

EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO PAÍS

Avelino Ignacio de Oliveira ()*

Os conhecimentos das feições geológicas gerais do território nacional permitem eliminar, como negativa para petróleo, cêrca de metade da sua área, permitindo sub-dividir a restante numa série de áreas ou regiões, de valores gradativos, com relação às possibilidades de conterem jazidas de petróleo.

Não pode haver jazida de petróleo sem a coexistência de certas condições, que assim foram enumeradas por K. C. Heald (1):

a) — Uma fonte da qual o óleo se origine; b) — porosidade ou espaços nas rochas, ligados entre si, capazes de conter petróleo e fornecê-lo ao poço em quantidade suficiente, para cobrir os custos das operações do campo; c) — uma cobertura impermeável, por sôbre a camada porosa com óleo, que não permita a migração do óleo para cima; d) — uma “estrutura” (ou “trap”) na qual o arranjo das rochas e as relações entre as rochas permeáveis e as impermeáveis sejam tais que o óleo ou gás possa fâcilmente se acumular, sem contudo poder escapar.

O exame das áreas sedimentares de nosso país, tendo em vista: a espessura, natureza e condições estruturais dos sedimentos; os vestígios superficiais de petróleo e as ocorrências de depósitos exploráveis de rochas betuminosas em vários locais; as manifestações de óleo e de gás natural em alguns horizontes de sondagens feitas pelo Govêrno Federal, nestes três últimos decênios, nos Estados do Pará, Alagoas, Bahia, S. Paulo, Paraná e Santa Catarina; permite ao geólogo, baseado nos princípios técnicos acima, destacar no território nacional as seguintes regiões como promissoras e recomendáveis para pesquisa de petróleo:

1.^a — Faixa costeira que se estende do Estado do Espírito Santo ao do Rio Grande do Norte. 2.^a — Parte da bacia do Paraná, abrangendo,

(*) Diretor da Divisão Técnica do Conselho Nacional do Petróleo.

(1) — “Essentials for Oil Pools” — Chap. IV — “Elements of the Petroleum Industry”; Edit. by DeGolyer; A.I.M.E., New York, 1940, p. 26.

principalmente, áreas dos Estados de São Paulo, Paraná e Santa Catarina. 3.^a — Parte da bacia do Amazonas, compreendendo sua porção central e média e a área dos altos rios Purus, Juruá e Javari. 4.^a — Região abrangendo os Estados do Maranhão e Piauí.

1.^o) — A faixa costeira, com largura variável de poucos quilômetros, é constituída de camadas cretáceas e terciárias, aquelas com feições marinhas, estuarinas, e estas com fácies continentais. Ocorrem também



FIG. 1

afloramentos com fauna aparentemente jurássica, fauna triássica marinha e flora permiana.

Possivelmente, por baixo das camadas cretáceas, existem, em tôda a faixa ou parte dela, sedimentos de idade jurássica, triássica, permiana, carbonífera, devoniana e siluriana.

Nessa região costeira foi descoberta, no Estado da Bahia, a primeira área produtora de petróleo no Brasil. Acha-se situada na circunvizinhança do Recôncavo (fig. 1), (baía de Todos os Santos) e possui atualmente quatro pequenos campos produtores de óleo, os quais constituirão o objetivo desta exposição.

2.º) — A segunda região — bacia do Paraná — constitui extensa área da qual deve ser destacada como mais promissora para óleo a faixa de 25 a 100 km. de largura, que se estende em cêrca de 1.000 km. através de São Paulo, Paraná e Santa Catarina, entre a Serra do Mar, a leste, e a escarpa da Serra Geral, a oeste. A Serra do Mar é formada de rochas do complexo cristalino e de metamórficas pre-cambrianas; a Serra Geral, que recebe denominações regionais de São Pedro, Botucatu, Esperança e outras, é constituída de sedimentos e derrames de lavas triássicas.

A sedimentação desta segunda região compreende camadas de idades devoniana, carbonífera, permiana e triássica. A maior parte desta sedimentação é de fácies continental, ocorrendo, porém, na seqüência muitos membros marinhos. A espessura do conjunto sedimentar é muito variável e depende da posição geográfica. As perfurações mais profundas foram executadas no município de São Pedro, Estado de São Paulo, e deram espessura superior a 1.500 metros de sedimentos. Presume-se que pode exceder a 2.500 metros nas partes mais espessas. Por tôda a extensão da faixa a estrutura geológica é caracterizada por um tectonismo moderado, revelado na movimentação suave das camadas e por um vulcanismo intenso, confirmado por numerosos diques e "sills" de diabásio.

Profundas são as divergências entre os geólogos relativas às possibilidades da existência de petróleo explorável nessa faixa; suas características geológicas, todavia, nos levam a considerá-la como apresentando regulares condições para pesquisa de petróleo, segundo, mesmo, o conceito do eminente geólogo americano, especialista em petróleo e consultor do Conselho Nacional do Petróleo, Lewis W. MacNaughton.

