



**APLICAÇÃO DE RADIOISÓTOPOS NAS INDÚSTRIAS DO PETRÓLEO,  
GÁS E PETROQUÍMICA**

**ENGENHARIA DE CAMPO**

*ANTONIO C. CASTAGNET, EDMUNDO G. AGUDO e URIEL DUARTE*

**INFORMAÇÃO IEA N.º 34**  
Setembro — 1974

**INSTITUTO DE ENERGIA ATÔMICA**  
Caixa Postal 11049 (Pinheiros)  
CIDADE UNIVERSITÁRIA "ARMANDO DE SALLES OLIVEIRA"  
SAO PAULO — BRASIL

**APLICAÇÃO DE RADIOISÓTOPOS NAS INDÚSTRIAS DO PETRÓLEO,  
GÁS E PETROQUÍMICA**

**ENGENHARIA DE CAMPO**

**Antonio C. Castagnet, Edmundo G. Agudo e Uriel Duarte**

**Coordenadoria de Aplicação de Radioisótopos  
na Engenharia e na Indústria  
Instituto de Energia Atômica  
São Paulo - Brasil**

**Informação IEA Nº 34  
Setembro - 1974**

**Instituto de Energia Atômica**

**Conselho Superior**

Eng<sup>o</sup> Roberto N. Jafet - Presidente  
Prof.Dr.Emilio Mattar - Vice-Presidente  
Prof.Dr.José Augusto Martins  
Prof.Dr.Milton Campos  
Eng<sup>o</sup> Helcio Modesto da Costa

**Superintendente**

Rômulo Ribeiro Pieroni

## PRÓLOGO

O presente relatório faz parte de uma série de 10 publicações de caráter informativo e didático, que estão sendo editadas pelo Instituto de Energia Atômica de São Paulo, com o título "Aplicação de Radioisótopos nas Indústrias de Petróleo, Gás e Petroquímica".

A lista de temas básicos considerados nos diferentes fascículos da série é a seguinte:

- 1 - PERFILAGEM DE POÇOS PETROLÍFEROS, Parte I.  
(Perfilagem gama natural e gama-gama).
- 2 - PERFILAGEM DE POÇOS PETROLÍFEROS, Parte II.  
(Perfilagem neutrônicas).
- 3 - ENGENHARIA DE CAMPO.
- 4 - TRANSPORTE DE HIDROCARBONETOS.
- 5 - ENGENHARIA DE PROCESSOS; Parte I.  
(Aplicação de traçadores radioativos).
- 6 - ENGENHARIA DE PROCESSOS, Parte II.  
(Instrumentos radioisotópico de medição e controle)
- 7 - PRODUÇÃO, Parte I.  
(Processos por aplicação da radiação ionizante).
- 8 - PRODUÇÃO, Parte II.  
(Técnicas nucleares de análise).
- 9 - MANUTENÇÃO E SEGURANÇA INDUSTRIAL
- 10 - INVESTIGAÇÃO TECNOLÓGICA.

Estes temas foram originalmente desenvolvidos a nível de pós-graduação durante o curso de "Aplicação de Radioisótopos nas Indústrias do Petróleo, Gás e Petroquímica", ministrado no IEA, pelo Eng<sup>o</sup> Antonio C. Castagnet, durante o primeiro semestre de 1.972.

A série de relatórios além de constituir uma compilação ordenada e bastante completa do emprego de radioisótopos e radiações ionizantes nestas importantes indústrias, contém a contribuição pessoal dos autores no esclarecimento e aprofundamento de alguns temas, assim como na inclusão e análises de aplicações práticas, realizadas pela Coordenadoria de Aplicação de Radioisótopos na Engenharia e na Indústria (CAREI).

O nível em que foram abordados os diferentes temas esteve condicionado, fundamentalmente, ao caráter didático que se pretendeu imprimir a esta obra a fim de facilitar no futuro, a repetição de cursos similares. Não obstante, muitos destes relatórios podem chegar a constituir verdadeiros guias teórico-práticos para o projeto e ou utilização industrial de técnicas e equipamentos baseados no uso de radioisótopos e radiações ionizantes.

## ÍNDICE

SEÇÃO	TEMA	Pág.
2.0.0	ENGENHARIA DE CAMPO .....	1
2.1.0	Perfuração de poços .....	3
2.1.1	Localização de perdas do fluido de perfuração .....	3
2.1.2	Controle da vazão de circulação .....	3
2.1.3	Invasão do fluido de perfuração nas formações .....	3
2.2.0	ACONDICIONAMENTO DE POÇOS .....	4
2.2.1	Inspeção da cimentação .....	4
2.2.2	Controle da zona perfurada do revestimento .....	6
2.2.3	Localização de fugas através do revestimento .....	6
2.3.0	TRATAMENTO DE POÇOS .....	8
2.3.1	Estudos relacionados com o fraturamento das formações .....	8
2.3.1.1	Delimitação da zona fraturada .....	9
2.3.1.2	Eficiência das operações de fratura .....	11
2.3.1.3	Orientação das fraturas .....	11
2.3.2	PERFIS DE PRODUÇÃO .....	11
2.3.3	Estudo de processos de corrosão .....	12
2.4.0	RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA DE POÇOS .....	13
2.4.1	Perfis de injeção .....	13
2.4.1.1	Filtrado de partículas em suspensão .....	14
2.4.1.2	Medição de fluxos verticais .....	14
2.4.2	DESLOCAMENTO DO FLUIDO INJETADO .....	14

# APLICAÇÃO DE RADIOISÓTOPOS NAS INDÚSTRIAS DO PETRÓLEO, GÁS E PETROQUÍMICA

## ENGENHARIA DE CAMPO

Antonio C. Castagnet - Edmundo G. Agudo - Uriel Duarte

### RESUMO

Descrevem-se as principais técnicas radioisotópicas utilizadas para o estudo ou controle das operações de perfuração, revestimento, tratamento e reativação secundária de poços petrolíferos.

Nestes casos, os radioisótopos são empregados quase que exclusivamente como "marcadores", nas formas de traçadores localizados e traçadores dispersos.

A crescente aceitação destas técnicas na engenharia de campos petrolíferos é, fundamentalmente, uma consequência do gradativo aumento de confiança na validade das conclusões e resultados derivados de sua aplicação.

### 2.0.0 - ENGENHARIA DE CAMPO

Sob este título incluem-se todas as operações de perfuração, revestimento, tratamento e reativação secundária de poços petrolíferos.

Neste setor da industrialização do petróleo, os radioisótopos são utilizados quase que exclusivamente como "marcadores", nas formas de traçadores localizados e traçadores dispersos.

A seleção dos radioisótopos para uma determinada aplicação como traçadores em campos petrolíferos, está condicionada geralmente, por quatro fatores, a saber:

- 1 - tipo e energia da radiação emitida;
- 2 - meia-vida;
- 3 - custo;
- 4 - disponibilidade.

O radioisótopo mais comumente utilizado para estudar o comportamento dos fluidos de perfuração é o  $^{131}\text{I}$  (meia-vida de 8 dias). Este radioisótopo pode ser obtido com relativa facilidade e rapidez, na forma de compostos solúveis em água ou petróleo. O  $^{60}\text{Co}$  (meia-vida de 5,3 anos) e o  $^{46}\text{Sc}$  (84 dias), também são frequentemente empregados, embora apresentem a desvantagem de terem meias vidas relativamente elevadas, deixando uma contaminação residual na perfuração, particularmente no caso do  $^{60}\text{Co}$ .

