

A EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA NAS BACIAS SEDIMENTARES (parte terrestre) de SE/AL e PE/PB sob jurisdição do DISTRITO DE EXPLORAÇÃO DO NORDESTE – DENEST.

Ivo Lúcio Santana Marcelino da Silva
DENEST/DINTER/SETAB

1. INTRODUÇÃO

A aventura exploratória em uma bacia petrolífera pode ser administrada como um problema puramente técnico ou, de uma forma mais ampla, como um empreendimento; abrangendo nesta última ótica, aspectos econômicos, definição de objetivos (metas), prioridades, bem como recursos humanos e materiais.

No primeiro caso, podemos medir eficiência através de um único indicador, como o índice de sucesso de poços pioneiros, e ficamos até satisfeitos. Pensando em termos mais globais já temos que nos preocupar com eficácia, manutenção de uma relação confortável entre Reserva/Produção, a economicidade da exploração das descobertas, ações que garantam a continuidade do processo a médio prazo e a mais acertada também em ter um olho no futuro, não dissociando o processo exploratório da lavra.

No processo exploratório, um índice de sucesso alto, digamos 20 ou 30%, não é garantia de eficácia. Podemos atingir estes níveis de acertos e, mesmo assim, falhar na nossa intenção de minimizar, pelo menos, o impacto da produção na queda de reservas e abrir frentes para programas de desenvolvimento economicamente saudáveis.

Tanto em termos de eficiência como de eficácia, o processo exploratório pode ser avaliado em termos globais, considerando os resultados obtidos ao longo de toda a campanha exploratória, ou focalizando sua evolução, ou "momento" atual. A ótica depende do propósito e para definir o que fazer, interessa mais a análise com base na evolução e no hoje. Neste propósito os resultados médios pouco ajudam e, às vezes, até mascaram situações críticas.

Este trabalho tem como objetivo principal uma análise dos resultados da campanha exploratória da área sob jurisdição do DENEST (Bacias SE/AL e PE/PB - parte terrestre), visando a construção de cenários exploratórios alternativos.

2. A CAMPANHA EXPLORATÓRIA (esforços e resultados)

A primeira perfuração exploratória na Bacia de SERGIPE/ALAGOAS, pelo Conselho Nacional do Petróleo - CNP, teve lugar em 1939, com o poço 2-AL-1 (Alagoas Estratigráfico nº 1), na atual área da cidade de Maceió, concluído à profundidade de 2.413 metros, dentro da Formação Coqueiro Seco, no ano seguinte. A locação deste poço foi escolhida com dados baseados apenas em geologia de superfície.

A Bacia de PERNAMBUCO/PARAÍBA não oferece maiores atrativos exploratórios devido à pequena espessura sedimentar que ocorre na estreita parte emersa. Até 1989, apesar de todo o esforço exploratório, foi alvo de apenas dois poços estratigráficos (1961 e 1982).

Os levantamentos sísmicos foram iniciados em 1955, os trabalhos de gravimetria em 1964 e os de magnetometria em 1986.

Até dezembro de 1989 o esforço exploratório na parte terrestre da Bacia compreendeu a perfuração de 651 poços (1.164.091 m) exploratórios pioneiros, estratigráficos, de extensão ou delimitação, pioneiros adjacentes, jazidas mais rasas, jazidas mais profundas e especial, classes 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 9, respectivamente. Este total se reduz a 343 (684.442 m) quando consideramos apenas as classes 1 e 2, que julgamos serem as mais representativas quando pretendemos avaliar o esforço exploratório (Figuras 1 e 2).

