

BACIAS SEDIMENTARES: POTENCIAL PETROLÍFERO DA AMÉRICA DO SUL

SEDIMENTARY BASINS AND HYDROCARBON POTENTIAL OF SOUTH AMERICA

Ronaldo Jorge Alves ⁽¹⁾

RESUMO — É abordada neste trabalho a geologia das principais bacias sedimentares sul-americanas, bem como seu potencial petrolífero, suas reservas e campos mais importantes. Inclui-se, ainda, um breve histórico da exploração e produção petrolífera na América do Sul, com as produções e reservas de óleo e gás dos principais países produtores, assim como as suas relações consumo/produção. Os países que circundam o Brasil têm, respectivamente, 40 vezes mais gás e 23 vezes mais óleo que ele. Essas reservas, especialmente as de gás, serão necessárias ao futuro desenvolvimento do Brasil, principalmente pelo papel de grande consumidor de energia que lhe está destinado na divisão mundial do trabalho. Como o País não deseja investir em usinas nucleares e as suas hidroelétricas não suportarão a demanda futura, as termoeletricas a gás deverão ser uma importante fonte adicional de energia. Desta forma, o Brasil terá que se valer das reservas de gás dos países vizinhos ou incentivar a exploração de gás nas suas bacias intracratônicas ou, ainda, adotar as duas soluções.

(Originais recebidos em 07.12.89.)

ABSTRACT — *The geology and hydrocarbon potential of South America's main sedimentary basins is reviewed. A brief overview on petroleum exploration, oil and gas production, and reserves is presented. Additionally, consumption/production ratios are indicated for the region's main production countries. Brazil is surrounded by countries which possess forty times more gas and twenty-three times more oil than it does. These reserves (especially gas) will be necessary in Brazil's future development, principally due to the nation's forecast role as a large energy consumer. Since Brazil does not wish to invest in nuclear power plants and since the nation's hydroelectric plants will be unable to meet future demand, gas-fueled thermolectric plants are expected to become an important additional source of energy. This means that Brazil will need to rely on gas imports from neighboring countries or boost gas exploration activities in its own intracratonic basins, or both.*

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

1 — INTRODUÇÃO

Apesar de o Brasil estar situado na América do Sul, os demais países do continente são praticamente ignorados pelo governo e pelo povo brasileiro. Entretanto, alguns desses países têm, somados, reservas de gás 40 vezes maiores que as do Brasil. Este país necessita de parte desse gás para poder entrar no século XXI como nação desenvolvida, uma vez que, em muitos casos, os seus recursos hídricos não podem ser aproveitados por questões econômicas, ecológicas e geográficas, como é o caso genérico da Amazônia.

No tocante ao óleo, os demais países da

América do Sul dispõem de 65 bilhões de barris de reserva, ou seja, reservas 23 vezes maiores que as do Brasil.

O conhecimento do potencial petrolífero das bacias da América do Sul é um passo no sentido de se proverem recursos energéticos adequados ao desenvolvimento nacional, em complemento à atuação da PETROBRÁS e da Eletrobrás.

A América do Sul, inclusive sua plataforma continental, tem uma área sedimentar de quase 9 000 000 km², sendo 5 000 000 km² no Brasil (fig. 1). Nesta área se distribui cerca de uma centena de bacias sedimentares cujo potencial

1 - Gabinete do Diretor Wagner Freire (GDWF), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

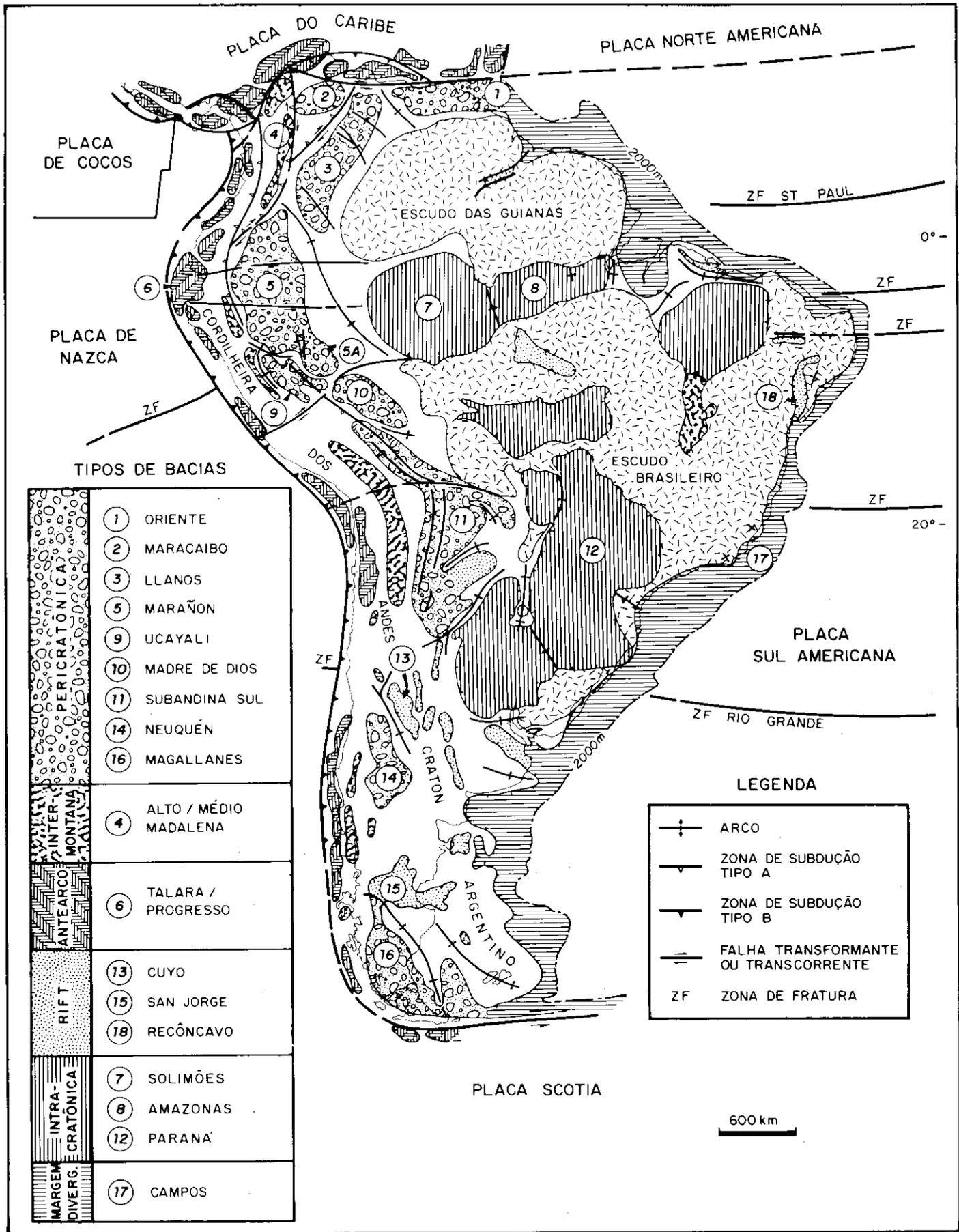


Fig. 1 - Classificação das bacias sedimentares e esboço tectônico da América do Sul.
 Fig. 1 - Classification of sedimentary basins and tectonic sketch of South America.

petrolífero é muito variável. Este potencial está ligado à evolução tectono-sedimentar das bacias, sendo maior onde a conjunção de eventos favoráveis deu origem a rochas-matriz de petróleo, a rochas-reservatório e a armadilhas ou trapas de óleo e/ou gás.

As bacias mais prolíficas da América do Sul são as pericratônicas subandinas, principalmente aquelas relacionadas à borda transformante de placa tectônica, existentes na Venezuela e em Trinidad (fig. 1). São, ainda, importantes certas bacias tipo *rift* e marginais abertas da costa atlântica e algumas bacias intermontanas da Colômbia.

2 – GEOLOGIA DAS BACIAS PRODUTORAS DE PETRÓLEO

2.1 – Bacias Pericratônicas Relacionadas à Borda Transformante de Placa Tectônica

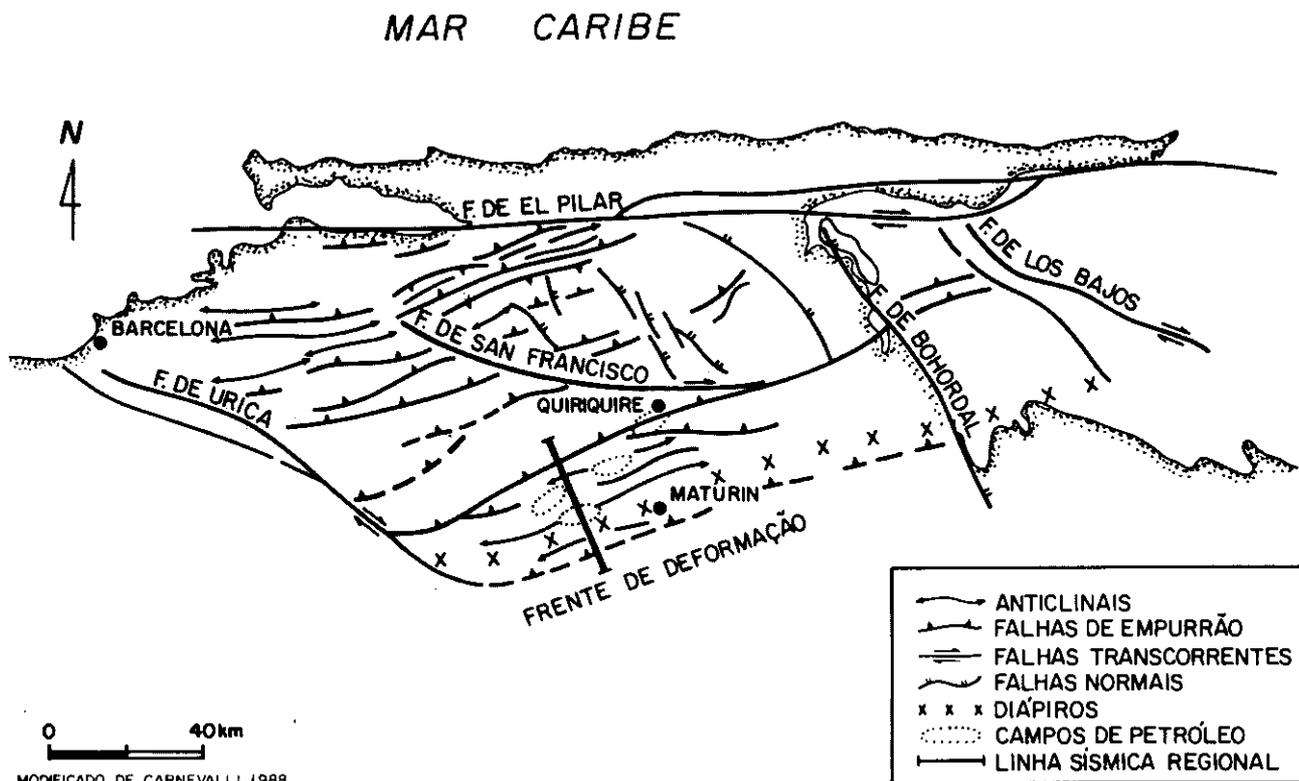
São apenas duas as bacias sul-americanas importantes relacionadas à borda sul da Placa do Caribe: Maracaibo e Oriente (fig. 1.1-2). A primeira situa-se na Venezuela, enquanto que a segunda abrange este país e Trinidad-Tobago.

No Cretáceo, estas bacias eram protegidas do mar aberto por um arco de ilhas ensejando a existência de ambiente marinho anóxico, que favoreceu a preservação de matéria orgânica adequada à

formação de petróleo. Esta situação, embora tendo prevalecido por quase todo o período Cretáceo, foi mais persistente do Cenomaniano ao Coniaciano, quando se depositaram os folhelhos e calcários da Formação La Luna, o mais importante gerador de petróleo do noroeste da América do Sul, presente na Venezuela e na Colômbia.

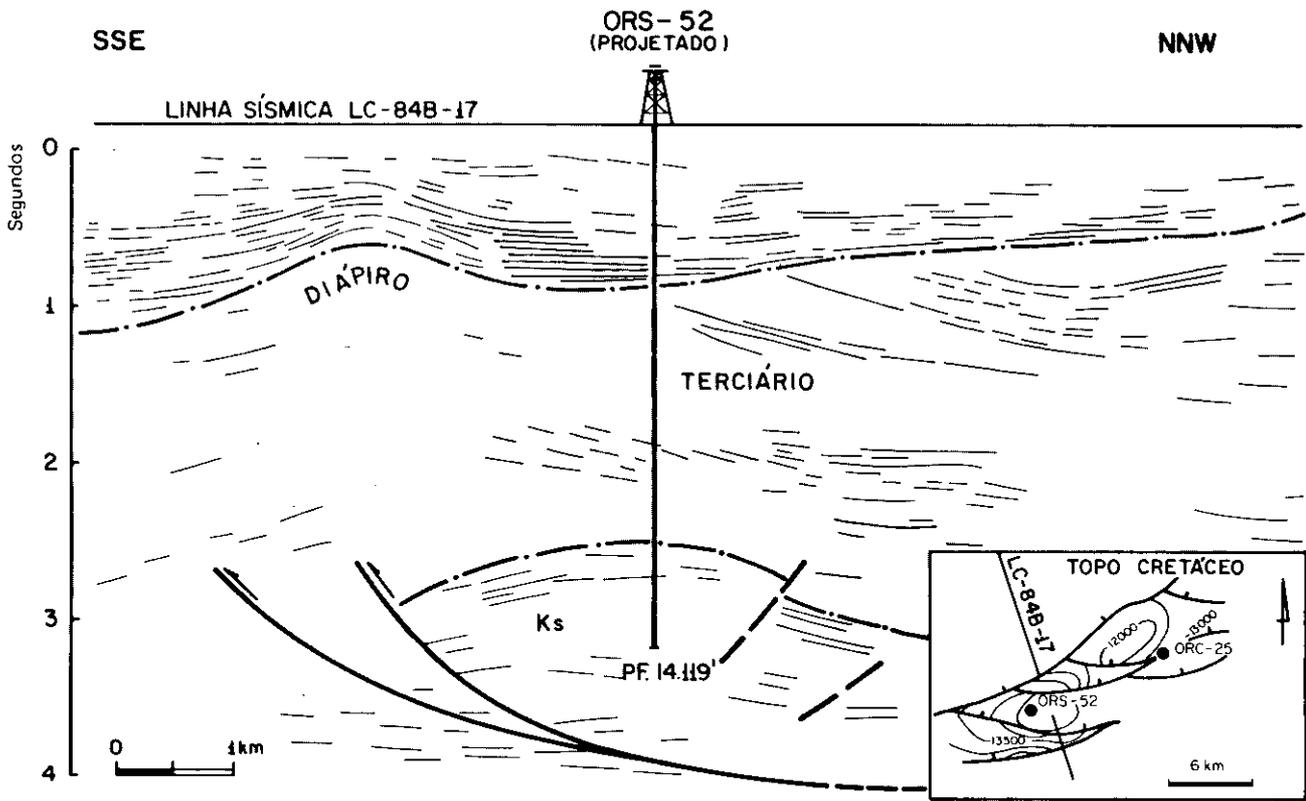
A movimentação da Placa do Caribe, para o leste, durante a era Cenozóica, originou dobramentos e falhamentos transcorrentes responsáveis pela formação de trapas onde se acumula o petróleo das bacias de Maracaibo e Oriente (figs. 1 e 2).

A produção dessas bacias vem de areni-



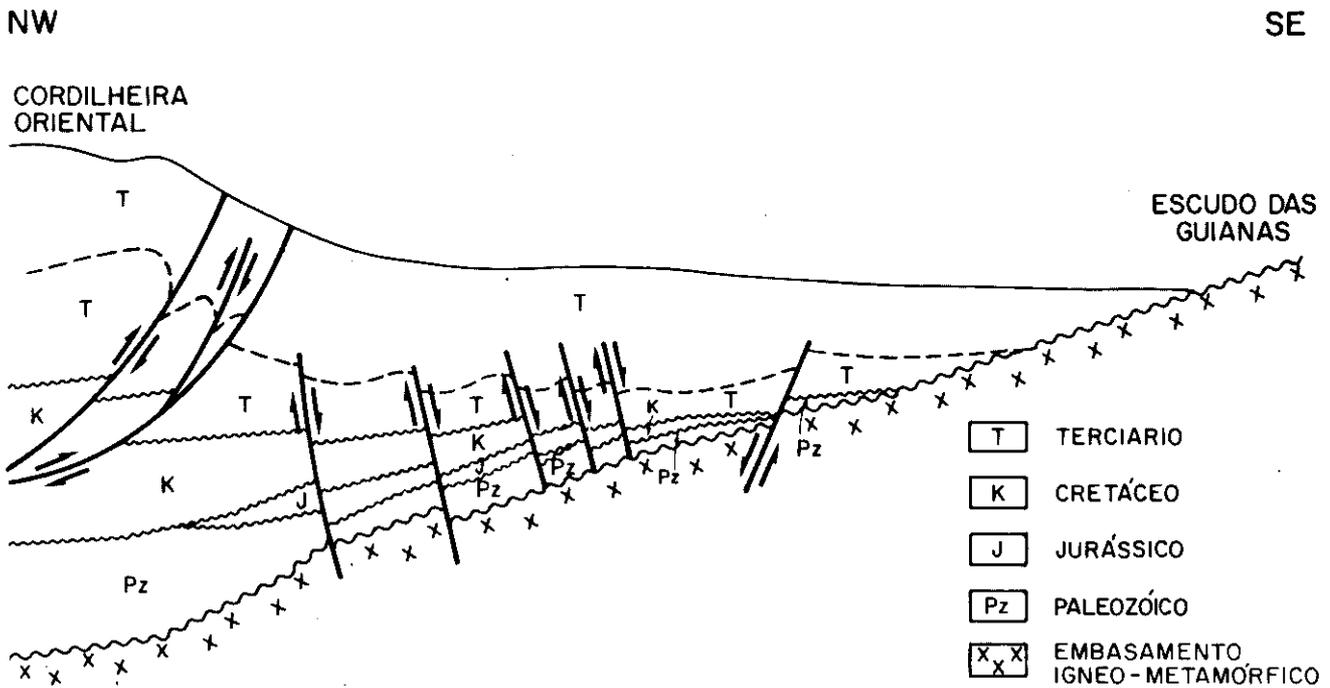
Fonte: modificado de Carnevalli, 1988.

Fig. 2 - Arcabouço tectônico da Bacia do Oriente (Venezuela).
Fig. 2 - Tectonic framework of East Venezuela Basin.



Fonte: modificado de Carnevalli, 1988.

Fig. 3 - Seção estrutural transversal ao Campo de Orocual.
 Fig. 3 - Structural cross-section of Orocual field.



Fonte: modificado de Bueno-Aguilera, 1984.

Fig. 4 - Seção estrutural esquemática transversal à Bacia de Llanos.
 Fig. 4 - Schematic structural cross-section of Llanos Basin.

tos cretáceos e terciários depositados em ambientes profundos (turbiditos) e, também, de arenitos deltaicos. Os seus principais campos são Bolívar, na Bacia de Maracaibo, e El Furrial e Orocuai (fig. 3), na Bacia do Oriente. A maior parte das reservas de petróleo da Venezuela localiza-se nessas duas bacias.

2.2 – Bacias Pericratônicas Subandinas

Importantes bacias bordejam os crátons Guiano-brasileiro e Argentino (fig. 1).

A evolução de todas essas bacias começou no período Cretáceo, ou Jurássico (Bacia de Neuquén), geralmente superpondo-se a outras bacias mais antigas. Sua sedimentação processou-se em mares rasos abrigados, em ambiente deltaico ou nerítico, cujos sedimentos provinham dos escudos das Guianas e Brasileiro e do Cráton Argentino. Os depósitos acumulados nessas bacias são arenitos e folhelhos intercalados e, mais raramente, carbonatos.

Na maioria dessas bacias, as rochas geradoras de petróleo são folhelhos de idade cretácea. Entretanto, em algumas delas, há geração mais antiga, predominantemente de gás e condensado.

A movimentação tectônica nessas bacias é relativamente pequena, produzindo falhas de empurrão, normais e transcorrentes, geralmente de pequeno rejeito.

As principais bacias pericratônicas sul-americanas estão descritas a seguir.

2.2.1 – Bacia de Llanos

Também chamada de Barinas, na Venezuela, cobre uma área aproximada de 250 000 km² nesse país e na Colômbia (fig. 1.3).

É preenchida por sedimentos paleozóicos, cretáceos, terciários e quaternários, continentais fluviais e marinhos rasos (fig. 4). Os principais reservatórios de Llanos são arenitos terciários continentais e neríticos (fig. 5). A bacia não dispõe de rochas geradoras (Gabela, 1985), pelo que as suas grandes reservas de petróleo, de quase 2 bilhões de bar-

ris, são tidas como geradas a oeste, fora da bacia, nos Andes (fig. 1), constituindo-se num caso importante de migração à longa distância.

O campo mais importante desta bacia é o de Caño Limón, na Colômbia, com reservas de cerca de 1 bilhão de barris de óleo, descoberto em 1983. Na parte venezuelana, situam-se importantes campos sobre o Arco de Mérida, que somam mais de 600 milhões de barris de óleo de reserva.

2.2.2 – Bacia do Marañón

Esta bacia cobre, aproximadamente, 600 000 km² no Peru, na Colômbia, no Equador, e no Brasil, onde a Sub-bacia do Acre se constitui num seu apêndice

(fig. 1.5). Esta sub-bacia é, pois, a única pericratônica brasileira.

É preenchida por sedimentos paleozóicos a recentes, depositados em ambiente predominantemente marinho. No Triássico, o ambiente é continental, passando a marinho no Eo-Jurássico e a novamente continental no restante do período Jurássico. No Cretáceo, o ambiente volta a ser marinho, passando a continental no Terciário e Quaternário. Os principais reservatórios são arenitos neríticos do Cretáceo Superior.

Até o presente, não foram identificadas boas rochas geradoras de óleo nesta bacia. Assim, os seus cerca de 3 bilhões de barris de óleo de reserva são tidos como provindos de folhelhos cretáceos, locali-

IDADE		FORMAÇÃO	LITOLOGIA	AMBIENTE
Q	PLEISTOCENO	NECESIDAD		
TERCIÁRIO	PLIOCENO	GUAYABO SUPERIOR		CONTINENTAL
		GUAYABO INFERIOR		
	MIOCENO	FOLHELHOS LEON		MARINHO RASO (NERÍTICO)
		CARBONERA		
	OLIGOCENO			
	EOCENO	MIRADOR		
PALEOCENO	CUERVOS/BARCO		CONTINENTAL	
	GUADALUPE			
CRET.	SUPERIOR	GACHETA		MARINHO RASO
		ARENITO INFERIOR		CONTINENTAL
PALEOZOICO				MARINHO

Fonte: modificado de Charitat *et al.*, 1985.

Fig. 5 - Coluna estratigráfica da Bacia de Llanos.
Fig. 5 - Stratigraphic column of Llanos Basin.

zados a oeste da bacia, na Cordilheira dos Andes. Contudo, faltam estudos a respeito. Algum óleo leve e boa parte do seu gás são derivados de rochas geradoras paleozóicas, especialmente devonianas subjacentes.

Seus campos mais importantes situam-se no Equador (Shushufindi, Lago Agrio, Sacha e Auca), tendo, em conjunto, 1,9 bilhão de barris de óleo de reservas originais.

2.2.3 – Sub-bacia do Acre

A Sub-bacia do Acre (fig. 1.5A) tem sedimentação paleozóica semelhante à da Bacia do Marañón e à da vizinha Bacia

do Ucayali (fig. 1.9), onde se encontram as grandes jazidas de gás de Camisea, no Peru.

A coluna sedimentar da Sub-bacia do Acre chega a mais de 10 mil metros (Barros *et al.*, 1989 – comunicação escrita), composta de sedimentos neocarboníferos a recentes (fig. 6). Os folhelhos do Neocarbonífero são geradores potenciais de óleo (o poço La Colpa-1, perfurado pela Occidental na Bacia do Ucayali, próximo à fronteira do Acre, descobriu óleo no Cretáceo, gerado em folhelhos permocarboníferos). Além disso, os folhelhos devonianos e ordovicianos são bons geradores de gás e condensado desde o norte da Argentina até o

Peru. Eventuais volumes de gás e condensado gerados na Bacia do Ucayali, da qual fazia parte a Sub-bacia do Acre no Paleozóico, poderiam ter migrado para esta sub-bacia.

Os reservatórios potenciais são carbonatos e arenitos permocarboníferos e ocasionais arenitos cretáceos.

2.2.4 – Bacia de Neuquén

É a mais importante bacia argentina, tendo reservas originais de 2 bilhões de barris de óleo e 520 bilhões de metros cúbicos de gás, sendo responsável por 25% da produção de óleo do país. Sua reserva de gás está muito pouco explorada.

A bacia mede 125 000 km², tendo uma forma grosseiramente triangular (fig. 1.14). É preenchida por rochas clásticas, carbonáticas e evaporíticas jurássicas, cretáceas e terciárias de origem continental fluvial e marinha nerítica a batial.

A produção provém de arenitos jurássicos a terciários, enquanto a geração de óleo ocorreu em folhelhos marinhos da Formação Vaca Muerta, depositada no fim do Jurássico. Outros folhelhos mais antigos são geradores de gás.

A parte oeste da bacia é bastante movimentada, com dobramentos e falhamentos de empurrão. Na porção sul da bacia, uma importante falha transcorrente é responsável pela origem de trapas estruturais, muitas delas se constituindo em importantes campos petrolíferos. O restante da bacia exhibe falhamentos pouco expressivos e dobras suaves (fig. 7).

A principal acumulação de Neuquén é, sem dúvida, o Campo de Loma de La Lata, com reservas de 403 bilhões de metros cúbicos de gás, ou seja, quase quatro vezes as reservas totais de gás do Brasil.

2.3 – Bacias Intermontanas

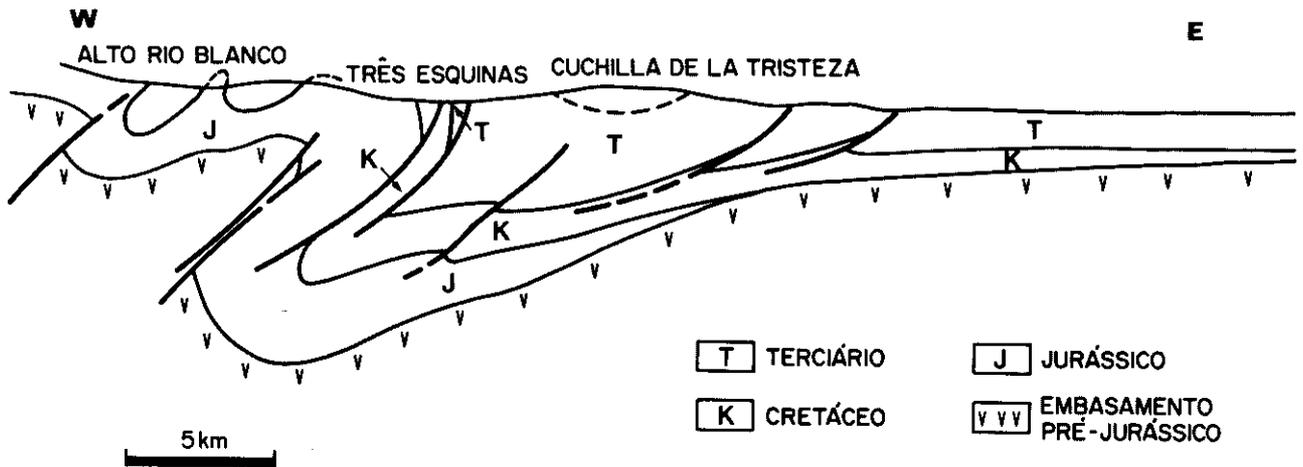
Ao longo da Cordilheira Andina, desde a Venezuela até o sul da Argentina, encontra-se uma série de depressões estru-

IDADE	FORMAÇÃO		LITOLOGIA		AMBIENTE
	PERU	ACRE	PERU	ACRE	
TERC.	NEO	PEBAS	SOLIMÕES		CONTINENTAL
		CHAMBIRA			
	EO	POZO YAUARANGO			
CRET.	NEO	VIVIAN CHONTA A CALIENTE RAYA CUSHABATAY	DIVISOR RIO AZUL MOA		DELTAICO / NERITICO
	EO				
JURÁSSICO	NEO	SARAYAQUILO	JURUA-MIRIM		CONTINENTAL
	MESO				
	EO	PUCARA			
TRIAS		MITÚ			CONTINENTAL
	PER	COPACABANA	R DO MOURA		MARINHO - CONTINENTAL
CARBONIF.	NEO	TARMA	CRUZ DO SUL		MARINHO - CONTINENTAL
	EO		RIO BRANCO		
DEVON.	NEO	CABANILLAS			MARINHO - CONTINENTAL
	EO				
SIL.					
	NEO				
ORDOV.	NEO				
	EO	CONTAYA			MARINHO - CONTINENTAL
C					
P.C.					

Fonte: adaptado de Barros *et al.*, 1989.

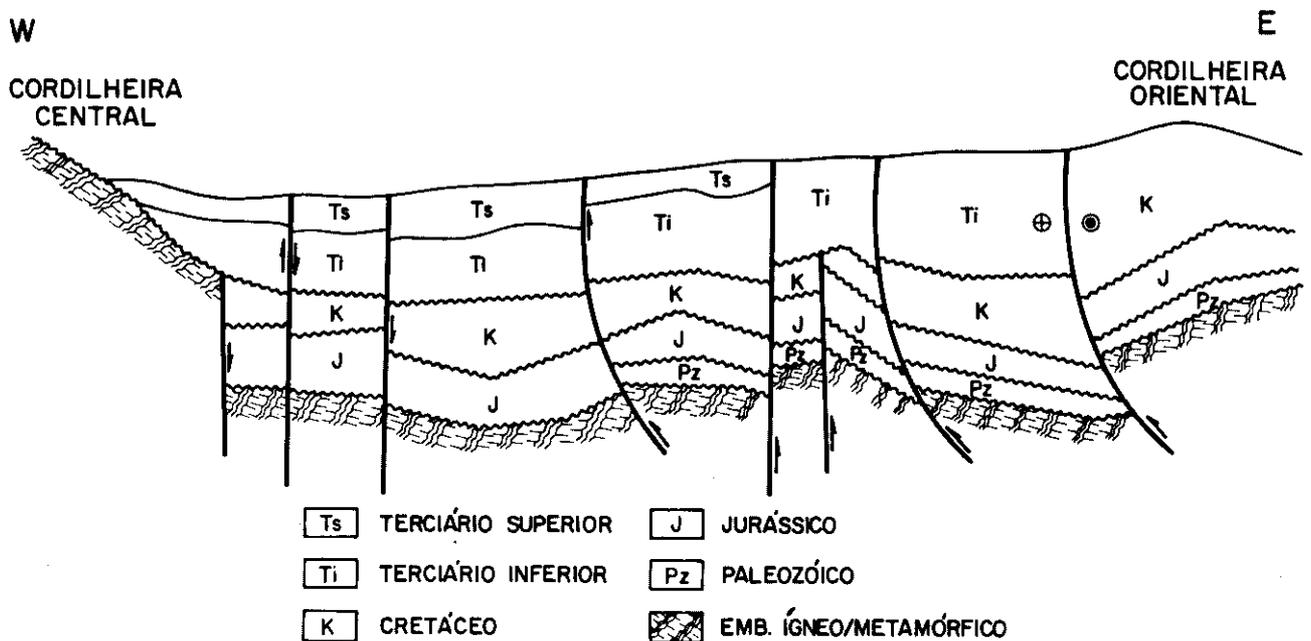
Fig. 6 - Coluna estratigráfica preliminar da Bacia do Marañón: Leste do Peru – Sub-bacia do Acre.

Fig. 6 - Preliminary stratigraphic column of Marañón Basin, eastern Peru, Acre Sub-basin.



Fonte: modificado de Felder, 1987.

Fig. 7 - Seção estrutural esquemática transversal à Bacia de Neuquén.
Fig. 7 - Schematic structural cross-section of Neuquén Basin.



Fonte: modificado de Rodrigues & Baez, 1985.

Fig. 8 - Seção estrutural esquemática transversal à Bacia do Médio Magdalena.
Fig. 8 - Schematic structural cross-section of Middle Magdalena Basin.

turais alongadas no sentido norte-sul, classificadas como bacias intermontanas.

Durante o Paleozóico e parte do Mesozóico, esta área recebeu sedimentos marinhos neríticos a batiais. Estas bacias se formaram concomitantemente com o levantamento dos Andes, o qual se iniciou

no fim do Cretáceo estendendo-se até o Plioceno. Ao mesmo tempo, o ambiente de sedimentação tornava-se continental fluvial e lacustrino.

Os depósitos destas bacias são predominantemente arenitos e conglomerados, com algum folhelho intercalado, no Ter-

ciário, e carbonatos, arenitos e folhelhos, no Cretáceo.

A movimentação tectônica foi grande nessas bacias, ocasionando intensos dobramentos associados a falhas de empurrão e transcorrentes (fig. 8).

Existe produção comercial de petróleo apenas nas bacias do Alto, Médio e Baixo Madalena, todas na Colômbia (fig. 1.4). Nestas três bacias, a produção vem, predominantemente, de arenitos terciários e, mais raramente, de arenitos e carbonatos cretáceos. Outras bacias intermontanas do Peru e da Bolívia, ainda pouco exploradas, poderão tornar-se produtoras no futuro.

2.3.1 – Bacia do Médio Madalena

É a mais importante dentre todas as bacias intermontanas sul-americanas e mede 28 000 km² (fig. 1.4). Suas reservas de óleo são de cerca de 2 bilhões de barris, enquanto as reservas de gás ele-

vam-se a 80 bilhões de metros cúbicos.

As rochas geradoras do óleo e do gás desta bacia são, ainda, pertencentes à famosa Formação La Luna (fig. 9). O grosso da sua produção vem de arenitos continentais terciários.

Os seus principais campos são os gigantes La Cira—Infantas e Casabe.

2.4 – Bacias de Antearco

As bacias de antearco sul-americanas dispõem-se na faixa costeira pacífica da Colômbia ao Chile e no litoral do Caribe (fig. 1). São alongadas paralelamente à costa e associadas à subdução do tipo B

(crosta oceânica envolvida) (fig. 10).

Sua sedimentação processa-se em ambiente marinho raso a profundo, sendo os arenitos turbidíticos os seus mais comuns reservatórios. Contudo, como a sedimentação se dá concomitantemente com vulcanismo nas bordas e no centro dessas bacias, esses arenitos têm grande contribuição de grãos e matriz de origem vulcânica que, através de processos diagenéticos, diminuem muito a porosidade dos reservatórios. Os folhelhos, originados em ambiente batial, podem ser bons geradores de hidrocarbonetos.

No presente estágio de conhecimento da geologia do petróleo, essas bacias são consideradas, em todo o mundo, como pouco prolíficas. A Bacia de Talara é uma exceção a essa regra (fig. 1.6). Esta bacia, porém, parece estar na fase de antearco somente desde o Neogeno. Apesar de intensamente perfurada (9 mil poços), sua evolução é pouco compreendida.

2.4.1 – Bacia de Talara/Progreso

Esta bacia situa-se na plataforma continental do Peru e do Equador, medindo 35 000 km². As deflexões de Tumbes e Huamcambambo controlam tectonicamente a bacia, sendo, talvez, responsáveis pela existência dos seus campos de óleo, pondo em contato, através de intenso falhamento, as rochas geradoras mais profundas, possivelmente, com arenitos-reservatório (turbiditos), de idade terciária.

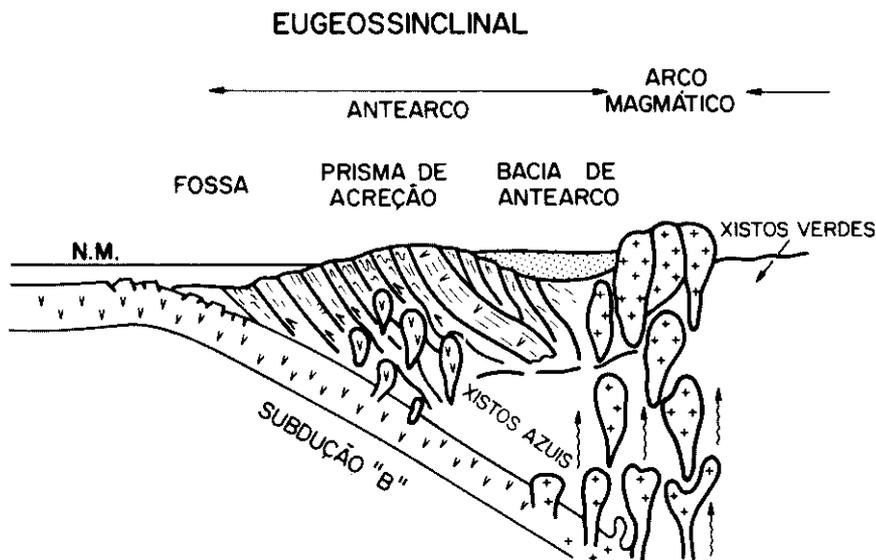
A reserva original do Campo de Talara é de cerca de 1 bilhão de barris de óleo, porém é pequena a produção por poço, devido à baixa permeabilidade dos reservatórios. A sua produção acumulada (400 milhões de barris de óleo), contudo, é maior que a das outras bacias peruanas.

2.5 – Bacias Tipo *Rift*

As bacias *rift* (tafrogênicas) são bacias formadas por extensão, afinamento e posterior fraturamento da crosta. Na América do Sul, essas bacias ocorrem predominantemente no litoral atlântico, ou próximo dele, da Guiana ao sul da

	IDADE	GRUPO / FORMAÇÃO	LITOLOGIA	AMBIENTE	
	TERCIÁRIO	PLIOCENO	MESA		
MIOCENO		REAL		FLUVIAL	
OLIGOCENO		COLORADO			FLUVIO-LACUSTRE
		MUGROSA			
EOCENO		ESMERALDAS			FLUVIO-LACUSTRE
		LA PAZ			
PALEOCENO	LISAMA			CONTINENTAL / TRANSICIONAL	
CRETÁCEO	SUPERIOR	UMIR		NERÍTICO / TRANSICIONAL	
		LA LUNA		BATIAL	
		SALTO		NERÍTICO	
	INFERIOR	SIMITI		BATIAL	
		TABLAZO			NERÍTICO
		PAJA			
		ROSA BRANCA			
		TAMBOR			TRANSICIONAL / CONTINENTAL
JURÁSSICO	GIRÓN			CONTINENTAL	

Fig. 9 - Coluna estratigráfica da Bacia do Médio Madalena.
Fig. 9 - Stratigraphic column of Middle Magdalena Basin.



Fonte: modificado de P. Zalan, Notas Inéditas.

Fig. 10 - Seção transversal esquemática de uma bacia de antearco.
Fig. 10 - Schematic cross-section of a forearc basin.

Argentina. Ocorrem, ainda, no Escudo das Guianas, no Escudo Brasileiro e no Cráton Argentino (fig. 1.13-18).

Essas bacias iniciam-se como depressões tectonicamente controladas por uma falha (meio *graben*) ou duas falhas (*graben*) principais. Nesta fase, são comuns os depósitos de folhelhos lacustres profundos, que podem ser bons geradores de hidrocarbonetos, conglomerados e arenitos alúvio-lacustrinos e, também, turbidíticos (lago profundo), além de, ocasionalmente, carbonatos depositados em plataformas rasas lacustrinas. Os arenitos lacustrinos rasos, geralmente deltaicos, e os arenitos turbidíticos constituem-se em bons reservatórios.

Os *rifts*, quando não evoluem para um estágio marinho aberto, são colmatados por sedimentos aluviais, numa fase de quiescência. Este é o caso das bacias do Recôncavo, no Brasil, e Cuyo, na Argentina, importantes produtoras de petróleo (fig. 1.13-18).

2.5.1 - Bacia do Recôncavo

É um meio *graben* medindo cerca de 10 000 km², situado no leste da Bahia, grosseiramente paralelo à costa.

Seus reservatórios são arenitos lacustrinos e aluviais, estes depositados no Jurássico, antes da implantação do *rift* no início do Cretáceo. Suas rochas gerado-

ras são folhelhos lacustrinos depositados nas partes profundas do antigo lago.

Seu padrão tectônico é de falhamentos normais com blocos basculados.

Em termos de reservas, o Recôncavo é a segunda mais importante bacia brasileira, com reservas originais de 1,4 bilhão de barris de óleo, dos quais 1,1 bilhão já foi produzido até o final de 1988.

2.5.2 - Bacia de San Jorge

É uma das mais importantes bacias argentinas. Constitui-se num *graben* alongado no sentido E-W, medindo 170 000 km², situado na costa sul da Argentina e estendendo-se para a plataforma continental (fig. 1.15).

Esta bacia iniciou-se no Eo-Cretáceo, sobre um embasamento vulcanoclástico jurássico.

No Cretáceo, a sedimentação foi lacustrina, enquanto que, no Terciário, predominou a deposição continental aluvial com intercalações de depósitos marinhos neríticos. Os seus principais reservatórios são arenitos aluviais e lacustrinos cretáceos. As rochas geradoras foram depositadas nas partes profundas do lago pretérito.

O padrão tectônico é o comum dos

grabens com falhas normais, com vergência para o eixo da bacia (fig. 11). Na borda oeste da bacia, ocorreu tectônica compressiva relacionada ao dobramento andino, durante o Terciário.

Os reservatórios apresentam baixa permeabilidade em decorrência de área-fonte vulcanoclástica. Assim, a produção por poço é baixa.

As reservas originais desta bacia chegam a 2,5 bilhões de barris de óleo, dos quais 1,7 bilhão já foi produzido.

2.6 - Bacias Marginais Abertas

Os *rifts* costeiros podem evoluir para bacias marinhas restritas, à semelhança do Mar Vermelho, com deposição de carbonatos e evaporitos, basicamente. É esse o caso da maioria das bacias costeiras brasileiras que, numa fase ulterior, passaram a bacias marginais abertas preenchidas por sedimentos clásticos, provinidos do Escudo Brasileiro, e carbonatos formados em ambiente nerítico raso, na plataforma continental (fig. 12). A Bacia de Campos, a maior do Brasil em reservas petrolíferas, é a melhor representante deste tipo de bacias no continente.

2.6.1 - Bacia de Campos

Situa-se na margem continental leste brasileira, ocupando 110 000 km² até a cota batimétrica de 3 400 m (fig. 1.17).

Esta bacia iniciou-se como um *rift*, no Cretáceo Inferior, onde predominava ambiente alúvio-lacustrino. Os folhelhos lacustres profundos desta idade são considerados os geradores de petróleo da bacia.

Em sua evolução para uma bacia tipo "margem divergente" ou marginal aberta, a Bacia de Campos experimentou uma fase transicional de ambiente de mar restrito, onde predominaram evaporitos, de idade aptiana.

Já na sua fase marinha aberta, do Albiano ao Recente, a bacia recebeu depósitos carbonáticos, clásticos grosseiros e pelitos, correspondentes aos ambientes de plataforma, talude e planície abissal.

Seus reservatórios principais são arenitos turbidíticos, de idade terciária e cretácea, seguidos de calcarenitos albianos e coquinas barremianas.

A tectônica da bacia é distensional, tendo as falhas normais principais vergência para o leste.

Suas reservas provadas de óleo situavam-se em 1,9 bilhão de barris no fim de 1988. As reservas prováveis, entretanto, podem alcançar 4,7 bilhões de barris. Suas reservas de gás (42 bilhões de metros cúbicos) equivalem a quase a metade da reserva nacional.

Esta bacia abriga os dois campos gigantes de óleo Albacora e Marlim, situados em cota batimétrica de 200 m a 2 000 m.

A Bacia de Campos, sozinha, responde por 57% da produção de petróleo bra-

sileira.

2.7 – Bacias Intracratônicas

Apesar de serem as maiores bacias da América do Sul, as bacias intracratônicas têm se revelado, até o presente, pouco prolíficas. Das grandes bacias do Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná (que inclui a chamada Bacia de Noreste, na Argentina), apenas a primeira já teve descoberta comercial de hidrocarbonetos, predominantemente gás (fig. 1.7). Embora modestas, essas reservas tendem a crescer com o aumento da exploração. O Campo do Rio Urucu, o único em produção até o momento, produzia, em outubro de 1989, 4 650 barris diários de óleo leve, de arenitos do Pensilvaniano.

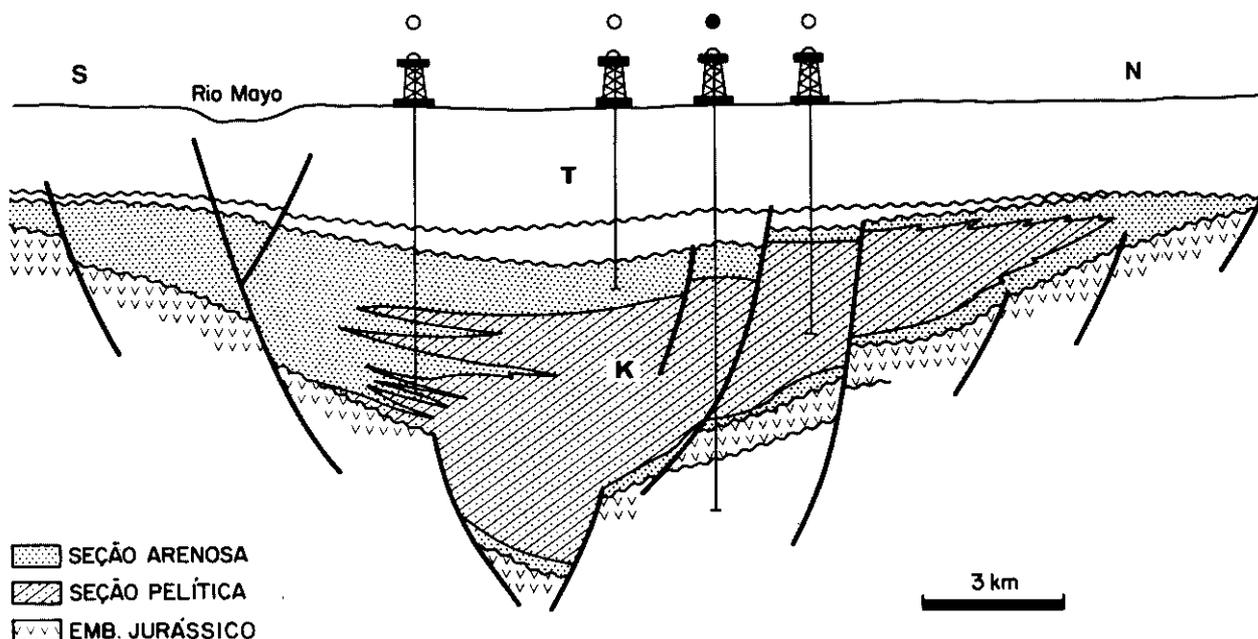
3 – RESERVAS E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

Como se observa na tabela I, a Vene-

zuela é detentora das maiores reservas de petróleo da América do Sul, sendo, de longe, a maior produtora de óleo. Os demais países produtores somados têm apenas um sexto das reservas de óleo da Venezuela. Mantendo a produção de 1988, esse país disporá de óleo para 97 anos (tabela II). Por tudo isto, a Venezuela é o grande exportador de óleo da América do Sul.

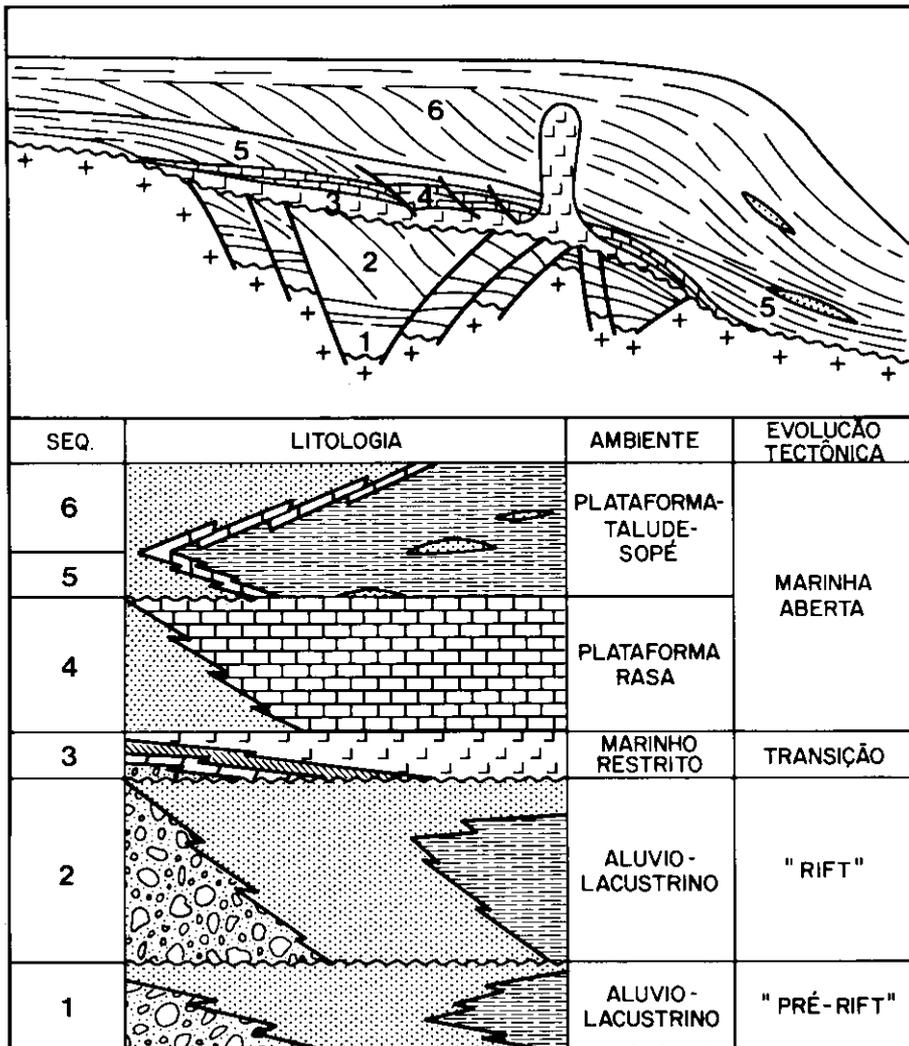
Também a Colômbia, o Equador e Trinidad-Tobago são importantes exportadores de óleo, não tanto por causa do volume produzido, mas em vista das suas modestas demandas deste produto.

Dentre os países acima, a Venezuela e o Equador são membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a qual vem tentando, muitas vezes com êxito, controlar os preços do petróleo no mercado mundial.



Fonte: modificado de Felder, 1987.

Fig. 11 - Seção geológica transversal à Bacia de San Jorge.
Fig. 11 - Geologic cross-section of San Jorge Basin.



Fonte: modificado de Ponte *et al.*, 1978.

Fig. 12 - Evolução tectônica da Bacia de Campos.
Fig. 12 - Tectonic evolution of Campos Basin.

TABELA I/TABLE I

DEZEMBRO/1988
DECEMBER/1988

Países	Reservas		Produção
	Óleo (10 ⁹ bbl)	Gás (10 ⁹ m ³)	Óleo (10 ³ bbl/d)
Venezuela	58,0	2 900	1 700
Brasil	2,8	109	650*
Argentina	2,3	770	450
Colômbia	2,0	111	347
Equador	1,3	114	310
Trinidad-Tobago	0,5	297	150
Peru	0,5	283	140
Chile	0,3	111	25
Bolívia	0,2	151	20

* Julho/89.

4 - PRINCIPAIS PAÍSES PRODUTORES DE PETRÓLEO

4.1 - Venezuela

A exploração e produção petrolífera na Venezuela iniciou-se em 1878. Entretanto, quando os espanhóis chegaram ao Lago Maracaibo, já encontraram os índios utilizando petróleo que ali aparecia em exsudações. Atuaram no país companhias estrangeiras, notadamente a Shell, Texaco, Gulf e Mobil, até a nacionalização da indústria petrolífera venezuelana na década de 70. A partir daí, esta atividade tem sido exercida pela estatal PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.).

Além da Bacia de Maracaibo, a Venezuela tem produção e importantes reservas nas bacias de Barinas/Apuré (Llanos) e Oriente. Estas três bacias concentram praticamente todas as reservas venezuelanas conhecidas de petróleo, que, em fins de 1988, montavam a 58,1 bilhões de barris de óleo e 2,9 trilhões de metros cúbicos de gás natural (tabela I).

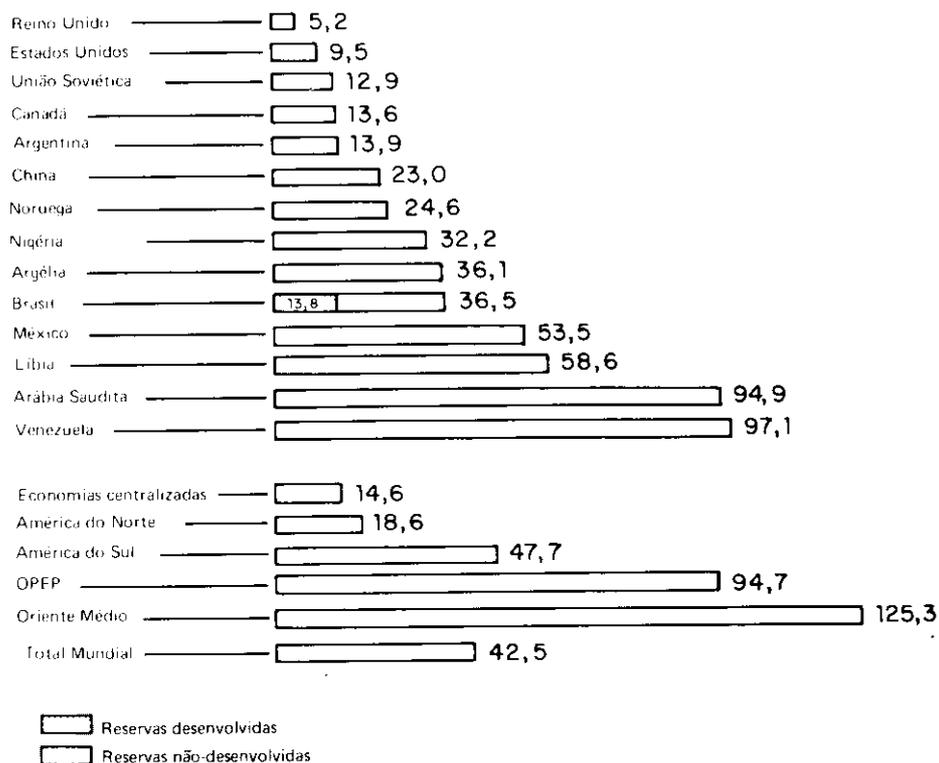
Somente na década de 80, a PDVSA se ocupou da perfuração de objetivos cretáceos na Bacia do Oriente, contentando-se, até então, com as reservas dos arenitos terciários, mais rasos. As reservas venezuelanas de óleo e gás estão em franca ascensão. As bacias do Oriente e Barinas/Apuré estão longe de atingir o estágio maduro de produção. São excelentes as perspectivas de aumento das suas reservas.

A Venezuela é membro da OPEP e produz 1 715 000 barris diários de óleo, dos quais exporta 1 350 000. A sua capacidade de refino é de 1 200 000 barris por dia, superior ao seu consumo de derivados de óleo, o que a torna exportadora também desses produtos.

4.2 - Brasil

A produção de óleo no Brasil começou em 1939 com a perfuração do poço DNPM-163, que descobriu o Campo de Lobato, no Recôncavo Baiano, perfurado pelo Departamento Nacional da Produção Mineral. A partir de 1954, a res-

TABELA II/TABLE II

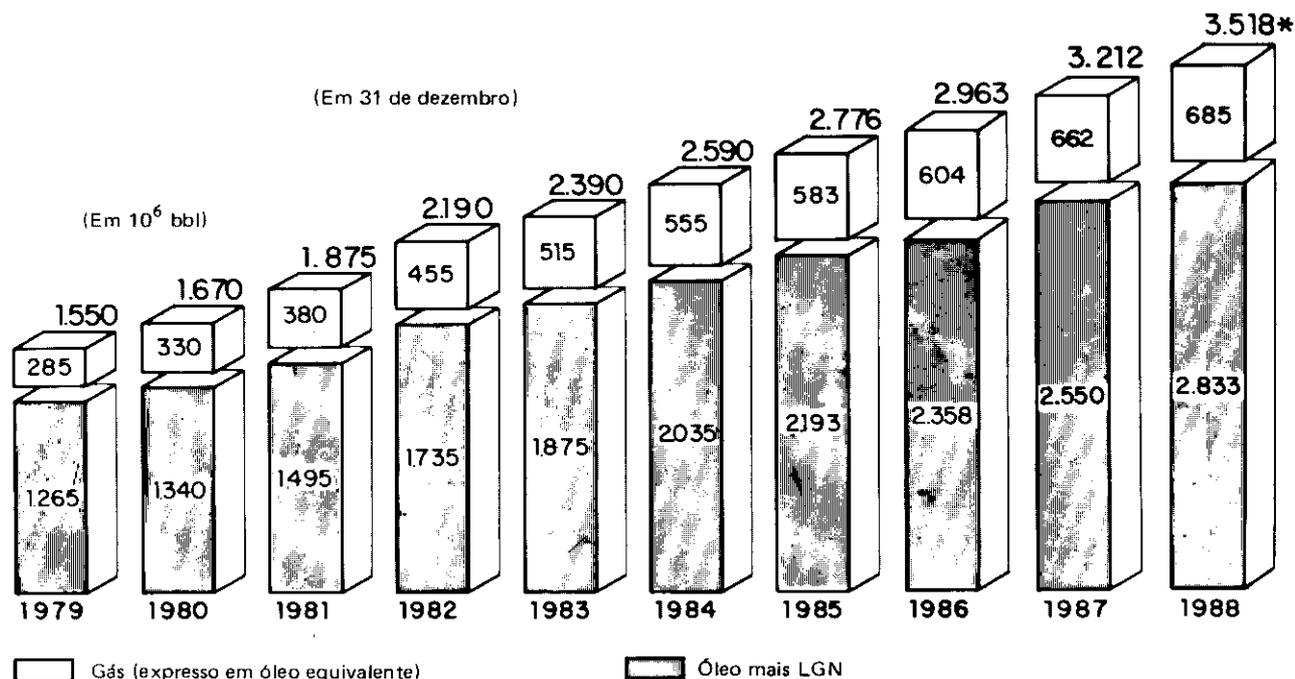


Fonte: Oil & Gas Journal, dez. 88.

responsabilidade pela exploração e produção de petróleo no país passou à recém-criada PETROBRÁS. Desde então, as reservas brasileiras têm aumentado ano a ano (fig. 13).

A produção de petróleo no Brasil vem também crescendo, tendo atingido o pico de 650 mil barris diários em 31 de julho de 1989, correspondentes a mais de 50% do consumo nacional. A meta a ser alcançada pela PETROBRÁS este ano (1989) é de 700 mil barris diários. Quase 60% da produção do país vem da Bacia de Campos, sendo que as maiores bacias produtoras, além de Campos, são Potiguar, Recôncavo e Sergipe-Alagoas.

As reservas provadas do Brasil são de 2,8 bilhões de barris de óleo e de 110 bilhões de metros cúbicos de gás natu-



* Exceto águas profundas (> 1 000 m).

Fig. 13 - As reservas brasileiras de petróleo vêm aumentando continuamente.
Fig. 13 - Brazilian hydrocarbon reserves have increased continuously.

ral (31-07-89). Computando-se também as reservas prováveis e possíveis situadas em acumulações sob cota batimétrica superior a 400 m, chega-se a valores de 6,7 bilhões de barris de óleo e 200 bilhões de metros cúbicos de gás natural.

4.3 — Argentina

A Argentina tem cerca de 20 bacias sedimentares, das quais seis são produtoras de petróleo. Sua exploração começou em 1907 possibilitando, através da estatal YPF, a auto-suficiência do país em óleo e gás. A maior parte da produção vem das bacias de Neuquén, San Jorge, Cuyo e Magallanes (fig. 1).

Muito pouca atenção foi dada à exploração no mar pela YPF. Somente em junho de 1989, foi iniciada a produção *offshore*, pela companhia francesa Total e suas associadas. Esta e outras empresas estrangeiras, inclusive a BRASPETRO, estão explorando na plataforma continental argentina sob contratos de risco.

A produção de óleo na Argentina é igual ao consumo, ou seja, 470 mil barris diários, sendo sua capacidade de refino de 690 000 barris por dia, superior ao consumo.

Apesar de ser também auto-suficiente na produção de gás natural, o país importa pouco mais de 2 milhões de metros cúbicos diários de gás da Bolívia por força de um acordo em vigor até 1992. O Chile, que não produz gás suficiente para seu consumo, deverá importá-lo da Argentina através de um gasoduto que atravessará a Cordilheira dos Andes. As grandes reservas de gás natural da Argentina (tabela I) poderão torná-la exportadora de gás também para o Brasil, Paraguai e Uruguai.

4.4 — Colômbia

A produção de petróleo na Colômbia iniciou-se no Campo de La Cira-Infantas, em 1921, na Bacia do Médio Magdalena, com a Tropical Oil Company (americana), que foi absorvida mais tarde pela Standard Oil of New Jersey, hoje Exxon. A maioria dos campos des-

ta bacia foi descoberta nas décadas de 40 e 50.

Presentemente, a atividade de exploração e produção de petróleo no país é realizada por companhias particulares, nacionais e estrangeiras, inclusive a BRASPETRO, e pela estatal Ecopetrol.

As reservas da Colômbia são de 2 bilhões de barris de óleo e 111 bilhões de metros cúbicos de gás natural (tabela I). Essas reservas estão acumuladas nas bacias de Llanos, Alto, Médio e Baixo Magdalena, Maracaibo e Marañón (fig. 1).

O país passou à condição de exportador a partir da entrada em produção do Campo de Caño Limón, na Bacia de Llanos, explorado pelas companhias Occidental, Shell e Ecopetrol. O óleo produzido é transportado para a costa, até o porto de Covenas, por um oleoduto de 787 km, de 24 polegadas de diâmetro, e que cruza os Andes, a 2 650 m de altitude. Sua capacidade é de 200 mil barris diários, que coincide com o volume exportado.

4.5 — Equador

O desenvolvimento significativo da exploração petrolífera no Equador começou com a descoberta do Campo de Sacha, um gigante, pela Texaco em 1969. Já em 1972, o campo entrava em produção.

A exploração e produção de petróleo no país é feita pela estatal Petroequador e por companhias privadas e estatais estrangeiras, inclusive a BRASPETRO.

Quase toda a produção vem da Bacia do Marañón (fig. 1.5), denominada Oriente no Equador, onde se situam os campos gigantes de Shushufindi, Sacha, Lago Agrío e Auca. A reserva de óleo do país situa-se em 1,35 bilhão de barris enquanto a reserva de gás é de 114 bilhões de metros cúbicos de gás natural.

O óleo produzido no leste é transportado para a costa pacífica por um oleoduto de, aproximadamente, 500 km com capacidade para 290 mil barris diários,

que cruza os Andes a uma altitude máxima de 4 064 m.

O Equador é um país exportador de petróleo, membro da OPEP, sendo a sua produção atual de 310 mil barris de óleo, mais da metade exportada.

4.6 — Trinidad-Tobago

Trinidad-Tobago é um país constituído de duas ilhas e situado na costa nordeste da Venezuela. Apesar de suas pequenas dimensões, equivalentes a um quarto da área da Ilha de Marajó, a Ilha de Trinidad tem uma reserva de óleo apreciável: 528 milhões de barris. As reservas de gás são ainda mais impressionantes, chegando a 297 bilhões de metros cúbicos (tabela I).

Trinidad, situada dentro da Bacia do Oriente (fig. 1.1), tem sido explorada para óleo desde o início do século por companhias estrangeiras, especialmente a Shell. Presentemente, a exploração e produção petrolíferas são realizadas pela estatal Trintoc, e suas associadas, também estatais, e por companhias estrangeiras, notadamente a Amoco.

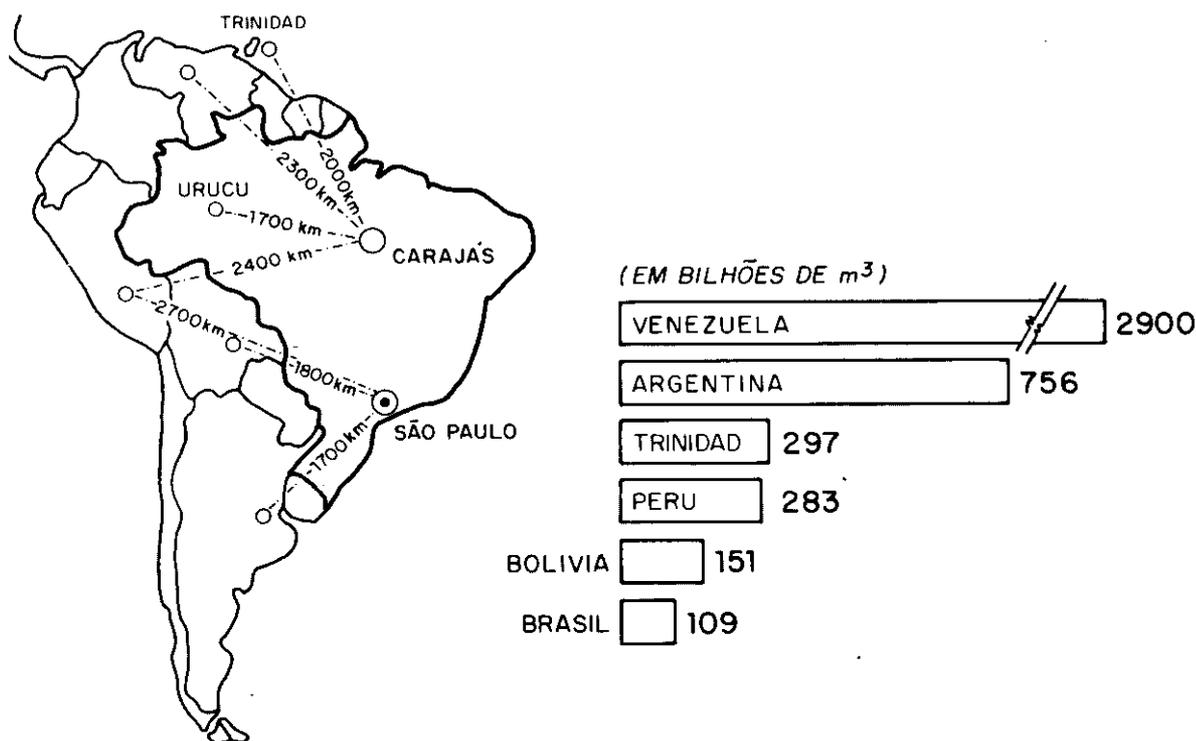
A produção de óleo de Trinidad-Tobago é de 150 000 barris por dia, quase toda exportada.

4.7 — Peru

A exploração de petróleo no Peru iniciou-se em 1922, com a Standard Oil Company of New Jersey, hoje Exxon. A partir daí, companhias privadas peruanas e estrangeiras, e a estatal Petroperu, têm explorado e produzido óleo e gás no país.

A exploração e a produção tomaram grande impulso quando, na década de 70, a Occidental descobriu uma província petrolífera no nordeste do Peru, na Bacia do Marañón (fig. 1.5). Quase toda a produção peruana de óleo, 140 mil barris diários, provém dessa bacia, produzidos em mais de 20 campos da Occidental e da Petroperu.

As reservas de óleo do país montam a 456 milhões de barris, enquanto as de gás alcançam 283 bilhões de metros



Fonte: Oil & Gas Journal, dez. 88 e PETROBRÁS.

Fig. 14 - As reservas de gás dos países vizinhos serão necessárias ao futuro desenvolvimento do Brasil.
 Fig. 14 - Gas reserves of neighboring countries will be necessary to Brazil's future development (reserves in billions of cubic meters).

cúbicos (tabela I). A produção de óleo do Peru é grosseiramente equivalente ao seu consumo.

Semelhantemente ao Equador e à Colômbia, a produção da Bacia do Marañón chega à costa pacífica por um oleoduto transandino.

4.8 - Bolívia

A Bolívia tem modestas reservas de óleo e gás concentradas na Bacia Subandina Sul (fig. 1.11), nas cercanias de Santa Cruz de la Sierra. Estas reservas são de cerca de 176 milhões de barris de óleo e 151 bilhões de metros cúbicos de gás.

A produção diária boliviana de líquidos é de 2 mil barris de óleo e 18 mil barris de condensado, bastando para o consumo do país. A produção de gás ultrapassa os 2 milhões de metros cúbicos diários e é exportada quase toda para a Argentina. A partir de 1992, quando cessa o contrato com a Argentina, a Bolívia deverá exportar gás para o Brasil, sob a forma de energia e produtos petroquímicos.

5 - O BRASIL E O GÁS DA AMÉRICA DO SUL

Os países desenvolvidos têm diminuído o uso de eletricidade em suas economias às custas de transferirem indústrias energo-intensivas para países em vias de desenvolvimento. Este papel de grande consumidor de energia deverá caber ao Brasil na divisão internacional do trabalho, que não é por ele controlada.

Como aparentemente o Brasil não deseja fazer uso intensivo da energia nuclear, o País terá necessidade de utilizar energia termoelétrica, gerada a gás, pois as hidroelétricas, sozinhas, não terão condição de atender ao aumento da demanda. Neste caso, poder-se-ia lançar mão do carvão e do óleo combustível para a geração; porém, estes produtos, especialmente o carvão, são grandes poluidores da atmosfera e a população tende a não aceitar altos níveis de poluição.

O Brasil tinha, em dezembro de 1988, modestos 109 bilhões de metros cúbicos de reservas de gás, concentradas predominantemente no leste do País. O que se

tem verificado, até o presente, é que as bacias em exploração no Brasil são mais propensas à geração de óleo do que gás, embora a exploração intensiva das bacias intracratônicas paleozóicas brasileiras possa reverter este quadro no futuro.

Os países vizinhos, por outro lado, são ricos em gás natural, dispondo de reservas 40 vezes maiores que a do Brasil. O gás da Bolívia, Peru, Venezuela e Trinidad-Tobago, especialmente, pode ser um grande impulsor do desenvolvimento do Norte e Centro-Oeste do Brasil, inclusive viabilizando o pólo industrial de Carajás que se planeja implantar (fig. 14).

O gás argentino e o boliviano poderão, também, complementar a produção doméstica de gás do Brasil, contribuindo para o desenvolvimento industrial do Sul do país, especialmente de São Paulo.

O recente acordo para o fornecimento de gás da Bolívia ao Brasil abre o caminho para a utilização do gás dos países vizinhos por este país. Por esse acordo,

serão importados, inicialmente, 3,5 milhões de metros cúbicos diários de gás, sob a forma de energia elétrica (1,8 milhão de gigawatts) e de produtos petroquímicos (300 mil toneladas/ano de uréia e 100 mil toneladas/ano de polietileno). A energia elétrica importada custará US\$ 100 milhões anuais. Numa etapa posterior, serão importados 6,5 milhões de metros cúbicos de gás diários.

O Banco Mundial deverá financiar a construção de um gasoduto de 550 km de Santa Cruz de la Sierra a Puerto Suarez, na fronteira da Bolívia com o Brasil.

No Peru, a Shell descobriu, em 1984, um importante conjunto de campos de gás natural e condensado, denominado Camisea. O volume *in situ* da descoberta é estimado pela Shell em 16,6 trilhões de pés cúbicos de gás seco e 970 milhões de barris de condensado. Para o desenvolvimento e aproveitamento da jazida, a Shell estimou um custo de US\$ 1 290 milhões.

Devido a dificuldades na obtenção de financiamento para o projeto, a Petroperu decidiu encerrar as negociações, e o contrato com a Shell foi cancelado. O governo peruano iniciou, então, um processo de busca de parceiros no âmbito da comunidade latino-americana, com uma proposta de associação para o empreendimento. As negociações se desenvolvem na Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), estando o governo brasileiro e a BRASPETRO interessados no assunto.

Desde o seu descobrimento, o Brasil tem estado mirando o mar, dando pouca importância aos países vizinhos e mesmo ao interior do seu território. A importação de gás, dos países limítrofes, pelo Brasil, não só impulsionará o desenvolvimento do interior do País como também ensejará um maior intercâmbio comercial dos países sul-americanos, fortalecendo a sua integração num mercado econômico regional.

AGRADECIMENTOS

À Diretoria da PETROBRÁS por autori-

zar a publicação do presente trabalho. Especialmente ao geofísico Wagner Freire, Diretor de Exploração e Produção da Companhia, a autorização para a utilização de algumas ilustrações de palestras suas neste artigo. Ao geólogo Jonas dos Reis Fonseca, o nosso reconhecimento pela revisão crítica do texto e incentivo para a sua publicação, bem como ao geofísico Enio de Paula Carneiro, cujas informações e idéias contribuíram para enriquecer este trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BALLY, A. W. & SNELSON, S. 1980. Realms of subsidence. In: MIALI, A. D., ed. Facts and principles of world petroleum occurrence. *Canadian Soc. of Petrol. Geol., Memoir*, 6, p. 9-94.
- BARROS, M. C. *et al.* 1989. *Coluna estratigráfica preliminar da Bacia do Maraíón/Acre*. Rio de Janeiro, BRASPETRO (Inédita).
- BRITISH PETROLEUM. 1989. *BP Statistical review of world energy*. Londres, June.
- CANFIELD, R. W.; BONILLA, G.; ROBBINS, R. K. 1982. Sacha oil field of Ecuadorian oriente. *American Assoc. of Petrol. Geol. Bull.*, 68 (3): 1076-90.
- CARNEVALLI, J. 1988. Venezuela Nor-oriental: exploración en frente de Montana. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, EXPLORACIÓN PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 3, Caracas, Venezuela, v. 1.
- CHARITAT, P.; CARVAJAL, L. C.; RUIZ, J. 1985. Tocaria oil and gas field and la Gloria Norte oil field, two Examples of Casanare hydrocarbon fields. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, EXPLORACIÓN PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 2, Bogotá, Colômbia, v. 1.
- COLOMBO, C. 1971. *Enciclopedia del petroleo e del gas naturale*. ENI, Itália.
- FELDER, B. 1987. *Evaluación de for-*

- maciones en la Argentina*. Schlumberger, Buenos Aires.
- FELDER, B. 1980. *Evaluación de formaciones en la Venezuela*. Schlumberger, Caracas.
- GABELA, V. H. 1985. Campo Caño Limón, Llanos Orientales de Colombia. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, EXPLORACIÓN PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 2, Bogotá, Colômbia, v. 1.
- HAY-ROO, H.; ZUNIGA, J. F.; MONTOYA, A. 1983. Geology and entrapment history of the Portachuelo Salina Pool, Talara Basin, Peru. *Jour. of Petrol. Geol.*, 6 (2): 139-64.
- LESTA, J. P.; DIGREGORIO, J.; MOZETIC, M. E. 1985. Presente y futuro de la exploración de petroleo en las cuencas subandinas, Argentina. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, EXPLORACIÓN PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 2, Bogotá, Colômbia, v. 3.
- MARCHESE, H. G. 1985. Cuenca Neuquina, sus principales características geológicas de producción y exploración. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, EXPLORACIÓN PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 2, Bogotá, Colômbia, v. 1.
- PENNWELL. 1988. *Oil & Gas Journal*, 86 (52). Tulsa, U.S.A.
- PONTE, F. C.; DAUZACKER, M. V.; PORTO, R. 1978. Origem e acumulação do petróleo nas bacias sedimentares brasileiras. In: CONGR. BRAS. PETRÓLEO, 1, Rio de Janeiro, 1978. *Anais* . . . Rio de Janeiro, p. 121-47.
- RODRIGUES, A. G. 1985. Las cuencas intramontanas andinas. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, EXPLORACIÓN PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 2, Bogotá, Colômbia, v. 3.
- RODRIGUES, C. G. & BAEZ, H. A. 1985. Cuencas sedimentarias de Colombia. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, EXPLORACIÓN PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 2, Bogotá, Colômbia, v. 2.
- TOUZETT, P. J. & SANZ, V. R. 1985. Presente y futuro de la exploración petrolera en las cuencas subandinas del Peru. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, EXPLORACIÓN PETRO-

LERA EN LAS CUENCAS SUBAN-
DINAS, 2, Bogotá, Colombia, v. 3.

WALPER, J. L. 1980. The tectono-
sedimentary history of Caribbean
basins and their hydrocarbon poten-
tial. In: MIALL, A. D., ed. Facts and
principles of world petroleum occur-
rence. *Canadian Soc. of Petrol. Geol.,
Memoir 6*, p. 887-911.

EXPANDED ABSTRACT

The most prolific sedimentary basins in South America are pericratonic sub-Andean basins, especially those in Venezuela and Trinidad-Tobago related to the southern transform fault that borders the Caribbean plate (fig. 1). In addition, these are some noteworthy prolific rift, divergent marginal, and intermontane basins.

Containing the greatest part of Venezuela's reserves, the Maracaibo and East Venezuela are by far the most prolific basins in South America, and even in the highly drilled Maracaibo Basin these reserves may still increase substantially. The recently discovered Orocuai and El Furrial fields contain reserves of some billion of barrels of oil.

Other important pericratonic basins border the Guyanese-Brazilian and Argentine cratons. The evolution of all of these basins has been similar and began in the Cretaceous or Jurassic periods, generally overlying ancient basins. Three of these stand out because of their large oil and gas reserves and because they contain some famous fields: Llanos Basin, with the giant Caño Limón field; Marañón Basin, comprising Ecuador's four giant fields: Sacha, Auca, Shushufindi, and Lago Agrio; and Argentina's Neuquén Basin, whose Loma de la Lata field contains almost four times more gas (i. e., 403 billion cubic meters) than all Brazilian basins together.

Along the Andes range, from Venezuela through the south of Argentina, a series of elongated intermontane basins can be found. Although these are highly folded and faulted, with a host of potential hydrocarbon traps, only the Upper and Middle Magdalena basins are good oil producers. Similar basins located to the south, especially in Peru and some in Bolivia, remain almost unexplored and may contain important hydrocarbon reserves. Colombia's oil production activities began in the Middle Magdalena Basin, where giant fields like the La Cira-Infantas and Casabe are located.

Although forearc basins are considered

poor targets for hydrocarbon exploration, the Talara-Progreso Basin on the Peruvian/Ecuadoran coast is an exception, with original reserves reaching one billion barrels of oil.

Among South American rift basins, the most important regarding original oil reserves are Recôncavo, in Brazil, and San Jorge, in Argentina (1.4 billion and 2.5 billion barrels, respectively). Campos Basin is South America's most prolific divergent marginal basin, with reserves estimated at 4.7 billion barrels of oil, a figure which is expected to increase as exploration proceeds towards deep waters. Located offshore in eastern Brazil, this basin accounts for nearly sixty percent of total Brazilian oil production and includes the two giant deep-water fields Albacora and Marlim. It evolved from a rift basin, in the Early Cretaceous, to a divergent marginal marine basin.

Brazil is surrounded by countries whose gas and oil reserves are, respectively, forty and twenty-three times greater than Brazilian reserves. The coming decade is expected to see a world trend for large energy consumers to transfer their industries from developed to developing nations, and in the international division of labor Brazil has been assigned a role as a large energy consumer. Since Brazil apparently has no plans to expand its capacity to generate nuclear power, and since its hydroelectric power plants alone will be unable to meet future energy demand, the country will need to turn to thermoelectric energy. Furthermore, considering that Brazil has low reserves of poor quality coal (and that this mineral is in any case a heavy pollutant), the nation will need to adopt gas to feed future thermoelectric plants.

Brazil's gas reserves, measured at a modest 109 billion cubic meters in 1988, are mainly concentrated in the east. In order to develop the midwestern and northwestern areas of the country, it will be necessary either to import gas from neighboring Argentina, Bolivia, Peru, Venezuela, and Trinidad-Tobago or to intensify the exploration of Brazil's Paleozoic basins, or both.