

A MAGNITUDE DA TAREFA DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO (GDR) NA PETROBRÁS

DEVELOPMENT AND RESERVOIR GEOLOGY AT PETROBRÁS

Geraldo de Andrade ⁽¹⁾

RESUMO — Os volumes originais de hidrocarbonetos já descobertos no Brasil são estimados, respectivamente, em $7\,067 \times 10^6 \text{ m}^3$ de óleo e $742 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gás, distribuídos em cerca de 300 campos petrolíferos de sete bacias produtoras. Além desses volumes, são previstas descobertas adicionais de $7\,600 \times 10^6 \text{ m}^3$ de óleo e $1\,700 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gás nos próximos 20/30 anos, em resposta à perfuração de 2 500 poços pioneiros em nossas bacias sedimentares. Participar e contribuir para a exploração racional desses enormes volumes de hidrocarbonetos é a grande tarefa da Geologia de Desenvolvimento e Reservatório (GDR) na PETROBRÁS. O aumento dos fatores de recuperação, observada a limitação econômica, é a nossa maior meta, em conjunto com a Engenharia de Reservatórios. A esse respeito, a GDR tem evoluído incessantemente, desde os primeiros trabalhos de interpretação dos campos petrolíferos da Bacia do Recôncavo no final da década de 50. No presente, firma-se a convicção da vantagem do chamado modelo exploratório de interpretação, em que o estudo e o gerenciamento de um campo petrolífero são encarados como um todo orgânico, tarefa multidisciplinar a ser conduzida pelo geólogo de desenvolvimento e engenheiro de reservatório. A esse respeito, ainda há um longo espaço a percorrer, porém, experiências já conduzidas na PETROBRÁS atestam, claramente, o acerto deste caminho.

(Originais recebidos em 30.06.89.)

ABSTRACT — Brazilian volumes of hydrocarbon in place are estimated at $7,067 \times 10^6 \text{ m}^3$ of oil and $742 \times 10^9 \text{ m}^3$ of gas, distributed across some three hundred oil fields in seven producing basins. The drilling of approximately 2,500 wildcat wells in Brazilian sedimentary basins over the next twenty to thirty years is expected to result in the discovery of additional volumes of $7,600 \times 10^6 \text{ m}^3$ of oil and $1,700 \times 10^9 \text{ m}^3$ of gas. Participating in and contributing to the rational exploitation of these fields is the task of the PETROBRÁS Development and Reservoir Geology area (GDR). Enhancing recovery factors while bearing in mind economic limitations is the key goal of the GDR, in conjunction with the Reservoir Engineering area. The GDR has evolved continuously since its first interpretation efforts in Recôncavo Basin fields at the end of the fifties. There is at present growing conviction of the advantage of the so-called exploitative model of interpretation, wherein petroleum fields are analyzed and managed as organic wholes, as part of a multi-disciplinary framework relying on the joint participation of development geologists and reservoir engineers. PETROBRÁS still has a long way to go here, but the results of experimental projects indicate that the company is on the right track.

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

1 — INTRODUÇÃO

A Geologia de Desenvolvimento e Reservatório (GDR) surgiu em 1956, na Região de Produção da Bahia (RPBA), como uma atividade específica separada do Departamento de Exploração (DEPEX), com o objetivo de estudar e desenvolver os campos petrolíferos já então descobertos na Bacia do Recôncavo. Desde essa época, a GDR vem pres-

tando relevantes serviços à PETROBRÁS. Em 1966, foi incorporada ao DEPEX, distribuindo-se sucessivamente pelas outras bacias produtoras, porém, sempre se caracterizando como uma atividade essencialmente de lavra. Junto à Engenharia de Reservatórios, tem compartilhado da tarefa comum de estudar, desenvolver e gerenciar os reservatórios petrolíferos da PETROBRÁS. Atualmente, a GDR conta com um total de

1 - Setor de Integração de Geologia de Desenvolvimento e de Reservatório (SEIDER), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

114 geólogos no DEPEX, distribuídos na Sede e em seis Distritos onde ocorrem produção comercial de hidrocarbonetos. Neste trabalho, pretende-se chamar a atenção para a importância da tarefa que a GDR tem a desempenhar na PETROBRÁS, com relação ao presente e, especialmente, ao futuro.

2 – UNIVERSO DOS CAMPOS DESCOBERTOS

O universo dos campos petrolíferos descobertos no Brasil atinge, no momento, cerca de 300 campos, distribuídos em sete bacias produtoras, descobertos ao longo dos últimos 50 anos de exploração, a partir do marco inicial de Lobato, em 1939, na Bacia do Recôncavo (fig. 1). Como pode-se verificar nessa figura, nos últimos sete anos, o número de campos descobertos por ano aumentou consideravelmente, devido, em grande parte, aos altos índices de sucesso exploratório alcançados nas bacias Potiguar, Espírito Santo, Campos e Recôncavo. Como reflexo do desenvolvimento primário desses campos e também da intensificação dos projetos de recuperação secundária e reexploração dos campos

baianos e sergipanos, o número de poços de lava perfurados aumentou de modo considerável, passando de uma média de 200-300/ano no período de 1976 a 1980 para 800-900/ano nos últimos seis anos (fig. 2).

