

20 F2

L'attività esplorativa dell'AGIP in Estremo Oriente ebbe inizio alla fine del 1968 con l'acquisizione di permessi di ricerca in Thailandia ed in Indonesia.

Successivamente l'esplorazione petrolifera è stata estesa ad altri paesi con l'acquisizione di due blocchi in Birmania e più recentemente di quelli in Vietnam.

L'intensa attività di esplorazione ha condotto alla scoperta di alcuni giacimenti di petrolio e di gas naturale.

La presenza dell'AGIP in aree così remote fu suggerita dalla necessità di una più marcata diversificazione delle fonti di approvvigionamento di idrocarburi fino a quel momento dipendente, per la gran parte, dai giacimenti petroliferi del Medio Oriente.

Numerose compagnie petrolifere straniere, sentirono tale necessità e parallelamente all'AGIP, rivolsero la loro attenzione a questa parte del mondo ove esistevano estesi bacini sedimentari non ancora esplorati e con le premesse geologiche di una promettente provincia petrolifera che avrebbe potuto costituire, insieme ad altre aree, quale ad esempio il Mare del Nord, una valida se pur parziale alternativa al Medio Oriente.

#### EVOLUZIONE DELLA RICERCA

Le prime scoperte industriali di petrolio in Estremo Oriente risalgono alla fine del secolo scorso; ma è a partire dal 1966 che ha avuto inizio il "boom" della ricerca petrolifera legato a diversi fattori: la stabilizzazione politica di alcuni stati, lo sviluppo della ricerca in mare, la promulgazione di nuove leggi minerarie che hanno dato vita a forme contrattuali

../..

differenziate di paese in paese (contratti di servizio, production sharing contracts, etc.) e soprattutto la volonta' delle maggiori compagnie petrolifere di assicurarsi le possibili risorse energetiche di un'area quasi completamente inesplorata e con prospettive minerarie molto promettenti.

L'insieme dei fattori su esposti gettarono le basi di un vero e proprio afflusso, in Estremo Oriente, di compagnie petrolifere straniere che, unendosi in Joint Venture, ottennero l'assegnazione di quasi tutte le aree disponibili.

Fu appunto nel corso del 1968 che l'AGIP, in compartecipazione con alcune compagnie americane, tra cui Phillips, Tenneco, Conoco e Marathon, ottenne l'assegnazione di vaste aree in Tailandia (1), nelle acque indonesiane del Mar della Cina meridionale (2) e della Nuova Guinea (3).

Il patrimonio dei titoli minerari dell'AGIP nell'Estremo Oriente ammontava, agli inizi, ad una superficie complessiva di 662.142 Km<sup>2</sup>, per la quasi totalita' in mare, e cioe' piu' del doppio dell'intera superficie della terraferma italiana.

L'AGIP inizio' quasi subito le ricerche geofisiche che, in alcune aree, misero in evidenza situazioni strutturali di estremo interesse, in particolare nel Blocco A e nel Teluk Berau in Indonesia.

I risultati delle successive campagne di perforazione portarono a meglio definire le aree piu' promettenti e nel corso degli anni, man mano che la ricerca procedeva, furono restituite quelle aree che in base alle nuove conoscenze venivano considerate di scarso interesse (blocchi della Tailandia ed i permessi indonesiano Blocco "C" ed Arafura Sea).

---

1) Blocchi 1, 2, 14 e 15 per 20.374 Km<sup>2</sup>.

2) Blocco "A" per 104.472 Km<sup>2</sup>. e Blocco "C" per 112.296 Km<sup>2</sup>.

3) Teluk Berau per 100.000 Km<sup>2</sup>. e Arafura Sea per 325.000 Km<sup>2</sup>.

Anche le ricerche effettuate nei due blocchi acquisiti nell'offshore birmano, in compartecipazione con altre compagnie europee (Total, Deminex e Ina Naftaplin), dettero esito negativo e pertanto i due blocchi furono rapidamente abbandonati.

Gli studi e le ricerche furono allora concentrati nei due permessi Blocco "A" e Teluk Berau e gli sforzi del Gruppo furono coronati da successo con il primo ritrovamento commerciale di petrolio nell'isola di Salawati nel Teluk Berau. Altri giacimenti si sono aggiunti al primo e sono già entrati in produzione, mentre restano da esplorare ancora diverse situazioni strutturali che lasciano sperare in ulteriori successi nell'area.

Buone possibilità di sviluppo esistono anche nella provincia petrolifera del Mar Cinese Meridionale ove sono stati rinvenuti da altre compagnie alcuni giacimenti di petrolio che sono già stati messi in produzione.

Anche nel nostro Blocco "A" sono stati effettuati alcuni interessanti ritrovamenti che sono tuttora oggetto di studio.

In seguito al miglioramento delle tecnologie di produzione a mare questi giacimenti ed altri scoperti nella stessa area e finora non considerati economici potranno, con molta probabilità, essere messi in produzione in un prossimo futuro. Altro fattore che potrebbe concorrere al miglioramento della redditività di tali giacimenti è il prevedibile aumento del prezzo del petrolio.

Attualmente l'AGIP detiene i due permessi indonesiani Blocco "A" e Teluk Berau per una superficie complessiva 66.516 Km<sup>2</sup>.

In seguito alla recente acquisizione di due blocchi nel Vietnam la consistenza dei titoli minerari dell'AGIP in Estremo Oriente è oggi di 81.004 Km<sup>2</sup>.

Qui di seguito esporremo il quadro riassuntivo dell'intensa attivita' di ricerca svolta nel Blocco "A" e nel Teluk Berau e le linee principali della nuova iniziativa in Vietnam.

#### BLOCCO "A"

Questo permesso, ubicato interamente in mare, e' situato nella porzione SW del South China Sea, tra l'isola di Natuna ed il Vietnam del Sud. Assegnato (19.12.1968) dalla Pertamina ad una Joint Venture, composta da AGIP, PHILLIPS e TENNECO, in ugual percentuale, si estende attualmente su una superficie di 26.545 Km<sup>2</sup>.

Operatore e' l'AGIP (Indonesia) Ltd. con sede a Jakarta.

Dal 1968 ad oggi sono stati eseguiti quegli studi e rilievi geologici e geofisici (per un totale di circa 37.500 Km. di linee) che hanno condotto a definire il quadro geologico generale della regione ed hanno portato alla individuazione di numerose strutture, un terzo delle quali e' gia' stato esplorato mediante perforazione.

Sono stati infatti eseguiti 31 pozzi esplorativi, a profondita' comprese fra 1000 e 4500 metri, per un totale complessivo di circa 84.000 metri.

L'intensa attivita' di esplorazione ha portato al rinvenimento del giacimento di gas di eccezionale entita' (quasi piu' di mille miliardi di metri cubi di metano) scoperto con il pozzo AL - 1X, che ancora non e' considerato economico perche' associato a grossi quantitativi di anidride carbonica (75% CO<sub>2</sub> - 25% metano). Data la composizione particolare di questo gas e l'enorme distanza dalla terraferma i capitali da stanziare per lo sviluppo del giacimento sono ingenti. Considerando pero' l'importanza dell'accumulo, piu' del doppio delle riserve finora accertate in Italia,

il problema e' ancora allo studio sia da parte dell'AGIP che della PERTAMINA per una verifica delle condizioni tecniche ed economiche che potrebbero dare l'avvio al progetto di sfruttamento.

Un altro giacimento, questa volta di petrolio, anch'esso al limite dell'economicita', e' stato individuato nella parte orientale del permesso con il pozzo BURSA - IX. Sono in corso studi per valutarne la reale consistenza.