Esta contaminação pode interferir durante meses e até anos, com as perfilagens gama que

eventualmente devam ser realizadas no poço, após o ensaio com traçadores. Portanto, o emprego rotineiro do  $^{60}\text{Co}$  está praticamente limitado a aplicações de traçadores localizados, ou à fabricação de fontes seladas para instrumentos de medição por retrodispersão gama.

Certos radioisótopos como  $^{46}\text{Sc}$ ,  $^{192}\text{Ir}$  (75 dias) e  $^{95}\text{Zr}/^{95}\text{Nb}$  (65 dias), utilizam-se também para a marcação de partículas discretas de pequeno tamanho, as quais são empregadas por sua vez como traçadores em determinadas aplicações. Tais traçadores são fornecidos comercialmente na forma de pérolas de vidro, de plástico, areia e resinas de troca iônica.

A marcação destes materiais, efetua-se por adsorção superficial do radioisótopo e posterior fixação por aquecimento. Em aplicações onde a densidade das partículas marcadas deve ser controlada com exatidão, o radioisótopo é intimamente misturado com um material termoplástico, (normalmente polietileno de baixo peso molecular), ao qual adiciona-se uma certa quantidade de um agregado pesado para obter a densidade desejada.

Nas aplicações de traçadores localizados, tais como a marcação de luvas para conexão de tubulações, projéteis de perfuração e haste de sondagem, usam-se frequentemente  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ , (30 anos) ou  $^{110}\text{Ag}$  (253 dias). Como traçadores gasosos são empregados o  $^3\text{H}$  (12,3 anos),  $^{85}\text{Kr}$  (10,6 anos),  $^{133}\text{Xe}$  (5,3 dias), brometo de etila marcado com  $^{82}\text{Br}$  (35,4 horas) e iodeto de etila com  $^{131}\text{I}$ .

O custo do material radioativo representa somente uma pequena parte do custo total de qualquer aplicação de campanha. Em geral, as aplicações de traçadores em campo petrolíferos, envolvem as seguintes etapas:

- a) marcação do produto, composto ou elemento, cuja evolução ou localização no processo deseja-se estudar ou controlar. Esta operação comumente requer que o traçador possua semelhança física, química e cinemática com o material marcado;
- b) injeção do traçador ou produto marcado no processo, que pode ser instantânea, intermitente, ou contínua, dependendo do processo e do tipo de aplicação (traçadores localizados ou dispersos);
- c) detecção e/ou medição do traçador nas fases finais e/ou intermediárias do processo, "in situ" ou por amostragem;
- d) interpretação qualitativa ou quantitativa dos resultados das medições. Em certos casos, esta etapa requer a utilização de dados ou fórmulas obtidas com modelos matemáticos ou de laboratório, que tentam representar o fenômeno em estudo.

A crescente aceitação dos serviços com traçadores radioativos em operações de campos petrolíferos e consequência, em grande parte, do aumento de confiança na validade das conclusões e resultados derivados de seu emprego. Atualmente, as companhias que prestam serviços à indústria do petróleo, consideram estas técnicas como uma verdadeira especialidade, e por esta razão, dispõem de laboratórios móveis completamente equipados para realizar todas as etapas requeridas pelas diferentes aplicações de traçadores radioativos no campo.

A seguir, descrevem-se os usos mais generalizados de radioisótopos, na engenharia de campos petrolíferos.

## 2.1.0 - PERFURAÇÃO DE POÇOS

### 2.1.1 - LOCALIZAÇÃO DE PERDAS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

O fluido que é bombeado e recirculado no poço durante a perfuração, pode, eventualmente, perder-se em quantidades anormais, pela existência de estratos muito permeáveis ou fraturados. Nestas circunstâncias é necessário localizar as zonas onde ocorrem as perdas para impermeabilizá-las, e deter assim a evasão anormal de fluido até completar a perfuração, pois caso contrário, poderiam ocorrer desmoronamentos que determinariam a inutilização do poço. Para este fim, empregam-se como traçadores radioativos partículas em suspensão aquosa, marcadas com um emissor gama.

A suspensão de partículas marcadas é injetada no poço, junto com o fluido de perfuração. As zonas permeáveis ou fraturadas por onde se perde o fluido, atuam como filtros e retêm as partículas sólidas em uma quantidade proporcional ao escoamento que flue pela parede do poço. Transcorrido um determinado tempo desde o instante da injeção, executa-se no poço uma perfilagem gama, com a mesma sonda utilizada nas perfilagens gama natural.

A comparação desta perfilagem com uma outra feita antes da injeção do traçador, permite delimitar com precisão as zonas de perdas, e avaliar qualitativamente a magnitude relativa das mesmas.

As partículas empregadas para preparar a suspensão, podem ser esferas de plástico de uns 1000 micras de diâmetro, marcadas com  $^{46}\text{Sc}$ , ou argila marcada com  $^{59}\text{Fe}$ . Em ambos os casos, a densidade das partículas deve ser tal que sua velocidade média de sedimentação, para as condições do fluido no poço, esteja compreendida entre 0,5 e 1,0 cm/min. Esta velocidade de sedimentação não afeta os objetivos do ensaio, porque o fluido circula dentro do poço com uma velocidade da ordem de metros por minuto.

A marcação das partículas de argila é feita por adsorção superficial. A atividade utilizada é da ordem de  $5 \mu\text{Ci}$  de  $^{59}\text{Fe}$  para  $500 \text{ cm}^3$  de suspensão.

### 2.1.2 - CONTROLE DA VAZÃO DE CIRCULAÇÃO

Nas operações de perfuração normalmente desenvolvidas, a relação entre a vazão de fluido de perfuração que entra no poço e a vazão que sai, é relativamente constante. Quando a vazão de saída é maior que a de entrada, (caso oposto ao considerado em 2.1.0), poderia estar se originando uma situação potencialmente perigosa dentro do poço. Uma vazão de saída muito maior que a de entrada, é uma indicação prévia de um escape violento de líquidos ou gases provenientes das formações atravessadas.

A existência de uma condição de desequilíbrio na circulação do fluido, pode ser determinada induzindo radioatividade de curto período nos elementos do fluido, antes da entrada no poço, e medindo-se comparativamente a atividade na saída. Esta técnica requer uma fonte intensa de neutrons, operando continuamente na linha de bombeamento do fluido.

### 2.1.3 - INVASÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO NAS FORMAÇÕES



Para a interpretação exata da análise de amostras extraídas das formações, é preciso conhecer que percentagem de seu conteúdo de água deve ser atribuída à filtração do fluido utilizado na perfuração.

Um método que permite obter esta informação, baseia-se na incorporação de um traçador solúvel, tal como a água "tritiada", no líquido de perfuração. A atividade específica de trítio na água destilada de uma amostra, comparada com a da água filtrada do fluido, dá o fator que mede a concentração da água de invasão na água da amostra.

De fato, a atividade específica  $a_t$  do volume de água  $V_t$  extraída de uma amostra será:

$$a_t = \frac{a_o V_i}{V_t} \left( \frac{U.T}{\text{cm}^3} \right) \quad (1)$$

onde:

U.T : unidades de trítio

$a_o$  : atividade específica do filtrado (UT/cm<sup>3</sup>)

$V_i$  : volume da água de invasão na amostra (cm<sup>3</sup>)

Da equação (1) resulta

$$\frac{a_t}{a_o} = \frac{V_i}{V_t} = \text{concentração volumétrica da água de invasão na água contida na amostra.}$$

A relação  $a_t/a_o$  entre as atividades específicas, será igual à relação  $n_t/n_o$  das respectivas contagens em cpm, se a água da amostra e do filtrado do fluido forem medidas em idênticas condições.