Com relação aos volumes originais de óleo e gás já descobertos (considerados como o somatório dos volumes provado, provável e possível), as figuras 3 e 4 mostram a sua distribuição por bacia, com forte predominância da Bacia de

Campos, principalmente devido às recentes descobertas gigantes de Marlim e Albacora. As estimativas dos volumes originais descobertos para o Brasil estão em torno de $7\,067 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($45 \times 10^9 \text{ bbl}$) de óleo e $742 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gás ($4,6 \times 10^9 \text{ bbl}$ de óleo equivalente), resultados realmente impressionantes, pelo menos no que diz respeito aos volumes de óleo. Cumpre ressaltar que aproximadamente 60% desses totais se referem a volumes provável e possível, portanto, ainda sujeitos a comprovação

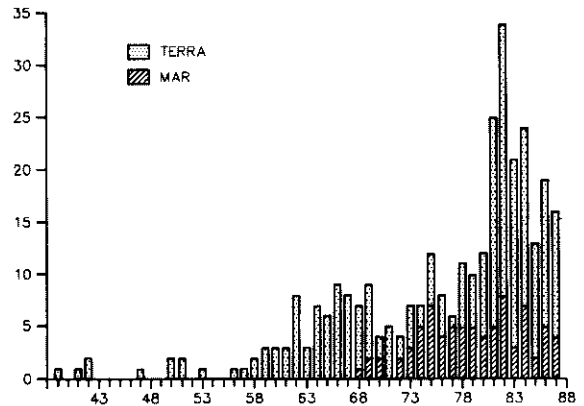


Fig. 1 - Total de campos petrolíferos descobertos, ano a ano, de 1939 a 1987, nas bacias sedimentares brasileiras.

Fig. 1 - Total of petroleum fields discovered in Brazilian sedimentary basins each year, 1939-1987.

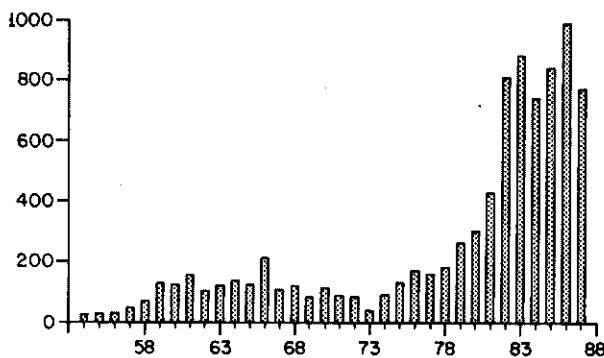


Fig. 2 - Total de poços exploratórios perfurados, ano a ano, de 1954 a 1987, nas bacias sedimentares brasileiras. Até 1953 foram perfurados 1 910 poços. O total geral até 1987 é de 9 124 poços.

Fig. 2 - Total of exploitation wells drilled in Brazilian sedimentary basins each year, 1954-1987. Up until 1953, a total of 1,910 wells had been drilled. The overall total through 1987 was 9,124 wells.

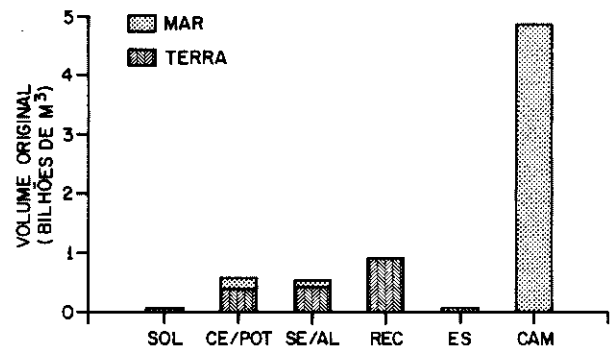


Fig. 3 - Volumes originais (provado + provável + possível) de óleo descoberto, por bacia sedimentar. SOL = Solimões; CE/POT = Ceará/Potiguar; SE/AL = Sergipe/Alagoas; REC = Recôncavo; ES = Espírito Santo; CAM = Campos.

Fig. 3 - Initial volumes (proved + probable + possible) of oil in place, by sedimentary basin. SOL = Solimões; CE/POT = Ceará/Potiguar; SE/AL = Sergipe/Alagoas; REC = Recôncavo; ES = Espírito Santo; CAM = Campos.

futura, seja econômica (volume provável), seja física (volume possível), como definido no Código de Reservas vigente em dezembro de 1987, época das estimativas desses volumes.

Uma grande concentração dos volumes descobertos em número restrito de grandes campos, o que acontece normalmente nas bacias petrolíferas mundiais, é também observado nas bacias brasileiras, como demonstra a figura 5. Casos notáveis a esse respeito são: Carmópolis (50% da Bacia de Sergipe/Alagoas), Marlim (50% da Bacia de Campos, 34% de todo o Brasil), Estreito-Rio Panon (19% da Bacia Potiguar) e D. João (16% do Recôncavo). Com relação ao Brasil, 80% do óleo descoberto está concentrado em 41 grandes campos dos 253 existentes no presente (fig. 5).

É interessante também ser assinalada a distribuição dos volumes originais de óleo por seqüência tectosedimentar (fig. 6), categoria de rocha-reservatório (fig. 7) e tipo de trapa (fig. 8). Assim, nos campos já descobertos, há forte predominância de arenitos e conglomerados, como rocha-reservatório, depositados principalmente em ambientes marinhos (profundos e rasos) e transicionais. Quanto ao tipo de trapa, excluindo-se Marlim e Albacora, predomina o armadilhamento estrutural, embora as trapas mistas (estrutural/estratigráfica) contêm volumes também expressivos. Se for incluído, porém, Marlim e Albacora, a distribuição dos volumes nas trapas estruturais, estratigráficas e mistas torna-se mais equilibrada.

3 — EXPECTATIVA DE DESCOBERTAS ADICIONAIS

A tarefa de prever a descoberta de volumes adicionais de óleo e gás, seja nas bacias já produtoras, seja nas bacias ainda virgens, é das mais difíceis e, sem dúvida alguma, ainda não está definitivamente solucionada no estágio atual de conhecimento da Geologia de Petróleo. Mesmo assim, as companhias de petróleo, no mundo inteiro, fazem esse exercício como suporte para os seus planejamentos estratégicos e no sentido de

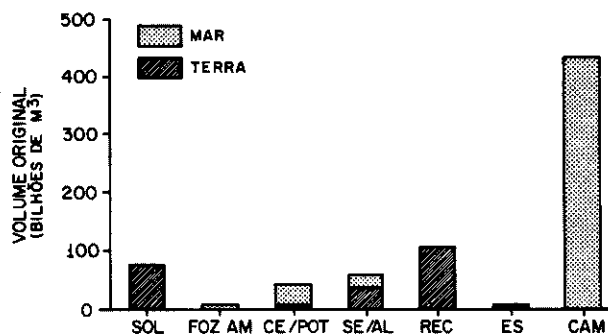


Fig. 4 - Volumes originais (provado + provável + possível) de gás descoberto, por bacia sedimentar. SOL = Solimões; FOZ AM = Foz do Amazonas; CE/POT = Ceará/Potiguar; SE/AL = Sergipe/Alagoas; REC = Recôncavo; ES = Espírito Santo; CAM = Campos.

