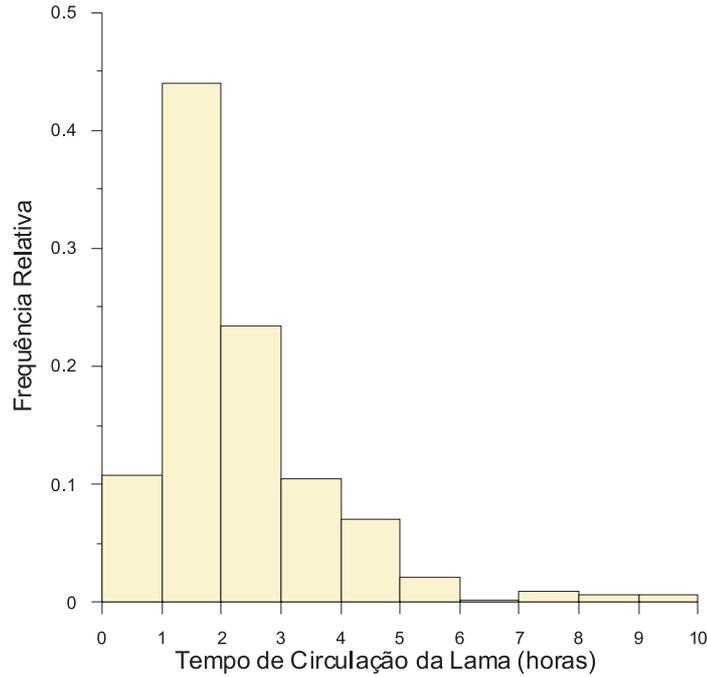


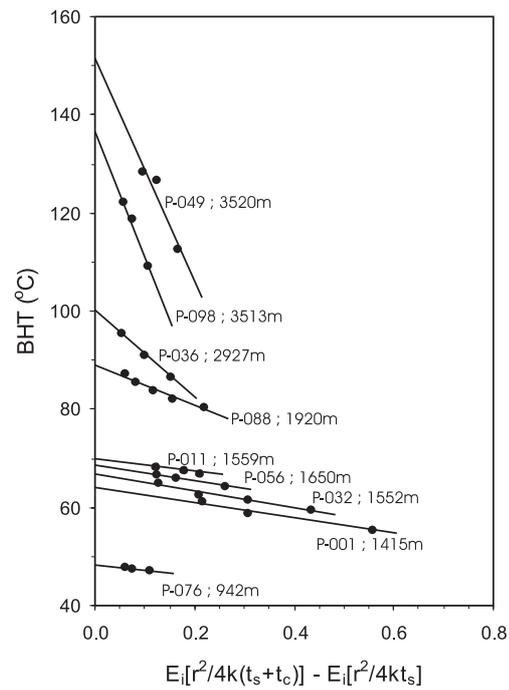
Figura 4.3: Histograma dos dados de tempo de circulação da lama.

Para isso foi desenvolvido um algoritmo em linguagem Fortran, no qual os dados de entrada correspondem aos valores dos argumentos das funções  $E_i(-x)$ , ou seja, aos valores correspondentes de  $(-x)$ :  $\left(\frac{-r^2}{4\kappa(t_s+t_c)}\right)$  e  $\left(\frac{-r^2}{4\kappa t_s}\right)$ .

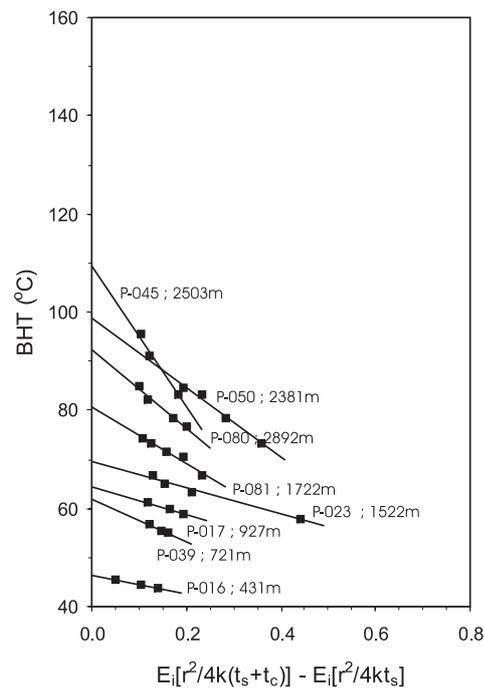
Uma das vantagens do método das integrais exponenciais é que ele aproveita dados de BHT com tempo de descanso  $t_s$  relativamente pequeno e insuficiente para adequar-se às restrições impostas pelo método de correção de Horner. Alguns estudos (Funell et al., 1996 e Forster, 2001) já verificaram que o método de correção de Horner subestima sistematicamente a temperatura estática quando comparada com os resultados obtidos pelo método das integrais exponenciais. Desta maneira, o método das integrais exponenciais além de nos permitir usar um número maior de medidas de temperatura do nosso banco de dados também nos fornece valores mais confiáveis de temperatura corrigida.

Contudo, o uso da solução exata para a equação de Bullard é também baseado em algumas aproximações. A difusividade térmica ( $\kappa$ ), presente na equação 3.5, para a maioria das rochas varia muito pouco, normalmente em torno de  $1,1 \times 10^{-6} m^2 s^{-1}$  (Kappelmeyer e Haenel, 1974) e na água varia entre  $1,4$  e  $2,0 \times 10^{-7} m^2 s^{-1}$  (Clark, 1966). Um valor médio de  $5 \times 10^{-7} m^2 s^{-1}$  para o sistema composto pela lama e formação é sugerido por Luheshi (1983), valor este utilizado em nosso trabalho. Uma outra aproximação diz respeito à condutividade térmica do sistema rocha-poço. Como tal condutividade é primeiramente uma função do diâmetro do poço e ela aparece no coeficiente angular da reta descrita pela equação (3.5), então ela é normalmente aproximada como parte integrante desse coeficiente.

A estimativa da temperatura estática ( $T_\infty$ ) é obtida por meio de extrapolação linear dos dados aplicados na equação 3.5. Este procedimento faz uso de, pelo menos, duas amostras de tempo-temperatura ( $t_c, t_s - BHT$ ), ambas para uma mesma profundidade do poço. A figura 4.4 ilustra graficamente a aplicação do método de correção baseado na solução exata de Bullard em dados de BHT provenientes de diferentes níveis de profundidade de alguns poços selecionados. Cada ponto indica uma BHT registrada em um determinado instante numa profundidade particular, que está fornecida ao lado das medidas. Cada reta corresponde àquela que melhor se ajusta pelo método dos mínimos quadrados aos dados de BHT oriundos de uma mesma profundidade do poço. A interseção de cada reta com o eixo  $y$  fornece a temperatura corrigida (supostamente em equilíbrio). Os dados foram divididos em dois grupos de acordo com o diâmetro dos poços. Todos os dados em (a) correspondem a registros de temperatura tomados em poços com diâmetros cujos valores situam-se entre 21,00 e 21,99 cm, enquanto que os dados em (b) equivalem a registros de temperaturas obtidos em poços com diâmetros entre 31,00 e 31,99 cm. O critério adotado de analisar os dados de BHT separando-os de acordo com o diâmetro do poço deve-se à forte dependência em relação a este parâmetro do método das integrais exponenciais (equação 3.5). O termo  $\frac{Q}{4\pi K}$  da equação 3.5 corresponde ao coeficiente angular da reta, sendo desnecessários, portanto, o conhecimento do valor da condutividade térmica ( $K$ ) e da taxa de energia da fonte de calor ( $Q$ ) para efetuar a operação de correção dos dados, quando se tem pelo menos duas medidas de BHT numa mesma profundidade. Nota-se, em ambos os gráficos, que à medida que cresce a profundidade as retas tornam-se mais inclinadas, ou seja, o coeficiente angular da reta torna-se maior. Uma explicação coerente para esse fenômeno seria que a taxa de energia de perfuração do modelo de uma fonte linear de calor, representada pelo parâmetro  $Q$  da equação 3.5, cresce com a profundidade devido a maior energia liberada no sistema pela broca quando esta perfura rochas sob alta pressão confinante.



(a)



(b)

Figura 4.4: Gráficos que exemplificam a aplicação do método das integrais exponenciais em dados de BHT tomados em poços com diâmetros cujos valores situam-se entre 21,00 e 21,99 cm (a) e 31,00 e 31,99 cm (b).

O método de correção baseado na solução exata da equação 3.5 não foi aplicado em dados de BHT registrados em poços com diâmetros acima de 31,99 cm com o objetivo de reduzir os efeitos de geometria do poço no modelo de uma fonte linear de calor, que progressivamente torna-se ruim à medida que o diâmetro do poço aumenta (Lueshi, 1983).

#### 4.2.2 Correção de tempo-profundidade

Como procedimento alternativo para correção de dados que possuem apenas uma única medida de temperatura numa certa profundidade do poço, utilizou-se um método semelhante ao proposto por Deming e Chapman (1988b) no qual é mostrado que, dentro de uma área confinada, dados deste tipo podem ser corrigidos por meio de uma função polinomial baseada numa correlação empírica entre o coeficiente angular ( $\frac{Q}{4\pi K}$ ) da equação 3.5 e as profundidades ( $z$ ). Para isso, assume-se implicitamente que as condições de perfuração, a duração das operações de perfilagem e os tipos de lama de perfuração são semelhantes para todos os poços dentro da área estudada e que a difusividade térmica das formações dos diferentes poços são também similares. Estas considerações são difíceis de serem verificadas, mas são razoáveis, desde que todos os poços encontrados dentro da área possuam o mesmo tipo de litologia e tenham sido perfurados com a mesma técnica.

A idéia por trás do esquema da correção de tempo-profundidade é obter uma equação calibrada a partir de valores conhecidos do coeficiente angular ( $\frac{Q}{4\pi K}$ ) das retas dos dados disponíveis com múltiplas BHTs de uma determinada área e as profundidades correspondentes. A equação desejada deve ser construída para que se produza um coeficiente angular nulo para a profundidade zero, pois a temperatura da lama de perfuração do poço para uma profundidade extremamente rasa deve ser aproximadamente igual à temperatura da superfície. Os valores do coeficiente angular obtidos pela equação devem, então, crescer à medida que a profundidade aumenta, pois a lama fria de perfuração interage com as temperaturas mais altas das maiores profundidades, além de maior energia  $Q$  ser necessária para perfuração.

Neste estudo, os valores do coeficiente angular da equação 3.5 referentes aos dados de BHT com múltiplas medidas de temperatura de mesma profundidade do poço foram determinados pelo método dos mínimos quadrados. Os dados dos coeficientes foram convenientemente separados em três grupos de acordo com o diâmetro do poço correspondente e foi confeccionado um gráfico destes mesmos dados em função da profundidade (figura 4.5). Na figura 4.5, as curvas correspondem a um ajuste polinomial de segundo grau para os dados oriundos de poços com diâmetros de 21,11 cm, 31,11 cm e de todos os dados reunidos sem distinção do comprimento do diâmetro do poço. Parte da dispersão observada nos dados do gráfico é consequência da variação (em tempo e localização) das propriedades térmicas da formação e da lama de perfuração. As curvas da figura 4.5 foram ajustadas por uma equação do seguinte tipo:

$$A = \alpha z + \beta z^2, \quad (4.1)$$

na qual  $A$  corresponde ao coeficiente angular ( $\frac{Q}{4\pi K}$ ) da equação 3.5 e é dado em graus Celsius,  $z$  é a profundidade em metros e os coeficientes  $\alpha$  e  $\beta$  estão listados na tabela 4.1

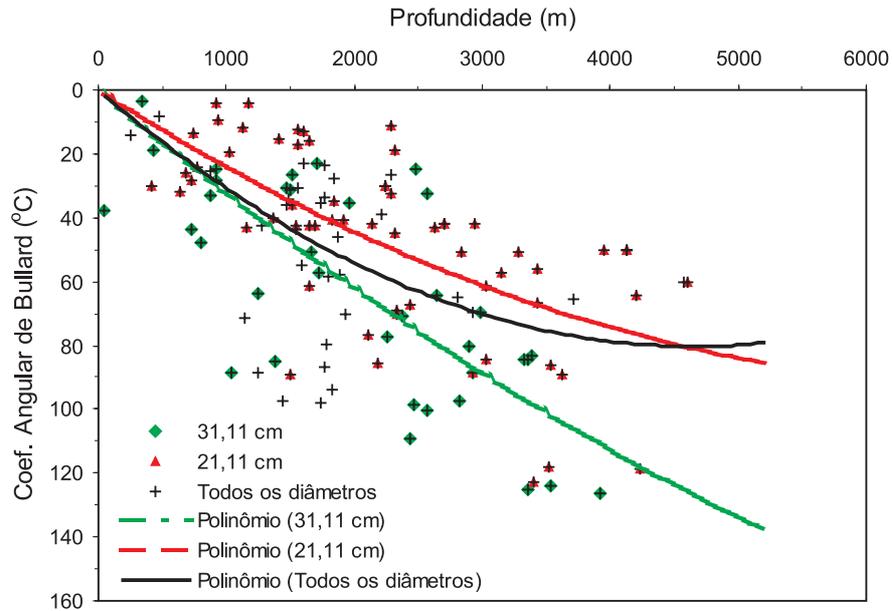


Figura 4.5: Gráfico dos valores do coeficiente angular ( $\frac{Q}{4\pi K}$ ) da equação para uma fonte linear de calor (Bullard, 1947) como função da profundidade para dados oriundos de poços com diâmetros com 21,11 cm, 31,11 cm e todos reunidos sem distinção do tamanho do diâmetro do poço.