## 2.2.0 - ACONDICIONAMENTO DE POÇOS

### 2.2.1 - INSPEÇÃO DA CIMENTAÇÃO

Os poços revestidos são cimentados ao redor do tubo de aço, com o objetivo de impedir a intercomunicação de fluidos entre os estratos permeáveis atravessados pela perfuração, e possibilitar assim a extração posterior de hidrocarbonetos, das formações produtivas.

O cimento líquido é introduzido sob pressão na tubulação, e ascende pelo espaço aneliforme que fica entre as paredes do poço e o tubo, até uma altura predeterminada. Quando esta operação chega ao fim, interessa conhecer:

- a) nível real alcançado na cimentação;
- b) espessura do cimento ao redor do tubo, em diferentes seções transversais do poço.

Ocasionalmente, deseja-se localizar também, aqueles estratos que consomem quantidades relativamente altas de cimento.

Todas estas questões podem ser resolvidas mediante a aplicação de traçadores radioativos. O primeiro serviço comercial de traçadores em campos petrolíferos, foi precisamente a determinação do nível de cimento no espaço aneliforme. Neste caso o traçador é incorporado

ao cimento, no início da injeção. Terminada a operação de bombeamento, faz-se uma perfilagem gama, localizando-se o nível de cimento em correspondência com o máximo de atividade registrada.

Atualmente, as perfilagens sônicas e de temperatura (aproveitando o aumento de temperatura durante a cura do cimento), são mais empregadas com esta finalidade. No entanto, as técnicas radioisotópicas têm vantagens substanciais com respeito ao método termométrico, pois permitem estender as perfilagens a poços de temperatura elevada e repeti-las durante um lapso muito maior, a partir do momento em que se completou a injeção.

Em casos específicos quando se requer completa certeza em relação à integridade do cimento atrás da tubulação (para prevenir inundações dos estratos que se quer impermeabilizar ou em poços para armazenamento de gás a alta pressão), o radioisótopo, (geralmente  $^{59}\text{Fe}$ ), é incorporado à água destinada a preparar a mistura, de modo que toda a massa de cimento resulte homoganeamente marcada. Completada a cimentação do poço, realiza-se uma perfilagem gama com um detector colimado axialmente. Rodando a sonda, pode-se obter, por meio da intensidade de radiação medida, a distribuição angular da espessura do cimento e com isto, representar graficamente a seção transversal do anel de cimento a qualquer profundidade.

Às vezes, a contaminação residual das paredes internas do tubo, resultante do bombeamento do cimento marcado, pode dificultar a interpretação das perfilagens na localização do tampo cimentado e/ou a espessura da capa de cimento.

Na União Soviética para superar este inconveniente, utiliza-se uma sonda denominada "indicador radial da espessura de cimento", que consiste basicamente em três medidores de densidade gama-gama, orientados com  $120^\circ$  entre si. Nesta perfilagem são registradas simultaneamente e na mesma escala três curvas gama-gama. A falta de cimento ou a existência de zonas com baixa espessura ao redor da tubulação, no setor investigado por um dos medidores, traduz-se num aumento da intensidade indicada no respectivo registro, com respeito aos dois restantes. Esta técnica tem a vantagem de não requerer a incorporação de materiais radioativos na mistura de cimento.

Quando se deseja localizar formações que absorvem quantidades excessivamente grandes de cimento, incorpora-se um traçador granular à mistura. As partículas marcadas ficam retidas pela parede do poço (que atua como um filtro), enquanto o cimento líquido penetra na formação permeável. Em seguida, com uma perfilagem gama, deteta-se a posição das zonas onde as partículas foram segregadas do cimento.

Por último, quando o poço vai ser cimentado até a superfície, aplica-se uma técnica de traçadores radioativos que não requer perfilagem, e que permite conhecer com exatidão quando se deve finalizar o bombeamento de cimento. O método consiste no seguinte:

- 1 - injeta-se na superfície do fluido de perfuração um pequeno volume de água com um emissor gama em solução;
- 2 - bombeando uma quantidade controlada de fluido, faz-se descender o volume marcado até o fundo da tubulação;
- 3 - em seguida inicia-se o bombeamento da pasta de cimento. Durante a primeira fase desta operação, o fluido contido na tubulação é deslocado ao espaço anelar entre o

revestimento de aço e a parede do poço. Consequentemente, a água marcada ascende pelo mencionado espaço;

- 4 - quando o cimento injetado encher totalmente a tubulação, o volume do fluido no espaço anelar, compreendido entre o nível de água marcada e a interfase com o cimento no fundo do poço, será igual ao volume da tubulação;
- 5 - continua-se com a injeção de cimento até o instante em que o traçador incorporado à solução aquosa, atinge a superfície, onde a chegada do traçador pode ser detectada com facilidade por meio de um medidor de radioatividade; o volume de fluido no espaço anelar, será então igual ao volume da tubulação;
- 6 - em seguida, o cimento remanescente no tubo é expulso pela ação de um pistão introduzido sob pressão, e que está destinado também a servir de tampão no fundo do revestimento;
- 7 - o volume de cimento injetado no espaço anelar nesta última etapa, será assim, justo o necessário para completar a cimentação até o topo da perfuração.

Evita-se, com esta técnica, bombear um excesso de cimento que extravasaria na superfície, durante o deslocamento do tampão.

## 2.2.2 - CONTROLE DA ZONA PERFURADA DO REVESTIMENTO.

Após completadas as operações de perfuração, entubamento e cimentação do poço, é necessário perfurar lateralmente o tubo de aço e o recobrimento de cimento, nas profundidades correspondentes às formações produtoras de hidrocarbonetos, para iniciar a extração de petróleo ou gás. A localização dos níveis produtores é obtida a partir de perfilogens prévias.

O primeiro passo para conhecer a profundidade exata da zona a ser perfurada, consiste em correlacionar uma perfilogem gama natural com a posição de marcadores radioativos colocados com esta finalidade na tubulação. Tais marcadores são pequenas fontes de  $^{60}\text{Co}$  incorporadas nas luvas de conexão.

A perfuração lateral do revestimento é executada com uma ferramenta especial que dispara mediante cargas explosivas, projéteis de alto poder penetrante. A quantidade de balas por unidade de comprimento é proporcional à vazão de extração prevista para os diferentes estratos. Para conhecer o resultado de uma série de disparos e determinar a profundidade real das perfurações, empregam-se projéteis marcados com  $^{192}\text{Ir}$ , sendo posteriormente efetuada uma perfilogem gama.

## 2.2.3 - LOCALIZAÇÃO DE FUGAS ATRAVÉS DO REVESTIMENTO

Anteriormente, para localizar estas fugas, bombeava-se água ou petróleo com um traçador radioativo, na zona suspeita da tubulação. Após um certo tempo, fazia-se uma lavagem da tubulação e, em seguida, uma perfilogem gama.

Esta perfilogem, quando comparada com outra efetuada antes da injeção da solução marcada, mostrava um acréscimo de atividade na zona da perda, causado pela acumulação do traçador no terreno adjacente.