Fig. 4 - Initial volumes (proved + probable + possible) of gas in place, by sedimentary basin. SOL = Solimões; FOZ AM = Foz do Amazonas; CE/POT = Ceará/Potiguar; SE/AL = Sergipe/Alagoas; REC = Recôncavo; ES = Espírito Santo; CAM = Campos.

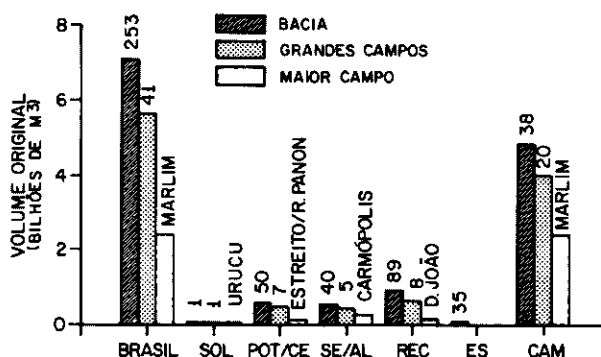


Fig. 5 - Concentração dos volumes originais de óleo em grandes campos (com volumes originais de óleo superiores a 25 milhões de metros cúbicos), por bacia sedimentar. Os números nos topos das colunas indicam os totais de campos. SOL = Solimões; POT/CE = Potiguar/Ceará; SE/AL = Sergipe/Alagoas; REC = Recôncavo; ES = Espírito Santo; CAM = Campos.

Fig. 5 - Concentration of initial volumes of oil in place in large fields (i. e., where initial oil in place exceeds 25 million m³), by sedimentary basin. Numbers at tops of columns indicate field totals. SOL = Solimões; POT/CE = Potiguar/Ceará; SE/AL = Sergipe/Alagoas; REC = Recôncavo; ES = Espírito Santo; CAM = Campos.

orientar a distribuição dos investimentos exploratórios nas diferentes bacias. Na PETROBRÁS, o DEPEX, desde 1988, vem elaborando trabalhos visando quantificar os volumes de óleo e gás ainda a serem descobertas nas nossas bacias. A figura 9 mostra a expectativa de descoberta dos volumes adicionais de óleo e gás no Brasil nos próximos 20 ou 30 anos, como resultado da perfuração de aproximadamente 2 500 poços pioneiros.

Assim, as estimativas de volumes originais a descobrir são, respectivamente, de $7\,600 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($48 \times 10^9 \text{ bbl}$) de óleo, aproximadamente igual ao já descoberto, e $1\,700^9 \times 10 \text{ m}^3$ de gás ($11 \times 10^9 \text{ bbl}$ de óleo equivalente), pouco mais do dobro do já descoberto. Essas estimativas, em adição aos volumes já conhecidos, dão uma idéia do ritmo de trabalho futuro com relação à tarefa específica de GDR, ou seja, de estudar,

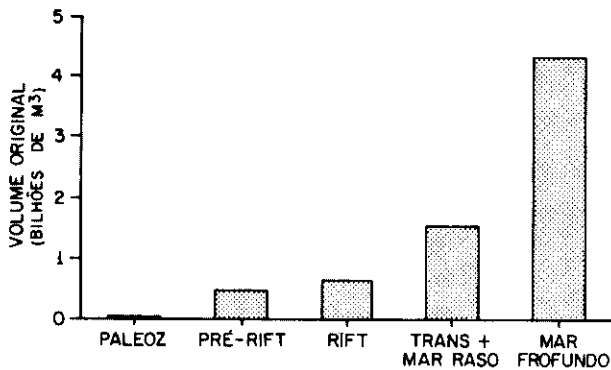


Fig. 6 - Volumes originais de óleo descoberto no Brasil, por seqüência sedimentar.

Fig. 6 - Initial volumes of oil in place in Brazil, by sedimentary sequence.

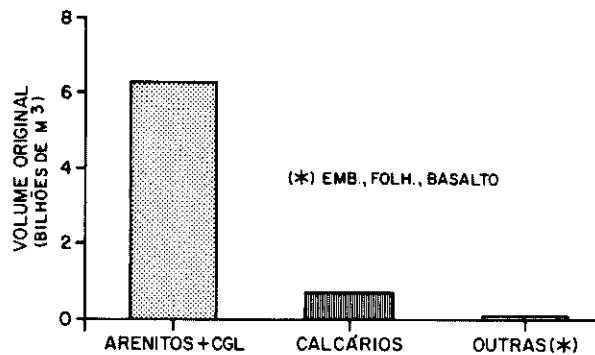


Fig. 7 - Volumes originais de óleo descoberto no Brasil, por categoria de rocha-reservatório. ARENITOS + CGL = arenitos e conglomerados; CALCÁRIOS = calcários; OUTRAS = embasamento, folhelhos e basaltos fraturados.

Fig. 7 - Initial volumes of oil in place in Brazil, by category of reservoir rock. ARENITOS + CGL = sandstones and conglomerates; CALCÁRIOS = limestones; OUTRAS = basement, shales, and fractured basalts.