Diâmetro (cm)	$\alpha$ ( $^{\circ}C m^{-1}$ )	$\beta$ ( $^{\circ}C m^{-2}$ )	$R^2$
21,11	$-2 \times 10^{-6}$	0,0258	0,41
31,11	$-1 \times 10^{-6}$	0,0338	0,50
Todos	$-4 \times 10^{-6}$	0,0345	0,31

Tabela 4.1: Coeficientes usados para correção de BHTs através do método de tempo-profundidade e da correlação ( $R^2$ ) obtida para cada grupo de dados.

Portanto, uma certa temperatura estática ( $T_{\infty}$ ) pode, agora, ser facilmente estimada a partir da aplicação dos dados de uma BHT na equação (3.5), na qual o coeficiente angular ( $\frac{Q}{4\pi K}$ ) tem o valor de  $A$  que, por sua vez, é determinado pela equação (4.1).

Vê-se então que, se uma quantidade de amostras de dados do tipo tempo-temperatura está disponível para a calibração deste método, existem três grandes vantagens em usar-se este procedimento como alternativa a outros tipos de correção empírica. Primeira, a correção é calibrada a partir de dados que são próprios da área na qual é aplicada a correção. Segunda, tem-se a possibilidade de utilizar equações calibradas para diâmetros específicos. Terceira, o procedimento permite que informações adicionais além da BHT, tais como o diâmetro do poço e os tempos de descanso e de circulação da lama, sejam também utilizadas para estimar a temperatura da formação estática, obtendo-se, assim, um valor de temperatura corrigida mais confiável do que uma outra obtida por meio de correções empíricas nas quais considera-se apenas o valor da profundidade da medida.

## CAPÍTULO 5

# RESULTADOS E DISCUSSÕES

A comparação das BHTs não corrigidas com as temperaturas da formação estática obtidas pela aplicação de correção mostra que as BHTs são sistematicamente menores que as temperaturas corrigidas em torno de 3-12°C, chegando a valores próximos de 20°C para as maiores profundidades (figura 5.1). Não há dependência entre esta diferença e a profundidade, como pode ser verificado na distribuição dos dados na figura 5.1, mas as diferenças mostram uma grande dispersão que aumenta para profundidades superiores a 1500m. Como foi enfatizado por Hermanrud et al. (1990), as diferenças entre os valores de temperatura de fundo de poço e da temperatura estática são suficientemente grandes para alterar o prognóstico de geração de hidrocarbonetos quando baseado em modelagens da história térmica da bacia calibradas por dados de temperatura.

O erro presente nos dados de temperatura após a aplicação de correção é difícil de estimar. Nele, há contribuições das incertezas nas medidas dos vários parâmetros envolvidos no cálculo das correções ( $BHT, t_c$  e  $t_s$ ) os quais se somam às incertezas sistemáticas dos procedimentos de correção. O que se deseja desses procedimentos é reduzir as diferenças de temperatura associadas ao efeito de resfriamento sofrido pelas formações de 8 – 12°C para próximo de 1 – 2°C. O erro aleatório médio em BHTs corrigidas é provavelmente da ordem de  $\pm 5^\circ\text{C}$ , dependendo sobretudo das condições locais de perfilagem e do tipo de procedimento de correção usado (Deming, 1989); contudo, um estudo definitivo ainda não foi feito.

A figura 5.2 mostra o geotermograma dos dados brutos de múltiplas BHTs de mesma profundidade e dos dados de temperatura estática obtidos pelo método das integrais exponenciais. O gradiente geotérmico médio no gráfico é dado pelo coeficiente angular de cada uma das retas. Então, para os dados corrigidos o gradiente é igual a 32,6°C/Km e para os dados não corrigidos tem-se um gradiente de 41,5°C/Km, ou seja, uma diferença de aproximadamente 20% entre os valores dos gradientes.

Os dados com múltiplas BHTs de mesma profundidade foram também submetidos à aplicação do método empírico de tempo-profundidade com o objetivo de comparar os resultados com aqueles obtidos pela aplicação do método de correção das integrais exponenciais, verificando, assim, a eficácia do método de tempo-profundidade. Desta forma, para cada amostra de múltiplas BHTs foi determinado o valor do coeficiente angular ( $\frac{Q}{4\pi K}$ ) da equação 3.5, tal

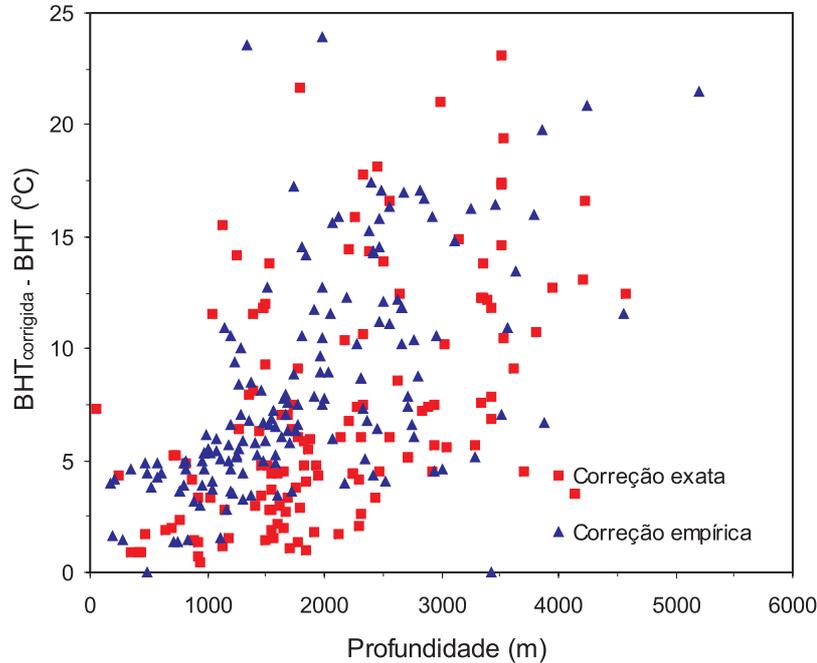


Figura 5.1: Gráfico composto pela diferença entre as temperaturas de equilíbrio obtidas pela aplicação de correção e as BHTs correspondentes não corrigidas em relação à profundidade ( $T_{corr.} - T_{brut.}$ ).

como descrito anteriormente na seção de correção de tempo profundidade no capítulo 5. A determinação destes coeficientes fez-se através da equação 4.1, na qual os coeficientes  $\alpha$  e  $\beta$  do polinômio, fornecidos pela tabela 4.1, correspondem àqueles que não fazem distinção de diâmetro do poço, ou seja,  $\alpha$  é igual a  $-4 \times 10^{-6}$  e  $\beta$  0,0345. Para a determinação das temperaturas estáticas, calculadas logo em seguida, utilizou-se a BHT de maior valor de cada amostra de múltiplas BHTs, ou seja, a BHT que foi registrada com um maior tempo de descanso e que teoricamente está mais próxima da temperatura de equilíbrio. A figura 5.3 mostra um geotermograma dos dados de múltiplas BHTs corrigidos pelo método de tempo-profundidade e a reta que melhor se ajusta aos dados nos fornece um gradiente geotérmico médio de  $33,3^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ . Vê-se, portanto, que o método de correção de tempo-profundidade é bastante eficaz quando analisado do ponto de vista de nos fornecer um gradiente geotérmico com valor próximo em menos de  $1^{\circ}\text{C}/\text{Km}$  ao obtido pelo método das integrais exponenciais ( $32,6^{\circ}\text{C}/\text{Km}$  – figura 5.2). É evidente que não se deve esperar um ajuste perfeito entre estes dois gradientes porque o método de tempo-profundidade baseia-se em relações empíricas e

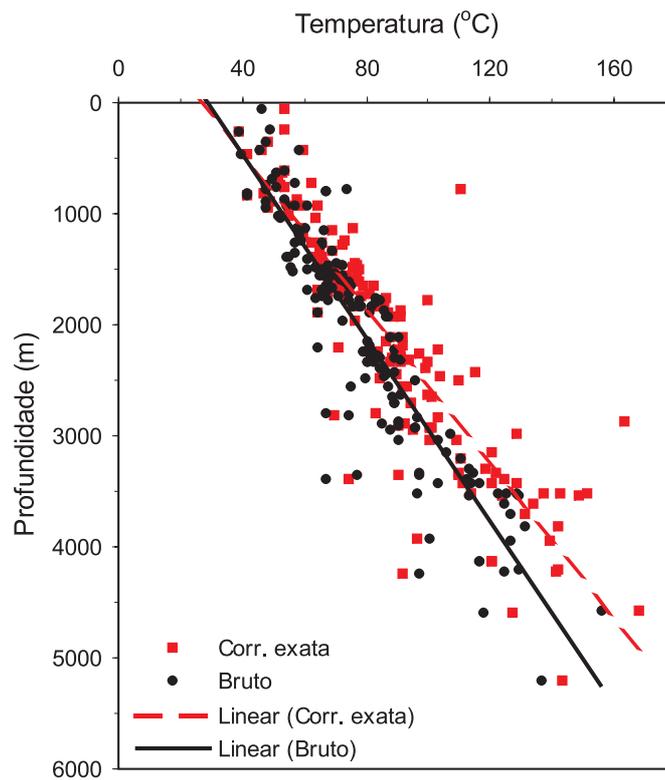


Figura 5.2: Geotermograma dos dados de BHT brutos (não corrigidos) e de BHTs corrigidas pelo método das integrais exponenciais.

por isso não reflete fielmente as características térmicas de cada poço.

Os dados com apenas um único registro de temperatura para cada profundidade (tabela 2 de anexo I) corrigidos pelo método de tempo-profundidade são mostrados na figura 5.4, juntamente com os valores das temperaturas estáticas, resultantes da aplicação da correção. De acordo com o geotermograma (figura 5.4) o gradiente geotérmico médio para os dados brutos é igual a  $38,7^{\circ}\text{C}/\text{Km}$  enquanto que para os dados corrigidos o gradiente resultante é de  $32,8^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ . Portanto, observa-se também neste grupo de dados uma redução no valor do gradiente geotérmico médio após a aplicação de correção.

Analisando as temperaturas corrigidas pelos dois métodos, verificou-se que o método empírico de tempo-profundidade foi o que apresentou a maior magnitude de correção na estimativa das temperaturas estáticas, com um acréscimo médio de 13,25% no valor das BHTs enquanto que o método das integrais exponenciais 8,32% (figura 5.5). Organizando os valores das magnitudes de correção em três categorias de acordo com o diâmetro do poço (figura 5.6), observamos que os poços com diâmetro de 31 cm apresentaram um fator de

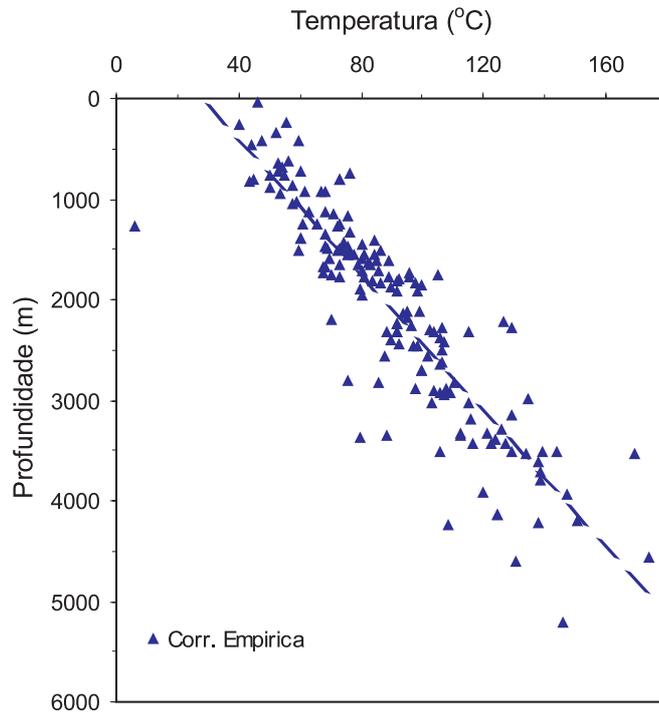


Figura 5.3: Geotermograma dos dados de múltiplas BHTs submetidos à aplicação de correção do método empírico de tempo-profundidade.

correção médio de 13,72 %, os de diâmetros igual a 21 cm caíram para 10%, dando um valor médio para todas as medidas sem distinção de diâmetro de 11,65%.