Al momento attuale l'attivita' di perforazione e' sospesa in attesa della conclusione delle trattative con la PERTAMINA per l'estensione del contratto che in effetti scadrebbe alla fine del 1978 se non si giungesse entro tale data ad una dichiarazione di commerciabilita' delle scoperte summenzionate. La durata del periodo di esplorazione e' infatti di 10 anni..

Tale estensione sarebbe necessaria per completare l'esplorazione di altri eventuali giacimenti di petrolio e soprattutto per assicurare al Gruppo il tempo necessario per far progredire il progetto di sviluppo del giacimento di gas fino all'eventuale dichiarazione di commerciabilita'. In tale caso il periodo di produzione e' di 20 anni.

#### TELUK BERAU

Il permesso e' ubicato nell'estremita' occidentale dell'Irian Jaya, nel mare di Ceram, nell'area adiacente alla penisola del Vogelkop; esso comprende oltre ad una estesa area marina, le isole di Salawati, di Batanta ed, in parte, di Misool, per una superficie totale di 24.971 Km<sup>2</sup>.

Il permesso fu assegnato (10 Ottobre 1968) ad una "Joint Venture" costituita dall'AGIP (25%), dalla PHILLIPS (50%) e dalla CONOCO (25%), per un periodo di esplorazione di 10 anni ed un ulteriore periodo di sfruttamento di 20 anni.

Dal 1968 ad oggi la PHILLIPS, in qualita' di Operatore per il Gruppo, ha eseguito, oltre a studi geologici, topografici e fotogeologici, numerosi rilievi sismici in mare ed in terra per oltre 20.000 chilometri di linee e ben 50 pozzi, tra esplorativi e di sviluppo, per un totale di circa 108.000 metri.

Il notevole sforzo esplorativo, tuttora in corso, ha portato alla scoperta di 7 giacimenti, di cui 5 ad olio e 2 di gas e gasolina, situati nell'isola di Salawati. Il petrolio e' accumulato in particolari tipi di trappole, costituite da calcari e dolomie di scogliera (reef) con ottime caratteristiche di porosita' e permeabilita' che permettono produzioni giornaliere molto elevate (varie migliaia di barili).

Le riserve recuperabili accertate a tutt'oggi sono superiori a cinquanta milioni di barili di olio, piu' alcuni miliardi di metri cubi di metano.

Nonostante che tali quantitativi siano relativamente modesti, essi risultano tuttavia economici grazie alla vicinanza dei giacimenti alla costa, alla elevata portata dei pozzi, al tipo di sviluppo adottato particolarmente economico ed al tipo di contratto che per campi di breve durata consente il recupero di tutti gli investimenti in pochi anni.

I campi di Salawati sono entrati in produzione nel Novembre del 1977 con una portata iniziale di circa 60.000 barili al giorno.

Per valutare tutte le possibilita' minerarie dell'area, l'attivita' esplorativa continua su tutto il permesso con due impianti di perforazione di cui uno, eli-trasportato, opera nella giungla dell'isola di Salawati mentre l'altro, un drilling barge, e' dislocato nelle acque a Sud-Est dell'isola di Salawati.

NUOVA INIZIATIVA DI RICERCA IN VIETNAM

Nel 1973 l'AGIP prendeva i primi contatti con le autorità della Repubblica Democratica del Vietnam del Nord per l'acquisizione di aree di ricerca petrolifera nel Golfo del Tonchino. Le trattative con il Governo, interrotte a causa dei noti eventi bellici e riprese al termine degli stessi, si sono successivamente orientate all'acquisizione di aree di più immediato interesse ubicate nell'offshore meridionale del Paese.

Tali aree presentano per l'AGIP un interesse prioritario essendo già favorevolmente indiziate.

Il 18 Aprile 1978 si è giunti alla conclusione dei negoziati con la firma di un contratto fra la Société du Pétrole et du Gaz du Vietnam (PETRO-VIETNAM) e l'AGIP S.p.A. per l'assegnazione di due permessi di ricerca (blocchi 6 e 8) nei quali l'AGIP è incaricata di svolgere l'attività mineraria, sostenendo il relativo onere tecnico e finanziario.

In caso di successo l'AGIP otterrà il rimborso degli investimenti fatti ed avrà il diritto d'acquisire una parte (45%) del greggio prodotto con uno sconto sul prezzo di mercato.

I due blocchi assegnati all'AGIP sono ubicati nel mar della Cina meridionale e coprono una superficie di 14.488 Km<sup>2</sup>.

Il contratto ha la durata di 20 anni incluso il periodo di esplorazione della durata di 5 anni.

Per una prima valutazione della potenzialità petrolifera dei due blocchi l'AGIP ha in programma il rilievo di circa 7.000 Km di linee sismiche, già in corso e la esecuzione di almeno 3 sondaggi esplorativi.

Per la realizzazione del programma è stata creata in Vietnam una

Branch dell'AGIP OVERSEAS, con uno staff di nostri tecnici gia' insediato a Vung Tau, che ha il compito di condurre tutte le operazioni della ricerca oltre che a mantenere i contatti con le Autorita' locali.



Brief note on AGIP activity in Indonesia.

AGIP (the leading operating company for exploration and production oil and gas, of ENI Group, the Italian Government Agency for energy policy) has been active in Indonesia since October 1968, when she signed a Production Sharing Contract with Pertamina for the Teluk Berau Block in Irian Jaya (in joint venture with Phillips, now operator, and Conoco). At present there is a small production (7500 BOPD) from the Salawati onshore field (crude price 21.02 \$/b.)

AGIP on December 1968, signed another Production Sharing Contract with Pertamina, for a very difficult large offshore area of approx. 100.000 sq.km. called Natuna Sea Block A in remote offshore area, with depth of waters up to more than 500 feet, difficult meteo-marine condition and with big logistic problems.

In ten years of exploration the Group operated by AGIP (with Phillips and Tenneco) spent more than 95 Millions of US. Dollars in operating costs, finding a non-commercial oil and enormous gas-mixture field, called AL, unfortunately with approx. 75 % of CO<sub>2</sub> (Carbon Dioxide), in the eastern part of the area. The estimate of methane are approx. 31.000 Billion of cubic feet.

AGIP, on December 1978, requested insistently the extension of validity of at least of some part of the original contract area, but Pertamina denied it.

This year Pertamina issued tenders for bid covering the former AGIP area, splitting the former block in ten small blocks, called Natuna Blocks.

On 16 July AGIP offered for the Block A (western part), but the block was granted to GULF.

On August 1st, AGIP (with Phillips and a Japanese Group : JNOC, Inpex, Idemitsu, Mitsui and Mitsubishi) made an offer for Block D-Alpha (where is located the AL gas field) under a formula of Joint

- 2 -

Operation/Production Sharing Contract.

AGIP is strongly interested in acquire this Block ; in fact AGIP, because of information acquired in many years in exploring Natuna Sea area and of her experience in gas treatment in Italy, is the most qualified to develop this discovered gas field.

AGIP consider the related project (that include purification plant, LNG plant, export of gas and other problems) of a such large size that it require very huge investments on account also of its peculiar geographical location, the market projections for LNG offer in 80ies, the length of time and contingent to unpredictable factors.

Notwithstanding what above said, <sup>if</sup> Pertamina consider the clauses offered by AGIP in the bid, not satisfactory, AGIP is ready and strongly willing to discuss with Pertamina on the matter.

On 15 August AGIP (with Total) bided for the Block D1, in the eastern part of Natuna Sea. If AGIP will not successful in acquiring the Block D-Alpha and D1, AGIP, after ten years of continuous intense activity with an enormous investment effort, will be out of operations in Indonesia.

AGIP is moreover interested in concluding purchase contract with Pertamina for supply crude to Italy. AGIP also is negotiating with P.N. Tambang Batubara for two blocks for Coal Mining in Kalimantan.