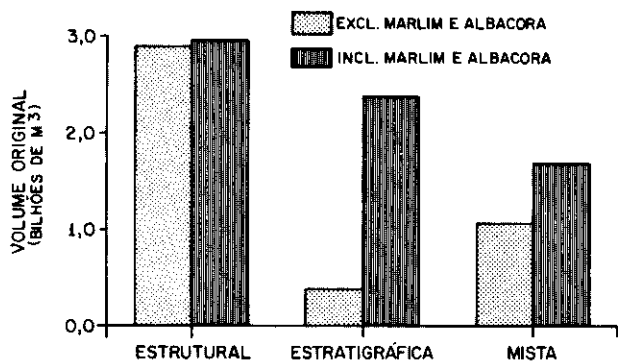


Fig. 8 - Volumes originais de óleo descoberto no Brasil, por tipo de trapa. Excl. = exclusive; Incl. = inclusive.

Fig. 8 - Initial volumes of oil in place in Brazil, by type of trap. Excl. = excluding; Incl. = including.

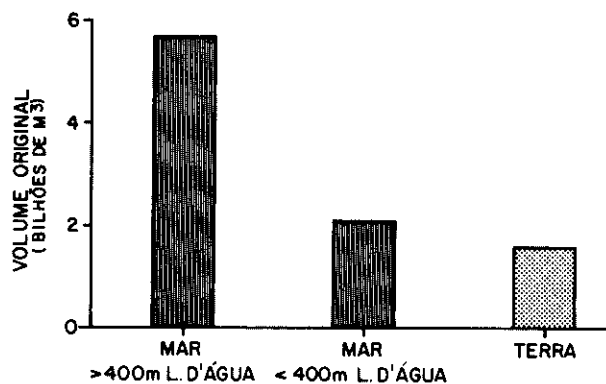


Fig. 9 - Expectativa de descoberta de óleo e gás (em óleo equivalente) nos próximos 20/30 anos, nas bacias sedimentares brasileiras.

Fig. 9 - Oil and gas (in oil equivalent) discoveries expected in Brazilian sedimentary basins over next twenty to thirty years.

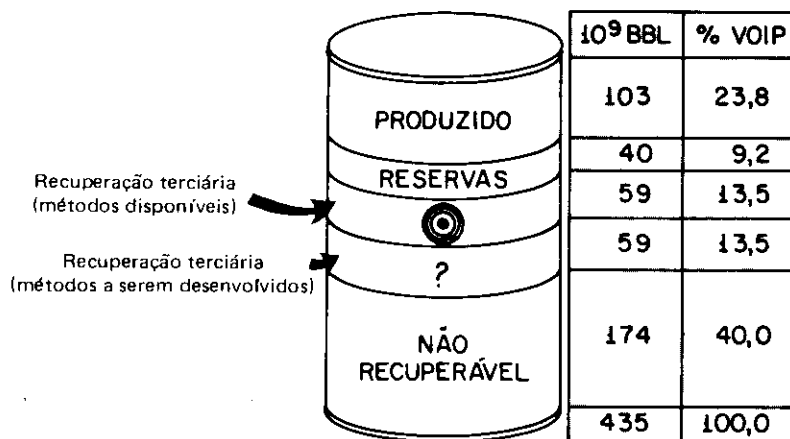


Fig. 10 - Target oil nos E.U.A. (adaptado de Geffen, 1975).

Fig. 10 - U.S.A. target oil (adapted from Geffen, 1975).

desenvolver e gerenciar os campos petrolíferos.

4 - TENDÊNCIA MUNDIAL DE VALORIZAÇÃO DOS CAMPOS DESCOBERTOS

Desde o advento do primeiro choque de preço do petróleo em 1973, tem se observado, em escala mundial, uma forte tendência de valorização dos campos já descobertos. Geffen (1975) já chamava a atenção para a possibilidade de recuperação adicional de óleo nos campos petrolíferos americanos, através da aplicação dos métodos terciários, ou seja, aqueles métodos já existentes e tecnicamente provados ou outros ainda não

desenvolvidos (fig. 10). Assim, enquanto os métodos convencionais de recuperação secundária (injeção de água e/ou gás) proporcionariam, em média, uma recuperação de 33% do volume original, os métodos terciários (ditos especiais na PETROBRÁS) acrescentariam, segundo Geffen (1975), uma recuperação adicional média de 27%, sendo 13,5% através de técnicas já conhecidas e 13,5% por meio de técnicas a serem pesquisadas.

É evidente que a realização dessa meta preconizada por Geffen (1975), isto é, recuperar 60% do volume original de óleo dos reservatórios, está na dependência principalmente dos preços presente e futuro do petróleo. Considerando, porém, que o petróleo é um recurso natural finito, sendo cada vez mais difícil e oneroso descobrir volumes adicionais significativos, é de se esperar que a meta já referida anteriormente não seja tão-somente um sonho inatingível.

Bromme *et al.* (1984), através de estudos em campos dos E.U.A. com volume original acima de $7,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($50 \times 10^6 \text{ bbl}$), concluiu pela recuperação adicional de óleo de $8,4 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($53 \times 10^9 \text{ bbl}$), correspondente a 7% do volume original, através da aplicação de métodos terciários no caso de o preço do barril de óleo atingir US\$ 50,00 (ver tabela I). Para US\$ 20,00 o barril, o volume recuperável adicional cairia para $1,8 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($7,4 \times 10^9 \text{ bbl}$).

Aalund (1988) aborda a evolução crescente dos projetos de recuperação terciária em atividade nos E.U.A. nos últimos cinco anos (fig. 11). Em 1988, o total de projetos ativos atingia 366, com uma produção de óleo de $101\,271 \text{ m}^3/\text{dia}$ ($637\,000 \text{ bbl}/\text{dia}$). No Canadá e Venezuela, segundo o mesmo autor, projetos semelhantes contribuem com produções, respectivamente, de $23\,529 \text{ m}^3/\text{dia}$ ($148\,000 \text{ bbl}/\text{dia}$) e $34\,340 \text{ m}^3/\text{dia}$ ($216\,000 \text{ bbl}/\text{dia}$).