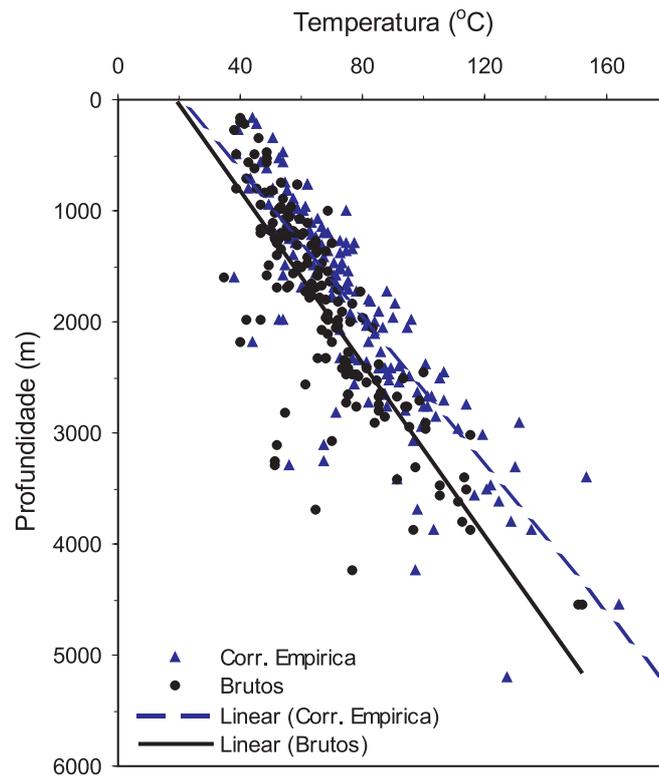


Figura 5.4: Geotermograma dos dados de BHT brutos com apenas um único registro de temperatura por profundidade e deles corrigidos empiricamente pelo método de tempo-profundidade.

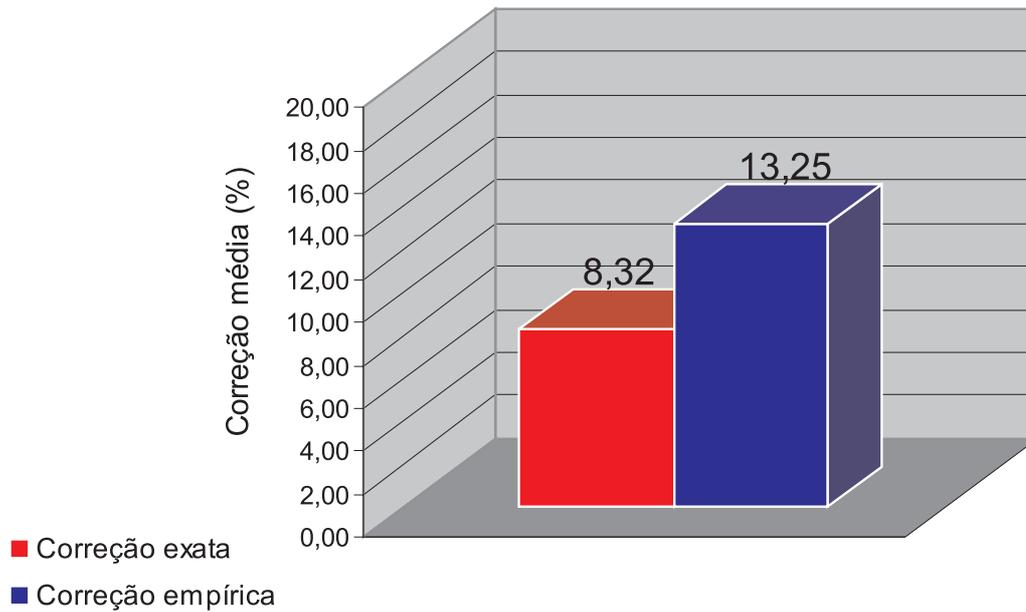


Figura 5.5: Correção média para os métodos de tempo-profundidade e das integrais exponenciais.

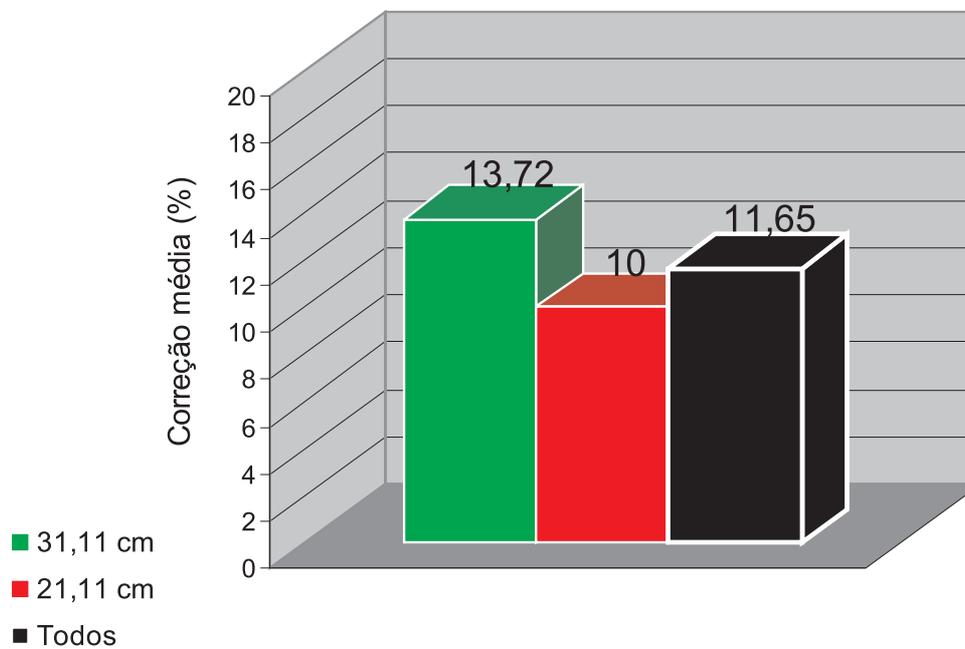


Figura 5.6: Correção média para diferentes diâmetros.

## CAPÍTULO 6

# CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A análise geotérmica de bacias abrange uma variedade de problemas que podem apenas ser solucionados através de uma integração de esforços. Foi mostrado neste trabalho que o primeiro passo na investigação das condições geotérmicas de bacias deve ser uma análise detalhada da origem e da qualidade dos dados disponíveis para o estudo.

Este trabalho investigou um banco de dados de 577 registros de temperatura de fundo de poços provenientes das bacias do Recôncavo, Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba e analisou a qualidade dos dados. Um total de 307 valores de temperatura estática da formação foram determinados a partir dos dados das BHTs, os quais poderão ser utilizados na determinação do fluxo geotérmico na região.

A metodologia proposta para a correção de dados de temperatura de fundo de poço mostrou ser uma técnica simples. O método das integrais exponenciais aplicado aos dados que apresentavam mais de um registro de temperatura para uma mesma profundidade do poço, mostrou-se ser uma alternativa de correção mais confiável que o método de Horner, pois é mais coerente com o modelo de uma fonte linear de calor quando leva em consideração a dimensão real do raio do poço no processo de equilíbrio térmico deste.

O método de correção de tempo-profundidade, comparado a outros métodos empíricos relatados, apresenta as vantagens de utilizar equações calibradas a partir de dados da própria bacia em estudo e de utilizar os valores da profundidade da medida, do raio do poço e dos tempos de circulação e de descanso do poço, no processo de correção. Apesar da baixa correlação ( $R^2$ ) entre os coeficientes angulares com a profundidade na calibração das equações polinomiais, o método apresentou bons resultados. Contudo, o método não é necessariamente adequado para ser aplicado em outras bacias com esta mesma calibração, a não ser que elas possuam um contexto geológico-geofísico similares, já que os parâmetros utilizados na calibração das equações podem variar de local para local.

No geral, as aplicações de correção nos dados apresentaram resultados bastante satisfatórios.

Algumas conclusões podem ser apontadas:

(1) Quanto às temperaturas de perfilagens:

- os valores registrados podem não representar a temperatura da lama no instante da medida e devem ser considerados mínimos para extrapolação;
- temperaturas extrapoladas a partir de medidas obtidas em poços onde houve um grande período de circulação, anteriormente à perfilagem, são pouco confiáveis;
- a temperatura extrapolada a partir de dados oriundos de termômetros de máxima depende do método de extrapolação aplicado e da qualidade dos dados utilizados. Normalmente ela representa um valor inferior ao real;
- quanto maior o número de medidas de temperatura (BHT) durante a perfilagem, mais confiável é a extrapolação;
- ruído está invariavelmente presente em dados de BHT e o efeito do ruído no dado deve ser considerado quando escolhermos e aplicamos um método de correção.

(2) Quanto aos métodos de correção:

- correções de BHT através de uma simples média das extrapolações dos poços vizinhos podem resultar em estimativas irreais de temperatura estática se não for adequadamente considerado o tempo após cessada a circulação e a profundidade do poço;
- os modelos de correção que fornecem uma boa descrição física do poço não apresentam, necessariamente, melhores estimativas da temperatura estática da formação;
- as projeções de temperatura estática, derivadas de diferentes métodos, tendem a convergir para um mesmo valor quando o tempo após cessada a circulação for elevado. Segundo Shen e Beck (1986), esta afirmação é válida quando este tempo é cinco vezes maior que o tempo de circulação da lama.

(3) Finais:

- a seleção de dados de temperatura para um trabalho de geotermia requer uma pesquisa detalhada até a origem de cada informação;
- somente o agrupamento generalizado de valores obtidos de fontes diversas, para uma análise através de gráficos de temperatura ou gradiente geotérmico *versus* profundidade e posterior eliminação dos pontos extremos, não contempla os melhores dados, mesmo porque um valor extremo pode ser representativo de uma determinada situação.

Recomendações:

(1) Quanto aos medidores de temperatura:

- no caso de registradores mecânicos, atentar principalmente para o traçado da temperatura de superfície, precisão da leitura e calibração do registrador;
- no caso de termômetros de máxima, utilizar apenas instrumentos de boa qualidade e de

preferência três unidades por operação;

- em qualquer circunstância, anotar a profundidade real do medidor de temperatura.

(2) Quanto às operações de perfilagem:

- sugere-se a permanência da ferramenta no fundo do poço por alguns minutos, após a seção repetida, para o termômetro estabilizar o registro da temperatura da lama.

Acreditamos que as idéias expressadas neste trabalho contribuirão para consolidar o emprego de técnicas que buscam avaliar detalhadamente a qualidade dos dados que são utilizados no desenvolvimento de trabalhos geotérmicos, ressaltando, como exemplo, a determinação do valor do fluxo geotérmico derivado de medidas BHTs

De uma maneira geral, conclui-se que não existe um método ideal ou perfeito para resolver-se um problema amplo como correção de temperatura de fundo de poço. A escolha de um método ou outro será sempre dependente do dado registrado, da precisão desejada, do conhecimento de parâmetros térmicos do poço, do número de registros de BHTs disponíveis para uma mesma profundidade do poço, etc. A resposta obtida será função desta escolha e do conhecimento prévio destas informações, aproximando com maior ou menor precisão do valor verdadeiro da temperatura estática. Os métodos de correção das integrais exponenciais e de tempo-profundidade são alternativas a serem consideradas, só sendo superados em precisão por métodos que utilizam informações que geralmente não estão disponíveis para aplicações, tal como medidas de DST.

Espera-se ter, com este trabalho, contribuído para a geotermia no Brasil sob a ótica de sua importância científica para as Ciências da Terra, bem como por outro lado não menos importante, da necessidade e da aplicabilidade dos estudos geotérmicos à prospecção petrolífera.

# AGRADECIMENTOS

A todos os professores, em especial ao meu orientador Dr. Roberto Max de Argollo e co-orientador Dr. Humberto da Silva Carvalho pelo conhecimento passado e pela possibilidade de trabalhar nesse projeto.

Diversos colegas contribuíram para criar um ambiente propício à pesquisa. As observações e o incentivo dos companheiros Ricardo Cavalcanti, Fernando Cezar e Carlos Eduardo foram extremamente importantes para superar os momentos de dificuldade que surgiram em muitas etapas deste trabalho. Registro ainda, dentre outros, os colegas de graduação Fabrício, André, Igor, Emerson e Anderson Abreu, e também a todos os colegas da pós-graduação, pela amizade e companheirismo. Agradeço ainda os graduados (e bem empregados!) Luís, Josair, Alberto, Pitombo, Gustavo, Atahebson, Frederico, Everaldo e Romel.

À ANP pela bolsa de estudo através do Programa de Recursos Humanos (PRH-06) que me garantiu a oportunidade de trabalhar nesta pesquisa. Ao convênio CPGG/UFBa/FINEP/Petrobras que através do projeto GEOTERM possibilitou os recursos para a realização deste trabalho. Sou grato a todas estas instituições.

