

DESENVOLVIMENTO E ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE ALBACORA

DEVELOPMENT AND PRODUCTION STRATEGY IN THE ALBACORA FIELD

Aladino Cândido¹⁾

RESUMO — O Campo de Albacora situa-se a cerca de 110 km a leste do Cabo de São Tomé, em lâmina d'água de 250 m até quase 2 000 m, e contém acumulações de óleo e gás em arenitos cretácicos e terciários, numa área de aproximadamente 235 km². Os reservatórios cretácicos são caracterizados por intensa cimentação calcífera e tem potencial de produção da ordem de 2 000 bbl/dia, enquanto que os terciários são bem mais friáveis e, em muitos casos, bastante argilosos, cuja capacidade de produção pode ultrapassar 3 000 bbl/dia. O desenvolvimento do Campo de Albacora está sendo implantado de forma gradual em direção às áreas com batimetria cada vez maiores. Com esta estratégia pretende-se obter a tecnologia necessária à produção de óleo em águas profundas. O projeto global prevê a completção de mais de 200 poços produtores e a instalação de seis plataformas semi-submersíveis a um custo aproximado de 4,7 bilhões de dólares. A produção total de óleo deve atingir cerca de 40 000 m³ (250 000 bbl/dia).

(Originais recebidos em 04.05.90.)

ABSTRACT — The Albacora field is located in the northeastern portion of the Campos Basin in water depths ranging from 250 m to 2 000 m. The productive horizons are Cretaceous and Tertiary turbiditic sandstones, distributed over an area of about 235 km². The Albian reservoirs are characterized by patchy calcitic cementation and deliver oil with a tested potential of about 2 000 BOPD, while the Oligocene sandstones are much more friable and may produce at a rate of more than 3 000 BOPD. The development of the Albacora field is progressing gradually from shallower to deeper waters. This strategy requires the acquisition of new technology for oil production in areas of increasingly deeper water. The entire project involves the completion of more than 200 producing wells, tied to six semi-submersible platforms; forecasts call for an oil production rate of 40,000 m³ (250,000 bbl) per day. The project may require investments of some US\$ 4.7 billion.

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

1 — INTRODUÇÃO

O Campo de Albacora localiza-se na parte nordeste da Bacia de Campos, em cota batimétrica variando de 250 m até próximo de 2 000 m, distando cerca de 110 km do Cabo de São Tomé (fig. 1). As acumulações de óleo e gás formaram-se em arenitos turbidíticos cretácicos da Formação Macaé e terciários da Formação Campos (fig.2). A área de ocorrência dos diversos reservatórios atinge aproximadamente 235 km² e encerra um volume original de 711,9 x 10⁶ m³ de óleo e 67,8 x 10⁹ m³ de gás associado. Trata-se da segunda

maior acumulação do Brasil, sendo superada pelo Campo de Marlim, também localizado em águas profundas da Bacia de Campos. Este estudo constitui uma condensação fundamentada nos trabalhos de Salim *et al.* (1986), Rosa (1987), Oliveira (1987), Cândido, Costacurta (1987) e Costacurta (1988), cujo objetivo é informar sobre o estágio atual e a estratégia futura de exploração do campo.

2 — HISTÓRICO

A descoberta do campo ocorreu em setembro de 1984 com a perfura-

1 - Setor de Geologia de Desenvolvimento dos Pólos Norte e Nordeste (SEDENE), Divisão de Interpretação da Região Sul e Sudeste (DIRSUL), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