3.º) — A bacia do Amazonas, é também uma imensa área onde se destaca como mais promissora para pesquisa de petróleo a parte drenada pelos altos rios Purus, Juruá e Javari. Entretanto, é importante e merece investigação a parte constituída pela bacia central do baixo Amazonas cortada pelos rios Xingu, Tapajós e Maués, do lado sul, e pelos rios Jari,

Paru, Maecuru, Curuá, Trombetas, Iamundá, Uatumã e Urubu, do lado norte da bacia.

Na área drenada pelos altos rios Purus, Juruá e Javari foram encontrados terrenos cretáceo-terciários capazes de conter óleo. Na área do baixo Amazonas foi verificada uma seqüência de camadas silurianas, devonianas, carboníferas, que são fossilíferas e com grande predominância do fácies marinho. Nas formações devonianas ocorrem vestígios de óleo e gás natural combustível.

4.º) — A província geológica, a dos Estados do Maranhão e Piauí, é também muito extensa. A sua geologia superficial está regularmente conhecida; conhece-se também a seqüência sedimentar até cerca de 500 metros de profundidade, por meio de perfis de sondagens executados em Teresina e arredores, no Piauí. Nesta seqüência foram verificadas camadas permianas continentais e carboníferas marinhas e continentais. É possível aí a existência de camadas devonianas e silurianas, idênticas às da bacia central do baixo Amazonas.

* * *

A influência que o petróleo exerce sobre a economia de qualquer país ressalta do mais ligeiro exame dos fatores econômicos da vida dos povos. “O petróleo e o gás natural são as grandes fontes de energia dos tempos modernos” (2).

A indústria moderna do petróleo data do término bem sucedido do poço de Drake, na Pensilvânia, em 1859, e durante o seu primeiro cinquentenário essa indústria continuou produzindo querosene e óleos lubrificantes como seus produtos de maior procura. Nos primeiros 10 anos deste século tornou-se importante o consumo de óleo bruto ou dos resíduos do petróleo como combustível nas caldeiras, em substituição ao carvão. Somente de 1910 para cá a gasolina começou a ter apreciável procura para motores de combustão interna. Com o desenvolvimento rápido do uso dos veículos motorizados tornou-se a gasolina o principal derivado na indústria moderna de petróleo.

A importante fase inicial — a da pesquisa e exploração — compete ao geólogo especializado que possui a larga experiência dos vários problemas que esta fase proporciona. Maior se torna essa tarefa quando o mesmo tem que investigar um país de extensão territorial do nosso.

O exemplo dos Estados Unidos da América, com área quase igual à do Brasil, e que produz cerca de 64% da produção mundial de petróleo,

(2) E. DeGolyer — “Elements of the Petroleum Industry” Chap. I — p. 1 — 1940.

deve ser o nosso incentivo. Naquele país a área total coberta pelos campos de óleo e gás é cerca de 67.300 km² (3). Aproximadamente um terço desta área é produtora de óleo. Dêsses campos já foram extraídos cerca de 29.750 milhões de barris (1 barril — 159 litros) de óleo bruto e quase 2.155 bilhões de metros cúbicos de gás. A reserva provada explorável economicamente é estimada em 20 bilhões de barris de óleo e 4.028 bilhões de metros cúbicos de gás. Atualmente existem na área produtiva cerca de 400.000 poços produtores de petróleo.

Em face desses números pode-se avaliar a magnitude do problema que temos que enfrentar no Brasil.

Com o sancionamento da Constituição de 1934, e a decretação, logo a seguir, do Código de Minas e leis subsequentes, foram rompidos os principais entraves que tolhiam o desenvolvimento da mineração e aberto o caminho para o aproveitamento das nossas riquezas minerais. O princípio de intangibilidade da propriedade do subsolo foi substituído pelo elevado conceito da propriedade considerada bem social. Com a aplicação desse princípio, ao proprietário do solo foi retirado o direito ao subsolo.

Em 1938, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo, com a finalidade de colocar o problema do petróleo no primeiro plano das cogitações do Governo. Esse novo órgão, em 1939, assumiu a responsabilidade integral de pesquisa, a produção, a industrialização, o controle do comércio, a distribuição dos produtos derivados e a conveniência de serem firmados tratados internacionais referentes a esse combustível.

No ramo de suas atividades técnicas relacionadas à exploração do petróleo nacional merecem ser ressaltadas as pesquisas executadas desde 1939 nos Estados de Alagoas e Bahia. Certo de que não há problemas de pesquisa mineral que exijam mais ação técnica do que o do petróleo, o Conselho adquirira modernas máquinas perfuradoras, de grande capacidade, e contratou as perfurações de poços exploratórios com a empresa especializada norte-americana "Drilling and Exploration Company, Inc."

Contratou também, logo em seguida, as prospecções sísmicas com a firma "United Geophysical Company S.A."

Com o desenvolvimento dos trabalhos novos contratos foram firmados, ou estão em preparo, entre os quais o da firma "DeGolyer and MacNaughton" de Dallas, Texas, como consultora; o da firma "Schlumberger Surenco", em vias de ser assinado, para a execução de perfis elétricos; e o

(3) — Ira H. Cram — "Resources and Resourcefulness" — Bull. Amer. Asso. Petro. Geologists — Vol. 29, n. 7 — July 1945 — p. 856.

recentemente firmado com a empresa nacional de navegação aerea Cruzeiro do Sul” para levantamentos aéreos.