A técnica aplicada atualmente, baseia-se na utilização de uma sonda injetora-detectora, como a mostrada esquematicamente na Fig. 1

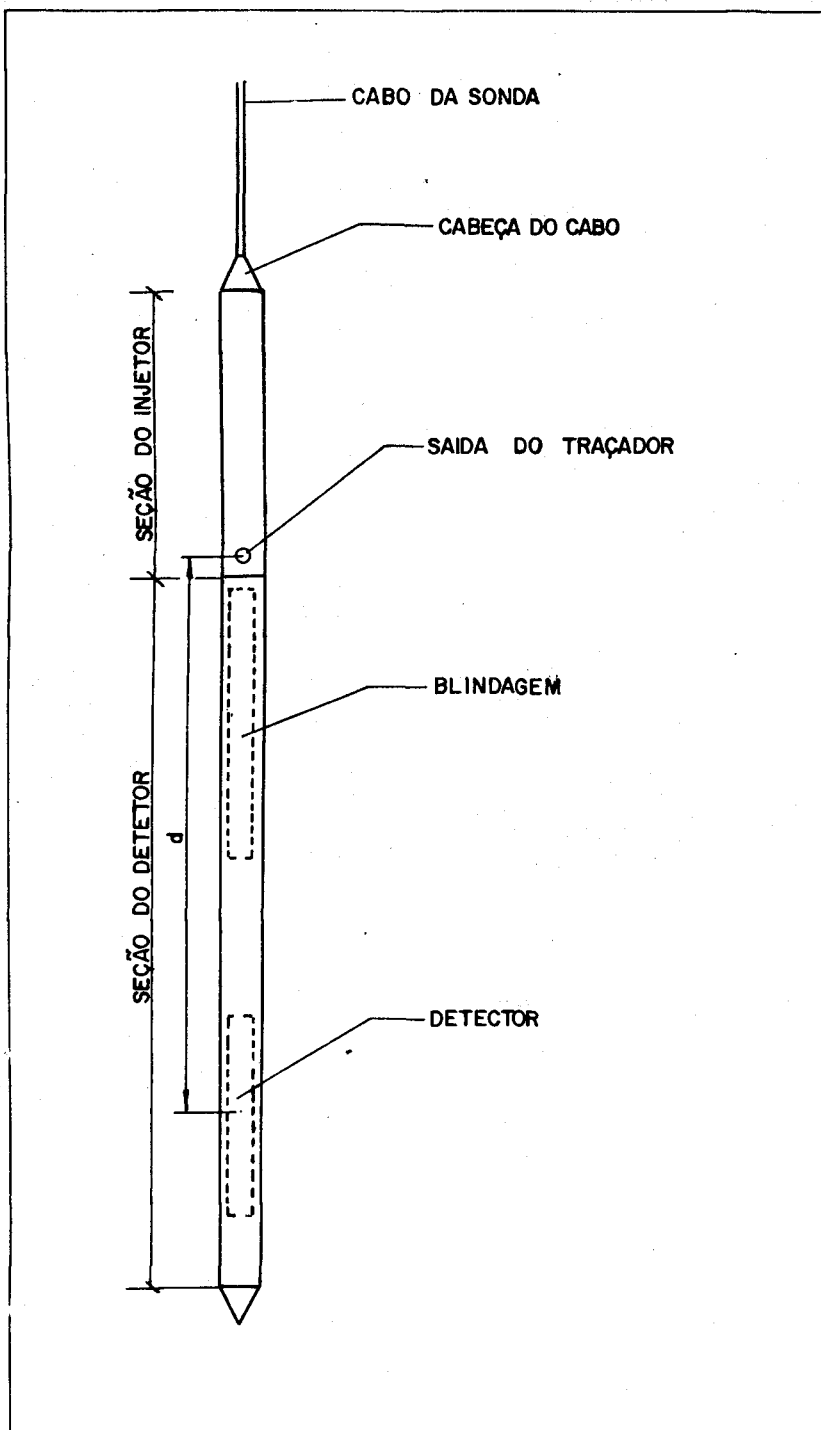


FIG. 1 ESQUEMA DE UMA SONDA INJETORA- DETECTORA, PARA A MEDIÇÃO DE FLUXOS VERTICAIS EM TUBULAÇÕES.

Esta sonda opera com o poço cheio de fluido, que é alimentado com vazão e pressão constantes, para compensar e manter a perda do fluido através do revestimento, enquanto durar o ensaio. Seu princípio de funcionamento é o seguinte:

- 1) localiza-se a sonda dentro da tubulação, à profundidade em torno da qual se presume que existem fugas;
- 2) em seguida efetua-se uma injeção instantânea, da ordem de um centímetro cúbico de solução traçadora, (que sai pela parte superior da sonda), registrando-se o instante da descarga;
- 3) registra-se a passagem da atividade em função do tempo pela seção detectora, na parte inferior da sonda;
- 4) calcula-se a vazão de fluido que circula pela seção de medição, mediante a fórmula:

$$q = \frac{d \times S}{T} \quad \frac{\text{cm}^3}{\text{s}}$$

sendo:

d : distância entre a saída do injetor e o detector da sonda (cm);

S : seção transversal da corrente de fluido na zona de medição (cm<sup>2</sup>)

T : lapso transcorrido entre a injeção e a passagem do máximo de atividade frente ao detector. (s).

- 5) comparando o valor obtido no cálculo anterior com a vazão efetiva de alimentação de fluido na boca do poço, pode-se saber se as perdas estão acima ou abaixo da posição da sonda.

Na prática, basta medir o intervalo de tempo T entre a injeção e a detecção do máximo, para determinar o sentido em que deve ser deslocada a sonda a fim de executar novas tentativas, até localizar com exatidão, as zonas de perda.

Outro tipo de sonda, baseada no mesmo princípio que a anterior, utiliza dois detectores G. M. espaçados a uma distância fixa, da ordem de 2,50 metros. Neste caso, registra-se num mesmo gráfico, a passagem da atividade em função do tempo em cada um dos detectores. Obtêm-se, em consequência, dois máximos ou picos no registro gráfico.

O intervalo de tempo correspondente à passagem do volume marcado entre os dois detectores, será proporcional à distância que separa, no registro gráfico, os baricentros das superfícies limitadas pelos respectivos máximos.

Ambas as sondas descritas permitem efetuar múltiplas medições (entre 50 e 100), sem necessidade de retirar a sonda do poço para recarga do injetor. Isto facilita a comparação das vazões a diferentes profundidades e, portanto, a localização de perdas laterais e a medição quantitativa dos escoamentos.

## 2.3.0 - TRATAMENTO DE POÇOS

### 2.3.1 - ESTUDOS RELACIONADOS COM O FRATURAMENTO DAS FORMAÇÕES

Para aumentar o rendimento dos poços petrolíferos, é comum induzir artificialmente

fraturas geológicas nas formações produtivas, por meios tais como a injeção de areia propulsada hidráulicamente ou a introdução, sob pressão, de soluções ácidas.

A fim de permitir a passagem dos agentes destinados a produzir a fratura, quando o poço está revestido, perfura-se lateralmente a tubulação de aço e o anel de cimento, ao longo de todo o intervalo compreendido na formação que se quer tratar.

A seguir, descreve-se as aplicações mais importantes de traçadores radioativos neste tipo de estudos.

### 2.3.1.1 - Delimitação da zona fraturada

Quando a fraturação é induzida por meio de propulsão hidráulica, incorpora-se um traçador à areia injetada. O traçador pode ser areia marcada com  $^{59}\text{Fe}$ ,  $^{95}\text{Zr}/^{95}\text{Nb}$  ou  $^{46}\text{Sc}$ , ou consistir em esferas plásticas marcadas com  $^{192}\text{Ir}$ . A atividade agregada varia entre 0,5 e 5 micro-curie por quilograma de areia, dependendo do radioisótopo utilizado na preparação do traçador.