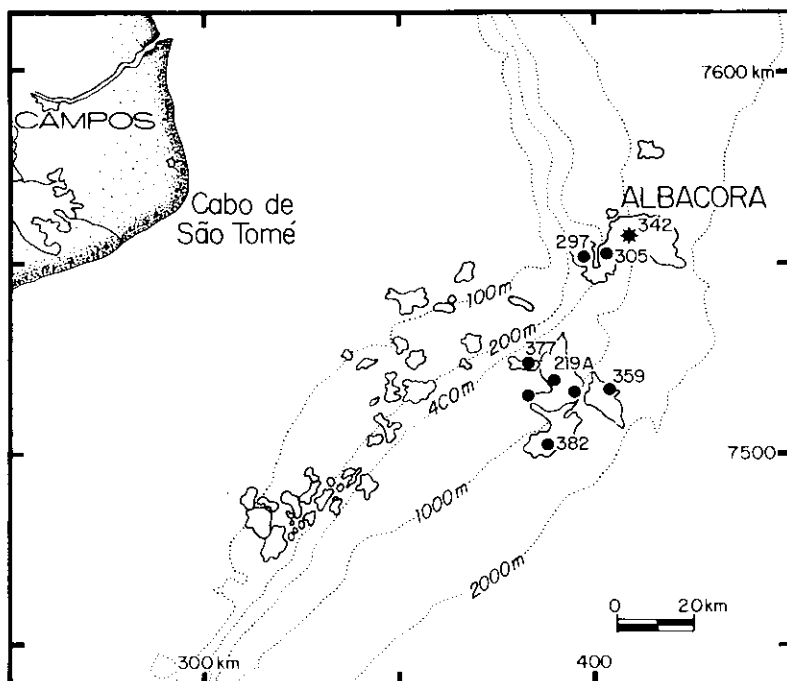


Fig. 1 - Localização do Campo de Albacora.
Fig. 1 - Location map, Albacora field.

ção do poço 1-RJS-297, que produziu óleo de 27 °API, com um potencial testado da ordem de 2 000 bbl/dia, a partir de arenitos albianos (Namorado), a cerca de 3 200 m de profundidade. O poço atravessou, também, uma seção com intercalações centimétricas de arenitos do Oligoceno, que a sísmica indicava espessar-se para leste e nordeste. Em novembro de 1984, perfurou-se o 1-RJS-305, que confirmou as expectativas, atravessando uma seção com mais de 60 m de arenitos oligocênicos e 30 m de arenito Namorado, ambos com óleo. Em teste, os arenitos oligocênicos indicaram um potencial de produção maior que 3 000 bbl/dia. A perfuração do poço 3-RJS-316, em agosto de 1985, confirmou a extensão da acumula-

ção dos arenitos *Carapebus* oligocênicos para nordeste do 1-RJS-305.

Em 1984, executou-se um programa de sísmica tridimensional com aproximadamente 7 000 km de linhas. A interpretação desses dados fundamentou a perfuração de mais 13 poços, cujos resultados confirmaram as previsões, revelando, inclusive, novas descobertas, como é o caso do 3-RJS-329A, que encontrou óleo em arenitos do Eoceno, e dos poços 1-RJS-342 e 3-RJS-360A, que descobriram gás e óleo em arenitos do Mioceno.

Mais recentemente, com base em sísmica convencional, foram perfurados os poços 4-RJS-367 e 1-RJS-368. O primeiro confirmou

a extensão dos arenitos miocênicos para leste do 1-RJS-342, enquanto o segundo encontrou arenitos também miocênicos com óleo, no extremo norte do campo. Entretanto, estes arenitos são aparentemente mais jovens do que aqueles dos demais poços.

3 - ESTRATIGRAFIA E ESTRUTURA

A coluna atravessada pelos poços do Campo de Albacora é composta pelas formações Emborê, Campos e Macaé. A figura 2 mostra a parte inferior da Formação Campos e a seção superior da Formação Macaé, ilustrando as relações estratigráficas e estruturais dos diversos reservatórios ao longo da direção de maior avanço do sistema deposicional turbidítico. Ao nível do Reservatório Namorado, a estrutura tem a forma geral de um domo ligeiramente alongado na direção nordeste-sudoeste, contendo um anticlinal no lado leste e uma feição dômica secundária no lado oeste (fig. 3). A estruturação propiciou a formação de duas acumulações independentes, porém com aquífero comum e contatos óleo/água a 3 180 m e 3 260 m de profundidade, em relação ao nível do mar (fig. 2). Uma série de falhas normais, com rejeitos de até 300 m, corta a estrutura ao longo da direção norte-sul, contribuindo, em alguns casos, para definir limites da acumulação (fig. 3). A estruturação dos reservatórios oligomiocênicos reflete as feições definidas ao nível do Reservatório Namorado, exceto quanto aos falhamentos. As falhas que afetam o Namorado são atuantes apenas na seção cretácica, exceto aquela posicionada a leste do poço 1-RJS-332B (fig. 2). Esta falha