Atualmente exerce o cargo de Presidente o engenheiro civil Cel. João Carlos Barreto.

PESQUISA E EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO ESTADO DA BAHIA

A área de pesquisa e exploração de petróleo no Estado da Bahia, pelo Conselho Nacional do Petróleo, abrange o Recôncavo da baía de Todos os Santos e estende-se rumo norte numa distância de cêrca de 400 km até o rio São Francisco, com uma largura variando entre 50 e 80 quilômetros.

Os conhecimentos geológico-estratigráficos e estruturais sôbre esta região foram adquiridos desde os primeiros estudos realizados no século passado pelos pioneiros da geologia do Brasil, Charles F. Hartt, A. Orville Derby e Richard Rathbun, continuados por outros e últimamente obtidos pelos trabalhos de geologia, de geofísica e de perfuração efetuados pelo Conselho Nacional do Petróleo. Por êstes conhecimentos sabemos, hoje, que a área acima mencionada, na região da baía de Todos os Santos, é uma fossa tectônica (Graben) cheia de sedimentos, cuja secção contém a formação petrolífera do Recôncavo, que é um têrmo da *Série Bahia*, de idade cretácea. (fig. 2).

Os sedimentos predominantes dessa série são folhelhos sílticos e argilosos, siltitos e arenitos. Ocorrem também conglomerados de seixos miúdos e “boulders” de granito e algum calcário. Tôda a seqüência sedimentar tem mais de 2.500 metros de espessura.

Os arenitos são bem consolidados. Os siltitos são, como os folhelhos, os elementos mais representados tanto na superfície como em profundidade. Mostram essas camadas uma deposição de fácies nítidamente de estuário e laguna.

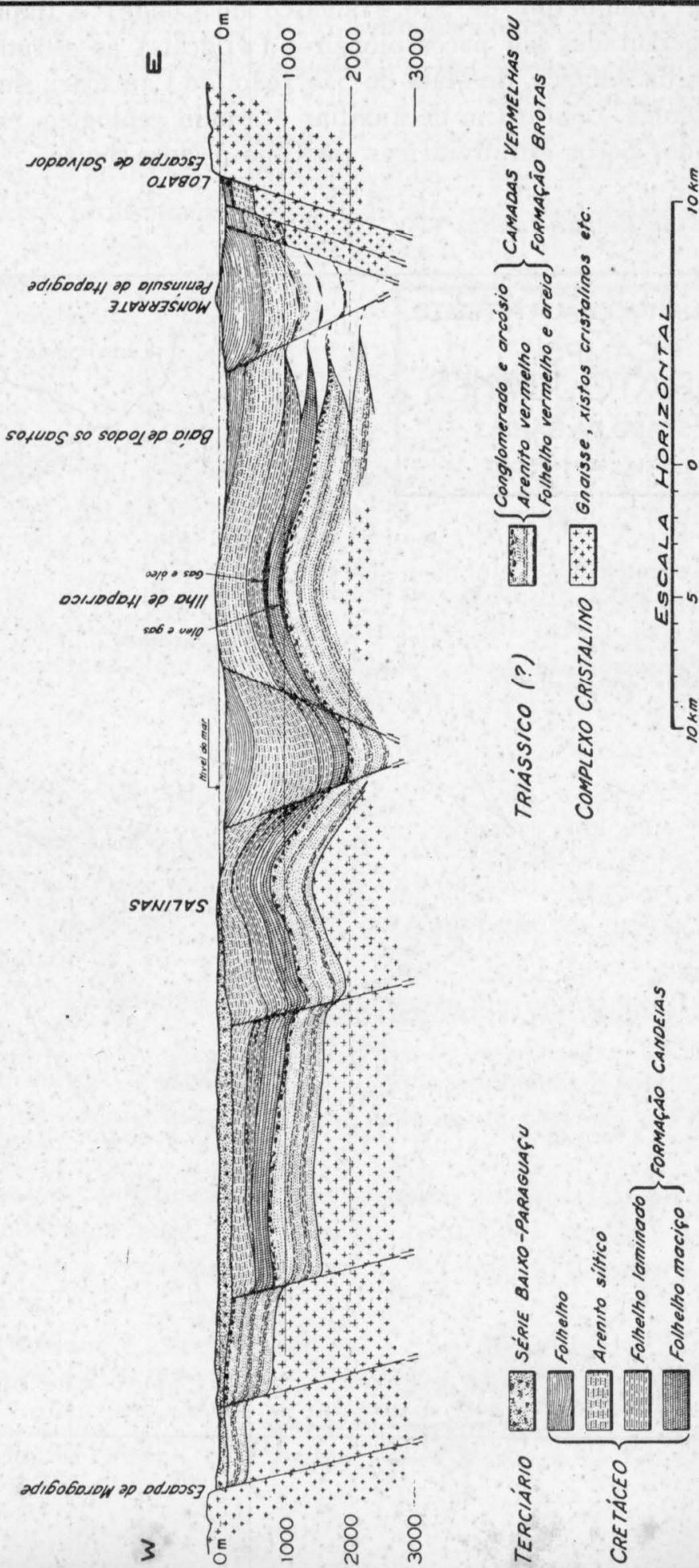
Tôda a Série Bahia é dobrada e falhada. Nela ocorrem comumente mergulhos até 35° e às vêzes mais e não se conhecem ocorrências de rochas ígneas sob forma de diques, “sills” ou lençóis.

PERFURAÇÕES

O Conselho Nacional do Petróleo iniciou, em 1939, as pesquisas de petróleo no Recôncavo e até o presente já foram descobertos os seguintes campos de petróleo: Lobato-Joanes e Aratu (município de Salvador),

CONSELHO NACIONAL DO PETRÓLEO

SECÇÃO GEOLÓGICA ESQUEMÁTICA OESTE-ESTE ATRAVÉS DA BAÍA DE TODOS OS SANTOS
— ESTADO DA BAHIA —



TERCIÁRIO
SÉRIE BAIXO-PARAGUAÍU
Folhelho
Arenito síltico
Folhelho laminado
Folhelho maciço

TRIÁSSICO (?)
Conglomerado e arcócio
Arenito vermelho
Folhelho vermelho e areia

COMPLEXO CRISTALINO
Gnaisse, xistos cristalinos etc.

FORMAÇÃO CANDEIAS
FORMAÇÃO BROTAS

M. Veríssimo - 1965

Candeias (município de São Francisco do Conde) e Itaparica. Também foram perfuradas por poços pioneiros (wildcats) as estruturas anticlinais de Mata da Aliança, de Mata de São João, de Camaçari, de Maracangalha e de Pitanga. Com o fim de auxiliar o estudo geológico-estrutural foram perfurados poços estratigráficos em Cipó e Nova-Soure.

Campos de Lobato-Joanes (fig. 3).

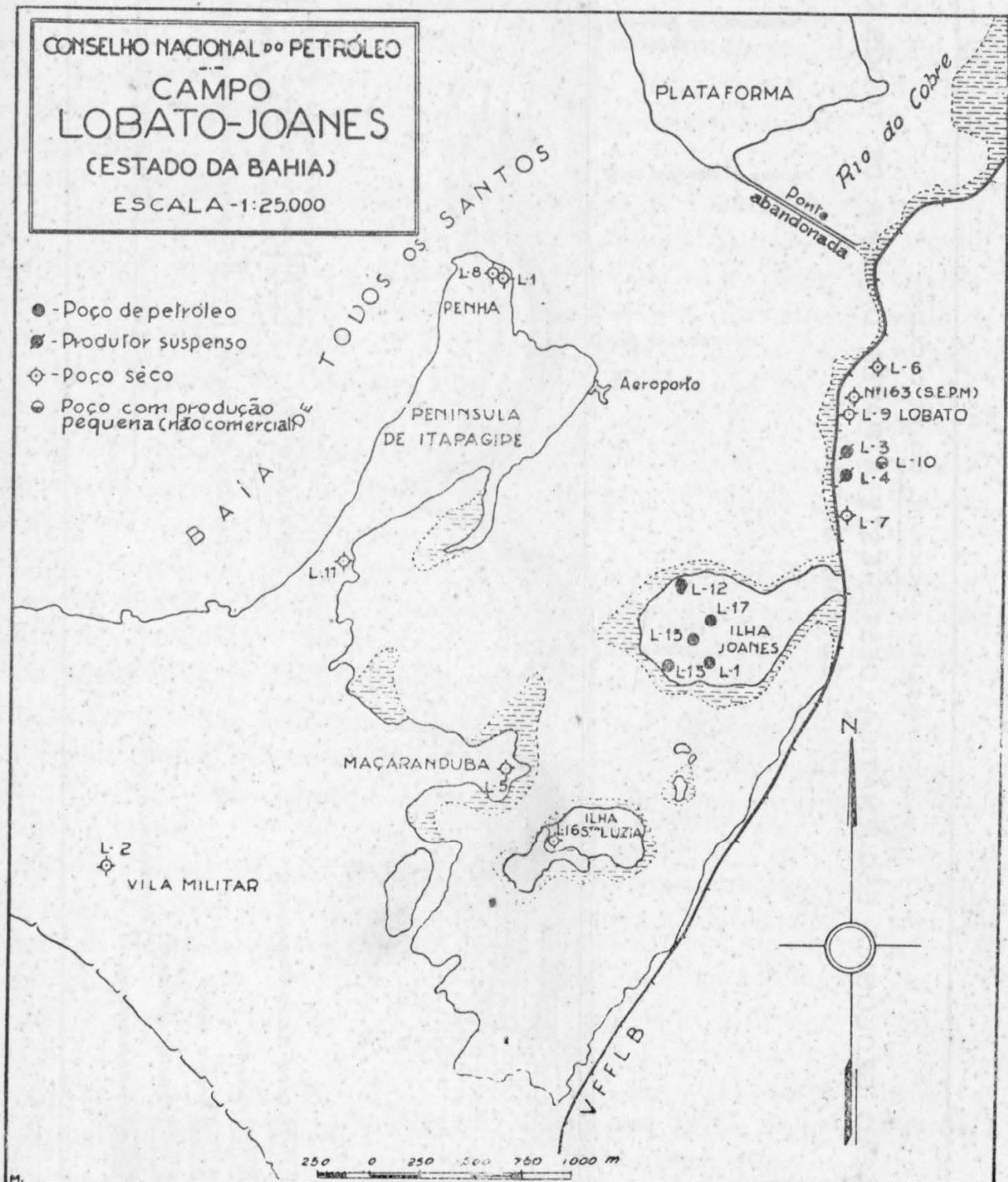


FIG. 3

Este campo está situado na parte norte da cidade do Salvador, no litoral da baía de Todos os Santos, abrangendo os seguintes locais: Lobato, ilha de Joanes, ilha de Santa Luzia, Vila Militar, Maçaranduba, Papagaio e Penha. Neste campo foram executados 17 poços de pesquisas, dos quais 5 são produtores de petróleo, 2 esgotados e os demais secos.

O poço menos profundo atingiu 414 m e o mais profundo foi perfurado na Penha (península de Itapagipe) com o total de 2.247 m, tendo penetrado alguns metros no embasamento cristalino. É um poço sêco.

Total: 13.153 metros perfurados.

De acôrdo com os perfis dos poços, a secção geológica dêste campo é pouco precisa. Ela contém três zonas de óleo, sendo que a inferior é a de maior produção de petróleo. Esta zona inferior de óleo está situada na profundidade de 400 a 500 metros e consiste de um arenito de granulação média, cinza-castanho com inclusões de conglomerado. Produz petróleo de 33° A.P.I.

Dêste campo já foram extraídos de 24 de agosto de 1940 até 31 de dezembro de 1944 — 48.534 barris (barril de 159 litros) de petróleo. Seus 5 poços produtores têm uma capacidade potencial de cêrca de 110 barris diários.

Campo de Candeias (fig. 4).

Acha-se localizado a oeste da vila de Candeias, cêrca de 35 km ao NNW de Salvador, com a qual a vila de Candeias se comunica por um ramal de 59 km de estrada de ferro e por um percurso de 66 km de estrada de rodagem.

A estrutura dêste campo é aparentemente um anticlínico fechado, assimétrico e amplo.

O estudo desta estrutura foi sugerido pelo engenheiro José Lino de Melo Junior (4) e executado por Avelino Ignacio de Oliveira e Pedro de Moura em 1941.

Os trabalhos de perfuração dêste Conselho foram aí iniciados em 1941, encontrando uma zona produtora de petróleo à profundidade de 1.145 metros e com a espessura máxima de 54 metros demonstrada em várias perfurações.

Foram perfurados e completados até o fim de setembro dêste ano 16 poços com um total de 18.236 metros. Dêsses poços 12 são produtores

(4) — “Anticlinal de Candeias, Baía” — Mineração e Metalurgia — Vol. IV, n.º 23 — Jan. Fev. 1940, p. 253.

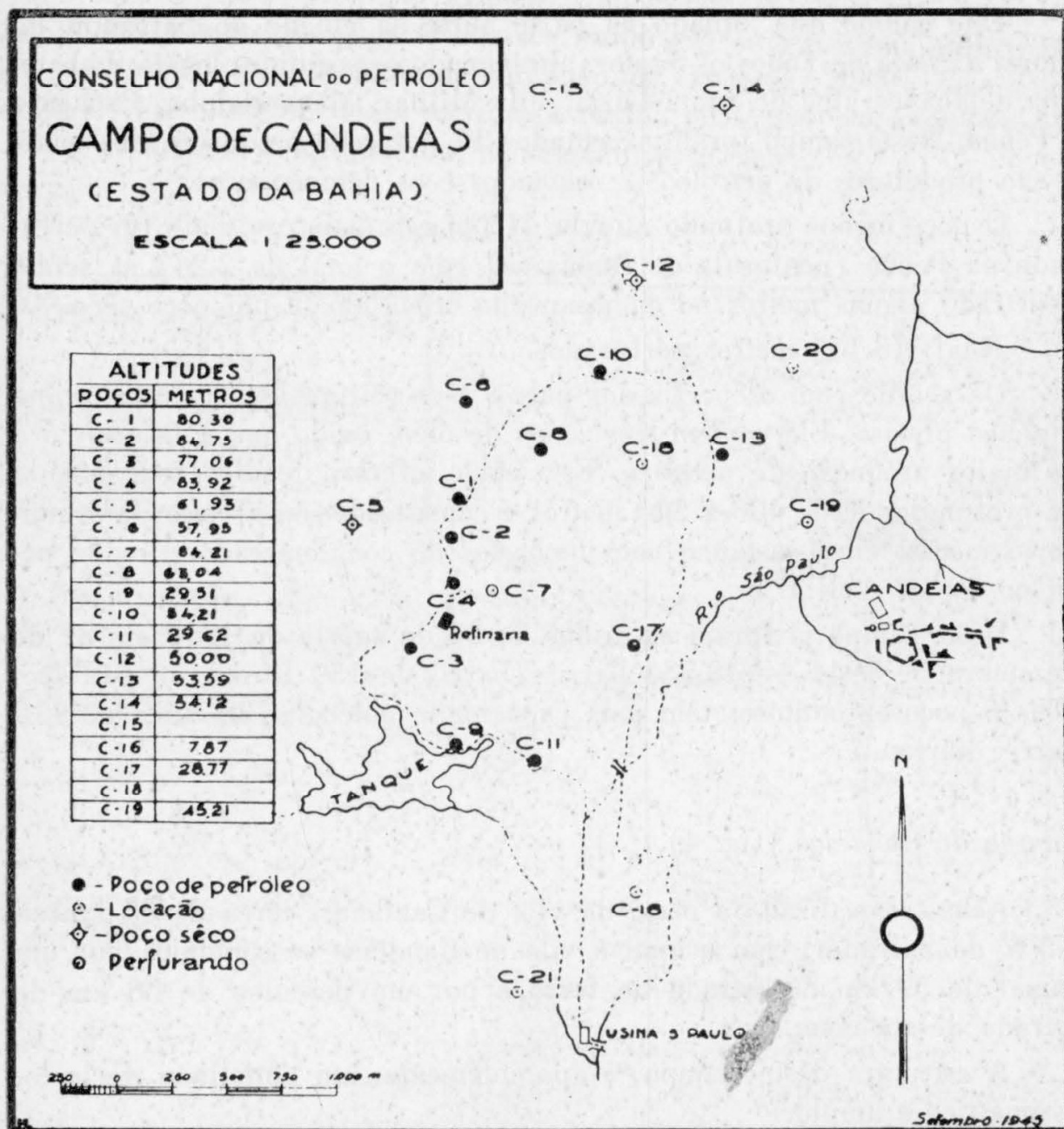


FIG. 4

de petróleo com uma produção potencial diária de 1.055 barris. O óleo é parafínico com certa porcentagem de asfalto, de 26,6° a 30° A.P.I., viscosidade de 39,5 Saybolt U. e temperatura de congelação de 37° C. A relação gás-petróleo é de 50 a 70 pés cúbicos de gás por barril de petróleo. O ensaio do óleo do primeiro poço descoberto em Candéias feito pelo Laboratório da Produção Mineral deu: gasolina leve 4,60%; gasolina média 2,10%; gasolina pesada 1,75%; queresone 6,25%; gas oil 10,00%; água 5,30%; resíduo e perdas 70,00%.

A seqüência geológica deste campo, considerada cretácea, penetrada pelos poços, dos quais o mais profundo atingiu a 1.832 metros, apresenta

de cima para baixo, no alto, os arenitos denominados "formação das ilhas" pelo engenheiro Pedro de Moura. Na parte inferior, na ordem descendente, as camadas descritas pelo geólogo norte-americano J. R. Ward com as seguintes denominações: folhelhos superiores de Candeias; arenito médio de Candeias e série de folhelho inferior de Candeias. Por baixo seguem formações de camadas vermelhas e púrpuras intercaladas; camadas vermelhas, e na base de toda coluna, folhelhos cinzas.

A zona de óleo é um membro de arenito intercalado no folhelho inferior de Candeias por volta de 1.000 metros de profundidade. É uma unidade cuja espessura máxima demonstrada foi de 54 metros no poço C-10 deste campo. Consiste de um arenito típico geralmente bem consolidado, cuja textura varia de média a grossa. Encontram-se intercaladas nesta zona numerosas lentes, lâminas e camadas de folhelho e também ocorre uma secção conglomerática.

O campo tem uma reserva de óleo avaliada até o presente em mais de 4.600.000 barris de petróleo. Até 31 de dezembro já foram extraídos deste campo 43.814 barris de óleo.

Campo de Aratu (fig. 5)

Este campo está situado a 20 km ao norte de Salvador, no lado meridional da baía de Aratu. É um campo misto de petróleo e de gás natural, com duas zonas produtoras: uma inferior, produtora de gás natural e outra superior, produtora de petróleo.

A zona de óleo é lenticular e ocorre entre 457 e 488 metros de profundidade. Somente 3 poços atravessaram essa zona.

A zona de gás foi verificada entre 716 e 770 metros de profundidade. Sete poços alcançaram essa zona.

A reserva de óleo é pequena. A de gás é calculada em um bilhão de metros cúbicos sob a pressão de cerca de 1.094 libras por polegada quadrada. O óleo é parafínico de 44° A.P.I. e o gás ainda está sendo analisado.

Neste campo foram perfurados 13 poços, dos quais 2 produzem petróleo, 7 produzem gás e 4 secos. Metragem total perfurada: 10.030 metros. O poço mais profundo mede 1.775 metros, tendo alcançado rochas metamórficas do tipo gnáissico.