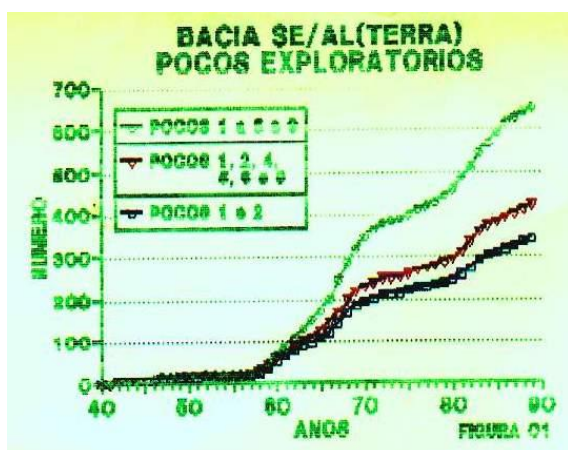


Figura 1 – Poços exploratórios

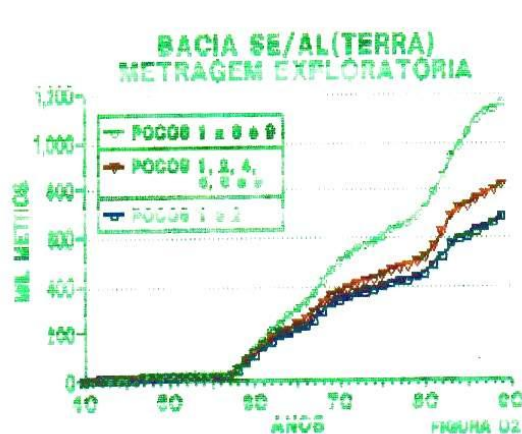


Figura 2 – Metragem exploratória

A investida exploratória acelerou-se somente a partir de 1957, três anos após a criação da PETROBRÁS ou dois anos depois do início dos levantamentos sísmicos na Bacia. A partir de 1955 até dezembro de 1989 foram realizados 33.013 quilômetros de linhas sísmicas (Figura 3), assim discriminadas:

- refração (1963/1966): 2.569 km;
- reflexão com registro analógico (1955 / 1970): 7.477 km; e,
- reflexão com registro digital (a partir de 1971): 22.967 km.



Figura 3 – Levantamentos sísmicos (km)

O esforço exploratório correspondeu a custos de 1989 a um montante de US\$ 849.510.000,00, levando em conta apenas os investimentos em levantamentos sísmicos e perfuração de poços exploratórios das classes 1 e 2 (Figura 4), as parcelas de maior peso no processo. Individualmente esses itens correspondem a US\$ 165.070.000,00 (19,4%) e US\$ 684.440.000,00 (80,6%), respectivamente.



Figura 4 – Investimentos exploratórios (10⁶ US\$).

Desse esforço exploratório resultou até dezembro de 1989 o total de 25 descobertas que somam os seguintes volumes originais explotáveis de óleo e óleo equivalente (Quadro 1):

BACIA	VOLUME PROVADO (10 ⁶ m ³)		VOLUME PROVÁVEL (10 ⁶ m ³)		VOLUME POSSÍVEL (10 ⁶ m ³)	
	ÓLEO	GÁS (O.E.)	ÓLEO	GÁS (O.E.)	ÓLEO	GÁS (O.E.)
SERGIPE	341,738	5,584	19,132	0,223	21,398	0,389
ALAGOAS	27,280	20,595	2,938	1,314	0	0
SE/AL	369,018	26,179	22,070	1,538	21,398	0,389

Quadro 1 – Volumes originais explotáveis de óleo e óleo equivalente (10⁶m³).

Em termos de volumes recuperáveis de hidrocarbonetos computados para os respectivos volumes originais provados explotáveis encontramos, em dezembro de 1989, o seguinte (Quadro 2):

BACIA	ÓLEO (10 ⁶ m ³)	GÁS (O.E.) (10 ⁶ m ³)	TOTAL(10 ⁶ m ³)
SERGIPE	71,039	2,528	73,567
ALAGOAS	6,845	14,673	21,518
SE/AL	77,884	17,201	95,085

Quadro 2 – Volume recuperável de óleo e óleo equivalente (10⁶m³).

Para análise dos resultados do esforço exploratório é importante também considerar a perspectiva de recuperação sobre os volumes ainda hoje classificados como prováveis e possíveis. Nesse sentido adotamos os mesmos fatores de recuperação atribuídos aos volumes provados em cada reservatório e assumimos que 25 % dos volumes prováveis e possíveis venham a ser confirmados. Isso nos leva a outra matriz de volumes recuperáveis não muito diferente da anterior (Quadro 3):

BACIA	ÓLEO (10 ⁶ m ³)	GÁS (O.E.) (10 ⁶ m ³)	TOTAL(10 ⁶ m ³)
SERGIPE	73,177	2,629	75,806
ALAGOAS	7,000	14,889	21,889
SE/AL	80,177	17,518	97,695

Quadro 3– Volume recuperável de óleo e óleo equivalente (10⁶m³).