A Ana d' Ó e Alcirlene Fonseca, secretárias do CPGG, pela predisposição e paciência em me ajudar nos vários momentos em que foram solicitadas.

A Joaquim Lago, operador de informática, pelo apoio e ajuda no uso dos recursos computacionais.

Sou grato ao funcionário da Petrobras Guilherme Assunção Gontijo pela predisposição e atenção nos vários momentos em que foi solicitado. Agradeço ainda aos funcionários Ricardo, Manuel, Valdir, Silvia, Nivaldo, Dione, Luciano e, em especial, a Raimundo Mesquita, pelos ensinamentos, ajuda e paciência durante os meus seis meses de estágio na Petrobras.

Gostaria de expressar a minha mais profunda gratidão aos meus familiares, aos meus amigos e à minha companheira, pelos incentivos e constantes apoios.

E agradeço finalmente a todos aqueles que torcem por mim, e que porventura tenha esquecido de citar.

## CAPÍTULO 7

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- American Association of Petroleum Geologists (AAPG), 1976. Basic data file from AAPG geothermal survey of North American. University of Oklahoma. Norman, Oklahoma.
- American Petroleum Institute, 1930, Earth temperatures in oil fields: Production Bulletin 205, 139 p.
- Andrews-Speed, C.P., Oxburgh, E.R., and Cooper, B.A., 1984. Temperatures and depth-dependent heat flow in western North Sea. Bulletin AAPG, 68, 1764-1781.
- Anderson, R.N., and Williams, C.F., 1990, Method of locating oil and gas horizons using a wellbore heat flow log: U.S. Patent No. 4,947,682.
- Ball, S.M., 1982, Exploration application of temperatures recorded on log headings-an up-the-odds method of hydrocarbon-charged porosity predictions: AAPG Bulletin, v. 66, no. 8, p. 1108-1123.
- Ben Dhia, H., 1988, Tunesian geothermal data from oil wells: Geophysics, v. 53, no. 11, p. 1479-1487.
- Blackwell, D.D., 1986, Use of heat flow/temperature measurements, including shallow measurements, in hydrocarbon exploration, in Davidson, M.J., ed., Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas, IV: Southern Methodist University Press, Dallas, Institute for the Study of Earth and Man, p. 321-350.
- Blanchard, D.C. and Tailleux, I.L., 1982. Temperatures and interval geothermal gradient-determination from wells in National Petroleum Reserve in Alaska. USGS Open File Report, pp. 82-391
- Bodner, D.P., and Sharp, J.M., Jr., 1988, Temperature variations in south Texas subsurface: AAPG Bulletin, v. 72, no. 1, p. 21-32.
- Boyle, R., 1671. Of the temperature of the subterranean regions as to heat cold, in Tracts Written by the Honourable Robert Boyle (usually called Cosmical Qualities), Davis, Oxford.

- Bullard, E.C., 1947, The time necessary for a bore hole to attain temperature equilibrium: Monthly Notices Royal Astronomical Society, Geophysical Supplement, v. 5, no. 5, p. 127-130.
- Cao, S., Lerche, I., and Hermanrud, 1988a, Formation temperature estimation by inversion of borehole measurements: Geophysics, v. 53, no. 7, p. 979-988.
- Cao, S., Lerche, I., and Hermanrud, 1988b, Formation temperature estimation by inversion of borehole measurements, part II, Effects of fluid penetration on bottom-hole temperature recovery: Geophysics, v. 53, no. 10, p. 1347-1354.
- Carlson, A.J., 1930, Geothermal conditions in oil producing areas of California, in Earth temperatures in oil fields: American Petroleum Institute Production Bulletin, no. 205, p. 109-139.
- Carslaw, H.S., Jaeger, J.C., 1959. Conduction of heat in solids. University Press, Oxford, 510 pags.
- Carvalho, H. S., 1981. Método para determinação de fluxo geotérmico com aplicação às bacias sedimentares petrolíferas do Recôncavo Baiano (Brasil) e Sumatra (Indonésia). Tese de doutorado. Universidade Federal da Bahia.
- Chapman, D.S., Keho, T.H., Bauer, M.S., and Picard, M.D., 1984, Heat flow in the Uinta Basin determined from bottom hole temperature (BHT) data: Geophysics, v. 49, no. 4, p. 453-466.
- De Gasperi, A., Stumpf, V. J., 1992. Temperatura estática da formação: Análise crítica. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, v.6, n. 3/4., p. 223-236. Jul/Dez, 1992.
- DeGolyer, E., 1918, The significance of certain Mexican oil field temperatures: Economic Geology, v. 20, no. 6, p. 275-301.
- Deming, D., 1989. Application of bottom-hole temperature corrections in geothermal studies. Geothermics, 18, p. 775-786.
- Deming, D., and Chapman, D.S., 1988a, Inversion of bottom-hole temperature data—the Pineview field, Utah-Wyoming thrust belt: Geophysics, v. 53, no. 5, p. 707-720.
- Deming, D., and Chapman, D.S., 1988b, Heat-flow in the Utah-Wyoming thrust belt from analysis of bottom-hole temperature data measured in oil and gas wells: Journal of Geophysical Research, v. 93, no. B11, November 10, p. 13,657-13,672.

- Deming, D., Nunn, J.A., and Jones, S., 1989, Some problems in thermal history studies, in Nuccio, V.F., and Barker, C.E., eds., Applications of thermal maturity studies to energy exploration: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Rocky Mountain Section, p. 61-80.
- Deussen, A., and Guyod, H., 1937, Use of temperature measurements for cementation control and correlation in drill holes: AAPG Bulletin, v. 21, no. 6, p. 789-805.
- Doig, R., Saull, V.A, Butler, R.A., 1961 - A new borehole thermometer. J.G.R., 66, 4263 - 4264.
- Dowdle, W.L., and Cobb, W.M., 1974, Static formation temperature from well logs - an empirical method, SPE-5036: Society of Petroleum Engineers, 49th Annual Meeting [Houston], preprint. Later published in 1975: Journal of Petroleum Technology, v. 27(11), p. 1326-1330.
- Drury, M.J., 1984, On a possible source of error in extracting equilibrium formation temperatures from borehole BHT data: Geothermics, v. 13, no. 3, p. 175-180.
- Edwardson, M.J., Girner, H.M., Parkison, H.R., Williams, C.D., and Matthews, C.S., 1962, Calculation of formation temperature disturbances caused by mud circulation: Journal of Petroleum Technology, v. 14, no. 4, p. 416-426.
- Fertl, W.H., Chilingarian, G.V., and Yen, T.F., 1986, Determination of true static formation temperature from well logs: Energy Sources, v. 8(2/3), p. 277-290.
- Fertl, W.H., and Wichmann, P.A., 1977, How to determine static BHT from well log data: World Oil, v. 184, no. 1, January, p. 105-106.
- Fontes, L.C.A.A., Determinação do fluxo geotérmico na bacia sedimentar Sergipe-Alagoas. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Bahia, 1980.
- Forster, A., 2001. Analysis of borehole temperature data in the Northeast German Basin: continuous logs versus bottom-hole temperatures. Petroleum Geoscience, Vol. 7, pp. 241-254.
- Forster, A., Merriam, D. F. e Davis, J. C., 1997. Spatial analysis of temperature (BHT/DST) data and consequences for heat-flow determination in sedimentary basins. Geologische Rundschau, 86, 252-261.
- Forster, A. e Merriam, D. F., 1999. Problems and potential of industrial temperature data from cratonic basin environment. In: Forster, A e Merriam, d. F. (eds) Geothermics in Basin Analysis. Kluwer/Plenum, New York, 35-59.

- Funnell, R. H., Allis, R. G., Chapman, D. S. and Armstrong, P. A., 1996. Thermal state of Taranaki Basin, New Zealand. *Journal of Geophysical Research*, 101, 25 197-25 215.
- Gallardo, J. e Blackwell, D. D. 1999. Thermal structure of Anadarko Basin. *AAPG Bulletin*, 83, 333-361.
- Gasperi, A., Stumpf, V. J., 1992. Temperatura estática da formação: análise crítica. *Bull. Geoc. PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 6 (3/4), p. 223-236, jul./dez.
- Gretener, P.E., 1981, Geothermics - Using temperature in hydrocarbon exploration: AAPG Education Course Note Series No. 17, 156 p.
- Guyod, H. 1936, Location of water flows in drill holes by temperature measurements: *Oil Weekly*, v. 82, no. 3, June 29, p. 19-26.
- Guyod, H., 1946, Temperature well logging [a seven-part series]: *Oil Weekly*, v. 123, no. 8-11, (October 21, 28; November 4, 11), v. 124, no. 1-3, (December 2, 9, 16).
- Heald, K.C., 1930, The study of earth temperatures in oil fields on anticlinal structure, in *Earth temperatures in oil fields: American Petroleum Institute Production Bulletin*, no. 205, p. 1-8.
- Hermanrud, C.S., Cao, and I. Lerche. Estimates of Virgin rock temperature derived from BHT measurements: Bias and error, *Geophysics*, 55, 924-931, 1990.
- Hitchon, B., 1984, Geothermal gradients, hydrodynamics, and hydrocarbon occurrences, Alberta, Canada: *AAPG Bulletin*, v. 68, no. 6, p. 713-743.
- Holmes, C.S., and Swift, S.C., 1970, Calculation of circulating mud temperatures: *Journal of Petroleum Technology*, v. 22, no. 6, p. 670-674.
- Horner, D.R., 1951. Pressure build-up in wells. *Proc. Third World Petroleum Congress*. The Hague, p. 503.
- Jaeger, J.C., 1961, The effect of the drilling fluid on temperatures measured in boreholes: *Journal of Geophysical Research*, v. 66, no. 2, p. 563-569.
- Jessop, A.M., 1990a, *Thermal geophysics: Elsevier, Amsterdam, Developments in Solid Earth Geophysics No. 17*, 306 p.
- Johnson, J., and Adams, L.H., 1916, On the measurement of temperature in boreholes: *Economic Geology*, v. 11, no. 8, p. 6741-762.
- Jones, F.W., Majorowicz, J.A., Linville, A., e Osadetz, K.G., 1986, The relationship of hydrocarbon occurrences to geothermal gradients and time-temperature indices in Mesozoic formations of southern Alberta: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 34(2), June, p. 226-239.

- Jones, P.H., 1975, Geothermal and hydrocarbon regimes, northern Gulf of Mexico basin, in Dorfman, M.H., and Deller, R.W., eds., First Geopressed Geothermal Energy Conference Proceedings: University of Texas at Austin, Center for Energy Studies, p. 15-89.
- Kappelmeyer, O., and Haenel, R., 1974, Geothermics; with special reference to applications: Gebruder Borntraeger, Berlin, Geoexploration Monographs, Series 1, No. 4, 238 p.
- Kehle, R.O., 1971, Geothermal survey of North America. Annual progress report. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
- Kehle, R.O., 1972, Geothermal survey of North America. Annual progress report. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
- Keller, H.H., Couch, E.J., and Berry, P.M., 1973, Temperature distribution in circulating mud columns: Society of Petroleum Engineers Journal, v. 13, no. 1, p. 23-30.
- Klemme, H.D., 1975. Geothermal gradients, heat flow and hydrocarbon item recovery, in petroleum and global tectonics. Princeton, New Jersey, item Princeton Univ. Press., p. 251.
- Lachenbruch, A.H., and Brewer, M.C., 1959, Dissipation of the temperature effect of drilling a well in Arctic Alaska: U.S. Geological Survey Bulletin 1083-C, p. 73-109.
- Lachenbruch, A.H., and Sass, J.H., 1988, The stress heat-flow paradox and thermal results from Cajon Pass: Geophysical Research Letters, v. 15, no. 9, August Supplement, p. 981-984.
- Leblanc, Pascoe, L.J., and Jones, F.W., 1981, The temperature stabilization of a borehole. Geophysics, J.R. astr. Soc. 74, 747-776.
- Leblanc, Y., Lam, H-L., Pascoe, L.J., and Jones, F.W., 1982, A comparison of two methods of estimating static formation temperature from well logs: Geophysical Prospecting, v. 30, p. 348-357.
- Lee, T.C., 1982, Estimation of formation temperature and thermal property from dissipation of heat generated by drilling: Geophysics, v. 47, no. 11, p. 1577-1584.
- Lee, Y., Deming, D., and Chen, K.F., 1996. Heat flow and heat production in the Arkoma Basin and Oklahoma Platform, southeastern Oklahoma. Journal of Geophysical Research, 101, 25 387-25 401.
- Leonardon, E.G., 1936, The economic utility of thermometric measurements in drill holes in connection with drilling and cementing problems: Geophysics, v. 1, no. 1, p. 115-126.