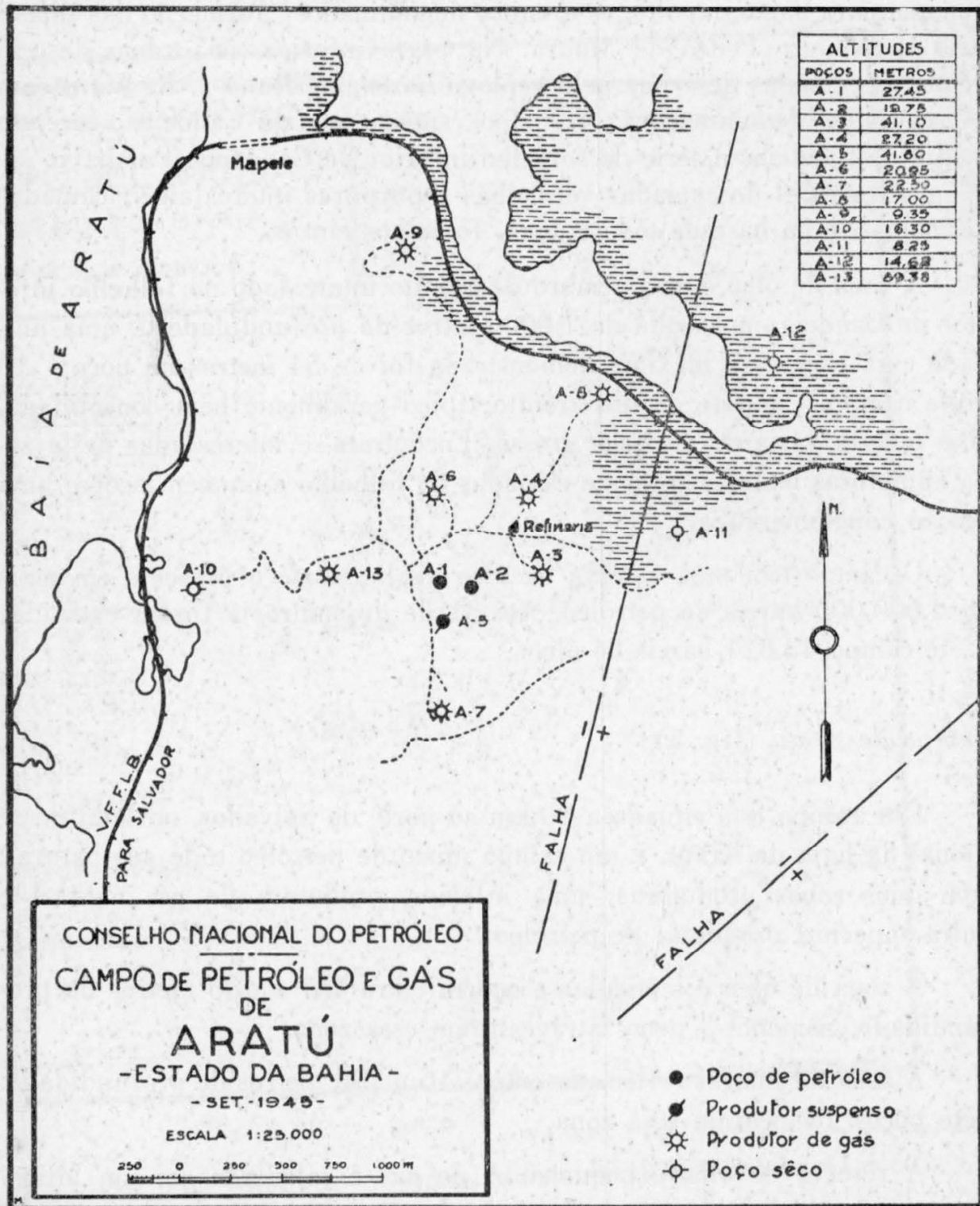


Fig. 5

A secção geológica dêste campo inclui 1.860 metros de sedimentos cretáceos da Série Bahia, assentando sôbre o embasamento do complexo cristalino.

O campo produziu até 31 de dezembro de 1944 o total de 37.859 barris de petróleo.

Campo de Itaparica (fig. 6).

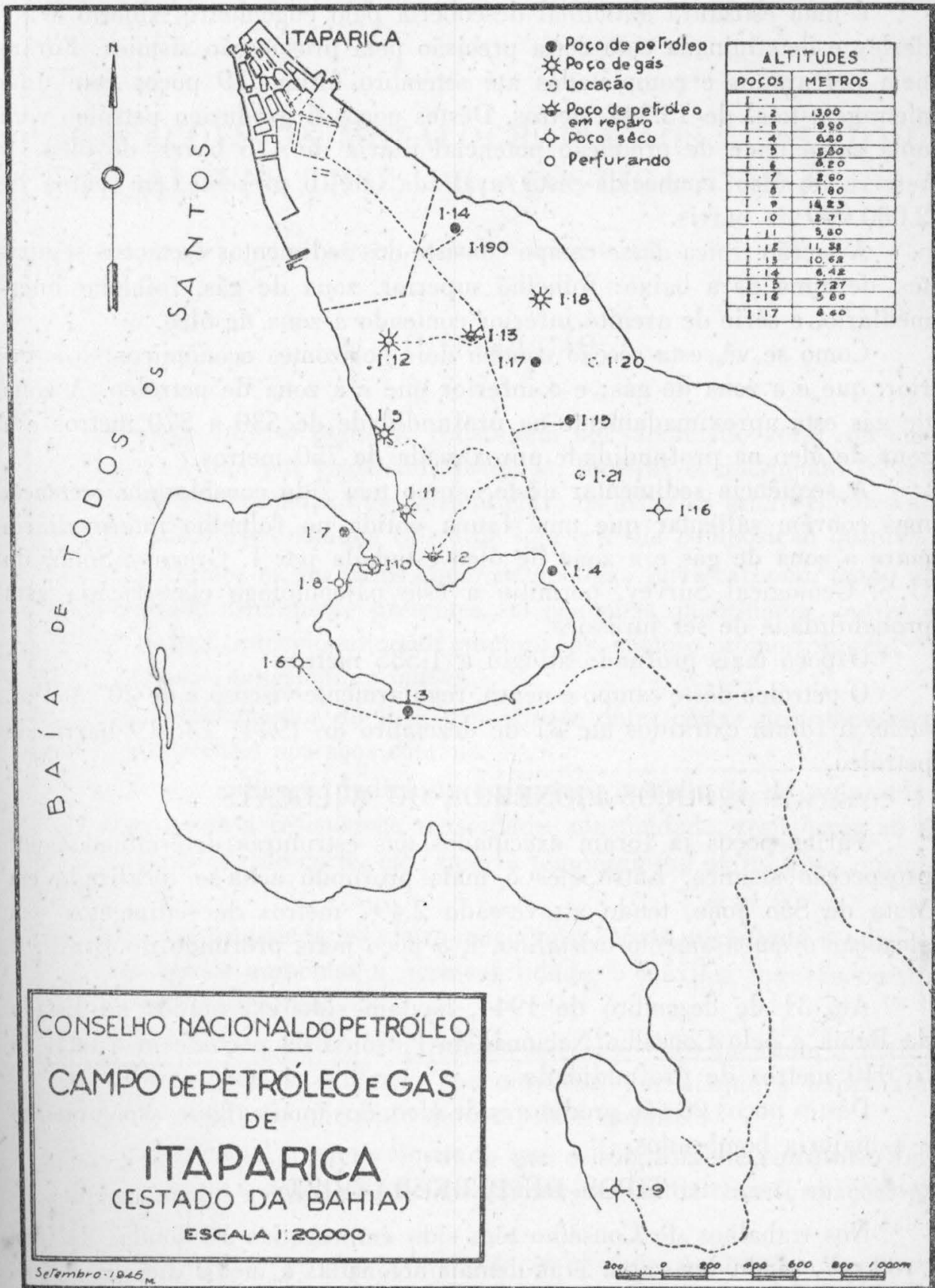


Fig. 6

Êste campo está localizado na extremidade norte da ilha de Itaparica, situada na baía de Todos os Santos.

É uma estrutura anticlinal descoberta pelo engenheiro Alberto Wanderley e determinada com certa precisão pela prospecção sísmica. Foram nela perfurados e completados até setembro último 19 poços com uma metragem total de 15.347 metros. Dêstes poços 6 produzem petróleo com uma capacidade de produção potencial diária de 475 barris de óleo. A reserva de óleo conhecida está avaliada até o presente em cêrca de 2.000.000 de barris.

A secção típica dêsse campo consiste dos sedimentos cretáceos seguintes, de cima para baixo: folhelho superior, zona de gás, folhelho intermediário, e série de arenito inferior contendo a zona de óleo.

Como se vê, esta secção contém dois horizontes econômicos: o superior, que é a zona de gás; e o inferior que é a zona de petróleo. A zona de gás está aproximadamente na profundidade de 530 a 570 metros e a zona de óleo na profundidade aproximada de 750 metros.

A seqüência sedimentar dêste campo tem sido considerada cretácea, mas convém salientar que uma fauna obtida no folhelho intermediário entre a zona de gás e a zona de óleo estudada por I. Gregory Sohn, do U.S. Geological Survey, permitiu a êste paleontólogo classificá-la com probabilidade de ser jurássica.

O poço mais profundo atingiu a 1.535 metros.

O petróleo dêste campo é negro, regularmente viscoso e de 20° A.P.I. Dêle já foram extraídos até 31 de dezembro de 1944: 13.319 barris de petróleo.

POÇOS PIONEIROS OU WILDCATS

Vários poços já foram executados nas estruturas determinadas por prospecção sísmica. Entre êles o mais profundo acha-se localizado em Mata de São João, tendo atravessado 2.497 metros de sedimentos sem alcançar o embasamento cristalino. É o poço mais profundo do Brasil.

* * *

Até 31 de dezembro de 1944, haviam sido executados no Estado da Bahia e pelo Conselho Nacional do Petróleo 63 poços com o total de 57.040 metros de profundidade.

Dêstes poços 25 são produtores de óleo, dos quais alguns são surgentes e a maioria bombeados.

TIPOS DE PERFURATRIZES

Nos trabalhos do Conselho têm sido empregadas 10 sondas do tipo "rotary", sendo 4 a vapor e as demais acionadas a motor diesel.

Rio de Janeiro, outubro de 1945