Jakarta, 23 August 1979.

Jakarta 6 - sett. - 1979

INDONESIA - NOTA PRELIMINARE SULLE GARE NATUNA

Con data di scadenze 15 Luglio, 1° Agosto, 15 Agosto e 15 Ottobre 1979, la Pertamina ha messo in gara l'ex area offshore Natuna Sea Block A della ex-joint venture AGIP (operatore)/Phillips/Tenneco, originariamente di ca. 100.000 kmq., suddividendola in 10 blocchi, per altrettanti Production Sharing Contracts (P.S.C.)

Il Blocco "A" è stato vinto dalla GULF, quello "B" dalla MARATHON; gli altri blocchi non sono stati ancora ufficialmente assegnati ma da informazioni si è saputo che le trattative sono in fase di finalizzazione per il Blocco "C" con l'AMOSEAS, per il Blocco "D-alpha" con la ESSO, per i blocchi "D-1 e D-2" con la MOBIL.

Per il blocco D-3 non risulta che ci siano stati partecipanti.

Per i blocchi D-4, 5 e 6 la data di scadenza è il 15 Ottobre p.v.

Alleghiamo una tabella con i dati che siamo riusciti a raccogliere, con le offerte delle diverse società partecipanti. Ovviamente questa nota sarà aggiornata a completamento dei risultati finali delle gare.

L'AGIP ha partecipato alle gare per il Blocco "A" (con Phillips, e successivamente Deminex), per il Blocco "D-alpha" (con Phillips e il Gruppo Giapponese: JNOC - Inpex - Idemitsu - Mitsui - Ishubishi) e per il Blocco "D-1" (con Total). Per tutti gli altri blocchi messi in gara, i calcoli economici effettuati non sono risultati favorevoli ad una possibile acquisizione.

Anche se per i blocchi A e B non sono ancora stati firmati i rispettivi P.S.C. e tutti gli altri blocchi non sono ancora stati assegnati, sulla scorta di informazioni non ufficiali e per ora non controllabili, si stima che la Pertamina riceverà per queste gare, circa 50 milioni di U.S. Dollari come bonuses di firma.

Alla luce dei primi e incompleti risultati delle gare in oggetto, si espongono qui di seguito alcune considerazioni:

- 1). Si è notato un massiccio intervento delle Compagnie petrolifere U.S.A., per accaparrarsi blocchi per l'esplorazione, anche

.../...

se si trattava di aree nelle quali era già stata svolta un'intensa attività di esplorazione e perforazione, durata 10 anni, di dimensioni relativamente ridotte, ubicate in zone di difficoltà operativa e con prospettive residue economiche ridotte.

I bonuses di firma sono i più alti finora offerti in gare in Indonesia (quello Gulf di 20.1 milioni di \$ il più alto). Pure gli impegni di lavoro sono adeguati: in particolare quello della GULF potrebbe significare l'impegno deciso (considerando l'area di appena circa 24,000 kmq.) di avere a disposizione almeno un impianto per i primi due anni, senza pericolo di spazi vuoti o ritardi (38.5 milioni \$); essendoci la possibilità di rilascio dell'area dopo i primi due anni, gli impegni per i rimanenti quattro anni (42.2 milioni di \$) non sono significativi: o cominciano a produrre o rilasciano l'area.

La GULF, già presente in Indonesia con interessi in quattro aree sotto P.S.C. come non-operatore (fra cui nel campo Udang - Conoco, a Sud del Blocco A Natuna) ha chiaramente motivato la sua offerta con il fatto di voler essere nuovamente operatore.

La MARATHON dopo il successo di KG-IX (circa 6700 BOPD) ha inteso continuare assolutamente la ricerca nella parte Ovest dell'area Natuna (ha offerto difatti solo per i Blocchi "A" e "B" avrebbe perso il Blocco A per uno scarto di 1.5 milioni di US. \$ come bonus di firma, rispetto ai 20.1 offerti dalla Gulf).

Il bonus di firma offerto dall'AMOSEAS per il Blocco C (1.5 milioni di US. \$) può essere considerato enorme, date le caratteristiche dell'area.

Non conosciamo l'ammontare del bonus di firma offerto dalla MOBIL per il blocco DI ma lo riteniamo certamente alto e di due cifre: abbiamo saputo che quello offerto dall'Elf-Aquitaine per lo stesso blocco è più di 10 milioni di US. \$.

Sia la MOBIL, che l'AMOSEAS sono saldamente presenti in Indonesia: la MOBIL con la produzione di Gas da Arun (Nord Suma-

tra) (vedi più avanti) ; l'AMOSEAS (che è la CALTEX, con la produzione da Sumatra, fra cui dal famoso campo di Minas, ammontante approssimativamente a metà della produzione totale dell'Indonesia ; vedi più avanti tabelle di produzione).

Ci sembra che tutte queste Compagnie USA abbiano considerato essenziale acquisire ad ogni costo (in questo periodo di crisi energetica e di formulazione di piani di energia) aree per l'esplorazione, anche se con altissimi rischi.

D'altronde la possibile svalutazione del Dollaro così come l'altotasso d'inflazione nel prossimo quinquennio potrà fare risultare vantaggiosa l'acquisizione, ora, di aree anche se a caro prezzo (attuale), come diretti operatori.

Inoltre, a seguito del cambiamento delle disposizioni fiscali Indonesia, l'I.R.S. americano considera ora i pagamenti per i P.S.C. come tasse pagate all'Indonesia e quindi per il principio della doppia tassazione, deducibili dalle tasse da pagare in USA.

Questa possibilità è pertanto un altro elemento di incentivo per investire qui in Indonesia. Ricordo che un rapporto dell'Ambasciata USA in Jakarta attribuisce all'Indonesia un "relatively stable political and economic climate".

In concomitanza con l'assegnazione delle aree, si erano avuti due fatti che possono essere significativi :

E' notizia recente che dopo sei anni di opposizione il Governo USA ha dato la sua approvazione al multimiliardario progetto d'importazione di LNG indonesiano : la California Public Utilities Commission ha confermato l'ubicazione di Point Conception sulla costa pacifica per il Terminal ed aveva sollecitato il Ministro dell'Energia (Schlesinger) a dare la sua approvazione finale. Ciò significa che la Pacindo (Pacific Indonesia LNG Co.) e la Western LNG Terminal Associates, in joint-venture, potranno importare 200 miliardi di cu.ft. di LNG annuali, per 20 anni, sotto contratto con la Pertamina.

Questo accordo con gli USA è vitale per i piani dell'Indonesia per diventare uno dei maggiori esportatori di LNG. Ciò significherà inoltre un'ulteriore entrata di 5.6 miliardi di US. Dollari per l'Indonesia, da aggiungere agli 8 miliardi di US. Dollari, provenienti da contratti di vendita di gas per 20 anni, già in atto con gli acquirenti giapponesi. Il gas proviene dal campo Arun, in Nord Sumatra, operatore la MOBIL.

Come già accennato la MOBIL ha partecipato alle Gare per i Blocchi Natuna A, B, D-1 e D-2. E' previsto che otterrà i blocchi D-1 e D-2. Aggiungasi che recentemente (giugno scorso) la MOBIL aveva ottenuto un'area offshore nel Nord Sumatra (Peusangan Block) con bonuses articolati per circa un totale di 14 milioni di US. Dollari (Uno alla firma, 5 all'inizio della produzione commerciale, 7.64 una volta recuperati tutti i costi operativi (inizio profitti dalla produzione)).