- Lucazeau, F., and Ben Dhia, H., 1989, Preliminary heat-flow density data from Tunisia and the Pelagian Sea: *Canadian Journal of Earth Science*, v. 26(5), p. 993-1000.
- Luheshi, M.N., 1983, Estimation of formation temperature from borehole measurements: *Geophysical Journal [Royal Astronomical Society]*, v. 74, p. 747-776.
- Majorowicz, J.A., Jones, F.W., and Judge, A.S., 1990, Deep subpermafrost thermal regime in the Mackenzie Delta basin, northern Canada—analysis from petroleum bottom-hole temperature data: *Geophysics*, v. 55, no. 3, p. 362-371.
- Majorowicz, J.A., Jones, F.W., Lam, H.L., and Jessop, A.M., 1985, Terrestrial heat flow and geothermal gradients in relation to hydrodynamics in the Alberta Basin, Canada: *Journal of Geodynamics*, v. 4, no. 1-4, p. 265-283.
- Majorowicz, J.A., Jones, F.W., and Osadetz, K.G., 1988, Heat flow environment of the electrical conductivity anomalies in the Williston Basin, and occurrence of hydrocarbons: *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 36, no. 1, March, p. 86-90.
- McConnell, C.L., 1985, Salinity and temperature anomalies over structural oil fields, Carter County, Oklahoma: *AAPG Bulletin*, v. 69, no. 5, p. 781-787.
- McCullough, T.H., and Naeser, N.D., 1989, Thermal history of sedimentary basins—introduction and overview, chapter 1, in Naeser, N.D., and McCullough, T.H., eds., *Thermal history of sedimentary basins; methods and case histories*: Springer-Verlag, New York, p. 1-11.
- McGee, H.W., Meyer, H.J., and Pringle, T.R., 1989 Shallow geothermal anomalies overlying deeper oil and gas deposits in Rocky Mountain region: *AAPG Bulletin*, v. 73, no. 5, p. 576-597.
- Middleton, M.F., 1979, A model for bottom-hole temperature stabilization: *Geophysics*, v. 44, no. 8, p. 1458-1462.
- Middleton, M.F., 1982, Bottom-hole temperature stabilization with continued circulation of drilling mud: *Geophysics*, v. 47, no. 12, p. 1716-1723.
- Morin, J.B., 1619. *Nova Mundi Sublunaris Anatomia etc.*, Du Fossé, Paris.
- Myer, H.J., and McGee, H.G., 1985, Oil and gas fields accompanied by geothermal anomalies in Rocky Mountain region: *AAPG Bulletin*, v. 69, no. 6, p. 933-945.
- O'Brien, J.J., and Lerche, I., 1984, The influence of salt domes on paleotemperature distributions: *Geophysics*, v. 49, no. 11, p. 2032-2043.

- O'Brien, J.J., and Lerche, I., 1988, Impact of heat flux anomalies around salt diapirs and salt sheets in the Gulf Coast on hydrocarbon maturity - models and observations: Transactions of the Gulf Coasts Association of Geological Societies, v. 38, p. 231-245.
- Ovnatanov, S.T., and Tamrazyam, G.P., 1970. Thermal studies in item subsurface structural investigations. A.A.P.G., Tulsa, Okla, 54 (9), 1977.
- Prensky, S., 1992. Temperature Measurements in Boreholes: An overview of engineering and scientific applications. The log analyst, v. 33, no. 3, p. 313-333.
- Raymond, L.R., 1969, Temperature distribution in a circulation drilling fluid: Journal of Petroleum Technology, v. 21, no. 3, p. 333-341.
- Reel, D.A., and Griffin, G.M., 1971. Potentially petroliferous trends item in Florida as define by geothermal gradients. Gulf Coast item Assoc. Geol. Socs. Trans., v. 21, p. 31.
- Reiter, M., and Jessop, A.M., 1985. Estimates of terrestrial flow in offshore eastern Canada. Can. J. Earth Sci, 22, 1503-1517.
- Reiter, M., Eggleston, R.E., Broadwell, B.R., and Minier, J., 1986, Estimates of terrestrial heat flow from deep petroleum tests along the Rio Grand rift in central and southern New Mexico: Journal of Geophysical Research, v. 91, no. B6, May 10, p. 6225-6245.
- Roberts, W.H., III, 1981, Some uses of temperature data in petroleum exploration, in Gottlieb, B.M., eds., Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas, II: Southern Methodist University Press, Dallas, Institute for the Study of Earth and Man, p. 8-49.
- Roux, B., Sanyal, S.K., and Brown, S.L., 1980, An improved approach to estimating true reservoir temperature from transient temperature data, SPE-8888: Society of Petroleum Engineers, California Regional Meeting preprint, 8 p.
- Roy, F. Jr., Beck, A. E., and Touloukian, Y. S., 1981. Thermophysical properties of rocks. In physicals properties rocks and minerals. McGraw-Hill CINDAS data series on material properties (Edited by Touloukian, Y.S., Judd, W.R., and Roy, R.F.). Vol II-2, pp. 409-502. McGraw-Hill, New York.
- Sass, J.H., Lachenbruch, A.H., Moses, T.H., Jr., and Morgan, P., 1992, Heat flow from a scientific research well at Cajon Pass, California: Journal of Geophysical Research, v. 97, no. B4, 5017-5030.
- Sass, J. H., Priest, S. S., Duda, L. E., Carson, C. C., Hendricks, J.D., and Robinson, L.C., 1988, Thermal regime of the State 2-14 well, Salton Sea Scientific Drilling Project: Journal of Geophysical Research, v. 93, no. B11, November 10, p. 12,995-13,004.

- Selig, F., and Wallick, G. C., 1966, Temperature distribution in salt domes and surrounding sediments: *Geophysics*, v. 31, p. 346-361.
- Schlumberger, M., Doll, H. G., and A.A. Perebinosoff, 1937, Temperature measurements in oil wells: *Journal of the Institute of Petroleum Technologists*, v. 23, 25 p.
- Schoepfel, R.J., and Gilarranz, S., 1966, Use of well log temperatures to evaluate regional geothermal gradients, SPE-1297: *Journal of Petroleum Technology*, v. 18, no. 6, p. 667-673.
- Sekiguchi, K., 1984, A method for determining terrestrial heat flow in oil basinal areas: *Tectonophysics*, v. 103, p. 67-79.
- Shen, P. Y., and Beck, A. E., 1986, Stabilization of bottom hole temperature with finite circulation time and fluid flow: *Geophysical Journal [Royal Astronomical Society]*, v. 86, p. 63-90.
- Speece, M. A., Bowen, T.D., Folcik, J.L., and Pollack, H.N., 1985, Analysis of temperatures in sedimentary basins—The Michigan Basin: *Geophysics*, v. 50, no. 8, p. 1318-1334.
- Stegna, L., 1988, Paleogeothermics, chapter 9.3, in R. Haenel, L. Rybach, and L. Stegna, eds., *Handbook of terrestrial heat-flow density determination*: Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, p. 391-420.
- Strong, M. M., 1933, The significance of underground temperatures, in *First World Petroleum Congress Proceedings*: London, v. 1, p. 124-128.
- Swift, A. E., Swift, T.E., and Aucoin, 1990, Advanced thermal technology—an exploration lead tool: *Petroleum Review [The Institute of Petroleum, England]*, v., 44, no. 525, October, p. 528-530.
- Tanaka, T., and Sato, K., 1977, Estimation of subsurface temperature in oil and gas producing areas, northeast Japan: *Journal of the Japanese Association of Petroleum Technologists*, v. 42, no. 4, p. 1 [English summary].
- Thaaherist, D. e Hamdi, L., 1995. Thermal anomaly at In Salah: possible consequences for petroleum potential. In: *Well Conference Evaluation Algeria 1995*. Schlumberger, II-7-1-II-7-19.
- Thom, W. D., Jr., 1925, Relation of earth temperatures to buried hills and anticlinal folds: *Economic Geology*, v. 20, no. 6, p. 524-530.
- Tissot, B., Califet-Debyser, Y., Deroo, G., and Oudin, J.L., 1971, Origin and evolution of hydrocarbons in Early Toarcian shales, Paris basin, France: *AAPG Bulletin*, v. 56, no. 12, p. 2177-2193.

- Tissot, B. P., Pelet, R., and Ungerer, Ph., 1987, Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation: AAPG Bulletin, v. 71, no. 12, p. 1445-1466.
- Tragesser, A.F., Crawford, P.B., and Crawford, H.R., 1967, A method for calculating circulating temperatures: Journal of Petroleum Technology, v. 19, no. 11, p. 1507-1512.
- Vacquier, V., 1984. Oil fields - a source of heat flow data. Tectonophysics 103, 81-98.
- Van Orstrand, C. E., 1918, Apparatus for the measurement of temperatures in deep wells, and temperature determinations in some deep wells in Pennsylvania and West Virginia: West Virginia Geological Survey, County Reports (Barbour and Upshur Counties, and western portion of Randolph County), p. 66-103.
- Van Orstrand, C. E., 1926, Some evidence of the variation of temperature geologic structure in California and Wyoming oil districts: Economic Geology, p. 21, no. 2, p. 145-165.
- Van Orstrand, C.e., 1941, Temperature of the Earth in relation to oil location, in Temperature; its measurement and control in science and industry: Reinhold Publishing Corporation, New York, p. 1014-1033.
- Waples, D. W., 1984, Thermal models for oil generation, in Brooks, J., and Welte, D., eds., Advances in petroleum geochemistry, v. 1: Academic Press, London, p. 7-68.
- Waples, D. W. and Ramly, M., 1995. A simple statistical method for correcting and standardizing heat flows and subsurface temperatures derived from log and test data. Bulletin of Geological Society of Malaysia, Special Publication, 37, 253-267.
- Waples, D. W. and Ramly, M., 2001. A statistical method for correcting log-derived temperatures. Petroleum Geoscience, Vol. 7, pp. 231-240.
- Willett, S.D., and Chapman, D.S., 1987a. On the use of thermal data to resolve and delineate hydrologic flow systems in sedimentary basins: an example from the Uinta Basin, Utha. In proceedings. Third Canadian / American Conference on hydrogeology, Hydrogeology of Sedimentary basins. Application to exploration (Edited by Hitchon, B., Bachu, S. and Seuveplane, C.). pp. 159-168. Dubin, Ohio.
- Willett, S.D., and Chapman, D.S., 1987b, Analysis of temperatures and thermal processes in the Uinta basin. In Sedimentary basins and basin-forming mechanisms. (Edited by Beaumont, C. and Tankard, A.J.) Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir No. 12, p. 447-461.
- Willett, S.D., and Chapman, D.S., 1987c, Temperatures, fluid flow, and thermal history of the Uinta Basin. In Migration of Hydrocarbons in Sedimentary Basins (Edited by Doligez, B.). pp. 533-552. Editions Technip, Paris.

- Wood, D.A., 1988, Relationships between thermal maturity indices calculated using Arrhenius equation and Lopatin method—implications for petroleum exploration: AAPG Bulletin, v. 72, no. 2, p. 115-134.
- Wooley, G.R., 1980, Computing downhole temperatures in circulation, injection, and production wells: Journal of Petroleum Technology, v. 55, no. 9, p. 1509-1521.
- Zembruski, S. G. e Kian, C. H., 1989. Gradiente geotérmico das bacias sedimentares brasileiras. B. Geoc. PETROBRÁS, Rio de Janeiro, 3 (3), p. 215-227, jul./set.

# ANEXO I

## TABELAS DE DADOS

Neste anexo encontram-se organizados em duas tabelas os dados que foram disponibilizados para este trabalho, bem como os resultados obtidos pela aplicação dos métodos de correção. Na **tabela 1** são apresentados os dados de múltiplas BHTs, ou seja, os dados que possuem pelo menos dois registros de temperatura para uma mesma profundidade do poço, os quais foram corrigidos pelo método das integrais exponenciais. Na **tabela 2** encontram-se os dados que possuem apenas um registro naquela profundidade do poço e que foram submetidos à correção pelo método de tempo-profundidade.

O significado dos termos do cabeçalho das tabelas é dado abaixo:

POÇO: Corresponde à nomenclatura dada pela PETROBRÁS a cada poço;

PROF. (m): Profundidade do fundo do poço;

N. T.: Número de vezes que a temperatura foi registrada numa mesma profundidade dum poço;

DIÂM. (cm): Diâmetro do poço;

T. C. (h): Tempo de circulação da lama;

T. D. (h): Tempo de descanso do poço (tempo decorrido entre o encerramento da circulação e o instante do registro da temperatura);

BHT (°C): Temperatura do fundo do poço;

T. COR. (°C): Temperatura corrigida (temperatura estática da formação);

P. COR. (%): Percentual de correção (valor percentual referente à diferença entre os valores da temperatura estática calculada e a BHT de maior valor correspondente).

Tabela I.1: Dados corrigidos pelo método da solução exata da equação de Bullard.

