

# TEMPERATURA ESTÁTICA DA FORMAÇÃO: ANÁLISE CRÍTICA

## STATIC FORMATION TEMPERATURE: CRITICAL ANALYSIS

André De Gasperi<sup>1</sup> e Vernei Jorge Stumpf<sup>2</sup>

**RESUMO** – Medidas de temperaturas realizadas em poços de petróleo são utilizadas para obter a temperatura estática da formação. Normalmente os registros feitos em testes são considerados como a temperatura verdadeira, entretanto, em casos onde se utilizam termômetros de máxima, e o fluido produzido é água ou óleo de baixa RGO, os valores tidos como reais podem estar superestimados. Quanto às temperaturas medidas durante as operações de perfilagem, é necessário que sejam extrapoladas, uma vez que os valores registrados estão aquém do real, devido ao efeito de circulação do fluido de perfuração. Nestes casos, a baixa qualidade dos dados de temperatura e a pouca representatividade das condições físicas do poço pelos métodos de extrapolação contribuem para estimativas de temperaturas estáticas incorretas. Uma análise criteriosa dos dados permite melhorar esta situação.

(Originais recebidos em 29.04.91).

**ABSTRACT** – Oilwell temperature readings are used to ascertain static formation temperature. Although test records are usually considered to reflect true temperatures, in cases where maximum temperature gages are used and water or low-GOR oil is produced, values that are deemed real may in fact prove overestimated. Furthermore, extrapolations must be performed on temperatures as measured during logging operations, since the circulation of drilling mud yields recorded values below true values. In these cases, both the poor quality of temperature data and the inadequacy of extrapolation methods in representing physical well conditions contribute toward incorrect estimates of static temperature. Cautious data analysis can help improve this situation.

(Expanded abstract available at the end of the paper).

### 1 – INTRODUÇÃO

Medidas de temperaturas obtidas nas operações em poços de petróleo são amplamente utilizadas em estudos de engenharia de reservatório, determinação da resistividade da água da formação para cálculos de saturação de óleo, operações de cimentação e completação e também para estimar o gradiente geotérmico das bacias sedimentares. Na maioria das vezes, são utilizadas medidas obtidas em testes de formação, temperaturas extrapoladas de registros efetuados durante as operações de perfilagem e, até mesmo, simples medidas de temperatura (*Bore Hole Temperature* – BHT), como equivalentes à temperatura estática ou temperatura verdadeira da formação. No caso específico de estudos de geotermia, vários critérios são utilizados na seleção e tratamento dos dados, como: “análise de coerência” através de gráficos de temperatura e gradiente geotérmico *versus* profundidade; correções das medidas de BHT através das médias das extrapolações dos poços vizinhos; fatores de correção inferidos empiricamente, de acordo com o tempo após cessada a

circulação e a profundidade do poço, etc.

Espera-se esclarecer, aqui, os fatores que condicionam as temperaturas obtidas em testes de formação e nas operações de perfilagens e permitir uma análise mais criteriosa dos dados de temperatura. Com isto seria possível melhorar a qualidade dos gradientes geotérmicos calculados e, conseqüentemente, dos trabalhos de geometria.

São analisadas as temperaturas obtidas em testes de formação e nas operações de perfilagem, e também descritos os métodos propostos por Lachenbruch e Brewer (1959), Fertl e Wichmann (1977) e Middleton (1982), para extrapolação das temperaturas de perfis. Finalmente, são apresentadas algumas sugestões que poderão ser úteis na escolha dos dados para estimativa da temperatura estática da formação.

### 2 – TEMPERATURAS OBTIDAS EM TESTES DE FORMAÇÃO

Foram consideradas temperaturas obtidas em testes de formação, tanto aquelas originadas a partir de testes a poço aberto, como aquelas obtidas durante

1 - Setor Regional de Aquisição e Avaliação de Dados Geológicos (SERAV), Divisão Regional de Operações Geológicas (DIRGEO), Distrito de Exploração do Nordeste (DENEST), Rua do Acre, 2504, CEP 49060, Aracaju, Sergipe, Brasil.  
2 - Setor Regional de Operações Geológicas (SERGEO), Núcleo de Exploração da Bacia do Paraná (NEXPAR), Rua Padre Camargo, 285, Alto da Glória, CEP 80060, Curitiba, Paraná, Brasil.

intervenções realizadas a poço revestido. Tendo em vista os diferentes procedimentos de registro e os diversos tipos de medidores de temperatura utilizados em cada operação, alguns esclarecimentos preliminares se fazem necessários.

Nos testes de formação a poço aberto (TF), normalmente não são feitas medidas de temperatura, entretanto, quando realizadas, são obtidas através de registradores mecânicos descidos próximos ao intervalo testado; nos testes de formação a poço revestido (TFR), as temperaturas são medidas através de registradores mecânicos, posicionados próximos ao intervalo testado, abaixo do obturador, ou registradores eletrônicos, descidos em frente ou acima do intervalo testado; e nas operações de teste de produção (TP) e registro de pressão (RP) as temperaturas são medidas através de termômetros de máxima, que podem ou não estar posicionados na frente do intervalo testado.

## 2.1. — Registradores de Temperatura Utilizados

Durante as operações de testes de formação, a medição da temperatura pode ser feita através de registradores mecânicos ou eletrônicos e termômetros de máxima.

**Registradores Mecânicos** — Realizam o registro contínuo (analógico) da temperatura, em função do tempo. Os registradores mais utilizados são os RT's (Amerada) e o HT-500 (Halliburton) (fig. 1), cujas

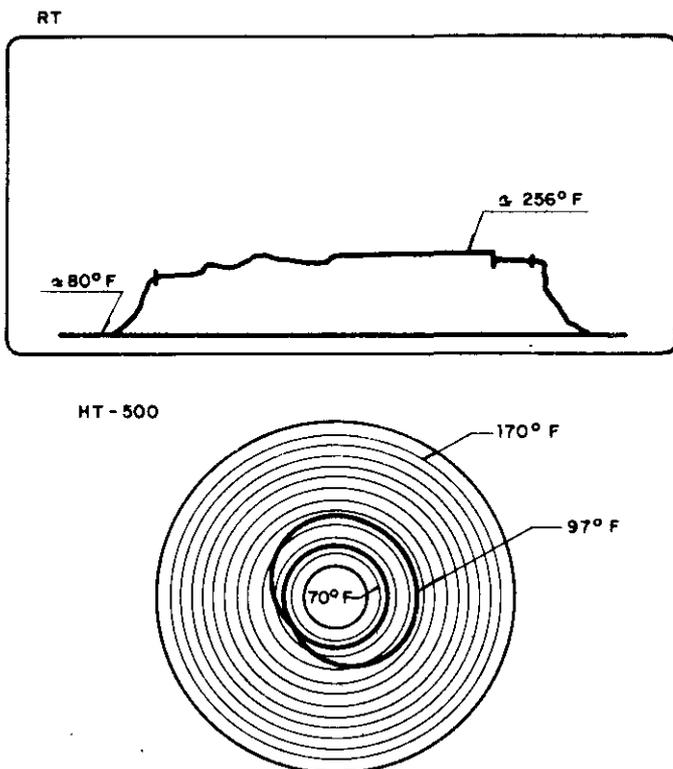


Fig. 1 - Cartas de temperaturas obtidas a partir de registradores mecânicos.

Fig. 1 - Temperature charts derived from mechanical gages.

principais características estão resumidas a seguir:

Modelo	Precisão	Sensibilidade	Range	Tempo de Registro	Formato
RT7 RT8	$\pm 2^\circ\text{F}$	0,05%* 0,055%*	$< 300^\circ\text{F}$	Capacidade do Relógio	Carta Retangular
HT-500	—	—	70-170 150-250 250-350	50 h 1 Revolução/ 6 h	Carta Circular

\*: da escala total.

— a temperatura obtida com os registradores mecânicos incorrem numa série de erros cumulativos destacando-se, principalmente: traçado da temperatura de superfície, imprecisão dos registros devido ao *range* inadequado, linearização da equação de calibração do registrador, histerese e espessura do próprio traçado.

**Registradores Eletrônicos** — Funcionam através de um sensor de temperatura, normalmente uma resistência de platina. Apresentam uma precisão de  $\pm 1^\circ\text{F}$ , sensibilidade de  $0,2^\circ\text{F}$  e *range* de temperatura de 10 a  $260^\circ\text{F}$ . Podem ser utilizados de duas maneiras diferentes:

- SPRO (Surface Pressure Read-Out)** — os sensores de pressão e temperatura são acoplados a um cabo transmissor que envia os dados à superfície em tempo real (leitura simultânea na superfície). Este registrador fica posicionado a aproximadamente 40 m acima do intervalo produtor;
- SSDP (Solid State Downhole Processor)** — é constituído por um sensor, bateria e memória programável. O registrador normalmente é posicionado em frente ao intervalo testado e os dados são gravados em subsuperfície.

**Termômetros de Máxima** — Normalmente utilizados nos testes de produção e registro de pressão, e são descritos no poço através de um cabo (*wireline*). Estes termômetros não são calibrados, nem padronizados, e apresentam baixa qualidade, principalmente os nacionais.

## 2.2 — Análise das Temperaturas Obtidas

Devido ao longo período (dezenas de horas) que o termômetro/registrador de temperatura permanece em contato com o fluido do poço em um teste de formação, na maioria dos trabalhos de geotermia tem-se considerado as medidas como sendo a temperatura estática da formação. Na realidade, esta afirmação nem sempre é correta e os valores tidos como reais podem estar superestimados. Registros contínuos de temperatura, realizados em testes de formação a poço revestido, com o uso de registradores eletrônicos, permitem chegar a esta conclusão, conforme analisado a seguir.