Ora la ESSO è intervenuta nella partecipazione per il Blocco D-alpha, per il campo Gas AL. Il gas sarà esportabile nel futuro nella costa pacifica degli USA. Inoltre (notizia recentissima) la EXXON ha effettuato una "significant" natural gas "discovery" nell'offshore Malaysia (pozzo LAWIT 1, a 85 miles N di Kuala Trengganu, offshore a Ovest del Blocco A Natuna).

In data 15 Agosto l'Ambasciatore USA in Jakarta firmava con il Ministro degli Esteri Indonesiano cinque accordi di prestiti USAID per un totale di 33.3 milioni di Dollari US, ripagabili in 40 anni, inclusivo di un periodo privilegiato di 10 anni con un interesse del 2 %, quindi del 3 %. Questi prestiti sono distribuiti in vari settori : sanitario, agricolo, assistenza tecnica, educazione, ecc. e si aggiungono ai già intensi piani di aiuti economici USA all'Indonesia.

Anche se questi fatti non sono necessariamente legati, si sono verificate coincidenze nei tempi che possono non essere prive di significato e come conseguenza del nuovo piano energetico del Presidente U.S.A. Carter, formulato a Camp David nello scorso Luglio.

- 2). Il tipo di intervento Giapponese in Indonesia va considerato totalmente differente da quello USA.

In Indonesia difatti, con l'aiuto del Governo Giapponese tramite il MITI, le Compagnie Giapponesi sono interessate soprattutto all'approvvigionamento per il fabbisogno crescente del Giappone.

In Indonesia nessuna Compagnia Giapponese è operatrice, ma la INPEX è al secondo posto fra le Compagnie produttrici, con oltre 153.000 BOPD ; difatti pur non essendo operatrice in alcun blocco, attualmente dispone del 50 % della produzione dai Campi Handil e Bekapai, offshore Kalimantan Est, operatrice la TOTAL (circa 100,000 BOPD), 50 % della produzione dal Campo Attaka, offshore Kalimantan Est, operatrice la UNION (circa 50,000 BOPD) ed ora il 17.5 % dal campo Udang, operatrice Conoco, nel Natuna Sea Blocco B (vecchio) (circa 4000 BOPD). Inoltre l'INPEX dispone dell'1 % del Gas del campo Badak, in Kalimantan, operatrice la Huffington.

La C. ITOH ha un 10 % di participating interest nel Gruppo PETROMER TREND nell'Irian Jaya, operatore per i campi di Kasim, (produzione : 6000 BOPD).

Dal rappresentante locale della Inpex, a proposito della partecipazione giapponese alle gare Natuna mi è stato riferito che il Governo Giapponese non aveva autorizzato alcuna partecipazione, come operatore, delle Compagnie Giapponese e nel caso dei Blocchi A, B e C neppure in partecipazione con altri, ma bensì l'acquisizione di interessi (farm-in) una volta acquisiti i Blocchi da altre Compagnie. Il motivo era anche quello di non essere coinvolti direttamente in eventuali dispute con il Vietnam. Comunque la presenza giapponese è indirizzata solo ad acquisizione di interessi ed è per ora volta esclusivamente agli approvvigionamenti al Giappone.

- 3). segnaliamo che, nello scorso e nell'attuale anno, da un lato l'Indonesia, per esigenze di mercato ha accentuato la

sua dipendenza economica dal Giappone ; d'altra parte la politica U.S.A. nel Pacifico ha favorito e sta favorendo lo sviluppo di legami sempre più stretti tra U.S.A. e Indonesia.

Inoltre, come conseguenza di questa maggiore influenza americana, avvenimenti recenti fanno pensare ad un riavvicinamento dell'Indonesia alla Cina, promosso dagli U.S.A.

*Meauchino*



Attività AGIP in Indonesia.

Ricerca Petrolifera

a) Area denominata "Teluk Berau", ubicata nell'estremità occidentale dell'Irian Jaya, nel mare di Ceram, nell'area adiacente alla penisola del Vogelkop; comprendeva inizialmente oltre ad una estesa area marina le isole di Salawati, di Batanta ed in parte di Misool, per un totale di 104.000 kmq.

Il relativo Production Sharing Contract (PSC) con la PERTAMINA firmato il 10 ott. 1968; attività condotta da una joint-venture fra AGIP e le compagnie CONOCO (USA) e PHILLIPS (USA), quest'ultima come Operatore.

Il notevole sforzo esplorativo (studi, rilievi sismici e pozzi) ha portato al primo ritrovamento commerciale di olio nell'isola di Salawati e all'accertamento di altre riserve recuperabili di idrocarburi in quantitativi però relativamente modesti. Il campo di Salawati entra in produzione nel nov. 1977. L'attività, progressivamente ridotta, cessa definitivamente nell'ott. 1984.

b) Area denominata "Natuna (South China) Sea - Block A", ubicata interamente in mare, nella porzione SW del South China Sea, a N dell'isola Natuna ed a S del Vietnam, per un totale iniziale di 107.290 kmq.

Il relativo PSC firmato il 19 dic. 1968 con la PERTAMINA dall'AGIP come Operatore per una joint-venture composta in uguale partecipazione oltre all'AGIP dalle Compagnie PHILLIPS (USA) e TENNECO (USA).

L'enorme sforzo esplorativo (studi, rilievi sismici e perforazione) ha portato al rinvenimento nella parte E del permesso di un giacimento di gas di eccezionale entità, ma purtroppo non economico per una eventuale messa in produzione, per vari motivi tecnici (gas metano associato a grossi quantitativi di CO<sub>2</sub>; notevole distanza dalla terraferma; profondità delle acque).

Sono stati individuati altri giacimenti, uno di olio nella parte E ed uno nella parte W del permesso, ma a seguito di studi e accertamenti, non sono stati considerati economici.

Area denominata "South China Sea - Block C", offshore di 105.000 kmq. PSC con la PERTAMINA firmato nel 1968, joint-venture composta da AGIP (Operatore), PHILLIPS, TENNECO e FRONTIER (USA). Attività di perforazione senza ritrovamenti. Area rilasciata nel 1972.

**Agip**

FOGLIO

DI

REVISIONI

COMPILATO

DATA

22 - 9 - 1995

Caro Guidi

Ti trasmetto la Cronistoria della nostra attività svolta negli anni 70 in Indonesia.

Questo rapporto mi fu richiesto nel '79 dall'Ing. Favazzani, per giustificare il fatto che non eravamo riusciti a conservare il Blocco A South China Sea nel 1978 dopo i 10 anni previsti dal Contratto non avendo voluto il Gruppo (AGIP - PHILLIPS - TENNECO) fare alcun pozzo appraisal per la scoperta di gas "AL" ed inoltre le ragioni per le quali non abbiamo ottenuto parte dell'originaria area a seguito di gare Pertamina nel 1979 per blocchi frazionati (fra cui quello comprendente il giacimento enorme di gas AL: OGIP:  $3500 \times 10^9$  NMC, di cui  $1140 \times 10^9$  NMC di RNE).

Ti consegno questo rapporto per l'archivio storico dell'AGIP.

Aristide Fauchier

AL

CRONISTORIA dell'ATTIVITA' svolta in INDONESIA  
dal 1969 al 1978  
dall'AGIP, operatore nel SOUTH CHINA (NATUNA) SEA BLOCK A

---

PREMESSA

In Indonesia, negli anni 1966-67, con l'instaurazione della formula del "Production Sharing Contract" (PSC) con la Società petrolifera di Stato, la Pertamina, sotto la presidenza del suo fondatore, il famoso Gen. Ibnu Sutowo, inizia un nuovo ciclo di ricerche petrolifere. Il "boom" vero e proprio si materializza negli anni 1968 e immediatamente successivi.