Tabela 1								
POÇO	PROF.	N. T.	DIÂM.	T. C.	T. D.	BHT	T. COR.	P. COR.
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
P - 001	1.415,6	3	21,90	4,25	3,75	55,56	64,12	4,9
			21,90	4,25	10,00	58,89		
			21,90	4,25	15,66	61,11		
P - 002	1.553,1	3	24,13	1,50	4,16	63,33	69,49	4,2
			24,13	1,50	8,33	65,00		
			24,13	1,50	11,50	66,67		
P - 003	3.288,0	3	21,59	1,75	6,08	108,33	118,48	5,1
			21,59	1,75	10,25	111,67		
			21,59	1,75	13,75	112,78		
P - 004	261,0	3	20,00	1,50	8,25	38,89	38,89	0,0
			20,00	1,50	10,00	38,89		
			20,00	1,50	12,50	38,89		
P - 005	47,1	2	31,11	2,25	4,25	45,00	53,44	15,9
			31,11	2,25	6,25	46,11		
	1.179,0	2	21,59	3,25	3,50	57,78	59,82	2,6
			21,59	3,25	6,25	58,33		
P - 006	2.646,9	2	31,11	3,00	4,75	82,78	100,83	14,1
			31,11	3,00	10,00	88,33		
	3.427,6	2	21,59	1,75	6,17	100,00	111,2	7,6
			21,59	1,75	9,75	103,33		
P - 007	1.394,0	3	31,11	1,50	7,08	53,89	63,13	14,8
			31,11	1,50	7,92	55,00		
			31,11	1,50	9,00	55,00		
	2.441,0	3	21,59	1,00	7,00	82,22	89,49	3,9
			21,59	1,00	11,66	84,44		
			21,59	1,00	16,25	86,11		
P - 008	1.709,6	5	31,11	3,00	4,50	61,11	67,79	1,7
			31,11	3,00	8,50	63,33		
			31,11	3,00	19,50	63,33		
			31,11	3,00	23,50	66,67		
	2.942,5	3	21,59	3,00	6,75	82,22	95,26	8,5
			21,59	3,00	7,75	82,22		
			21,59	3,00	14,75	87,78		
P - 009	1.022,0	2	21,59	1,50	3,85	50,56	55,02	6,5

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
POÇO	PROF.	N. T.	DIÂM.	T. C.	T. D.	BHT	T. COR	P. COR.
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
			21,59	1,50	6,17	51,67		
P - 010	1.359,3	2	21,59	2,50	6,00	53,33	64,58	14,0
			21,59	2,50	10,00	56,67		
P - 011	1.559,2	3	21,59	3,00	11,33	67,22	69,84	2,2
			21,59	3,00	14,50	67,78		
			21,59	3,00	23,00	68,33		
P - 012	1.594,0	3	24,13	1,25	3,08	65,56	76,07	6,2
			24,13	1,25	7,92	68,89		
			24,13	1,25	11,00	71,67		
P - 013	2.562,4	2	31,11	3,00	7,08	85,50	93,29	7,0
			31,11	3,00	10,92	87,20		
	3.427,0	3	21,59	2,00	7,50	107,70	120,63	6,0
			21,59	2,00	12,00	110,60		
			21,59	2,00	15,00	113,80		
P - 014	1.892,0	2	21,59	2,00	4,00	64,44	64,44	0,0
			21,59	2,00	5,85	64,44		
P - 015	1.508,3	2	21,59	2,00	5,00	56,67	65,91	7,9
			21,59	2,00	12,00	61,11		
P - 016	1.043,0	2	31,11	1,50	4,00	50,00	63,77	22,1
			31,11	1,50	6,50	52,22		
	2.628,0	2	21,59	3,50	10,66	88,89	99,70	9,4
			21,59	3,50	14,42	91,11		
P - 017	926,8	3	31,11	2,00	4,66	58,89	64,46	5,5
			31,11	2,00	7,17	60,00		
			31,11	2,00	12,58	61,11		
P - 018	430,9	3	31,11	1,50	5,50	43,89	46,49	2,1
			31,11	1,50	9,50	44,44		
			31,11	1,50	24,00	45,56		
	1.550,0	2	21,59	1,50	9,50	68,33	73,69	5,3
			21,59	1,50	15,00	70,00		
P - 019	2.144,7	2	21,59	2,25	6,50	76,11	86,08	7,6
			21,59	2,25	12,25	80,00		
P - 020	2.293,5	2	21,59	2,50	8,00	83,61	90,97	2,3
			21,59	2,50	42,00	88,89		
P - 021	769,0	2	44,45	1,75	3,50	47,22		
			44,45	1,75	6,50	47,78		
	1.253,0	2	31,11	1,00	4,25	55,56	62,14	9,7

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
			31,11	1,00	6,75	56,67		
P - 022	1.548,4	2	24,13	1,75	6,08	68,33	76,62	6,1
			24,13	1,75	14,08	72,22		
P - 023	1.522,2	4	31,11	4,75	4,00	57,78	69,46	4,2
			31,11	4,75	16,75	63,33		
			31,11	4,75	25,25	65,00		
			31,11	4,75	30,00	66,67		
	2.317,0	3	21,59	3,50	5,00	86,11	93,74	2,9
			21,59	3,50	11,00	88,33		
			21,59	3,50	17,00	91,11		
P - 024	1.607,9	3	21,59	5,50	11,50	70,56	74,92	2,9
			21,59	5,50	19,50	71,67		
			21,59	5,50	24,50	72,78		
P - 025	1.784,5	2	21,59	2,00	6,00	67,78	99,45	27,9
			21,59	2,00	10,00	77,78		
P - 026	2.709,3	2	21,59	3,00	14,00	86,67	94,05	5,8
			21,59	3,00	22,50	88,89		
P - 027	1.501,5	3	21,59	2,00	7,75	60,00	77,57	18,3
			21,59	2,00	10,17	65,00		
			21,59	2,00	13,00	65,56		
P - 028	1.611,0	3	25,08	2,00	5,25	72,22	77,42	4,0
			25,08	2,00	8,00	73,33		
			25,08	2,00	12,00	74,44		
P - 029	3.198,9	2	21,59	2,00	21,25	110,56	110,56	0,0
			21,59	2,00	24,50	110,56		
P - 030	1.839,1	4	21,59	2,00	6,50	69,44	76,57	1,3
			21,59	2,00	15,00	71,11		
			21,59	2,00	20,00	73,33		
			21,59	2,00	26,08	75,56		
P - 031	1.501,3	4	31,11	1,50	8,25	65,56	69,26	2,2
			31,11	1,50	11,50	66,67		
			31,11	1,50	21,00	67,22		
			31,11	1,50	25,25	67,78		
P - 032	1.552,6	4	21,59	4,25	6,00	59,44	66,86	2,9
			21,59	4,25	10,00	61,67		
			21,59	4,25	17,00	62,78		
			21,59	4,25	29,50	65,00		
<i>continua na página seguinte</i>								

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
P - 033	738,4	5	21,59	1,00	7,25	109,00	110,65	0,6
			21,59	1,00	12,33	110,00		
			21,59	1,00	17,00	110,00		
			21,59	1,00	19,57	110,00		
			21,59	1,00	26,00	110,00		
P - 034	638,0	2	21,59	0,50	3,00	50,00	53,01	3,7
			21,59	0,50	6,33	51,11		
P - 035	344,0	2	31,11	4,50	4,00	46,67	48,14	1,9
			31,11	4,50	11,25	47,22		
	734,5	2	21,59	1,50	4,00	46,11	52,48	11,1
			21,59	1,50	5,50	47,22		
P - 036	2.927,5	3	21,59	1,50	7,25	86,67	100,09	4,7
			21,59	1,50	12,50	91,11		
			21,59	1,50	25,50	95,56		
P - 037	1.665,4	3	31,11	1,00	6,50	67,22	71,57	3,9
			31,11	1,00	10,00	67,78		
			31,11	1,00	13,00	68,89		
	3.537,0	2	21,59	8,50	8,75	97,78	148,87	15,0
			21,59	8,50	31,17	129,44		
P - 038	1.468,9	4	31,11	2,00	5,33	64,44	71,22	5,1
			31,11	2,00	8,00	67,78		
			31,11	2,00	10,50	67,78		
			31,11	2,00	18,00	67,78		
P - 039	721,5	3	31,11	1,50	3,33	55,00	61,93	9,3
			31,11	1,50	5,00	55,56		
			31,11	1,50	7,33	56,67		
	1.643,0	2	21,59	1,50	6,92	72,22	82,05	9,4
			21,59	1,50	10,50	75,00		
P - 040	2.179,6	3	21,59	2,00	5,25	74,44	91,49	12,8
			21,59	2,00	9,00	81,11		
			21,59	2,00	11,00	81,11		
P - 041	920,2	2	21,59	3,00	3,00	53,33	55,18	1,4
			21,59	3,00	13,00	54,44		
P - 042	471,8	2	27,30	2,50	4,50	38,89	41,19	4,4
			27,30	2,50	7,75	39,44		
	1.134,0	2	21,59	1,00	4,50	57,22	58,97	2,1
			21,59	1,00	7,75	57,78		

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
P - 043	3.617,0	3	21,59	2,00	7,50	116,11	133,60	7,4
			21,59	2,00	12,00	121,67		
			21,59	2,00	17,00	124,44		
	3.944,0	2	21,59	3,00	6,50	123,89	139,41	10,1
			21,59	3,00	8,50	126,67		
P - 044	1.385,0	2	31,11	1,50	3,17	51,67	65,40	21,4
			31,11	1,50	6,00	53,89		
	2.430,0	2	31,11	5,00	10,00	81,11	114,78	29,1
			31,11	5,00	15,00	88,89		
P - 045	2.503,0	3	31,11	2,50	8,25	83,33	109,47	14,6
			31,11	2,50	15,42	91,11		
			31,11	2,50	19,33	95,56		
	3.035,0	2	21,59	2,00	8,30	97,78	108,97	5,5
			21,59	2,00	19,80	103,33		
P - 046	2.474,5	2	31,11	4,50	9,33	76,67	83,98	5,7
			31,11	4,50	19,00	79,44		
	4.210,0	2	21,59	4,00	8,66	121,11	141,99	10,2
			21,59	4,00	16,00	128,89		
P - 047	2.985,0	2	31,11	6,00	7,50	98,89	128,22	19,6
			31,11	6,00	13,50	107,22		
P - 048	3.382,0	2	31,11	4,00	15,00	36,11	52,22	30,6
			31,11	4,00	21,50	40,00		
	4.600,0	2	21,59	4,00	15,85	87,22	99,26	10,3
			21,59	4,00	22,50	90,00		
P - 049	2.321,7	3	21,59	3,00	5,00	71,11	88,31	7,4
			21,59	3,00	11,00	81,11		
			21,59	3,00	24,50	82,22		
	3.520,0	3	21,59	2,42	12,00	112,78	151,41	18,0
			21,59	2,42	17,25	126,67		
			21,59	2,42	24,00	128,33		
P - 050	1.490,0	2	44,45	6,00	6,17	54,44		
			44,45	6,00	9,85	55,56		
	2.381,0	4	31,11	4,00	4,85	73,33	98,82	17,0
			31,11	4,00	8,17	78,33		
			31,11	4,00	11,33	83,33		
	3.144,0	2	31,11	4,00	15,00	84,44		
			21,59	3,33	6,00	100,00		

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
POÇO	PROF.	N. T.	DIÂM.	T. C.	T. D.	BHT	T. COR	P. COR.
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
	3.516,0	3	21,59	3,33	9,50	105,56		
			21,59	2,50	6,00	110,00	142,32	13,9
			21,59	2,50	10,00	116,67		
			21,59	2,50	13,00	125,00		
P - 051	1.738,5	2	44,45	2,25	46,66	65,00		
			44,45	2,25	51,00	65,56		
P - 052	1.476,0	2	44,45	2,00	9,25	61,11		
			44,45	2,00	15,00	63,89		
	2.242,0	2	21,59	2,00	6,25	76,67	83,35	5,7
			21,59	2,00	10,75	78,89		
P - 053	2.290,0	2	21,59	5,00	2,25	80,00	88,55	4,9
			21,59	5,00	9,25	84,44		
P - 054	765,7	2	21,59	1,00	4,50	50,00	53,50	4,7
			21,59	1,00	7,75	51,11		
P - 055	247,0	3	34,11	10,00	3,00	48,30	53,47	8,8
			34,11	10,00	4,70	49,17		
			34,11	10,00	6,50	49,17		
	418,0	2	21,59	0,50	3,50	56,67	59,26	1,6
			21,59	0,50	14,75	58,33		
P - 056	1.650,0	3	21,59	2,50	6,50	64,44	68,63	3,0
			21,59	2,50	13,00	66,11		
			21,59	2,50	17,50	66,67		
P - 057	801,0	2	44,45	4,50	3,00	66,10		
			44,45	4,50	8,00	67,20		
	2.331,0	2	33,97	2,30	10,30	77,70	87,53	9,4
			33,97	2,30	15,30	80,00		
P - 058	881,5	2	24,13	1,00	7,25	46,11	48,67	3,1
			24,13	1,00	14,25	47,22		
P - 059	808,7	2	31,11	1,50	7,00	40,56	46,55	12,1
			31,11	1,50	10,00	41,67		
P - 060	1.588,3	2	44,45	1,50	1,66	58,33		
			44,45	1,50	1,75	67,78		
	2.904,0	2	31,11	2,50	7,00	90,56	90,56	0,0
			31,11	2,50	13,83	90,56		
P - 061	1.772,7	2	44,45	2,50	7,25	72,22		
			44,45	2,50	13,66	74,44		
	3.360,0	2	31,11	3,50	10,00	90,56	109,45	12,6