O TFR-1 do poço 1-SES-83 apresentou uma produção acumulada de  $345\text{ m}^3$  de óleo com RGO (razão gás/óleo) de  $49,5\text{ m}^3/\text{m}^3$  e vazão máxima de  $480\text{ m}^3/\text{d}$  ( $3/4''$ ). A curva de temperatura (fig. 2)

POÇO: 1 - SES - 83  
 TESTE: TFR - 01  
 INTERVALO: 1404 A 1416m  
 Fm / Mb: PIAÇABUCÚ / CALUMBI  
 REG. TPT - 83487 a 1368m  
 data: 12-15 / DEZ / 84

FLOPETROL JOHNSTON  
 SCHLUMBERGER

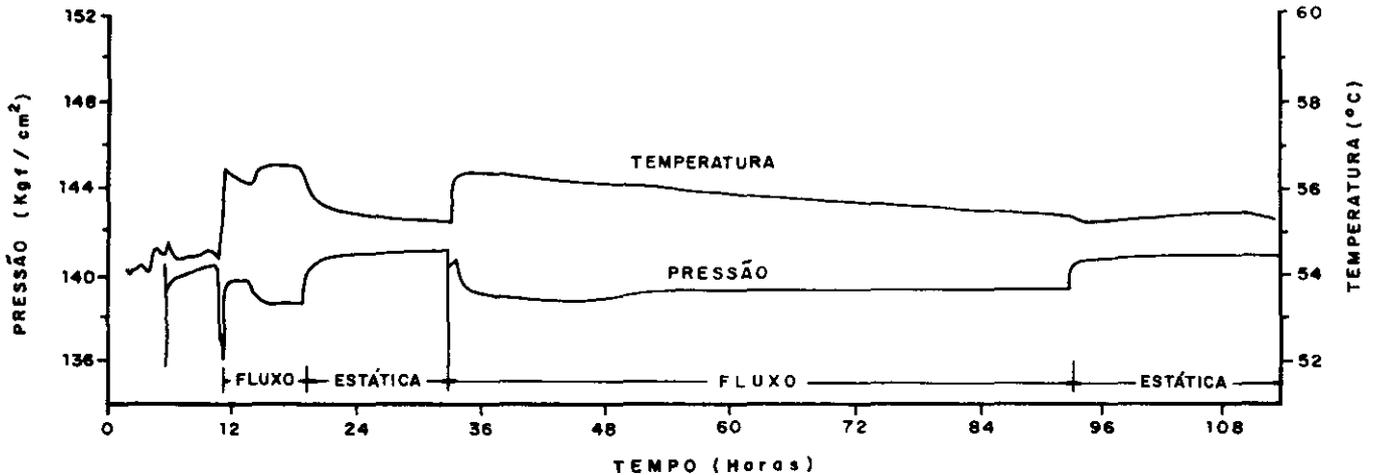


Fig. 2 - Registro de pressão e temperatura do TFR-01, poço 1-SES-83.  
 Fig. 2 - Pressure and temperature record from DST-01, Well 1-SES-83. TFR = DST.

mostra um crescimento durante o fluxo e um decréscimo com tendência à estabilização, durante a estática, resultando num traçado inverso ao da curva de pressão, de forma que, quando observadas em conjunto, as duas curvas apresentam uma feição semelhante ao perfil de um "cálice". Comportamento semelhante pode ser observado no TFR-1 do poço 4-SES-98, onde foram produzidos 17,5 m<sup>3</sup> de óleo com RGO de 78,8 m<sup>3</sup> /m<sup>3</sup> e vazão de 16 m<sup>3</sup> /d (14/64"), (fig. 3). Embora o aumento da temperatura verificado durante o fluxo possua uma contribuição decorrente do registrador de temperatura estar situado alguns metros acima do intervalo canhoneado, 32 m no 1-SES-83 e 36 m no 4-SES-98, o aquecimento constatado, de 8 a 9 °F, não pode ser justificado apenas pelo efeito do gradiente geotérmico, evidenciando, portanto, que este aquecimento tem uma parcela que pode ser atribuída ao atrito gerado pelo fluxo do óleo.

Para um poço produtor de gás, a temperatura varia de forma exatamente oposta da citada anteriormente, apresentando uma feição semelhante à da curva de pressão. Durante o fluxo, a temperatura diminui devido ao alívio de pressão e conseqüente expansão do gás. No período de estática ocorre um aumento da temperatura, tendendo a estabilizar com o passar do tempo. Este comportamento pode ser verificado no TFR-1 do poço 4-RB-19-SES, que produziu 86 000 m<sup>3</sup> de gás e 8,1 m<sup>3</sup> de condensado com uma vazão de 252 780 m<sup>3</sup> /d (40/64"), (fig. 4), e no TFR-1 do poço 1-SES-96, que produziu 35 800 m<sup>3</sup> de gás e 23 m<sup>3</sup> de condensado com uma vazão de 129 800 m<sup>3</sup> /d (AOF), (fig. 5).

Conforme citado no prospecto do registrador HT-500 da *Halliburton*, o registro de temperatura do intervalo testado permite a correlação com os fluidos produzidos. "Por exemplo, um fluxo de gás tende a

FLOPETROL JOHNSTON 4 - SES - 98 TFR-01  
 SCHLUMBERGER TPT 85804 A 1730km 1764/68m

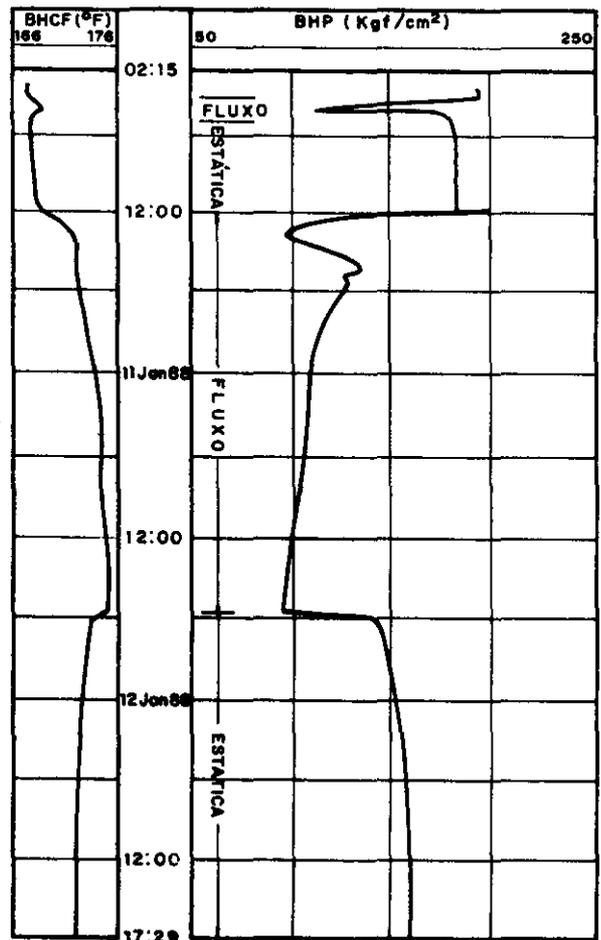


Fig. 3 - Registro de pressão e temperatura do TFR-01, poço 4-SES-98.  
 Fig. 3 - Pressure and temperature record from DST-01, Well 4-SES-98.

FLOPETROL JOHNSTON	4 - RB - 19 - SES	TFR-01
SCHLUMBERGER	SDP 86651 a 1931 m	1930/37 m

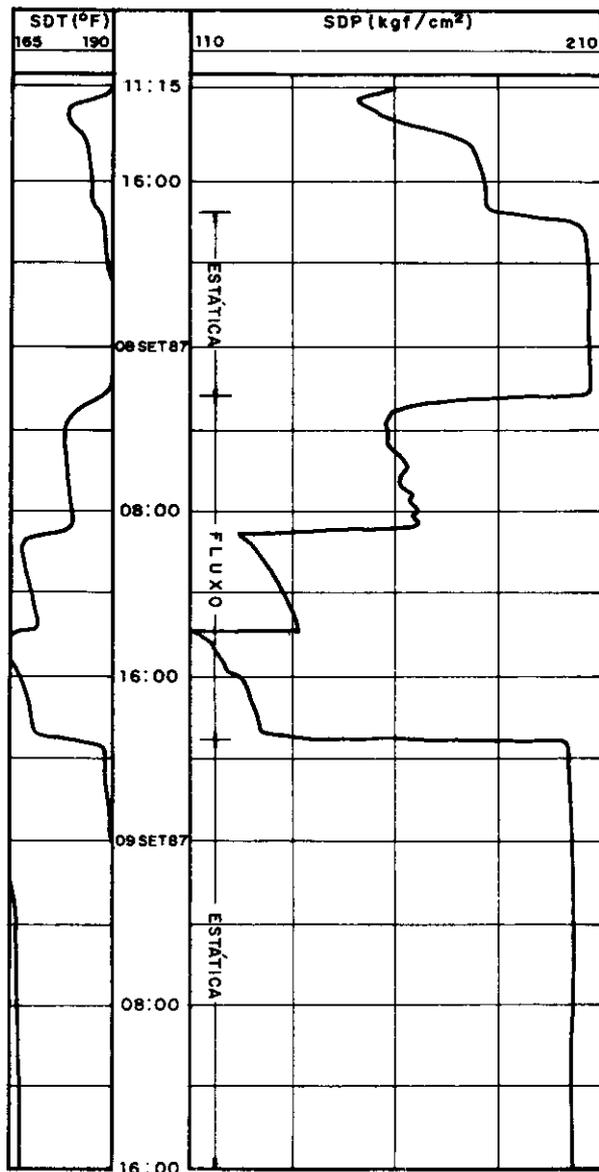


Fig. 4 - Registro de pressão e temperatura do TFR-01, poço RB-19-SES.