Varie ragioni attraggono in Indonesia le maggiori Compagnie petrolifere mondiali e molti indipendenti USA ; fra queste : l'esistenza di estesi bacini sedimentari ancora inesplorati, le premesse geologiche di promettenti provincie petrolifere, lo sviluppo delle tecnologie per le ricerche offshore, la formula del PSC legata allora al "realized price", il ritorno dell'Indonesia ad una stabilizzazione politica filo-occidentale (dopo l'abortito colpo di Stato in cui era implicato Sukarno) e infine la volontà di assicurarsi possibili risorse energetiche in aree inespolate. Le Compagnie affrontano i rischiosi interventi associandosi in Joint Venture, appunto per poter differenziare geograficamente le ricerche.

Per questi motivi anche l'AGIP partecipa a gare indette in Indonesia e nel 1968 ottiene due P.S.C. : il Teluk Berau (area offshore/onshore di 104.000 kmq.) e il "South China Sea Block A" (area offshore di 105,743 kmq.). Per quest'ultimo viene pagato un Bonus di firma di 1.5 milione di \$, vengono presi "minimum commitments" per 10 anni di esplorazione per un totale di 21 milioni \$ e vari Bonus di produzione. L'"effective date" è il 19 ottobre 1968. Il contratto è valido 30 anni ; se però non inizierà la produzione entro il 10° anno, il Contratto decadrà automaticamente. Con l'occasione, con lettera a parte (firmata a nome dell'AGIP dall'Ing. Ragni) l'AGIP presta alla Pertamina "the fund necessary to cover the expenses for the acquisition, construction and installation of storage plants and other facilities necessary and useful for the supply of the Indonesian territories with petroleum products up to maximum amount of 2,500,000. \$".

Nel 1969 e negli anni immediatamente successivi l'AGIP cede e acquista "participating interests", appunto per diversificare i rischi, e la situazione in Indonesia diviene la seguente :

- South China Sea Block A : AGIP (operatore, 1/3) - Phillips (1/3) - Tenneco (1/3)
- South China Sea Block C : AGIP (oper.), Phillips e Tenneco (ognuno con : 26.16 2/3 %) e Frontier (12 1/2 %).

- Teluk Berau : Phillips (operatore 50 %), AGIP (25 %), Conoco (25 %)
- Arafura Sea : Phillips (oper. 36 %), Superior (50 %), AGIP (14 %)

(Nel contempo l'AGIP acquisisce un 10 % di interessi in quattro blocchi offshore in Thailandia; ci si ritirerà da questa joint-venture nel 1974)

A seguito di esplorazione e dei risultati non interessanti verranno rilasciati, il 30 nov. 1971 il South China Sea Block C (spese 5.56 milioni \$, quota parte AGIP : 1.62 milioni \$, effettuati 5 pozzi sterili) e il 31 dic. 1977 il blocco Arafura Sea (spese 21.4 milioni \$, quota parte AGIP 3 milioni \$, effettuato 5 pozzi sterili).

Nel blocco Teluk Berau le ricerche portano alla scoperta del campo ad olio di Salawati (inizio prod. dic. '77 oltre 53,000 BOPD ; attuale 6,000 BOPD) (spese a tutto il 1978 circa 208 milioni \$, di cui quota parte AGIP circa 52 milioni \$).

Nel 1969 il prezzo di vendita del greggio indonesiano, il Minas (Sumatran Light Crude 35° API) è di 1.67 \$/bbl. La produzione indonesiana è nel 1968 di 600 mila BOPD (di cui circa il 72 % proveniente dal campo Minas, della Caltex).

Vengono ora qui di seguito descritte le vicende delle operazioni di ricerca nel South China Sea (poi chiamato Natuna Sea) Block "A" svolte dall'AGIP e Partners (PHILLIPS e TENNECO) (Effective date : 19 dic. 1968) in sintesi dal 1969 fino al 1975 e in dettaglio per quanto riguarda gli anni 1976, 1977 e 1978. Si accennano inoltre avvenimenti d'interesse verificatisi in Indonesia durante i suddetti periodi.

#### PERIODO 1969 - 1975

Nel 1969 viene effettuato un rilievo sismico per oltre 3800 miglia di linee ; vengono spesi circa 873 mila \$. Nel 1970 continuano i rilievi sismici, per circa 6000 miglia di linee, e il 12 dic. '70 inizia la prima campagna di perforazione con il pozzo AA-1X con l'impianto floating barge Wodeco VII. Totale spese nel 1970 : circa 4.4 milioni di \$.

Il pozzo AA-1X (nella parte Ovest del Blocco; prof. acque (W.D.) 289 ft.) risulta sterile ed è abbandonato il 5 marzo 1971 alla profondità (T.D.) di 9801 ft., a circa 2000 ft. prima del previsto T.D. "due to the discouraging section drilled, the high temperature gradient (317°F at the TD) and to the low rate of penetration". Inoltre "a small quantity of dry gas was recovered from DST : 7153 - 7169 ft.". Il pozzo è durato 63 giorni (di cui 13 di stand-by per cattivo tempo) ed è costato circa 2.7 milioni \$.

La perforazione continua, nel 1971 con altri sei pozzi ; i rilievi sismici coprono circa 4900 miglia di linee.

Il pozzo AB-IX (nella parte Ovest, W.D. : 261 ft.) inizia il 12 marzo ed è P. & A. sterile il 20 aprile al T.D. 9144 ft. nel Basamento : "No show was registered". Durata 45 giorni e costo oltre 1.3 milione \$.

Il pozzo AD-IX (nella parte Est, W.D. : 446 ft.) inizia il 23 aprile ed è P. & A. sterile il 21 maggio, al T.D. 9000 ft. "without encountering any shows of hydrocarbon" ; durata 30 giorni e costo circa 1.0 milione \$.

Segue, ancora nella parte Est, il pozzo AC-IX (W.D. : 417 ft.); inizia il 1° luglio e termina il 10 agosto, al T.D. 10154 ft. nel Basamento: "No shows was recorded". Durata 42 giorni e costo 1.3 milioni \$.

Segue il pozzo AG-IX (W.D. : 226 ft.) inizia il 12 agosto e termina il 14 settembre, sterile, al T.D. 8195 ft. ; durata 35 giorni e costo oltre 1.1 milione \$.

(L'impianto Wodeco VII si sposta quindi nel South China Sea Block C, dove vengono effettuati tre pozzi. (CC-IX (T.D. 4358 ft.); CB-IX (T.D. 6400 ft.) ; CC-2X (T.D. 7094 ft.), sterili e ritorna nel Blocco A, a metà novembre '71).

Nella parte Sud-Est il pozzo AH-IX inizia il 15 novembre, ma si è costretti ad abbandonarlo il 15 dic. "due to the collapse of the 13 3/8" csg"; il pozzo AH-2X, nella stessa ubicazione (W.D. 419 ft.) inizia il 16 dic. 1971 e termina P. & A. sterile, l'8 febb. 1972 al T.D. di 8791 ft. "Strong overpressure and high temperature (320°F) were encountered ; significant gas shows were recorded, but FIT and DST gave no results". Durata 55 giorni ; il costo, comprensivo dell'AH-1X, è di circa 2.6 milioni \$.

Il 18 dic. 1971, come da PSC, si effettua il primo rilascio di 25.000 kmq. circa ; l'area rilasciata viene delimitata con l'accordo dei Partners. Ovviamente la delimitazione di un'area di simile entità, con l'impossibilità pratica di una esplorazione (sismica e pozzi) di dettaglio in soli tre anni, su una superficie iniziale di circa 100.000 kmq. comporta una difficile e rischiosa scelta decisionale.

Nel 1971 sono stati spesi in totale 11.2 milioni \$ (di cui circa 10.8 per la perforazione di 8 pozzi).