Da relação entre os resultados e o esforço deduzimos então o custo médio, para o período 1939/1989, de descoberta do metro cúbico de óleo recuperável já considerando os volumes de gás e seu equivalente em óleo. Estimamos ainda que esse custo de descoberta possa ter uma redução de 10 % em função do aumento de recuperação que venha a ser obtido por ampliação e/ou ampliação de projetos de injeção de água.

Com base nesse indicador, custo médio da descoberta, podemos afirmar que a campanha exploratória na Bacia, como um todo, foi bem sucedida. Resta, contudo, responder a algumas indagações:

- i) como tem evoluído o custo da descoberta?
- ii) está sendo bem sucedida no momento atual (últimos dez anos) a campanha exploratória?
- iii) o resultado do esforço exploratório vem conseguindo repor os volumes produzidos?

Desprezando-se anomalias relacionadas a revisões de avaliação, observa-se um crescimento quase linear nos volumes recuperáveis de óleo e gás em óleo equivalente a partir de 1963 (Figura 05).

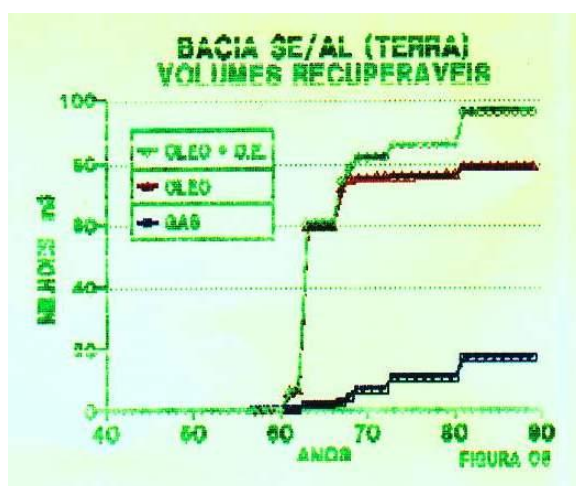


Figura 5 – Volumes recuperáveis de óleo e gás descobertos ao longo do tempo (10^6m^3).

A partir dessa evolução de volumes recuperáveis e do número de poços pioneiros perfurados ano a ano, pode-se deduzir até que o processo exploratório vem mantendo um bom nível de eficiência (Figuras 06 e 07).



Figura 6 – Variação do volume recuperável por poço pioneiro.

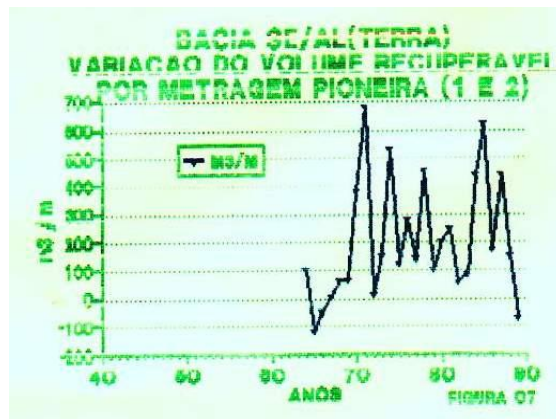


Figura 7 – Variação do volume recuperável por metragem pioneira.

Essa evolução não representa, no entanto, uma medida do desempenho exploratório, pois, o crescimento dos volumes recuperáveis é bastante influenciado por:

- i) processos de delimitação/desenvolvimento dos campos ao longo do tempo;
- ii) revisões positivas do fator de recuperação em função do comportamento dos campos;
- iii) aumento do fator de recuperação por injeção de água e/ou métodos especiais.

Para avaliar o desempenho do processo exploratório, por isso, é mais conveniente alocar os atuais volumes atribuídos aos campos (originais e recuperáveis) aos respectivos anos de descoberta (Figuras 08 e 09).

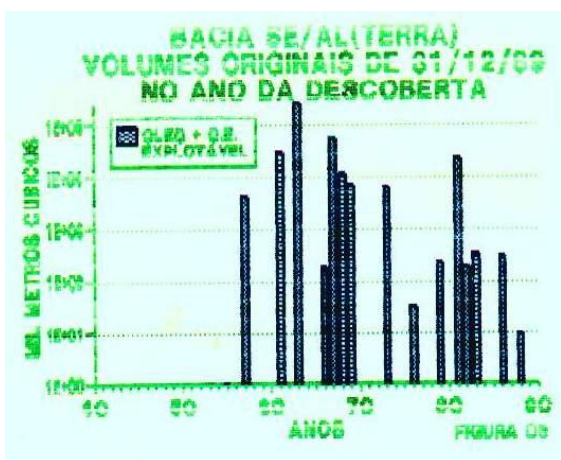


Figura 8 – Volumes originais de 31.12.89 no ano da descoberta.

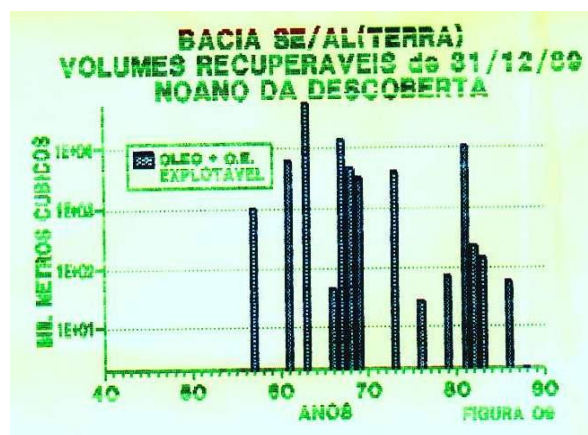


Figura 9 – Volumes recuperáveis de 31.12.89 no ano da descoberta.

Com essa abordagem, observa-se, mesmo depois de um processo de suavização de média móvel de três anos, três ciclos principais de descobertas e a eficiência exploratória decrescendo no tempo (Figura10).



Figura 10 – Volumes provados exploráveis.

Preferimos, entretanto, medir a eficiência da campanha exploratória através do custo de descoberta. Para isso consideramos os volumes de óleo + gás em óleo equivalente e os investimentos em sísmica e poços pioneiros (categorias 1 e 2). Isso mostra também que os resultados foram muito pobres nos últimos dez anos (Fig. 11).

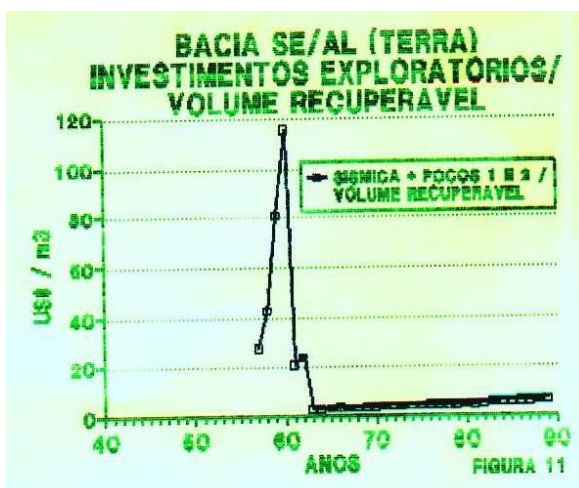


Figura 11 – Investimentos exploratórios / Volume recuperável (US\$ / m³).

Essa queda de desempenho ocorreu mesmo com a evolução crescente do índice de sucesso (Figura 12), que atingiu a média de 14 % nos últimos seis anos. Na verdade, enquanto o índice de sucesso crescia, o tamanho médio das descobertas caía exponencialmente, atingindo valores da ordem de 100.000 metros

cúbicos provados explotáveis no período pós-descoberta do Campo de Pilar em 1981 (Figura 12), última grande descoberta na Bacia.