Fig. 4 - Pressure and temperature record from DST-01, Well 4-RB-19-SES.

diminuir a temperatura, um fluxo de água tende a aumentá-la e um fluxo de óleo pouco ou nada a modifica". Neste último caso, vai depender da razão gás/óleo. Com alta RGO, a tendência é diminuir a temperatura e com baixa RGO, aumentá-la.

Do exposto, conclui-se que a temperatura adequada para trabalhos de geotermia deve ser lida, sempre que possível, antes do início do primeiro fluxo, quando o fluido do poço estiver por um longo período sem ser movimentado, ou fazer a extrapolação da curva correspondente ao período de estática, salientando, ainda, que isto só pode ser realizado com o uso de registradores eletrônicos (preferencialmente) ou mecânicos. Em caso de registros com termômetros

FLOPETROL JOHNSTON	1 - SES - 96	TFR-01
SCHLUMBERGER	TPT 83487 A 2539 m	2582/2600

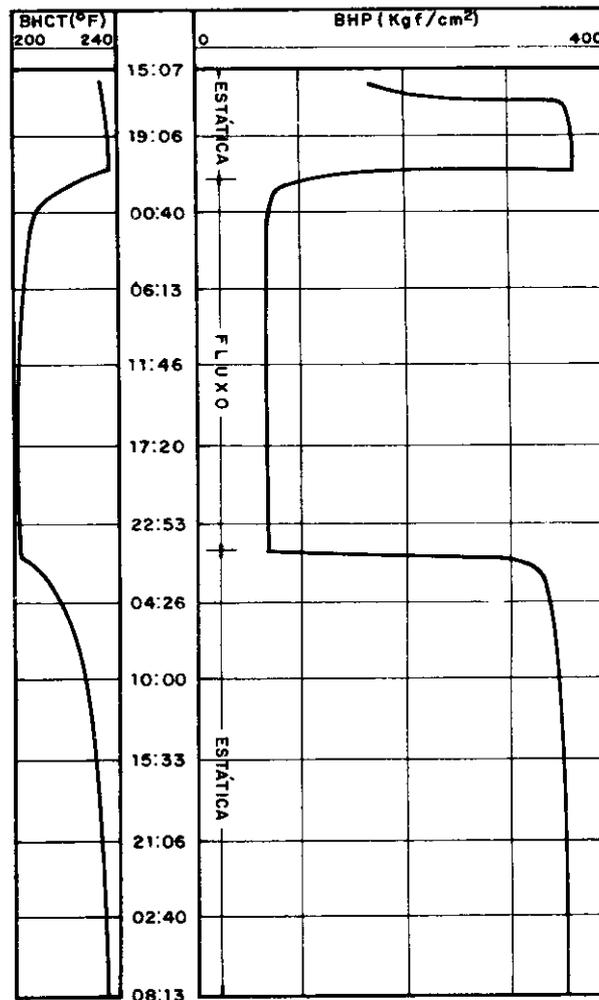


Fig. 5 - Registro de pressão e temperatura do TFR-01, poço 1-SES-96.

Fig. 5 - Pressure and temperature record from DST-01, Well 1-SES-96.

de máxima, a temperatura está superestimada quando o fluido produzido for água ou óleo de baixa RGO, devido principalmente ao atrito do fluido e da distância de tomada do registro com relação ao intervalo testado.

### 3 - TEMPERATURAS OBTIDAS DURANTE AS OPERAÇÕES DE PERFILAGEM

Os registros de temperatura (BHT) das operações de perfuração são obtidos através de termômetros de máxima, que se encontram em contato com o fluido de perfuração, próximo ao fundo do poço. Estes termômetros, normalmente, estão protegidos da pressão

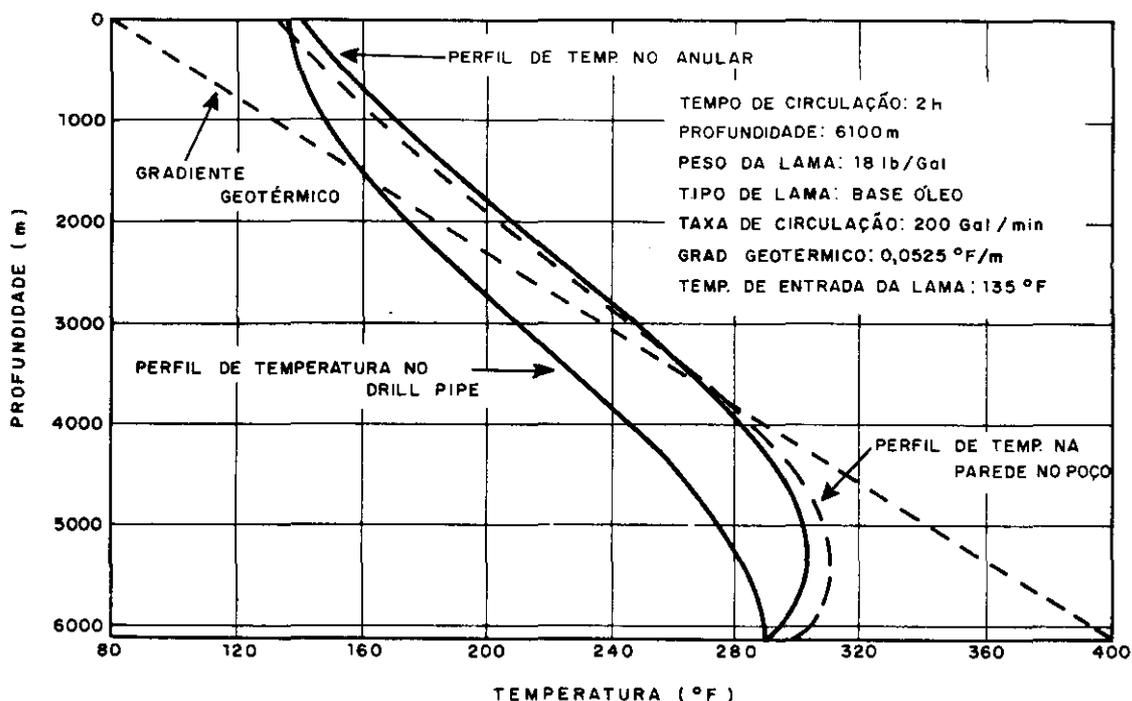
hidrostática da lama por pequenos invólucros metálicos e são posicionados no cabo de perfilagem ou junto à cabeça da ferramenta. De acordo com o número de conjuntos de ferramentas descidos no poço, uma ou mais medidas de temperatura podem ser obtidas, que a depender do tamanho de cada conjunto, são realizadas em profundidades que variam até 20 m em relação ao fundo do poço, acarretando num erro sistemático. Conforme citado anteriormente, os termômetros de máxima não são calibrados nem padronizados, mostrando-se bastante suscetíveis a diminuir a temperatura quando submetidos a qualquer movimento mais brusco, principalmente os nacionais. As companhias de perfilagem, em geral, substituem os termômetros importados danificados por similares nacionais. As principais especificações do termômetro importado *Kessler* são: sensibilidade de 1 °F, precisão de  $\pm 2$  °F e repetibilidade de  $\pm 1$  °F.

Devido à circulação da lama durante a perfuração ou condicionamento do poço, os valores de temperatura obtidos são inferiores à temperatura estática (verdadeira) da formação. Para 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 no fluido de perfuração e nas paredes do poço, durante a circulação e 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:

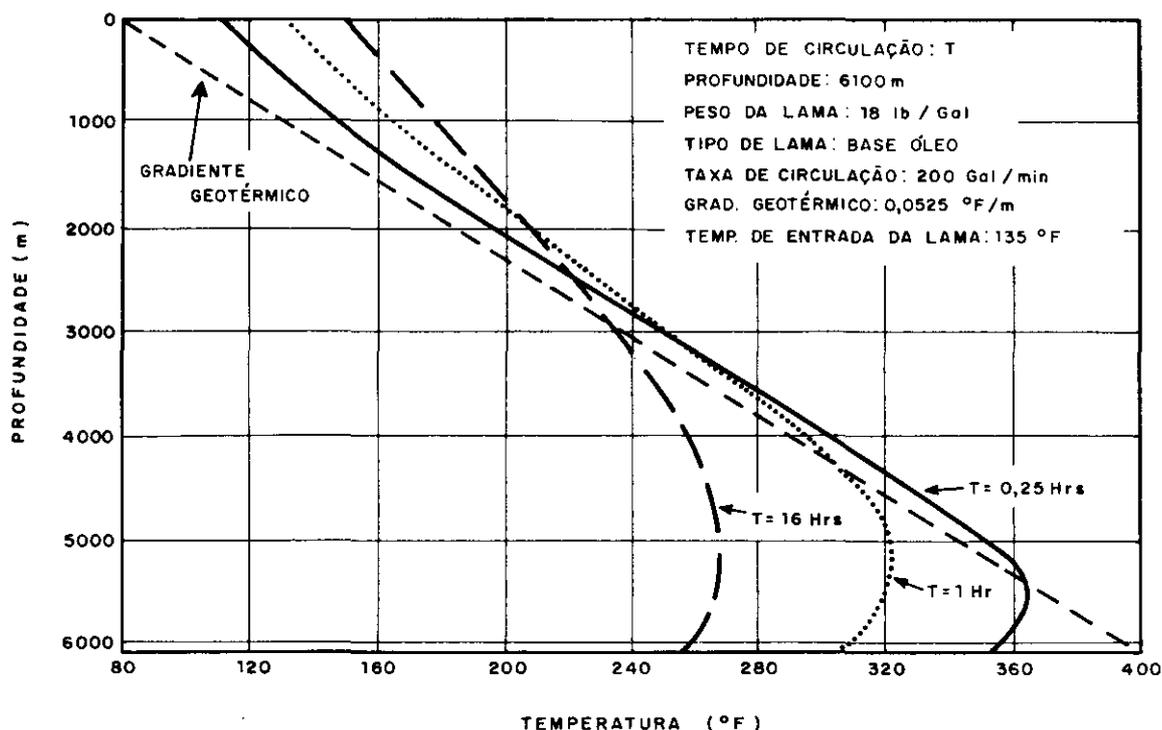
a) quando o fluido desce pela coluna de perfuração;  
 b) quando o fluido sobe pelo anular. No primeiro caso, a variação de temperatura é determinada pela taxa de convecção de calor descendente na coluna, troca de calor entre a coluna e o anular e tempo de circulação. No segundo caso, pela taxa de convecção de calor ascendente no anular, troca de calor entre o anular e a coluna, troca de calor entre a formação adjacente e o fluido do anular e tempo de circulação. A figura 6 mostra a simulação de um perfil de temperatura para o fluido de perfuração e para as paredes do poço, em função da profundidade. Observe-se que entre a superfície e 3 650 m, o efeito da circulação é de aquecer a formação, e entre 3 650 m e o fundo do poço, resfriar. A 3 050 m ocorre uma inversão no perfil de temperatura do fluido do anular com o perfil da parede do poço, mostrando que acima desta profundidade 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 5 180 m. Este ponto tende a se deslocar para cima conforme aumenta o tempo e a taxa de circulação, estabilizando-se entre a terça e quarta partes inferiores do poço. Na figura 7, é representada a variação da temperatura nas paredes do poço em diferentes tempos de circulação.

A partir do instante em que a circulação de lama é cessada, a temperatura tende a se estabilizar, de acordo com o gradiente geotérmico no poço. No fundo ocorre uma recuperação do calor perdido, próximo à



(ADAPTADO DE RAYMOND, 1969)

Fig. 6 - Simulação do perfil de temperatura do fluido de perfuração e da parede do poço. (Tempo de circulação = 2 h).  
 Fig. 6 - Simulated drilling-mud and well-wall temperature log (circulation time = 2 h).



(ADAPTADO DE RAYMOND, 1969)

Fig. 7 - Simulação do perfil de temperatura da parede do poço com diferentes tempos de circulação.  
 Fig. 7 - Simulated well-wall temperature log, using different circulation times.

superfície um resfriamento e nas porções medianas do poço as alterações são inexpressivas (fig. 8).

### 3.1 – Métodos de Extrapolação

Conforme vimos anteriormente, as temperaturas registradas durante as operações de perfuração são bastante afetadas pela circulação do fluido de perfuração, podendo baixar mais de 100 °F (Raymond, 1969 - fig. 8) em relação à temperatura estática da formação, no instante em que a circulação é cessada. Este efeito pode ser particularmente observado em poços perfurados na plataforma continental com espessa lâmina d'água, onde a água do mar mais fria refrigera o *riser* e, conseqüentemente, o fluido de perfuração, retirando mais calor do poço do que em outras condições. Além do tempo e da taxa de circulação, vários outros fatores são importantes para determinarem a magnitude das perturbações térmicas, como: características mecânicas do poço (diâmetro), duração da perfuração, natureza da troca de calor entre o poço e a formação, propriedades térmicas do fluido de perfuração e das rochas adjacentes, fluxo de fluidos na formação e tempo decorrido após cessada a circulação. O tempo necessário para o poço recuperar o calor dissipado e a formação atingir sua temperatura estática, após cessada a circulação, normalmente é de muitas horas superior ao tempo requerido para a operação de perfuração. Hass *et al.* (1929)

estimaram em oito horas o período mínimo para estabilização e Nwachukwu (1976) em 48 horas o período máximo, baseado em poços perfurados na região do Delta do Niger. Jaeger (1961) mostrou que o equilíbrio da temperatura é alcançado em 24 horas para as baixas taxas de circulação requeridas na perfuração a diamante, demorando consideravelmente mais para as altas taxas utilizadas na sondagem rotativa. Este tempo, demasiadamente longo, inviabiliza a utilização direta das temperaturas (BHT) para estudos de geotermia, uma vez que, na maioria dos casos, as medidas são feitas antes da estabilização térmica do poço. Desta forma, vários métodos foram desenvolvidos ao longo dos anos para extrapolação da temperatura.

Os métodos propostos por Lachenbruch e Brewer (1959), Fertl e Wichmann (1977) e Middleton (1982) estão resumidamente descritos a seguir, e foram aplicados em alguns poços da Bacia de Sergipe-Alagoas com o objetivo principal de verificar a qualidade das medidas de temperatura obtidas durante as operações de perfuração.

#### 3.1.1 – Lachenbruch e Brewer

O método de Lachenbruch e Brewer (1959) foi desenvolvido baseado na monitoração de temperatura de um poço perfurado na costa ártica de Barrow, Alaska. Na PETROBRÁS, este método é utilizado

desde 1978 através do nomograma para extrapolação de temperatura (fig. 9). Sua utilização requer o conhecimento do tempo de circulação (T) no fundo do poço, medidas de temperatura (BHT) em uma mesma profundidade (pelo menos duas medidas) e o tempo ( $\Delta t$ ) decorrido entre o término da circulação até o instante em que é registrada a temperatura máxima (última passagem do termômetro pelo fundo do poço). Para extrapolação, rebate-se os valores de tempo decorrido após cessada a circulação na curva de tempo de circulação para a parte de baixo do nomograma. Os  $\Delta t$  rebatidos são cruzados com os respectivos valores de temperatura, que devem ser plotados em escala adequada. O prolongamento da linha que une os pontos de temperatura *versus*  $\Delta t$  fornece o valor da temperatura extrapolada (fig. 9).

### 3.1.2 – Fertl e Wichmann

O método de Fertl e Wichmann (1977) para determinação da temperatura estática da formação utiliza uma técnica semelhante àquela apresentada por

Horner para estimar a pressão estática de um reservatório. Este princípio foi desenvolvido baseado na similaridade entre o crescimento de pressão, após um período de fluxo, com o crescimento de temperatura, após a circulação, especialmente quando este tempo for pequeno. Na realidade, pode-se dizer que é o retorno às origens, uma vez que o método de Horner foi desenvolvido baseado nas leis da termodinâmica.

O critério básico para a técnica é a relação linear, em papel semilog, entre a temperatura máxima registrada em perfil (plotada na escala linear) com a razão  $\Delta t / (T + \Delta t)$  (plotada na escala log). Quando a razão tende a 1, o tempo após cessada a circulação ( $\Delta t$ ) tende a infinito e a temperatura à verdadeira da formação (fig. 10). Os dados necessários para sua utilização são os mesmos requeridos pelo método de Lachenbruch e Brewer.

### 3.1.3 – Middleton

A técnica desenvolvida por Middleton (1982) estabelece um conjunto de curvas-padrão que indicam

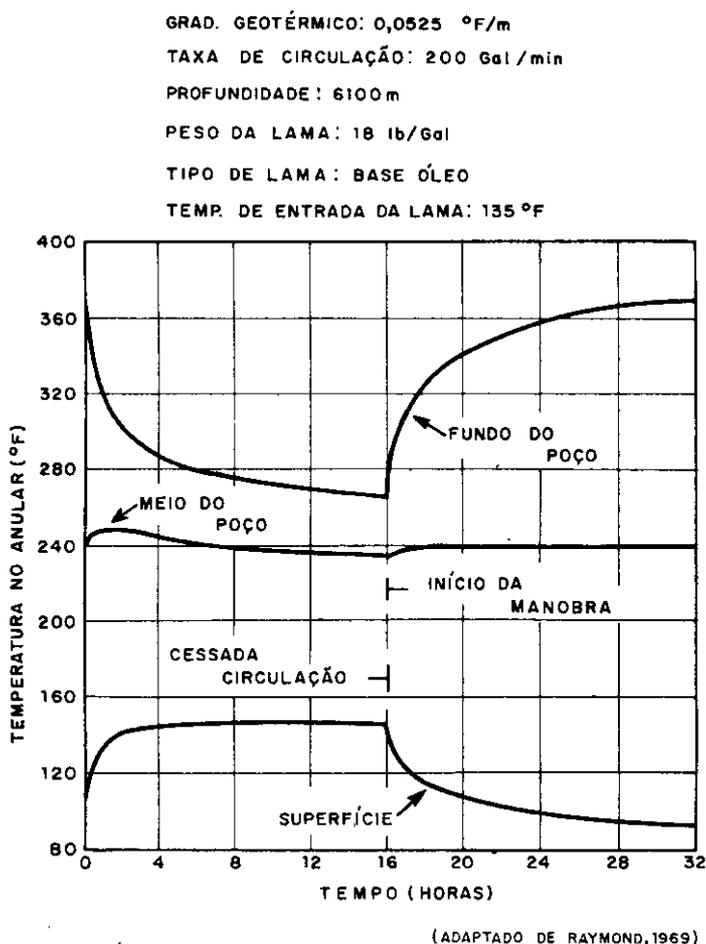


Fig. 8 - Variação da temperatura em um poço simulado, durante e após a circulação.

Fig. 8 - Temperature variations in a simulated well during and after circulation.

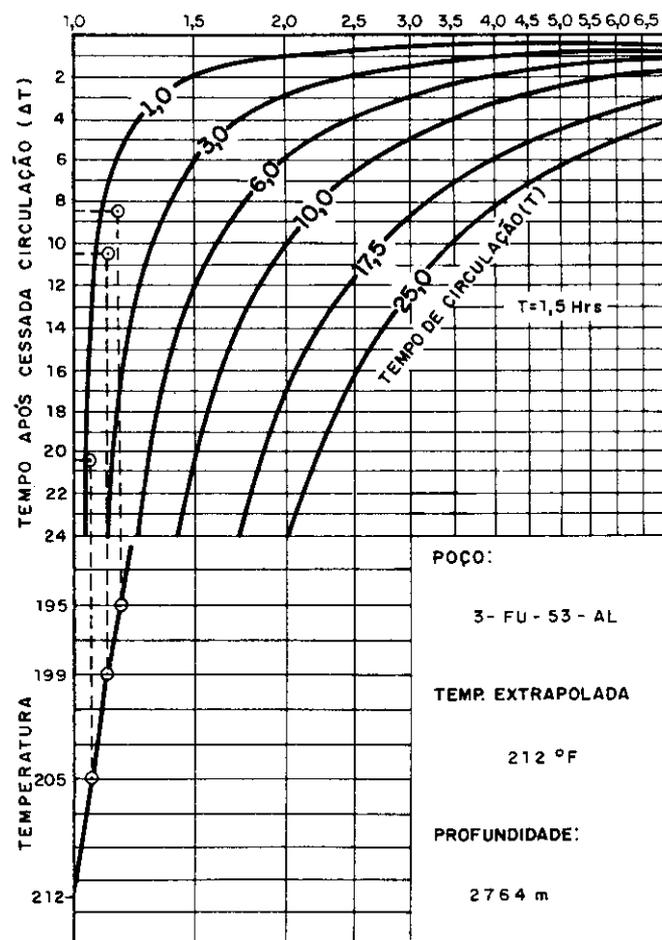


Fig. 9 - Nomograma para extrapolação da temperatura (método de Lachenbruch e Brewer).

Fig. 9 - Nomogram for temperature extrapolation (Lachenbruch and Brewer method).



lação de temperaturas originadas de operações de perfuração, entretanto, mais de duas dezenas já foram desenvolvidos nas 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, satisfazer suas condições prevalentes.

Entre os modelos apresentados, o de Fertl e Wichmann (1977) pode ser considerado o mais simples e também o universalmente mais utilizado na indústria do petróleo, tendo em vista o número reduzido de parâmetros ( $T, \Delta t, BHT$ ) que necessita para sua aplicação. A equação de Lachenbruch e Brewer (1959), que gerou o nomograma utilizado na PETROBRÁS, necessita dos mesmos parâmetros usados no método de Fertl e Wichmann e atribui um valor constante para representar diâmetro do poço, profundidade, propriedades térmicas do fluido de perfuração e das rochas circunvizinhas ao poço. Também é considerado um método fisicamente simples. No modelo de Middleton (1979), a principal inovação é a não utilização do tempo de circulação ( $T$ ) no cálculo da temperatura estática, eliminando um parâmetro que normalmente é determinado de forma imprecisa. Entretanto, esta característica limitou o método a poços

onde a circulação de lama não se prolongue por muito tempo após cessada a perfuração. Outros problemas apontados neste método são: atribuir uma difusividade térmica média para o sistema, desprezando o contraste existente entre rocha e lama, e considerar somente a contribuição do fluxo radial de calor.

Modelos mais modernos como os apresentados por Luheshi (1983), Ribeiro e Hamza (1986) e outros, além das trocas de calor por condução entre a rocha e o fluido de perfuração, consideram o calor transportado pela movimentação de fluidos (convecção), seja através de fraturas ou formações permeáveis. Contudo, é inegável que estes métodos envolvem alguns parâmetros que são apenas aproximadamente conhecidos, dificultando sua utilização.

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 poços do Campo de Oseberg, na Noruega, chegou à conclusão que os modelos mais avançados fornecem valores de temperatura, em média, ajustados com os de testes de formação, porém com desvio-padrão tão alto quanto 9 °C. Modelos como os de Fertl e Wichmann, Lachenbruch e Brewer, sistematicamente apresentam tempe-

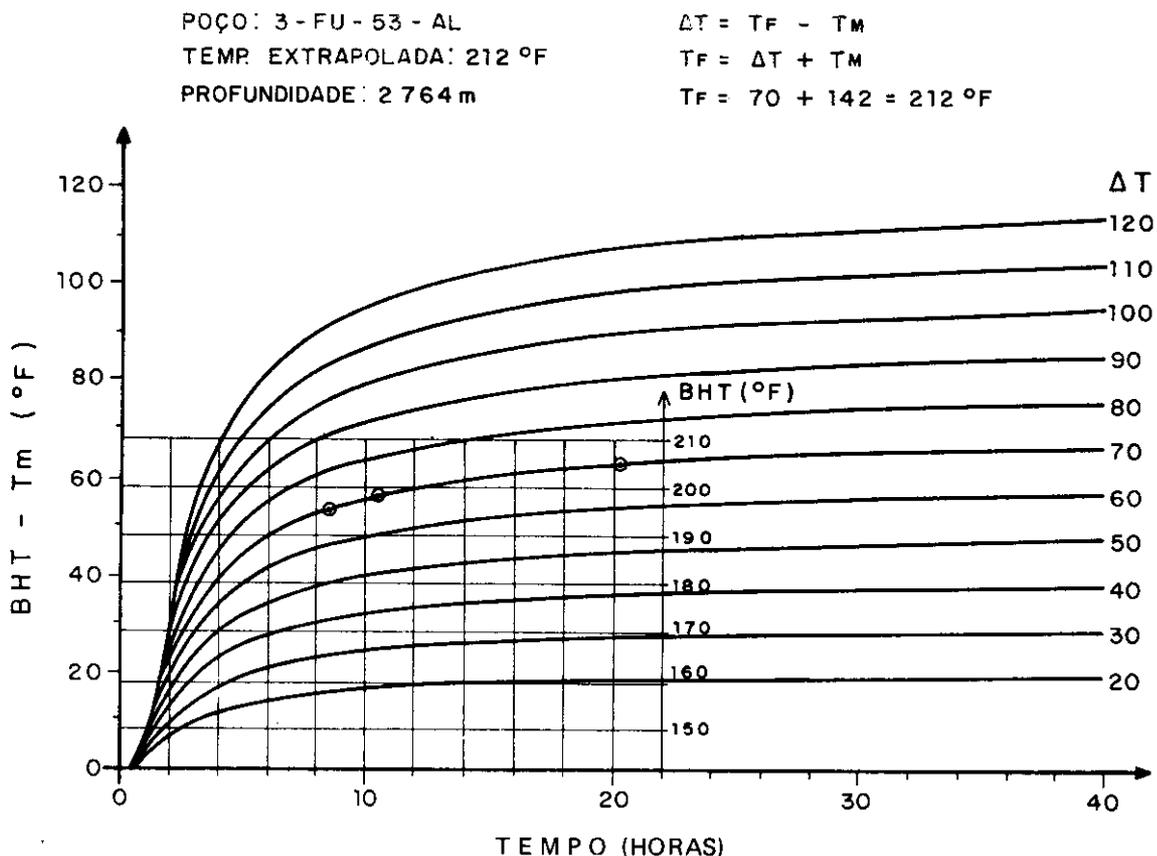


Fig. 11 - Gráfico de  $\Delta T$  padrão, com superposição do plot  $BHT \times \Delta t$ , desenvolvido por Middleton para extrapolação da temperatura.  
 Fig. 11 - Graph of standard  $\Delta T$ , with superposition of  $BHT$  vs.  $\Delta t$  cross-plot, devised by Middleton for temperature extrapolation.

raturas cerca de 8 °C mais baixas, com desvio-padrão também de 8 °C.

### 3.3 – Análise das Medidas de Temperatura

Objetivando uma análise crítica das temperaturas máximas obtidas de perfis, foram selecionadas 36 perfilações realizadas na fase de 8 1/2" em poços da Bacia de Sergipe-Alagoas. Em cada perfilação foram executadas pelo menos três medidas de temperatura, sendo ao menos uma com o tempo após cessada a circulação ( $\Delta t$ ) maior ou igual a 20 horas. As temperaturas foram extrapoladas pelos três métodos aqui descritos. Inicialmente utilizou-se todas as medidas de BHT, depois apenas os dois primeiros registros.

A observação inicial que pode ser feita, quando utilizadas mais de duas medidas de BHT, é a dificuldade de ajuste das temperaturas com as curvas-padrão de Middleton ou de alinhamento dos pontos plotados nos gráficos de Fertl e Wichmann, Lachenbruch e Brewer. Será correto considerar o ajuste aproximado da temperatura na curva-padrão de Middleton ou a linearização dos pontos gráficos de Fertl e Wichmann, Lachenbruch e Brewer à melhor forma de extrapolar a temperatura? Utilizando esses métodos no poço 7-FU-54-AL, as temperaturas obtidas foram: 179 °F - Fertl e Wichmann; 180 °F - Lachenbruch e Brewer e 181 °F - Middleton (fig. 12).

É evidente que não se espera um ajuste/alinhamento perfeito das BHT's em cada um dos métodos testados, uma vez que se tratam de soluções gráficas derivadas de equações matemáticas que não refletem fielmente a estabilização térmica de um poço após cessada a circulação. Entretanto, existem outros fatores que devem ser considerados para responder esta questão, como:

- o tempo que a ferramenta de perfilação permanece no fundo do poço, após realizada a seção repetida, pode não ser suficiente para o termômetro estabilizar na temperatura máxima;
- o movimento da ferramenta de perfilação dentro do poço pode causar uma ruptura das condições termais, retardando a estabilização térmica no fundo;
- o termômetro de máxima é suscetível a diminuir a temperatura registrada, quando submetido a impactos, que por sinal são frequentes nas operações de perfilação. Segundo Jorge Arce, Engenheiro da Equipe de Perfilação da PETROBRÁS – EPP-1 (informações verbais), as companhias internacionais de petróleo costumam utilizar três termômetros em cada descida, sendo suas leituras efetuadas pelo geólogo responsável pela operação.

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 no modo de extrapolar a temperatura, principalmente com os métodos de Lachenbruch e Brewer e Fertl e

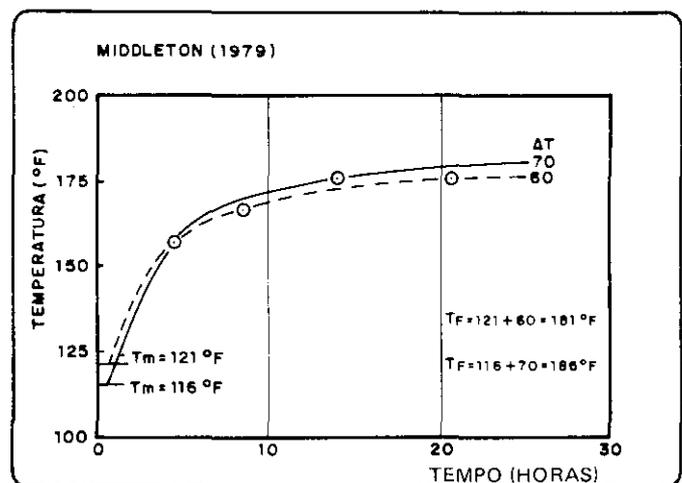
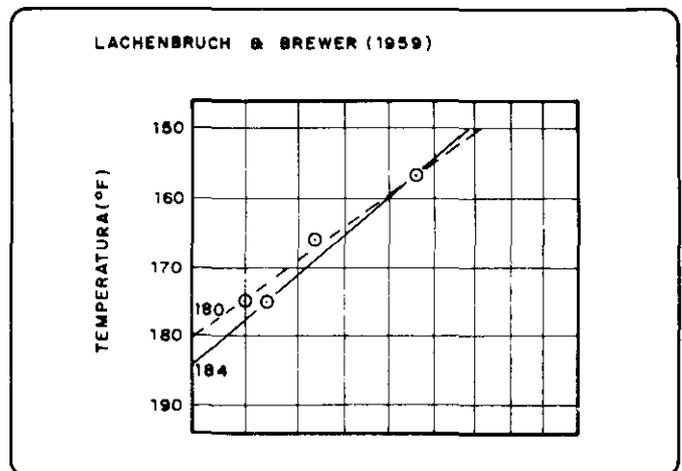
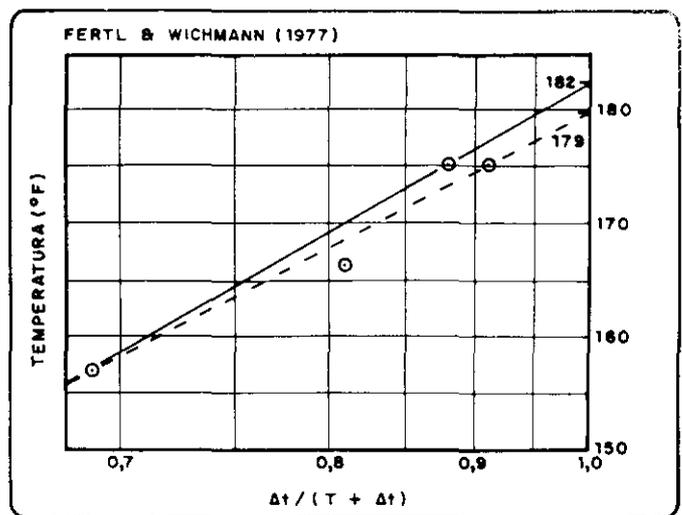


Fig. 12 - Extrapolação da temperatura do poço 7-FU-54-AL. (A linha contínua considera temperatura mínima para o ajuste/alinhamento dos pontos. A linha tracejada um ajuste/alinhamento médio).

Fig. 12 - Temperature extrapolation for Well 7-FU-54-AL. Solid line considers minimum temperature in adjusting/aligning points; broken line considers average temperature.

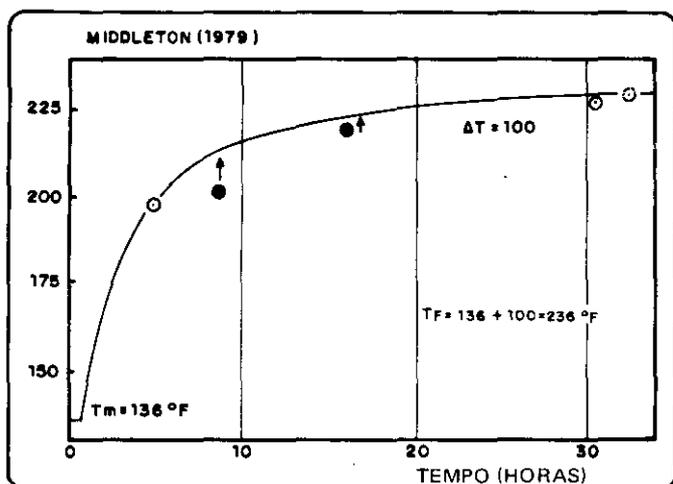
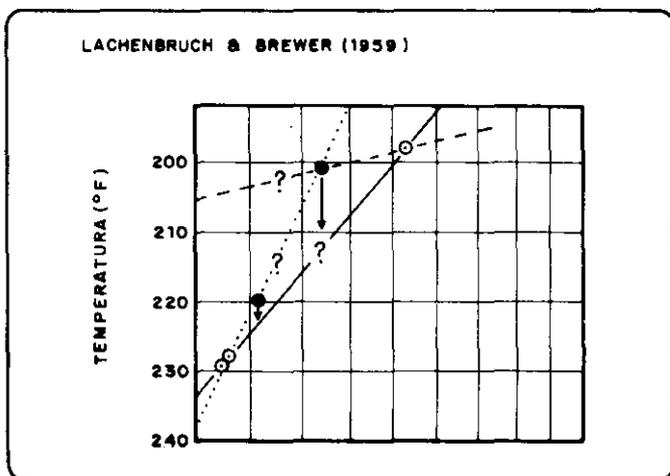
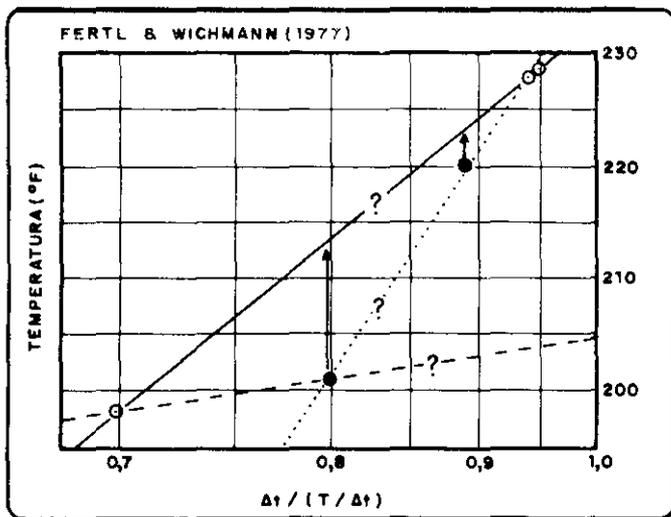


Fig. 13 - Dificuldade de extrapolação de temperatura no poço 1-NAB-1-SE sugere que os pontos cheios representem um valor aquém do real para o respectivo  $\Delta t$ .

Fig. 13 - Difficulty in extrapolating temperature for Well 1-NAB-1-SE suggests that solid dots represent less-than-real values for respective  $\Delta t$ .

Wichmann (fig. 13). Neste sentido, é sugerido que as temperaturas medidas sejam consideradas mínimas para o ajuste/alinhamento dos pontos. Desta forma, as temperaturas extrapoladas que se obtém no poço 7-FU-54-AL, para cada método, são: 182 °F — Fertl e Wichmann; 184 °F — Lachenbruch e Brewer e 186 °F — Middleton (fig. 12). Utilizando este critério, nem sempre é solucionado o problema da qualidade dos dados, em alguns casos persistindo a dúvida de como extrapolar a temperatura (fig. 14), contudo, obteve-se valores mais adequados ao gradiente geotérmico calculado através de temperaturas registradas em testes de formação, em poços da Bacia de Sergipe-Alagoas.

Analisando as temperaturas extrapoladas pelos três métodos, verificou-se que em 30% dos casos persiste a dúvida em pelo menos um dos modelos utilizados, seja pela baixa qualidade dos dados ou pela falta de consistência dos métodos. Nos casos restantes, observou-se uma variação máxima na estimativa da temperatura, entre cada método, de apenas 8 °F (fig. 15). Esta convergência pode ser relacionada ao  $\Delta t$  elevado (mínimo de 20 horas) nos poços selecionados.

Quando comparadas as estimativas de temperatura estática com extrapolações que consideraram apenas os dois primeiros registros de BHT (fig. 16), verifica-se uma tendência destas apresentarem temperaturas mais baixas. Para o método de Middleton, em 31% dos casos as extrapolações com duas BHT's apresentaram estimativas no mínimo 8 °F mais baixas do que as estimativas com todas as BHT's, para Fertl e Wichmann, em 39% dos casos e, para Lachenbruch e Brewer, em 43% dos casos.

Também foram construídos mapas de gradiente geotérmico comparativos (figs. 17 e 18), considerando as temperaturas extrapoladas pelo geólogo responsável pela perfilagem e temperaturas estimadas a partir dos dois primeiros registros de BHT, em ambos os casos utilizando o método de Lachenbruch e Brewer. Nestes mapas constatou-se, basicamente, uma mudança de posição e atenuação do alto térmico situado na porção central do mapa, sendo os poços onde o tempo de circulação é elevado os maiores responsáveis por estas mudanças.

#### 4 — CONCLUSÕES

- a) Quanto às temperaturas de testes de formação:
  - quando o fluido produzido for água ou óleo de baixa RGO, a curva de temperatura apresenta um crescimento durante o fluxo e um decréscimo, com tendência à estabilização, durante a estática. Quando o fluido for gás o comportamento é inverso ao descrito.
- b) 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;

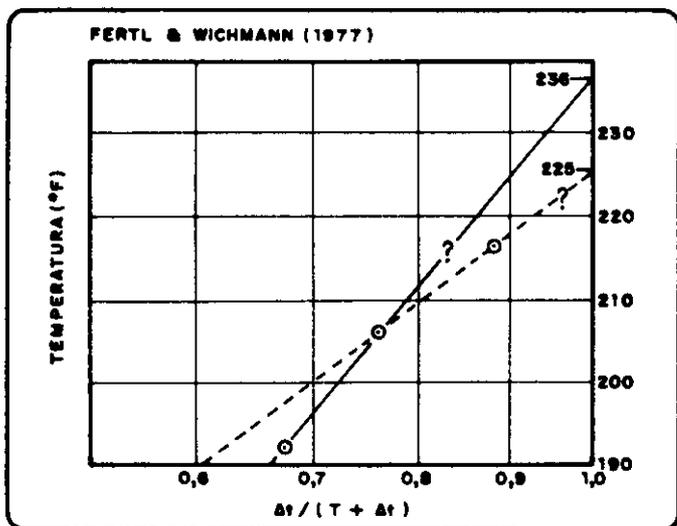


Fig. 14 - Dificuldade na extrapolação da temperatura (1-ARO-2-SE).  
Fig. 14 - Shows difficulty in temperature extrapolation for Well 1-ARO-2-SE.

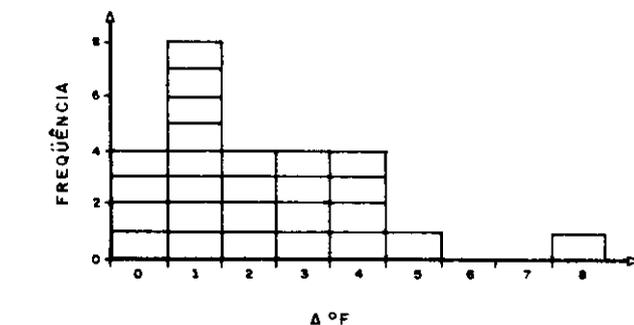
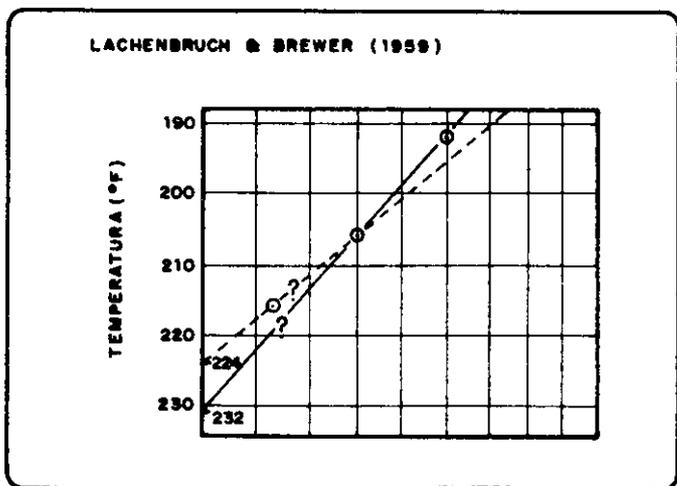


Fig. 15 - Gráfico de freqüência da variação na estimativa da temperatura da formação, entre os métodos de Middleton, Lachenbruch e Brewer e Fertl e Wichmann.

Fig. 15 - Histogram showing variations in estimated formation temperatures obtained using Middleton, Lachenbruch and Brewer, and Fertl and Wichmann methods.

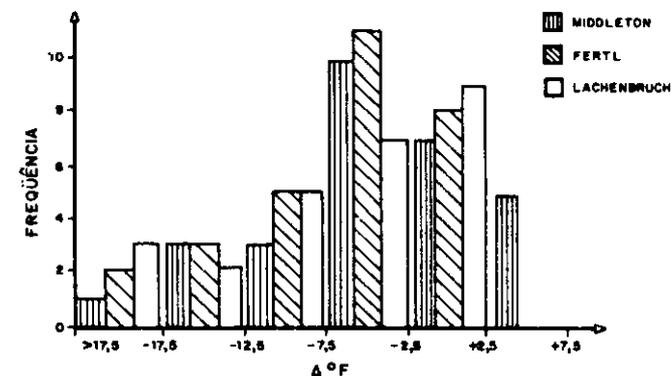
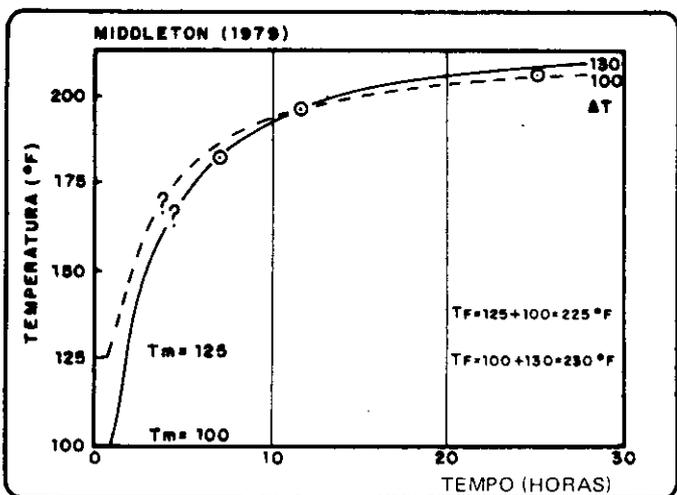


Fig. 16 - Gráfico de freqüência da variação na estimativa da temperatura da formação usando todas as BHT's e os dois primeiros registros para os métodos de Middleton, Lachenbruch e Brewer e Fertl e Wichmann.

Fig. 16 - Histogram showing variations in estimated formation temperatures obtained using all BHT's and first two records, for Middleton, Lachenbruch and Brewer, and Fertl and Wichmann methods.

- quanto maior o número de medidas de temperatura (BHT) durante a perfilagem, mais confiável a extrapolação. Segundo Leblanc *et al.* (1981) são necessários no mínimo três registros;
- 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 de termômetros de máxima depende do método de extrapolação aplicado e da qualidade dos dados utilizados. Normalmente ela representa um valor inferior ao real.

- c) Quanto aos métodos de extrapolação:
- correções de BHT através da média das extrapolações dos poços vizinhos podem resultar em estimativas irreais de temperatura estática pelo simples

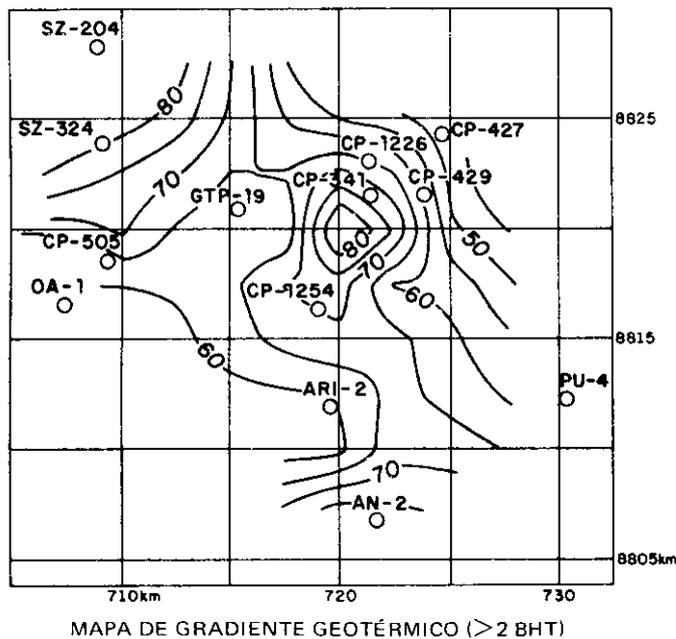


Fig. 17 - Mapa de gradiente geotérmico (>2 BHT).  
 Fig. 17 - Map of geothermal gradients (>2 BHT).

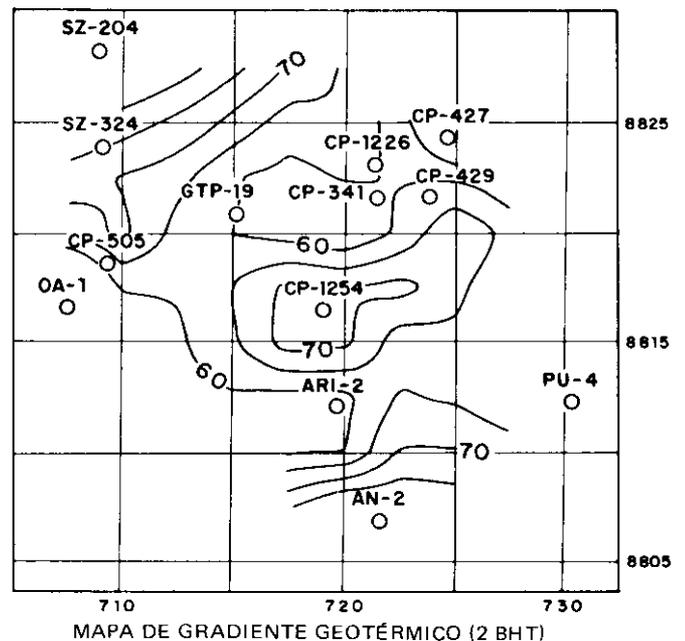


Fig. 18 - Mapa de gradiente geotérmico (2 BHT).  
 Fig. 18 - Map of geothermal gradients (2 BHT).

- fato de utilizar somente um registro, quanto mais se não for adequadamente considerado o tempo após cessada a circulação e a profundidade do poço;
- os modelos de extrapolação 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  $\Delta t$  for maior que cinco vezes o tempo de circulação;
  - entre os métodos de extrapolação detalhados, os resultados obtidos foram bastante semelhantes, entretanto, o ajuste dos pontos de temperatura *versus*  $\Delta t$  foi mais fácil no modelo de Middleton devido à utilização de curvas-padrão de estabilização térmica.
- d) 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.

## 5 – RECOMENDAÇÕES

- a) 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.
- b) Quanto às temperaturas de testes de formação:
  - as temperaturas devem ser lidas, sempre que possível, antes do início do primeiro fluxo ou fazer a extrapolação da curva correspondente ao período de estática, salientando, ainda, que isto só pode ser realizado com o uso de registradores eletrônicos (preferencialmente) ou mecânicos, e que o fluido do poço deva permanecer por um longo período sem ser movimentado;
  - não é recomendada a utilização de temperaturas obtidas através de termômetros de máxima quando o fluido produzido for água ou óleo com baixa RGO, pois estas podem estar superestimadas.
- c) 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;
  - para extrapolação das temperaturas recomenda-se pelo menos três medidas de BHT's, com no míni-

mo um registro após oito horas do término da circulação e com tempo de circulação de no máximo três horas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CARSLAW, H. S., JAEGER, J. C. *Conduction of heat in solids*. Oxford: Oxford University Press, 1959.
- COSTA, T. B. Correlação entre gradiente de temperatura e litologia da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32, 1982. Salvador. *Anais*. . Salvador: Sociedade Brasileira de Geologia, 1982. v. 2, p. 1581-1591.
- DEL REY, A. C., ZEMBRUSKI, S. G. Estudo Geotérmico das Bacias do Espírito Santo e Mucuri. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE OPERAÇÕES GEOLÓGICAS, 2, 1988. Salvador. *Anais*. . Salvador: PETROBRÁS, 1988. v. 2, p. 419-429.
- FERTL, W. H., CHILINGARIAN, G. V., YEN, T. F. Determination of true static formation temperature from well logs. *Energy Sources*, Bristol, v. 8, p. 277-288, 1986.
- FERTL, W. H., WICHMANN, P. A. How to determine static BHT from well log data. *World Oil*, Houston, v. 184, n. 1, p. 105-106, Jan. 1977.
- FONTES, L. C. A. A. Bacia do Recôncavo: reavaliação geotérmica. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 15, n. 1, p. 25-30, Mar. 1985.
- FONTES, L. C. A. A. *Determinação do fluxo geotérmico na Bacia Sedimentar Sergipe-Alagoas*. Salvador: Universidade Federal da Bahia, 1980. Tese-Mestrado.
- HAMZA, V. M. *Geotermia na prospecção e exploração de hidrocarbonetos*. São Paulo: Instituto de Pesquisas Tecnológicas, 1985.
- HASS, I. Q., HOFFMANN, C. R. Temperature gradient in Pechelbronn Bearing Region, Lower Alsace: it's determination and relation to oil reserves. *AAPG Bulletin*, Tulsa, v. 13, n. 10, p. 1257-1273, 1929.
- HERMANRUD, C., CAO, S., LERCHE, I. Estimates of Virgin. Rock temperature derived from BHT measurements: bias and errors. *Geophysics*, Tulsa, v. 55, n. 7, p. 924-931, July 1990.
- JAEGER, J. C. The effect of the drilling fluid on temperatures measured in Boreholes. *Journal of Geophysical Research*, Washington, v. 66, p. 563-569, 1961.
- JAHNERT, R. J. *Gradiente geotérmico da Bacia de Campos*. Macaé: PETROBRÁS/DESUD/DIRGEOI, 1984. 83 f. Relatório interno.
- JONES, F. W., RAHMAN, M., LEBLANC, Y. A three dimensional numerical bottom-hole temperature stabilization mo-
- del. *Geophysical prospecting*, Long Island City, v. 32, n. 1, p. 18-36, Feb. 1984.
- LACHENBRUCH, A. H., BREWER, M. C. Dissipation of the temperature effect of drilling a well in Arctic Alaska. *U. S. Geological Survey Bulletin*, Hobart, p. 73-109, 1959.
- LEBLANC, Y., LAM, H. L., PASCOE, L. J., JONES, F. W. A comparison of two methods of estimating static formation temperature from well logs. *Geophysical prospecting*, Long Island, v. 30, n. 3, p. 348-357, June, 1982.
- LEBLANC, Y., PASCOE, L. J., JONES, F. W. The temperature stabilization of a Borehole. *Geophysics*, Tulsa, v. 46, n. 9, p. 1301-1303, Sept. 1981.
- LUHESHI, M. N. Estimation of formation temperature from borehole measurements. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, Blackwell, v. 74, p. 747-776, 1983.
- MEDEIROS, L., PANTOJA, J. L. *Metodologia para cálculo de gradientes geotérmicos na Bacia de Campos*. Macaé: PETROBRÁS/DESUD, 1987. Nota técnica.
- MIDDLETON, M. F. A model for bottom-hole temperature stabilization. *Geophysics*, Tulsa, v. 44, p. 1458-1462, 1979.
- MIDDLETON, M. F. Bottom-hole temperature stabilization with continued circulation of drilling mud. *Geophysics*, Tulsa, v. 47, n. 12, p. 1716-1723, Dec. 1982.
- NWACHUKWU, S. O. Approximate geothermal gradients in Niger Delta Sedimentary Basin. *AAPG Bulletin*, Tulsa, v. 60, n. 7, p. 1073-1077, July 1976.
- PARASNIS, D. S. Temperature extrapolation to infinite time in geothermal measurements. *Geophysical Prospecting*, Long Island, v. 19, p. 612-614, 1971.
- RAYMOND, L. R. Temperature distribution in a circulating drilling fluid. *Journal of Petroleum Technology*, Dallas, v. 21, n. 3, p. 333-341, Mar. 1969.
- RIBEIRO, F. B. Estimation of formation temperature and heat flow from measurements made in Shallow Water Wells. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 5, p. 117-126, 1987.
- RIBEIRO, F. B., HAMZA, V. M. Stabilization of bottom-hole temperature in the presence of formation fluid flows. *Geophysics*, Tulsa, v. 51, p. 410-413, 1986.
- SHEM, P. Y., BECK, A. E. Stabilization of bottom hole temperature with finite circulation time and fluid flow. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, Blackwell, v. 86, p. 63-90, 1986.
- ZEMBRUSCKI, S. G., KIANG, C. H. Gradiente geotérmico das Bacias Sedimentares Brasileiras. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 3, n. 3, p. 215-227, Jul/Set. 1989.

### EXPANDED ABSTRACT

*Oilwell temperature measurements are used to ascertain static formation temperature. Test records are usually considered to reflect true temperatures since the thermometer or gage remains in contact with the well fluid for a long period. However, in cases where maximum temperature gages are used and water or low-GOR oil is produced, values that are deemed real may in fact prove overestimated. Analysis of continuous temperature records taken with electronic gages during DSTs performed on cased wells indicated temperature increases of up to 9 °F.*

*Temperatures measured with maximum temperature gages during logging operations must be extrapolated since the circulation of drilling mud yields recorded values that are below true values.*

*Different methods were used to extrapolate well*

*temperatures, with at least three readings taken at one same depth. It was observed that in most cases plotted points did not fit perfectly with Middleton-type curves, nor did they align as expected on Fertl and Wichmann or Lachenbruch and Brewer graphs. These deviations were attributed to the poor quality of temperature data and to the inadequacy of extrapolation methods in representing physical well conditions.*

*It would be practically infeasible to rely on more sophisticated methods since these would involve little-known parameters. Cautious data selection based on operations that offer at least three temperature readings and a short period of mud circulation improves data quality, thereby improving static temperature estimates.*