Al pozzo AH-2X, segue nel 1972 il pozzo AI-1X, ubicato nella parte Ovest (W.D. 263 ft.). Inizia il 12 febb. e termina P. & A. il 5 aprile al T.D. di 10.803 ft. Durata 55 giorni e costo : 1.7 milioni \$. In DST da 5158 a 5183 ft. "gas was recovered at a rate of

3,103,000 cu.ft. day, with surface choke of 5/8". Questa manifestazione di gas è oggetto di un comunicato stampa Phillips, a fini interni societari e della cui divulgazione né AGIP né TENNECO sono anticipatamente informati. In Indonesia la Pertamina riprende la notizia come di una "scoperta" ma successivamente il tutto è ignorato.

A questo punto viene deciso di sospendere il primo ciclo dell'attività di perforazione e di procedere ad una revisione, interpretazione e studio complessivo di tutti i dati fino al momento raccolti e quindi effettuare una nuova valutazione di tutta l'area.

Nei mesi da aprile a giugno 1972 vengono rilevate 4400 miglia di linee sismiche; l'area viene suddivisa tentativamente in sei parti, ciascuna con proprie caratteristiche geologiche e strutturali e differenti obiettivi, per quanto riguarda le possibilità petrolifere.

Alla Pertamina e ai Partners viene presentato un voluminoso rapporto comprensivo: "South China Sea Block A: Regional geology and oil possibilities", compilato dalla sede di Milano e stimato in Budget 70.000 \$.

(Il 15 giugno 1972 viene notificato alla Pertamina il nostro disinteresse per una gara per un blocco offshore nel Nord Sumatra)

Nel 1972 gli operating costs ammontano a oltre 4.7 milioni di \$.

Per il 1973 (dalle Minutes dell'OCM del 25 ottobre 1972, in Milano) "Mr. Koop (Phillips) recommended, for a first well in SW part, a testing program designed to completely evaluate the 'gas potential' for information of the Partners as well as possible purchasers". La Phillips mostrerà poi sempre un interesse particolare per ogni rinvenimento di gas nel Blocco A.

(Nel gennaio 1973 è scartata, dopo esame dei documenti, una proposta Aminoil di cessione di partecipazioni nella sua area offshore SW Sumatra).

Il 25 marzo 1973 è nominato Ministro delle Miniere il Prof. Sadli, ex Ministro del Lavoro.

Il 1° aprile 1973 il prezzo del greggio indonesiano d'esportazione (il Minas) sale a 3.73 \$/bl.; aumenterà poi il 1° ott. '73 a 4.76 \$/bl. e il 1° nov. '73 a 6.0 \$/barile. La produzione totale indonesiana nel 1973 è salita 1.47 milioni di BOPD.

Il 10 aprile 1973 (recantesi in Vietnam) passa da Jakarta, l'Ing. Egidi con il dr. Carella; sarebbe intenzione proporre joint-venture dell'AGIP con Pertamina in aree Pertamina in Java Ovest e Kalimantan N.E. Gli incontri con il Presidente Ibnu Sutowo e il Direttore Exploration & Production Ir. Trisulo non sono possibili perchè entrambi assenti da Jakarta. Viene scritta una lettera, a

colore  
Terumbu  
1500  
metri di  
profondità

firma Egidi, al Presidente Pertamina. La risposta sarà poi negativa in quanto la Pertamina intende esplorare e sviluppare le aree in questione direttamente in esclusiva (dal 1977 invece emetterà gare per Joint Operation/P.S.C., cioè Joint Venture 50-50 con Compagnie straniere).

(Nell'aprile 1973 si hanno pure riunioni presso la Phillips Singapore per discutere un possibile intervento congiunto, anche con altre compagnie Petrolifere, nelle aree offshore Sarawak, rilasciate dalla Shell ; ma poi la proposta cadrà)

Nell'agosto 1973 la Tenneco insiste per la perforazione prioritaria del pozzo AL-1X nella parte Est (Reefal area) ; l'ubicazione è approvata dai Partners nel TCM del 13 giugno 1973 a Singapore ; in detta occasione vengono pure approvate "firm" altre due ubicazioni, pure nella parte Est (Reefal area).

Una nuova campagna di perforazione (la seconda) inizia il 26 aprile 1973, ancora con l'impianto Wodeco VII, con il pozzo AK-1X (nella parte Ovest ; W.D. 257 ft.) abbandonato sterile il 4 agosto al T.D. di 13.090 ft. ; per questo pozzo era previsto un T.D. di 10.500 ft. ma "due to encouraging gas shows and clastic section presence" il pozzo viene approfondito, appunto a 13.000 ft. Purtroppo "due to the failure of 7" csg, at 11.452 ft. no test was carried out below this depth" ; gli altri tests non danno "significant results, probably due to the poor formation permeability". Durata 103 giorni e costo 3.6 milioni \$.

Nella parte Sud-Est viene eseguito il pozzo AN-1X (W.D. 406 ft.) ; inizio l'8 agosto, abbandono il 10 sett. sterile, al T.D. 9512 ft. ; durata 35 giorni e costo circa 1.4 milioni \$.

Ancora nella parte Sud-Est (W.D. 470 ft.) il 12 sett. 1973 inizia la perforazione del pozzo AL-1X ; viene ultimato il 23 dic. 1973, alla profondità finale di 15.102 ft. e considerato P. & A. nella comunicazione ufficiale alla Pertamina. Durata 103 giorni e costo 3.5 milioni \$.

Il pozzo AL-1X (ubicato a 1320 km. da Jakarta, a 780 km. da Singapore e a 240 km. da Natuna) scopre però un accumulo di gas. Il gas, metano, è associato a CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S, che rappresentano circa il 75 % del volume totale ; vengono difatti rilevate tre zone interessanti a gas da 8648 ft. a 13.912 ft., a Sw crescente (da 9.7 a 17 %) e porosità decrescente (da 28.4 a 10.6 %) ; tavola d'acqua a 13.700 ft.  
Composizione del gas variabile con la profondità (causa "gravity separation") : CO<sub>2</sub> crescente (da 68 a 83 %) e CH<sub>4</sub> decrescente (da 30 a 17 %). Dal DST No. 7 (a 10.700 ft.) :  
C<sub>1</sub> : 26.46 % mol., CO<sub>2</sub> 71.8 %, H<sub>2</sub>S 0.54 %.  
Riserve RNG OGIP = 3500 ÷ 7000 10<sup>9</sup> NMC ; RF 70 %.

In totale nel 1973 sono stati spesi oltre 10.5 milioni di \$ (di cui 8.5 per 3 pozzi).

Nel 1974, dopo AL-1X, la perforazione continua con i pozzi AO-1X, AM-1X e AQ-1X.

Il pozzo AO-1X (parte centro Nord, W.D. : 197 ft.) inizia l'8 e termina il 21 gennaio, al T.D. 6590 ft. e si rivela interessante solo da un punto di vista stratigrafico ma "there are no zones of hydrocarbons interest". Durata 14 giorni e costo 1.1 milione \$.

Segue il pozzo AM-1X (estremo Nord East, Reefal area ; W.D. : 469 ft.) ; inizia il 24 gennaio e viene P. & A. sterile il 19 marzo al T.D. 11.436 ft. Durata 56 giorni e costo circa 2 milioni \$.

Infine il pozzo AQ-1X (estremo Ovest ; W.D. : 252 ft.) inizia il 24 marzo, e viene P. & A. il 1° maggio al T.D. 9400 ft. ; risulta ubicato "in unfavourable position for the oil accumulation" ; si hanno da DST manifestazioni di olio e gas. Nell'intervallo 7166 - 7276 ft. si ha acqua (21 bls), olio (4 bls) e gas. Durata 40 giorni e costo oltre 1.6 milioni \$.  
Con il pozzo AQ-1X termina la seconda campagna di perforazione: perforati sei pozzi (totale dall'inizio : 14 pozzi). (La terza campagna inizierà nel luglio 1975).