A valorização dos campos descobertos também tem se refletido na literatura técnica especializada, através do incremento do número de artigos publicados a respeito da geologia dos reservatórios

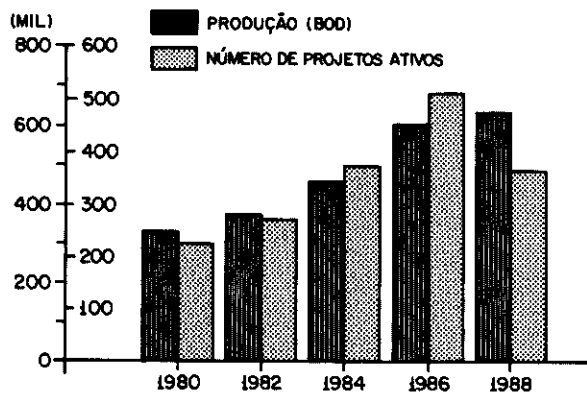


Fig. 11 - Emprego de métodos especiais de recuperação nos E.U.A., no período 1980-1988 (adaptado de Aalund, 1988). As colunas indicam o total de projetos ativos, ano a ano, e as respectivas produções diárias de óleo envolvidas.

Fig. 11 - Use of enhanced oil recovery methods in U.S.A., 1980-1988 (adapted from Aalund, 1988). Columns indicate total of active projects each year and respective daily oil production.

TABELA I/TABLE I

VOLUMES RECUPERÁVEIS ADICIONAIS DE ÓLEO
POR MÉTODOS ESPECIAIS NOS E.U.A.
(BROOME *et al.*, 1984)
ADDITIONAL OIL VOLUMES RECOVERABLE USING
ENHANCED METHODS IN U.S.A.
(BROOME *et al.*, 1984)

Preço Óleo (US\$/bbl)	Tecnologia (x 10 ⁹ bbl)		Volume Original (%)
	Atual	Futura	
20	7.4	—	7
30	14.5	27.5	
40	17.5	31.9	
50	19	34	

petrolíferos. Por sinal, o último Congresso da American Association of Petroleum Geologists (AAPG), realizado em abril de 1988, teve como um dos temas principais o desenvolvimento de campos.

No Brasil, essa tendência mundial de valorização dos campos descobertos se materializou através do incremento substancial da perfuração de poços de lavra, a partir de 1979 (fig. 2), da intensificação dos projetos de recuperação secundária/terciária e da reexploração/redução do espaçamento dos mais antigos campos baianos, sergipanos e capixabas. Em consequência, a GDR ganhou um novo alento, partindo do "fundo do

poço" de 1975/76, quando contava com apenas 10 a 12 geólogos em todo o Brasil, remanescentes de uma equipe bem mais numerosa existente no final dos anos 60 na Bahia e em Sergipe.

5 - ESTÁGIO DE DESENVOLVIMENTO DOS CAMPOS BRASILEIROS

O estágio de desenvolvimento dos campos brasileiros é extremamente diversificado. Enquanto que, nas bacias do Recôncavo, Sergipe/Alagoas e Espírito Santo, alguns campos, sob efeito de recuperação secundária convencional ou empuxo de água natural, já atingem percentagem de recuperação de óleo (em

TABELA II/TABLE II

CASOS NOTÁVEIS DE RESERVATÓRIOS COM ALTA RECUPERAÇÃO DE ÓLEO NO BRASIL*
NOTABLE CASES OF RESERVOIRS WITH HIGH OIL RECOVERY IN BRASIL*

Bacia	Campo	Reservatório	Volume Original (%)	Mecanismos de Recuperação
Recôncavo	Buracica	Ar. Água Grande	61	Injeção água
Espírito Santo	Faz. Cedro	Ar. Cedro	59	Empuxo água
Recôncavo	Araçás	Ar. Catu	58	Empuxo água
Recôncavo	Taquipe	Ar. Catu	56	Empuxo água
Sergipe/Alagoas	Caioba	Ar. Caioba	55	Injeção gás
Recôncavo	Araçás	Ar. Cambuqui	51	Injeção água
Recôncavo	Água Grande	Ar. Água Grande	49	Injeção gás
Recôncavo	Araçás	Ar. Santiago	46	Injeção água
Sergipe/Alagoas	Caioba	Fm. Serraria	46	Injeção gás
Recôncavo	Faz. Panelas	Ar. Água Grande	45	Injeção água
Recôncavo	Água Grande	Fm. Sergi	45	Injeção + Empuxo água
Espírito Santo	Lagoa Parda	Ar. Lagoa Parda	43	Empuxo água
Recôncavo	Taquipe	Ar. Santiago (Sul)	42	Injeção água
Recôncavo	Santana	Ar. Água Grande	42	Injeção água
Espírito Santo	Lagoa Suruaca	Ar. "D"	42	Injeção água

* Situação em 31/12/87. Os reservatórios ainda continuam em produção.
 Situation on Dec. 31, 1987. The reservoirs are still producing.

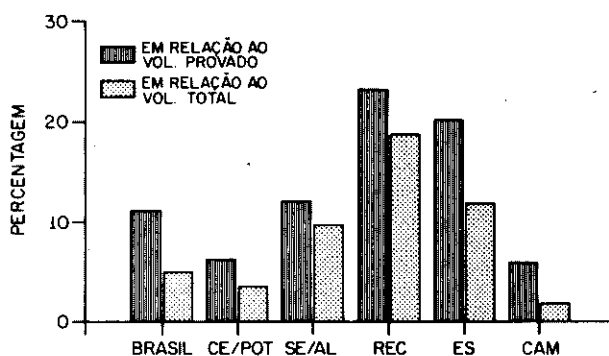


Fig. 12 - Percentuais de óleo produzido até dezembro de 1987, por bacia sedimentar, em relação ao volume original provado e ao volume original total (provado + provável + possível). CE/POT = Ceará/Potiguar; SE/AL = Sergipe/Alagoas; REC = Recôncavo; ES = Espírito Santo; CAM = Campos.