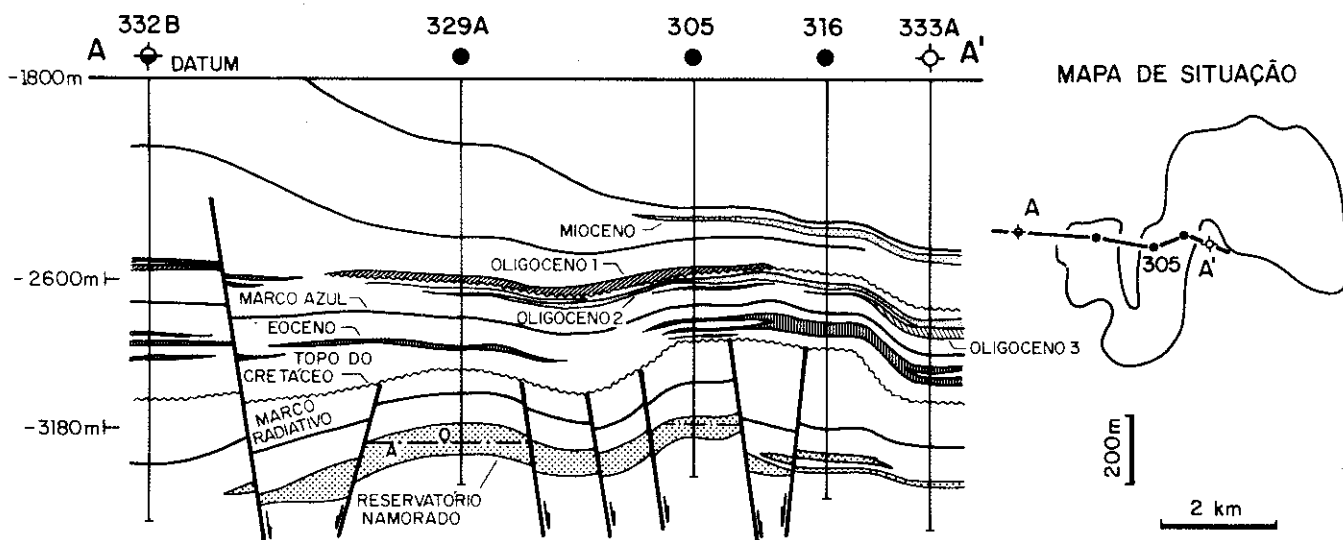


Fig. 2 - Seção geológica esquemática do Campo de Albacora.
 Fig. 2 - Schematic geologic section, Albacora field.

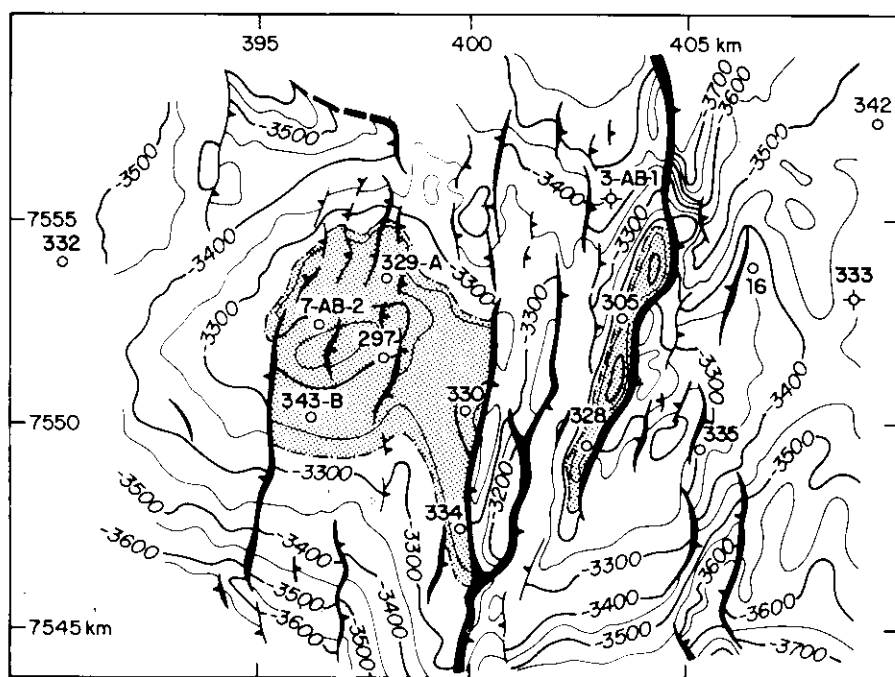


Fig. 3 - Mapa estrutural do topo do Arenito Namorado.
 Fig. 3 - Structural map at top of Namorado sandstone.

não foi considerada no mapeamento porque encontra-se bem distante, a oeste das acumulações.