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
POÇO	PROF.	N. T.	DIÂM.	T. C.	T. D.	BHT	T. COR	P. COR.
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
	4.134,0	2	31,11	3,50	18,75	97,22		
			21,59	1,50	10,50	114,44	120,17	3,0
			21,59	1,50	20,00	116,67		
P - 062	2.116,0	2	31,11	1,50	5,85	87,78	87,78	0,0
			31,11	1,50	11,17	87,78		
P - 063	1.152,4	2	21,59	0,75	3,42	63,33	68,91	4,2
			21,59	0,75	9,08	66,11		
P - 064	2.459,0	2	31,11	3,00	8,25	82,22	103,66	21,2
			31,11	3,00	11,00	85,56		
	3.394,0	2	21,59	2,00	8,75	103,33	124,39	10,9
			21,59	2,00	17,50	112,22		
P - 065	3.341,0	2	21,59	1,00	7,50	106,67	122,04	6,6
			21,59	1,00	18,00	114,44		
P - 066	617,0	2	21,59	0,75	3,41	53,33	53,33	0,0
			21,59	0,75	4,85	53,33		
P - 067	2.259,0	2	31,11	3,25	6,66	76,66	97,02	20,8
			31,11	3,25	10,50	81,11		
	3.431,0	2	21,59	1,25	12,50	114,44	128,47	10,1
			21,59	1,25	16,66	116,67		
P - 068	1.955,0	2	31,11	2,00	8,00	71,11	76,57	6,1
			31,11	2,00	11,50	72,22		
P - 069	688,0	3	21,59	1,50	4,50	48,33	51,46	4,1
			21,59	1,50	6,50	49,44		
			21,59	1,50	9,33	49,44		
P - 070	3.360,0	2	31,11	3,00	11,67	68,33	90,48	18,0
			31,11	3,00	21,58	76,67		
P - 071	2.931,0	2	24,13	2,00	6,25	86,67	101,29	6,0
			24,13	2,00	21,00	95,56		
P - 072	5.204,0	2	21,59	4,00	21,25	105,56	105,56	0,0
			21,59	4,00	28,50	105,56		
P - 073	1.255,5	3	31,11	3,00	9,75	65,56	65,56	0,0
			31,11	3,00	11,50	65,56		
			31,11	3,00	24,75	65,56		
	1.540,0	2	21,59	1,50	7,50	69,44	69,44	0,0
			21,59	1,50	11,75	69,44		
	1.828,0	2	21,59	2,50	6,42	72,22	83,14	6,1
			21,59	2,50	19,00	78,33		

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
POÇO	PROF.	N. T.	DIÂM.	T. C.	T. D.	BHT	T. COR	P. COR.
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
P - 074	1.333,0	2	31,11	2,50	8,50	68,89	68,89	0,0
			31,11	2,50	12,50	68,89		
	1.650,0	2	21,59	2,00	8,00	71,11	78,96	6,1
			21,59	2,00	16,00	74,44		
P - 075	824,7	2	44,45	1,50	7,00	41,67		
			44,45	1,50	9,50	41,67		
	2.394,0	2	31,11	2,00	20,00	85,00	85,00	0,0
			31,11	2,00	26,17	85,00		
P - 076	942,0	5	21,59	1,50	5,50	46,67	46,67	0,0
			21,59	1,50	8,25	46,67		
			21,59	1,50	11,25	47,22		
			21,59	1,50	17,17	47,50	49,18	2,9
			21,59	1,50	20,75	47,78		
P - 077	4.238,0	2	21,59	4,00	19,75	71,11	91,62	19,5
			21,59	4,00	27,25	76,67		
P - 078	2.330,0	2	44,45	3,50	10,00	76,67		
			44,45	3,50	17,50	82,22		
	3.529,0	3	31,11	4,00	7,00	103,33	123,76	9,2
			31,11	4,00	12,00	113,33		
P - 079	1.686,0	3	44,45	1,00	4,50	62,20		
			44,45	1,00	17,00	64,40		
			44,45	1,00	19,50	65,60		
	2.210,0	4	31,11	1,00	4,75	56,70	71,18	10,5
			31,11	1,00	8,00	58,90		
			31,11	1,00	12,50	62,20		
P - 080	1.779,0	2	44,45	2,00	4,50	65,60		
			44,45	2,00	17,00	67,80		
	2.564,0	2	31,11	2,00	4,00	71,10	91,63	23,4
			31,11	2,00	7,00	75,00		
	2.892,0	4	31,11	2,25	5,75	76,70	92,40	8,7
			31,11	2,25	8,00	78,30		
			31,11	2,25	14,00	82,20		
P - 081	1.463,0	3	44,45	3,50	5,50	70,00		
			44,45	3,50	11,00	71,70		

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
POÇO	PROF.	N. T.	DIÂM.	T. C.	T. D.	BHT	T. COR	P. COR.
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
	1.721,9	5	44,45	3,50	17,50	72,20		
			31,11	2,50	5,00	66,70	80,80	8,6
			31,11	2,50	7,50	70,60		
			31,11	2,50	10,50	71,70		
			31,11	2,50	14,50	73,30		
			31,11	2,50	18,00	74,40		
P - 082	1.761,7	5	25,08	4,00	4,25	71,70	86,62	4,6
			25,08	4,00	9,50	76,10		
			25,08	4,00	17,00	80,60		
			25,08	4,00	21,00	80,60		
			25,08	4,00	25,50	82,80		
P - 083	1.867,0	3	25,08	2,50	5,25	78,90	91,14	6,5
			25,08	2,50	8,25	80,60		
			25,08	2,50	16,00	85,60		
P - 084	1.137,0	2	44,45	4,75	8,50	58,90		
			44,45	4,75	10,50	60,00		
	1.741,0	5	25,08	5,00	5,00	60,00	78,55	10,5
			25,08	5,00	8,00	65,00		
			25,08	5,00	12,00	68,90		
			25,08	5,00	17,00	70,00		
			25,08	5,00	20,50	71,10		
	1.827,0	3	25,08	1,00	5,00	72,20	83,71	7,6
			25,08	1,00	10,50	76,70		
			25,08	1,00	13,00	77,80		
P - 085	1.927,7	4	25,08	2,00	15,50	83,30	90,92	5,6
			25,08	2,00	19,00	85,00		
			25,08	2,00	24,00	85,60		
			25,08	2,00	29,00	86,10		
P - 086	1.444,0	4	44,45	2,00	11,17	67,20		
			44,45	2,00	13,33	67,80		
			44,45	2,00	19,25	70,00		
			44,45	2,00	24,25	70,00		
	2.216,0	3	25,08	7,50	5,50	77,80	103,38	16,3
			25,08	7,50	8,00	82,20		
			25,08	7,50	14,00	88,90		
	2.282,0	2	25,08	4,00	6,00	81,10	91,26	8,8
			25,08	4,00	10,00	83,90		

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
P - 087	1.837,0	3	25,08	3,00	5,50	77,20	85,72	4,9
			25,08	3,00	10,00	78,90		
			25,08	3,00	14,50	81,70		
P - 088	878,0	2	31,11	2,50	10,50	52,20	57,41	7,7
			31,11	2,50	15,00	53,30		
	1.920,0	5	21,59	2,00	6,50	80,60	89,04	2,1
			21,59	2,00	10,50	82,20		
			21,59	2,00	15,00	83,90		
			21,59	2,00	22,50	85,60		
P - 089	927,4	3	31,11	1,50	4,50	56,70	58,59	2,4
			31,11	1,50	6,50	57,20		
			31,11	1,50	9,00	57,20		
	2.114,3	4	21,59	1,00	3,83	79,40	91,67	1,9
			21,59	1,00	6,50	83,30		
			21,59	1,00	24,50	87,20		
P - 090	1.245,0	2	44,45	3,25	5,50	57,80	85,66	3,5
			44,45	3,25	9,00	58,90		
	1.272,0	2	44,45	3,00	5,50	56,70		
			44,45	3,00	12,00	58,90		
	1.794,0	5	25,08	1,50	4,50	75,00		
			25,08	1,50	8,00	77,20		
			25,08	1,50	14,50	80,60		
			25,08	1,50	19,00	81,70		
P - 091	1.270,0	2	37,46	2,50	5,50	64,40	72,01	9,8
			37,46	2,50	9,00	65,60		
	1.770,0	4	25,08	2,00	5,00	80,60	85,76	1,6
			25,08	2,00	10,50	81,70		
			25,08	2,00	16,25	83,30		
			25,08	2,00	22,50	84,40		
P - 092	1.524,0	2	44,45	1,50	5,17	55,00	100,24	12,3
			44,45	1,50	10,00	56,10		
	3.028,0	2	21,59	2,00	7,00	83,00		
21,59			2,00	14,00	90,00			
P - 093	1.758,0	2	44,45	3,00	3,50	61,70		

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
POÇO	PROF.	N. T.	DIÂM.	T. C.	T. D.	BHT	T. COR	P. COR.
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
			44,45	3,00	5,75	63,30		
	3.807,0	3	21,59	1,50	10,50	120,60	141,80	8,2
			21,59	1,50	18,00	126,10		
			21,59	1,50	22,50	131,10		
	4.574,0	2	15,56	3,50	9,75	150,60	168,10	8,0
			15,56	3,50	15,00	155,60		
P - 094	1.880,0	2	24,13	1,50	6,25	77,80	87,07	7,4
			24,13	1,50	11,25	81,10		
P - 095	2.820,5	3	31,11	2,00	6,50	53,30	69,91	18,7
			31,11	2,00	9,00	56,10		
			31,11	2,00	12,75	58,90		
	3.512,0	3	21,59	2,00	11,33	84,40	113,51	18,1
			21,59	2,00	16,00	90,60		
			21,59	2,00	20,66	96,10		
P - 096	2.832,0	2	21,59	2,00	6,00	91,70	103,30	7,5
			21,59	2,00	11,00	96,10		
	3.710,0	3	16,51	1,50	7,00	120,00	131,21	3,6
			16,51	1,50	12,00	123,30		
			16,51	1,50	17,50	126,70		
P - 097	2.804,0	2	37,46	3,00	14,00	33,30		
			37,46	3,00	17,00	34,40		
	3.919,0	2	31,11	4,50	9,58	60,00	96,18	36,2
			31,11	4,50	16,58	70,60		
	5.200,0	3	21,59	2,50	9,50	111,10	140,98	13,3
			21,59	2,50	16,00	120,00		
			21,59	2,50	20,50	124,40		
P - 098	3.513,5	3	21,59	1,50	11,75	109,40	136,86	12,0
			21,59	1,50	18,00	118,90		
			21,59	1,50	23,83	122,20		
P - 099	1.686,3	2	21,59	1,00	5,25	58,90	64,45	5,5
			21,59	1,00	10,25	61,10		
P - 100	2.020,6	2	21,59	2,00	9,00	69,44	69,44	0,0
			21,59	2,00	15,00	69,44		
P - 101	2.302,5	3	21,59	2,00	6,25	80,00	98,32	10,6
			21,59	2,00	10,25	83,89		
			21,59	2,00	17,50	88,89		
P - 102	1.719,8	2	31,11	3,00	5,25	70,00	75,96	6,0

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
			31,11	2,00	1,33	71,67		
P - 103	2.425,7	2	21,90	2,00	5,00	73,33	73,33	0,0
			21,90	2,00	17,00	73,33		
P - 104	2.622,5	3	31,11	2,00	7,00	92,22	105,64	4,5
			31,11	2,00	15,50	97,22		
			31,11	2,00	21,00	101,11		
P - 105	2.619,0	2	31,11	2,00	11,25	79,44	88,23	4,5
			31,11	2,00	22,75	84,44		

Tabela 1.2: Dados corrigidos pelo método tempo-profundidade.