Fig. 12 - Percentages of oil produced through December 1987, by sedimentary basin, in relation to the initial proved volume in place and initial total volume in place (proved + probable + possible). CE/POT = Ceará/Potiguar; SE/AL = Sergipe/Alagoas; REC = Recôncavo; ES = Espírito Santo; CAM = Campos.

relação ao volume original provado) da ordem de 50 a 60%, estando, portanto, em fase terminal de produção (ver tabela II), as acumulações gigantes de Marlim e Albacora nem sequer entraram na fase de desenvolvimento primário. De qualquer modo, os percentuais de óleo produzido dos nossos campos em relação aos volumes originais provados ainda são, em média por bacia, bastante baixos (fig. 12), variando de 23,2% para o Recôncavo até 5,9% para a Bacia de Campos. Se forem considerados, porém, os percentuais em relação aos volumes originais totais, os referidos percentuais caem para 18,8% e 1,9%, respectivamente.

Esses baixos percentuais de óleo produzido refletem o estágio inicial de desenvolvimento de grande parte dos nossos maiores campos petrolíferos. Assim, em termos de volumes originais de óleo, aproximadamente $1\,140 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($7,2 \times 10^9$ bbl) encontram-se sob o efeito de recuperação secundária e $87 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($0,5 \times 10^9$ bbl), de recuperação terciária (métodos especiais), restando um total de cerca de $1\,950 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($12,2 \times 10^9$ bbl) ainda em fase de recuperação primária e $3\,840 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($24,1 \times 10^9$ bbl) que nem sequer foram desenvolvidos, seja devido a fatores econômicos (caso dos volumes prováveis), tecnológicos (em relação a Marlim e Albacora principalmente) ou ao fato de alguns campos não estarem totalmente delimitados (fig. 13). Mesmo no Recôncavo, onde o percentual de óleo produzido é o mais elevado entre todas as bacias, Fisher *et al.* (1983) estimaram, além da reserva oficial da época, um volume adicional de óleo teoricamente recuperável (*target oil*) da ordem de $162 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($1\,018 \times 10^6$ bbl), correspondente a 26% do volume original provado da época (tabela III). É evidente que esse volume adicional inclui-se naquela meta preconizada por Geffen (1975), em grande parte ainda no terreno do sonho. Mais recentemente, Pinto & Pizarro (1986) publicaram um trabalho sobre a aplicação do Sistema de Seleção de Métodos Especiais (SELMET) nos reservatórios do Recôncavo, encontrando um potencial de recuperação adicional (além da reserva oficial) da ordem de

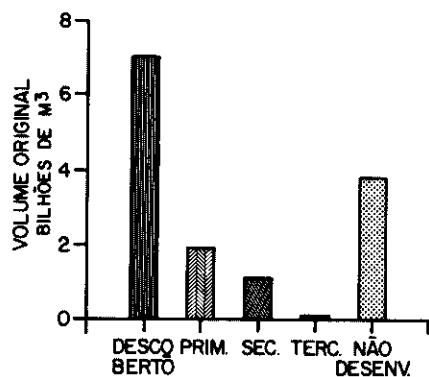


Fig. 13 - Volumes originais de óleo submetidos a diferentes métodos de recuperação nos campos petrolíferos brasileiros. Prim. = produção primária; Sec. = recuperação secundária; Terc. = recuperação terciária; Não desenv. = ainda não desenvolvido para produção.

Fig. 13 - Initial oil in place volumes, submitted to different recovery methods in Brazilian oil fields. Prim. = primary production; Sec. = secondary recovery; Terc. = tertiary recovery; Não desenv. = not yet developed for production.

$45 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($283 \times 10^6 \text{ bbl}$), através da aplicação de técnicas de recuperação terciária, e $22 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($138 \times 10^6 \text{ bbl}$) por meio da redução de espaçamento da malha de drenagem, correspondendo, no total, a 9% do volume original provado da época (tabela IV).

6 - O FUTURO DA GDR NA PETROBRÁS

As considerações desenvolvidas nos capítulos anteriores tiveram como objetivo chamar a atenção para o enorme campo de trabalho que a GDR tem pela

frente na PETROBRÁS. O aumento do fator de recuperação dos campos petrolíferos nacionais, observada as limitações econômicas, é a grande meta de trabalho da GDR a ser realizada conjuntamente com a Engenharia de Reservatórios. A otimização da exploração em grande parte se confunde com esse objetivo, em vista de o petróleo ser um recurso finito e relativamente escasso no Brasil.

Para desempenhar a sua função de modo apropriado, a GDR tem procurado evoluir tecnicamente, desde os primeiros

TABELA III/TABLE III

TARGET OIL NA BACIA DO RECÔNCAVO (FISHER et al., 1983) TARGET OIL IN RECÔNCAVO BASIN (FISHER et al., 1983)

Discriminação	$\times 10^6 \text{ m}^3$	Volume Original (%)
Volume original de óleo	638	—
Produção acumulada	151	23,7
Reserva	59	9,3
Volumes de óleo remanescente	427	67,0
Óleo móvel (target oil)	162	26,0
Óleo residual	265	41,0

trabalhos na RPBA nos idos de 1956, apesar dos altos e baixos relacionados com a sua posição organizacional na PETROBRÁS. Esta evolução pode ser razoavelmente acompanhada pelos modelos empregados para estudo dos campos petrolíferos, a saber: a) estrutural/estratigráfico; b) hidrológico; c) faciológico/petrofísico, e d) explotatório.

Numa fase inicial, adotou-se o modelo estrutural/estratigráfico, no qual o mapeamento estrutural e o zoneamento dos reservatórios, baseados principalmente na correlação de perfis, eram o ponto forte da interpretação, definindo-se, assim, com relativa precisão, a macrogeometria das acumulações. Na época, as informações sísmicas eram de baixa qualidade e escassas, sendo de pouca ajuda, enquanto que os estudos de fácies dos reservatórios eram incipientes e os perfis elétricos e radiativos pouco desenvolvidos.