4 - CARACTERÍSTICAS DE RESERVATÓRIO

O Reservatório Namorado ocupa a porção mais sudoeste do campo, em lâmina d'água menor que 400 m. A partir desta área, as acumulações mais jovens vão ocupando posições com lâminas d'água cada vez mais profundas, até quase 2 000 m na jazida do Mioceno (fig. 4). Esta disposição é acompanhada pela degradação na qualidade do óleo, à medida em que diminui a espessura da coluna sedimentar acima da acumulação. No Namorado tem-se óleo de 28-30 °API, enquanto no Mioceno esse valor desce para 18 °API.

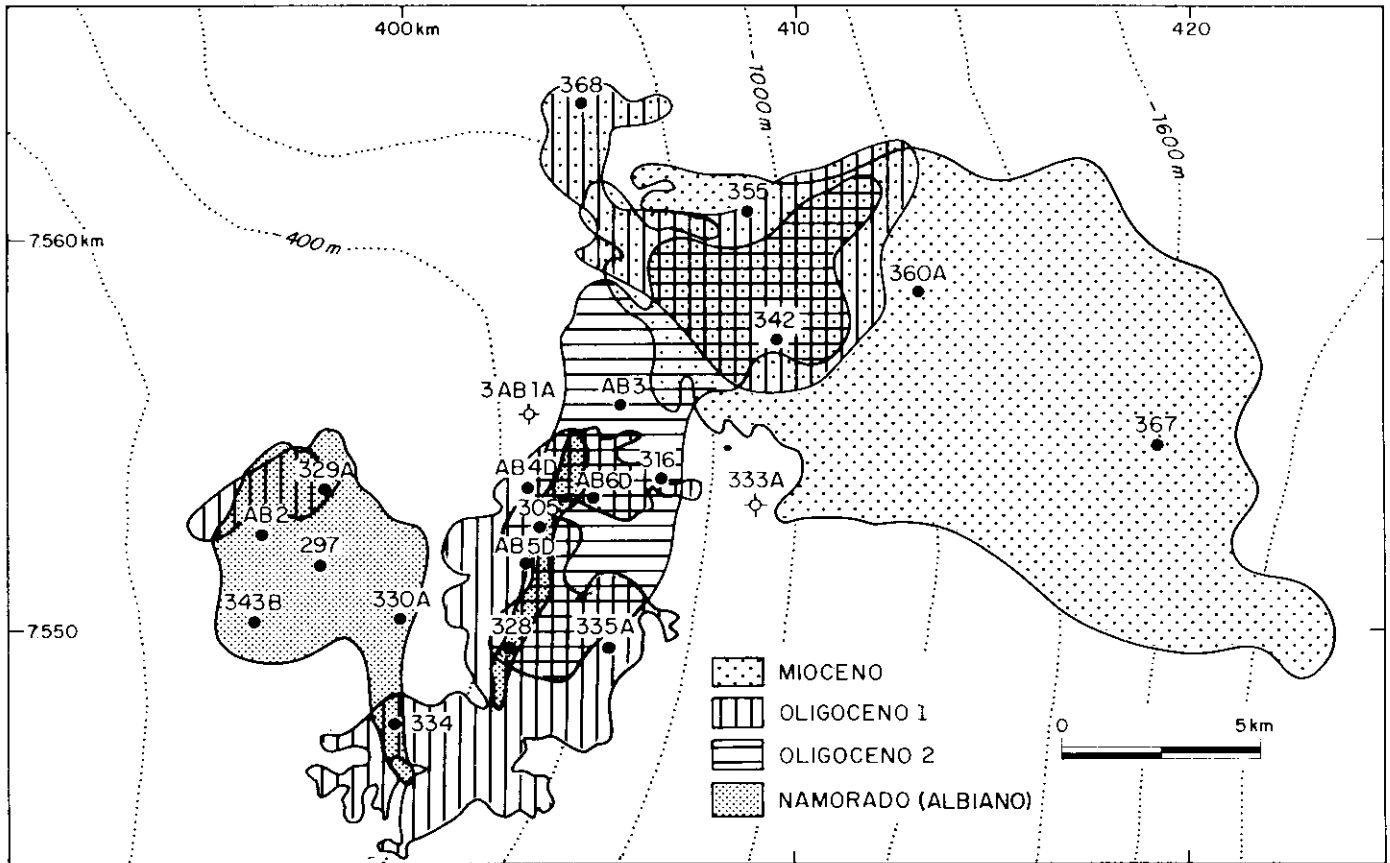


Fig. 4 - Distribuição dos principais reservatórios no Campo de Albacora.
 Fig. 4 - Distribution of main reservoirs of Albacora field.