All'inizio del 1974, tentativi calcoli preliminari delle riserve della struttura AL, effettuati sulla base del solo pozzo AL-1X e dei dati sismici esistenti, danno come risultato un volume di "raw gas" in posto dell'ordine di  $5.000 \times 10^9 \text{ m}^3$  (valore medio tra le due valutazioni minima e massima di 3.500 e 7.000 miliardi di  $\text{m}^3$ ; il volume di gas estraibile è valutato nell'ordine del 70 % di quello in posto).

Nel rapporto AGIP (Sgel-Reor) del 7 febb. '74 "Gas del pozzo AL-1X", a pg. 11, si accenna a possibilità di sfruttamento industriale.

Nel rapporto AGIP del 12 marzo 1974, "Preliminary consideration of the possible utilization of high  $\text{CO}_2$  content natural gas" vengono prese in esame due alternative tecniche : 1) trasporto del raw gas a terra (Isola di Natuna) e successivo trattamento e liquefazione ; 2) pretrattamento offshore. Da preferire il trattamento criogenico o a mezzo di solvente.  
Supponendo di produrre annualmente 1/50 delle riserve si produrrebbero (con  $100 \times 10^9 \text{ NMC/year raw gas}$ )  $14 \div 15 \times 10^6 \text{ ton/year di LNG}$ .

Nel TCM del 12 marzo 1974 si raccomanda un Preliminary feasibility study e nel giugno 1974 viene approvato (dai Partners) di commissionare alla SNAM Progetti uno studio di fattibilità per un possibile sfruttamento del giacimento AL. (costo dello studio : 200.000 \$)

Nell'ottobre 1974, nel rapporto SNAM PROGETTI : "Indonesia natural gas purification - technical and economic feasibility study" vengono studiati 14 casi : 7 per LNG e 7 per metanolo e trattamenti sia a terra che su piattaforma e di tipo sia criogenico sia a mezzo selexol. La soluzione di trattamento a terra non risulta economica.



Nel TCM dell'22 ottobre '74 viene ritenuta interessante solo la soluzione : produzione LNG con trattamento offshore. Si raccomanda una miglior valutazione dei seguenti casi : a) desolfurazione via selexol o via criogenica, b)  $H_2S + CO_2$  : riciclo in reservoir o incenerimento e dispersione in atmosfera.

La Pertamina, dal canto proprio nel dic. 1974 presenta uno studio preliminare fatto da suoi tecnici, nel quale si valuta la possibilità di uno sfruttamento, centrato sulla possibile produzione di Metanolo ( $CH_3OH$ ). Le conclusioni sulla fattibilità sono positive, e gli investimenti previsti per la produzione e trattamento sono dell'ordine di 265 milioni \$.

Riserve valutate OGIP  $\pm 60 \times 10^{12}$  SCF - R.F.  $\pm 23$  %.  
Produzione RNG = 1.5 BSCFD per 23 anni con 46 pozzi.  
Una piattaforma e templates più manifold sottomarine.  
Produzione gas : 400 MM SCFD purificato al 73.6 %  $CH_4$ , utilizzato per produrre 5000 T/D di  $CH_3OH$  ad uso petrolchimico.

Le raccomandazioni del rapporto PERTAMINA "An assesment to the feasibility of the exploration of AL structure gas" sono le seguenti : "Commence with delineation drilling without further delay, in order to prove up reserves. These wells drilled from the satellite clusters, need not to be expendable wells. Conduct simultaneously a feasibility study to cover field development, conceptual design of the  $CO_2$  removal, process, project sizing and economics".

Nel 1974 sono stati spesi circa 7.9 milioni di \$ (di cui 4.7 per 3 pozzi).

Segnaliamo altri avvenimenti del 1974.

Il 27 aprile 1974 il Gruppo AGIP-Phillips-Tenneco richiede alla Pertamina un'area di ca. 6700. kmq. riguardanti parte del I° rila- scio del 1971 del Blocco A. Nell'ottobre 1974 la Pertamina emette un tender limitato per l'area in oggetto. La Pertamina dichiara che non può fare trattative dirette. Non raggiungendosi l'accordo fra i Partners sul bonus (AGIP 1.5 milione \$, Phillips minimo 3 milioni \$, Tenneco 3 milioni \$) l'AGIP si ritira dalla partecipazione al Tenders.

L'area sarà poi assegnata con PSC, nel febbraio 1975 al Gruppo Phillips (operatore) - Tenneco e denominata Natuna Kakap Block. (Nel giugno 1974 l'AGIP acquisisce partecipazioni in due blocchi offshore in Birmania).

Giugno 1974 : la Pertamina è vivamente contrariata per una lettera del Sud Vietnam che ammonisce l'AGIP a non compiere lavori nella parte Nord del Block A rivendicato dal Vietnam. L'argomento sarà discusso dal Presidente della Pertamina I. Sutowo con il Presidente Suharto. La Pertamina invia lettera circolare a tutte le Com-

pagnie Petrolifere in Indonesia ammonendole a non partecipare a gare indette dal Sud Vietnam per le aree ricoprenti la parte contestata del Blocco A. La Pertamina inoltre invita l'AGIP a continuare le ricerche nella parte del Blocco reclamata dal Sud Vietnam, parte che è considerata territorio integrale indonesiano.

Nel luglio 1974 : valutazione negativa AGIP di un blocco offshore Java Sud offerto in farm-out dalla Shell.

Nel aprile 1974 : la benzina super per auto aumenta a 55 Rp./lt. (= 77 lire ital.). Il prezzo del greggio Minas il 4° genn. 1974 sale a 10.80 \$/bl. ; il 1° aprile a 11.70 \$/bl. e infine il 1° luglio 1974 a 12.60 \$/barile. La produzione indonesiana nel 1974 è di 4.39 milioni di BOPD. Il 18 dicembre 1974 viene effettuato il 2° rilascio di circa 25.000 kmq. come da PSC, L'area ora è la metà (circa 50.000 kmq.) di quella originaria.

Nel Budget per il 1975 presentato alla Pertamina viene inclusa la voce "Feasibility study gas AL", per 200.000 \$. Nella lettera di approvazione del 9 febb. 1975, la Pertamina richiede : "the feasibility study on the AL-structure exploitation is planned to be finalized during the 1st. quarter of 1975. If it is concluded a viable project, we will anticipate a delineation drilling program to commence within 1975 to prove-up the AL structure reserves. Your early submission of the above is anticipated". I Partners sono informati di tutto quanto richiesto dalla Pertamina.

Nel giugno 1975, la SNAM Progetti presenta al Gruppo AGIP lo studio di fattibilità commissionatogli e che si articola sull'esame di tre soluzioni riguardanti la produzione trattamento/depurazione e trasporto, volte a consentire la consegna di gas metano ad un impianto di liquefazione situato nell'isola di Natuna. Le conclusioni dello studio propongono il metodo solvente/criogenico come il più economico, con un investimento di circa  $2.1 \times 10^9$  \$ (da notare la differenza di previsioni di investimento tra questo studio e quello Pertamina per una realizzazione comparabile, cioè la resa di gas pulito franco un successivo utilizzo).

In più occasioni durante il 1975 la Pertamina (Ing. Zahar) aveva chiesto di essere informata sulle nostre intenzioni circa il progetto per il gas AL e a metà novembre insiste decisamente per avere il Feasibility Study sul progetto AL, altrimenti, ci comunica, farà esaminare da altri consulenti l'economicità per lo sviluppo (ciò è anche previsto dal PSC : Sect. VI - 2.3.)