Antes de começar a fraturação, efetua-se uma perfilagem para determinar a distribuição inicial da radiação gama natural em função da profundidade, e correlacionar o registro gráfico com a posição das luvas marcadas da tubulação.

Uma vez finalizada a operação de fratura, lava-se a tubulação, e repete-se a perfilagem gama com a mesma sonda, sob as mesmas condições de registro que no caso anterior. Na zona atacada existirá um aumento de atividade com relação ao gráfico inicial, provocado pela infiltração das partículas marcadas na formação. Portanto, a comparação de ambos os registros, permitirá delimitar com suficiente precisão a zona fraturada.

Nos casos em que a formação está constituída de calcário ou dolomito, emprega-se uma solução ácida para produzir a fratura. Para limitar e controlar a zona de ataque utiliza-se a técnica ilustrada na figura 2.

O ácido é bombeado para o fundo, por um cano concêntrico com a tubulação do poço, enquanto se injeta petróleo contendo um traçador em solução (por exemplo, um composto marcado com  $^{131}\text{I}$ ) na região anelar.

Deslocando uma sonda detectora de raios gama no tubo central, pode-se conhecer a cada momento a posição da interfase ácido-petróleo pela variação brusca de atividade, registrada nessa seção.

A interfase é localizada à profundidade conveniente, (capa da formação a tratar), mediante regulagem apropriada das vazões de bombeamento do ácido e do petróleo. Uma vez atingida a posição desejada, a vazão de petróleo é mantida constante, enquanto a pressão de bombeamento do ácido é aumentada para melhorar o rendimento da operação.

As zonas permeáveis em poços não revestidos podem ser localizadas previamente ao tratamento ácido, injetando-se sob pressão no poço, água com um traçador radioativo em solução, e realizando uma perfilagem gama após o lavamento da perfuração.

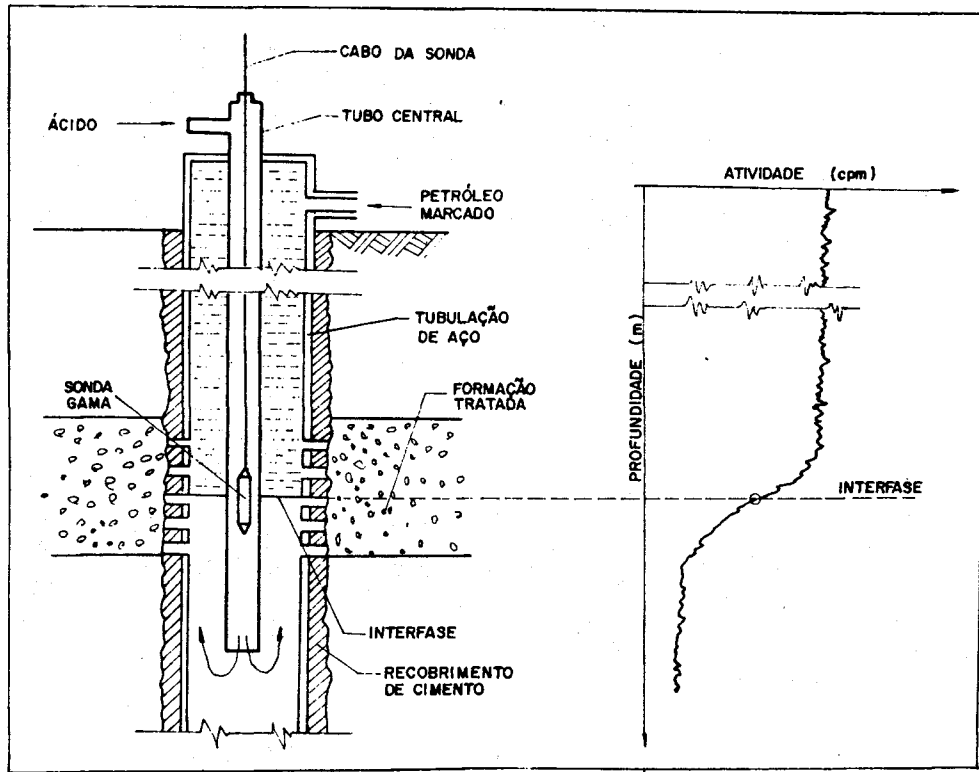


FIG. 2 CONTROLE POR MEIO DE TRACADORES RADIOATIVOS DA POSIÇÃO DA INTERFASE ÁCIDO/PETRÓLEO NAS OPERAÇÕES DE FRATURA COM SOLUÇÕES ACIDAS.

### 2.3.1.2 - Eficiência das operações de fratura

Para estudar o avanço das operações de fratura empregam-se, ocasionalmente, projéteis marcados com radioisótopos para a perfuração lateral do poço. O traçador radioativo fica assim espalhado na superfície da cavidade resultante, de onde é posteriormente eliminado pela ação do agente erosivo empregado para provocar a fratura. Perfilagens gama realizadas antes e depois do fraturamento, permitem determinar por comparação dos registros, quais são as cavidades efetivamente atingidas durante o processo:

Outras vezes, incorpora-se ao fluido de fraturação, corpos esféricos destinados a tampar algumas das perfurações laterais, a fim de incrementar a pressão de ataque nas outras, e promover deste modo, o desenvolvimento de novas fraturas. Estes corpos são projetados e construídos para desprenderem-se espontaneamente dos orifícios, durante a decompressão do fluido injetado. Se alguns dos corpos ficarem presos nos orifícios, dificultariam a posterior extração dos hidrocarbonetos; portanto, devem ser removidos por outros métodos. Para certificar-se de que as perfurações laterais ficam livres de obstruções, os corpos são previamente marcados com um emissor gama efetuando-se uma perfilagem depois de terminada a operação de fratura.

### 2.3.1.3 - Orientação das Fraturas

Os traçadores radioativos incorporados aos agentes erosivos, infiltram-se e propagam-se nas formações, acompanhando o desenvolvimento das fraturas. Portanto, com perfilagens gama sucessivas, realizadas após as operações de injeção, pode-se saber se a fratura avança num plano horizontal ou em outro qualquer. Neste último caso é possível diferenciar, a partir dos registros de atividade, uma fratura vertical da formação de uma canalização na capa de cimento que recobre o tubo de aço.

Nas fraturas verticais, a atividade aumenta em ambos os sentidos, acima e abaixo da seção de infiltração enquanto que nas canalizações o aumento é notado em um só sentido, com referência à zona de entrada.

A orientação das fraturas que jazem num plano inclinado, pode ser estabelecida por meio de detectores colimados.

Existem evidências experimentais de que as fraturas induzidas artificialmente, apresentam, como as fraturas naturais, uma orientação preferencial determinada pelo plano de contato entre estratos.

A orientação das fraturas é um dado importante para programar as trajetórias de perfuração lateral, especialmente na recuperação secundária de poços petrolíferos (Seção 2.4.0).

## 2.3.2 - PERFIS DE PRODUÇÃO

A perfilagem de produção tem por objetivo localizar e definir as zonas de extração de petróleo nos poços produtivos, e determinar, para cada uma delas, a vazão de entrada.

Para realizar estas perfilagens, emprega-se frequentemente uma sonda injetora-detetora,



do tipo descrito na Seção 2.2.3, mas com a diferença de que o injetor está localizado na parte inferior da sonda.

A vazão de entrada de petróleo é calculada pelo mesmo procedimento utilizado para avaliar as fugas de fluido através da tubulação.