A adoção do modelo hidrológico, mais aperfeiçoado, foi quase que concomitante com o uso do modelo anterior, resultando de uma maior conscientização da importância das informações de produção (pressão, RGO, ROA, etc.) nos estudos dos campos, como forma de dar maior consistência às interpretações com base unicamente em informações geológicas. Mesmo assim, o uso do modelo hidrológico foi sempre precário na PETROBRÁS, mesmo atualmente, em

TABELA IV/TABLE IV

VOLUMES RECUPERÁVEIS ADICIONAIS DE ÓLEO NA BACIA DO RECÔNCAVO (PINTO & PIZARRO, 1986) ADDITIONAL VOLUMES OF OIL RECOVERABLE IN RECÔNCAVO BASIN (PINTO & PIZARRO, 1986)

Discriminação	$\times 10^6 \text{ m}^3$	Volume Original (%)
Volume original de óleo	749	—
Volume recuperável por métodos convencionais	233	31,0
Produção acumulada	170	23,0
Reserva	63	8,0
Volume recuperável adicional		
Por redução de espaçamento	22	3,0
Por métodos especiais	45	6,0

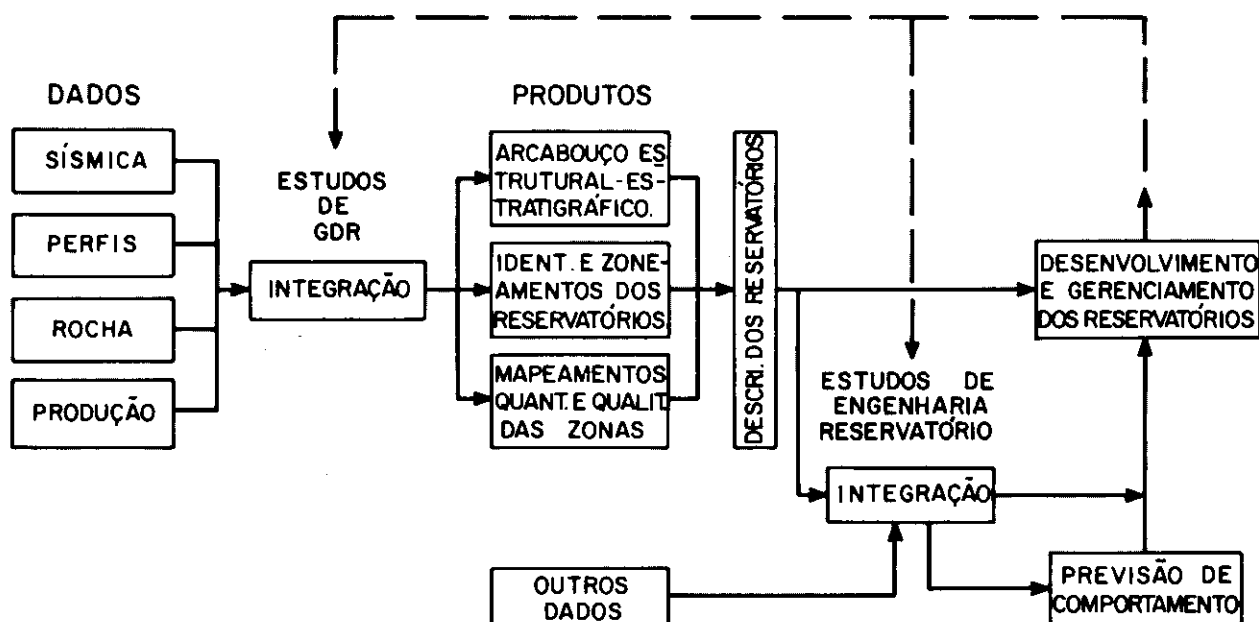


Fig. 14 - Modelo explotatório para estudo de campo petrolífero (adaptado de Andrade *et al.*, 1986).
 Fig. 14 - Exploitational model for oil field study (adapted from Andrade *et al.*, 1986).

grande parte devido à deficiência de treinamento dos geólogos de GDR em dinâmica dos fluidos.

O modelo faciológico/petrofísico foi introduzido no final dos anos 70, com os projetos integrados. Neste modelo, as informações sísmicas de perfis (quantitativa e qualitativa), de rocha (fácies e petrofísica) e de produção (históricos de pressão, etc.) são adequadamente integradas, de modo a definir não somente a macrogeometria dos reservatórios, como também os aspectos ligados a sua qualidade e microgeometria (K , ϕ , S_o , α , P_c , etc.).

Recentemente, tem-se firmado cada vez mais a convicção da vantagem do modelo que se pode chamar de explotatório, em que o estudo e gerenciamento de um campo petrolífero é encarado como um todo orgânico, tarefa multidisciplinar, porém, que deve ser conduzida em conjunto, nas suas várias fases, pelo geólogo de GDR e engenheiro de reservatório (fig. 14). Neste modelo, durante a fase dos estudos geológicos, o papel primordial, evidentemente, é do geólogo de GDR apoiado por especialistas de outras áreas (avaliação, sedimentologia, geofísica, etc.), participando o engenheiro de reservatório, principalmente, com a sistematização dos dados de produção.

Vale ressaltar que a descrição dos reservatórios nesta fase deve ser adequada ao uso dos engenheiros; isto é, os atributos das zonas de produção devem ser quantificados e mapeados. Na fase seguinte de estudos, que envolve a simulação do comportamento do reservatório, o papel dominante é evidentemente do engenheiro de reservatório; porém, o geólogo de GDR deve participar nas ocasiões em que seja necessário alterar os dados de entrada, visando compatibilizar o resultado da simulação com o histórico de produção, etc. Por outro lado, o gerenciamento do campo (mudança da zona e/ou canhoneio, estimulações, redução do espaçamento, etc.) deve ser sempre uma tarefa comum do engenheiro e geólogo.