Ottenuta l'approvazione dei Partners, il 26 novembre 1975 lo studio, consistente nei due Books "Feasibility Study Gas AL structure", viene consegnato (a nome del Gruppo) alla Pertamina e costituisce una implicita risposta al loro studio. Frattanto l'attività di perforazione era ripresa nel 1975 con l'impianto semisubmersibile Margie dell'Atwood.

Il pozzo AR-1X (parte Ovest Blocco A ; estremità Est del trend strutturale AQ ; W.D. 264 ft.) inizia il 7 luglio e termina il 25 sett. al T.D. 9636 ft., sterile : "No hydrocarbon accumulation was encountered and only secondary dry gas shows were detected". Durata 81 giorni ; costo circa 5.1 milioni \$.

Segue il pozzo AQ-2X (parte Ovest ; 5 km. ad Ovest di AQ-1X ; W.D. 249 ft.) inizia il 27 sett. Il 16 ott. si ha un blow-out, a 4256 ft. di profondità, seguito da uno successivo più imponente tre giorni dopo, a 4408 ft. (gas nella formazione argillo (80 %) - sabbiosa (20 %) Barat ; la perforazione viene sospesa, la situazione viene messa sotto controllo ; "it is believed the blow-out was caused by the reduction of hydrostatic column of the cement during its set-up".

La postazione viene abbandonata il 25 ott. e l'impianto si sposta su AQ-3X (a 345 mt. ad Ovest di AQ-2X ; W.D. 249 ft.). Questo pozzo non durerà che 16 giorni perchè il 10 nov. un altro blow-out a 4192 ft. di profondità ne obbliga la sospensione.

Il pozzo AQ-4X (a 450 mt. a ENE di AQ-3X ; W.D. 248 ft.) inizia l'11 nov. 1975 ; purtroppo l'8 gennaio 1976 la perforazione deve venire sospesa perchè l'impianto Margie mostra allarmanti segni di inizio cedimento dei "joints of the truss members" ; l'impianto va in dry-docking in Singapore per i necessari accertamenti ; ritornerà sull'ubicazione solo il 3 marzo dopo 53 giorni di sospensione dell'attività.

La perforazione di AQ-4X riprende il 3 marzo 1976 e sarà P. & A. il 4<sup>o</sup> aprile al T.D. 9127 ft. Dal rapporto finale : "Arang member (clastici e argille) was gas bearing (mainly methane) (alla prof. 3408 - 3754 ft.) ; Barat formation (argille e arenarie) was gas bearing (alla prof. 3952 - 4374 ft.) with trace of condensate. Gabus formation member I (clastici) is gas bearing (prof. 4718 - 4980 ft.) (mainly methane) and in the M level gas with oil was found (oil is 43.8 API at 60°F ; light oil with no sulphur content) (alla prof. di 5827 ft.). Total hydrocarbon pay is 723 ft."

In totale i pozzi AQ-2X, 3X, e 4X sono durati complessivi 137 giorni (effettivi 93 e ovviamente non è compresa la sospensione per la rottura dell'impianto). Il costo complessivo è stato di circa 9.3 milioni \$.

Nel 1975 sono stati spesi oltre 15.1 milioni di \$ (di cui 14.4 per 4 pozzi).

Il 2 aprile 1975 il costo della benzina super per auto sale a 67 Rp./lt. (= 100 Lit/lt.). Il 1<sup>o</sup> ottobre 1975 il prezzo del greggio Minas sale a 42.80 \$/barile. La produzione indonesiana nel 1975 è di 1.32 milioni di BOPD.

Il 30 luglio 1975 l'Indonesia riconosce il nuovo Governo del Vietnam del Sud.

ANNO 1976

Nel presentare alla Pertamina il "work program and budget" per il 1976 non viene fatta alcuna menzione a lavori sulla struttura AL ; la Pertamina nell'approvarlo, con sua lettera del 7 genn. 1976 segnala : "Having reviewed your report on the AL structure gas study, which has been carried out throughout the year of 1975, we now expect a firm advice on your intention for the case concerned, at your earliest convenience".

A proposito del progetto Gas AL riportiamo quanto segue da un rapporto interno, del marzo 1976 :

"Considerazioni economiche :

Assegnando all'investimento una redditività teorica del 18 % il costo del gas reso franco impianto di liquefazione sarebbe non inferiore a \$ 1.40/MMBTU, assumendo che il costo della liquefazione, trasporto fino al mercato giapponese e rigassificazione siano \$ 1.05 MMBTU. Il gas potrebbe entrare nel mercato ad un prezzo intorno a \$ 2.45/MMBTU mentre il valore odierno (fine 1975) oscilla tra \$ 1.90 e 2.20/MMBTU (nei nostri calcoli per far coincidere costo e valore di mercato si dovrebbe ridurre la redditività a  $9 \div 11$  %). Questa situazione si può assumere sia di massima proiettabile anche nel futuro se costi degli investimenti e prezzi dei prodotti subiscono un escalation comparabile.

Conclusioni e Proposte :

A parte l'aleatorietà di dar vita ad un progetto come quello in esame, i risultati di una valutazione economica sia pure preliminare sembrano condannarlo. Tuttavia, considerando le pressioni della Pertamina per una nostra dichiarazione di interesse, riteniamo inevitabile la presentazione di una documentazione esauriente a sostegno di una decisione negativa".

Nel 1976 la perforazione, dopo la riparazione del Margie, riprende (come già detto) il 3 marzo, con la continuazione del pozzo AQ-4X che termina il 1° aprile (vedi indietro). Nel frattempo viene affittato un secondo impianto, la floating barge Gettysburg, dell'Atwood, che inizia la perforazione del pozzo AV-IX (W.D. 383 ft. ; parte Sud Est) il 22 febbraio ; viene P. & A. il 31 maggio al T.D. 13,294 ft. "Some shows was present (only gas methane, and carbon dioxide over a restricted interval) (8650 - 9620 ft.), the section has been found poor both for petrophysical properties and water saturation". Una prima stima approssimata dava 50 miliardi di m<sup>3</sup> di raw gas in posto ; durata del pozzo 98 giorni ; costo 5.2 milioni \$. Il Gettysburg continua l'attività, spostandosi nella parte Ovest, con il pozzo AQ-5X (W.D. 251 ft.) ; inizia il 31 maggio e viene P. & A. il 26 luglio al T.D. 7700 ft. "In Gabus (argille e arenarie) formation only one level (a 5180 - 5320 ft. di profondità) was gas bearing with a total pay of 69 ft. (porosità 13.5 % - Sw = 54 %)".

dal  
Durata pozzo 57 giorni ; costo circa 3 milioni \$. L'impianto Gettysburg viene rilasciato.

L'impianto Margie, dopo AQ-4X continua la sua attività con la perforazione del pozzo AU-1X (parte Ovest ; W.D. 222 ft.) ; inizia il 1° aprile e termina, sterile, il 21 aprile al T.D. 7885 ft. "AU-1X had very discouraging hydrocarbon results". Durata 20 giorni ; costo oltre 1.2 milioni \$.

Segue il pozzo AT-1X (parte centro-East ; W.D. 359 ft.) ; inizia il 21 aprile 1976 e il 5 maggio al T.D. 5864 ft. "due to the absence of any hydrocarbon, was abandoned as dry hole" ; durata 14 giorni, costo circa 915 mila \$.

Il pozzo AP-1X (parte Est ; W.D. 442 ft.) ; inizia il 5 maggio e viene P. & A. il 6 agosto al T.D. 13.786 ft. Nella parte alta della formazione reefoide Terumbu "reservoir top has been found hydrocarbon and CO<sub>2</sub> bearing. