

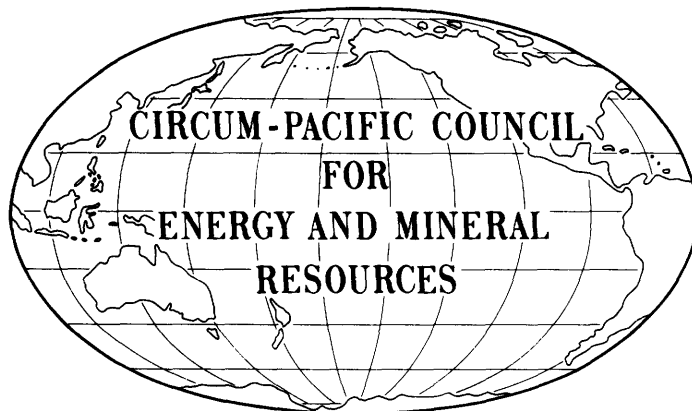
**U.S. DEPARTMENT OF THE INTERIOR
U.S. GEOLOGICAL SURVEY**

TO ACCOMPANY MAP CP-39

**EXPLANATORY NOTES FOR THE
ENERGY-RESOURCES MAP
OF THE CIRCUM-PACIFIC REGION
SOUTHEAST QUADRANT**

**NOTAS EXPLICATIVAS DEL
MAPA DE RECURSOS ENERGETICOS
DE LA REGION CIRCUM-PACIFICA
CUADRANTE SURESTE**

1:10,000,000



1991

**CIRCUM-PACIFIC COUNCIL FOR ENERGY AND MINERAL RESOURCES
CONSEJO CIRCUM-PACIFICO PARA LA ENERGIA Y LOS RECURSOS MINERALES
Michel T. Halbouty, Chairman/Director**

**CIRCUM-PACIFIC MAP PROJECT
PROYECTO DE MAPA DEL CIRCUM-PACIFICO
John A. Reinemund, Director
George Gryc, General Chairman/Director General**

**EXPLANATORY NOTES FOR THE
ENERGY-RESOURCES MAP
OF THE CIRCUM-PACIFIC REGION
SOUTHEAST QUADRANT**

**NOTAS EXPLICATIVAS DEL
MAPA DE RECURSOS ENERGETICOS
DE LA REGION CIRCUM-PACIFICA
CUADRANTE SURESTE**

1:10,000,000

By/Por

**Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina S.A.,
Buenos Aires, Argentina**

1991

Explanatory Notes to Supplement the/Notas Explicativas Suplementarias al

**ENERGY-RESOURCES MAP OF THE CIRCUM-PACIFIC REGION
SOUTHEAST QUADRANT
MAPA DE RECURSOS ENERGETICOS DE LA REGION CIRCUM-PACIFICA
CUADRANTE SURESTE**

**José Corvalán D., Chairman/Director
Southeast Quadrant Panel/Panel del Cuadrante Sureste**

SHEET 1 (RESOURCES)/HOJA 1 (RECURSOS)

PETROLEUM RESOURCES/RECURSOS DE PETROLEO

Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina S.A., Buenos Aires, Argentina

COAL DEPOSITS/DEPOSITOS DE CARBON

Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina S.A., Buenos Aires, Argentina

GEOTHERMAL RESOURCES/RECURSOS GEOTERMICOS

**Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina S.A., Buenos Aires, Argentina
Theresa R. Swint-Iki, U.S. Geological Survey, Menlo Park, California 94025, U.S.A.**

GEOLOGIC BACKGROUND/MARCO GEOLOGICO

**José Corvalán D., Servicio Nacional de Geología y Minería, Santiago, Chile
Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina S.A., Buenos Aires, Argentina**

SHEET 2 (SEDIMENTARY BASINS)/HOJA 2 (CUENCAS SEDIMENTARIAS)

**CROSS SECTIONS AND BASIN OUTLINES/SECCIONES TRANSVERSALES Y LIMITES DE LAS
CUENCAS**

Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina S.A., Buenos Aires 1005, Argentina

**Compilation Coordinated by/Compilación del Mapa Coordinada por
George Gryc, Warren O. Addicott, and/y Theresa R. Swint-Iki
U.S. Geological Survey
Menlo Park, California 94025, U.S.A.**

CONTENTS/INDICE

Introduction	1
Circum-Pacific Map Project	1
Energy-Resources Map of the Southeast Quadrant	1
Geologic setting	2
Sedimentary basins	3
Energy resources	4
Hydrocarbon-productive basins containing giant oil and gas fields	5
Orinoco Oil Belt and Oriental Basin (Venezuela)	5
Maracaibo Basin (Venezuela)	5
San Jorge Basin (Argentina)	5
Neuquén Basin (Argentina)	6
Cuyo Basin (Argentina)	6
Middle Magdalena and Llanos Basins (Colombia)	6
Oriente Basin (Ecuador)	7
Progreso Basin (Ecuador)	7
Talara Basin (Peru)	7
Ucayali Basin (Peru)	7
Trinidad-Tobago Basins	8
Present drilling activity	8
Oil sand	8
Oil shale	9
Coal	9
Geothermal resources	9
Appendixes	
I. Conversion factors	11
II. List of abbreviations used	11
III. Glossary	12

Introducción	14
Proyecto de Mapa del Circum-Pacífico	14
Mapa de Recursos Energéticos del Cuadrante Sureste	14
Marco Geológico	15
Cuencas sedimentarias	16
Recursos energéticos	18
Cuencas productivas con campos gigantes de petróleo y gas	18
Faja Petrolífera del Orinoco y Cuenca de Oriental (Venezuela)	18
Cuenca de Maracaibo (Venezuela)	18
Cuenca del Golfo de San Jorge (Argentina)	19
Cuenca Neuquina (Argentina)	19
Cuenca de Cuyo (Argentina)	19
Cuencas del Magdalena Medio y de los Llanos (Colombia)	20
Cuenca de Oriente (Ecuador)	20
Cuenca de Progreso (Ecuador)	21
Cuenca de Talara (Perú)	21
Cuenca de Ucayali (Perú)	21
Cuencas de Trinidad-Tobago	21
Actividad perforatoria	22
Arenas bituminosas	22
Lutitas bituminosas	23
Carbón	23
Recursos geotérmicos	24
Apendices	
I. Factores de conversión	25
II. Lista de abreviaturas usadas	25
III. Glosario	26

FIGURES/FIGURAS

1. Map of major plates and fracture zones	28
Mapa de las placas principales y zonas de fractura	28
2. Map of major sedimentary basins	29
Mapa de las principales cuencas sedimentarias	29
3. Map showing basins with giant oil and gas fields (northern segment)	30
Mapa índice que muestra cuencas con campos de petróleo y gas natural gigantes (segmento septentrional)	30

4. Map showing basins with giant oil and gas fields (southern segment) 31
Mapa índice que muestra cuencas con campos petroleros y gas natural gigantes (segmento meridional) 31
5. Map showing basins with major oil and gas fields, (northern segment) 32
Mapa índice que muestra cuencas con campos mayores de petróleo y de gas natural (segmento septentrional) 32
6. Map showing basins with major oil and gas fields (southern segment) 33
Mapa índice que muestra cuencas con campos mayores de petróleo y de gas natural (segmento meridional) 33
7. Map of Bolivar coastal field 34
Mapa del campo costero de Bolivar 34
8. Map of giant and major oil fields of San Jorge Basin 35
Mapa de campos gigantes y mayores de la Cuenca del Golfo de San Jorge 35
9. Map of Caño Limón field, Llanos Basin 36
Mapa del Caño Limón, Cuenca de Llanos 36
10. Map of giant and major oil fields of Oriente Basin 37
Mapa de campos gigantes y mayores de la Cuenca Oriente 37
11. Map showing giant and major oil fields of marginal basins 38
Mapa índice que muestra campos gigantes y mayores de petróleo de las cuencas marginales 38
12. Map of giant and major oil and gas fields of Trinidad-Tobago Basins 39
Mapa de campos gigantes y mayores de petróleo y de gas natural de las Cuencas de Trinidad-Tobago 39
13. Map showing selected coal deposits (northern segment) 40
Mapa índice que muestra depósitos de carbón seleccionados (segmento septentrional) 40
14. Map showing selected coal deposits (southern segment) 41
Mapa índice que muestra depósitos de carbón seleccionados (segmento meridional) 41
15. Map showing major geothermal sites (northern segment) 42
Mapa índice que muestra sitios geotérmicos mayores (segmento septentrional) 42
16. Map showing major geothermal sites (southern segment) 43
Mapa índice que muestra sitios geotérmicos mayores (segmento meridional) 43

TABLES/TABLAS

1. Main intracratonic basins 44
Principales cuencas intracratónicas 44
2. Main pericratonic basins 44
Principales cuencas pericratónicas 44
3. Main intra-arc basins 45
Principales cuencas intra-arco 45
4. Main Atlantic marginal basins 45
Principales cuencas marginales del Atlántico 45
5. Main Pacific marginal basins 46
Principales cuencas marginales del Pacífico 46
6. Main Caribbean basins 46
Principales cuencas del Caribe 46
7. 1987 oil and gas production by country 47
Producción de petróleo y gas por país en el año 1987 47
8. Estimated initial and remaining reserves by country 47
Reservas iniciales y remanentes por país 47
9. Estimated initial and remaining reserves by major basin and (or) producing area 47
Reservas iniciales y remanentes estimadas de las principales cuencas y (o) áreas productoras 47
10. Giant oil and gas fields 48
Yacimientos gigantes de petróleo y gas 48
11. Major oil and gas fields 49
Yacimientos grandes de petróleo y gas 49
12. 1987 drilling activity by country 51
Actividad de perforación por país en el año 1987 51
13. Summarized A.S.T.M. classification of coals by rank 51
Resumen de la clasificación de carbones por rango 51
14. List of selected coal deposits by country 52
Lista de depósitos seleccionados de carbón por país 52
15. Coal reserves by country 54
Reservas de carbón por país 54
16. Coal production by country 54
Producción de carbón por país 54
17. Major geothermal sites by country 55
Campos geotérmicos principales por país 55

References cited and selected sources of data/Fuentes de información
seleccionadas y bibliografía citada 57

INTRODUCTION

CIRCUM-PACIFIC MAP PROJECT

The Circum-Pacific Map Project is a cooperative international effort designed to show the relationship of known energy and mineral resources to the major geologic features of the Pacific basin and surrounding continental areas. Available geologic, mineral, and energy-resource data are being complemented by new, project-developed data sets such as magnetic lineations, seafloor mineral deposits, and seafloor sediment. Earth scientists representing some 180 organizations from more than 40 Pacific-region countries are involved in this work.

Six overlapping equal-area regional maps at a scale of 1:10,000,000 form the cartographic base for the project: the four Circum-Pacific Quadrants (Northwest, Southwest, Southeast, and Northeast), and the Antarctic and Arctic Sheets. There is also a Pacific Basin Sheet at a scale of 1:17,000,000. Already published maps include the Base Map Series (published from 1977 to 1989), the Geographic Series (from 1977 to 1990), and the Geodynamic Series (from 1984 to 1990); all of them include seven map sheets. Thematic map series in the process of completing publication include the Plate-Tectonic (publication initiated in 1981), Geologic (publication initiated in 1983), Tectonic (publication initiated in 1989), Mineral-Resources (publication initiated in 1984), and Energy-Resources (publication initiated in 1986) Maps. Altogether, 60 map sheets are planned. The maps are prepared cooperatively by the Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources and the U.S. Geological Survey. Maps published prior to mid-1990 are available from the American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bookstore, P.O. Box 979, Tulsa, Oklahoma 74101, U.S.A.; maps published from mid-1990 onward are available from the Branch of Distribution, USGS, Box 25286, Federal Center, Denver, Colorado 80225, U.S.A.

The Circum-Pacific Map Project is organized under six panels of geoscientists representing national earth-science organizations, universities, and natural-resource companies. The six panels correspond to the basic map areas. Current panel chairmen are Tomoyuki Moritani (Northwest Quadrant), R. Wallace Johnson (Southwest Quadrant), Ian W. D. Dalziel (Antarctic Region), José Corvalán D. (Southeast Quadrant), Kenneth J. Drummond (Northeast Quadrant), and George W. Moore (Arctic Region).

Project coordination and final cartography are being carried out through the cooperation of the Office of International Geology of the U.S. Geological Survey, under the direction of Map Project General Chairman George Gryc of Menlo Park, California, with the assistance of Warren O. Addicott, consultant. Project headquarters are located at 345 Middlefield Road, MS 952, Menlo Park, California 94025, U.S.A. The framework for the Circum-Pacific Map Project was developed in 1973 by a specially convened group of 12 North American geoscientists meeting in California. The project was officially launched at the First Circum-Pacific Conference on Energy and

geothermal localities but further assessments need to be made.

Mineral Resources, which met in Honolulu, Hawaii, in August 1974. Sponsors of the conference were the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Pacific Science Association (PSA), and the Coordinating Committee for Offshore Prospecting for Mineral Resources in Offshore Asian Areas (CCOP).

The Circum-Pacific Map Project operates as an activity of the Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, a nonprofit organization that promotes cooperation among Circum-Pacific countries in the study of energy and mineral resources of the Pacific basin. Founded by Michel T. Halbouty in 1972, the Council also sponsors quadrennial conferences, topical symposia, scientific training seminars, and the publication of the Earth Science Series. Published thematic maps of the Southeast Quadrant include the Plate-Tectonic Map (Corvalán, 1981), the Geologic Map (Corvalán, 1985), and the Geodynamic Map (Corvalán, 1985).

ENERGY-RESOURCES MAP OF THE SOUTHEAST QUADRANT

The Energy-Resources Map of the Southeast Quadrant of the Circum-Pacific Region is the second in a series of six overlapping 1:10,000,000-scale Energy-Resource Map Sheets. The Northeast Quadrant was published in 1986. Other maps in the series will be the Northwest and Southwest Quadrants, and the Antarctic, Arctic, and Pacific Basin Sheets.

The Energy-Resources Map Series is designed to be as factual as possible, with a minimum of interpretation. The small scale of the equal-area maps, 1:10,000,000 (100 km/cm or 10,000 km²/cm²), requires great simplification of both the background information and the energy-resource data; hence, this map can only give a general impression of the distribution, character, and geologic environment of these resources. Nevertheless, it does provide a unified overview of the energy resources of the southeast Pacific region.

Information depicted on the two sheets of the Energy-Resources Map of the Southeast Quadrant includes a generalized geologic background, oil and gas fields, oil sand, oil shale, coal deposits, geothermal energy sites, hot springs, onshore basin isopachs, and sediment isopachs in ocean areas. Also depicted are generalized stratigraphic columns and cross sections for the major basins of the Southeast Quadrant.

The Energy-Resources Map of the Southeast Quadrant was prepared under the general direction of Panel Chairman José Corvalán D., Servicio Nacional de Geología y Minería, Santiago, Chile, plus the coordination of General Chairman George Gryc and the technical advice of Warren O. Addicott and Theresa R. Swint-Iki. The major compilation was carried out by Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina, S.A., Buenos Aires, Argentina (formerly with Esso Exploration,

Inc., Buenos Aires, Argentina) with the assistance and advice of the Southeast Quadrant Panel members. For the overlap area with the Northeast Quadrant, information from the Energy-Resources Map of that quadrant, compiled by Kenneth J. Drummond, Mobil Oil of Canada, Calgary, Alberta, Canada, was used. Other principal investigators and sources of data are indicated in the references sections of the maps Sheet 1, Resources, and Sheet 2, Sedimentary Basins, and in the references included herein. The Southeast Quadrant Panel is composed of the following members: José

Corvalán D., Chairman, Chile; Marcelo R. Yrigoyen, Argentina; Anibal Gajardo, Eduardo González P., Alfredo Lahsen A., and Constantino Mpodozis, Chile; Joaquín Buenaventura, Hermann Duque-Caro, and Fernando Etayo S., Colombia; Giovanni Rosania and Horacio Rueda, Ecuador; Victor R. Eyzaguirre, Gregorio Flores, Alfredo Pardo, and Néstor Teves, Peru; George E. Ericksen, United States; and Alirio Bellizzia, Emilio Herrero, and Nelly Pimentel, Venezuela.

GEOLOGIC SETTING

Following the guidelines of the Commission for the Geologic Map of the World for the Tectonic Map of South America (United Nations Educational, Scientific, and Cultural Organization (UNESCO), 1978), the area covered by the Southeast Quadrant can be divided into three tectonic regions that differ in origin, age, and structural evolution (fig. 1). The oldest, the South American Platform, constitutes the entire central area and most of the eastern part of the continent. It includes all of Brazil, Paraguay, Uruguay, Guiana, French Guiana, and Surinam, as well as the central and southern regions of Venezuela, eastern Colombia, Ecuador, Peru, Bolivia, and the northern part of Argentina. It is an old platform in which the basement was consolidated during the end of the Precambrian and the Cambrian. It contains the only Archean rocks of the continent. Deposition of the sedimentary cover and the associated volcanic rocks started in the Silurian. These rocks are found mainly in the four great downwarps of Paraná, Chaco, Amazon, and Parnaíba, as well as in the sedimentary prism flanking the Andes along the west margin of the platform. Smaller areas of sedimentation are found on the major shields where basement rocks of the platform crop out.

The Patagonian Platform is located entirely within Argentina and extends along the large continental-shelf margin. Younger in age, basement consolidation started in the middle part of the Paleozoic, but the platform was almost entirely masked by a volcanic-sedimentary cover developed from the Carboniferous onward.

These two platforms are bounded on the west by the large fold belt of the Andean Cordillera and the Caribbean Mountains, the latter developed on the northern edge of the South American Platform. These extensive belts show a persistent crustal mobility from at least late Precambrian until recent time. During the Phanerozoic, their polycyclic evolution occurred mostly over sialic crust.

The boundaries between these large tectonic regions are still poorly known partly due to insufficient geologic study but mainly owing to the Mesozoic and Cenozoic sedimentary cover. The Precambrian basement of the South American Platform is widely exposed in the Southeast Quadrant, both as large massifs and in smaller sporadic outcrops. The Patagonian Platform crops out in the North Patagonian, Deseado, and Malvinas (Falkland) Islands massifs, with extensions in the Dungeness Arch and

even in the Eastern Patagonian Ridge, both extensions beneath the Argentine epicontinental sea. The Patagonian Platform basement is composed of metamorphic rocks and sediments of late Precambrian and early Paleozoic age, as well as Precambrian, Permian, and Triassic extrusive rocks and late Paleozoic granitic intrusive rocks. Several subsiding stages with resultant continental and marine sedimentation took place from the early Mesozoic until the tectonomagmatic reactivation in the Late Jurassic. Since then, large areas of the Patagonian Platform appear as molassic forebasins of relative tectonic stability that were modified only by epeirogenic movements and strong Cenozoic mafic volcanism.

The third great constituent of the continent is the Andean Cordillera and the Caribbean Mountains, where remnants of metasedimentary and metavolcanic rocks of polyphase evolution are assigned to the late Precambrian. The folded belt of the Andean Cordillera developed over a rifted continental margin during the final stages of the Precambrian (and into the Cambrian) with partial remobilization of the older terrain, including that of the Trans-Amazonian Cycle (2000 Ma). The elongated Andean Ranges show strong Paleozoic and Mesozoic structures with dominant Cenozoic tectonism accompanied by significant intrusive and volcanic episodes.

In the Caribbean Mountains, which developed during terrane accretion, extensive late Mesozoic and Cenozoic sedimentation took place between blocks of submarine ophiolitic volcanic rocks. Andean tectonism was the dominant feature during Neogene molassic deposition in the intermontane troughs. Terrane accretion and sedimentation were accompanied by emplacement of granitic plutons; mafic and ultramafic rocks, including serpentinitic peridotites, were brought to the surface.

The plate-tectonic framework of the Southeast Quadrant is shown in figure 1. The largest plates are the South American continental plate and the Pacific and Antarctic oceanic plates. Smaller oceanic plates include the Caribbean, Cocos, Nazca, and Scotia Plates (Corvalán, 1981). The limits of the largest lithospheric plates of the Southeast Quadrant are shown in red on the Energy-Resources Map (Sheet 1). The most outstanding features of the eastern Pacific Ocean are the large fracture zones trending east-west, which have been depicted on bathymetric maps. Recent magnetic and SEASAT gravity maps show

these features with considerable detail. The major components are oceanic spreading axes, aseismic ridges, major trenches (interpreted as subduction zones), and large active transform strike-slip fault zones such as the Udintsev, Eltanin, Tula, Menard, Taitao, Guafo, Valdivia, Challenger, Mendana, Wilkes, Quebrada, Galápagos, Siqueiros, and Clipperton. Initial formation of southeastern Pacific

marginal basins occurred in the final stages of the Middle and Late Jurassic orogeny. Most of these basins developed along the juncture of continental and oceanic crusts within a convergent tectonic framework characterized by volcanism and plutonism with associated underthrusting and strike-slip transcurrent movements (Drummond, 1986).

SEDIMENTARY BASINS

Closely related to the three main components of the South American continent—the South American and Patagonian Platforms and the continental-margin mountain ranges—are a large number of sedimentary basins of different types, which are distributed around the main components and whose origin and tectonism may date from early Paleozoic to Cenozoic time. Many of these basins are now exposed and subject to erosive processes, while others continue to receive sedimentary fill, particularly those located on the continental margins. On the basis of their degree of vertical stability, the downwarping that they displayed during their geologic history, and the degree of tangential deformation that they underwent during periods of uplift or compression, five major types of basins can be distinguished (fig. 2).

The first type are the *intracratonic basins*, that is, those basins formed on the cratonic shields or their fragmented edges. The size of these interior basins differs considerably; some extend completely across the continental width (for example, Amazon Basin), whereas others are restricted to moderate grabens formed in Mesozoic time (for example, Takutu Basin). Although of small size, the latter commonly include very thick sedimentary fill. They are normally semistable, shallow, undeformed basins of very restricted tectonism (table 1).

The second type of basins, *pericratonic*, are distributed around the periphery of cratonic areas. They are also known as *backarc basins*, since they constitute a retro-orogenic belt with respect to the Andean and Caribbean Mountain Ranges. In the Southeast Quadrant, pericratonic basins extend from eastern Venezuela (Oriental and Orinoco Basins) to the Malvinas (Falkland) Plateau at the southernmost tip of the continent. Morphologically, they are described as a wide belt with semiplains and plains to the south or east, grading into sub-Andean ranges in the north or west according to a general oroclinal trend. Geologically, this is coincident with an only slightly basinal, submobile, and little-deformed plains zone that gradually merges into a belt of strong tectonism, from mobile to subgeosynclinal in the north and west, within the foothills of the Andean orogenic belt.

More than 20 pericratonic basins can be recognized from north to south. They coalesce or are partially divided by regional structural highs distributed obliquely to the axis of depocenters. From a tectonic-sedimentary point of view, evolution in these basins generally started during the Middle Jurassic, although many basins in the central part of the belt have thick accumulations from previous cycles, such as the Paleozoic and even the early

Mesozoic (table 2).

Another group of sedimentary basins, directly related to the Andean orogenic architecture, are the *intra-arc basins*. In the Andean Ranges, where they underwent several orogenic cycles and were strongly influenced by mid-Cretaceous and Cenozoic movements, these kinds of intramontane basins are recognized from the Magdalena and Cauca Valleys of Colombia to the Central Valley in Chile and its submarine extension in the Gulf of Ancud, at lat 45° S. Postorogenic fill in these basins was thick and deposited rapidly with dominantly volcanoclastic sediments derived from neighboring volcanic arcs (table 3).

Neovolcanism in the Andean Cordillera developed in well-defined segments directly related to various subduction mechanisms of the Nazca Plate below the Pacific margin of the South American Plate (Nur and Ben-Avraham, 1981). Thus, the scant volcanic activity in the Andean area of southern Patagonia and Tierra del Fuego can be observed from north to south. Neovolcanism is well represented from the triple junction (Herron and others, 1981), where the Chile Rise intersects the continent around lat 46° S to Juan Fernandez Ridge at lat 33° S, and from the informally named Lost Ridge to the Nazca Ridge and Pisco Deflection at lat 15° S. In the Andean Ranges and the Bolivian Plateau this segment shows an impressive local neovolcanism with respect to its large areal extent and the volume of eruptive magmatic rocks. Finally, a last volcanic segment located far to the north is found in the Andes of Ecuador and Colombia (the Occidental, Real, and Central Cordilleras) at approximately lat 2° S and lat 6° N (fig. 1), facing the area bounded by the aseismic Carnegie and Malpelo Ridges of the eastern Pacific (Lonsdale, 1978).

Another group of sedimentary basins forms a *coastal peripheral rim*, particularly along the Pacific and Atlantic shelves, and with a lesser expression along the transcurrent margins of the Caribbean and Scotia Plates. Since they originated as a result of seafloor spreading and drift of continental plates, they correspond to two tectonic environments: the extensional domain (Atlantic type) and the compressional or convergent domain (Pacific type).

Of the 17 *marginal Atlantic basins* of South America, only 7 (Tobago, Columbus (Galeota), Guianas, Salado, Colorado, Patagonia Oriental, and North Malvinas) occur within the Southeast Quadrant. Most of these basins have prograding sedimentation as a result of seafloor spreading and associated continental drift. They are notably asymmetric, and most started during the Wealden reactivation of the

Subhercynian Orogeny, at the commencement of Cretaceous oceanic rifting (fig. 2 and table 4).

From Central America to the Austral Antilles or Scotia Arc, another rim of more complex marginal basins developed in response to Pacific subduction. Some basins related to this process are developed on land behind the Coastal Range and are bounded to the east by the Western Cordillera, such as the Bolivar Geosyncline of Colombia (Nygren, 1950). In other areas, small asymmetric basins with predominantly marine fill extend west of the Coastal Range over the narrow Pacific Shelf, like the Daule, Progreso, and Talara Basins in the Equatorial zone, as well as on the fringe of marginal basins and subbasins of the long Peruvian-Chilean coast all the way to the southernmost tip of the South American continent (table 5).

Marginal Pacific basins are developed over a thick, complex sequence of Paleozoic or Mesozoic sedimentary, metamorphic, and intrusive volcanic rocks that probably represent an old arc-trench system. Structurally complex, deep-water graywacke, argillite, and radiolarian chert of late Mesozoic age with associated pillow basalt, gabbro, and ultramafic rocks occur along the Pacific margin, from Santa Elena Peninsula (Ecuador) to Alaska (Drummond, 1986). All of the Pacific coastal basins belong to a forearc domain with respect to the Andean orogenic belt.

Finally, in the Caribbean zone of South America we find a sequence of sedimentary basins controlled by the complicated Caribbean tectonic framework. Some, such as the Sub-Caribbean Basins, are developed over oceanic crust, while the others, such as the Sinu-Atlantic, Lower Magdalena, Guajira, Maracaibo, and Falcón-Bonaire Basins are intracontinental. The Maracaibo and Falcón-Bonaire Basins contain considerable oil (table 6).

Approximately 100 sedimentary basins and subbasins are contained in the area covered by the Southeast Quadrant. These are too numerous to describe individually or show on figure 2. Moreover, many are outside of the Pacific Region. To simplify this presentation, a synopsis is provided for each group of basins showing the name of each sedimentary basin; the country where each is developed; the areal extent (in thousand km²); the sedimentary volume (in thousand km³); the average sedimentary thickness (in km); the shape and geometry; the azimuth of the

depositional axis; the age of sedimentary fill; the age of the basement; and the relative intensity of folding and fracturing expressed as minimal, mild, moderate, and strong. These basic data allow us to broadly define each of the main sedimentary basins of the southeastern Pacific region, indicating at the same time their hydrocarbon characterization from commercial production to only hydrocarbon shows (tables 1 to 6).

On the Energy-Resources Map of the Southeast Quadrant (Sheet 1), the outlines of the main sedimentary basins are indicated. For a better illustration and identification of the structural features, these basins with names and generating capacity are depicted in figure 2. Fifty columnar sections are illustrated in order to show the sedimentary fill of the most important basins. The age, thickness, and gross lithology of the main lithostratigraphic units are indicated, as well as symbols showing the oil and gas producing intervals.

In addition to the Energy-Resources Map of the Southeast Quadrant of the Circum-Pacific Region (Sheet 1), I have prepared a second map (Sheet 2), showing cross sections of major sedimentary basins and generalized geologic cross sections. Geologic cross sections of the most important basins are illustrated. For these sections, published and unpublished graphic information was used and redrafted at the same horizontal and vertical scale (vertical exaggeration x5) for a clear structural comparison. The only exceptions are the Chaco-Paraná Basin cross section, in which the horizontal scale is reduced by half, and the Trinidad Basin cross section, in which the horizontal scale is expanded slightly.

The colored outline of each cross section identifies the geostructural type of each sedimentary basin (intracratonic, backarc, pericratonic, intra-arc, and marginal forearc basins). Colors and letter symbols depict the age of the main depositional units. In some cases, the dominant lithology is also represented by appropriate patterns. The geographic location of each cross section is indicated on this map.

In the next section, short descriptions of those sedimentary basins that contain giant oil or gas fields are presented in the order of magnitude of their estimated ultimate production.

ENERGY RESOURCES

Within the Southeast Quadrant, the presence of producible hydrocarbons was detected by settlers shortly after America was discovered. In 1532, the Spanish Emperor Charles V officially authorized the settlers to produce "mineral oil" from the Caribbean island of Cubagua to be used for healing purposes. This first documented reference could be interpreted as the start of a significant oil industry of the region that by the end of 1987 was producing 3,076,000 bbl of oil and 5,562 million ft³ of natural gas per day (489,053 m³/day of oil and 157.5 million m³/day of gas). Brazil is not included in these figures (table 7).

The abundant oil and gas resources in the

Southeast Quadrant are distributed mainly in eight countries. These are ranked based on cumulative production and remaining reserves as follows: (1) Venezuela; (2) Argentina; (3) Colombia; (4) Ecuador; (5) Trinidad-Tobago; (6) Peru; (7) Bolivia; (8) Chile (table 8).

Another set of data, including initial established oil and gas reserves, cumulative production as of December 31, 1987, and remaining oil and gas reserves, is presented in table 9, where volumetric figures are given for major productive basins or main producing areas.

The main characteristics, estimated ultimate

recovery (EUR), and production data for all the giant oil and gas fields (more than 500 million bbl and (or) 3 trillion ft³ of gas), are presented in table 10 and figures 3 and 4. Similiar information is also presented

in table 11 and figures 5 and 6 for selected major fields with estimated ultimate recovery of more than 100 million bbl and (or) 600 billion ft³ of gas.

HYDROCARBON-PRODUCTIVE BASINS CONTAINING GIANT OIL AND GAS FIELDS

ORINOCO OIL BELT AND ORIENTAL BASIN (VENEZUELA)

Just as the largest known offshore field is located in South America (the Brazilian Marlin field with estimated oil reserves of 636 million cubic meters (m³) = 4 billion barrels (bbl)), the largest known oil accumulation in the world is also in South America: the Venezuelan Orinoco Oil Belt (fig. 3), which has an estimated volume of in-place heavy crude oil of 187.8 billion m³ (1,181 billion bbl). At year-end 1986, proved reserves in the belt were 4.16 billion m³ (26.17 billion bbl) and unproved reserves 14.82 billion m³ (93.23 billion bbl) according to Martínez (1987).

Located on the south flank of the backarc Oriental Basin (fig. 3), the Orinoco Oil Belt covers an area of 54,000 km² and consists of a prism of Tertiary sediments wedging to the south, which unconformably overlies the Cretaceous, the Paleozoic, or the Precambrian basement of the Guiana Shield. Regionally, the structure of the area corresponds to tensional fault tectonics characterized by rigid blocks almost without evidence of folding, but the dominant trapping mechanism is stratigraphic (table 2). Ninety percent of the crude oil is contained in the Miocene Oficina Formation, which consists of fluvial and marine clastic rocks, and the rest is in Late Cretaceous reservoirs. In the Orinoco Oil Belt, as well as in the Eastern Venezuela Basin (Oriental Basin), the main source rock is the Querecual Formation of Cenomanian to Coniacian age. This black organic limestone and shale unit has a generation capacity of 56 - 156 x 10⁶ bbl/km³, and a source-rock area of 40,000 km² is estimated.

As many as 11 giant oil fields (with estimated ultimate recovery of more than 500 million bbl and 3 trillion ft³ of gas) have been discovered in the Orinoco Belt. In the rest of the Oriental Basin, five other giant oil fields and two giant gas fields (El Furrial and El Placer) are presently being produced and developed.

MARACAIBO BASIN (VENEZUELA)

The sedimentary basin with the largest estimated ultimate recovery of oil and gas in the Southeast Quadrant is by far the Maracaibo Basin, Venezuela (table 6 and fig. 2), with a total estimated ultimate recovery of 80,000 million bbl of crude oil and some 73 trillion ft³ of gas (table 9). In the Maracaibo Basin there are twelve giant oil fields with a total estimated ultimate recovery of 44,000 million bbl and a cumulative oil production of 27,000 million bbl by the end of 1987 (fig. 3).

The super-giant Bolivar coastal field (fig. 7), one of the largest oil accumulations in the world, lies

along a 72-km stretch of the northeast shoreline of Lake Maracaibo, from Ambrosio to Bachaquero. Its width in places reaches as much as 42 km. Because of the large extent of the productive areas, it was first believed that there were several separate fields (for example, Ambrosio, La Rosa, Tía Juana, Lagunillas, Pueblo Viejo, and Bachaquero areas), but drilling proved there was only one giant field of 35 billion bbl of recoverable oil. Here, the productive stratigraphic section consists of Eocene deltaic sand (Trujillo and Misoa Formations) and Oligocene sand (Lagunillas Formation). Oligocene fluvial sand (Icotea Formation), and Miocene transgressive sand (La Rosa Formation) are of lesser significance. The most important and extensive source rock of the Maracaibo Basin is the La Luna Formation, of Cenomanian to Coniacian age. This deep-water euxinic unit consists of dark-grey to black organic detrital limestone and calcareous shale with an average thickness of 110 m. The oil yield is estimated at 290 x 10⁶ bbl/km³ and the total hydrocarbon drainage area of the La Luna Formation within the Maracaibo Basin is approximately 50,000 km².

SAN JORGE BASIN (ARGENTINA)

The second most important oil producing country in the Southeast Quadrant is Argentina, both for its oil reserves and present daily production. Argentina contains four giant oil fields and one giant gas field (tables 1 and 10, fig. 4). Two of the giant oil fields are in the San Jorge Basin, where the first commercial oil field of Argentina, the Comodoro Rivadavia field, was discovered on December 13, 1907, when the government was exploring for ground water for the small port and settlement there (fig. 8).

Although of medium size (roughly 88,000 km²), the San Jorge Basin is the most important hydrocarbon-producing basin of Argentina. The sedimentary fill accumulated during several episodes. Northwest-trending extensional graben systems formed and filled during Triassic and Early Jurassic volcanic episodes. The basin continued to subside and fill during Late Jurassic to Early Cretaceous rifting that was coincident with the opening of the Atlantic Ocean and during the following Cretaceous downwarp phase. Finally, a Late Cretaceous to early Tertiary tensional movement gave rise to the structural alignments now prevalent in the basin, and many structural traps along normal faults formed at that time.

A middle Tertiary compressional event produced the narrow north-trending San Bernardo folded belt, which exhibits reverse movements along older, normal graben-bounding faults, and local low-angle thrust faults. A prominent early to middle Tertiary unconformity resulted from uplift and erosion of

Cretaceous sediment around the basin margins; continental, tuffaceous, and shallow-marine sediment accumulated within the basin during the Cenozoic.

The Early Cretaceous lacustrine dark shale of the D-129 Formation is the best source rock yet identified. Most of the hydrocarbon production has come from the mid- to Late Cretaceous sand above this source rock and from Paleocene sand along the north and south flanks of the basin and their distal offshore extensions. This pattern suggests that hydrocarbon trapping may have been related to vertical migration along reactivated graben faults. Volcanic tuff, tuffaceous sand, and other evidence of igneous activity is present throughout the basin fill; reservoir quality is generally low because of the high tuffaceous content of the sand lenses.

NEUQUEN BASIN (ARGENTINA)

Another giant field for both oil and gas reserves is Loma de la Lata in the Neuquén Basin of Argentina (fig. 5), a predominantly Jurassic and Cretaceous depositional basin filled with marine and nonmarine clastic sediment, subordinate carbonate rocks, and evaporites.

Neuquén Basin sedimentation began as Early Jurassic to Kimmeridgian fill in a rift system that opened in the Late Triassic. During the Late Jurassic and Early Cretaceous the basin evolution shifted into an early downwarping stage, and a thick series of carbonate rocks, shale, and sandstone was deposited. In the Late Cretaceous, after the Subhercynian movements, a thick postorogenic unit of red beds was deposited over an extensive area during a late downwarp phase. These sedimentary rocks are overlain by a discontinuous sequence of Cenozoic rocks, coeval with the strong Andean deformation to the west.

The Neuquén Basin is the second most prolific hydrocarbon-producing basin of Argentina. Nearly all the potential reservoir rocks have been productive somewhere in the basin, but the Jurassic Lotena-Punta Rosada and Tordillo-Sierra Blancas sands and the Late Jurassic and Early Cretaceous Quintuco-Loma Montosa carbonate rocks are the major commercial reservoirs; the last two are present in the Loma de la Lata giant field. Black shales of the Los Molles and Vaca Muerta Formations, which are widespread in the basin, are rich oil and gas source rocks. Block faulting, wrenching, and drape folding during the Jurassic and subsequent Andean orogenic deformation formed numerous structural traps which, together with stratigraphic features, control commercial accumulations in the Neuquén Basin.

CUYO BASIN (ARGENTINA)

The last giant oil field of Argentina is Punta de Bardas-Vacas Muertas, within the Triassic Cuyo Basin (fig. 4). Cuyo is a typical pericratonic land-locked intermontane basin of a transtensional taphrogenic tectonic style (table 2). The nonmarine sedimentary fill, of Middle to Late Triassic age, was initially clastic, later tuffaceous, and consists of alluvial-fan

and fluvial-plain deposits (Cabras and Potrerillos Formations). This was followed by deposition of lacustrine black shale (Cacheuta Formation) which is generally accepted as being the main source of the oil produced from the Cuyo Basin. The latest Triassic Rio Blanco Formation is overlain with slight unconformity by nonmarine and volcanic deposits of Neocomian age. Late Cretaceous to early Tertiary movements started a new erosional and depositional cycle leading to thick Tertiary red-bed deposits. This Cenozoic sequence begins with the oil-productive Papagayos Formation at the base and is overlain by several thousand meters of middle to late Tertiary red beds.

The folds and faults in this basin formed mostly during the Tertiary and Quaternary, but some structures were formed during the Mesozoic. Structural traps are the most important oil-producing features in the Cuyo Basin, but several oil pools are stratigraphic traps. In the western productive part of the basin the structures are closed, faulted, and asymmetric anticlines along two or three subparallel trends. The asymmetric folds and thrust faults, which generally strike north, decrease in intensity from west to east, giving way to fault-controlled, flat, intermontane plains. Oil-reservoir sand occurs within the Triassic section and the basal Tertiary sequence, but the Early Cretaceous Barrancas Formation is by far the largest oil-producing unit in the Punta de Bardas-Vacas Muertas giant oil field.

MIDDLE MAGDALENA AND LLANOS BASINS (COLOMBIA)

Colombia is the third greatest oil-producing country in the Southeast Quadrant (table 7). A large part of Colombian production comes from basins where two giant oil fields have been discovered to date. One is the Middle Magdalena Basin (fig. 2), an intra-arc basin that lies between the two eastern branches of the Colombian Andes, as an elongated half graben with more than 12 km of Cretaceous to Holocene sedimentary fill. The other is the Llanos Basin (fig. 2), a vast grassy lowland stretching from the Andean foothills eastward to the Guiana Shield. Now completely separated, it is important to note that the Llanos and the Middle Magdalena Basin were connected throughout the Cretaceous and early Tertiary. The Cretaceous depocenter of the ancient Magdalena-Llanos basin coincides with the present-day Eastern Cordillera where more than 11,000 m of Cretaceous sedimentary section crop out. The basins developed their present configuration during and after the Miocene and Pliocene Andean Orogeny when its western margin subsided rapidly.

The main oil field in the Middle Magdalena Basin is La Cira-Infantas, a faulted anticline where producing Eocene sand unconformably overlies a deeply truncated Cretaceous sequence. Productive zones in the Eocene La Paz Formation and in the Oligocene Mugrosa and Colorado Formations held more than 520 million bbl of oil of which some 459 million bbl had been produced by 1987. Studies suggest that the Cretaceous, and most probably the Paleocene, are

potential source rocks in the basin.

Los Llanos Basin is a Paleozoic through Tertiary clastic sedimentary basin in the sub-Andean pericratonic trend. Very asymmetric, the main pronounced structural development is in the foothills belt, where compressional stresses associated with the Andean Orogeny created a series of large folds and westward-dipping thrust faults. The antithetic fault trend is the principal trapping feature in the Llanos Basin. Virtually all of the hydrocarbon discoveries to date in the central part of the basin are related to this fault trend.

Exploration of the Llanos Basin has been cyclic. The first well drilled in 1944 resulted in a subcommercial discovery. Increased exploration efforts took place in 1958, 1969, and finally in 1980, when the Arauca field was discovered. Exploration was resumed in 1983 and is continuing at a good pace after discovery of the Caño Limón X-2, which tested oil from the late Eocene Mirador Formation at a rate of 10,690 bbl/day of low-sulfur, 31° American Petroleum Institute (API) gravity oil. Subsequent drilling has established the discovery as a giant oil field, with an estimated ultimate oil recovery of over one billion bbls (fig. 9). Present oil production of the Caño Limón area is 209,000 bbl per day.

ORIENTE BASIN (ECUADOR)

The next largest oil-producing country in the Southeast Quadrant is Ecuador, both for its current production and the established oil reserves (tables 7 and 8). The most prolific basin in Ecuador is the Oriente Basin, extending from the foothills of the Andes eastward over an area of over more than 100,000 km². The basin dips regionally toward the south and, as a typical pericratonic basin, is very asymmetric, with a thicker and more folded and faulted sedimentary section toward the mountain front. More than 10 km of sediment from the Paleozoic to the Holocene was deposited in a backarc trough. The oldest known rocks are of Late Silurian age. The prospective section overlies a poorly documented clastic and volcanic pre-Cretaceous basement. It begins with a basal sandstone, the Albian and Aptian Hollin Formation, one of the most prolific reservoirs in the basin. It is overlain by the Napo Formation (Cenomanian to Campanian) also with productive sandy intervals associated with black shale and limestone very rich in organic matter which are the source of the oil generated in the Oriente Basin. Oil accumulations are structurally controlled mainly in north-trending faulted anticlines, but stratigraphic trapping is also evident in certain areas.

Two giant oil fields were discovered in the Oriente Basin in 1969: Shushufindi and Sacha (fig. 8). The anticlinal features are of very low structural relief, with lengths of 35 km and 28 km, respectively. Commercial production is from the U and T sands of the Napo Formation in the Shushufindi field (estimated ultimate recovery of 1.35 billion bbl), and from the Hollin Formation (69 percent) and the U sands of the Napo Formation (21 percent) in the Sacha field (estimated ultimate recovery of 753 million bbl).

Inaugurated in 1972, the Transequatorial Pipeline (66 cm [26" in] diameter and 498 km in length) is the outlet for 250,000 bbl per day of Oriente Basin oil production. This oil pipeline starts at the Lago Agrio field, at 550 m above sea level, crosses the Andes at 4,063 m and descends to Puerto Esmeraldas on the Pacific Coast.

PROGRESO BASIN (ECUADOR)

This marginal basin, which extends from the Gulf of Guayaquil to the northwestern part of Peru, contains as much as 8 km of post-Oligocene shale, siltstone, and sandstone. The sedimentary section is mostly Miocene, with some Pliocene and Pleistocene marine deposits. In 1970 the giant Amistad gas field was discovered in the Gulf of Guayaquil (fig. 11). The estimated ultimate recovery of the Amistad undeveloped field is 3 trillion ft³ of natural gas.

TALARA BASIN (PERU)

The Talara or Northwestern Peruvian Basin lies on the Pacific coast west of the Andes (fig. 11). Only a part of the basin is preserved on land, but it extends well into the offshore area where it may connect with other Tertiary basins along the Pacific coast of South America (Progreso, Daule, and Sechura; table 5). The basin contains more than 8 km of Campanian to late Eocene marine to fluvial-transitional clastic sediment. The main producing horizon is the early Eocene Parinas Formation consisting of deltaic, fluvial, and turbidite deposits. Production is also obtained in descending order of importance from the Paleocene Salina-Mogollón Formation and from the middle and late Eocene Talara and Verdun Formations. Finally, oil was produced from the Oligocene and Miocene in the depleted Zorritos oil field in the Progreso Basin, close to the Ecuadorian border. The mobile belt of the Talara region is broken into countless blocks by an intricate network of mostly normal faults, with displacements ranging from fractions of a centimeter to about 300 m. Nearly all of the oil and gas seeps are located in the mobile northern and western parts of the basin.

A giant field, the La Brea-Pariñas field discovered in 1869, has produced for more than a century with a cumulative production of 539 million bbl of oil. As of December 31, 1987 the estimated ultimate recovery is 592 million bbl. For the entire Talara region the estimated ultimate recovery is 1,100 million bbl of crude oil.

UCAYALI BASIN (PERU)

The lower Ucayali Basin (table 2), of the pericratonic domain, extends into the central part of Peru, near the Urubamba River valley. In this basin a sedimentary fill as thick as 5.5 km composed of Paleozoic, Jurassic, Cretaceous, and Tertiary deposits overlies the Precambrian Andean basement. Between 1984 and 1986, important gas discoveries were made in this remote, sparsely populated region. Two giant gas fields, San Martín and Cashiriari, have estimated ultimate recoveries of 3 trillion and 8 trillion ft³ of

natural gas, respectively (table 10). Production from these huge anticlines is from Cretaceous sandstone reservoirs at depths between 3,900 [12,800 ft] (San Martín field) and 2,440 m [8,000 ft] (Cashiriari field). Both fields, as well as other gas discoveries in the area, are still shut in due to lack of transportation facilities.

TRINIDAD-TOBAGO BASINS

The main structural elements of the Trinidad-Tobago Basins in the easternmost part of the Venezuelan mobile belt are lateral extensions of tectonic features farther west. These elements from north to south are the Northern Range (Coastal Range of Venezuela), El Pilar fault, Northern Basin, Central Range, Naparima thrust belt, the prolific Southern Basin, and the Southern Range (fig. 12).

The known sedimentary fill starts with thick Jurassic and Early Cretaceous deep-marine clastic rocks that grade southward into shelf deposits toward the Guiana Shield. Later in the Cretaceous the Northern Range was upthrust with associated volcanic activity. Thrusting of the Central Range also started in latest Cretaceous time. In the Paleocene and Eocene, right-slip movement developed along the El Pilar fault in the Northern Range, the Central Range was uplifted and eroded, and deep-water deposition continued in the Southern Basin. During the Oligocene, deep-marine sedimentation spread over the whole area south of the Northern Range. During the early Miocene, together with rejuvenated thrusting of the Central Range, the Northern Basin began to fill with shallow-water deposits, and turbidites swept into the Southern Basin amidst contemporaneous structures developed along thrusts, mud diapirs, and strike-slip faults. All of the basin areas were filled by swamp deposits during the Pliocene. Post-Pliocene rejuvenation of thrusting and diapiric intrusion created the complex structural traps of many of the largest oil fields.

Several giant and major oil and gas fields were discovered in the Trinidad-Tobago Basins, starting in 1913 with the Fyzabad Group (estimated ultimate recovery of 850 million bbl) on land, followed by Soldado field (estimated ultimate recovery of 600 million bbl) offshore in the Gulf of Paria (table 10). Many other oil fields lie on the island, such as Point Fortin, Erin, Palo Seco, Penal, Oropuche, Trinity, Catshill, Moruga, Balata, Morne Diablo, Navette, and others. The Miocene Cruse and Forest-Moruga Sandstones are the main oil reservoirs. The most common trapping mechanisms are up-dip permeability pinchouts, subunconformity accumulations, and sandstone pinchouts over or on the flanks of contemporaneous mud diapirs. Oils have an average gravity of 23° API.

At present active exploration is confined to the offshore area, both in the West Tobago Basin in the north and in the Columbus-Galeota Basin in the south and east. Significant discoveries have been made, mainly natural gas, like the giant North Coast Group (estimated ultimate recovery of 3 trillion ft³) and the Galeota Group (7 trillion ft³ of recoverable natural gas). Productive intervals are mainly of Pliocene age (Gros Morne and Saint Hilaire Formations), and even Pleistocene, such as the Queen's Beach and East Manzanilla gas fields, in the tropical Atlantic Ocean.

PRESENT DRILLING ACTIVITY

Important drilling activity is currently being carried out by state-owned and private companies in the Southeast Quadrant of the Circum-Pacific Region (table 12). During 1987, 147 drilling rigs were active in the Southeast Quadrant. This drilling activity resulted in the completion of 1,738 wells of which 252 were new-field wildcats. A highly successful 37 percent exploratory success ratio was achieved in 1987.

OIL SAND

Oil sand is defined as oil-impregnated sand from which oil cannot be recovered by conventional borehole methods. Oil gravity is generally about 10° API or less. Significant oil-sand deposits are shown by a green stippled pattern on the Energy-Resources Map of the Southeast Quadrant. Giant deposits of oil sand occur in Venezuela, and minor deposits are found in Colombia, Trinidad, Ecuador, and Peru.

The largest accumulation in the Southeast Quadrant is the Miocene oil sand of the formerly named Orinoco Tar Belt. Oil-sand deposits are base-wedge and wedge-edge occurrences where Tertiary deposits onlap the Precambrian basement of the Guiana Shield. Trapping presumably is due to updip sandstone pinchouts and tar seals. Tar is not exposed at the surface. This belt has been considered in some detail in a previous section entitled Orinoco Oil Belt, as it has been designated since heavy-oil production began a few years ago.

Smaller but important oil-sand deposits have been reported in Colombia and Ecuador; the main one

is located west of the Sacha giant oil field, close to the Andean foothills. Another significant oil-sand deposit is in southern Peru, in the mountainous area close to the headwaters of the Indio Muerto and Yauca Rivers.

Although not directly related to the aforementioned oil sand, it is worth noting that the largest deposit of pure asphalt yet discovered in the world is the Guanoco Asphalt Lake, also called Bermudez Pitch Lake. This deposit was first reported in 1875 and put into primitive production in 1901. Located in the state of Monagas in eastern Venezuela, the Guanoco Asphalt Lake covers an area of more than 450 hectares, and contains semiliquid asphalt to a depth of 6 m. The asphalt exudes from springs and remains soft and semiliquid under a hard crust; the lake is partially covered by vegetation and pools of water. Another large exposure of heavy oil is Pitch Lake, in southwestern Trinidad near the shore of the Gulf of Paria. It lies on a nearly circular depression about 610 m in diameter and more than 41 m deep. The asphalt deposit occurs in the nonmarine Pliocene La Brea Sand

overlying a low structural dome. It is believed that Pitch Lake will ultimately yield more than 25 million tons of asphalt. A similar asphaltic lake and tar deposit is known in the Cretaceous Oran Basin in

northern Argentina. It is also named Laguna de la Brea; the name dates back to the seventeenth century. This asphaltic deposit was subject to rudimentary exploitation in 1885.

OIL SHALE

Oil-shale deposits in the Southeast Quadrant are depicted by a green-lined pattern on the Energy-Resources Map. There is a drastic difference between the Southeast and Northeast Quadrants with respect to oil-shale deposits. Giant oil-shale areas like those of the western United States, with reserves of trillions of oil-equivalent barrels (Drummond, 1986), are completely absent in the Southeast Quadrant where only a few minor oil-shale deposits have been reported in Chile and Argentina. In Chile, several outcrops occur in the Patagonian Andes close to the Chile-Argentina international border between 34° and 35° S. Here oil-shale deposits are intercalated within paralic sediments of the Andean Jurassic regression. Other oil-shale deposits are reported at Huantajaya, some 20 km east of Iquique in Late Jurassic sediment. The oil-shale occurrence of El Pular, close to the Argentinean border at lat 24° 25' S, is of the same age (Oxfordian to Kimmeridgian). Probably the largest volume of oil shale in Chile is in the lacustrine Eocene section of the Lonquimay area, at lat 38° 35' S. The distillation

yield of the Lonquimay oil-shale deposits is estimated at 17 million bbl of synthetic oil, but the project is presently noncommercial.

In Argentina there are several small oil-shale deposits in the lacustrine organic shale of the Late Triassic of the Cuyo Basin (Cacheuta, Papagayos, Divisadero Largo, and El Quemado occurrences in Mendoza Province). These minor outcrops are not of sufficient area and importance to be shown on the map. The only one included is the Rincón Blanco deposit in the western part of San Juan Province, 150 km north of Cerro Aconcagua, at lat 32° S. The bituminous sediment is black calcareous shale of Late Triassic age with a 3 to 4 percent kerogen content. The estimated yield of the Rincón Blanco oil-shale deposit is 45 million metric tons of synthetic oil with a calorific value of 18,000 British thermal units per pound (BTU/lb). The remoteness of the area, lack of water, and very difficult access make the exploitation of Rincón Blanco deposit noncommercial at present.

COAL

Coal deposits are shown with brown patterns indicating rank and general areal extent of the deposits on the Energy-Resources Map of the Southeast Quadrant. Classification by rank is based on the percentage of fixed carbon and calorific value (expressed in BTU/lb). Although there may be some differences between countries, in general ranks are those established by the American Society for Testing Materials (ASTM) (1983). This is summarized in table 13. The location and names of main selected occurrences are shown (fig. 13 and 14). The principal characteristics of those occurrences are summarized by country, name of deposit, age, ASTM rank of coal, number of productive beds, size, and sulfur and ash content expressed by percentage (table 14).

Commercial coal deposits ranging in rank from anthracite to lignite and peat occur within the area covered by the Southeast Quadrant. Commercial deposits are of late Paleozoic, Triassic, Jurassic, Cretaceous, and Tertiary age. Peat deposits are mainly of Quaternary age.

Rough estimates for principal coal deposits in the Southeast Quadrant total 46.6 billion metric tons of proved and additional reserves. The reported commercial peat deposits are on the order of 208 million metric tons. Because of the scant data on quality, thickness, extent, and depth in many coal

fields this estimate of recoverable reserves is somewhat uncertain.

As shown on table 15, which gives the reserve distribution by rank and country, the largest coal resources, about 20 billion metric tons, are found in Colombia, followed by Venezuela and Chile, with 9.2 and 8.7 billion metric tons, respectively. Colombia is by far the largest coal producer with an output of close to 15 million metric tons per year (table 16). Coal is found in early Tertiary basins in intermontane valleys along the flanks and foothills of the Andean and Caribbean Ranges and along their northern and eastern extensions. Eighty percent of these coal reserves are in the Cundinamarca and Boyacá Provinces, El Cerrejón being one of the most important deposits with estimated reserves of over 1,600 million metric tons. The area of this Paleocene deposit is 38,000 hectares at 200 m below the surface. The present El Cerrejón project, at a cost of 3 billion dollars, will have a production rate of 15 million metric tons per year.

Early Tertiary Colombian and Venezuelan coal is mainly bituminous. Early Cretaceous coal of Perú is anthracitic, and Tertiary coal of Chile and Argentina is subbituminous and lignitic. Quaternary peat deposits are reported in Argentina, Bolivia, and Ecuador.

GEOHERMAL RESOURCES

Three kinds of geothermal data are shown on the Energy-Resources Map and follow the example set by

the Northeast Quadrant (Drummond, 1986): geothermal fields that have been identified, those

developed to generate electricity, and hot springs with a surface temperature over 50° Celsius. Hydrothermal-convection systems have been further subdivided to distinguish between systems that are generating electric power and those that are currently being developed.

Practically all of the geothermal areas considered are distributed in the calc-alkalic Pliocene to Quaternary volcanic rocks that stretch all along the Andes. From this it is inferred that the source of heat that gives rise to the hydrothermal areas is derived from volcanic activity. Volcanism in some sections can also be related to magmatic bodies located close to the surface, between 3 and 10 km deep, that could provide a significant amount of heat to the geothermal system. Thus it is possible to consider the Quaternary volcanic areas of the Andes as areas of abnormally high heat flow, as is the case with other young orogenic areas of intense volcanic activity in the Circum-Pacific region.

The most important geothermal sites in the Southeast Quadrant are shown on figures 15 and 16. It is evident that the chain of volcanoes in the western part of Central and South America is an area with high potential for geothermal energy. Within the Central American area, El Salvador has developed the Ahuachapan geothermal field (Drummond, 1986). Its power plant currently produces 95 megawatts and was the first geothermal plant built in Central America. Chinameca, Berlin, and San Vicente geothermal fields are also being studied. Guatemala is planning to install a 15-megawatt plant at Zunil. Many areas in Guatemala look promising, but further exploration is needed. Nicaragua has a 35-megawatt plant operating on the southern flank of Momotombo Volcano at Lake Managua. Costa Rica is developing the Miravalles geothermal field. It was projected to have been on-line by 1990 with a power potential of 32 megawatts, and an additional 50-megawatt plant may be built. In Panama, seven areas have been identified as

geothermal localities but further assessments need to be made.

The first geothermal power plant installed in South America is in the Copahue geothermal volcanic field in central-western Argentina, in the Andean foothills. This small 670-kilowatt plant began operating in early 1988. Also in Neuquén Province the Domuyo Volcano, with abundant hot springs, fumaroles, and geysers, is being studied because of its very high potential for geothermal energy. There are several other areas in Argentina where geothermal potential has been assessed including Taco-Ralo-Rio Hondo (Santiago del Estero Province) and Tuzgle Volcano (Salta Province). In Northern Chile, potential geothermal developments are being studied at El Tatio, Puchuldiza, and Suriri. The estimated power potential for the El Tatio site is 100 megawatts and for the Suriri site is 50 megawatts. In Colombia, the Ruiz and Chiles Volcanoes, Azufral de Tuquerres, and Paipa are areas of potential development. Five areas are being assessed in Ecuador: Cuenca-Azogues, Chimborazo, Chalupas, Imbabura-Cayambe, and Tufino-Chiles-Cerro Negro. Six areas in Peru are being assessed for geothermal potential: the Southern Volcanic Chain, the Puno region, the Huancavelica-Huancayo region, the Central region (Cajatambo-Cerro de Pasco), the Ancash region, and the Cajamarca region. In Venezuela two promising geothermal sites have been identified: Barcelona-Cumaná and Pilar-Casanay. The strong hot springs of Pomarapa Volcano and the Pulacayo area in Bolivia show indications of important geothermal resources, but further exploration is needed to evaluate their potential.

In table 17, all of the major geothermal sites in the Southeast Quadrant are listed by country. After the locality name, values of surface temperature and type of spring are also indicated. The geographic locations of these listed geothermal sites are shown on figures 15 and 16.

APPENDIX I

CONVERSION FACTORS

1 cubic meter of oil and pentanes+ (101.325 kilopascals and 15° Celsius)	= 6.29287 barrels (35 imperial gallons)
1 cubic meter of natural gas (101.325 kilopascals and 15° Celsius)	= 35.49373 cubic feet (14.65 psia and 60° Fahrenheit)
1 tonne	= 2,240 pounds 1.12 tons

APPENDIX II

LIST OF ABBREVIATIONS USED

ASTM	American Society for Testing and Materials
API	American Petroleum Institute
B	billion (10^9)
bb1	barrel
BCF	billion cubic feet
b/d	barrels/day
cf	cubic feet
cf/d	cubic feet/day
EUR	estimated ultimate recovery
M	thousand (10^3)
MCF	thousand cubic feet
MM	million (10^6)
MMB	million barrels
T	trillion (10^{12})
TCF	trillion cubic feet

APPENDIX III

GLOSSARY

Crude oil. A mixture of hydrocarbons that is recovered in a liquid phase at atmospheric conditions of pressure and temperature through a wellbore from a naturally occurring underground reservoir. Crude oil may include small amounts of non-hydrocarbons produced with the liquids.

Acceptable ranges for further classification of crude oil by density suggested by a study group of the World Petroleum Congress (Martinez and others, 1984) are as follows:

Heavy, 10-22.3° API gravity (1000-920 kg/m³)

Medium, 22.3-31.1° API gravity (920-870 kg/m³)

Light, greater than 31.1° API gravity (less than 870 kg/m³)

To be added to this are definitions of Meyer and others (1985):

Extra heavy, less than 10° API gravity (greater than 1000 kg/m³) but mobile in the reservoir, hence, producible through a wellbore.

Bitumen, less than 10° API gravity (greater than 100 kg/m³) and immobile in the reservoir.

Estimated Ultimate Recovery (EUR). An estimate of the total reserves which will ultimately be produced from a field or field complex. The EUR includes cumulative production and remaining established reserves, and may include an estimate of possible future additions through extensions and new pool tests.

Field. An area consisting of a single reservoir or multiple reservoirs all related to the same geologic, structural, or stratigraphic feature.

Field Complex. An area which encompasses two or more fields that are in close proximity which share a common geologic mode of occurrence. Examples are fault-separated fields such as the A. J. Bermuda Complex of Mexico and the pinnacle reefs of Rainbow, Canada.

Gravity, API. A standard adopted by the American Petroleum Institute to express the specific gravity of oil. The lower the specific gravity, the higher the API gravity. $\text{API gravity} = (141.5/\text{specific gravity at } 60^\circ \text{ F}) - 131.5$.

Hydrocarbon. Chemical compounds consisting wholly of hydrogen and carbon.

Initial Established Reserves. An estimate of the original total reserves prior to any production which are deemed to be recoverable with current technology and under present economic conditions, proved by drilling, testing, or production plus recoverable reserves interpreted to exist with reasonable certainty.

Remaining Established Reserves. Initial established reserves less cumulative production.

Natural Gas. A mixture of hydrocarbon compounds and small quantities of various non-hydrocarbons that exist in the gaseous phase or in solution with crude oil in natural underground reservoirs and which is gaseous at atmospheric conditions of pressure and temperatures. Natural gas is generally classified into two categories based on the type of occurrence in the reservoir.

Non-associated Gas. Free natural gas not in contact with crude oil in the reservoirs.

Associated Gas. Generally includes both associated and dissolved gas. Associated gas is free natural gas, commonly known as gas cap gas, which overlies and is in contact with crude oil. Dissolved gas is natural gas which is in solution with crude oil at reservoir conditions.

Raw Gas. Natural gas as it is produced from the reservoir that includes varying amounts of the heavier hydrocarbons which liquefy at atmospheric conditions, water vapor, sulphur compounds, such as hydrogen sulfide, and other non-hydrocarbon gases, such as carbon dioxide, nitrogen, or helium.

Marketable Gas. Natural gas which is available to a transmission line after removal of certain hydrocarbons and non-hydrocarbon compounds present in the raw natural gas and which meets specifications for use as a domestic, commercial, or industrial fuel. Marketable natural gas excludes field and plant fuel and losses, excepting those related to downstream reprocessing plants.

Natural Gas Liquids. Those hydrocarbons in the reservoir which are separated from the natural gas as liquids either

in the reservoir through the process of retrograde condensation or at the surface through the process of condensation, absorption, or adsorption or other methods in field separators, and gas plants. Generally such liquids consist of propane and heavier hydrocarbons and are commonly referred to as condensate and liquified petroleum gases. Where hydrocarbon components lighter than propane are recovered as liquids these components are also included in the natural gas liquids.

Oil Sand. Sand and other rock material impregnated with crude oil that is classified as bitumen. The gravity is generally in the range of 10° API and less (greater than 1000 kg/m³), immobile in the reservoir, and generally not recoverable by conventional wellbore methods. Often referred to as tar sands.

Oil Shale. Shale that contains an oil-yielding material called kerogen.

Pentanes Plus. A mixture mainly of pentanes and heavier hydrocarbons which ordinarily may contain some butanes and which is obtained from the processing of raw gas, condensate, or crude oil.

Synthetic Oil. A mixture of hydrocarbons, which is derived by upgrading bitumen in oil sands or kerogen in oil shales.

INTRODUCCION

PROYECTO DE MAPA DEL CIRCUM-PACIFICO

El Proyecto del Mapa Circum-Pacífico es un esfuerzo de cooperación internacional, diseñado para mostrar la relación entre los recursos energéticos y minerales conocidos, y los rasgos geológicos principales de la cuenca Pacífica y las áreas continentales adyacentes. Los datos geológicos, minerales, y de recursos energéticos disponibles, están siendo complementados con nueva información de proyectos en desarrollo, como lineamientos magnéticos, depósitos minerales del fondo oceánico y sedimentos marinos profundos. Científicos de la tierra que representan unas 180 organizaciones de más de 40 países de la región Pacífica están involucrados en este trabajo.

Seis mapas regionales de igual área traslapados, a la escala de 1:10.000.000 forman la base cartográfica del proyecto: los cuatro cuadrantes Circum-Pacíficos (Noroeste, Suroeste, Sureste, y Noreste) y dos hojas de la Antártica y Artica. También hay una hoja de la Cuenca Pacífica a escala 1:17.000.000. Los mapas ya publicados incluyen la Serie del Mapa Base (publicada entre 1977 y 1989), la Serie del Mapa Geográfico (entre 1977-1990), y la Serie del Mapa Geodinámico (entre 1984 y 1990). Todas ellas incluyen siete mapas. Las series de mapas temáticos cuya publicación se está completando incluye la del Mapa Tectónico de Placas (publicación iniciada en 1981), la del Mapa Geológico (iniciada en 1983), la del Mapa Tectónico (publicación iniciada en 1990), la del Mapa de Recursos Minerales (iniciada en 1984), y la del Mapa de Recursos Energéticos (iniciada en 1986). En total, están planeadas 60 hojas cartográficas. Los mapas son preparados cooperativamente por el Consejo Circum-Pacífico para la Energía y Recursos Minerales y el Servicio Geológico de los Estados Unidos. Los mapas publicados con anterioridad a mediados de 1990 pueden solicitarse a American Association of Petroleum Geologists Bookstore, P.O. Box 979, Tulsa, Oklahoma 74101, U.S.A.; los mapas publicadas con posterioridad a esa fecha pueden solicitarse a Branch of Distribution, U.S. Geological Survey, Box 25286, Federal Center, Denver, Colorado 80225, U.S.A.

El Proyecto de Mapa del Circum-Pacífico está organizado por seis paneles de geocientíficos que representan a los organismos de ciencias de la tierra de la región Pacífica. Los paneles regionales corresponden a las seis áreas del mapa base. Los directores de los paneles son Tomoyuki Moritani (Cuadrante Noroeste), R. Wallace Johnson (Cuadrante Suroeste), Ian W. D. Dalziel (Región Antártica), José Corvalán D. (Cuadrante Sureste), Kenneth J. Drummond (Cuadrante Noreste), y George W. Moore (Región Artica).

La coordinación del Proyecto y la cartografía final están siendo llevadas a cabo a través de la cooperación de la Oficina de Geología Internacional del Servicio Geológico de los Estados Unidos, bajo la dirección de George Gryc, Director General, con la asesoría de Warren O. Addicott, Consultor. Las oficinas centrales del Proyecto están en 345 Middlefield Road, MS 952,

Menlo Park, California 94025, U.S.A.

El esquema de trabajo del Proyecto del Mapa Circum-Pacífico fue desarrollado por un grupo especialmente designado de geocientíficos que se reunió en California en 1973. El Proyecto fue oficialmente iniciado en la Primera Conferencia Circum-Pacífica para Energía y Recursos Minerales, realizada en Honolulu, Hawaii, en Agosto de 1974.

El proyecto opera como una actividad del Consejo Circum-Pacífico para Energía y Recursos Minerales, un organismo sin fines de lucro que promueve la cooperación entre los países Circum-Pacíficos en el estudio de recursos energéticos y minerales de la cuenca Pacífica. Fundado por Michel T. Halbouty en 1972, el Consejo patrocina, además, conferencias cada cuatro años, simposios, seminarios de entrenamiento científico y la publicación de la Earth Science Series.

Mapas temáticos y publicados del Cuadrante Sureste son el Mapa Tectónico de Placas (Corvalán, 1981), el Mapa Geológico (Corvalán, 1985), y el Mapa Geodinámico (Corvalán, 1985).

MAPA DE RECURSOS ENERGETICOS DEL CUADRANTE SURESTE

El Mapa de Recursos Energéticos del Cuadrante Sureste de la Región Circum-Pacífica es el segundo de una serie de seis hojas cartográficas traslapadas a escala 1:10.000.000 sobre Recursos Energéticos. Los otros mapas en la serie serán los de los cuadrantes Noroeste, Suroeste, y las hojas Antártica y Artica. El Cuadrante Noreste fue publicada en 1986.

Esta serie está diseñada para ser lo más objetiva posible, con un mínimo de interpretación. La pequeña escala de los mapas de igual área 1:10.000.000 (100 km/cm ó 10.000 km²/cm²), requiere una enorme simplificación, tanto de la información geológica básica, como de los datos de recursos energéticos; por lo tanto, los mapas solamente podrán dar una visión general de la distribución, carácter y ambiente geológico de estos recursos. No obstante, provee una visión unificada de los recursos energéticos en la región del Pacífico sureste.

La información representada en los dos hojas del Mapa de Recursos Energéticos del Cuadrante Sureste incluye antecedentes geológicos generalizados, campos de gas y petróleo, arenas bituminosas, lutitas bituminosas, depósitos de carbón, sitios de energía geotérmica, fuentes termales, isopacas de cuencas litorales, e isopacas de sedimentos en áreas oceánicas. También están representadas columnas estratigráficas generalizadas de las cuencas principales del cuadrante.

El Mapa de Recursos Energéticos del Cuadrante Sureste fue preparado bajo la supervisión general del Director del Panel José Corvalán D., Servicio Nacional de Geología y Minería, Santiago, Chile, más la coordinación del Director General George Gryc y la asesoría técnica de Warren O. Addicott y Theresa R. Swint-Iki. La compilación principal fue realizada por Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina, S.A., Buenos Aires, Argentina (antes con Esso Exploration, Inc., Buenos Aires, Argentina), con la colaboración y

asesoría de los miembros del Panel del Cuadrante Sureste. Para el área de traslape con el Cuadrante Noreste se usó la información del Mapa de Recursos Energéticos de ese Cuadrante, compilado por Kenneth J. Drummond, de Mobil Oil de Canadá, Calgary, Alberta, Canadá. Otros investigadores principales y fuentes de datos se indican en las secciones de referencias de los mapas Hoja 1, Recursos Energéticos, y Hoja 2, Cuencas Sedimentarias, y en las referencias aquí incluidas. El Panel del Cuadrante Sureste se compone de los siguientes miembros: José Corvalán

D., Director, Chile; Marcelo R. Yrigoyen, Argentina; Raúl Solís, Bolivia; John Davidson, Anibal Gajardo, Eduardo González P., Alfredo Lahsen A., y Constantino Mpodozis, Chile; Joaquín Buneaventura, Hermann Duque-Caro, y Fernando Etayo S., Colombia; Giovanni Rosania y Horacio Rueda, Ecuador; Víctor R. Eyzaguirre, Gregorio Flores, Alfredo Pardo, y Néstor Teves, Perú; George E. Erickson, Estados Unidos; Alirio Bellizzia, Emilio Herrero, y Nelly Pimentel, Venezuela.

MARCO GEOLOGICO

Siguiendo los lineamientos adoptados por la Comisión de la Carta Geológica del Mundo (UNESCO, 1978) en lo que atañe al Mapa Tectónico de Sud América, podemos reconocer en el área abarcada por el Cuadrante Sureste tres regiones tectónicas de grandes dimensiones que se distinguen por sus diversos orígenes, edades, y evolución estructural (fig. 1). La más antigua, la Plataforma Sudamericana, constituye toda la región central y la mayor parte de la región oriental del continente. A ella pertenecen la totalidad de los territorios de Brasil, Paraguay, Uruguay, Guayana, Guayana Francesa, y Surinam, así como la región central y sur de Venezuela, el oriente de Colombia, Ecuador, Perú, Bolivia, y parte norte de Argentina. Se trata de una plataforma antigua, cuyo basamento se consolidó durante fines del Precámbrico y el Cámbrico. Solamente en ella se reconocen rocas arqueanas del continente. La cubierta sedimentaria y el volcanismo asociado, se desarrollaron a partir del Silúrico, estando preferentemente distribuidos en las cuatro sineclisas de Paraná, Chaco, Amazonas, y Parnaíba, así como en el prisma sedimentario, situado en el borde occidental de la plataforma. Áreas depositacionales menores se encuentran también sobre los escudos, en los que el basamento de las plataformas llega a aflorar.

La Plataforma Patagónica se encuentra íntegramente ubicada en territorio argentino, extendiéndose además a lo largo del margen epicontinental. Esta es una plataforma más joven, cuyo basamento, consolidado a partir del Paleozoico medio, está mayormente enmascarado por una cubierta volcánico-sedimentaria desarrollada desde el Carbonífero.

Las dos plataformas mencionadas limitan por el oeste con la gran faja de plegamiento de la Cordillera de los Andes y del sistema montañoso del Caribe, este último desarrollado en el borde norte de la Plataforma Sudamericana. Estas extensas fajas manifiestan una movilidad cortical persistente desde por lo menos el Precámbrico tardío hasta tiempos modernos. Su evolución policíclica durante el Fanerozoico, se realizó en su mayor parte sobre corteza silícea.

Los límites entre estas grandes regiones tectónicas son todavía poco conocidos, en parte por insuficiencia de estudios geológicos y más por estar cubiertos por sedimentación mesozoica y cenozoica. El basamento precámbrico de la Plataforma Sudamericana se encuentra ampliamente expuesto en el área del Cuadrante Sureste, tanto en extensos cratones

como en afloramientos esporádicos menores. La Plataforma Patagónica aparece también fragmentada en superficie en los macizos Norpatagónico, del Deseado, e Islas Malvinas (Falkland), con extensiones en el Arco de Dungeness y aún en la Dorsal Patagónica Oriental, ambas zonas sumergidas en el mar epicontinental Argentino. En su basamento participan metamorfitas y sedimentos normales del Precámbrico tardío y Paleozoico inferior, así como rocas eruptivas precámbricas, pérmicas, y triásicas, y granitoides del Paleozoico superior. Varias etapas de subsidencia y respectiva sedimentación, tanto continental como marina, tuvieron lugar en el Mesozoico inferior hasta la reactivación tectono-magmática jurásica superior. A partir de entonces, grandes áreas de la Plataforma Patagónica tienen carácter de antifosa molásica, de relativa estabilidad tectónica, sólo modificada por los movimientos epirogénicos y el intenso volcanismo básico cenozoicos.

El tercer gran constituyente del continente es la región de la Cordillera de los Andes y el sistema montañoso del Caribe. Aquí, afloramientos de metasedimentos y metavolcanitas de evolución polifásica son atribuidos al Precámbrico tardío. Se deduce que la faja de plegamientos de la Cordillera Andina se desarrolló sobre un sustrato que acusó evolución geosinclinal durante el final del Precámbrico (hasta Cámbrico) y que en parte movilizó terrenos más antiguos, hasta del Ciclo Transamazónico (2000 Ma). La extensa Cadena Andina muestra fuerte estructuración paleozoica y mesozoica, además de dominante tectonismo cenozoico, todo ello acompañado por importantes episodios intrusivos y volcánicos.

En el sistema montañoso del Caribe, desarrollado en condiciones de acreción, tuvo lugar una ingente sedimentación mesozoica tardía y cenozoica acompañada por un intenso vulcanismo ofiolítico submarino. La tectónica Andina fue la rectora de la deposición molásica neogena en las fosas intermontañas. Los procesos de acreción y sedimentación fueron acompañados por el emplazamiento de plutones graníticos y volcanismo básico y ultrabásico que incluye peridotitas serpentinizadas.

La figura 1 muestra el marco tectónico de placas del Cuadrante Sureste. Las placas mayores son la Placa Continental Sudamericana y las placas oceánicas Pacífica y Antártica. Las placas oceánicas incluyen la Caribeana, Cocos, Nazca, y Scotia (Corvalán, 1981).

Los límites de las placas litosféricas mayores del Cuadrante Sureste están impresas en rojo en el Mapa de Recursos Energéticos (Hoja 1). Los rasgos mayores del Océano Pacífico oriental son las grandes zonas de fracturas de dirección este-oeste ya reconocidas desde largo tiempo atrás por los mapas batimétricos. Recientemente se las ha delineado con mucho mayor detalle en los mapas magnéticos y de gravedad SEASAT. Otros elementos mayores son los ejes de expansión oceánica, las dorsales asísmicas, grandes fosas que son interpretadas como zonas de subducción, y zonas de fallas transcurrentes de activo

desplazamiento horizontal, tales como Udintsev, Eltanin, Tula, Menard, Taitao, Guafo, Valdivia, Challenger, Mendana, Wilkes, Quebrada, Galápagos, Siqueiros, y Clipperton. El estructuramiento inicial de las cuencas marginales del Pacífico sureste tuvo lugar en las etapas finales de la orogenia jurásica medio a superior. La gran mayoría de ellas se ha desarrollado a lo largo del límite de las cortezas continental y oceánica, dentro de un cuadro tectónico convergente caracterizado por volcanismo y plutonismo asociados a bajocorrimientos y movimientos transcurrentes (Drummond, 1986).

CUENCAS SEDIMENTARIAS

Estrechamente vinculadas a estos tres elementos primordiales del continente Sudamericano—las Plataformas Sudamericana, Patagónica, y los cordones montañosos marginales—tanto sobre ellos como a su alrededor, se disponen cuencas sedimentarias de diverso tipo, cuya génesis y afectación tectónica se remonta a veces desde el Paleozoico inferior—las más antiguas—al Cenozoico—las más modernas. Actualmente muchas de ellas están expuestas y sometidas a procesos erosivos, en tanto que otras continúan recibiendo relleno sedimentario, preferentemente aquellas ubicadas en los bordes continentales. En base al grado de estabilidad vertical y a la tendencia negativa que han mantenido durante su historia geológica y también por el grado de deformación tangencial que experimentaron durante los períodos de solevantamiento o compresión, pueden diferenciarse cinco tipos principales de cuencas sedimentarias (fig. 2).

El primer tipo lo constituyen las *cuencas intracráticas*, es decir, aquellas instaladas ya sea sobre los propios cratones o sobre sus bordes fragmentados. Son de tamaño muy disímil, al punto que algunas llegan a extenderse prácticamente a lo ancho del continente (v.g., Cuenca de Amazonas) mientras que otras se restringen a modestos grábenes delineados en tiempos mesozoicos (v.g., Cuenca de Takutu). Estas últimas son de extensión reducida, pero a veces encierran las pilas sedimentarias más potentes. Normalmente son cuencas cuasiestables, de restringida afectación tectónica (tabla 1).

El segundo tipo de cuencas son aquellas que se disponen periféricamente rodeando las áreas cráticas; de allí su nombre de *cuencas pericráticas*, también aquí llamadas de retroarco pues constituyen una faja retro-orógena con respecto a la Cadena Andina y del Caribe. En el Cuadrante Sureste las cuencas pericráticas se extienden desde la de Oriental y Orinoco, en el este de Venezuela, hasta el plateau de Malvinas (Falkland) en el extremo austral del continente. Morfológicamente, se trata de una amplia faja con semiplanicies y llanuras por el sur o por el este, que gradan a cordones subandinos en el norte o el oeste, de acuerdo a un arrumbamiento general rodeante. Geológicamente ésto coincide con un sector negativo, submóvil y subdeformado en las planicies para pasar gradualmente a una faja altamente tectonizada, móviles hasta subgeosinclinales en el norte y el oeste, ya dentro del contrafrente del orógeno

andino.

De norte a sur se puede reconocer más de una veintena de cuencas pericráticas. Ellas coalescen o se hallan semidividas por altos estructurales regionales dispuestos semitransversalmente al eje de los depocentros. Desde un punto de vista tecto-sedimentario, en general estas cuencas comienzan su evolución en el Jurásico Medio, aunque muchas de ellas, en el tramo central de la faja, muestran espesas acumulaciones de ciclos anteriores (Paleozoico y aún del Mesozoico inferior) (tabla 2).

Otro grupo de cuencas sedimentarias está directamente relacionado con la arquitectura del orógeno andino: son las *cuencas intra-arco*. En la cadena de los Andes, en cuya edificación intervinieron varios ciclos orogénicos y en donde los movimientos del Cretácico Medio y del Cenozoico imprimieron sus rasgos actuales, este tipo de cuencas se reconoce desde el Valle del Magdalena y el Valle de Cauca, en Colombia, hasta el Valle Central de Chile y su prolongación submarina en el Golfo de Ancud, en los 45° Lat. S. El relleno postorogénico de estas cuencas ha sido de gran espesor y rápido y en todas ellas es dominante el carácter volcanoclástico de sus sedimentos, derivados de los arcos volcánicos vecinos (tabla 3).

El neovolcanismo de la Cordillera Andina se desarrolla en tramos bien individualizados, los que tienen una directa relación con la diversa mecánica de subducción de la Placa de Nazca bajo el margen pacífico de la Placa Sudamericana (Nur y Ben-Avraham, 1981). En esta forma, de sur a norte se puede apreciar la muy escasa actividad volcánica en la región de los Andes Sudpatagónicos y Fueguinos. El neovolcanismo recién aparece bien representado a partir del Punto Triple (Herron y otros, 1981) donde la Dorsal de Chile intersecta el continente alrededor de los 46° Lat. S. hasta la Dorsal de Juan Fernández, en los 33° Lat. S. El volcanismo vuelve a presentarse recién a partir de la denominada Dorsal Perdida hasta la Dorsal de Nazca y Deflexión de Pisco, en los 15° Lat. S. En todo este tramo, tanto en la Cadena Andina como en el vecino Altiplano de Bolivia, es imponente el neovolcanismo local, tanto por su extensión areal como por el volumen magmático eruptado. Finalmente un último tramo volcánico, bien alejado del anterior, se presenta en los Andes Ecuatorianos-Colombianos (Cordilleras Occidental, Real, y Central) aproximadamente entre los 2° Lat. S. y los 6° Lat. N., es decir, enfrentando el

sector comprendido entre las dorsales asísmicas de Carnegie y Malpelo del Pacífico oriental (Lonsdale, 1978) (fig. 1).

Otro grupo de cuencas sedimentarias es aquél que se desarrolla formando una *orla perimetral costanera*, particularmente a lo largo del litoral Pacífico y Atlántico, y con menor expresión dentro de los márgenes transcurrentes del Caribe y de Scotia. Dado que su génesis es resultante de la expansión del fondo oceánico y de la deriva de las placas continentales, ellas responden a dos ambientes tectónicos: tensional o de expansión (tipo Atlántico) y compresional o convergente (tipo Pacífico).

De las 17 *cuencas marginales Atlánticas* de Sudamérica, sólo se encuentran 7 (Tobago, Columbus (Galeota), Guianas, Salado, Colorado, Patagonia Oriental, y Malvinas Norte) dentro del área mapeada del Cuadrante Sureste. Se trata en su mayoría de cuencas con sedimentación progradante que acompañó el proceso de expansión del fondo oceánico y la respectiva deriva continental. Poseen marcada asimetría y la mayor parte de ellas se inició durante la reactivación Wealdiana u Orogenia Subhercínica, en la iniciación del "rift" oceánico (fig. 2 y tabla 4).

En el ambiente Pacífico, desde América Central hasta el Arco de las Antillas Australes o de Scotia, se alinea otra orla de cuencas marginales que responden a la mecánica subductiva pacífica, por cierto mucho más complicada que el margen pasivo atlántico. Las cuencas relacionadas a este proceso se desarrollan unas veces por detrás—tierra adentro—de una Cordillera Costera, estando limitadas al este por la Cordillera Occidental, como en el llamado Geosinclinal Bolívar de Colombia (Nygren, 1950). En otras regiones, cuencas de reducido tamaño, asimétricas, de relleno predominantemente marino, se expanden al oeste de la Cordillera de la Costa, ya sobre la angosta plataforma continental pacífica, como ocurre con las de Daule, Progreso y Talara en la zona ecuatorial y en la guimalda de subcuencas marginales de la extensa costa peruano-chilena hasta el extremo austral del continente Sudamericano (tabla 5).

Las *cuencas marginales pacíficas* se desarrollan sobre una potente y compleja secuencia de sedimentitas mesozoicas y (o) paleozoicas, metamorfitas y rocas intrusivas y volcánicas que posiblemente representan un antiguo sistema de arco-fosa. A lo largo del margen Pacífico, a partir de la Península de Santa Elena (Ecuador) hasta Alaska, hay grauvacas de aguas profundas, arcillitas y chert radiolaríticos asociados con basaltos de almohadilla, gabros, y rocas ultramáficas del Mesozoico tardío (Drummond, 1986). Todas las cuencas costaneras pacíficas corresponden al dominio antearco con respecto al orógeno andino.

Finalmente, en la región Caribeana de Sudamérica, hay una serie de cuencas sedimentarias regidas por el complicado esquema tectónico del Caribe. Algunas de ellas, como las cuencas Surcaribeanas, están desarrolladas sobre corteza oceánica, en tanto que las restantes son intracontinentales, como las cuencas Sinuatlántica, Bajo Magdalena, Goajira, Maracaibo, y Falcón-Bonaire, teniendo las dos últimas notable importancia

petrolera (tabla 6).

En el área abarcada por el Cuadrante Sureste se han definido cerca de un centenar de cuencas y subcuencas sedimentarias. Muy largo sería describirlas individualmente. Para simplificar la presentación, se acompaña, para cada grupo de cuencas, una información sinóptica que indica: el nombre de la cuenca sedimentaria; país donde está mayormente desarrollada; extensión (en miles de km²); volumen sedimentario (en km³); espesor sedimentario máximo (en km); forma y geometría; rumbo del eje depositacional; edad del relleno sedimentario; edad del basamento; intensidad relativa del plegamiento y la fracturación expresado en grado mínimo, suave, moderado, intenso. Esta información básica (modificada de Yrigoyen y Urien, 1988) nos permite definir, a grandes rasgos, cada una de las principales cuencas sedimentarias del sector pacífico sureste, indicando al mismo tiempo su caracterización en cuanto a potencial de hidrocarburos, desde producción comercial a sólo rastros (tablas 1 a 6).

En el Mapa de Recursos Energéticos del Cuadrante Sureste (Hoja 1) se han señalado los límites de las principales cuencas sedimentarias. Para una más clara visualización, en la figura 2, las mismas cuencas con sus respectivos nombres y capacidad productiva, se han representado utilizando diferentes rastras que individualizan su caracterización geoestructural. Se ilustran también 50 secciones columnares para destacar el relleno sedimentario de las cuencas más importantes. En ellas se indica la edad, el espesor, y la litología dominante de las unidades litoestratigráficas mayores, así como la simbología de los intervalos productivos de petróleo y (o) gas natural.

Además del mapa de Recursos Energéticos para el Cuadrante Sureste de la Región Circum-Pacífica, el autor ha preparado un mapa adicional (Hoja 2) de las cuencas sedimentarias mayores, con secciones geológicas generalizadas de las mismas. En este mapa adicional se ilustran 30 secciones transversales. Para su preparación se utilizó información gráfica publicada y aún inédita de diferentes autores, la que fue redibujada a una misma escala horizontal y vertical (exageración vertical x5) para una más fácil comparación estructural. Las solas excepciones son la sección transversal de la Cuenca Chaco-Paraná, en donde, debido a su larga extensión, la escala horizontal del corte se redujo a la mitad de las restantes, y la sección transversal de las Cuencas de Trinidad en donde la escala horizontal se extiende un poco.

En el mapa de secciones transversales, el marco de color de cada una de las secciones identifica el tipo geoestructural de las mismas (v.g., intracratónico, pericratónico, intra-arco, marginal antearco). Letras iniciales y colores destacan la edad de los intervalos depositacionales principales. En ciertos casos, la litología dominante de cada uno de ellos se representa por medio de símbolos standard. La ubicación geográfica de cada sección está indicada en el mapa.

En el siguiente capítulo se presenta una breve descripción de aquellas cuencas sedimentarias que encierran yacimientos gigantes de hidrocarburos, ordenados de acuerdo con la magnitud de la estimación de sus reservas recuperables.

RECURSOS ENERGETICOS

Dentro el Cuadrante Sureste, la existencia de hidrocarburos explotables fue reconocida por los primeros colonizadores poco después del Descubrimiento de América. Ya en el año 1532 el Emperador Carlos V autorizó oficialmente a los pobladores la extracción de "aceites minerales" y breas de la isla Caribeña de Cubagua para ser utilizados con fines curativos. Esta primera noticia documentada podría tomarse como el inicio de la importante industria petrolera que posee la región, la que, a fines de 1987, extraía diariamente 3.076.000 bbl de petróleo y 5.562 millones de pies cúbicos de gas natural (489.053 m³ de petróleo y 157,5 millones de m³ de gas natural por día), excluido aquí Brasil (tabla 7).

La riqueza petrolífera y gasífera del Cuadrante Sureste está principalmente distribuida en ocho países, los que en orden de importancia por sus producciones acumuladas y sus reservas remanentes son: (1) Venezuela, (2) Argentina, (3) Colombia, (4) Ecuador,

(5) Trinidad/Tobago, (6) Perú, (7) Bolivia, (8) Chile (tabla 8).

Otra serie de datos, incluyendo reservas originales de petróleo y gas, producciones acumuladas al 31 de diciembre de 1987 y el balance de reservas remanentes para cada una de las mayores cuencas sedimentarias y/o principales áreas productivas, se presenta dentro de la tabla 9.

Las principales características, junto con los datos de recuperación final estimada y producción de todos los campos gigantes (de recuperación final estimada mayor de 500 millones de bbl de petróleo y (o) mayor de 3 trillones de pies cúbicos de gas), se presentan en forma sinóptica en la tabla 10 y figuras 3 y 4. En igual forma, dentro de la tabla 11 y figuras 5 y 6 se encuentra información similar para seleccionados campos principales, es decir, con una recuperación final estimada mayor de 100 millones de bbl de petróleo o 600 billones de pies cúbicos de gas.

CUENCAS PRODUCTIVAS CON CAMPOS GIGANTES DE PETROLEO Y GAS

FAJA PETROLIFERA DE ORINOCO Y CUENCA ORIENTAL (VENEZUELA)

Así como en Sudamérica se encuentra el yacimiento costa-afuera más grande (el campo Brasileño Marlin, con reservas estimadas de petróleo de 636 millones de m³ = 4.000 millones de bbl), en el Cuadrante Sureste se halla la acumulación de petróleo más grande del mundo: la Faja Petrolífera del Orinoco, en el oriente Venezolano (fig. 3), con un volumen estimado de petróleo pesado y extrapesado in-situ de 187.800 millones de m³ (= 1.181.206 millones de bbl). Hacia fines de 1986, las reservas comprobadas de la Faja eran de 4.161 millones de m³ (= 26.171 millones de bbl), y las reservas adicionales de 14.822 millones de m³ (93.225 millones de bbl), de acuerdo con Martínez (1987).

Ubicada en el flanco sur de la cuenca de retroarco de Oriente (fig. 3), la Faja del Orinoco cubre un área de 54.000 km², consistiendo en un prisma de sedimentos terciarios acuñados hacia el sur, en donde cubre discordantemente rocas cretácicas y paleozoicas, y aún del basamento Precámbrico del Escudo de Guayana. Regionalmente, la estructura del área responde a una tectónica tensional de fallamiento caracterizada por bloques rígidos prácticamente sin evidencias de plegamiento. Sin embargo, el control dominante de la distribución de hidrocarburos es mayormente estratigráfico (tabla 2). Un 90 por ciento del petróleo está almacenado en clásticos fluviales y marinos miocenos de la Formación Oficina, en tanto que el resto se ha acumulado en reservorios del Cretácico Superior. En la Faja Petrolífera del Orinoco, al igual que en la Cuenca Oriental de Venezuela (Oriental Basin), la principal roca generadora es la Formación Querecual, del Cenomaniano/Conaciano. Esta unidad de calcáreos y lutitas negras posee una capacidad generadora de 56 a 156 x 10⁶ bbl/km³, y su área de

generación (Kitchen) ha sido estimada en unos 40.000 km².

Hasta el presente se han descubierto 11 campos gigantes de petróleo y/o gas (esto es con una recuperación final estimada de más de 500 millones de bbl o 3 trillones de pies cúbicos de gas natural) dentro de la Faja del Orinoco. En el resto de la Cuenca Oriental, otros cinco campos gigantes de petróleo y dos campos gigantes de gas (El Furrial y El Placer) se encuentran actualmente en producción y desarrollo.

CUENCA DE MARACAIBO (VENEZUELA)

La cuenca de mayor recuperación final de petróleo y gas en el Cuadrante Sureste es, por mucho, la Cuenca de Maracaibo, también ubicada en territorio venezolano (fig. 2 y tabla 6). La recuperación final estimada total de esta cuenca es de 80.274 millones de bbl y unos 73 trillones de pies cúbicos de gas natural (tabla 9). En la Cuenca de Maracaibo existen 12 campos gigantes de petróleo con una recuperación final de 43.794 millones de bbl de crudo y una producción acumulada de petróleo de 27.437 millones de bbl hasta fines de 1987 (fig. 3).

El supergigante campo costanero de Bolívar (fig. 7) es una de las mayores acumulaciones de hidrocarburos explotables del mundo. Este está situado a lo largo de 72 km de la costa noreste del Lago Maracaibo, desde Ambrosio a Bachaquero, teniendo en ciertos sectores hasta 49 km de ancho. Dado la extensión de las áreas productivas, en un principio se tuvo la creencia de que existían varios campos independientes (v.g., Ambrosio, La Rosa, Tía Juana, Lagunillas, Pueblo Viejo, y Bachaquero), pero, posteriormente, las perforaciones de desarrollo indicaron que se trataba de sólo un enorme campo petrolífero de 35.000 millones de bbl recuperables de

crudo. La sección productiva comprende las arenas deltaicas del Eoceno (Formaciones Trujillo y Misoa) y del Oligoceno (Formación Lagunillas). Reservorios de menor importancia son las arenas fluviales del Oligoceno (Formación Icotea) y las arenas transgresivas del Mioceno (Formación La Rosa). La roca generadora más extendida de la Cuenca de Maracaibo es la Formación La Luna, del Cenomaniano/Conaciano. Esta unidad, depositada en un ambiente euxínico marino profundo, está compuesta por calcáreos organogénicos y lutitas calcáreas grises oscuras y negras, de un espesor promedio de 110 m. El potencial generador de hidrocarburos de la Formación La Luna ha sido estimado en 290×10^6 bbl/km³, siendo su área total de drenaje de hidrocarburos del orden de los 50.000 km² en la Cuenca de Maracaibo.

CUENCA DEL GOLFO DE SAN JORGE (ARGENTINA)

Dentro del Cuadrante Sureste, Argentina es el segundo país petrolero, tanto por sus reservas como por su actual producción diaria de petróleo. En ese país hay cuatro campos gigantes de crudo y un campo gigante de gas natural (tablas 1 y 10, fig. 4). Dos yacimientos gigantes se ubican en la Cuenca del Golfo de San Jorge, donde se ubica el así llamado primer yacimiento petrolífero de Argentina, el yacimiento Comodoro Rivadavia, descubierto el 13 de diciembre de 1907, cuando un equipo del estado perforaba en busca de agua subterránea para el puerto y población del mismo nombre (fig. 8).

Si bien se trata de una de las cuencas medianas de Argentina (alrededor de 88.000 km²), la cuenca del Golfo de San Jorge es la más importante productora de petróleo del país. Su relleno sedimentario se acumuló durante sucesivos episodios. Un sistema de fosas tensionales de orientación noroeste-sureste se desarrolló y relleno durante un episodio volcánico en el Triásico y Jurásico Inferior. La región continuó su hundimiento y colmatación durante una fase de "rift" en el Jurásico Superior a Cretácico Inferior coincidente con la apertura inicial del Océano Atlántico sur, dando lugar a la siguiente fase de depositación Cretácica. Finalmente, movimientos tensionales en el Cretácico Superior a Terciario inferior con figuraron los lineamientos estructurales aún rectores de la cuenca, creando al mismo tiempo trampas estructurales a lo largo de fracturas gravitacionales.

En el Terciario medio, un episodio compresivo creó la cadena plegada de San Bernardo, orientada meridionalmente, la que muestra una inversión tectónica de antiguas fallas tensionales de graben a fracturación de corrimiento de bajo ángulo. Con una marcada discordancia terciaria inferior/media, se produjo el solevantamiento y posterior erosión de los depósitos cretácicos de los márgenes de cuenca, lo que dio paso a una sedimentación continental, volcanoclástica, y aún marina somera en la región durante el Cenozoico.

Las lutitas lagunares oscuras de la Formación D-129 del Cretácico Inferior, constituyen la principal roca generadora hasta ahora identificada en la Cuenca de San Jorge. Gran parte de la producción de petróleo

proviene de arenas del Cretácico Medio/Superior así como de arenas paleocenas en el Flanco Norte y en el Flanco Sur de la cuenca, así como en su prolongación distal costa-afuera. Esta distribución sugiere que el petróleo entrampado ha sufrido una migración vertical a lo largo de fracturas de graben reactivadas. Tobas, areniscas tobáceas y otras manifestaciones de actividad ígnea, se reconocen en todo el relleno sedimentario de la cuenca, lo que motiva que los lentes arenosos posean generalmente una pobre calidad de reservorio.

CUENCA NEUQUINA (ARGENTINA)

Otro campo gigante de petróleo y gas es el de Loma de la Lata, dentro de la Cuenca Neuquina (fig. 5), que es una cuenca depositacional predominantemente jurásica y cretácica, rellena por sedimentos clásticos marinos y continentales con carbonatos y evaporitas subordinadas.

La sedimentación inicial del Jurásico Inferior hasta el Kimmeridgiano consistió en el relleno de un sistema de "rift" abierto en el Triásico Superior. Durante el Jurásico más Superior alto y en el Cretácico Inferior, la cuenca evolucionó hacia un estadio subsidente que permitió la acumulación de espesas series de depósitos clásticos y carbonáticos. En el Cretácico Superior, luego de los movimientos subhercínicos, un espeso relleno postorogénico de capas rojas se extendió por toda la región durante una fase de subsidencia terminal. Todos esos depósitos fueron cubiertos parcialmente por secuencias cenozoicas discontinuas, sincrónicas con la fuerte orogenia Andina que ocurría más al oeste.

La Cuenca Neuquina es la segunda gran productora de hidrocarburos de Argentina. Prácticamente casi todos los reservorios potenciales han resultado productivos en alguna parte de la cuenca. Sin embargo, las areniscas jurásicas denominadas Formación Lotena + Punta Rosada y Formación Tordillo + Sierras Blancas, así como los carbonatos del Jurásico Superior/Cretácico Inferior de la Formación Quintuco + Loma Montosa, constituyen los mejores reservorios comerciales de la cuenca, ambos productivos de gas y petróleo en el campo gigante de Loma de la Lata. Las lutitas negras de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta, de amplia distribución en la región, son las más ricas generadoras de hidrocarburos de Neuquén. Fallamientos de bloques, transcurrencias y abovedamientos ocurridos en el Jurásico, sobreimpuestos por la subsiguiente deformación Andina, han dado lugar a numerosas trampas estructurales, las que, sumadas a otros factores estratigráficos, son las que controlan las importantes acumulaciones de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina.

CUENCA DE CUYO (ARGENTINA)

El último yacimiento gigante de petróleo de Argentina es el de Punta de Bardas-Vaca Muerta dentro de la cuenca triásica de Cuyo (fig. 4). Ésta es una típica cuenca continental pericratónica intermontana con un estilo tectónico transtensional tafrogénico (tabla 2). El relleno sedimentario del Triásico Medio a Superior,

fue inicialmente clástico, luego volcano-clástico, y consistente en depósitos de abanicos aluviales y llanura fluvial (Formación Cabras y Potrerillos) seguidos por lutitas lagunares de la Formación Cacheuta, en general aceptada como la principal generadora de los hidrocarburos producidos en la Cuenca de Cuyo. El Triásico cuspidal, Formación Río Blanco, tras suave discordancia, es cubierto por depósitos clásticos no-marinos y volcánicos neocomianos. Los movimientos del Cretácico Superior a Terciario inferior iniciaron un nuevo ciclo erosivo y depositacional que dio lugar a espesos depósitos terciarios de capas rojas. La secuencia cenozoica comienza con la Formación Papagayos, productora de petróleo en algunos campos, la que es seguida por varios miles de metros de depósitos continentales del Terciario superior.

Los pliegues y fracturas de la cuenca cuyana fueron mayormente originados en el Terciario y Cuaternario, pero algunas estructuras ya fueron delineadas en el Mesozoico. Las trampas estructurales controlan las más importantes acumulaciones de petróleo de la Cuenca de Cuyo, si bien varios campos se vinculan a entrapamientos estratigráficos. En la porción productiva occidental de la cuenca, las estructuras son anticlinales asimétricos fallados, desarrollados a lo largo de dos o tres alineamientos paralelos. El plegamiento asimétrico y los sobrecorrimentos, de rumbo meridional, disminuyen en intensidad de oeste a este para dar lugar finalmente a una amplia llanura intermontana controlada por fracturas. Los reservorios arenosos productivos se encuentran dentro de la sección triásica y en la secuencia basal terciaria, pero la Formación Barrancas del Cretácico Inferior es, por mucho, el más importante intervalo productivo de petróleo en el campo gigante Punta de Bardas-Vacas Muertas.

CUENCAS DEL MAGDALENA MEDIO Y DE LOS LLANOS (COLOMBIA)

Colombia es el tercer país gran productor de petróleo del Cuadrante Sureste (tabla 7). Gran parte de la producción colombiana proviene de dos cuencas sedimentarias, en las que se han descubierto hasta hoy dos campos gigantes de petróleo. La primera de ellas es la cuenca del río Magdalena Medio (Middle Magdalena o Mid-Mag basin) (fig. 2), que es un semigraben alargado ubicado entre las dos cadenas orientales de los Andes Colombianos. Esta cuenca intra-arco posee un relleno sedimentario, Cretácico a Reciente, de más de 12 km de espesor. La segunda es la Cuenca de los Llanos (Llanos Basin) (fig. 2), que se extiende como una suave llanura desde el pie oriental de los Andes hasta el Escudo Guayanés. Si bien hoy aparecen netamente separadas, es importante destacar que la Cuenca de los Llanos y la Cuenca del Magdalena estuvieron conectadas durante todo el Cretácico y el Terciario inferior, registrando una historia geológica similar. El depocentro cretácico de la primitiva Cuenca Magdalena/Llanos coincide con el actual emplazamiento de la Cordillera Oriental, en la que afloran más de 11.000 m de sedimentos cretácicos. Ambas cuencas desarrollaron su presente

configuración durante y después de la Orogenia Andina, miocena y pliocena, que motivó una rápida subsidencia de sus márgenes occidentales.

El mayor yacimiento petrolífero de la Cuenca del Magdalena Medio es el de La Cira-Infantas, un anticlinal fallado en el que las arenas productivas eocenas suprayacen discordantemente la secuencia cretácica, dislocada y truncada. Los niveles productivos del Eoceno (Formación La Paz) y del Oligoceno (Formaciones Mugrosa y Colorado) almacenan más de 520 millones de bbl de petróleo, de los que se han producido, hasta 1987, unos 459 millones de bbl. Se considera que el Cretácico, y más probablemente el Paleoceno, constituyen las rocas generadoras de hidrocarburos de la cuenca.

Por su parte, la Cuenca de los Llanos es una cuenca depositacional preferentemente clástica, desde el Paleozoico hasta el Terciario, perteneciente al dominio pericratónico Sudamericano. De marcada asimetría, la mayor estructuración se encuentra en el frente de montaña, en donde los esfuerzos compresivos asociados con la Orogenia Andina han originado series de plegamientos y fracturación de sobrecorrimento buzante al oeste. Un cuadro de fracturas antitéticas constituye el principal control de entrapamiento en la Cuenca de los Llanos. Prácticamente todos los descubrimientos de hidrocarburos realizados hasta hoy están relacionados con este sistema de fallamiento.

La actividad exploratoria de los Llanos de Colombia ha sido muy cíclica. El primer sondeo exploratorio perforado en 1944 puso en evidencia un yacimiento petrolero que luego resultó sub-comercial. Reactivaciones exploratorias se registraron también en 1958, 1969, y, finalmente, en 1980, lo que dio por fruto el descubrimiento del Yacimiento de Arauca, cercano a la frontera con Venezuela. Nuevamente se intensificó la exploración en 1983, y aún continúa activamente después del gran descubrimiento del pozo Caño Limón X-2, que comprobó producciones comerciales de petróleo de la Formación Mirador (Eoceno superior) con un caudal de 10.690 bbl diarios de petróleo de bajo contenido de azufre y una densidad de 31° Instituto Norteamericano del Petróleo (API). Perforaciones de desarrollo corroboraron el descubrimiento de un campo gigante con una recuperación final estimada de más de un billón de bbl de petróleo (fig. 9). La producción actual del área de Caño Limón es de 209.000 bbl de petróleo por día.

CUENCA DE ORIENTE (ECUADOR)

El siguiente país productor de petróleo del Cuadrante Sureste es Ecuador, no sólo por su presente producción sino también por sus reservas cubizadas (tablas 7 y 8). La cuenca más productiva en Ecuador es la Cuenca de Oriente que, al igual que la Cuenca de los Llanos de Colombia, se extiende desde los contrafuertes orientales de los Andes hasta acuñarse en el este sobre el Escudo Guayanés, con una extensión areal de más de 100.000 km². La cuenca se hunde regionalmente hacia el sur y, como típica cuenca pericratónica, es asimétrica, con una sección sedimentaria más gruesa, plegada y fallada en el frente de montaña. Más de 10 km de espesor de sedimentos

del Paleozoico hasta Holoceno se depositaron en una depresión de retroarco. Los sedimentos mas antiguos reconocidos son del Silúrico Superior. La sección prospectiva se asienta discordantemente sobre un basamento pre-Cretácico clástico/volcánico, pobremente documentado. Se inicia con una arenisca basal cretácica, la Formación Hollín (Albiano a Aptiano), que es una de las principales rocas reservorio de la Cuenca de Oriente. Sobre, ésta se asienta transicionalmente la Formación Napo (Cenomaniano a Campaniano) también con intervalos arenosos muy productivos que se intercalan entre lutitas negras y calizas, ricas en materia orgánica, las que constituyen la roca generadora del petróleo. Las acumulaciones de hidrocarburos tienen principalmente un control estructural, ubicadas a lo largo de anticlinales fallados de rumbo norte-sur; sin embargo, un control estratigráfico parece evidente en ciertas zonas.

Dos yacimientos petrolíferos gigantes fueron descubiertos en 1969: los campos Shushufindi y Sacha (fig. 10). Estos anticlinales tienen un muy suave relieve estructural —típico de los campos gigantes de Oriente— y extensiones de 35 a 28 km de largo, respectivamente. En el Campo Shushufindi las producciones comerciales provienen de las arenas V y T de la Formación Napo, las que encierran 1.35 millones de bbl recuperables, en tanto que, en el Campo Sacha (753 millones de bbl recuperables) las producciones provienen preferentemente de la Formación Hollín (69 porciento) y de la arena U (21 porciento) de la Formación Napo. Terminado en 1972, el oleoducto Troncal Transecuatoriano (diámetro 26 in y 498 km de largo) es la vía de evacuación de petróleo de la Cuenca de Oriente, con una capacidad de 250.000 bbl por día. Este oleoducto se inicia en la cabecera del yacimiento de Lago Agrio a 550 m de altura sobre el nivel del mar, cruza los Andes en elevaciones máximas de 4.063 m, para luego descender a la costa del Pacífico, en Puerto Esmeraldas.

CUENCA DE PROGRESO (ECUADOR)

Esta cuenca marginal Pacífica, extendida desde el Golfo de Guayaquil hasta el noroeste de Perú, contiene hasta 8.000 m de lutitas, fangolitas, y arenas post-oligocenas. La sección sedimentaria es mayormente miocena, con algunos depósitos marinos del Plioceno y Pleistoceno. En 1970 se realizó el descubrimiento de un campo gigante de gas natural en el Golfo de Guayaquil (fig. 11). La recuperación final estimada para este yacimiento gasífero, todavía no desarrollado, es de tres trillones de pies cúbicos de gas natural.

CUENCA DE TALARA (PERU)

La Cuenca de Talara o del Noroeste Peruano está ubicada en la región costanera Pacífica, al oeste de la Cordillera Costera de los Andes (fig. 11). Solamente un segmento de la cuenca se desarrolla tierra adentro, ya que gran parte de la misma se extiende bajo el mar, en donde puede conectarse con otras cuencas marginales terciarias a lo largo de la costa occidental del norte del Cuadrante Sureste (Progreso, Daule, y Sechura; tabla 5). La Cuenca de Talara alberga más de

8.000 m de sedimentos clásticos marinos y transicionales hasta fluviales del Campaniano al Eoceno superior. El principal intervalo productivo de hidrocarburos está constituido por los depósitos fluviales, deltaicos, y turbidíticos de la Formación Parinas del Eoceno inferior. Otras producciones han sido obtenidas descendiendo en su orden de magnitud, de reservorios del Paleoceno (Formación Salina-Mogollón), y del Eoceno medio y superior (Formaciones Talara y Verdún). Finalmente, areniscas del Oligoceno y Mioceno han aportado algún petróleo en el ahora agotado yacimiento de Zorritos, cercano a la frontera Ecuatoriana dentro de la Cuenca del Progreso. El cinturón móvil andino de la región de Talara ha sido fracturado en innumerables bloques por un intrincado sistema de fallas, preferentemente directas, que poseen desplazamientos que van desde centímetros hasta cientos de metros. Todos los cercanos manaderos de petróleo y los afloramientos de gas están localizados en la faja móvil del norte y oeste de la cuenca.

Un campo petrolífero gigante, La Brea-Parinas, descubierto en 1869, ha sido explotado por más de un siglo, alcanzando una producción acumulada, al 31 de diciembre de 1987, de 539 millones de bbl de petróleo. La recuperación final estimada de este antiguo campo La Brea-Parinas ha sido estimada en el orden de los 592 millones de bbl. Si nos referimos a toda la región de Talara, la recuperación final estimada se eleva a los 1.100 millones de bbl de petróleo.

CUENCA DE UCAYALI (PERU)

Ubicada en la región central del Perú, en las proximidades del Río Urubamba, se extiende la Cuenca del Bajo Ucayali perteneciente al dominio pericratónico (tabla 2). El relleno sedimentario de esta cuenca se compone de depósitos paleozoicos, jurásicos, cretácicos, y terciarios, los que en conjunto alcanzan hasta 5.500 m de potencia, por sobre el Basamento Precámbrico Andino. Entre 1984 y 1986 se han descubierto importantes acumulaciones de gas natural en esta remota región escasamente poblada. Dos yacimientos gasíferos gigantes, San Martín y Cashiriari, poseen recuperaciones finales estimadas en tres y ocho trillones de pies cúbicos de gas natural, respectivamente (tabla 10). Las producciones de estos enormes anticlinales provienen de reservorios arenosos cretácicos que se encuentran a profundidades entre los 3.900 m (Campo San Martín), y los 2.440 m (Campo Cashiriari). Ambos yacimientos, así como otros descubrimientos gasíferos de la zona, se encuentran todavía cerrados debido a la falta de instalaciones y sistema de transporte.

CUENCAS DE TRINIDAD-TOBAGO

Ubicada en el extremo más oriental del cinturón móvil Venezolano, los principales elementos estructurales de las Cuencas de Trinidad-Tobago corresponden a extensiones laterales de los rasgos tectónicos presentes más al oeste. En esta forma, se reconocen de norte a sur los elementos siguientes: Cordillera Norte (= Cordillera Costanera de Venezuela),

Falla El Pilar; Cuenca Norteña, Cordillera Central, cinturón sobrecorrido de Naparima, la prolífica Cuenca Sureña, y finalmente la Cordillera Sur (fig. 12).

El relleno sedimentario reconocido se inicia con gruesos depósitos clásticos marinos profundos del Jurásico y Cretácico Inferior, los que hacia el sur pasan a depósitos de shelf hacia el Escudo de Guayana. Más tarde, en el Cretácico, la Cordillera Norte sufrió sobrecorrimientos con vulcanismo asociado, al mismo tiempo que la Cordillera Central estaba sometida a continuo solevantamiento. En el Paleoceno y en el Eoceno, movimientos transcurrentes dextrógiros se desarrollaron en la Cordillera Norte a lo largo de la Falla El Pilar, la Cordillera Central fue solevantada y erosionada, y persistiendo en la Cuenca Sur la depositación de sedimentos de aguas profundas. Durante el Oligoceno, la sedimentación marina profunda se extendió a toda la región al sur de la Cordillera Norte. En el Mioceno inferior, junto con otra reactivación de los sobrecorrimientos en la Cordillera Central, la Cuenca Norte comenzó a rellenarse con sedimentos de aguas someras, en tanto que, en la Cuenca Sur se distribuían depósitos turbidíticos, al tiempo que tenía lugar una estructuración contemporánea a lo largo de corrimientos, diapiros de barro, y fallas transcurrentes. Todas las cuencas fueron rellenadas por depósitos palustres durante el Plioceno. En el post-Plioceno la reactivación de los corrimientos y la intrusión de diapiros terminaron de configurar complejas trampas estructurales en muchos de los yacimientos petrolíferos mayores.

Buen número de campos gigantes de petróleo y gas se han descubierto en las Cuencas de Trinidad-Tobago, iniciándose en tierra en 1913 con el Grupo Fizabad (recuperación final estimada = 850 millones de bbl), luego seguido por el Yacimiento Soldado (recuperación final estimada = 600 millones de bbl) en aguas costa afuera del Golfo de Paria (tabla 10). Hay

muchos otros campos de petróleo en la isla, tales como Point Fortin, Erin, Palo Seco, Morne Diablo, Penal, Oropuche, Trinity, Catshill, Moruga, Balata, Navette, y otros. Las areniscas miocenas (Formación Forest/Moruga y Cruse) constituyen los principales reservorios petrolíferos. Los mecanismos de entrapamiento más frecuentes son las barreras de permeabilidad pendiente arriba, las acumulaciones de truncamiento bajo discordancia, y los acunamientos de las arenas sobre o en los flancos de diapiros de barro contemporáneos. El petróleo posee una densidad promedio de 23° API.

Actualmente se desarrolla una activa exploración orientada hacia áreas costa-afuera, tanto en la Cuenca Occidental de Tobago, al norte, como en las Cuencas Columbus/Galeota, en el este y sur. Descubrimientos significativos se han efectuado siendo preferentemente de gas natural, tales como el gigante Grupo de la Costa Norte (recuperación final estimada tres trillones de pies cúbicos) y el gigante Grupo Galeota (más de siete trillones de pies cúbicos recuperables de gas natural). En este último caso los horizontes productivos son mayormente de edad pliocena (Formaciones Gros Morne y Saint Hilaire) hasta pleistocena, como en los yacimientos gasíferos de Queen's Beach y Manzanilla Oriental, dentro del Océano Atlántico tropical.

ACTIVIDAD PERFORATORIA

En el Cuadrante Sureste de la Región Circum-Pacífica se desarrolla actualmente una intensa actividad perforatoria llevada a cabo por empresas estatales y compañías privadas (tabla 12). Durante 1987 se encontraban activos 147 equipos de perforación. El resultado de tal actividad fue la terminación de 1.738 pozos en el año, de los cuales 252 eran sondeos exploratorios. De estos últimos, 94 pozos resultaron productivos, lo que arrojó un altísimo porcentaje de éxito exploratorio del 37 por ciento.

ARENAS BITUMINOSAS

Denominamos arenas bituminosas a aquellas arenas impregnadas de petróleo a partir de las cuales no puede extraerse dicho hidrocarburo por métodos convencionales de producción. La densidad del petróleo es generalmente próxima a los 10° API o aún menos. Depósitos significativos de arenas bituminosas se indican con un tramado punteado color verde en el Mapa de Recursos Energéticos del Cuadrante Sureste. Gigantescos depósitos de arenas bituminosas se encuentran en Venezuela; depósitos menores se hallan también en Colombia, Trinidad, Ecuador, y Perú.

La acumulación más grande de asfalto o bitumen del Cuadrante Sureste la constituyen las arenas petrolíferas miocenas del Cinturón de Brea del Orinoco, o Faja Bituminosa del Orinoco, como era llamada desde tiempos históricos. Las arenas bituminosas se presentan aquí como un depósito basal de cuña sedimentaria o su depósito de borde, en donde el prisma sedimentario terciario traslapa sobre el Basamento Precámbrico del Escudo de Guayana. La faja bituminosa ha sido ya tratada con cierto detalle en un

capítulo previo intitulado Faja Petrolífera del Orinoco como se la designa actualmente, luego de comenzar la producción de petróleos pesados pocos años atrás. El bitumen aquí no se expone directamente en superficie. El mecanismo de entrapamiento es presumiblemente debido a acunamiento de las arenas reservorio pendiente arriba o por el propio sello de los bitúmenes o breas.

Otros depósitos similares, aunque más pequeños, de arenas bituminosas, han sido registrados en Colombia y Ecuador, estando ubicado el mayor de ellos al oeste del campo gigante de petróleo Sacha, cerca del pie oriental de los Andes. También depósitos significativos de arenas bituminosas se hallan en el Sur de Perú, en la región cordillerana vecina a las cabeceras de los Ríos Indio Muerto y Yauca.

Si bien no relacionado directamente con las anteriores arenas bituminosas, es válido mencionar que en el Cuadrante Sureste, el mayor depósito de asfalto puro hasta aquí descubierto en el mundo es el Lago de Asfalto de Guanoco, también denominado Lago de Bitumen Bermúdez. Su hallazgo fue informado

en 1875 y puesto en primitiva producción en 1901. Ubicado en el estado de Monagas, Venezuela oriental; el Lago de Asfalto de Guanoco cubre una extensión de más de 450 hectáreas, conteniendo asfalto semilíquido hasta una profundidad de 6 m. El asfalto exuda de varios manantiales, y permanece blando y semilíquido por debajo de una costra dura, parcialmente cubierta por vegetación y charcos de agua. Otro gran afloramiento de petróleo pesado es el Lago de Brea (Pitch Lake), en el sudoeste de la isla de Trinidad, próximo a la costa del Golfo de Paria. En este caso se trata de una depresión groseramente circular de unos 610 m de diámetro y más

de 40 m de profundidad. El depósito de asfalto proviene de arenas continentales pliocenas de la Formación La Brea, en donde cubren un domo de escaso relieve estructural. La recuperación final del Pitch Lake ha sido estimada en más de 25 millones de toneladas de asfalto. Lagos de asfalto y depósitos de brea son conocidos en la Cuenca Cretácica de Orán, en el norte Argentino. Resulta obvio que su nombre sea también Laguna de la Brea, denominación que recibiera ya en el año de 1885.

LUTITAS BITUMINOSAS

Los depósitos de lutitas bituminosas del Cuadrante Sureste están representados en el mapa Recursos Energéticos por una rastra de lineado verde. Existe una drástica diferencia entre los cuadrantes Sureste y Noreste de la región Circum-Pacífica en lo que respecta a la existencia de depósitos de lutitas bituminosas. Las gigantescas extensiones de lutitas bituminosas del oeste de los Estados Unidos, con trillones de bbl equivalentes de petróleo (Drummond, 1986), están totalmente ausentes en nuestra área, donde solamente algunos depósitos modestos de lutitas bituminosas han sido documentadas en Chile y Argentina. En Chile, varios afloramientos han sido señalados en los Andes Patagónicos, cercanos al límite internacional argentino-chileno, entre los 34 y 35° Lat. S. Aquí las lutitas bituminosas están intercaladas dentro de sedimentos parálicos de la regresión jurásica andina. Otros yacimientos de rocas semejantes se han registrado en Huantajaya, unos 20 km al este de Iquique, dentro de sedimentos del Jurásico Superior, siendo también de edad similar (Oxfordiano-Kimmeridgiano) las lutitas bituminosas de El Pular, cerca de la frontera con Argentina, a los 24° 25' Lat. S. Probablemente, los mayores volúmenes de lutitas de interés económico en Chile se encuentran en sedimentos lagunares eocenos del área de Lonquimay, a

los 38° 35' Lat. S. El procesamiento de las lutitas bituminosas de Lonquimay se estima produciría unos 17 millones de bbl equivalentes de petróleo de esquisto, pero actualmente este proyecto resulta no comercial.

En Argentina, varios depósitos de lutitas bituminosas de tamaño reducido están presentes en las pelitas lacustrinas oscuras de la sección triásica superior de la Cuenca de Cuyo (yacimientos Cacheuta, Papagayos, Divisadero Largo, y El Quemado, en la Provincia de Mendoza). Estos modestos afloramientos no alcanzan a tener tamaños e importancia como para ser señalados en el mapa. El único que está representado es el depósito de lutitas bituminosas de Rincón Blanco, en el oeste de la Provincia de San Juan, unos 150 km al norte del Cerro Aconcagua, en los 32° Lat. S. Las rocas bituminosas son margas y lutitas negras de edad triásica superior, que poseen un contenido de kerógeno del 3 al 4 por ciento. La producción estimada de las lutitas bituminosas de Rincón Blanco es de 45 millones de toneladas métricas de petróleo de esquisto, con un poder calorífico de 18.000 BTU/lb. Lo remoto de la zona, la carencia de agua y las dificultades de acceso hacen que la explotación del yacimiento de Rincón Blanco resulte al presente no comercial.

CARBON

En el Mapa de Recursos Energéticos los depósitos de carbón del Cuadrante Sureste están señalados con rastras color pardo, las que indican el tipo (rango) del mineral y su extensión areal. La clasificación por rango está basada en el porcentaje de carbón fijo y el valor calorífico, expresado en BTU/libra. Si bien existen ciertas diferencias entre los países, en general los rangos son aquéllos establecidos por la Asociación Americana de Ensayos de Materiales (ASTM, 1983). Esta clasificación está resumida en la tabla 13. En los mapas suplementarios de recursos carboníferos (fig. 13 y 14) se señalan las ubicaciones geográficas y los nombres de los depósitos principales, en tanto que, en la tabla 14 se sintetizan las principales características de los depósitos, indicándose dentro de cada país el nombre del depósito, la edad del mineral, el rango ASTM del mismo, número de capas o secciones productivas, tamaño y contenido del azufre y cenizas del mineral, expresado en porcentajes.

Los depósitos comerciales de carbón del

Cuadrante Sureste varían de rango desde antracita hasta lignitos y turbas. Estos depósitos son de edades del Paleozoico superior, Triásico, Jurásico, Cretácico, y Terciario. Los depósitos de turba son en su mayoría cuaternarios.

Las estimaciones aproximadas de los principales yacimientos de carbón del Cuadrante Sureste dan un total de 46.600 millones de toneladas métricas de reservas comprobadas y adicionales. Los depósitos comerciales de turbas publicados están en el orden de 208 millones de toneladas métricas. Debido a la escasez de datos sobre calidad, espesores, extensión, y profundidad de los depósitos, la relevancia de estas cifras en lo que hace a reservas recuperables es un tanto incierta.

Como se demuestra en la tabla 15, en donde se da la distribución de reservas por rango y por país, los mayores recursos carboníferos del cuadrante se encuentran en Colombia, con un total de 20.000 millones de toneladas métricas, seguidos por los de

productor más grande de carbón, con una extracción cercana a los 15 millones de toneladas métricas anuales (tabla 16). Aquí el carbón se encuentra en numerosas cuencas individuales del Terciario inferior. Estas se ubican en los valles intermontanos a lo largo del pie y en los flancos de los Cordones Andinos y Caribeños, así como en sus prolongaciones al norte y al naciente. Ochenta por ciento de estas reservas carboníferas se ubican en las Provincias de Cundinamarca y Boyacá, siendo El Cerrejón, el más importante yacimiento individual, con una reserva estimada de más de 1.600 millones de toneladas métricas. La extensión areal de este yacimiento paleoceno es de 38.000 ha, a una profundidad de 200 m

bajo la superficie. El actual proyecto de explotación del Cerrejón, con un costo de 3.000 millones de dólares estadounidenses, tendrá un ritmo de producción sostenida del orden de 15 millones de toneladas métricas por año.

Los carbones de Colombia y de Venezuela son preferentemente del Terciario inferior, y su rango es de carbón bituminoso. Los carbones peruanos, del Cretácico Inferior, son antracíticos, en tanto que los carbones terciarios Chilenos y Argentinos, son de rango subbituminoso a lignito. Depósitos cuaternarios de turbas han sido individualizados en Argentina, Bolivia, y Ecuador.

RECURSOS GEOTERMICOS

En el Mapa de Recursos Energéticos del Cuadrante Noreste (Drummond, 1986) se indican tres tipos de datos geotérmicos: los campos geotérmicos que han sido identificados, aquellos explotados para generar energía eléctrica, y fuentes termales con una temperatura de superficie superior a los 50° Celsius. Los sistemas de convección hidrotermal se han dividido además entre sistemas que ya están generando energía eléctrica y los que actualmente están en proceso de desarrollo.

Prácticamente la totalidad de las áreas geotermales consideradas se distribuyen a través de la franja volcánica calcoalcalina del Plioceno-Cuaternario, que se extiende a lo largo de los Andes. Este hecho permite inferir que la fuente de calor que da origen a las áreas de actividad hidrotermal proviene de la actividad volcánica. El vulcanismo, en algunos sectores, puede también estar relacionado con cuerpos magmáticos emplazados cerca de la superficie, entre los 3 y 10 km de profundidad, los cuales podrían aportar importantes cantidades de calor a los sistemas geotermales. De este modo es posible considerar las zonas volcánicas cuaternarias de los Andes como otras zonas orogénicas jóvenes y de intensa actividad volcánica de la región Circum-Pacífica.

En las figuras 15 y 16 indican los sitios geotérmicos más importantes del Cuadrante Sureste. Resulta muy evidente que la cadena de volcanes de la región oeste de América Central y Sur constituye un área con alto potencial de energía geotérmica. Siguiendo en parte a Drummond (1986), dentro de estas áreas, El Salvador ha desarrollado el campo geotérmico Ahuachapán. Esta usina produce en la actualidad 95 megawatts y es la primera planta geotérmica construida en América Central. Además están siendo estudiados en la actualidad los campos geotérmicos de Chinameca, Berlin, y San Vicente. Guatemala está proyectando instalar una planta de 15 megawatts en Zunil. Existen muchas áreas en Guatemala que parecen promisorias, pero aún se requieren más tareas de exploración. Nicaragua posee una planta de 35 megawatts que opera en el flanco sur del Volcán Momotombo en el Lago Managua. Costa Rica está desarrollando el campo geotérmico Miravalles. Se

proyecta ponerlo en funcionamiento en 1990, con un potencial energético de 32 megawatts, y posiblemente se construirá una planta adicional de 50 megawatts. En Panamá se han identificado siete áreas como localidades geotérmicas, pero es preciso aún realizar su evaluación.

La primera planta geotérmica instalada en Sud América se encuentra en el campo volcánico geotermal Copahue en la zona centro-oeste de la Argentina, al pie de los Andes. Esta pequeña planta de 670 kilowatts fué puesta en operación a principios de 1988. En la misma Provincia del Neuquén se halla el Volcán Domuyo, con abundantes fuentes termales, fumarolas, y geisers, siendo ésta un área de estudio con muy alto potencial de energía geotérmica. Existen en la Argentina varias áreas más cuyo potencial geotérmico ya ha sido evaluado, tales como Taco-Ralo/Rio Hondo (Provincia de Santiago del Estero) y Volcán Tuzglé (Provincia de Salta). En Chile se está estudiando el desarrollo del potencial geotérmico en la parte norte del país, en las localidades de El Tatio, Puchuldiza, y Surire. En Colombia, los Volcanes Ruiz y Chiles, Azufral de Tuquerres, y Paipa son áreas potenciales. Se están evaluando cinco áreas en Ecuador: Cuenca-Azogues, Chimborazo, Chalupas, Imbabura-Cayambe, y Tufino-Chiles-Cerro Negro. En Perú está siendo evaluado el potencial geotérmico de seis áreas: la cadena volcánica del sur, la región de Puno, la región de Huancavelica-Huancayo, la región Central (Cajatambo-Cerro Pasco), la región de Ancash, y la región de Cajamarca. En Venezuela se han identificado dos regiones geotérmicas: Barcelona-Cumaná y Pilar-Casanay. Las potentes fuentes termales del Volcán Pomarapa y el área de Pulacayo en Bolivia muestran también evidencias de poseer importantes recursos termales, pero en ellas es preciso efectuar más trabajos de exploración para evaluar su potencial energético.

Todas las principales regiones y localidades geotermales del Cuadrante Sureste se han señalado en la tabla 17, país por país. Luego del nombre de la localidad se indican también las temperaturas de superficie y el tipo de fuente hidrotermal. La ubicación geográfica de todas las localidades mencionadas en la tabla 17 está señalada en las fig. 15 y 16.

APENDICE I

FACTORES DE CONVERSION

1 metro cúbico de petróleo y pentanos+ (101,325 kilopascals y 15° Centígrados)	= 6,29287 bbl (35 galones imperiales)
1 metro cúbico de gas natural (101,325 kilopascals y 15° Centígrados)	= 35,49373 pies cúbicos (14,65 psia y 60° Fahrenheit)
1 tonelada métrica	= 2.240 libras 1,12 toneladas

APENDICE II

LISTA DE ABREVIATURAS USADAS

Inglés

ASTM	American Society for Testing and Materials: Sociedad Norteamericana de Ensayo de Materiales
API	American Petroleum Institute: Instituto Norteamericano del Petróleo
B	mil millones (10^9)
bb1	barril
BCF	mil millones de pies cúbicos
b/d	barriles/día
cf	pies cúbicos
cf/d	pies cúbicos/día
EUR	recuperación final estimada
M	mil (10^3)
MCF	mil pies cúbicos
MM	millón (10^6)
MMB	millón de barriles
T	trillón (10^{12})
TCF	trillón de pies cúbicos

APENDICE III

GLOSARIO

Petróleo Crudo. Una mezcla de hidrocarburos que se recupera en una fase líquida en condiciones atmosféricas de presión y temperatura a través de un pozo perforado en un reservorio subterráneo natural. Puede incluir pequeñas cantidades de fluidos no hidrocarburos producidos con los líquidos.

Los rangos aceptables para la clasificación de petróleos crudos por densidad, sugerida por el grupo de estudio del Congreso Mundial de Petróleo (Martínez y otros, 1984) son los siguientes:

Pesado, 10-22,3° gravedad API (1000-920 kg/m³)

Medio, 22,3-31,1° gravedad API (920-870 kg/m³)

Liviano, más de 31,1° gravedad API (menos de 870 kg/m³)

Deben agregarse a estos, las definiciones de Meyer y otros (1985):

Extra pesado, menos de 10° gravedad API (más de 1000 kg/m³) pero móvil en el reservorio, y por tanto, obtenible en la perforación.

Bitumen, menos de 10° gravedad API (más de 100 kg/m³) e inmóvil en el reservorio.

Recuperación Final Estimada (EUR). Una estimación del total de reservas que podrán ser producidas ultimamente de un campo o complejo de campos. El EUR incluye la producción acumulativa y las reservas remanentes establecidas, y puede incluir una estimación de futuras adiciones debido a extensiones y nuevos ensayos de producción.

Campo (= yacimiento). Un área consistente en un solo reservorio o un conjunto de ellos relacionado a un mismo rasgo geológico, estructural o estratigráfico.

Grupo de Campos (= grupo de yacimientos). Un área que abarca dos o más campos en estrecha proximidad y que comparten un carácter geológico común. Ejemplos son los campos separados por fallas como los del Complejo A. J. Bermuda de México y los arrecifes de Pináculo de Rainbow, Canadá.

Gravedad, API. Una norma adoptada por el American Petroleum Institute (Instituto Norteamericano del Petróleo) para expresar la densidad específica del petróleo. A menor densidad específica, mayor gravedad API. Gravedad API = (141,5/densidad específica a 60° F) 131,5.

Hidrocarburo. Compuestos químicos que consisten totalmente de hidrógeno y carbono.

Reservas Iniciales Establecidas. Una estimación de las reservas totales originales, previa a cualquier producción, que pueden ser recuperadas con tecnología actual y bajo las condiciones económicas presentes, probadas por perforación, prueba producción más las reservas recuperables interpretadas con razonable certeza.

Reservas remanentes establecidas. Son las reservas iniciales establecidas menos la producción acumulativa.

Gas Natural. Una mezcla de hidrocarburos y pequeñas cantidades de varias sustancias no hidrocarbureadas que existen en la fase gaseosa o en solución con crudos en reservorios naturales subterráneos y que son gaseosos en condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El gas natural está generalmente clasificado en dos categorías basadas en el tipo de ocurrencia en el reservorio.

Gas No Asociado. Gas natural libre, sin contacto con petróleo crudo en el reservorio.

Gas Asociado. Generalmente incluye gas disuelto y asociado.

Gas Crudo. Gas natural tal como es producido del reservorio y que incluye cantidades variables de hidrocarburos más pesados que se licúan en las condiciones atmosféricas, vapor de agua, compuestos sulfurados (como sulfuro de hidrógeno), y otros gases como dióxido de carbono, nitrógeno, o helio.

Gas Comerciable. Gas natural obtenido de un gasoducto después de retirar ciertos compuestos hidrocarbureados y no hidrocarbureados presentes en el gas crudo y el cual reúne las especificaciones para uso doméstico, comercial, o industrial. Excluye el combustible utilizado en yacimiento y plantas, así como volúmenes perdidos, a excepción de los relacionados al procesamiento de plantas.

Líquidos del Gas Natural. Aquellos hidrocarburos del reservorio que son separados del gas natural como líquidos, ya sea en el reservorio a través de condensación retrograda o en la superficie por medio de condensación, absorción, u otros métodos en los separadores de campo y plantas de gas. Generalmente tales líquidos consisten de propano e hidrocarburos más pesados, y son comunmente referidos como gases de petróleo condensados y licuados. Donde

hidrocarburos más livianos que el propano se recuperan como líquidos, estos componentes también se incluyen en los líquidos del gas natural.

Arenas bituminosas. Arena y otros materiales rocosos impregnados con petróleo crudo clasificado como bitumen. La gravedad está generalmente en el rango de 10° API y menos (más de 1000 kg/m³), inmóvil en el reservorio, y generalmente no recuperables por métodos de extracción convencionales. Frecuentemente referidas como arenas de alquitrán y breas.

Lutitas petrolíferas (= lutitas bituminosas). Lutitas que contienen sustancias generadoras de petróleo denominadas kerógeno.

Adición de pentanos. Una mezcla principalmente de pentanos e hidrocarburos más pesados, que ordinariamente pueden contener algunos butanos, y que es obtenida del procesamiento de gas crudo, condensado o aceite crudo.

Petróleo sintético. Una mezcla de hidrocarburos que se derivan del tratamiento del bitumen de las arenas bituminosas o del kerógeno de las lutitas petrolíferas.

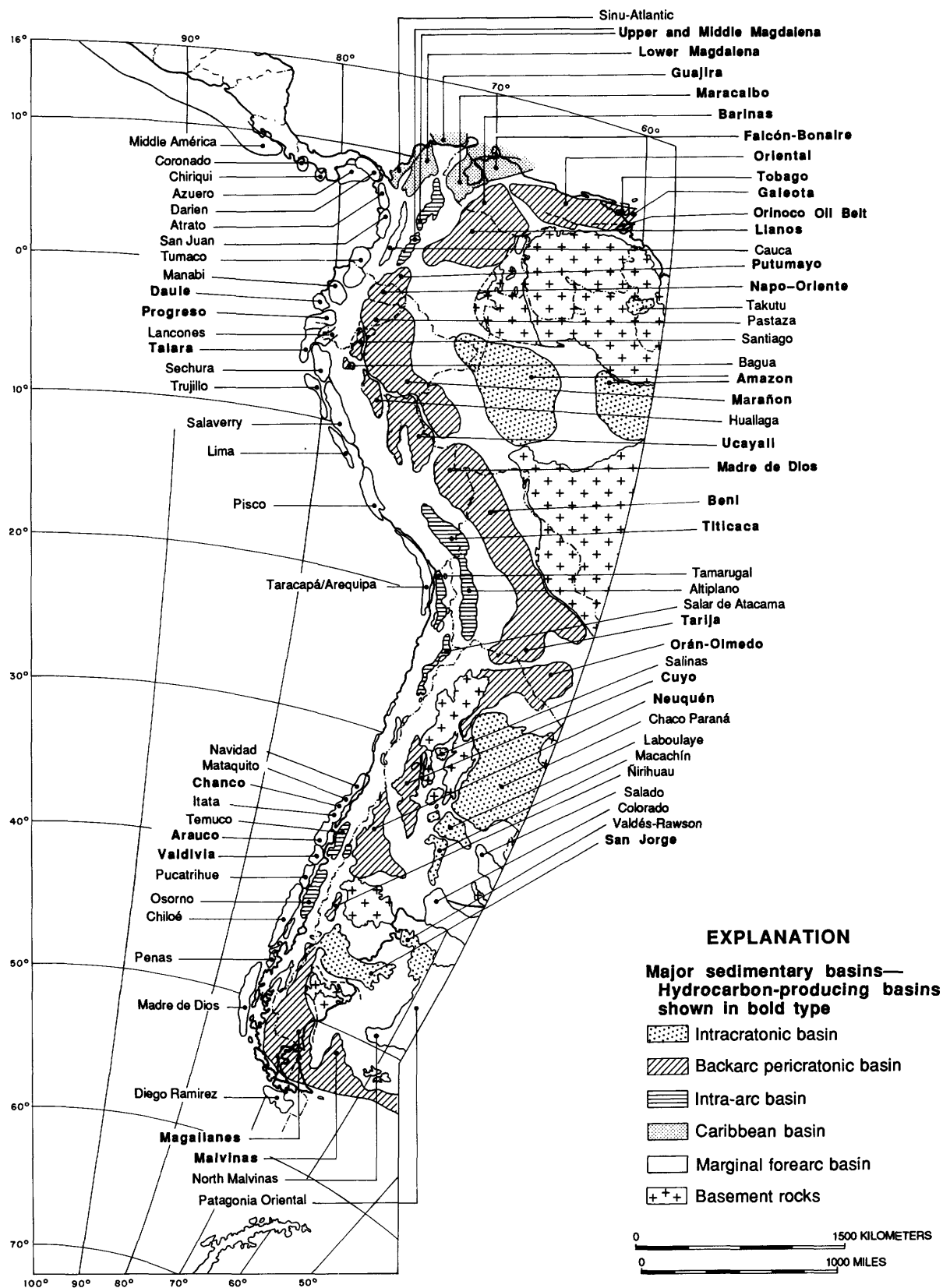


Figure 2.—Index map showing location of major sedimentary basins in Southeast Quadrant of Circum-Pacific region. Basin boundary dashed where approximately located.

Figura 2.—Mapa indicie que muestra la ubicación de principales cuencas sedimentarias en el Cuadrante Sureste.

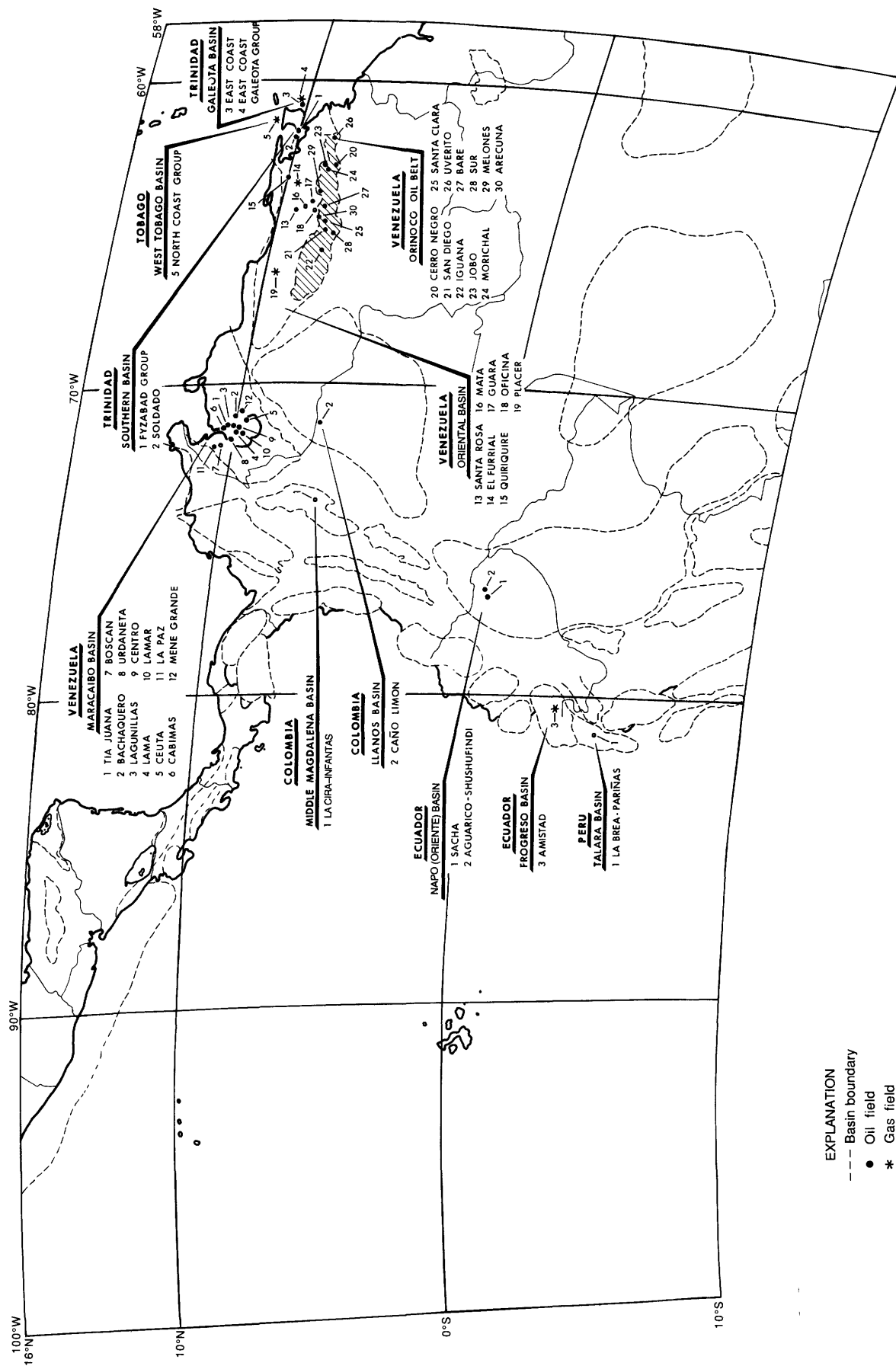


Figure 3.—Index map showing basins with giant oil and gas fields containing estimated ultimate recoveries greater than 500 million barrels of oil or 3 trillion cubic feet of gas in northern segment of Southeast Quadrant of Circum-Pacific region. See text for discussion of oil and gas fields (refer to table 10).

Figura 3.—Mapa indicie que muestra cuencas con campos petroleros con recuperaciones ultimas estimadas más que 500 millones de barriles o 3 trillones de pies cúbicos de gas natural en el segmento septentrional del Cuadrante Sureste.

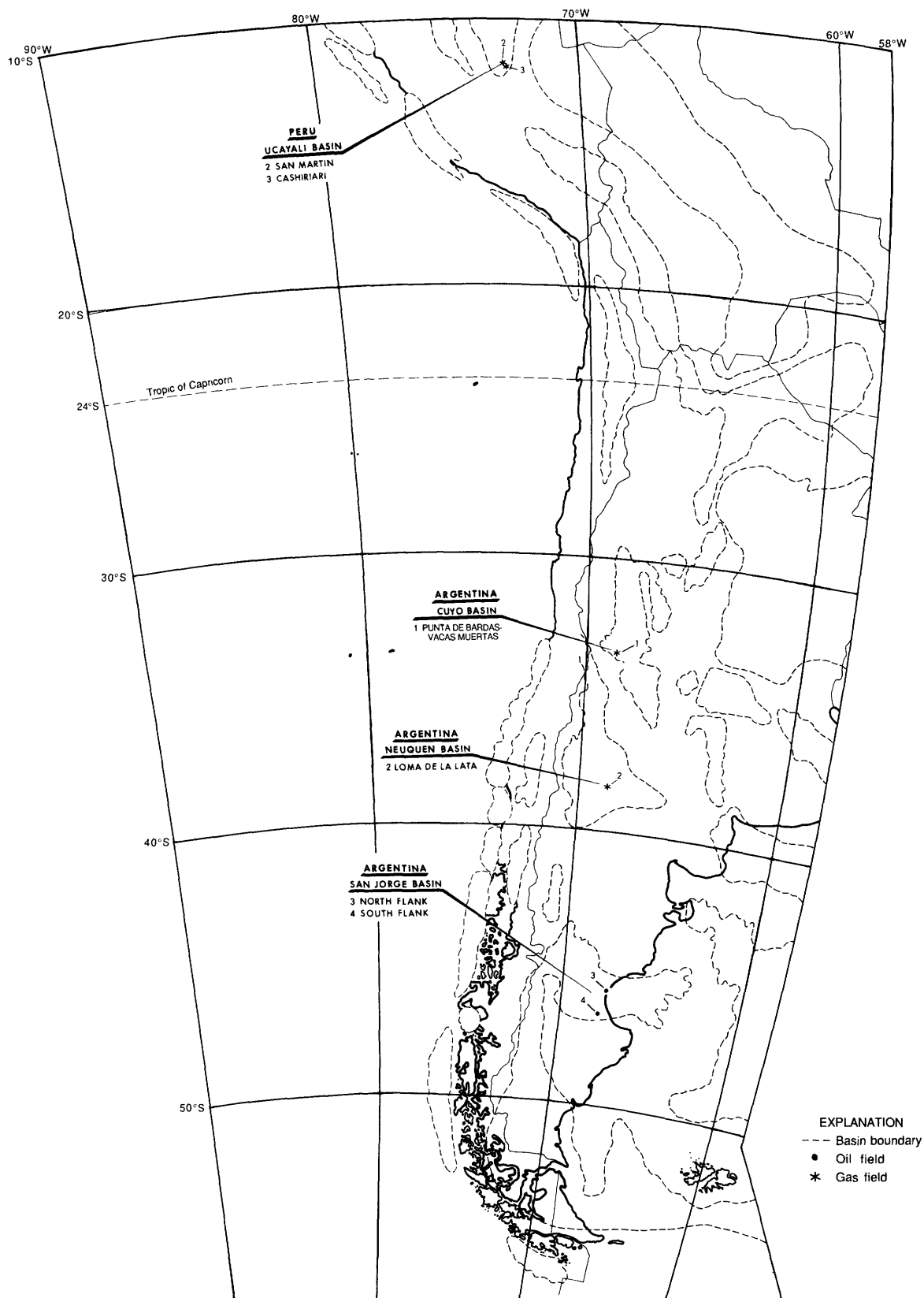


Figure 4.—Index map showing basins with giant oil and gas fields containing estimated ultimate recoveries greater than 500 million barrels of oil or 3 trillion cubic feet of gas in southern segment of Southeast Quadrant of Circum-Pacific region (refer to table 10).

Figura 4.—Mapa indicie que muestra cuencas con campos petr6leos con recuperaciones 6ltimas estimadas m6s que 500 millones de barriles o 3 trillones de pies c6bicos de gas natural en el segmento meridional del Cuadrante Sureste.

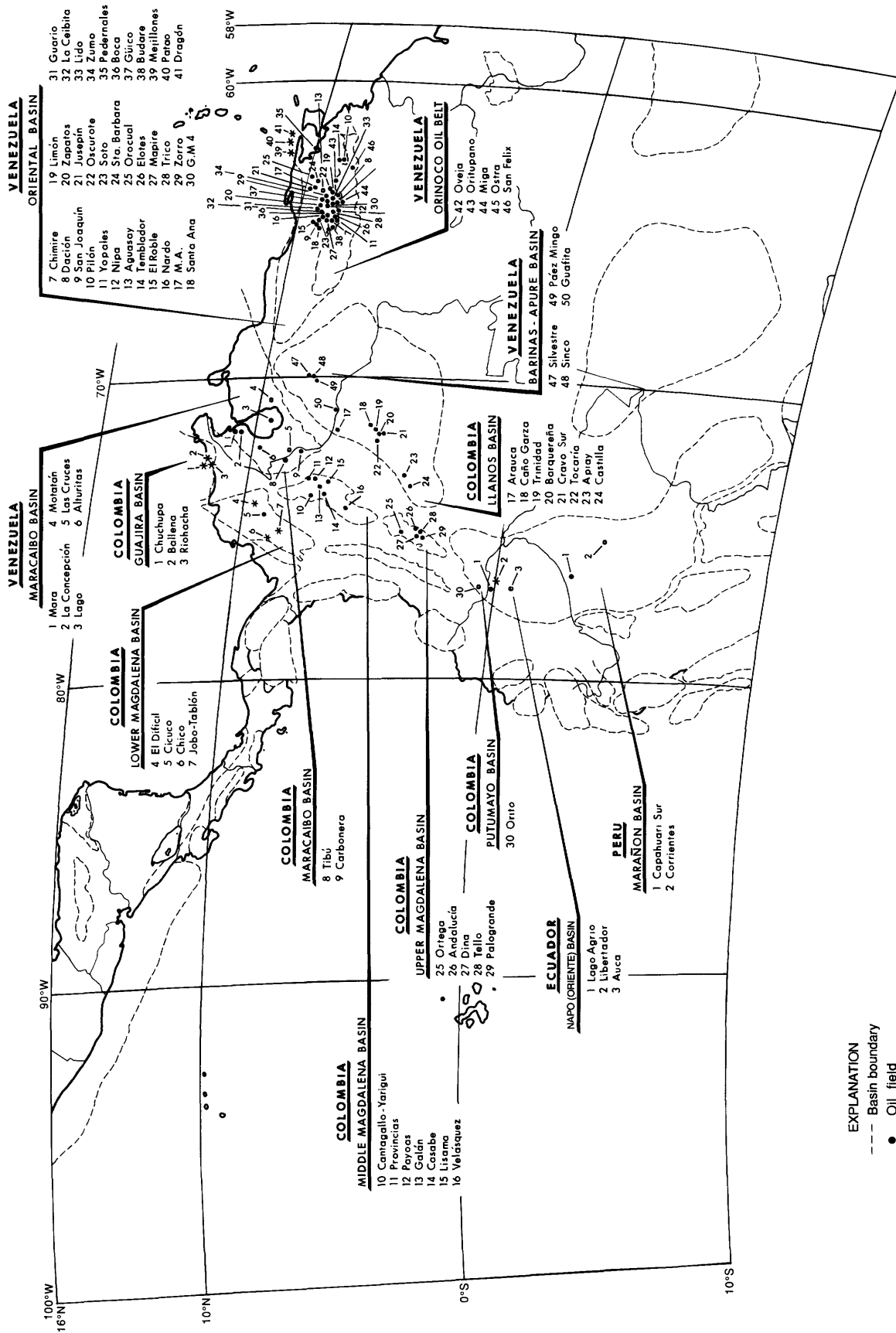


Figure 5.—Index map showing basins with major oil and gas fields containing estimated ultimate recoveries between 500 and 100 million barrels of oil or 3 trillion cubic feet to 600 billion cubic feet of gas in northern segment of Southeast Quadrant of Circum-Pacific region (refer to table 11).

Figura 5.—Mapa indicie que muestra cuencas con recuperaciones últimas estimadas entre 500 y 100 millones de barriles de petróleo o 3 trillones a 600 billones de pies cúbicos de gas natural en el segmento septentrional del Cuadrante Sureste.

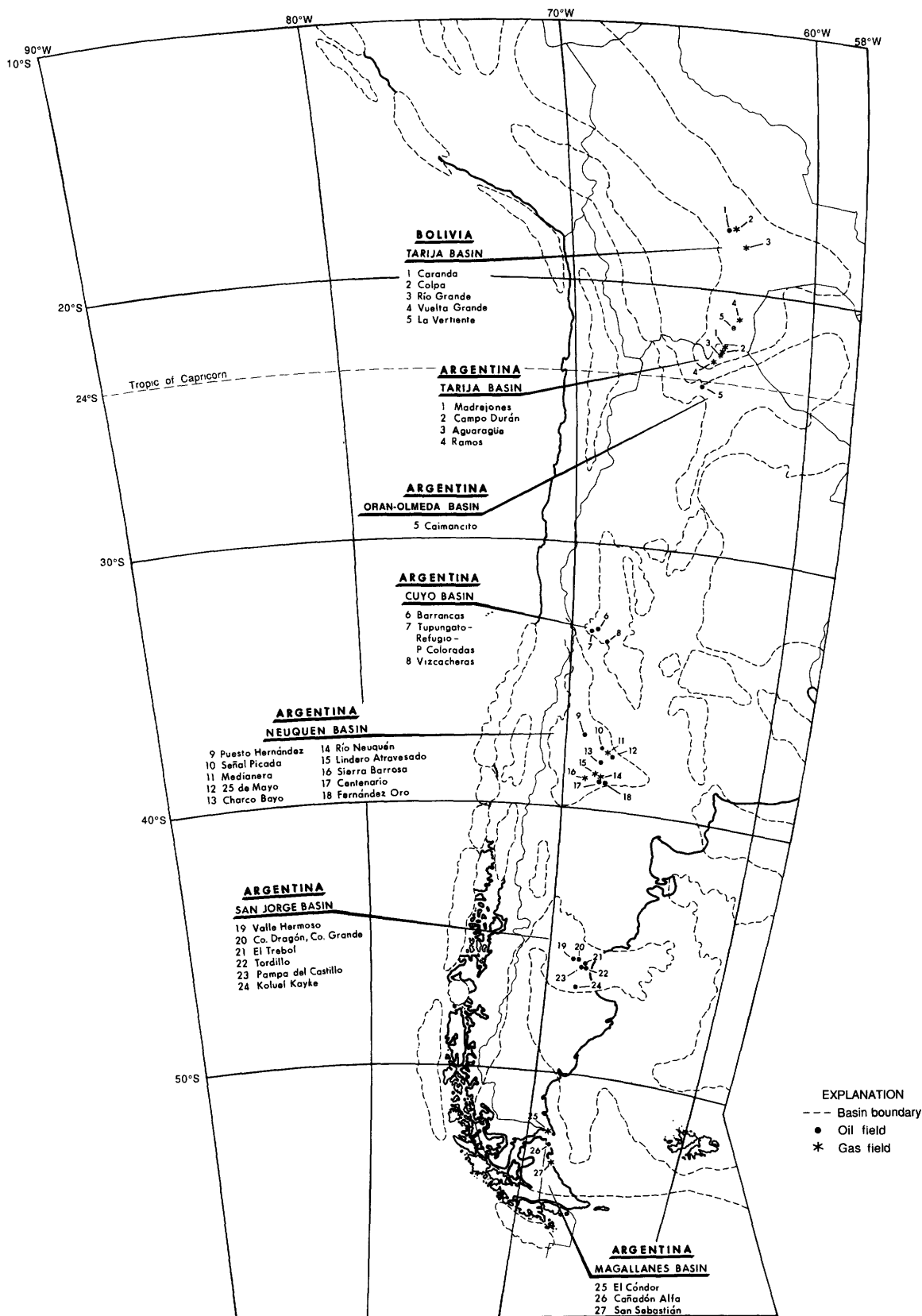


Figure 6.—Index map showing basins with major oil and gas fields containing estimated ultimate recoveries between 500 and 100 million barrels of oil or 3 trillion cubic feet to 600 billion cubic feet of gas in southern segment of Southeast Quadrant of Circum-Pacific region (refer to table 11).

Figura 6.—Mapa indicie que muestra cuencas con campos mayores con recuperaciones últimas estimadas entre 500 y 100 millones de barriles de petróleo o 3 trillones a 600 billones de pies cúbicos de gas natural en el segmento meridional del Cuadrante Sureste.

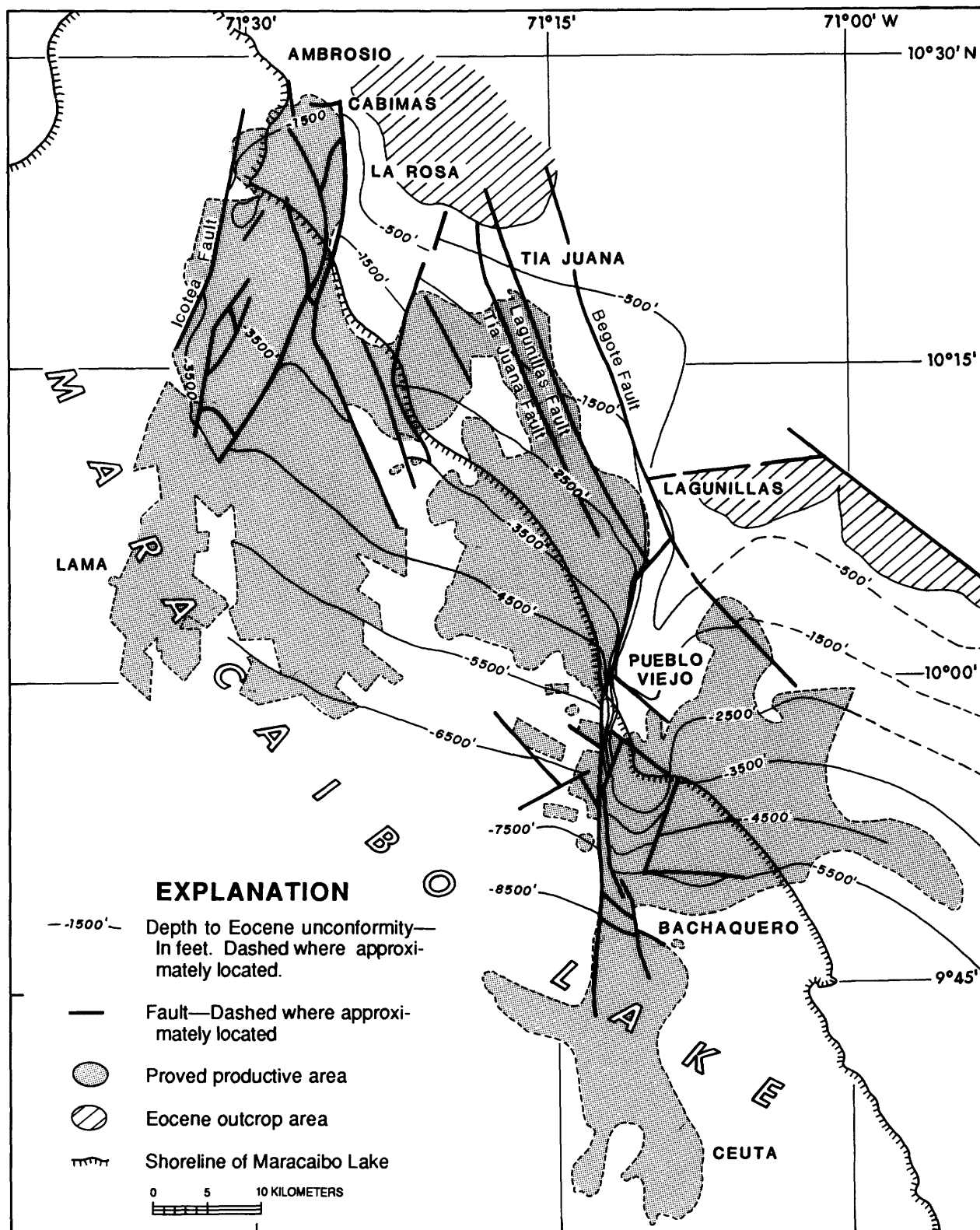
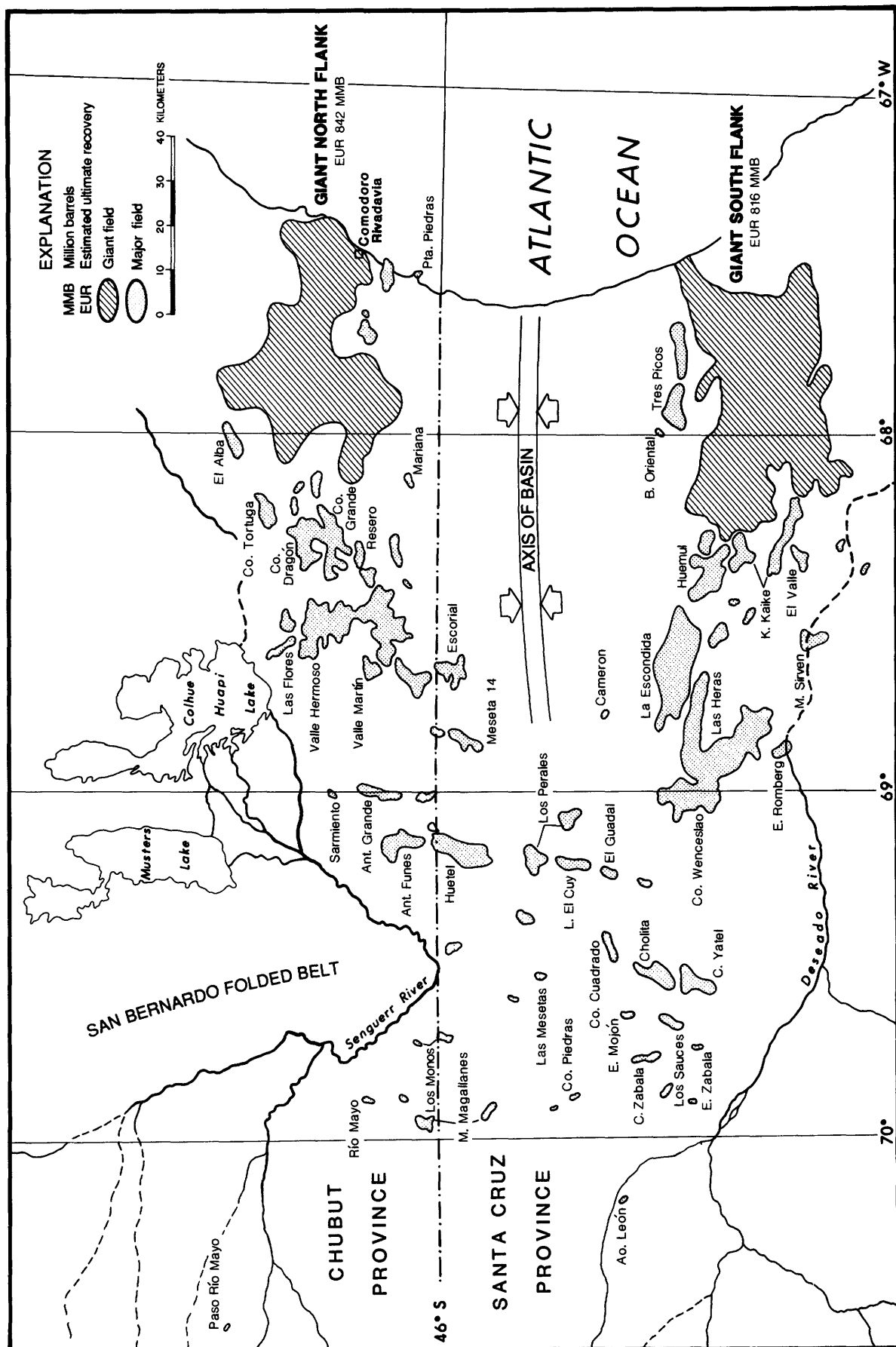


Figure 7.—Giant Bolivar Coastal Field (shaded), estimated ultimate recovery of 35,000 million barrels of oil, Maracaibo Basin, Venezuela.

Figura 7.—El Campo Costero de Bolivar, un campo gigante petrolero con una recuperación última estimada de 35.000 millones de barriles, Cuenca de Maracaibo, Venezuela.



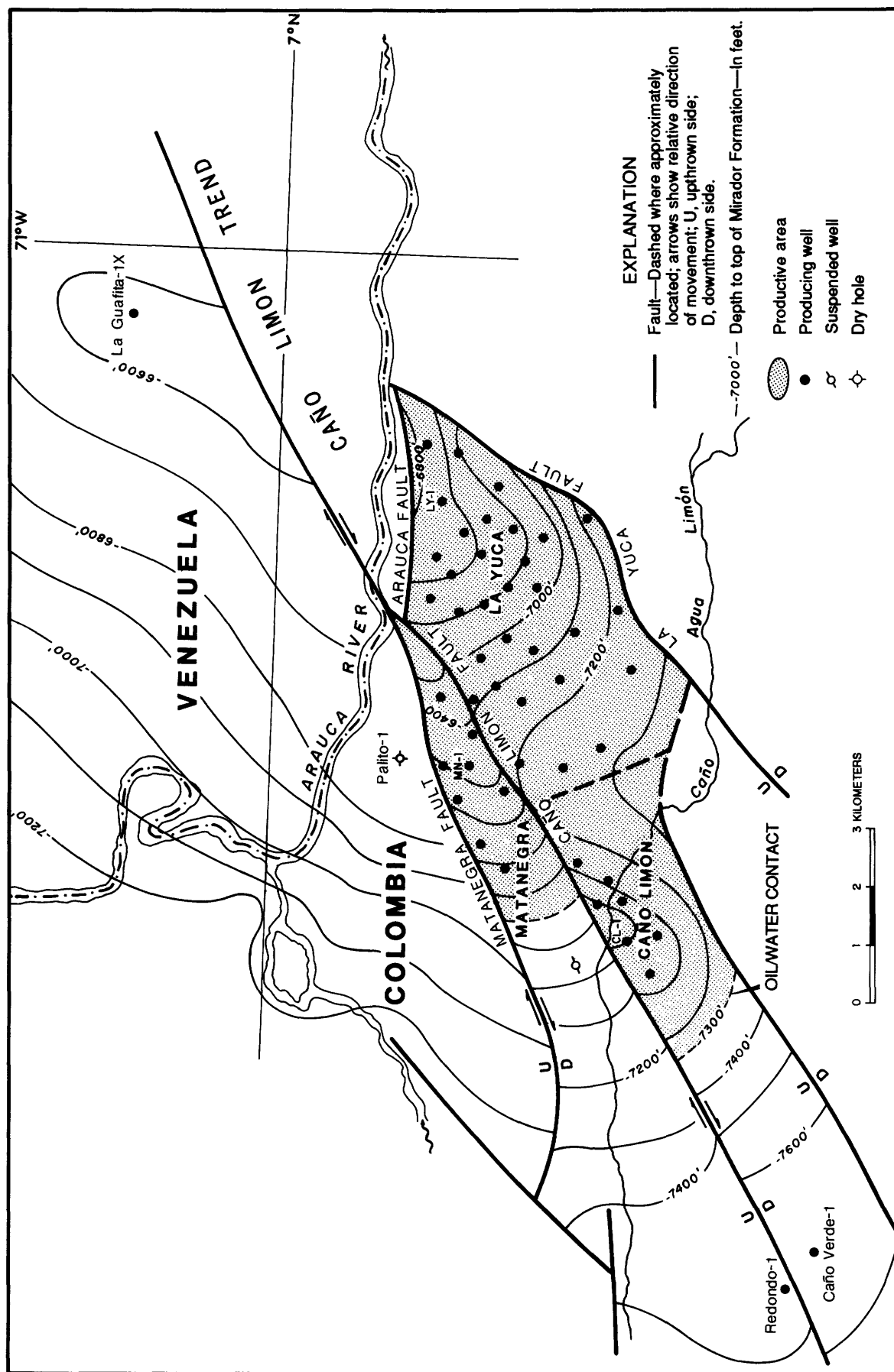


Figure 9.—Caño Limón giant field on Cravo Norte Block, Llanos Basin, Colombia-Venezuela.
Figura 9.—Caño Limón, un campo gigante en el Bloque Cravo Norte, Cuenca de Llanos, Colombia-Venezuela.

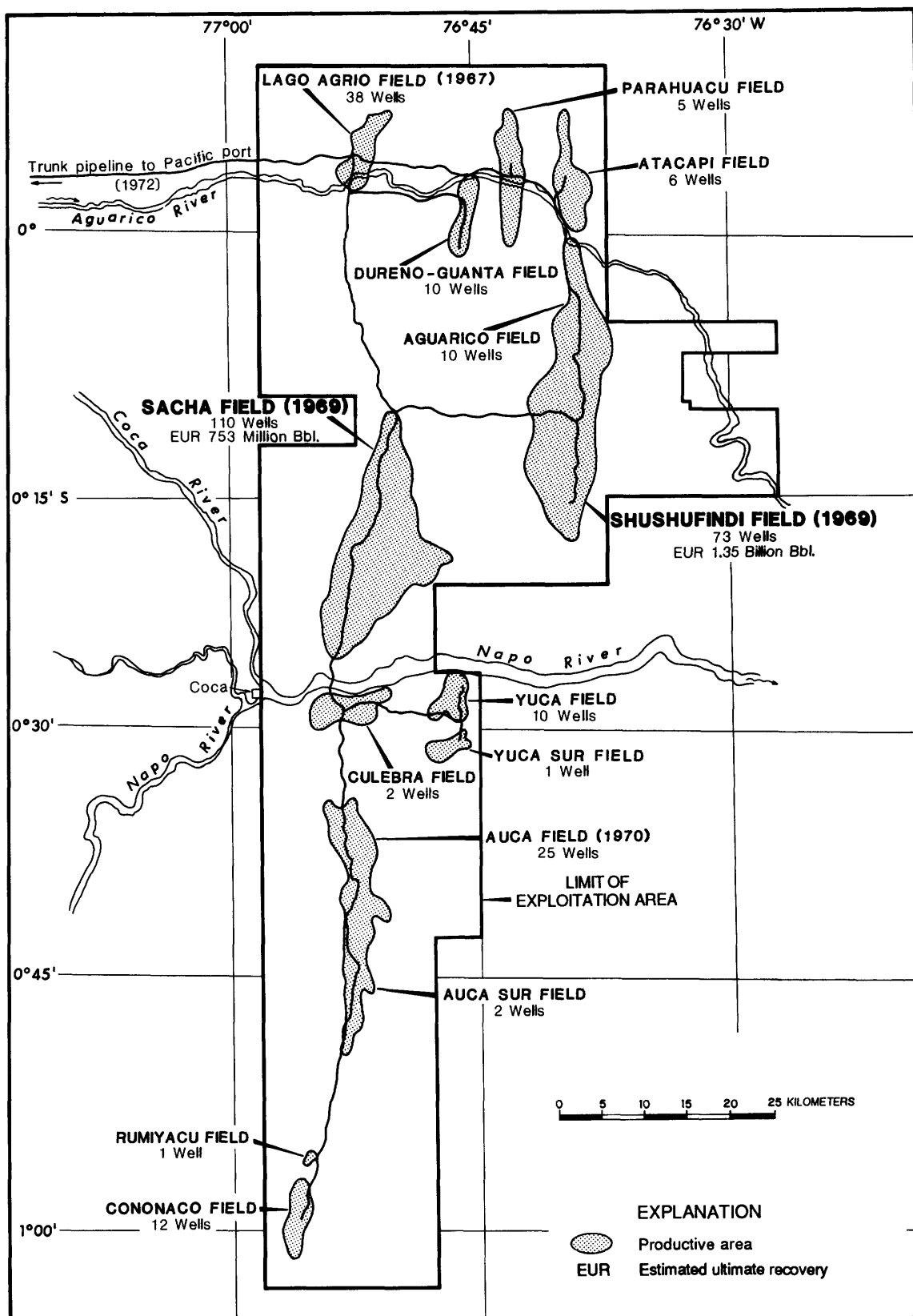
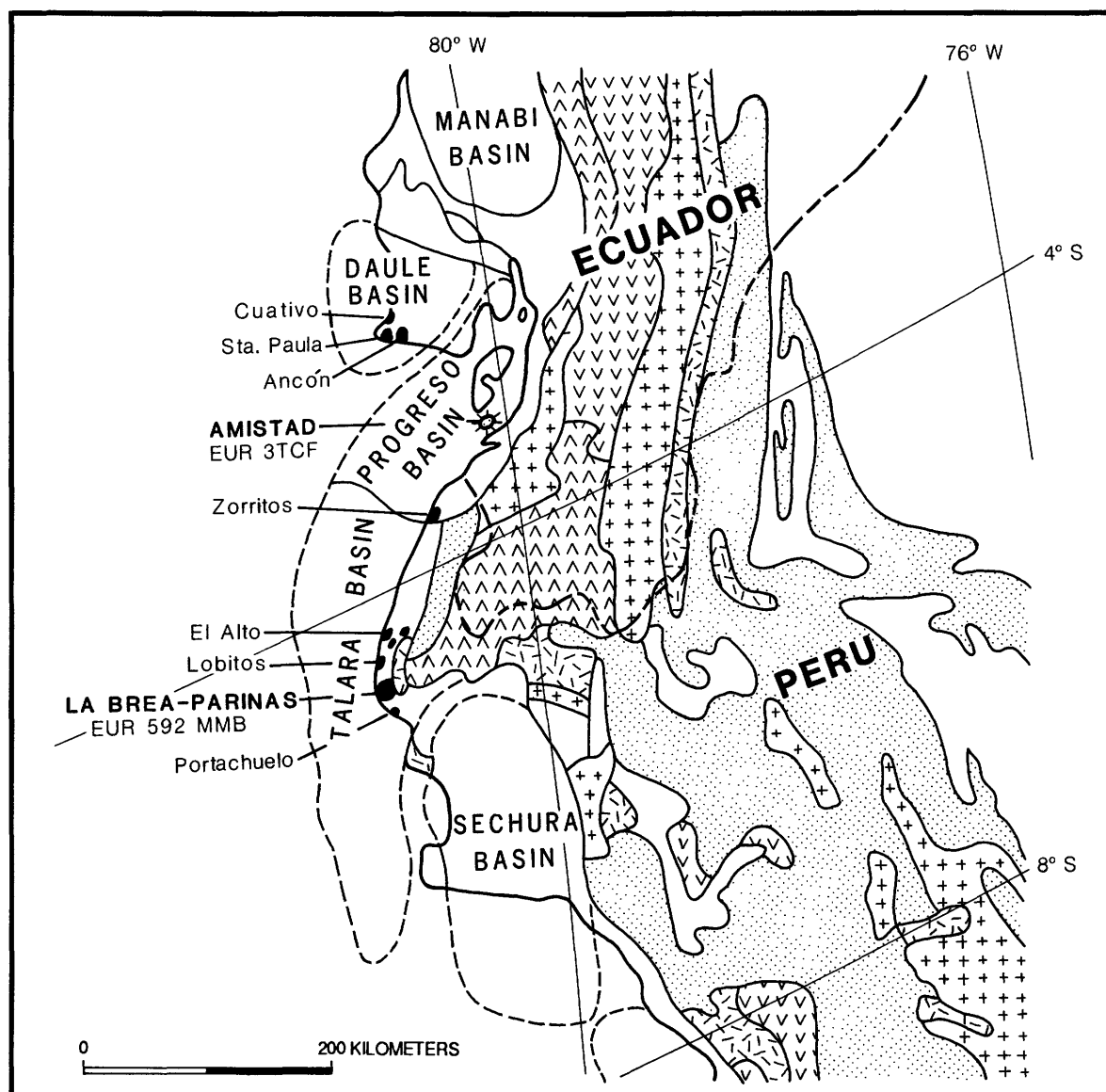


Figure 10.—Giant (indicated by bold type) and major oil fields of Oriente Basin, Ecuador.
 Figura 10.—Campos gigantes (letras negras) y mayores de petróleo de la Cuenca Oriente, Ecuador.



EXPLANATION

	Igneous intrusive rocks		Precambrian igneous, metamorphic, and metasedimentary rocks
	Cenozoic volcanic cover		Folded sedimentary rocks
	Mesozoic volcanic rocks with deep water sediments		Oil field
	Gas field		
MMB	Million barrels	TCF	Trillion cubic feet
		EUR	Estimated ultimate recovery

Figure 11.—Giant (indicated by bold type) and major oil fields of western marginal basins, Peru-Ecuador (after Drummond, 1986). Basin boundary dashed where approximately located.

Figura 11.—Campos gigantes (letras negras) y mayores de petróleo de las cuencas marginales occidentales, Perú-Ecuador (Drummond, 1986).

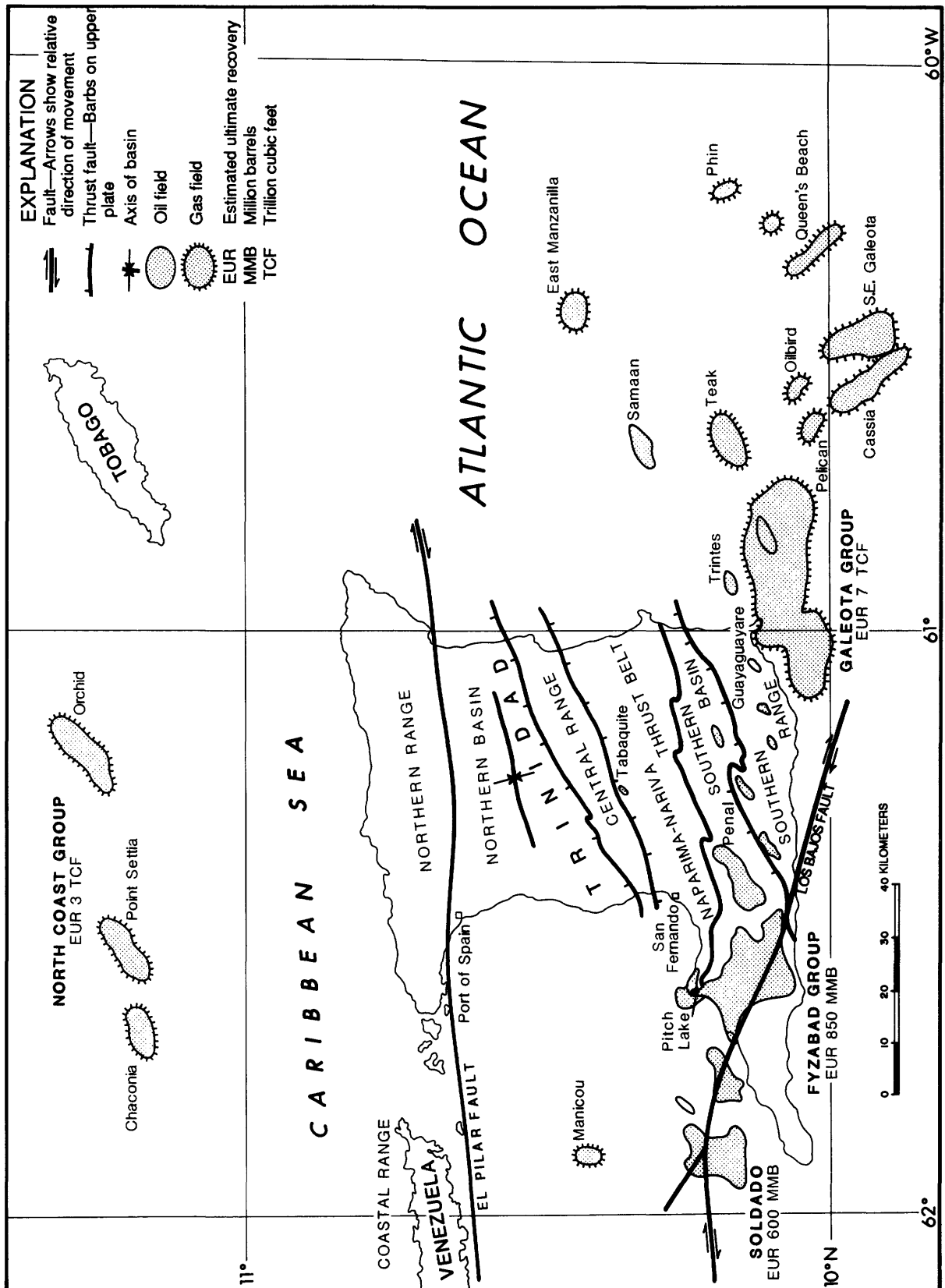


Figure 12.—Giant (indicated by bold type) and major oil and gas fields of Trinidad-Tobago.
 Figura 12.—Campos gigantes (letras negras) y mayores de petróleo y de gas natural de Trinidad-Tobago.

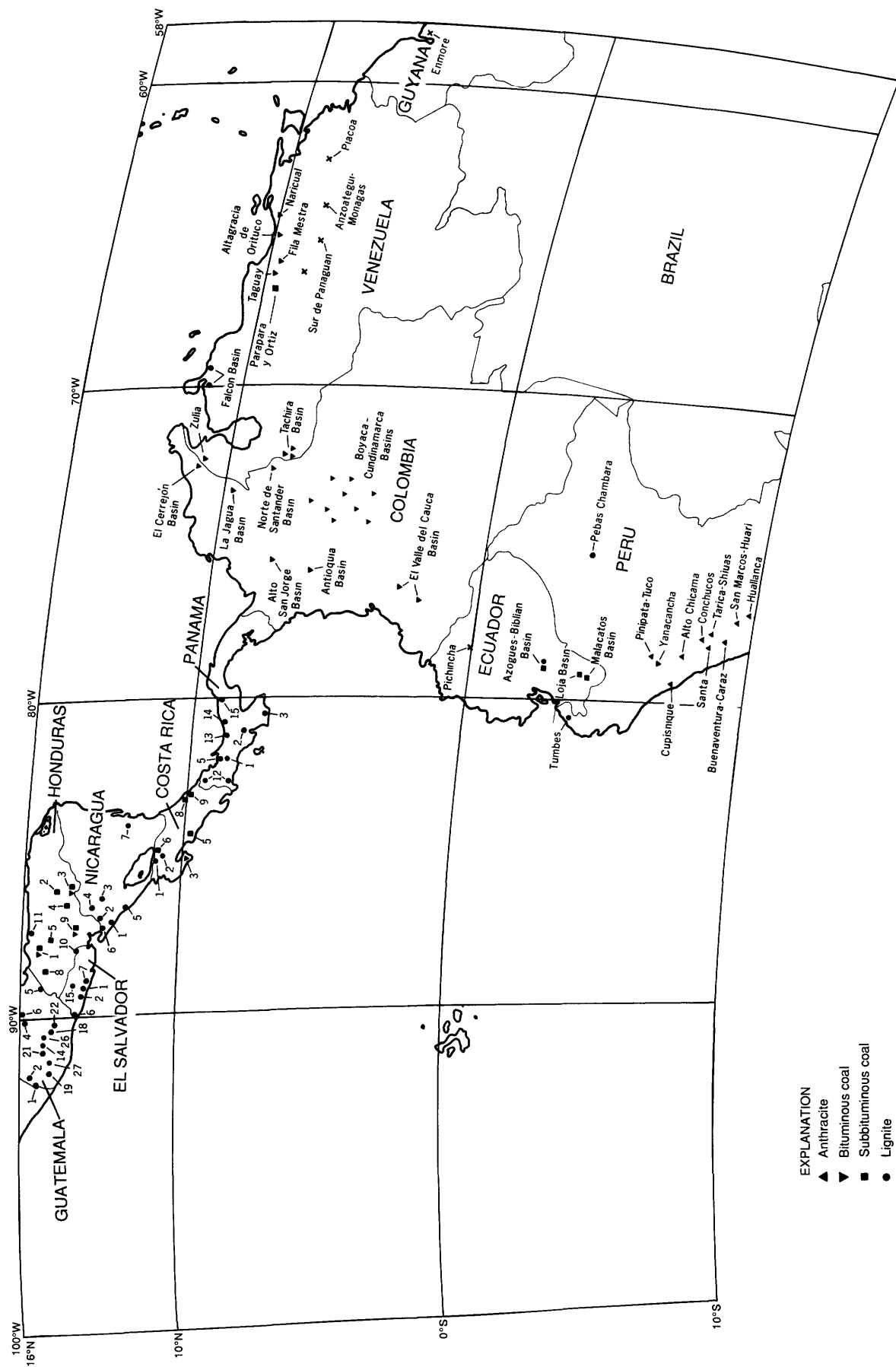


Figure 13.—Selected coal deposits in northern segment of Southeast Quadrant of Circum-Pacific region (refer to table 14).
 Figura 13.—Depósitos de carbón seleccionados en el segmento septentrional del Cuadrante Sureste.

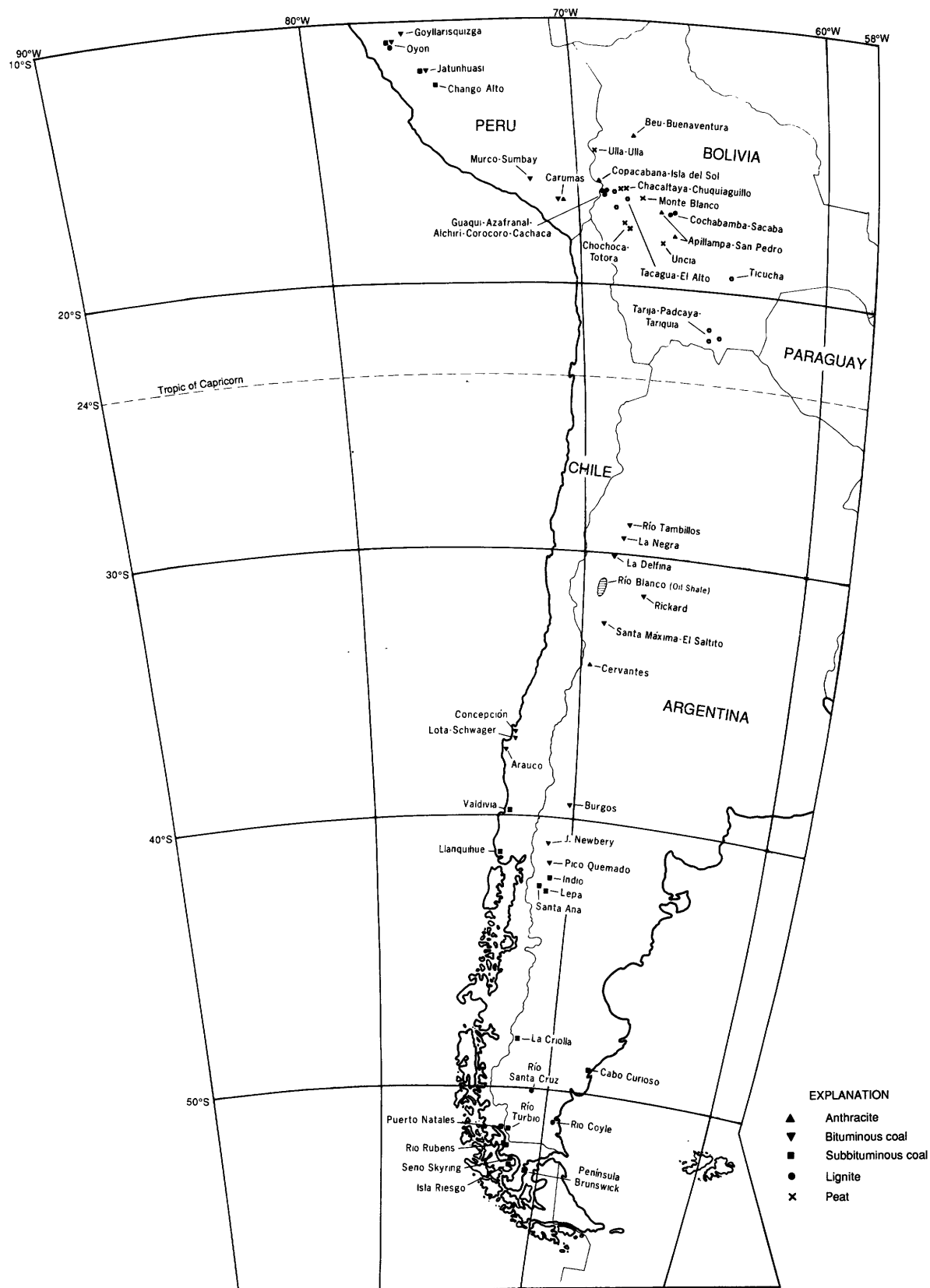


Figure 14.—Selected coal deposits in southern segment of Southeast Quadrant of Circum-Pacific region (refer to table 14).
 Figura 14.—Depósitos seleccionados de carbón en el segmento meridional del Cuadrante Sureste.

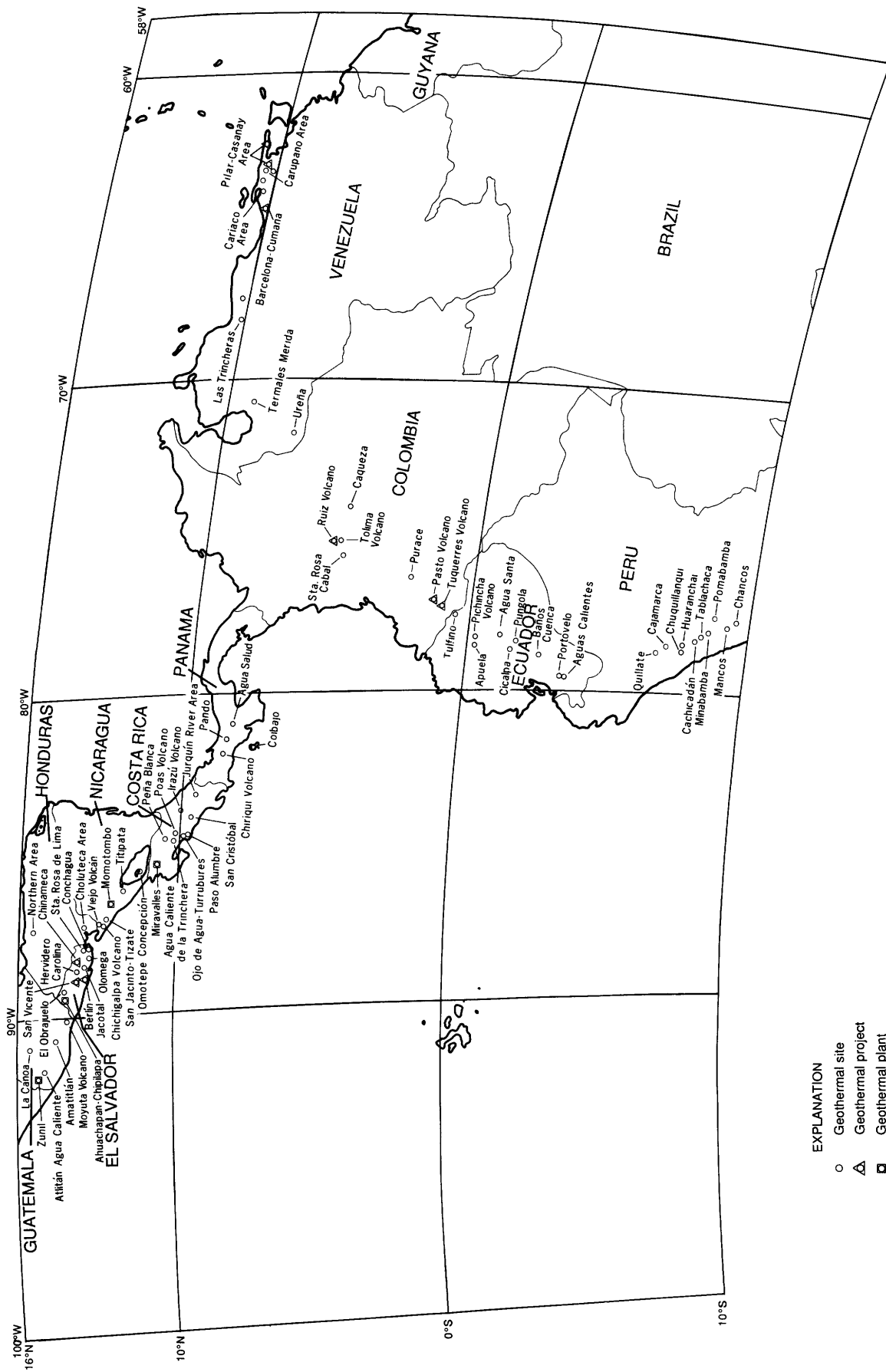


Figure 15.—Major geothermal sites in northern segment of Southeast Quadrant of Circum-Pacific region (refer to table 17).
 Figura 15.—Sitios geotérmicos mayores en el segmento septentrional del Cuadrante Sureste.

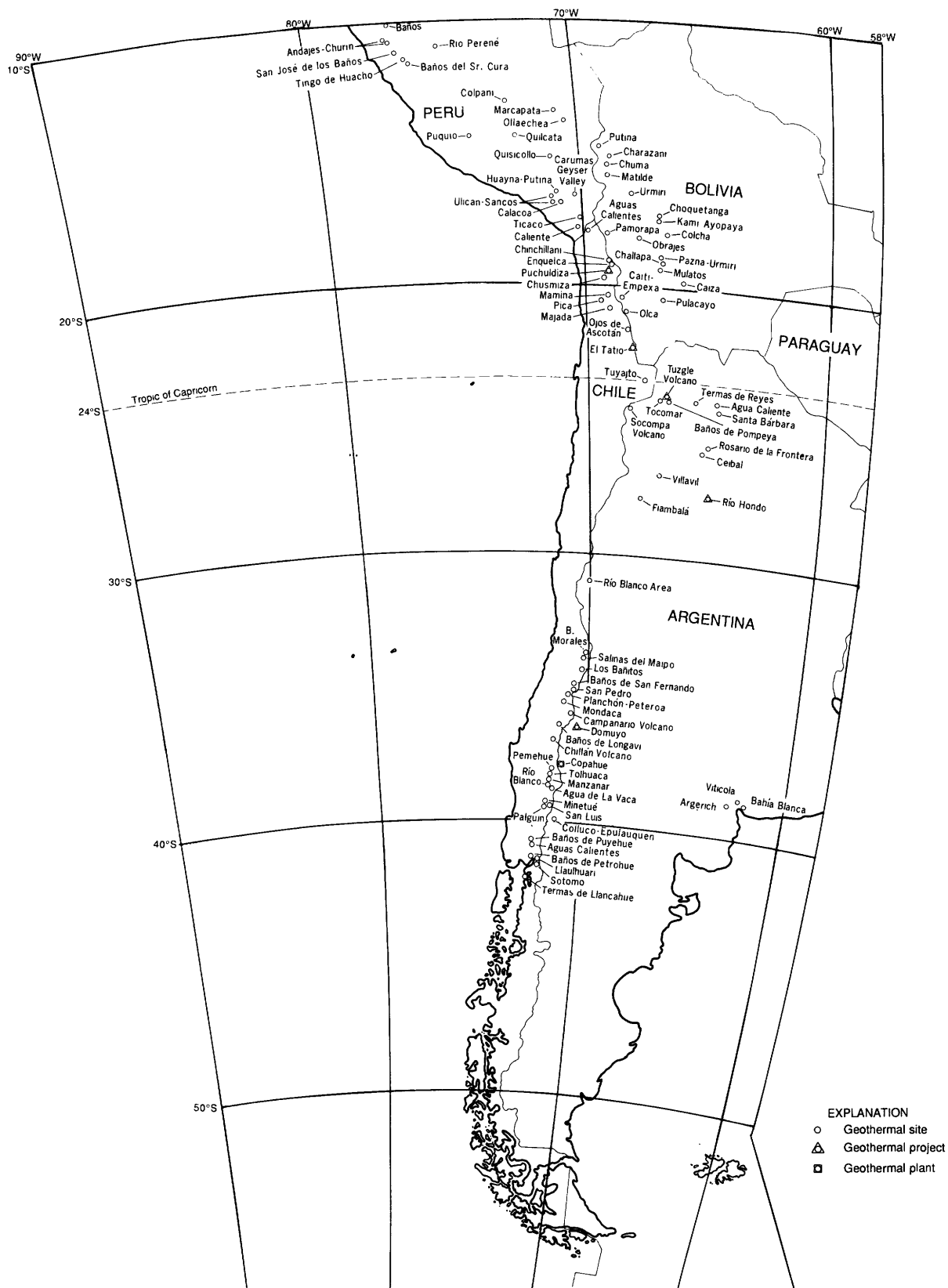


Figure 16.—Major geothermal sites in southern segment of Southeast Quadrant of Circum-Pacific region (refer to table 17).
 Figura 16.—Sitios geotérmicos mayores en el segmento meridional del Cuadrante Sureste.

Table 1.—General characteristics of the main intracratonic basins
 Tabla 1.—Características generales de las mayores cuencas intracratónicas
 [*Italic* indicates noncommercial hydrocarbon shows; **bold** indicates hydrocarbon production]

Basin	Country	Surface (km ² ×1000)	Sedimentary volume (km ³ ×1000)	Sedimentary thickness (km)		Shape and geometry	Azimuth of depoaxis	Sedimentary fill	Age of basement	Folding	Fracturing
				Average	Maximum						
<i>Takutu</i>	Guyana	12	48	4.0	5.5	Elongated	NE-SW	<i>F₁</i> , J, K	pC	Moderate	Strong
<i>Amazonas</i>	Brazil	1250	2400	2.0	6.0	Elongated	E-W	<i>Pz</i> , JKv, T	pC	Minimal	Moderate
<i>Paraná</i>	Argentina, Uruguay, Paraguay, Brazil	1440	2500	1.8	4.0	Elipsoidal	NNE-SSW	<i>Pz</i> , <i>F₁</i> , K, T	pC	Moderate	Moderate
<i>Chaco-Paraná</i>	Argentina, Uruguay	510	1000	2.0	6.0	Trapezoidal	NE-SW	<i>Pz</i> , <i>F₁</i> , K, T	pC- <i>Pz</i>	Moderate	Moderate
Alhuampa	Argentina, Paraguay	50	100	2.0	3.2	Elongated	NE-SW	<i>Pz</i> , <i>F₁</i> , K, T	pC	Mild	Mild
Laboulaye	Argentina	42	60	1.2	1.5	Trapezoidal	WNW-ESE	<i>F₁</i> , K, T	pC- <i>Pz</i>	Minimal	Minimal
Macachín	Argentina	18	24	1.5	2.5	Elongated	NNW-SSE	K, T	pC- <i>Pz</i>	Minimal	Moderate
Valdés	Argentina	25	45	2.0	2.5	Oval	N-S	K, T	<i>Pz</i>	Minimal	Minimal
Rawson	Argentina	20	50	2.5	5.5	Elongated	N-S	K, T, Q	Jv	Moderate	Moderate
San Jorge	Argentina	88	222	2.5	6.0	Oval	E-W	J, K, T	<i>Pz</i> -Jv	Minimal	Moderate

Table 2.—General characteristics of the main pericratonic basins
 Tabla 2.—Características generales de las mayores cuencas pericratónicas
 [*Italic* indicates noncommercial hydrocarbon shows; **bold** indicates hydrocarbon production; ---, no data]

Basin	Country	Surface (km ² ×1000)	Sedimentary volume (km ³ ×1000)	Sedimentary thickness (km)		Shape and geometry	Azimuth of depoaxis	Sedimentary fill	Age of basement	Folding	Fracturing
				Average	Maximum						
<i>Oriental-Orinoco</i>	Venezuela	176	840	3.0	13.0	Elongated	E-W	<i>Pz</i> , J, K, T	pC- <i>Pz</i>	Minimal	Strong
<i>Barinas-Apure</i>	Venezuela	128	350	2.5	4.0	Trapezoidal	NE-SW	<i>Pz</i> , K, T	pC- <i>Pz</i>	Moderate-strong	Strong
<i>Meta-Llanos</i>	Colombia	100	310	3.0	5.0	Elongated	SW-NE	<i>Pz</i> , K, T	pC	Moderate-strong	Strong
<i>Putumayo</i>	Colombia	66	300	3.0	5.0	Trapezoidal	NE-SW	<i>F₁</i> , J, K, T	pC	Strong-moderate	Strong
Napo	Perú	32	90	3.0	10.0	Trapezoidal	NE-SW	<i>F₁</i> , J, K, T	pC	Strong-moderate	Strong
Pastaza	Perú	122	360	3.0	5.0	Oval	N-S	<i>Pz</i> , J, K, T	pC	Strong-moderate	Strong
Upper Ucayali	Perú	60	150	3.0	4.0	Oval	NW-SE	<i>Pz</i> , J, K, T	pC	Strong	Strong
Lower Ucayali	Perú	160	450	3.0	5.5	Oval	NW-SE	<i>Pz</i> , J, K, T	pC	Strong-moderate	Strong
Madre Dios	Perú	70	280	4.0	7.0	Trapezoidal	NW-SE	<i>Pz</i> , <i>F₁</i> , K, T	pC	Moderate-strong	Moderate-strong
<i>Beni</i>	Bolivia	125	429	3.5	—	Elongated	NW-SE	<i>Pz</i> , K, T	pC- <i>Pz</i>	Moderate-strong	Moderate-strong
Santa Cruz	Bolivia	66	185	2.8	—	Trapezoidal	NW-SE	<i>Pz</i> , K, T	<i>Pz</i>	Moderate-strong	Moderate-strong
Roboré	Bolivia	25	97	3.9	11.0	Elongated	E-W	<i>Pz</i> , K, T	<i>Pz</i>	Moderate	Moderate
Tarija	Bolivia, Argentina	76	286	3.8	—	Elongated	N-S	<i>Pz</i> , <i>F₁</i> , K, T	<i>Pz</i>	Moderate-strong	Moderate-strong
Orán-Metán	Argentina, Paraguay	142	350	2.6	5.7	Elongated	NE-SW	K, T	<i>Pz</i>	Mild-strong	Moderate
Cuyo	Argentina	143	361	2.5	6.0	Elongated	N-S	<i>F₁</i> , K, T	pC- <i>Pz</i>	Moderate	Moderate
Neuquén	Argentina	120	290	2.6	6.5	Triangular	N-S	J, K, T	<i>Pz</i> , <i>F₁</i>	Moderate-strong	Moderate-strong
<i>Nirihuau</i>	Argentina	8	16	2.0	2.2	Elongated	N-S	K, T	pC-T	Moderate	Moderate-strong
Magallanes	Argentina, Chile	195	470	2.5	8.0	Elongated	NNW-SSE	K, T, Q	<i>Pz</i> , Jv	Moderate	Moderate
Malvinas	Argentina	140	300	2.5	9.5	Elongated	NE-SW	K, T, Q	<i>Pz</i> , Jv	Minimal	Moderate

Table 3.—*General characteristics of the main intra-arc basins*Tabla 3.—*Características generales de las mayores cuencas intra-arco*[*Italic* indicates noncommercial hydrocarbon shows; **bold** indicates hydrocarbon production]

Basin	Country	Surface (km ² ×1000)	Sedimentary volume (km ³ ×1000)	Sedimentary thickness (km)		Shape and geometry	Azimuth of depoaxis	Sedimentary fill	Age of basement	Folding	Fracturing
				Average	Maximum						
Upper-Mid- Magdalena	Colombia	70	250	3.8	10.0	Elongated- asymmetrical	NNE-SSW	J, K, T	pC-J	Moderate- strong	Moderate- strong
Cauca	Colombia	32	60	2.0	3.0	Elongated	NNE-SSW	K, T	pC	Moderate	Strong
Titicaca- Altiplano	Perú- Bolivia	70	280	4.0	8.0	Trapezoidal	NNW-SSE	F, K, T	Pz	Moderate	Moderate
Antofagasta- Atacama	Chile	45	90	2.0	3.6	Elongated	NE-SW	J, K, T	F	Moderate	Moderate- strong
Temuco	Chile	21	51	2.4	2.5	Elongated	N-S	J, K, T	pC-Pz	Mild	Moderate
Osorno- Llanquihue	Chile	21	51	2.4	4.0	Elongated	N-S	K, T	pC-Pz	Mild	Moderate

Table 4.—*General characteristics of the main Atlantic marginal basins*Tabla 4.—*Características generales de las mayores cuencas marginales Atlánticas*[**Bold** indicates hydrocarbon production; ---, no data]

Basin	Country	Surface (km ² ×1000)	Sedimentary volume (km ³ ×1000)	Sedimentary thickness (km)		Shape and geometry	Azimuth of depoaxis	Sedimentary fill	Age of basement	Folding	Fracturing
				Average	Maximum						
Tobago	Trinidad, Tobago	31	100	3.2	5.0	Elongated- asymmetrical	N-S	K, T	Oceanic crust	Moderate- strong	Strong
Columbus (Galeota)	Trinidad, Tobago	3	—	—	1.2	Oval	E-W	T	Pre-T	Moderate- strong	Strong
Guianas	Guyanas	171	380	4.5	9.0	Elongated	WNW-ESE	K, T	pC	Moderate- strong	Strong
Del Salado	Argentina	90	290	3.0	8.5	Elongated	NW-SE	K, T	pC-Pz	Minimal	Moderate
Del Colorado	Argentina	126	425	2.5	7.0	Elongated	E-W	K, T	pC-Pz	Minimal	Moderate
Patagonia Oriental	Argentina	—	—	—	7.0	Elongated	N-S	K, T	—	Minimal	Moderate
Malvinas Norte	Argentina	45	110	2.5	4.0	Oval	NE-SW	K, T, Q	Jv?	Minimal	Moderate

Table 5.—General Characteristics of the main Pacific marginal basins

Tabla 5.—Características generales de las mayores cuencas marginales Pacíficas

[*Italic* indicates noncommercial hydrocarbon shows; **bold** indicates hydrocarbon production; ---, no data]

Basin	Country	Surface (km ² ×1000)	Sedimentary volume (km ³ ×1000)	Sedimentary thickness (km)		Shape and geometry	Azimuth of depoaxis	Sedimentary fill	Age of basement	Folding	Fracturing
				Average	Maximum						
Mid America	Costa Rica to Mexico	132	370?	2.8	8.0	Elongated	ENE-WSW	(K), T	J	Moderate-Strong	Strong
Coronado	Costa Rica	12	22	1.8	3.0	Elongated	ENE-WSW	T	J?	Moderate-Strong	Strong
Chiriqui	Panamá	15	38	2.5	4.0	Oval	E-W	T?	J?	Strong	Strong
Azuero	Panamá	28	59	2.1	4.0	Trapezoidal	NW-SE	T	Pz-Jv?	Strong	Strong
Darien	Panamá	25	60	2.4	6.0	Elongated	NNE-SSW	T	Pz	Strong	Strong
Atrato	Colombia	14	56	4.0	9.0	Elongated	N-S	(K), T	Kv	Strong	Strong
San Juan	Colombia	20	80	4.0	9.0	Elongated	N-S	T	Kv	Strong	Strong
Tumaco	Colombia	26	78	3.0	7.0	Elongated	N-S	T	Kv?	Strong	Strong
Manabí	Ecuador	22	33	1.5	5.0	Oval	N-S	T	Kv	Moderate	Strong
Daule	Ecuador	18	31	1.7	3.0	Oval	N-S	K, T	Pz	Moderate	Strong
Progreso	Ecuador	23	46	2.0	8.0	Elongated	NNE-SSW	K, T	Kv	Moderate	Strong
Talara	Perú	32	96	3.0	8.0	Elongated	N-S	K, T	Pz	Moderate	Strong
Sechura	Perú	33	82	2.5	4.0	Elongated	N-S	K, T	Pz-Jv	Moderate	Strong
Salaverry	Perú	50	100	2.0	4.0	Elongated	NNW-SSE	K, T	Pz?	Moderate	Moderate
Trujillo	Perú	28	—	—	—	Elongated	NNW-SSE	K, T	Pz?	Moderate	Moderate
Lima	Perú	19	—	—	—	Elongated	NW-SE	K, T	Pz?	Moderate	Moderate
Pisco	Perú	25	—	—	—	Elongated	NNW-SSE	K?, T	Pz?	Moderate	Moderate
Arequipa-Tarapacá	Perú, Chile	43	120	3.0?	4.0	Elongated	NW-SE	K?, T	Pz?	Moderate	Moderate
Navidad	Chile	5	10	2.0?	3.0?	Elongated	NNE-SSW	T	Pz	Moderate?	Moderate?
Mataquito	Chile	6	12	2.0	3.0	Elongated	NNE-SSW	K?, T	Pz	Moderate	Moderate
Chanco	Chile	4	8	2.0	3.5	Elongated	NNE-SSW	K, T	Pz	Strong	Moderate
Itata	Chile	6	13	2.2	4.0	Oval	NNE-SSW	K, T	Pz	Mild	Moderate
Arauco	Chile	7	14	2.0	2.5	Elongated	N-S	K, T	Pz	Moderate	Moderate
Valdivia	Chile	8	16	2.0	—	Elongated	N-S	T	Pz	Moderate	Moderate
Pucatrihue	Chile	6	18	3.0	4.0	Elongated	N-S	T	Pz	Moderate	Moderate
Chiloé	Chile	30	60	2.0	4.0	Elongated	N-S	T	Pz	Strong	Moderate-strong
Penas	Chile	8	12	1.5?	3.0?	Oval	N-S	(K?), T	Pz	Strong	Strong?
M. de Dios	Chile	36	72	2.0	5.0	Elongated	N-S	K, T	Pz	Moderate?	Strong?
D. Ramirez	Chile	19	38	2.0	4.0	Elongated-asymmetrical	NW-SE	?	Pz	Strong	Strong?

Table 6.—General characteristics of the Caribbean basins

Tabla 6.—Características generales de la Cuencas Caribeñas

[**Bold** indicates hydrocarbon production]

Basin	Country	Surface (km ² ×1000)	Sedimentary volume (km ³ ×1000)	Sedimentary thickness (km)		Shape and geometry	Azimuth of depoaxis	Sedimentary fill	Age of basement	Folding	Fracturing
				Average	Maximum						
Sinu-Atlantic	Colombia	45	125	3.0	10.0	Elongated-asymmetrical	NE-SW	K, T	Oceanic crust	Strong	Strong
Lower Magdalena	Colombia	33	150	4.9	8.5	Elongated	N-S	(K), T	preK	Moderate-strong	Moderate
Guajira	Colombia, Venezuela	16?	27	2.1	5.6	Elongated	W-E	T	pC-Pz	Strong	Strong
Maracaibo	Venezuela	63	344	6.5	10.8	Triangular	N-S	K, T	pC-F, J	Moderate-strong	Strong
Falcón-Bonaire	Venezuela	40?	107	3.0	6.3	Triangular	SW-NE	(K), T	pC-F, J	Strong	Strong

Table 7.—Oil and Gas production by country in 1987

Tabla 7.—Producción de petróleo y gas por país en 1987

[Sources: DeGolyer and MacNaughton, (1988); and International Petroleum Encyclopedia, (1988). bbl, barrels; BCF, billion cubic feet]

Country	Crude oil (1000 bbl)		Natural gas (BCF/year)	Number of producing wells	Daily average per well (bbl)
	Per year	Per day			
Argentina	156,343	428.3	676	9,477	45.20
Bolivia	6,890	18.9	146	275	68.64
Chile	10,922	29.9	36	336	89.06
Colombia	140,598	385.2	146	2,913	132.23
Ecuador	68,620	188.0	4	899	209.12
Peru	60,040	164.5	36	3,531	46.59
Trinidad-	59,181	162.1	110	3,186	50.89
Tobago					
Venezuela	620,135	1,699.0	876	10,914	155.67
Total	1,122,729	3,075.9	2,030	31,531	99.68

Table 8.—Estimated initial and remaining reserves by country

Tabla 8.—Reservas iniciales y remanentes estimadas por país

[Sources: Argentine Secretariat of Energy; Degolyer and MacNaughton, (1988); CEPE (Ecuador); PetroPeru (Peru); Venezuelan Ministry of Energy and Mines. MMB, million barrels; BCF, billion cubic feet; n.a., data not available]

Country	Initial reserves		Cumulative production (as of 12-31-87)		Remaining reserves (as of 1-1-88)	
	Oil (MMB)	Gas (BCF)	Oil (MMB)	Gas (BCF)	Oil (MMB)	Gas (BCF)
Argentina	7,972	40,389	4,612	11,233	3,360	29,156
Bolivia	655	6,684	294	1,350	361	5,334
Chile	553	7,765	353	3,565	200	4,200
Colombia	4,749	8,537	2,721	4,594	2,028	3,943
Ecuador	4,188	n.a.	1,302	n.a.	2,886	4,025
Peru	2,134	n.a.	1,677	n.a.	457	11,500
Trinidad-	3,278	15,110	2,396	4,910	882	10,200
Tobago						
Venezuela	135,285	172,064	40,402	50,416	94,883	121,648
Total	158,814	---	53,757	---	105,057	190,006

Table 9.—Estimated initial and remaining reserves by major basin and (or) producing area

Tabla 9.—Reservas iniciales y remanentes estimadas de las principales cuencas y (o) áreas productivas

[MMB, million barrels; BCF, Billion cubic feet; n.a., data not available; ---, no data]

Basin or area	Initial reserves		Cumulative production (as of 12-31-87)		Remaining reserves (as of 1-1-88)	
	Oil (MMB)	Gas (BCF)	Oil (MMB)	Gas (BCF)	Oil (MMB)	Gas (BCF)
ARGENTINA ¹						
Tarija	359	6,427	129	2,105	230	4,322
Oran	111	263	80	147	31	116
Cuyo	1,161	289	970	225	191	64
Neuquen	2,512	21,622	1,069	3,648	1,443	17,974
San Jorge	3,281	3,950	2,161	2,839	1,120	1,111
Magallanes	548	7,838	203	2,269	345	5,569
Total	7,972	40,389	4,612	11,233	3,360	29,156
BOLIVIA ²						
Santa Cruz	225	4,072	164	n.a.	61	n.a.
Tarija	410	612	115	n.a.	295	n.a.
Chaco	20	2,000	15	n.a.	5	n.a.
Total	655	6,684	294	1,350	361	5,334
CHILE ^{3,4}						
Magallanes (Main land)	n.a.	n.a.	122	n.a.	n.a.	n.a.
Magallanes (T. del Fuego)	n.a.	n.a.	153	n.a.	n.a.	n.a.
Magallanes (Offshore)	n.a.	n.a.	78	n.a.	n.a.	n.a.
Total	553	7,765	353	3,565	200	4,200
COLOMBIA ^{3,5}						
Arauca	1,100	692	113	500	987	192
Meta	264	58	105	n.a.	159	n.a.
Casanare	126	25	11	n.a.	115	n.a.
Putumayo	263	86	226	n.a.	37	n.a.
Lower	116	n.a.	7	n.a.	109	n.a.
Magdalena						
Upper/Mid	2,780	n.a.	2,259	n.a.	521	n.a.
Magdalena						
Guajira	100	n.a.	---	n.a.	100	n.a.
Total	4,749	8,537	2,721	4,594	2,028	3,943
ECUADOR ^{3,6}						
Oriente	3,954	n.a.	1,186	n.a.	2,768	n.a.
Daule	234	n.a.	116	n.a.	118	n.a.
Total	4,188	n.a.	1,302	n.a.	2,886	4,025
PERU ⁷						
Talara	1,339	n.a.	1,195	n.a.	144	400
Progreso	103	n.a.	6	n.a.	97	200
Sechura	---	n.a.	---	n.a.	---	100
Marañon	661	n.a.	451	n.a.	210	---
Ucayali	31	n.a.	25	n.a.	6	10,800
Titicaca	.3	n.a.	.3	n.a.	---	---
Total	2,134	n.a.	1,677	n.a.	457	11,500
TRINIDAD and TOBAGO ⁴						
Southern Basin	2,284	n.a.	1,837	---	447	5,110
Southeast Coast	994	n.a.	559	---	435	---
Columbus Shelf	---	7,000	---	4,910	---	2,090
W. Tobago Basin	---	3,000	---	nil	---	3,000
Total	3,278	15,110	2,396	4,910	882	10,200
VENEZUELA ⁸						
Maracaibo	80,274	72,906	30,995	27,573	49,279	45,333
Falcon	225	159	11	65	115	94
Barinas	1,763	74	566	24	1,197	50
Oriental	53,023	98,925	8,731	22,754	44,292	76,171
Total	135,285	172,064	40,402	50,416	94,883	121,648

Data Sources:

¹Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)

²Estimated

³DeGolyer and MacNaughton, (1988)

⁴International Petroleum Encyclopedia

⁵Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol)

⁶Compañía Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE)

⁷Petróleos del Peru S.A. (PetroPeru)

⁸Venezuelan Ministry of Energy and Mines

Table 10.—Giant oil and gas fields (estimated ultimate recovery of more than 500 MMB and (or) 3 TCF)

Tabla 10.—Campos gigante de petróleo y gas (recuperación final estimada mayor de 500 millones de barriles y (o) 3 trillones de pies cúbicos de gas)

[MMB, million barrels; TCF, trillion cubic feet; —, no data. See figures 3 and 4 for location of selected basins and fields]

Field name	Country	Basin	Year discovered	Major reservoir				Cumulative production (as of 12-31-87)		Estimated ultimate recovery	
				Age	Lithology	Average depth (Ft)	Type of trap	MMB	TCF	MMB	TCF
South Flank Group	Argentina	San Jorge	1946	Jurassic/Cretaceous	Sandstone	1600-8500	Fault block	680	—	816	530
North Flank Group	Argentina	San Jorge	1907	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	2000-10,500	Fault block	568	—	842	79
Loma de la Lata (Upper)	Argentina	Neuquen	1977	Cretaceous	Limestone	5200-7200	Stratigraphic, structural	30	—	500	—
Loma de la Lata (Lower)	Argentina	Neuquen	1977	Jurassic	Sandstone	6200-8200	Stratigraphic, structural	—	0.6	—	12
Punta Bardas/Vacas Muerta	Argentina	Cuyo	1961	Triassic/Cretaceous	Sandstone	7200-8000	Anticline	338	—	500	—
La Cira-Infantas	Colombia	Middle Magdalena	1925	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	3250	Anticline	459	—	520	—
Caño Limón	Colombia	Arauca	1983	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	7500-8200	Fault block	108	—	1000	—
Shushufindi	Ecuador	Oriente	1969	Cretaceous	Sandstone	7500-8900	Anticline	495	—	1350	—
Sacha	Ecuador	Oriente	1969	Cretaceous	Sandstone	7800-9300	Anticline	338	—	743	—
Amistad	Ecuador	Progreso	1970	Tertiary(?)	Sandstone	—	Anticline	—	—	—	3
La Brea - Parinas	Peru	Talara	1869	Tertiary	Sandstone	5500	Fault blocks	539	—	592	—
San Martin	Peru	Ucayali	1984	Cretaceous	conglomerate	12,800	Anticline	—	—	—	3
Cashiriari	Peru	Ucayali	1986	Cretaceous	Sandstone	8800	Anticline	—	—	—	8
Fyzabad Group	Trinidad	South Basin	1913	Tertiary	Sandstone	3000-8000	Stratigraphic, structural	630	—	850	—
Soldado	Trinidad	South Basin	1954	Tertiary	Sandstone	4000-8000	Stratigraphic, structural	463	—	600	—
East Coast	Trinidad	S.E. Coast	1961	Tertiary	Sandstone	5000-11,000	Stratigraphic, structural	555	—	700	—
Galeota Group	Trinidad	Galeota	1968	Tertiary	Sandstone	8000-14,000	Stratigraphic, structural	—	5.0	—	7
North Coast Group	Trinidad	W. Tobago	1971	Tertiary	Sandstone	11,000	Stratigraphic, structural	—	nil	—	3
Tia Juana	Venezuela	Maracaibo	1928	Tertiary	Sandstone	3500	Stratigraphic fault	10,360	—	15,050	—
Bachaqero	Venezuela	Maracaibo	1930	Tertiary	Sandstone	3450	Stratigraphic fault	6264	—	9367	—
Lagunillas	Venezuela	Maracaibo	1926	Tertiary	Sandstone	3000	Stratigraphic fault	3462	—	5220	—
Lama	Venezuela	Maracaibo	1957	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	10,000	Stratigraphic fault	2140	—	2850	—
Ceuta	Venezuela	Maracaibo	1956	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	—	Stratigraphic fault	505	—	1239	—
Cabimas	Venezuela	Maracaibo	1917	Tertiary	Sandstone	2200	Stratigraphic fault	489	—	515	—
Boscán	Venezuela	Maracaibo	1946	Tertiary	Sandstone	8800	Anticline, stratigraphic	729	—	2471	—
Urdaneta	Venezuela	Maracaibo	1956	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	10,000	Anticline, stratigraphic	122	—	2058	—
Centro	Venezuela	Maracaibo	1957	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	10,000	Anticline, stratigraphic	777	—	1702	—
Lamar	Venezuela	Maracaibo	1958	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	12,500	Anticline, stratigraphic	1095	—	1594	—
La Paz	Venezuela	Maracaibo	1925	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	11,400	Faulted anticline	857	—	1042	—
Mene Grande	Venezuela	Maracaibo	1914	Tertiary	Sandstone	8000	Faulted anticline	637	—	686	—
Santa Rosa	Venezuela	Oriental	1941	Tertiary	Sandstone	10,600	Faulted anticline	390	—	697	—
Mata	Venezuela	Oriental	1954	Tertiary	Sandstone	9500	Faulted anticline	469	—	648	—
Guara	Venezuela	Oriental	1946	Tertiary	Sandstone	7800	Faulted monocline	424	—	606	—
Oficina	Venezuela	Oriental	1917	Tertiary	Sandstone	6900	Faulted monocline	384	—	525	—
Cerro Negro	Venezuela	Orinoco	1979	Tertiary	Sandstone	—	Fault block	20	—	11,183	—
San Diego	Venezuela	Orinoco	—	—	—	—	Stratigraphic	—	—	4557	—
Iguana	Venezuela	Orinoco	—	—	—	—	—	—	—	4176	—
Jobo	Venezuela	Orinoco	1956	—	—	—	—	267	—	1453	—
Morichal	Venezuela	Orinoco	1958	—	—	3300	—	169	—	946	—
Santa Clara	Venezuela	Orinoco	—	—	—	—	—	—	—	913	—
Quiriquire	Venezuela	Oriental	1928	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	7000	Stratigraphic	760	—	885	—
Uverito	Venezuela	Orinoco	1981	Tertiary	Sandstone	—	—	1	—	854	—
Bare	Venezuela	Orinoco	—	—	Sandstone	—	—	8	—	763	—
Sur	Venezuela	Orinoco	—	Cretaceous/Tertiary	Sandstone	14,000	Stratigraphic	—	—	602	—
Melones	Venezuela	Orinoco	1934	Tertiary	Sandstone	5200	Faulted monocline	114	—	600	—
Arecuna	Venezuela	Orinoco	—	—	Sandstone	—	—	—	—	567	—
El Furrial	Venezuela	Oriental	1985	Tertiary	Sandstone	—	Fault block	8	—	529	—
El Placer	Venezuela	Oriental	1984	Tertiary	Sandstone	—	Stratigraphic	—	0.3	—	5

Table 11.—Major oil and gas fields (estimated ultimate recovery of more than 100 MMB and (or) 600 BCF)

Tabla 11.—Campos mayores de petróleo y gas (recuperación final estimadas mas de 100 millones de barriles y (o) 600 billones de pies cúbicos de gas)

[MMB, million barrels; TCF, trillion cubic feet; n.a., data not available; ---, no data. See figures 5 and 6 for location of selected basins and fields]

Field Name	Country	Basin	Year discovered	Major reservoir				Cumulative production (as of 12-31-87)		Estimated ultimate recovery	
				Age	Lithology	Average depth (ft)	Type of trap	MMB	TCF	MMB	TCF
Caimancito	Argentina	Orán	1969	Cretaceous/ Tertiary	Limestone	12,000	Anticline	61	---	64	0.3
Aguaragüe	Argentina	Tarija	1927	Paleozoic	Sandstone	11,000	Anticline	23	---	138	2.4
Campo Durán	Argentina	Tarija	1951	Paleozoic	Sandstone	10,800	Anticline	53	0.9	55	1.3
Madrejonas	Argentina	Tarija	1953	Paleozoic	Sandstone	13,100	Anticline	27	5.5	27	0.6
Ramos	Argentina	Tarija	1979	Paleozoic	Sandstone	12,600	Anticline	5	0.1	26	1.4
Barrancas	Argentina	Cuyo	1939	Triassic/ Cretaceous	Sandstone	6500	Anticline	179	---	220	---
Vizcacheras	Argentina	Cuyo	1963	Cretaceous/ Tertiary	Sandstone	7000	Anticline	252	---	310	---
Tupungato Group	Argentina	Cuyo	1934	Triassic/ Cretaceous	Sandstone	6600	Anticline	101	---	114	---
Sierra Barrosa	Argentina	Neuquen	1957	Jurassic/ Cretaceous	Sandstone	6900	Anticline	11	0.3	19	0.6
Centenario	Argentina	Neuquen	1977	Jurassic/ Cretaceous	Sandstone	8400	Faulted anticline	45	0.4	69	0.8
Rio Neuquén	Argentina	Neuquen	1971	Jurassic/ Cretaceous	Sandstone	6600-8900	Anticline	43	0.4	62	1.0
Lindero	Argentina	Neuquen	1971	Jurassic/ Cretaceous	Sandstone	9500	Faulted anticline	15	0.4	24	1.0
Atravesado	Argentina	Neuquen	1968	Jurassic/ Cretaceous	Sandstone	3900	Anticline	121	---	190	---
Puesto Hernández	Argentina	Neuquen	1959	Jurassic/ Cretaceous	Sandstone	3900	Stratigraphic	126	---	140	---
Medanito	Argentina	Neuquen	1967	Jurassic/ Cretaceous	Sandstone	7200	Stratigraphic	96	---	146	---
Charco Bayo	Argentina	San Jorge	1933	Cretaceous	Sandstone	7000	Fault blocks	72	---	100	---
El Trebol	Argentina	San Jorge	1935	Cretaceous	Sandstone	7000	Fault blocks	70	---	115	---
Tordillo	Argentina	San Jorge	1949	Cretaceous	Sandstone	6000	Fault blocks	56	---	100	---
Pampa Castillo	Argentina	San Jorge	1958	Cretaceous	Sandstone	6500	Fault blocks	250	---	278	---
Dragón Group	Argentina	San Jorge	1959	Cretaceous	Sandstone	7000	Fault blocks	190	---	263	---
Valle Hermoso	Argentina	San Jorge	1957	Cretaceous	Sandstone	8100	Fault blocks	57	---	100	---
Koluel Kaike	Argentina	Magallanes	1966	Cretaceous	Sandstone	6000	Anticline	14	0.5	25	1.5
San Sebastián	Argentina	Magallanes	1972	Cretaceous	Sandstone	6100	Anticline	51	0.3	81	0.4
Caf. Alfa Group	Argentina	Magallanes	1966	Cretaceous	Sandstone	6000	Anticline	29	1.0	37	1.3
Condor	Bolivia	Santa Cruz	1965	Paleozoic	Sandstone	1600-2900	Anticline	60	---	73	1.4
Rio Grande	Bolivia	Santa Cruz	1977	Paleozoic	Sandstone	2000-3200	Anticline	4	---	161	---
La Vertiente	Bolivia	Santa Cruz	1978	Cretaceous	Sandstone	2000-2600	Anticline	2	---	52	1.6
Vuelta Grande	Bolivia	Santa Cruz	1961	Paleozoic	Sandstone	1600-2800	Anticline	18	---	22	0.7
Colpa	Bolivia	Santa Cruz	1960	Cretaceous	Sandstone	1400-2000	Anticline	54	---	68	0.3
Caranda	Bolivia	Santa Cruz	1960	Paleozoic	Sandstone	1400-2000	Anticline	54	---	68	0.3
Posesión	Chile	Magallanes	1960	Cretaceous	Sandstone	5600	Anticline	5	0.6	40	1.6
Spitful	Chile	Magallanes	1977	Cretaceous	Sandstone	6300	Anticline	41	---	243	---
Provincia	Colombia	Mid Magdalena	1962	Cretaceous	Sandstone	8000	Anticline	156	---	n.a.	---
Velásquez	Colombia	Mid Magdalena	1946	Cretaceous	Sandstone	7500	Anticline	165	---	n.a.	---
Lago Agrio	Ecuador	Oriente	1967	Cretaceous	Sandstone	9800	Anticline	107	---	298	---
Auca	Ecuador	Oriente	1970	Cretaceous	Sandstone	8700-9800	Anticline	65	---	198	---
Cononaco	Ecuador	Oriente	1972	Cretaceous	Sandstone	9700-10,200	Anticline	21	---	100	---
Libertador	Ecuador	Oriente	1980	Cretaceous	Sandstone	9000	Anticline	49	---	174	---
Ancón Group	Ecuador	Progreso	1913	Tertiary	Sandstone	4000	Anticline	116	---	122	---
Capahuari Sur	Peru	Marañón	1973	Cretaceous	Sandstone	13,000	Anticline	129	---	144	---
Penfa Negra	Peru	Coastal	1960	Cretaceous	Sandstone	3000-8500	Anticline	104	---	152	---
Corrientes	Peru	Marañón	1971	Cretaceous	Sandstone	12,000	Anticline	87	---	170	---
Teak	Trinidad/ Tobago	S.E. Coast	1971	Tertiary	Sandstone	15,200	Stratigraphic, structural	228	---	352 ¹	---
Forest Reserve	Trinidad/ Tobago	Southern	1913	Tertiary	Sandstone	11,000	Stratigraphic, structural	259	---	275 ¹	---
Samaan	Trinidad/ Tobago	S.E. Coast	1971	Tertiary	Sandstone	11,800	Stratigraphic, structural	174	---	250 ¹	---
Poui	Trinidad/ Tobago	S.E. Coast	1974	Tertiary	Sandstone	11,650	Stratigraphic, structural	150	---	240 ¹	---
Palo Seco	Trinidad/ Tobago	Southern	1926	Tertiary	Sandstone	12,700	Stratigraphic, structural	117	---	150 ¹	---
Trintop	Trinidad/ Tobago	Southern	1929	Tertiary	Sandstone	12,700	Stratigraphic, structural	91	---	110 ¹	---
Coora Quarry	Trinidad/ Tobago	Southern	1920	Tertiary	Sandstone	14,000	Stratigraphic, structural	93	---	101 ¹	---
Guayaguavare	Trinidad/ Tobago	Southern	1902	Tertiary	Sandstone	10,750	Stratigraphic, structural	86	---	100 ¹	---
Mara	Venezuela	Occidental	1945	Cretaceous	Sandstone/ Limestone	5250	Fault block	406	---	464	---
Lago	Venezuela	Occidental	1958	Cretaceous	Sandstone/ Limestone	11,450	Fault block	228	---	396	---
Motatán	Venezuela	Occidental	1952	Tertiary	Sandstone	4130	Anticline	72	---	290	---
La Concepción	Venezuela	Occidental	1925	Cretaceous	Sandstone/ Limestone	8000	Anticline	136	---	176	---

Table 11.—Major oil and gas fields (estimated ultimate recovery of more than 100 MMB and (or) 600 BCF)—Continued

Tabla 11.—Campos mayores de petróleo y gas (recuperación final estimadas mas de 100 millones de barriles y (o) 600 billones de pies cúbicos de gas)

[MMB, million barrels; TCF, trillion cubic feet; n.a., data not available; ---, no data. See figures 5 and 6 for location of selected basins and fields]

Field Name	Country	Basin	Year discovered	Major reservoir				Cumulative production (as of 12-31-87)		Estimated ultimate recovery	
				Age	Lithology	Average depth (ft)	Type of trap	MMB	TCF	MMB	TCF
Las Cruces	Venezuela	Occidental	1916	Cretaceous/ Tertiary	Sandstone	8000	Anticline	116	---	137	---
Alturitas	Venezuela	Occidental	1950	Tertiary	Sandstone	---	Anticline	1	---	127	---
Chimire	Venezuela	Oriental	1948	Tertiary	Sandstone	6000-7200	Faulted monocline	352	---	411	---
Dación	Venezuela	Oriental	1950	Tertiary	Sandstone	6600	Faulted monocline	223	---	355	---
San Joaquín	Venezuela	Oriental	1939	Tertiary	Sandstone	8700	Faulted anticline	101	---	354	---
Pilón	Venezuela	Oriental	1937	Tertiary	Sandstone	---	Stratigraphic	150	---	353	---
Yopales	Venezuela	Oriental	1943	Tertiary	Sandstone	4300	Faulted monocline	127	---	343	---
Nipa	Venezuela	Oriental	1945	Tertiary	Sandstone	9900	Faulted monocline	206	---	287	---
Aguasay	Venezuela	Oriental	1955	Tertiary	Sandstone	8100-13,400	Faulted monocline	107	---	286	---
Temblador	Venezuela	Oriental	1936	Tertiary	Sandstone	3900	Faulted monocline	109	---	270	---
El Roble	Venezuela	Oriental	1939	Tertiary	Sandstone	7100	Faulted monocline	37	---	261	---
Nardo	Venezuela	Oriental	1954	Tertiary	Sandstone	9900	Faulted monocline	136	---	259	---
M.A.	Venezuela	Oriental	---	Tertiary	Sandstone	---	Faulted monocline	110	---	257	---
Santa Ana	Venezuela	Oriental	1936	Tertiary	Sandstone	9400	Faulted anticline	120	---	233	---
Limón	Venezuela	Oriental	1954	Tertiary	Sandstone	9800	Faulted monocline	116	---	233	---
Zapatos	Venezuela	Oriental	1955	Tertiary	Sandstone	11,500	---	180	---	233	---
Josepin	Venezuela	Oriental	1938	Tertiary	Sandstone	7000	Stratigraphic	196	---	226	---
Oscurote	Venezuela	Oriental	1952	Tertiary	Sandstone	9000	Faulted monocline	144	---	217	---
Soto	Venezuela	Oriental	1949	Tertiary	Sandstone	7750	Faulted monocline	97	---	198	---
Santa Barbara	Venezuela	Oriental	1941	Tertiary	Sandstone	6500	Faulted monocline	171	---	189	---
Orocual	Venezuela	Oriental	1933	Tertiary	Sandstone	5500	Syncline	29	---	187	---
Elotes	Venezuela	Oriental	1954	Tertiary	Sandstone	---	---	85	---	161	---
Mapire	Venezuela	Oriental	1949	Tertiary	Sandstone	11,800	Faulted monocline	104	---	155	---
Trico	Venezuela	Oriental	1941	Tertiary	Sandstone	6900	Faulted monocline	100	---	155	---
San Félix	Venezuela	Orinoco	---	Tertiary	Sandstone	---	---	1	---	153	---
Zorro	Venezuela	Oriental	1953	Tertiary	Sandstone	9000	Faulted monocline	77	---	148	---
G.M.4	Venezuela	Oriental	1946	Tertiary	Sandstone	---	---	67	---	141	---
Guario	Venezuela	Oriental	1939	Tertiary	Sandstone	8800	Faulted anticline	49	---	133	---
La Ceibita	Venezuela	Oriental	1953	Tertiary	Sandstone	12,000	Faulted monocline	78	---	123	---
Lido	Venezuela	Oriental	1954	Tertiary	Sandstone	9800	Faulted monocline	63	---	122	---
Zumo	Venezuela	Oriental	1954	Tertiary	Sandstone	12,500	Faulted monocline	77	---	118	---
Pedernales	Venezuela	Oriental	1933	Tertiary	Sandstone	5100	Faulted anticline	59	---	113	---
Boca	Venezuela	Oriental	1951	Tertiary	Sandstone	8700	Faulted monocline	77	---	106	---
Güico	Venezuela	Oriental	1944	Tertiary	Sandstone	7800	Faulted monocline	88	---	101	---
Budare	Venezuela	Oriental	1959	Tertiary	Sandstone	---	---	66	---	100	---
Oveja	Venezuela	Orinoco	1942	Tertiary	Sandstone	---	---	224	---	300	---
Oritupano	Venezuela	Orinoco	1950	Tertiary	Sandstone	8800	Faulted monocline	150	---	234	---
Miga	Venezuela	Orinoco	1957	Tertiary	Sandstone	---	---	113	---	186	---
Ostra	Venezuela	Orinoco	1943	Tertiary	Sandstone	---	---	70	---	125	---
Sinco	Venezuela	Barinas/ Apure	1953	Cretaceous/ Tertiary	Sandstone/ limestone	9100	Faulted monocline	264	---	359	---
Guafita	Venezuela	Barinas/ Apure	1984	Tertiary	Sandstone	---	Faulted block	12	---	208	---
Silvestre	Venezuela	Barinas/ Apure	1948	Cretaceous	Sandstone/ limestone	8850	Faulted dome	141	---	182	---
Páez Mingo	Venezuela	Barinas/ Apure	1963	---	Sandstone/ limestone	---	---	52	---	136	---
OFFSHORE GAS											
Patao	Venezuela	Carúpano	1979	Tertiary	Sandstone	4000	Stratigraphic	---	---	---	1.5
Dragón	Venezuela	Carúpano	1980	Tertiary	Sandstone	3500	Stratigraphic	---	---	---	1.1
Mejillones	Venezuela	Carúpano	1980	Tertiary	Sandstone	3500	Stratigraphic	---	---	---	0.7

¹Estimated ultimate recovery (EUR) are roughly estimated.

Table 12.—*Drilling activity by country for 1987*Tabla 12.—*Actividad perforatoria por país en 1987*

Country	Number of wells		Rigs active in 1987	Well completions during 1987			
	Producing in 1987	Total drilled		Total wells	Total wildcats	Total producers	Wildcat producers
Argentina	9,477	33,730	60	968	97	837	28
Bolivia	275	357	6	20	5	14	2
Chile	336	1,353	7	104	35	59	9
Colombia	2,913	2,438	19	152	66	101	27
Ecuador	899	998	8	27	7	23	3
Peru	3,531	8,218	12	152	13	138	8
Trinidad/Tobago	3,186	13,530	16	142	8	77	4
Venezuela	10,914	31,115	19	173	21	138	13
Total	31,531	91,739	147	1,738	252	1,387	94

Source: Argentine Petroleum Institute; DeGolyer and MacNaughton, (1988); and International Petroleum Encyclopedia (1988); AAPG.

Table 13.—*Summarized American Society for Testing Materials (A.S.T.M.) classification of coals by rank*Tabla 13.—*Clasificación de carbones por rango de acuerdo a la Sociedad Norteamericana para Pruebas y Materiales (A.S.T.M.)*

[BTU/lb, British thermal units per pound]

Class Group	Fixed carbon*(%)		Volatile matter*(%)		Calorific value *(BTU/lb)	
	Equal or greater than	Less than	Greater than	Equal or less than	Equal or greater than	Less than
Anthracite	86	-	-	14	-	-
Bituminous						
Low volatile	78	86	14	22	-	-
Medium volatile	69	78	22	31	-	-
High volatile	-	69	31	-	10,500	14,000
Subbituminous	-	-	-	-	8,300	11,500
Lignitic	-	-	-	-	6,300	8,300

*Dry, Mineral-Matter Free Basis (Latour and Christmas, 1970)

Table 14.—List of selected deposits in the coal supplement map (refer to figures 13 and 14)

Tabla 14.—Lista de depósitos destacados en el mapa suplementario de carbón

(A.S.T.M., American Society for Testing Materials; BTU, British thermal unit; ---, no data)

Country	Deposit name	Age	Rank of coal A.S.T.M.	Number of beds	Calorific value (BTU/lb)	Size ¹	Sulphur (Wt%)	Ash (Wt%)
Argentina (Figure 14)	Río Tambillos	Carboniferous	Bituminous	1	10,800	Small	1.40	26.0
	La Negra	Carboniferous	Bituminous	1	10,330	Small	0.57	28.6
	La Delfina	Carboniferous	Bituminous	3	9,800	Small	1.48	28.0
	Rickard	Rhaetic	Bituminous	6	9,150	Small	5.60	31.8
	Santa Maxima/ El Saltillo	Carboniferous	Bituminous	2	7,200	Small	---	45.0
	Cervantes	Liassic	Anthracitic	2	11,500	Small	3.00	25.9
	Burgos	Callovian	Bituminous	1	10,620	Small	---	20.4
	J. Newbery	Tertiary	Bituminous	2	12,000	Small	---	21.7
	Pico Quemado	Tertiary	Bituminous	4	10,990	Small	0.50	23.0
	Indio	Tertiary	Subbituminous	2	7,300	Small	0.30	33.4
	Santa Ana	Tertiary	Subbituminous	2	8,825	Small	---	16.6
	Lepa	Tertiary	Subbituminous	2	10,467	Small	0.60	24.2
	La Criolla	Tertiary	Bituminous	2	10,590	Small	---	17.7
	Cabo Curioso	Tertiary	Subbituminous	3	---	Small	---	45.0
	Río Coyle	Tertiary	Lignitic	3	---	Large	---	---
	Río Santa Cruz	Tertiary	Lignitic	-	3,600	Large	---	---
	Río Turbio	Tertiary	Bituminous- subbituminous	5	10,300	Large	1.00	0.1
	Tierra del Fuego	Pliocene- Pleistocene	Peat	1	6,840	Medium	---	---
	Beu-Buenaventura	Permian	Anthracitic	1	---	Small	1.3 - 4.8	30 - 50
	Ulla-Ulla	Quaternary	Peat	1	---	Small	---	---
Bolivia (Figure 14)	Copacabana/I. Sol	Permian	Anthracitic	1	---	Medium	---	---
	Chacaltaya/	Quaternary	Peat	1	---	Small	---	---
	Chuquiguillo	---	---	---	---	---	---	---
	Guaqui/Azafranal/	Miocene	Lignitic	---	5,380	Small	---	---
	Alchiri/Corocoro	---	---	---	---	---	---	---
	Monte Blanco	Quaternary	Peat	1	---	Small	---	---
	Tacagua/El Alto	---	Lignitic	---	5,400	Small	---	---
	Apillampa/	Permian	Anthracitic	1	---	Small	---	---
	San Pedro	---	---	---	---	---	---	---
	Cochabamba/	Pliocene- Quaternary	Lignitic	---	4,300	Small	4.20	30.1
Bolivia	Sacaba	Quaternary	Peat	1	---	Small	---	---
	Chochoca/	Quaternary	Peat	1	---	Small	---	---
	Totora	---	---	---	---	---	---	---
	Uncio	Quaternary	Peat	1	---	Small	---	---
	Ticucha	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	Tarija/Padcaya/	Miocene	Lignitic	3	7,500-11,700	Small	1.00	7.0 - 34.0
	Tariquia	Quaternary	---	---	---	---	---	---
	Concepción	Eocene	Bituminous	3	13,500	Large	2.00	4.0
	Lota-Schwager	Eocene	Bituminous	3	13,500	Large	1.75	1.7 - 3.4
	Arauco	Eocene	Bituminous	3	14,000	Large	2.50	3.4
Chile (Figure 14)	Valdivia	Miocene	Subbituminous- lignitic	---	8,626	Small	0.50	21.0
	Llanguihue	Miocene	Subbituminous	---	8,000	Small	0.50	15.0
	Pto. Natales	Oligocene- Miocene	Subbituminous	5	10,320	Medium	0.50	17.0
	Río Ruebens	Oligocene- Miocene	Subbituminous	3	---	Large	0.60	11.0
	Seno Skyring	Oligocene- Miocene	Subbituminous	2	---	Large	0.50	10.0
	Isla Riesco	Oligocene- Miocene	Subbituminous	3	8,750-9,940	Large	0.40	10.0
	Pen. Brunswick	Oligocene- Miocene	Subbituminous	5	6,940-8,730	Large	1.30	13.0
	El Cerrejón	Paleocene	Bituminous	15	13,500	Large	1.00	1.7 - 5.0
	La Jagua	Paleocene-Eocene	Bituminous	5	11,500-13,600	Large	1.00	1.0 - 5.0
	Norte Santander	Maastrichtian- Eocene	Bituminous	4 - 9	6,000+	Small	1.00	2.0 - 7.0
Colombia (Figure 13)	Cundinamarca/	Maastrichtian- Paleocene	Bituminous	1 - 7	12,000-15,000	Large	1.00	3.0 - 5.0
	Boyacá	Paleocene	---	---	---	---	---	---
	Alto S. Jorge	Oligocene	Bituminous	6	5,100-6,300	Large	0.4 - 1.0	1.3 - 6.0
	Antioquia	Oligocene- Miocene	Bituminous	8	5,000-6,300	Large	1.00	1.3 - 6.0
	Valle del Cauca	Paleocene- Oligocene	Anthracitic- bituminous	7 - 10	11,260-15,000	Large	1.0 - 6.0	4.0 - 24.0
	1	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	>15.0
	2	Tertiary	Lignitic	Several	---	Medium	<3.00	>15.0
	3	Tertiary	Bituminous	---	---	Small	<2.00	>15.0
	5	Tertiary	Subbituminous	---	---	Medium	---	---
	6	Tertiary	Subbituminous	Several	---	Medium	---	---
Costa Rica (Figure 13)	8	Tertiary	Subbituminous	Several	---	Small	<3.00	>15.0
	9	Tertiary	Subbituminous	Several	---	Medium	<3.00	>15.0
	Pinchincha	Quaternary	Peat	1	6,000	Small	---	---
	Azogues/Biblian	Maastrichtian- Eocene	Lignitic- subbituminous	5	3,800-7,900	Small	6.00	21.0
	Loja	Oligocene	Subbituminous	6	7,000-9,360	Small	7.0 - 8.0	9.0 - 30.0
	Malacatos	Miocene	Subbituminous	4	8,100	Small	8.00	15.0
	Napo (Oriente)	Neocomian	Lignitic	8	---	Small	---	---
	1	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	>15.0
	2	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	6	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
El Salvador (Figure 13)	7	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	15	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	>15.0

Table 14.—List of selected deposits in the coal supplement map (refer to figures 13 and 14)—Continued

Tabla 14.—Lista de depósitos destacados en el mapa suplementario de carbón

[A.S.T.M., American Society for Testing Materials; BTU, British thermal unit; ---, no data]

Country	Deposit name	Age	Rank of coal A. S. T. M.	Number of beds	Calorific value (BTU/lb)	Size ¹	Sulphur (Wt%)	Ash (Wt%)
Guatemala (Figure 13)	1	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	<3.00	>15.0
	2	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	4	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	5	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	>3.00	>15.0
	6	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	<3.00	>15.0
	8	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	14	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	18	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	19	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	>8.0
	22	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	26	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	27	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	>15.0
Honduras (Figure 13)	1	Triassic-Jurassic	Subbituminous-bituminous	5	---	---	---	---
	2	Triassic-Jurassic	Subbituminous	3	---	Small	<3.00	>15.0
	3	Triassic-Jurassic	Subbituminous-bituminous	---	---	Small	<1.00	>15.0
	4	Triassic-Jurassic	Subbituminous	Several	---	Small	<3.00	>15.0
	5	Triassic-Jurassic	Subbituminous	1	---	Small	<1.00	>15.0
	8	Triassic-Jurassic	Subbituminous	4	---	Small	<3.00	>15.0
	9	Tertiary	Subbituminous-bituminous	1	---	Small	---	---
	10	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	11	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	12	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
Nicaragua (Figure 13)	1	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	2	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	3	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	4	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	5	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	6	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	7	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
Panama (Figure 13)	1	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	2	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	3	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	5	Tertiary	Lignitic	3	---	Small	<1.00	>8.0
	8	Tertiary	Lignitic	3	---	Small	---	>15.0
	10	Tertiary	Lignitic	3	---	Small	---	---
	12	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	13	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	14	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
	15	Tertiary	Lignitic	---	---	Small	---	---
Peru (Figure 13)	Tumbes	Up. Tertiary	Lignitic	---	Low	Large	---	High
	Pebas Chambara	Up. Tertiary	Lignitic	---	Low	---	---	---
	Yanacancha	Up. Cretaceous	Bituminous	---	---	Small	---	---
	Pifata/Tuco	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Medium	---	---
	Cupisnique	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Small	---	---
	Alto Chicama	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Large	---	---
	Conchucos	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Small	---	---
	Tarica/Shivas	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Small	---	---
	Santa	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Large	---	---
	Buenaventura/Caraz	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Small	---	---
	San Marcos/Huari	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Small	---	---
	Huallanca	L. Cretaceous	Anthracitic	---	---	Small	---	---
	Goyllarisquizga	L. Cretaceous	Bituminous	6	---	Small	12.10	54.0
	Oyon/Checras	Up. Jurassic	Anthracitic-bituminous	---	---	Large	1.20	16.0
	Jatunhuasi	L. Cretaceous	Subbituminous-bituminous	2 (6)	---	Medium	5.10	42.3
Peru (Figure 14)	Changos Alto	L. Cretaceous	Subbituminous	---	---	---	---	---
	Murco/Sumbay	Up. Jurassic	Bituminous	---	---	Small	---	---
	Carumas	L. Cretaceous	Bituminous-Anthracitic	---	---	Small	---	---
	Zulia/Guasare	Paleocene	Bituminous	20	---	Large	---	---
	Tachira	Eocene	Bituminous	3	---	Large	---	---
	Falcón	Miocene	Lignitic	---	---	Medium	---	---
	Parapara/Ortiz	Miocene	Subbituminous	---	---	---	---	---
	Taguay	Oligocene	Bituminous	---	---	Medium	---	---
	Altigracia	Oligocene-Miocene	Bituminous	---	---	Medium	---	---
	Fila Maestra	Eocene-Oligocene	Bituminous	Several	---	Medium	---	---
Venezuela (Figure 13)	Niricual	Eocene-Oligocene	Bituminous	Several	---	Medium	---	---
	Sur Panaguán	Quaternary	Peat	1	---	---	---	---
	Anzoátegui/Monagas	Quaternary	Peat	1	---	---	---	---
	Piacoa	Quaternary	Peat	1	---	---	---	---

¹Small: less than 10 x 10⁶ metric tons; medium: less than 100 x 10⁶ metric tons; large: more than 100 x 10⁶ metric tons.

Table 15.—*Coal reserves of the Southeast Quadrant in million metric tons*
 Tabla 15.—*Reservas de carbón del Cuadrante Sureste en millones de toneladas métricas*

[—, no data]

Country	Bituminous coal and anthracite		Subbituminous coal and lignite		Peat	
	Proven	Additional resources	Proven	Additional resources	In place	Recoverable
Argentina	4	—	581	7,350	90	80
Bolivia	3	11	—	—	10	10
Chile	79	186	4,500	4,000	—	—
Colombia	3,892	14,917	48	790	—	—
Costa Rica	—	—	2	4	—	—
Ecuador	—	—	18	32	9	9
Guatemala	—	—	1	1	—	—
Honduras	—	—	21	1	—	—
Panamá	—	—	1	17	—	—
Perú	29	884	1	100	—	—
Venezuela	509	8,660	—	—	—	—
Total	4,516	24,658	5,173	12,295	109	99

Sources: United Nations, (1987); and Conn D., H., (1985).

Table 16.—*Yearly coal production in the Southeast Quadrant in thousand metric tons*
 Tabla 16.—*Producción anual de carbón en el Cuadrante Sudeste en miles de toneladas métricas*

Country	1984	1985	1986	1987
Argentina	509	400	365	373
Chile	1,184	1,291	1,633	1,562
Colombia	6,637	8,974	10,800	14,594
Perú	105	125	150	150
Venezuela	51	41	57	62
Total	8,486	10,831	13,005	16,741

Source: United Nations, (1987).

Table 17.—Major geothermal sites by country (refer to figures 15 and 16)

Tabla 17.—Principales campos geotérmicos por país (ver figuras 15 y 16)

Country	Locality	Temperature (C°)	Type
Argentina (Figure 16)	Tuzgle Volcano (geothermal project)	68°	thermal and hot springs
	Tocomar	57° max.	thermal springs
	Baños de Pompeya (resort)	57° max.	thermal springs
	Socompa Volcano	68°?	hot water springs
	Termas de Reyes (resort)	40°-90°	hot springs
	Agua Caliente	76°	hot springs
	Santa Bárbara (El Ramal)	46°-90°	hot springs
	Rosario de la Frontera (resort)	62°-90°	hot springs
	Ceibal (Candelaria)	52°-80°	hot springs
	Villavil (resort)	55°-64°	thermal springs
	Rio Hondo (geothermal project and resort)	48°-90°	hot springs
	Fiambalá	54°-58°	thermal springs
	Rio Blanco area	50°	thermal springs
	Dumuyo (geothermal project):		
	La Bramadora	92°	hot springs and fumaroles
	El Humazo	98°	hot springs and fumaroles
	Los Tachos	94°	hot springs and fumaroles
	Copahue (670 KW geothermal plant and resort)	93°-138° (max. 238° at 930 m)	hot springs and fumaroles
	Viticola (artesian wells)	55°	thermal spring
	Bahía Blanca (artesian wells)	55°-70°	hot springs
	Argerich (artesian wells)	64°	thermal spring
	Colluco-Epulauquen	60°	thermal springs
Bolivia (Figure 16)	Putina (Ulla-Ulla)	72°	hot springs
	Charazani	-	hot springs
	Chuma	-	hot springs
	Matilde	65°	thermal springs
	Urmiri (resort)	-	thermal springs
	Choquetanga	-	thermal springs
	Kami-Ayopaya (resort)	-	thermal springs
	Colcha (resort)	-	thermal springs
	Pomara Volcano	-	strong hot springs
	Obrajes (resort)	71°	hot springs
	Capachos (resort)	45°	thermal springs
	Pazna-Urmiri (resort)	55°	thermal springs
	Challapata	-	"NaCl" hot springs
	Mulatos	-	low thermal CO ₂ springs
	Caiza (resort)	-	strong sulphuric hot springs
	Caiti-Empexa (resort)	74°	hot springs
	Pulacayo	59°-80°	thermal and boiling springs
Chile (Figure 16)	Oica (Salar de la Laguna)	74°	hot springs, fumaroles
	Aguas Calientes	86°?	hot springs
	Suriri (50 MW geothermal project)	60°-80°	hot springs
	Chinchillani	86°?	hot springs
	Enquelca	86°?	hot springs
	Puchuldiza (geothermal project)	180°-250°	hot springs
	Chusmiza	more than 60°	hot spring
	Mamina	more than 60°	hot spring
	Pica	more than 60°	hot spring
	Majada	more than 60°	hot spring
	Ojos de Ascotán	more than 60°	hot spring
	El Tatío (100 MW geothermal project)	160°-265°	hot spring and fumaroles
	Tuyajito	more than 60°	hot spring
	Baños Morales (resort)	68°	hot spring
	Salinas del Maipo	more than 60°	hot spring
	Los Baños (resort)	66°-70°	hot springs
	Baños San Fernando (resort)	70°-96°	hot springs, fumaroles
	San Pedro	more than 60°	hot springs
	Planchón-Peteroa (resort)	60°	multiple hot springs
	Mondaca	more than 60°	hot springs
	Campanario Volcano	more than 60°	hot springs
	Baños de Longavi (resort)	66°-71°	thermal spring
	Chillán Volcano	more than 60°	thermal springs
	Pemehue	more than 60°	hot springs
	Tolhuaca	90°	hot spring
Colombia (Figure 15)	Manzanar	more than 60°	thermal springs
	Rio Blanco	90°	hot springs
	Aqua de la Vaca	more than 60°	thermal springs
	Minetue	more than 60°	hot springs
	San Luis	more than 60°	hot springs
	Palguin	more than 60°	thermal springs
	Baños de Puyehue (resort)	55°-70°	thermal, hot springs, and fumaroles
	Aguas Calientes	50°-75°	hot springs
	Baños de Petrohue (resort)	60°	thermal springs
	Llauhauri	more than 60°	thermal springs
	Sotomo	more than 60°	thermal springs
	Termas Llancahue (resort)	58°	thermal spring
	Ruiz Volcano (geothermal project)	50°-90°	thermal and hot springs
	Tolima Volcano	more than 60°	hot springs
	Santa Rosa Cabal	54°-72°	thermal and hot springs
	Caqueza	65°	thermal springs
	Puarece	50°-86°	thermal and hot springs
	Pasto Volcano (geothermal project)	max. 102°	hot spring, fumaroles
	Tuquerres Volcano (geothermal project)	70°	hot spring

Table 17.—Major geothermal sites by country (refer to figures 15 and 16)—Continued

Tabla 17.—Principales campos geotérmicos por país (ver figuras 15 y 16)

Country	Locality	Temperature (C°)	Type
Costa Rica (Figure 15)	Miravalles (50 MW geothermal project)	more than 60°	hot spring, solfatares
	Peña Blanca	more than 60°	hot springs
	Agua Caliente de la Trinchera	"warm"	thermal springs
	Poas Volcano	58°-100°	hot springs and fumaroles
	Irazu Volcano	-	hot springs, solfatares, and fumaroles
	Ojo de Agua-Turubures (resort)	"warm"	hot springs
	Paso Alumbre (resort)	60°-66°	thermal saline springs
	San Cristobal (resort)	66°-68°	thermal springs
	Jurquin River area	46°-70°	thermal and hot springs
	Tulfinó	50°	thermal spring
Ecuador (Figure 15)	Guagua-Pichincha Volcano	50°	thermal springs
	Apuela	52°	thermal springs
	Agua Santa (resort)	54°	thermal springs
	Cicalpa	-	thermal and hot springs
	Pungola	50°	thermal spring
	Baños Cuenca (resort)	87°	hot spring
	Portovelo	-	thermal and hot springs
	Agua Calientes (resort)	-	thermal and hot springs
	Hervidero El Obrajuelo	72°-82°	hot springs
	Ahuachapan Chipilapa (geothermal plant)	70°-237°	hot springs, fumaroles
El Salvador (Figure 15)	Hervidero Carolina	100°	hot spring, geyser, fumaroles
	Chinameca (geothermal project)	-	hot springs, fumaroles
	Berlin (geothermal project)	-	hot springs, fumaroles
	San Vicente (geothermal project)	99°	boiling springs, fumaroles
	Santa Rosa de Lima (resort)	89°	hot springs
	Jacotal	-	hot springs
	Olomega	-	hot springs, fumaroles
	Conchagua	-	hot springs
	Zunil (15 MW geothermal plant)	max. 287°	boiling water, hot springs
	Zunil, Fuentes Georginas (resort)	55°-65°	thermal springs
Guatemala (Figure 15)	Atitlan Agua Caliente	47°-50°	hot springs, fumaroles
	La Canoa (resort)	-	hot springs
	Amatitlan (south shore)	60°-98°	hot springs, fumaroles
	Moyuta Volcano	150°	boiling springs
	Northern area	-	thermal and hot springs
	Choluteca area	-	several hot springs
	Viejo Volcano	91°	hot springs, fumaroles
	Chichigalpa Volcano	-	fumaroles, and solfataras
	San Jacinto-Tizate	-	boiling mud vents and springs
	Momotombo (35 MW geothermal plant)	max. 230°	fumaroles, and solfataras
Panama (Figure 15)	Tipitapa	-	boiling springs, sulphur deposits
	Omotepe Concepción	-	fumaroles, and solfataras
	Chiriqui Volcano	-	fumaroles and hot springs
	Pando	72°	hot springs
	Agua Salud (resort)	42°-72°	several thermal springs
	Coibajo	52°	thermal spring
	Quillate	more than 50°	hot springs
	Cajamarca (Inca bathing resort)	-	hot springs, fumaroles
	Chuquillanqui	more than 50°	thermal springs
	Huaranchai (Pampa spring)	75°	hot springs
Peru (Figure 15)	Cachicadán	71°	hot springs
	Tablachaca	53°	thermal and hot springs
	Minabamba	60°-80°	hot springs
	Pomabamba	more than 50°	thermal springs
	Mancos	50°	thermal springs
	Chancos	70°-75°	hot springs
	Tauripampa	more than 50°	thermal springs
	Baños	56°-61°	hot springs
	Andajes-Churin (resort)	50°-55°	hot springs
	Rio Perené	-	-
Venezuela (Figure 15)	San José de Baños (resort)	-	hot springs
	Tingo de Huacho	58°	thermal springs
	Baños del Sr. Cura (resort)	more than 50°	thermal springs
	Colpani	59°	thermal springs
	Marcapata	60°-70°	thermal springs
	Ollaeschea	66°-69°	hot springs
	Quilcata	more than 50°	thermal springs
	Puquio (resort)	more than 50°	thermal springs
	Quisicollo	55°-62°	thermal springs
	Huayana-Putina	80°	hot springs
Venezuela (Figure 15)	Carumas Geyser Valley	-	geysers, boiling springs, fumaroles
	Ulican-Sancoos	more than 50°	thermal springs
	Calacoa	more than 180°	hot water reservoir
	Ticaco	69°	hot water
	Caliente (resort)	-	"boiling" springs, fumaroles
	Pilar-Casanay area (geothermal project)	-	hot springs
	Golfo Cariaco area	-	thermal springs
	Carupano area (resort)	-	hot springs, solfataras
	Barcelona-Cumana (geothermal project)	-	hot springs
	Las Trincheras	90°-97°	hot springs
Venezuela (Figure 15)	Termales Mérida (resort)	-	thermal springs
	Urefia	-	thermal springs

REFERENCES CITED AND SELECTED SOURCES OF DATA

Note: For further information regarding unpublished data, contact Dr. Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina, S.A., Florida 375, 5° piso A, 1005 Buenos Aires, Argentina.

Nota: Para información adicional sobre datos inéditos o comunicaciones personales, favor dirigirse al Dr. Marcelo R. Yrigoyen, Trend Argentina, S.A., Florida 375, 5° piso A, 1005 Buenos Aires, Argentina.

- Ahlfeld, F.E., 1969, Geografía física de Bolivia, in *Enciclopedia Boliviana*: La Paz, Bolivia, p. 7-239.
- Ali, W.M., 1987, Trinidad-Tobago information: Personal communication to the Southeast Quadrant Energy-Resources Map Panel: Point Fortin, Trinidad, W.I.
- Almeida, E., 1983, Summary of the status of geothermal exploration in Ecuador as carried out by the Ecuatorian Institute of Electrification (INECEL), in *Latin American seminar on geothermal exploration*: Quito, Ecuador, Sept. 5-9, 1983, Organización Latino Americana de Energía (OLADE), 6 p.
- American Society for Testing Materials (ASTM), 1983, Annual book of ASTM Standards, v. 05.05, gaseous fuels; coal and coke: Philadelphia, American Society for Testing Materials, 531 p.
- Arango, E.E., Buitrago, A.J., Cataldi, R., Ferrara, G.C., Panichi, C., and Villegas, J.V., 1970, Preliminary study of the Ruiz Geothermal Project (Colombia): *Geothermics*, Special Issue, v. 2, pt. 1, p. 43-56.
- Baldock, J.W., 1982, Geología del Ecuador: Quito, Ecuador Dirección General de Geología y Minas, Special Publication, p. 1-66.
- Bell, J.S., 1974, Venezuelan Coast Ranges, in Spencer, A.M., ed., *Mesozoic-Cenozoic orogenic belts*: London, The Geological Society, Special Publication, no. 4, p. 683-703.
- Bellizia, A., Parra, N., Pimentel, N., and Sanchez de P., A., 1988, Cross section of Colombian Rancheria-Rio and Maracaibo Basins: unpublished data.
- Bergmann, A.J., and Xicoy, A.N., 1990, Recursos Carboníferos Argentinos, in Ericksen, G.E., Cañas Pinochet, M.T., and Reinemund, J.A., eds., *Geology of the Andes and its relation to hydrocarbon and mineral resources* (Earth Science Series, v. 11): Houston, Tex., Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, p. 131-137.
- Bigarella, J.J., 1973, Geology of the Amazonas and Parnaíba Basins, in Nairn, A.E.M., and Stehli, F.G., *The ocean basins and margins, the South Atlantic*: New York, Plenum Press, v. 1, p. 25-86.
- Borrello, A.V., 1978, Mapa geotectónico de la República Argentina: Buenos Aires, Secretaría de Estado de Minería, scale 1:2,500,000.
- Bueno, R., 1990, Hydrocarbon resources in the sub-Andean basins of Colombia, in Ericksen, G.E., Cañas Pinochet, M.T., and Reinemund, J.A., eds., *Geology of the Andes and its relation to hydrocarbon and mineral resources* (Earth Science Series, v. 11): Houston, Tex., Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, p. 345-362.
- Campbell, C.J., 1974, Colombian Andes, in Spencer, A.M., ed., *Mesozoic-Cenozoic orogenic belts: The Geological Society of London*, Special Publication, no. 4, p. 705-724.
- Casadevall, T., 1980, Assessment of geothermal potential in the Republic of Argentina: U.S. Department of Energy in cooperation with Secretaría de Planeamiento of the Republic of Argentina, 15 p.
- Case, J.E., 1974, Major basins along the continental margin of northern South America, in Burk, C.A., and Drake, C.L., eds., *The geology of continental margins*: New York, Springer-Verlag, p. 733-741.
- Chile Empresa Nacional del Petróleo, 1981, Plans for exploration and exploitation of hydrocarbons: Santiago de Chile, Special Publication, p. 7-18.
- Chile Empresa Nacional del Petróleo, 1980, Internal publication of Empresa Nacional del Petróleo: Santiago de Chile.
- Conn, D.H., 1985, Distribución general y características del recurso carbón en los Andes: Symposium on Geology of the Andes and its relation to hydrocarbon and mineral resources, Santiago, Chile, November 11-15, 1985, Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources.
- Corvalán D., J., chairman, 1981, Plate-tectonic map of the Circum-Pacific region, Southeast Quadrant: American Association of Petroleum Geologists, scale 1:10,000,000.
- Corvalán D., J., chairman, 1985, Geodynamic map of the Circum-Pacific region, Southeast Quadrant: American Association of Petroleum Geologists, scale 1:10,000,000.
- Corvalán D., J., chairman, 1985, Geologic map of the Circum-Pacific region, Southeast Quadrant: American Association of Petroleum Geologists, scale 1:10,000,000.
- Crawford, F.D., Szelewsky, C.E., and Alvey, G.D., 1984, Geology and exploration in the Takutu Graben of Guyana: *Oil and Gas Journal*, v. 82., no. 10, p. 122-129.
- DeGolyer and McNaughton, 1988, Twentieth century petroleum statistics, 1987: Dallas, Texas, DeGolyer and McNaughton, 126 p.
- De Grys, A., Vera, J., and Goossens, P., 1970, A note on the hot springs of Ecuador: *Geothermics*, Special Issue 2, v. 2., p. 1400-1404.
- Del Solar, C., and Eyzaguirre, V.R., 1985, Personal communication to the Southeast Quadrant Energy-Resources Map Panel: Quito, Ecuador.
- Dirección de Geología y Minas del Ecuador, 1982, Mapa Geológico Nacional de las República de Ecuador: Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos Ecuador, scale 1:1,000,000.
- Drummond, K.J., chairman, 1986, Energy-Resources Map of the Circum-Pacific Region, Northeast Quadrant: Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, scale 1:10,000,000; text 72 p.
- Duque-Caro, H., 1984-1985, Personal communications to the Southeast Quadrant Energy-Resources Map Panel: Bogota, Colombia.
- Feo-Codecido, G., 1972, Contribución a la estratigrafía de la Cuenca Barinas-Apure, in *Memoiria IV Congreso Geológico Venezolano*: Caracas, November 1969, v. 2, Spec. Pub. 5, p. 773-792.
- Fernández Garrasino, C., 1982, Algunos rasgos geológicos de la Cuenca Amazónica Ecuatoriana: *Actas del Quinto Congreso Latinoamericano de Geología*, Buenos Aires, v. 1, p. 81-95.
- Flores Williams, H., 1978, Chilean, Argentine, and Bolivian coals, in Kottowski, F.E., Cross, A.T., and Meyerhoff, A.A., eds., *Coal resources of the Americas*: Geological Society of America Special Paper 179, p. 1-14.
- Gabela, V.H., 1990, Exploration and Geologic Framework of the Caño Limón Oil Field, Llanos Orientales de Colombia, in Ericksen, G.E., Cañas Pinochet, M.T., and Reinemund, J.A., eds., *Geology of the Andes and its relation to hydrocarbon and mineral resources* (Earth Science Series, v. 11): Houston, Tex., Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, p. 363-382.
- Gansser, A., 1973, Facts and theories on the Andes: *Geological Society of London Journal*, v. 129, p. 93-131.
- Gonzalez, E., 1965, La cuenca petrolífera de Magallanes: Santiago de Chile, *Revista Minerales*, v. 20, no. 91, p. 1-19.

- Gonzalez, E., 1985, Personal communication to the Southeast Quadrant Energy-Resources Map Panel: Santiago de Chile.
- Herrero Olivares, E., 1985, Personal communication to the Southeast Quadrant Energy-Resources Map Panel: Caracas, Venezuela.
- Herron, E.M., Cande, S.C., and Hall, B.R., 1981, An active spreading center collides with a subduction zone: a geophysical survey of the Chile Margin triple junction, in Kulm, L.D., Dymond, J., Dasch, E.J., and Hussong, D.M., eds., Nazca Plate: Crustal formation and Andean convergence: Geological Society of America Memoir 154, p. 683-702.
- International Petroleum Encyclopedia, 1988, Energy Group of Penn Well Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, v. 21.
- Kottlowski, F.E., Cross, A.T., and Meyerhoff, A.A., eds., 1978, Coal resources of the Americas: Geological Society of America Special Paper 179, p. 1-90.
- Lahsen, A., 1986, Origen y potencial de energía geotérmica en los Andes de Chile, in Frutos, J., Oyarzun, R.O., and Pincheira, M., eds., Geología y recursos minerales de Chile: Santiago de Chile, Universidad de Concepción, v. 1, p. 423-438.
- Latour, B.A., and Christmas, L.P., 1970, Preliminary estimate of measured coal resources including reassessment of indicated and inferred resources in western Canada: Canadian Geological Survey Paper 70-58, 14 p.
- Lesta, P., Digregorio, J., and Mozetic, M.E., 1985, Presente y futuro de la exploración de petróleo en las Cuencas Subandinas Argentinas, in II Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas: Bogotá, Colombia, Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, Pub. 3, p. 1-34.
- Lesta, P., Digregorio, J., and Pozzo, A., 1973, Resumen de las principales cuencas sedimentarias de la Argentina, in Evaluación de formaciones en la Argentina: Buenos Aires, Schlumberger Special Publication, p. 7-29.
- Lonsdale, P., 1978, Ecuadorian subduction system: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 62, p. 2454-2477.
- Mainardi, E.C., Turic, M.A., and Stubelj, R., 1980, Consideraciones sobre las Cuencas Costa Afuera de la República Argentina: Dirección Exploración Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Buenos Aires, Special Publication, p. 1-9.
- Martinez, A.R., and others, 1984, Classification and nomenclature systems for petroleum and petroleum reserves: 11th World Petroleum Congress, London, Study Group Report, v. 2, p. 323-343.
- Martinez, A.R., 1987, The Orinoco Oil Belt, Venezuela: Journal of Petroleum Geology, v. 10, p. 125-134.
- Mordojovich, C., 1981, Sedimentary basin of Chilean Pacific offshore, in Halbouty, M.T., ed., Energy resources of the Pacific region: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology, no. 12, p. 63-82.
- Nur, A., and Ben-Avraham, Z., 1981, Volcanic gap and the consumption of aseismic ridges in South American, in Kulm, L.D., Dymond, J., Dasch, E.J., and Hussong, D.M., eds., Nazca Plate: Crustal formation and Andean convergence: Geological Society of America Memoir 154, p. 729-740.
- Nygren, W.E., 1950, The Bolivar Geosyncline of northwestern South America: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 34, p. 1998-2006.
- Olive, W.W., 1978, Coal deposits of Latin America, in Kottlowski, F.E., Cross, A.T., and Meyerhoff, A.A., eds., Coal resources of the Americas: Geological Society of America Special Paper 179, p. 59-64.
- Organización Latino Americana de Energía, 1983, Current status of geothermics in Chile: Organización Latino Americana de Energía (OLADE), Latin American Seminar on Geothermal Exploration, Quito, Ecuador, September 5-9, 1983, 16 p.
- Organización Latino Americana de Energía, 1983, Geothermal energy in Venezuela: Organización Latino Americana de Energía (OLADE), Latin American Seminar on Geothermal Exploration, Quito, Ecuador, September 5-9, 1983, 8 p.
- Organización Latino Americana de Energía, 1983, Prospects for geothermal development in Perú and accomplishments so far: Organización Latino Americana de Energía (OLADE), Latin American Seminar on Geothermal Exploration, Quito, Ecuador, September 5-9, 1983, 8 p.
- Organización Latino Americana de Energía, 1983, Current status of geothermal investigations in the Volcanic Massif del Ruiz: Organización Latino Americana de Energía (OLADE), Latin American Seminar on Geothermal Exploration, Quito, Ecuador, September 5-9, 1983, 11 p.
- Palacio, M., and Llambías, 1978, Las fuentes termales del Volcán Domuyo, provincia de Neuquén: 7th Congreso Geológico Argentino, Buenos Aires, v. 2, p. 145-149.
- Parodi, A.I., 1974, Feasibility of the development of the geothermal energy in Peru, in Second United Nations Symposium on the development and use of geothermal resources: San Francisco, California, May 20-29, 1975, Proceedings, v. 1, p. 227-231.
- Perez de Mejía, D., Kiser, G.D., Maximowitsch, B., and Young, G.A., 1980, Geología de Venezuela, in Evaluación de formaciones en Venezuela: Schlumberger Sureco S.A., Special Publication, Caracas, p. 11-123.
- Perú Dirección General de Geología y Minas, 1984, Principales depósitos carboníferos: Lima, Peru, p. 1-14.
- Perú Dirección General de Geología y Minas, 1984, Mapa del potencial geotérmico del Perú: Lima, Peru, scale 1:10,000,000.
- Perú Instituto de Geología y Minería, 1977, Sinopsis explicativa del mapa geológico del Perú: Lima, Peru, map scales 1:1,000,000 and 1:4,000,000, text 41p.
- Petersen, C.R., 1978, Coal resources of Peru, in Kottlowski, F.E., Cross, A.T., and Meyerhoff, A.A., eds., Coal resources of the Americas: Geological Society of America Special Paper 179, p. 35-42.
- Petters, V., 1960, The habitat of oil and gas in Colombia, Ecuador, and Peru: Unpublished report of International Petroleum Company (INPETCO), Lima, Peru.
- Rosania Schiavone, G., 1985, Personal communication to the Southeast Quadrant Energy-Resources Map Panel: Quito, Ecuador.
- St. John, B., Bally, A.W., and Klemme, H.D., 1984, Sedimentary provinces of the world - hydrocarbon productive and non-productive: American Association of Petroleum Geologists, scale 1:31,368,000, p. 2-35.
- Second United Nations Symposium on the development and use of geothermal resources, 1975, Proceedings: San Francisco, California, May 20-25, v. 1, 884 p.
- Servicio Geológico Nacional, 1982, Mapa Geológico de la República Argentina: Buenos Aires, Secretaría de Industria y Minería, scale 1:2,500,000.
- Servicio Nacional de Geología y Minería, 1982, Mapa Geológico de Chile: Santiago de Chile, maps 1 to 6, scale 1:1,000,000.
- Servicio Nacional de Geología y Minería, 1969, Mineral index map, Republic of Ecuador: Quito, scale 1:1,000,000.
- Solis Iriarte, R., 1985, Personal communication to the Southeast Quadrant Energy-Resources Map Panel: La Paz, Bolivia.
- Suescun-Gomez, D., 1978, Coal deposits of Colombia, in Kottlowski, F.E., Cross, A.T., and Meyerhoff, A.A., eds., Coal resources of the Americas: Geological Society of America Special Paper 179, p. 49-55.
- Touzzet, H., and Sanz, R.V., 1985, Presente y futuro de la exploración petrolera de las Cuencas Subandinas, Perú, in II Simposio Bolivariano - Exploración petrolera de las Cuencas Subandinas: Bogotá, Colombia, Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, Pub. 3, p. 1-93.

- Turic, M., 1981, Cuencas sedimentarias en la Argentina: Comunicación Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Buenos Aires, p. 3-39.
- United Nations Educational, Scientific, and Cultural Organization (UNESCO), 1978, Tectonic map of South America, explanatory notes: Brasilia, Commission for the Geological Map of the World.
- United Nations, 1987, Energy statistics yearbook: New York, Department of International Economic and Social Affairs - Statistical Office, United Nations.
- Vicente, O.M., 1974, Personal communication to M.R. Yrigoyen: Buenos Aires, Argentina.
- Waring, G.A., 1965, Thermal springs of the United States and other countries of the world - a summary: U.S. Geological Survey Professional Paper 492, 383 p.
- Wood, G.H., 1984, Coal fields and coal occurrences, Informal communication to the Southeast Quadrant Energy-Resources Map Panel.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 1972, Resumen de la geología petrolera de Bolivia: La Paz, Bolivia, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Special Publication, p. 1-92.
- Yrigoyen, M.R., and Urien, C.M., 1988, Cuadro geoestructural de América del Sur, in Geología de América del Sur: Tucumán, Argentina, Universidad Nacional de Tucumán, Facultad de Ciencias Naturales, p. 17-106.
- Yrigoyen, M.R., 1973-1986, Cross sections of sedimentary basins in South America: unpublished data: Buenos Aires, Argentina.
- Yrigoyen, M.R., 1990, Subandean hydrocarbon resources of Argentina, in Ericksen, G.E., Cañas Pinochet, M.T., and Reinemund, J.A., eds., Geology of the Andes and its relation to hydrocarbon and mineral resources (Earth Science Series, v. 11): Houston, Tex., Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, p. 439-452.
- Zambrano, J.J., 1981, Distribución y evolución de las cuencas sedimentarias en el continente Sudamericano durante el Jurásico y Cretácico, in Volkheimer, W., and Musacchio, eds., Cuencas sedimentarias del Jurásico y Cretácico de América del sur: 2d Congreso Latinoamericano de Paleontología, Porto Alegre, Brazil, p. 9-44.

2

4

4

4