Tabela 2								
POÇO	PROF.	N. T.	DIÂM.	T. C.	T. D.	BHT	T. COR.	P. COR.
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
P - 106	1.467,0	1	31,11	2,00	1,00	62,22	70,37	13,1
P - 107	611,0	1	44,45	4,66	6,25	44,44		
	1.238,0	1	31,11	3,00	7,50	55,00	64,39	17,1
	1.425,0	1	31,11	2,00	11,50	62,22	67,45	8,4
P - 108	526,0	1	33,97	2,50	4,00	48,89	52,69	7,8
P - 109	744,8	1	31,11	0,50	4,50	53,33	54,70	2,6
	1.913,8	1	21,59	3,00	9,00	73,33	85,07	16,0
P - 110	1.202,5	1	21,59	1,25	7,50	46,67	51,29	9,9
P - 111	215,0	1	44,45	2,00	2,75	41,11		
	1.960,0	1	21,59	2,00	5,75	80,00	89,67	12,1
P - 112	1.660,7	1	21,59	1,50	4,85	63,33	71,10	12,3
	1.675,7	1	21,59	1,25	3,85	56,11	63,20	12,6
P - 113	1.342,5	1	31,11	7,33	6,42	53,33	76,86	44,1
P - 114	1.567,3	1	31,11	1,50	4,66	57,22	64,47	12,7
P - 115	1.368,5	1	21,59	2,00	18,75	65,00	68,41	5,3
P - 116	2.751,9	1	21,59	5,50	6,75	85,56	114,19	33,5
P - 117	1.669,1	1	21,59	2,50	7,25	66,67	74,63	11,9
P - 118	843,2	1	21,59	1,50	12,00	47,78	49,21	3,0
P - 119	1.296,0	1	31,11	1,50	5,50	52,22	58,10	11,3
P - 120	166,4	1	44,45	1,00	2,50	40,00		
	1.115,4	1	31,11	1,00	16,50	61,67	63,21	2,5
P - 121	269,9	1	31,11	1,50	3,50	37,78	39,24	3,9
P - 122	2.333,3	1	25,08	2,00	15,00	65,56	72,82	11,1
P - 123	962,6	1	31,11	1,50	4,00	56,67	61,61	8,7
P - 124	1.292,7	1	31,11	2,50	4,66	64,44	74,44	15,5
P - 125	3.400,0	1	21,59	7,00	6,50	113,33	153,08	35,1
P - 126	1.575,0	1	44,45	3,00	11,00	65,00		
P - 127	1.484,5	1	44,45	2,25	7,59	49,44		
P - 128	1.531,0	1	44,45	3,50	9,50	66,11		
P - 129	1.182,0	1	44,45	2,00	7,00	50,00		
	2.270,0	1	31,11	2,00	10,00	75,56	85,76	13,5
P - 130	1.257,0	1	44,45	2,00	4,00	52,78		
	2.477,0	1	31,11	2,00	4,00	77,78	93,60	20,3
	3.467,0	1	21,59	2,00	5,00	105,56	122,01	15,6

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR.</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
P - 131	1.143,0	1	31,11	3,00	3,90	55,50	66,44	19,7
P - 132	1.513,0	1	24,45	2,00	3,00	60,00	72,74	21,2
P - 133	495,0	1	31,11	0,75	29,40	38,80	38,80	-
P - 134	1.984,0	1	33,97	9,00	13,80	72,20	96,12	33,1
	2.912,0	1	21,59	5,50	5,50	100,50	131,54	30,9
P - 135	1.312,0	1	31,11	1,00	7,50	63,33	66,62	5,2
	1.812,0	1	21,59	2,25	5,25	72,22	82,83	14,7
P - 136	2.552,0	1	31,11	1,75	7,75	81,11	92,24	13,7
P - 137	2.669,0	1	21,59	2,00	8,00	91,11	101,30	11,2
P - 138	811,0	1	21,59	1,50	3,85	50,56	55,18	9,1
P - 139	1.598,0	1	40,64	2,00	12,90	34,44		
P - 140	3.283,0	1	40,64	3,50	14,00	51,11		
	4.239,0	1	31,11	4,00	19,75	76,67	97,51	27,2
P - 141	490,5	1	44,45	2,00	7,25	44,44		
P - 142	344,0	1	44,45	1,50	3,50	46,11		
P - 143	3.252,0	1	21,59	3,50	14,00	51,11	67,38	31,8
	5.206,0	1	21,59	4,00	21,25	105,56	127,06	20,4
P - 144	2.061,0	1	25,08	2,00	3,00	71,11	86,70	21,9
P - 145	1.684,9	1	21,90	2,00	10,00	64,44	70,73	9,8
P - 146	981,2	1	25,08	2,00	9,00	52,78	57,35	8,7
	2.349,2	1	25,08	2,00	20,00	73,89	78,92	6,8
P - 147	2.757,4	1	25,08	2,00	10,00	77,78	88,17	13,4
P - 148	995,0	1	21,59	1,50	3,00	68,33	74,50	9,0
P - 149	1.216,5	1	21,59	1,50	10,66	60,00	63,54	5,9
	1.304,0	1	21,59	1,50	6,66	58,89	63,32	7,5
P - 150	894,1	1	31,11	1,00	3,25	53,89	57,05	5,9
	1.919,1	1	21,59	1,50	5,00	68,33	76,17	11,5
P - 151	1.192,8	1	31,11	2,00	18,00	53,33	56,95	6,8
P - 152	192,0	1	31,11	2,50	3,33	40,00	41,66	4,2
	715,0	1	21,59	2,00	13,26	41,67	43,02	3,2
P - 153	1.361,0	1	44,45	1,50	5,00	67,78		
	2.055,0	1	31,11	2,00	6,75	83,33	94,90	13,9
	3.017,0	1	21,59	1,00	14,00	115,00	119,63	4,0
	3.517,0	1	21,59	1,00	9,50	113,89	120,93	6,2
P - 154	2.454,6	1	21,59	1,50	10,50	100,00	106,38	6,4
P - 155	1.576,5	1	31,11	2,00	12,75	48,89	53,77	10,0
	1.683,5	1	31,11	1,50	5,25	52,22	59,80	14,5

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR.</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
	3.570,5	1	21,59	3,00	13,50	105,56	116,44	10,3
P - 156	1.698,6	1	31,11	2,00	14,00	55,00	60,82	10,6
	1.965,6	1	31,11	2,00	10,00	67,78	76,70	13,2
P - 157	816,1	1	44,45	2,50	4,50	50,00		
	1.731,1	1	31,11	3,50	5,50	61,11	78,33	28,2
	2.512,1	1	21,59	2,50	9,50	93,33	105,40	12,9
P - 158	1.070,3	1	44,45	2,00	3,00	54,44		
	2.190,3	1	31,11	2,00	6,00	70,00	82,25	17,5
P - 159	1.182,0	1	44,45	2,00	19,00	57,22		
	2.558,0	1	31,11	2,00	4,00	61,11	77,41	26,7
	3.874,0	1	21,59	2,00	16,00	96,67	103,37	6,9
P - 160	1.476,0	1	44,45	2,00	4,00	66,67		
	2.378,0	1	31,11	2,00	4,00	85,56	100,79	17,8
	2.676,0	1	31,11	2,00	4,00	85,56	102,54	19,9
P - 161	2.425,0	1	21,59	2,00	15,00	81,11	85,47	5,4
	2.963,0	1	21,59	2,00	10,00	100,56	111,14	10,5
P - 162	2.487,2	1	31,11	2,50	6,50	78,33	95,41	21,8
	3.627,2	1	21,59	2,50	8,50	111,11	124,54	12,1
P - 167	2.321,0	1	31,11	2,00	12,00	67,78	76,47	12,8
P - 168	978,9	1	44,45	2,00	11,00	53,33		
	2.656,9	1	31,11	2,00	10,00	75,56	87,35	15,6
P - 169	938,3	1	25,08	2,00	12,00	46,67	49,65	6,4
P - 170	1.162,4	1	31,11	1,50	14,50	46,67	49,44	5,9
	2.914,0	1	21,59	4,50	10,50	83,89	99,76	18,9
P - 171	2.321,0	1	31,11	2,00	12,00	67,78	76,47	12,8
P - 172	978,9	1	44,45	2,00	11,00	53,33		
	2.656,9	1	31,11	2,00	10,00	75,56	87,35	15,6
P - 173	795,0	1	31,11	1,75	3,25	45,56	50,47	10,8
	1.975,0	1	21,59	2,75	6,25	68,89	81,66	18,5
P - 174	763,0	1	31,11	2,00	8,75	58,33	61,97	6,2
	1.051,0	1	31,11	2,00	12,17	56,11	60,20	7,3
P - 175	1.293,0	1	44,45	1,50	7,25	70,00		
	2.628,0	1	31,11	2,00	10,25	86,11	98,30	14,2
	3.792,0	1	21,59	3,00	9,75	112,78	128,74	14,2
P - 176	1.718,0	1	31,11	1,00	13,33	71,67	75,28	5,1
P - 177	1.997,0	1	21,59	1,75	6,50	76,11	83,88	10,2
P - 178	1.588,0	1	31,11	1,50	9,00	65,56	70,82	8,0

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR.</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
	2.756,0	1	31,11	1,50	15,00	94,44	101,06	7,0
P - 179	2.365,7	1	25,08	2,00	14,00	74,44	81,21	9,1
P - 180	957,4	1	21,59	1,17	4,25	53,33	57,19	7,2
P - 181	1.408,0	1	31,11	2,00	9,00	51,67	57,42	11,1
	2.769,0	1	24,45	2,00	20,00	93,89	99,95	6,5
P - 182	763,0	1	31,11	2,00	8,75	58,33	61,97	6,2
	1.051,0	1	21,59	2,00	12,17	56,11	59,80	6,6
P - 183	2.657,5	1	31,11	2,00	10,00	75,56	87,35	15,6
P - 184	1.545,0	1	44,45	2,00	8,00	68,33		
	2.805,0	1	21,59	2,00	9,00	85,56	94,31	10,2
P - 185	3.109,0	1	31,11	3,00	14,50	52,22	67,01	28,3
	3.424,0	1	21,59	1,00	70,50	91,11	91,11	-
P - 186	1.025,0	1	21,59	2,00	6,50	51,11	56,48	10,5
P - 187	569,2	1	66,04	3,00	10,50	42,70		
	1.257,2	1	44,45	2,20	4,20	51,10		
P - 188	1.005,0	1	43,81	1,50	4,00	55,00		
	2.078,0	1	21,59	1,00	6,30	66,67	72,58	8,9
P - 189	2.395,0	1	31,11	5,66	19,50	74,40	91,78	23,4
	2.411,0	1	31,11	2,00	5,00	73,30	87,60	19,5
	2.426,0	1	31,11	2,00	5,00	75,00	89,38	19,2
	2.464,0	1	31,11	3,00	12,00	74,40	88,92	19,5
	2.529,0	1	31,11	1,00	11,08	84,40	88,48	4,8
P - 190	477,0	1	44,45	1,00	4,25	48,89		
	1.373,0	1	31,11	3,00	9,50	64,44	72,94	13,2
	1.643,0	1	21,59	1,50	7,50	69,44	75,53	8,8
P - 191	2.717,0	1	31,11	2,00	18,00	98,89	106,74	7,9
P - 192	1.489,7	1	44,45	2,00	9,50	58,33		
	2.859,7	1	31,11	2,00	5,00	87,22	103,94	19,2
P - 193	1.773,6	1	31,11	2,00	11,00	62,78	70,30	12,0
	2.936,6	1	21,59	2,00	13,00	95,00	99,54	4,8
P - 194	2.472,6	1	31,11	2,00	8,00	76,67	87,88	14,6
	3.866,6	1	21,59	2,00	4,00	115,56	135,29	17,1
P - 195	1.802,0	1	25,08	2,50	5,00	67,78	82,31	21,4
P - 196	1.201,0	1	25,08	1,50	5,50	60,56	67,16	10,9
	1.201,0	1	25,08	2,00	3,00	57,78	68,34	18,3
	1.837,0	1	25,08	3,50	8,00	76,67	90,82	18,5
P - 197	1.270,0	1	37,46	3,00	5,50	64,44	72,86	13,1

*continua na página seguinte*

<i>continuação da página anterior</i>								
<b>POÇO</b>	<b>PROF.</b>	<b>N. T.</b>	<b>DIÂM.</b>	<b>T. C.</b>	<b>T. D.</b>	<b>BHT</b>	<b>T. COR.</b>	<b>P. COR.</b>
	(m)		(cm)	(h)	(h)	(°C)	(°C)	(%)
	1.734,0	1	25,08	1,50	4,75	79,44	88,33	11,2
P - 198	1.758,0	1	44,45	4,50	5,50	63,33		
	3.305,0	1	31,11	4,00	6,50	97,22	129,69	33,4
	4.549,0	1	15,56	1,75	8,00	152,22	163,75	7,6
	4.549,0	1	15,56	7,75	7,85	150,56	196,95	30,8
P - 199	1.268,5	1	37,46	2,00	5,00	64,44	69,95	8,6
P - 200	1.984,5	1	37,46	2,00	7,00	46,67	54,12	16,0
	1.984,5	1	37,46	3,00	7,17	42,22	52,66	24,7
	2.820,5	1	31,11	3,00	11,00	54,44	71,46	31,3
P - 201	1.077,0	1	44,45	3,75	3,75	59,44		
	2.033,0	1	31,11	1,50	5,75	72,22	81,15	12,4
P - 202	2.178,0	1	40,64	2,50	8,00	40,00	44,00	10,0
	3.691,0	1	31,11	5,00	11,00	64,44	97,94	52,0
P - 203	805,5	1	44,45	1,50	4,25	38,89		
	2.720,4	1	31,11	2,00	5,50	74,44		
P - 204	2.114,1	1	21,59	2,00	6,00	68,33	84,26	23,3
P - 205	3.077,0	1	21,59	4,75	7,25	70,00	96,81	38,3
P - 206	1.118,0	1	44,45	2,00	7,00	50,56		
	1.773,0	1	44,45	2,00	6,50	66,11		
P - 207	568,0	1	44,45	2,50	5,00	48,89		