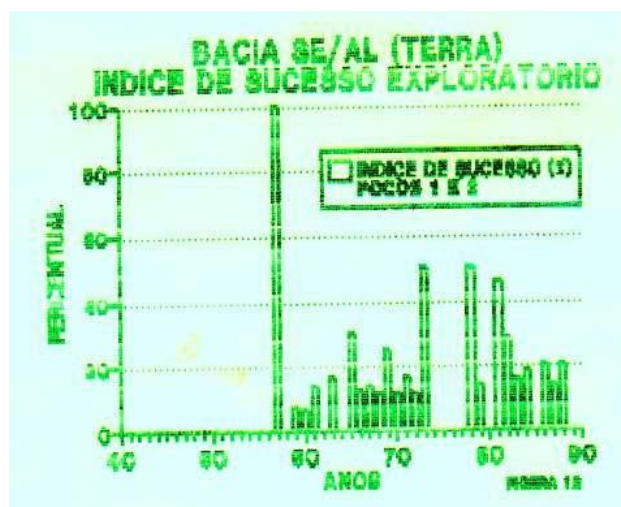


Figura 12 – Índice de sucesso exploratório.

Diante desse quadro, várias considerações merecem ser feitas:

- i) a estrutura organizacional é adequada? Os recursos humanos estão alocados adequadamente?
- ii) as áreas ainda pouco exploradas vêm sendo reavaliadas?
- iii) os procedimentos técnicos merecem ser revistos?
- iv) se escolhe prioridades de acordo com intenções pré-determinadas?
- v) que metas se pode estabelecer em termos de descobertas?
- vi) vale a pena estabelecer um novo plano de intenções que, mantendo coerência com o conhecimento sobre as Bacias, possa direcionar o esforço de todo o grupo técnico?
- vii) em que áreas de atividades devemos concentrar agora o melhor dos recursos disponíveis? Exploração ou Exploração?

3. CONCLUSÕES

Se mantidas as condições atuais de índice de sucesso e tamanho médio de descoberta, seriam necessários cerca de 650 poços pioneiros por ano se pretendêssemos compensar, via exploração, as atuais taxas de produção de óleo (2,6 milhões de metros cúbicos por ano).

É necessário verificar se a exploração das descobertas pós-Pilar compensa os investimentos em delimitação e desenvolvimento das jazidas.

Novas reservas de petróleo nas Bacias de SERGIPE/ALAGOAS e PERNAMBUCO/PARAÍBA (parte terrestre) não estão sendo encontradas. Isso reflete, basicamente, a existência de dois possíveis cenários exploratórios alternativos:

- i) o ferramental disponível e atualmente utilizado não é o mais adequado ou o ferramental é adequado mas as técnicas de abordagem exploratórias não estão corretas; e,
- ii) o ferramental é adequado, as técnicas estão corretas e as Bacias não mais possuem acumulações de porte significativo por descobrir.

Se levarmos em consideração que:

- mais de 85% de todo o volume de hidrocarbonetos descoberto na Bacia de Sergipe/Alagoas até o presente momento se deu com a utilização de sísmica analógica, principalmente na década de 60, com apenas 7.477 km; e,
- a estrutura sísmica do Campo de Pilar em Alagoas (última descoberta de porte significativo na parte terrestre da bacia em 1981) já havia sido mapeada naquela década e que só não ocorreu a descoberta do campo por falta de perfuração de poços, em virtude das prioridades exploratórias estarem voltadas para o Estado de Sergipe, com a descoberta do Campo de Carmópolis em 1963; inclusive com a mudança da Sede da Companhia de Maceió para Aracaju.

Portanto, a não ocorrência de descobertas relevantes na parte terrestre da Bacia de Sergipe/Alagoas nos últimos 10 anos, apesar de todo o esforço exploratório em termos de linhas sísmicas, cuja quilometragem praticamente triplicou a partir de 1990, e de alguns poços exploratórios, nos leva a admitir a existência do **“cenário exploratório alternativo ii) o ferramental é adequado, as técnicas estão corretas e as Bacias não mais possuem acumulações de porte significativo por descobrir.”**

FONTE DE CONSULTA

PETROBRAS – Relatórios de Reservas.

PETROBRÁS/DEPEX/ASPLAN – SIPLEX – Sistema de Planejamento Exploratório.

PETROBRÁS/DEPEX/DIGEF – CONDES – Controle de Dados de Equipes Sísmicas.

PETROBRÁS/DEPEX/DITREX – AGP– Arquivo Geral de Dados de Poços.

PETROBRÁS/SEPROD/DIPROC – SICOF – Sistema Integrado de Custo, Orçamento. Financeira.