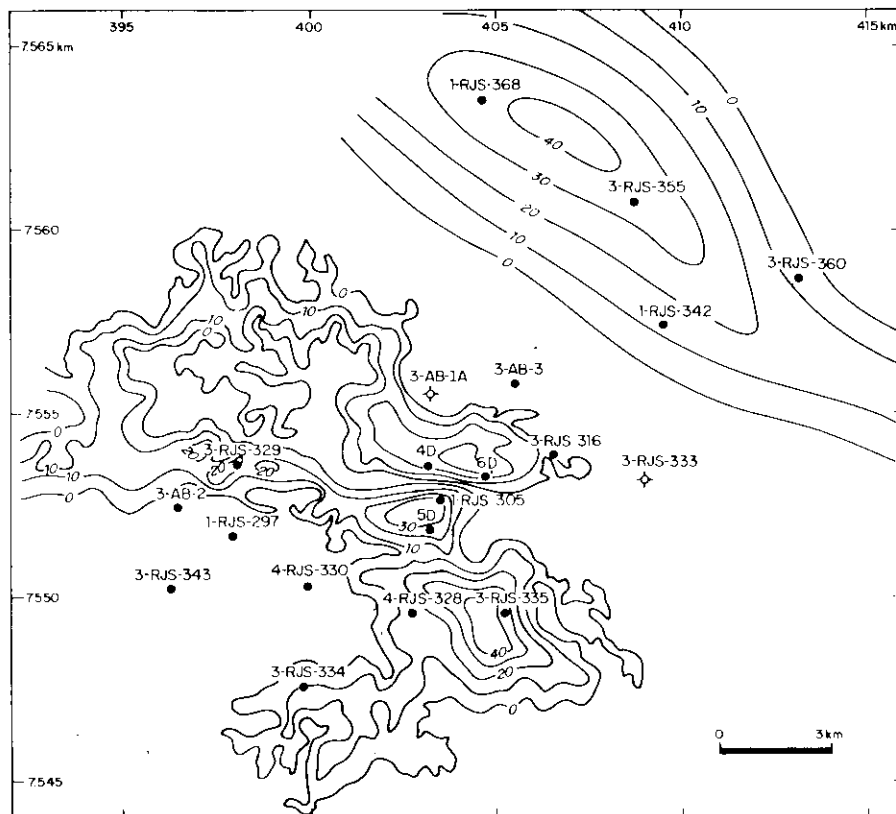


Fig. 5 - Mapa de espessura porosa total do reservatório Oligoceno 1.
 Fig. 5 - Total porous pressure map of Oligocene 1 reservoir.

As características de reservatório foram deduzidas de dados de sísmica tridimensional, descrição macroscópica de testemunhos, testes de formação e perfis elétricos. Em especial, os mapas de amplitude sísmica contribuíram valiosamente, tanto na caracterização da geometria, quanto na definição dos limites das acumulações. Com isso, delimitou-se o campo com um mínimo de poços de extensão, trazendo, conseqüentemente, enorme economia nesta fase exploratória.

A figura 5 mostra o mapa de espessura total do reservatório Oligoceno 1, construído com base em dados de poços, e no mapa de amplitude sísmica. Duas geometrias principais são caracterizadas, uma com aspecto de lobos, na área dos poços 4-RJS-328, 3-RJS-335A e 1-RJS-305, e outra acanalada, na área do 3-RJS-329A e ao norte deste poço. Já o padrão diferente exibido pelas curvas de isoespessura da