Para delimitar as zonas saturadas de água das zonas saturadas de petróleo nas formações produtivas, injeta-se nelas, sob pressão, petróleo contendo um traçador radioativo em solução, acompanhando-se seguidamente com perfilagens gama sucessivas, a evolução da infiltração do traçador. Esta técnica fundamenta-se no fato de que o petróleo com o composto marcado difundir-se-á mais rapidamente na zona saturada de petróleo que na região saturada de água. Portanto a diminuição progressiva dos máximos de atividade registrados numa série de perfilagens, indicará que se trata de uma zona produtora de petróleo.

Para uma interpretação correta dos perfis de produção, tornam-se normalmente necessárias outras informações adicionais, como a perfilagem de diâmetro no caso de poços sem revestimento.

O principal competidor das técnicas de traçadores radioativos para a medição de vazões de produção ou de fugas laterais em poços, é a perfilagem com molinete. Existem atualmente sondas equipadas com molinetes que medem em forma contínua e simultânea, a velocidade, a densidade e a condutibilidade dos fluidos nas perfurações.

No entanto as técnicas radioisotópicas mantêm sua vantagem na medição de baixas vazões, onde os molinetes não são aplicáveis.

### 2.3.3 - ESTUDO DE PROCESSOS DE CORROSÃO

Para avaliar a corrosividade dos fluidos extraídos dos poços, a eficácia de diferentes agentes inibidores da corrosão e os resultados dos diversos métodos em que aqueles podem ser aplicados, intercala-se na tubulação um trecho de cano em que o aço especial das paredes contém radioisótopos de ferro ou cobalto, gerados previamente por ativação neutrônica num reator nuclear.

As atividades induzidas no cano para um estudo de seis meses de duração, são da ordem de 2 Ci de  $^{60}\text{Co}$  e 0,5 de  $^{59}\text{Fe}$ .

Durante a corrosão, parte desta atividade vai sendo transferida aos fluidos que circulam pela tubulação, de maneira que a taxa instantânea de corrosão, pode ser calculada a partir da medição contínua da atividade específica do fluido, à saída do poço.

Podem-se medir assim, taxas de corrosão tão pequenas como 25 micros por ano, o que representa uma sensibilidade superior à de qualquer outro método aplicado até agora.

A técnica radioisotópica permite também:

- estudar os efeitos das condições operativas do poço sobre a taxa de corrosão;
- avaliar com rapidez e facilidade a eficiência de diferentes inibições de corrosão e de diversos métodos de aplicação;

- determinar a eficácia de um inibidor em função do tempo.

## 2.4.0 - RECUPERAÇÃO SECUDÁRIA DE POÇOS

As aplicações de traçadores radioativos relacionadas com a reativação secundária de poços petrolíferos, são provavelmente as que possuem maior importância dentro dos estudos considerados nesta Seção, tanto pela sua significação econômica como pelo seu número.

Os processos de extração primária de hidrocarbonetos, baseados exclusivamente no emprego da energia natural da jazida, permitem apenas um aproveitamento parcial do petróleo acumulado.

Esgotada a pressão natural do reservatório, permanecerá ainda nele, uma quantidade importante de petróleo susceptível de ser aproveitada, cuja magnitude vai depender das condições em que o poço foi operado e das características da jazida.

Para restabelecer a pressão e aumentar deste modo o rendimento de extração de petróleo, injeta-se na formação produtiva um grande volume de fluido (água ou gás). Esta operação, denominada "recuperação secundária de poços", conduz a um importante resultado econômico: de 20 a 30% de rendimento na extração primária, passa-se a 60 ou 75% com a recuperação secundária.

A introdução de água ou gás na formação é efetuada por meio de poços denominados "de injeção".

Na região de influência de cada poço de injeção origina-se uma sobrepressão, que se transmite seguidamente à massa de petróleo acumulada na jazida.

Os poços de injeção são distribuídos de tal maneira, que o petróleo retido nos poros da formação é deslocado gradativamente, por alívio de pressão, até os poços de extração, denominados, neste caso, "poços reativados".

Dependendo das condições específicas da formação a ser tratada pelo processo de recuperação secundária, (grau de homogeneidade e permeabilidade da estrutura litológica, viscosidade do petróleo cru, e saturação de petróleo, água e gás), a injeção pode ser "exterior" (o fluido é introduzido fora da zona produtiva) ou "interior" (a injeção é realizada dentro da jazida).

Em função das condições em que se efetuam as injeções, os fluidos incorporados à formação podem seguir caminhos preferenciais até os poços que se deseja reativar, prejudicando em consequência o rendimento da operação.

Descrevem-se a seguir as técnicas de traçadores radioativos que estão sendo empregadas para o estudo ou controle de diferentes etapas do processo de recuperação secundária.

### 2.4.1 - PERFIS DE INJEÇÃO

O sucesso de uma operação de inundação está condicionado, fundamentalmente, à

satisfatória introdução de água dentro da zona produtiva.

Os traçadores radioativos permitem obter informações essenciais sobre o processo de infiltração de água nos poços de injeção. Embora existam vários métodos clássicos destinados ao mesmo fim, nenhum deles é aplicado tão rotineiramente como as técnicas radioisotópicas aqui descritas.

#### 2.4.1.1 - Filtrado de partículas em suspensão

Este método é inteiramente semelhante ao descrito na Seção 2.1.1 para localizar zonas de perda do fluido de perfuração. As partículas marcadas, de granulometria e densidade apropriadas, são incorporadas à água de injeção e ficam retidas nas paredes da formação permeável, numa quantidade proporcional ao volume de água transferido.

Os registros de atividade, interpretados em conjunto com perfilagens de temperatura e de diâmetro dão, na maioria dos casos, resultados satisfatórios.

#### 2.4.1.2 - Medição de fluxos verticais

Esta técnica baseia-se na medição da velocidade da água de injeção, em diferentes seções do poço, utilizando-se de sondas do tipo injetor-detector já estudadas na seção 2.1.1 e mostradas na figura 1. O radioisótopo geralmente empregado como traçador neste caso é o  $^{131}\text{I}$ .

Apesar deste método proporcionar, em várias circunstâncias, menor definição na delimitação das zonas de infiltração, é sem dúvida o procedimento utilizado mais frequentemente hoje em dia, pela sua simplicidade e rapidez de resposta.

Quando o fluido injetado é gás, a determinação dos perfis de injeção e a medição de vazões no poço, são realizadas aplicando-se uma variante da técnica acima descrita. Utiliza-se nesse caso como traçador, iodeto de etila marcado com  $^{131}\text{I}$ .

Normalmente, o traçador está contido numa ampola fechada de vidro, dentro do dispositivo injetor, onde só é liberado pela ação de um quebrador mecânico, quando a sonda já está colocada no poço, pronta para ser operada.

Quando a injeção de água deve ser realizada em poços revestidos, é necessário perfurar lateralmente a tubulação de aço e seu recobrimento de cimento, no intervalo da formação permeável. Nestes casos, antes de iniciar o bombeamento de água, é preciso certificar-se de que não existem canais atrás da tubulação, que possam desviar o líquido para outras formações. Empregam-se também para este fim, as sondas tipo injetor-detector. Primeiro injeta-se solução traçadora de  $^{131}\text{I}$  à água de inundação, à profundidade da seção perfurada, fazendo-se em seguida com a própria sonda, uma perfilagem gama.

De forma similar ao visto no caso das fraturas (Seção 2.3.1.2), o incremento de atividade em um só sentido com respeito ao intervalo perfurado, indica a existência de uma canalização preferencial no cimento atrás da tubulação.