Esta última concepção de estudo de campo petrolífero vem sendo cada vez mais difundida em âmbito mundial e tudo indica que se tornará a tônica do futuro, pois somente com a soma dos esforços de geólogos e engenheiros a meta preconizada por Geffen (1975) deixará de ser um mero sonho. A esse respeito, o Setor de Integração de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios (SEIDER) vem procurando aplicar o modelo explotatório no projeto LAGOA PARDA (Souza *et al.*, 1988); porém, a sua difusão como rotina nos

vários Distritos/Regiões implica a necessidade de reformulação do treinamento de geólogos e engenheiros, a mudança de comportamentos dos participantes do processo e, talvez, a reformulação organizacional do DEPEX/DEPRO no que diz respeito às atividades de GDR e Engenharia de Reservatórios. De qualquer modo, há a convicção absoluta de que este é o caminho direto para o futuro, e qualquer outra alternativa será um simples atalho, sem perspectivas de se atingir o objetivo maior de otimização da produção e maximização dos fatores de recuperação dos campos petrolíferos brasileiros.

7 - CONCLUSÕES

Os expressivos volumes de óleo e gás já descobertos no Brasil, adicionados àqueles que se acredita venham a ser revelados nos próximos 20 ou 30 anos, podem demonstrar a magnitude da tarefa da GDR na PETROBRÁS, principalmente, levando-se em consideração que, de um modo geral, os percentuais de recuperação de óleo dos campos petrolíferos nacionais ainda são relativamente baixos.

Participar e contribuir para a exploração racional desses campos é a grande meta da GDR, principalmente através da elevação dos fatores de recuperação, obser-

vada a limitação econômica. Para isto, a GDR evoluiu no passado e continuará evoluindo no futuro, com vistas a cumprir o seu papel na PETROBRÁS.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AALUND, L. R. 1988. EOR projects decline, but CO₂ pushes Up production. *Oil & Gas J.*, 86 (16): 33-74, Apr. 18.
- ANDRADE, G. *et al.* 1986. *GDR: posição organizacional, treinamento de pessoal e aperfeiçoamento da atividade.* Rio de Janeiro, PETROBRÁS.

DEPEX.

- BROOME, J. H. *et al.* 1984. The 1984 National Petroleum Council EOR Study: Overview. *In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE EXHIBITION*, Texas, 1984. (SPE, 13239).
- FISHER, W. L. *et al.* 1983. "Play analysis" na caracterização de reservatório. Salvador, PETROBRÁS. DEXBA. (Relatório interno, 1759).
- GEFFEN, T. M. 1975. Here's what's needed to get tertiary recovery going. *World Oil*, 180 (4): 53-7, Mar.
- PETROBRÁS. 1987. *Relatório de reservas de petróleo da PETROBRÁS,*

Dez/1987. Rio de Janeiro.

- PETROBRÁS. 1988. *Relatório do potencial petrolífero brasileiro.* Rio de Janeiro, DEPEX. ASPLAN. Relatório interno.
- PINTO, G. P. & PIZARRO, J. O. S. 1986. Filosofia de sistema de seleção de métodos especiais de recuperação do petróleo (SELMET). *In: SEMINÁRIO DE RESERVATÓRIO*, Salvador, 1986. *Anais . . .* Salvador, PETROBRÁS.
- SOUZA, M. J. *et al.* 1988. *Projeto Lagoa Parda: relatório de progresso.* Rio de Janeiro, PETROBRÁS.

EXPANDED ABSTRACT

PETROBRÁS and Brazil's National Petroleum Council (CNP) have to date discovered volumes of oil and gas in place estimated at $7,067 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($45 \times 10^9 \text{ bbl}$) and $742 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($4.6 \times 10^9 \text{ bbl}$ oil equivalent), respectively. These volumes are distributed across some three hundred oil fields in seven producing basins, with the greatest portion concentrated in larger fields. Additional volumes of oil ($7,600 \times 10^6 \text{ m}^3$, or $48 \times 10^9 \text{ bbl}$) and gas ($1,700 \times 10^9 \text{ m}^3$, or $11 \times 10^9 \text{ bbl}$ of oil equivalent) are expected to be discovered during the next twenty to thirty years as a result of the drilling of approximately 2,500 wildcat wells. At the same time, ever since the 1973 oil shock we have witnessed an undeniable world-wide tendency to place greater value on fields already discovered. In Brazil this was reflected in a substantial increase in the drilling of production wells starting in 1979 and in the increase of

projects aimed at recovery enhancement. Nevertheless, recovery percentages are still generally low in Brazilian fields, except for some reservoirs in the Recôncavo, Sergipe/Alagoas, and Espírito Santo Basins. Of the initial volume of oil in place, approximately $1,950 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($12.2 \times 10^9 \text{ bbl}$) is still committed to primary production; around $1,230 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($7.7 \times 10^9 \text{ bbl}$) relies on conventional or enhanced secondary/tertiary recovery methods; and $3,840 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($24.1 \times 10^9 \text{ bbl}$) has not yet been developed, mainly in the Marlim and Albacora fields.

Participating in and contributing to the rational exploitation of these fields is the task of the PETROBRÁS Development and Reservoir Geology area (GDR). Enhancing recovery factors while bearing in mind economic limitations is the key

goal of the GDR, in conjunction with the Reservoir Engineering area. The GDR has evolved continuously since first interpretation efforts in Recôncavo Basin fields. The elaboration of the initial structural/stratigraphic model was followed by incorporation of the hydrodynamic approach; at present, work is underway on the refinement of the faciological/petrophysical model and on integrated projects. Recently, there has been growing conviction of the advantage of the so-called exploitational model of interpretation, wherein petroleum fields are analyzed and managed as organic wholes and thus as part of a multi-disciplinary task to be conducted jointly by development geologists and reservoir engineers. In this regard, PETROBRÁS still has a long way to go, but experimental projects such as Lagoa Parda can be considered important starting points.