área do poço 1-RJS-342 resultou da inexistência de sísmica 3D na parte nordeste do campo. Nessa área a geometria externa do reservatório foi inferida basicamente a partir dos dados de perfis elétricos. Nos testemunhos, verifica-se que os reservatórios na área dos depósitos tabulares são constituídos de arenitos maciços, em grande parte desagregados, com raros nódulos de cimento calcífero; enquanto que na área do poço 3-RJS-329A constata-se intervalos de arenitos com características de canais, apresentando a "seqüência de Bouma" completa. Estes dados corroboram as informações do mapa de amplitude sísmica, que indica depósitos contínuos na área do 3-RJS-335A, porém mostra pouca continuidade dos arenitos na área do 3-RJS-329A, principalmente na direção norte-sul (fig. 5). Os outros reservatórios apresentam tendências similares, porém empilhando-se de forma coalescente, de modo que as partes mais espessas de um reservatório coincidem com a ausência ou partes mais delgadas do reservatório imediatamente mais antigo.

A análise da qualidade dos reservatórios no Campo de Albacora, através de estudos petrofísicos, é prejudicada pela baixa recuperação de rocha durante a testemunhagem. Os intervalos recuperados, via de regra, integram as piorês partes dos arenitos, como resultado da maior coesão imprimida pela cimentação, geralmente calcífera. Entretanto, comparando-se os valores de permeabilidade efetiva com o fator de recuperação obtido na testemunhagem dos intervalos testados, obtém-se informações qualitativas sobre o reservatório. A relação, de um modo geral, é inversa, significando que quanto menor a recuperação, melhor a qualidade

do arenito. O Reservatório Namorado é caracterizado por intensa cimentação calcífera, evidenciada nos testemunhos como concreções, e no perfil de densidade compensada (FDC), como picos de alta densidade. A exemplo das concreções calcíferas, inúmeras intercalações de folhelhos de pouca continuidade lateral ocorrem, tanto na seção com óleo, quanto no intervalo portador de água.

Da mesma forma que as intercalações de folhelho, as concreções calcíferas tendem a restringir o fluxo vertical de fluidos, e como estes ocorrem com maior freqüência em profundidade, pode-se supor que a influência do aquífero deverá sofrer maior restrição que o movimento vertical de óleo dentro do reservatório. Os reservatórios oligo-miocênicos são desprovidos de cimentação, e as intercalações de folhelhos são menos freqüentes. Por outro lado, a friabilidade dos depósitos poderá causar problemas de produção de finos. Em termos de porosidade obtida de perfis, permeabilidade efetiva e índice de produtividade, o melhor reservatório é o Oligoceno 1, e o pior, o Namorado.

5 – ESTRATÉGIA DE DESENVOLVIMENTO DO CAMPO

O desenvolvimento do Campo de Albacora está sendo implementado de forma gradativa em direção às regiões com lâmina d'água cada vez mais profunda, com o objetivo de incorporar a tecnologia necessária à produção de óleo em áreas com alta batimetria. O projeto é dividido em três fases, de tal modo que a implantação e operação de cada fase possa ser executada in-

dependentemente das outras. A figura 6 mostra esquematicamente o plano global de exploração com seus três estágios distintos.

A fase I consiste de 12 poços localizados em área com batimetria de até 500 m, ligados a dois *manifolds* submarinos e destes a um navio-tanque, utilizando-se duas monobóias. A produção de aproximadamente 5 700 m³ (36 000 bbl/dia) de óleo e de cerca de 550 000 m³ de gás será retirada por navio, enviada à Plataforma de Garoupa por intermédio de um gasoduto rígido de 16 pol de diâmetro e 48 km de extensão. A fase I encontra-se parcialmente em operação produzindo, atualmente, cerca de 3 500 m³ (22 000 bbl/dia) de óleo.

Na fase II serão perfurados poços em locais com cota batimétrica situada entre 500 m e 800 m. Prevê-se a completação submarina de 104 poços, a partir de *templates-manifolds* ligados a três plataformas semi-submersíveis. O óleo e o gás serão escoados para a Plataforma de Garoupa através da primeira plataforma instalada, a qual comportará os equipamentos de compressão de gás e bombeio do óleo de todo o campo. Nesta fase o campo deverá produzir cerca de 20 000 m³ (130 000 bbl/dia).

A fase III concluirá o desenvolvimento do campo com a perfuração de cerca de 95 poços em área com batimetria maior que 800 m. A incorporação de mais três plataformas semi-submersíveis ao sistema duplicará a produção de óleo do campo. Previsões preliminares indicam que o projeto global de exploração de Albacora deve exigir investimentos da ordem de 4,7 bilhões de dólares e a produção de óleo atingir cerca de 40 000 m³ (252 000 bbl/dia).

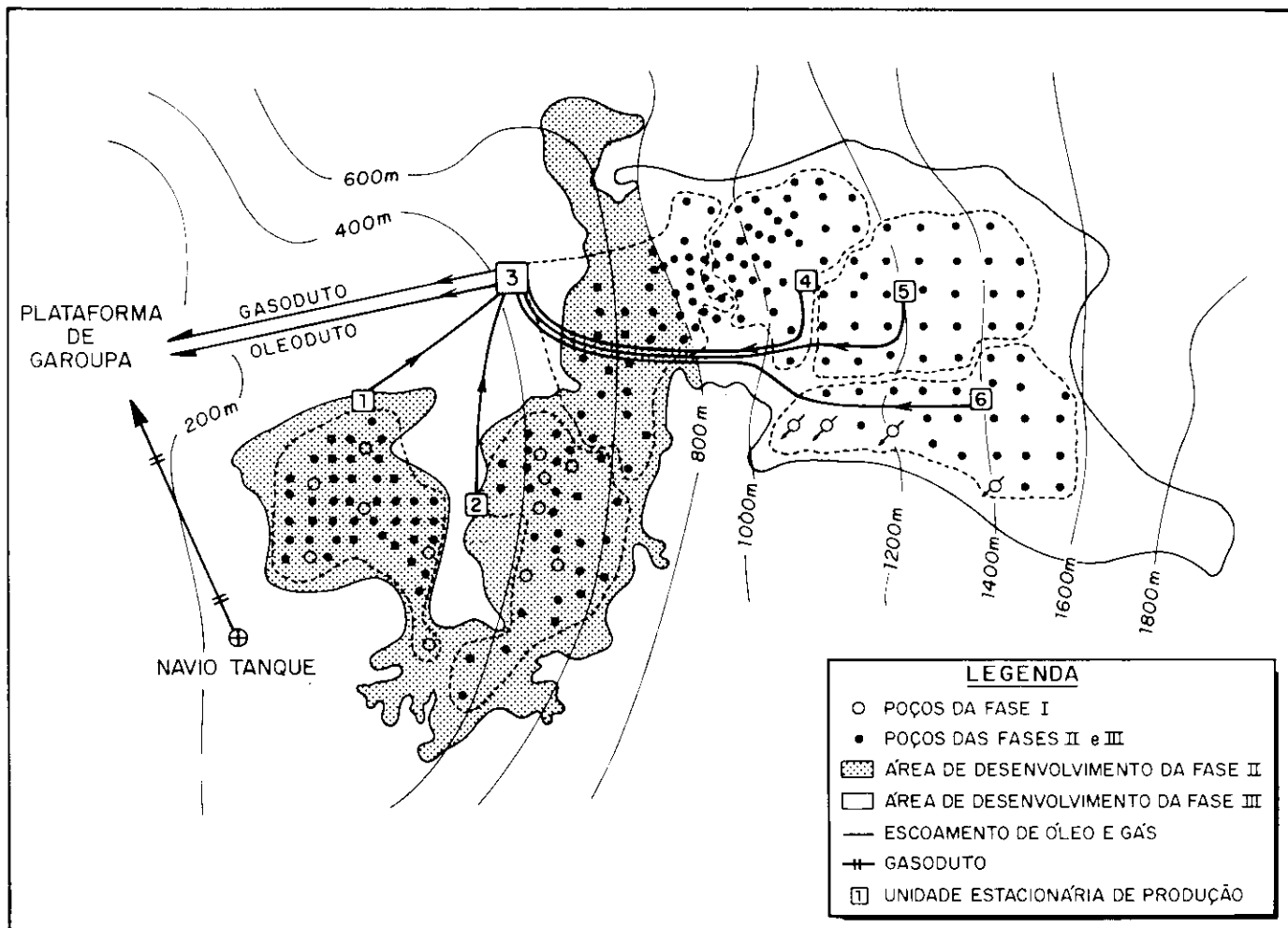


Fig. 6 - Estratégia de desenvolvimento do Campo de Albacora.
Fig. 6 - Development strategy, Albacora field.

6 - CONCLUSÕES

Os reservatórios com melhor índice de produtividade apresentam baixa recuperação em testemunhos, dificultando a análise de qualidade do sistema permoporoso. Entretanto, informações sobre a geometria e continuidade dos depósitos são obtidas dos mapas de amplitude sísmica.

A obtenção de dados sobre o comportamento de pressão e produção constituem informações indispensáveis na fase de planejamento de exploração de um campo de petróleo. Porém, o nível de importância dessas informações torna-se muito mais significativo em se tratando do Campo de Albacora. Isto em decorrência da necessidade de incorporar tecnologia de produção

em águas profundas e do alto volume de investimentos envolvidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CÂNDIDO, A., COSTACURTA, P. H. Desenvolvimento do Campo de Albacora. In: ENCONTRO TÉCNICO INTERDEPARTAMENTAL SOBRE EXPLOTAÇÃO EM ÁGUAS PROFUNDAS, 1987, Rio de Janeiro: Trabalho Apresentado... Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 14-18 out. 1987.
- COSTACURTA, P. H. Exploração do Campo de Albacora. In: 3. SEMINÁRIO DE ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS-MÓDU-

LO 17, 1988, Teresópolis: PETROBRÁS, 12-17 jun. 1988.

OLIVEIRA, C. A. P. et al. Desenvolvimento complementar da fase I de exploração do Campo de Albacora: estudo de viabilidade. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPRO, 1987. (Relatório Interno).

ROSA, A. L. R. The Albacora field: a case history of seismic amplitude mapping. In: ANNUAL MEETING, 1987, New Orleans. Proceedings... New Orleans: SEG, 1987.

SALIM, A. et al. Fase I de exploração do Campo de Albacora: estudo de viabilidade. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPRO, 1986. (Relatório Interno).

EXPANDED ABSTRACT

Composed of several pools formed within a complex sequence of Albian to Miocene turbidite reservoirs, the Albacora field has a total surface area of approximately 235 km². The present volume of hydrocarbons in place is estimated at 711.9 x 10⁶ m³ of oil and 67.8 x 10⁹ m³ of gas. The accumulations are structurally controlled and resulted from the presence of a northeast-southwest-trending, elongated dome that affected both the Cretaceous and Tertiary strata. A series of normal faults that out the structure from north to south, with throws of up to 300 m, affects only the rocks of Cretaceous age. Some of these faults bound the oil accumulation on the eastern and western flanks of the structure.

The Albian reservoirs occur in the southwestern most portion of the field. From this area northeastward, the younger accumulations are gradually located in areas of deeper water, reaching a depth of up to almost 2 000 m in the Miocene pool. This characteristic is accompanied by degradation of the oil grade, which varies from 30 °API in the Albian to less than 20 °API in the Miocene.

Reservoir characteristics were derived from seismic 3D, cores, well logs, and drillstem tests. The Namorado reservoir is marked by intense calcitic cementation and shale interlayers whose frequency tends to increase with depth. Flow restrictions can thus be more severe in the aquifer than in the oil zone. Oil is delivered with a tested potential of about 2 000 BOPD. The Oligo-miocene reservoirs are much more friable and shale interlayers less frequent, and oil can be drained at a rate of over 3 000 BOPD.

The development of the Albacora field is progressing gradually from shallower to deeper waters. This strategy requires the acquisition of new technology for oil production in areas of increasingly deeper water. The entire project is divided into three main phases, in such a way that the implementation of one phase can occur independently of the other two.

Phase I is now being carried out and involves 12 producing wells located in water depths of up to 500 m, tied to two submarine manifolds and then to a tanker, by means of two

single-point mooring buoys. The production of approximately 5,700 m³ (36,000 bbl) per day of oil will be shipped from the tanker, and 550,000 m³ (19,500,000 ft³) per day of gas will be sent to the Garoupa fixed platform through a 16-inch rigid pipe.

In phase II, reservoir and production data will be obtained in strategic wells drilled in water depths greater than 500 m. Meanwhile, three semi-submersibles will be responsible for the completion of about 104 wells, tied through three templates-manifolds. Oil and gas will be piped to the Garoupa platform through the first semi-submersible installed. Production is expected to reach 20,000 m³ (130,000 bbl) per day in this phase.

The final phase foresees the incorporation of three more semi-submersibles to the system and the drilling of 95 more producing wells, completing field development. It is forecast that the Albacora project may require investments of some US\$ 4.7 billion. Total oil production is expected to reach 40,000 m³ (250,000 bbl) per day.