#### 2.4.2 - DESLOCAMENTO DO FLUIDO INJETADO

Os traçadores radioativos permitem obter informação sobre o movimento do fluido entre os poços de injeção e os de extração, que pode por sua vez, ser utilizada para deduzir as características de permeabilidade dos estratos, verificar a presença ou a ausência de barreiras impermeáveis ou de canalizações preferenciais, e determinar a orientação do sistema de fraturas.

Quando vários poços são reativados em forma simultânea, a detecção da passagem do traçador pelos diferentes poços facilita o estudo das trajetórias do fluido de inundação e a determinação da eficiência de varrimento com relação ao volume da jazida.

Apesar do evidente valor de toda esta informação para a engenharia de campos petrolíferos, apenas umas poucas aplicações desta natureza foram mencionadas até agora, na literatura especializada sobre o tema.

Esta situação é atribuível, entre outras, às seguintes causas:

- restrições na concentração permitida de radioisótopos para os produtos de consumo;
- não disponibilidades de equipamentos para a medição contínua, em campanha, de certos traçadores tais como  $^3\text{H}$ ,  $^{14}\text{C}$  e  $^{85}\text{Kr}$ ;
- falta de experiência na interpretação e utilização de resultados,
- não disponibilidade de um emissor gama apto para ser empregado como traçador no movimento subterrâneo de fluidos, que possa ser detectado em forma contínua e com facilidade, à saída dos efluentes.

Alguns produtos marcados, como o iodeto de potássio ( $^{131}\text{IK}$ ), dão resultados satisfatórios quando se trata de verificar a existência de grandes canalizações, mas, até agora, todos os traçadores radioativos utilizados rotineiramente em campanha, são susceptíveis de ficarem retidos por adsorção, ao atravessar as formações permeáveis.

O  $^{85}\text{Kr}$  é um traçador útil para investigar as condições de permeabilidade de uma formação petrolífera, antes de ser iniciada a operação de inundação. A forma do registro gráfico da medição de atividade do gás, à saída do poço que se deseja reativar, permite derivar certas conclusões prévias sobre a permeabilidade dos estratos e a eventual presença de fraturas internas ou canalizações preferenciais. Estas últimas representam sempre uma condição adversa para a injeção e manifestam-se, no registro, por uma série de máximos ou picos de atividade, separados por diferentes intervalos de tempo.

Quando o fluido de injeção é gás natural, somente pode ser marcado com trítio ( $^3\text{H}$ ). Para o estudo do deslocamento da interface gás petróleo, nos casos em que o gás é injetado em varios poços simultaneamente, torna-se necessário conhecer com exatidão a origem do gás que chega aos poços reativados. Para isto, usa-se um traçador gasoso diferente, em cada um dos poços de injeção.

Por exemplo, numa aplicação pratica deste tipo foram empregados como traçadores metano, etano, propano e butano, todos eles marcados com trítio. Estes traçadores foram incorporados as injeções de gás em quatro poços respectivamente, a razão de 200  $\mu\text{Ci}$  por poço. A distância entre poços de injeção e poços reativados variava neste caso entre 1 e 6 Km, razão pela qual os traçadores experimentaram uma grande diluição durante o deslocamento da massa de gás injetado na formação. Portanto, a detecção em escala industrial da chegada dos diferentes

traçadores aos poços de produção requeriu uma técnica de medição de alta sensibilidade, que incluía as seguintes etapas principais:

- 1) amostragem contínua do petróleo à saída dos poços reativados, a uma pressão de 50 Kg/cm<sup>2</sup>;
- 2) separação do gás dissolvido nas amostras, em quatro frações ricas respectivamente em C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, e C<sub>4</sub>, com um grau de pureza superior a 90%, utilizando-se cromatografia na fase gasosa;
- 3) medição da atividade específica de trítio de cada fração, por meio de um contador proporcional ligado a um sistema de anti-coincidências.

Naqueles processos de injeção de água que, seja pela curta distância entre poços ou pela presença de fortes canalizações subterrâneas, podem ser estudados com traçadores radioativos, utilizam-se compostos solúveis marcados com <sup>131</sup>I ou <sup>65</sup>Zn. Para detectar a chegada do traçador aos poços de recuperação, parte da água extraída é feita circular através de uma camada de resinas de troca iônica, que vão retendo e acumulando gradualmente o elemento radioativo. As resinas estão contidas num recipiente que tem um poço central, onde é colocado um detector de cintilação.

Quando a atividade acumulada nas resinas supera um umbral prefixado acima do fundo de radiação natural, o sinal do sistema de detecção aciona automaticamente um alarme audível. Se diferentes radioisótopos são utilizados para marcar injeções simultâneas em vários poços, o cristal de cintilação permite detectar individualmente a chegada de cada traçador, mediante a discriminação de energia dos raios gama por eles emitidos.

As canalizações preferenciais fazem com que o traçador apareça nos poços de recuperação, num tempo muito menor que o calculado em base a modelos petro-físicos ou por experiências prévias de campo. Normalmente, nestes casos, a análise de salinidade da água confirma os resultados obtidos com traçadores radioativos.

Para calcular a atividade que deve ser incorporada à água de injeção em cada caso particular, parte-se da fórmula:

$$a_0 = K_1 R_{\min} Ci/m^3 \quad (2)$$

onde:

- $a_0$  : atividade específica da água à saída do poço de recuperação (Ci/m<sup>3</sup>);  
 $R_{\min}$  : sinal mínimo que pode ser discriminado com certeza, da radiação natural de fundo ("background");  
 $K_1$  : constante de proporcionalidade para o sistema de medição utilizado.

O valor mínimo de atividade específica que deve possuir a água para que o traçador possa ser detectado no poço de recuperação, fica assim previamente determinado.

Se  $a_i$  Ci/m<sup>3</sup> é a atividade específica inicial da água marcada e  $V_i$  o volume dessa água incorporado no poço de injeção, a atividade total  $A_i$  Ci introduzida será:

$$A_i = a_i V_i Ci \quad (3)$$

Durante a infiltração, parte do volume de água marcada deriva-se a outros estratos permeáveis, que não pertencem à formação que se deseja investigar. Expressando por  $K_2$  a fração de volume marcado que ingressa efetivamente na jazida, a atividade  $A_1$   $C_i$  nela incorporada resulta:

$$A_1 = K_2 a_i V_i C_i \quad (4)$$

sendo:

$$V_1 = K_2 V_i m^3 \quad (5)$$

o volume efetivo de traçador (água marcada) injetado na formação.

Uma fração da atividade  $A_1$  é retida por adsorção na rocha e não participa, portanto, do processo de transporte. A atividade  $A_2$  disponível será:

$$A_2 = K_3 A_1 = K_2 K_3 a_i V_i C_i \quad (6)$$

A atividade específica  $a_o$   $C_i/m^3$  da água no poço de recuperação, ao final do processo de transporte, será igual a:

$$a_o = \frac{K_2 K_3 a_i V_i}{V_o} e^{-\lambda t} \quad C_i/m^3 \quad (7)$$

onde:

$V_o$  : volume de diluição na jazida ( $m^3$ );

$e^{-\lambda t}$  : fator de decaimento da atividade inicial para o tempo de trânsito  $t$ .

A relação  $K_2 V_i/V_o$  representa a diluição total do volume de água marcada que foi incorporado à formação, e pode ser expressa pelo produto de dois fatores: um de diluição cinemática  $K_4$ , e outro de difusão molecular  $K_5$ :

$$\frac{K_2 V_i}{V_o} = K_4 \cdot K_5 \quad (8)$$

Finalmente:

$$a_o = K_1 R_{min} = K_3 K_4 K_5 a_i e^{-\lambda t} \quad C_i/m^3 \quad (9)$$

Esta equação permite calcular a atividade específica mínima que deve ter inicialmente a água marcada, para possibilitar sua detecção à saída do poço de recuperação.

$$a_i = \frac{K_1 R_{min}}{K_3 K_4 K_5} e^{\lambda t} \quad C_i/m^3 \quad (10)$$

A resolução desta fórmula implica o conhecimento ou o cálculo prévio das constantes intervenientes.

A constante de proporcionalidade  $K_1$  é determinada experimentalmente, de acordo com as características do sistema de medição adotado.

O tempo de transito  $t$  é estimado com base na ponderação dos seguintes dados: propriedades estruturais da formação (permeabilidade, fraturas) distancia entre poços de injeção e de recuperação e resultados de laboratório obtidos sobre modelos petro-físicos.

As constantes  $K_3$ ,  $K_4$  e  $K_5$  são determinadas experimentalmente com ensaios de laboratório, utilizando-se água marcada e modelos que reproduzem as condições da injeção e transporte de fluido, na formação investigada.

O volume efetivo de água marcada que deve ingressar na formação tratada pelo processo de inundação ( $V_1 = K_2 V_i$ ), e o tempo  $T$  de injeção, calculam-se em função das dimensões da jazida (área e espessura), de sua porosidade  $\phi$  e das características de transporte e diluição da água. Estas últimas são obtidas como resultado de ensaios prévios em modelos petro-físicos.

A constante  $K_2$  pode ser determinada por qualquer dos métodos utilizados para avaliar os perfis de injeção, que foram descritos na Seção 2.4.1.

Conhecidos  $V_1$  e  $K_2$  calcula-se o valor:

$$V_i = \frac{V_1}{K_2} \text{ m}^3$$

e obtém-se finalmente pela equação (3), a atividade total  $A_i$  a ser utilizada no ensaio de campo.

Com auxílio dos modelos petro-físicos, pode-se também estudar a resposta do processo de transporte e diluição da água injetada, para diferentes modos de injeção.

Comprovou-se assim que a resposta do sistema (concentração do traçador à saída) é praticamente igual tanto para uma injeção contínua durante um certo tempo  $T$ , como para uma série de injeções intermitentes, cada uma de duração  $\Delta T$  e separadas por um intervalo  $\zeta$ , sempre que a atividade total incorporada ao processo em ambos os casos, seja a mesma.

Esta conclusão está ilustrada esquematicamente pelos gráficos da figura 3.

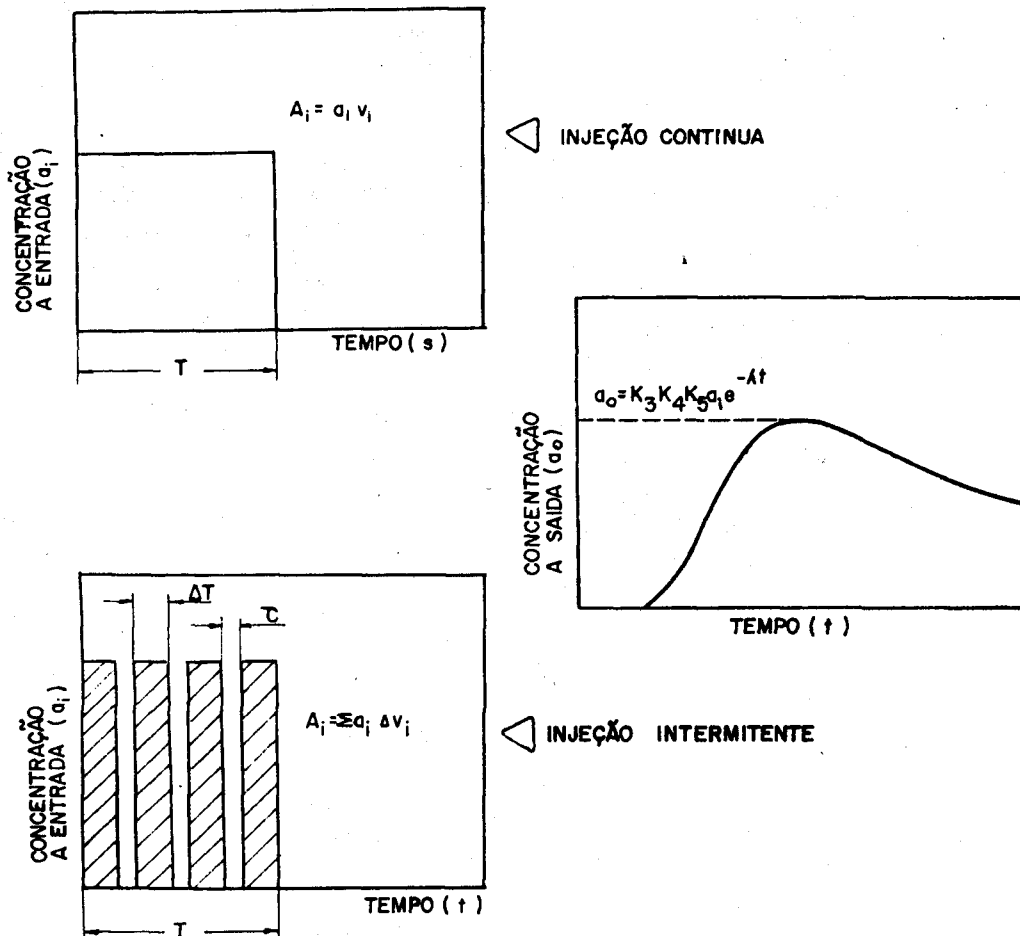


FIG. 3—

CONCENTRAÇÃO DO TRAÇADOR RADIOATIVO EM FUNÇÃO DO TEMPO, A SAÍDA DO POÇO DE RECUPERAÇÃO, QUANDO A ATIVIDADE TOTAL INCORPORADA A FORMAÇÃO É IGUAL EM AMBOS OS CASOS.



**ABSTRACT**

This report describes the principal radioisotopic techniques used for studying and/or controlling the drilling, completion, treatment and oil well secondary recovery operations.

In this cases the radioisotopes are employed almost exclusively as "markers", in the form of localized and dispersed tracers.

The growing acceptance of these techniques in oil well engineering is, essentially, a consequence of the increasing confidence in the reliability of the data and conclusions derived from their application.

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS**

- 1 - MOTT, W.E. & DEMPSEY, J.C. Review of radiotracer applications in geophysics in the United States of America, In: INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, VIENNA. **Radioisotope tracers in industry and geophysics: proceedings of the Symposium . . . held by the IAEA in Prague, 21-25 November 1966.** Vienna, 1967. p. 111-131.
- 2 - GONDOUIN, M. et alii. Étude du champ pétrolifère d'Hassi Messoud par injection de methane, ethane, propane et butane trities. In: obra citada. p. 161-176.
- 3 - COMĂNESCU, Y, et alii. Developpement recent de l'utilisation des traceurs radioactifs dans l'industrie roumaine du pétrole. In: obra citada. p. 194-204.
- 4 - GOHEZ, H.R. Trazadores radiactivos In: COMISIÓN NACIONAL DE ENERGIA ATOMICA, Buenos Aires. **aplicación de radioisótopos en la industria del petróleo.** Buenos Aires, Julio 1968, Seccion 2, cap. 5, p. 1-10.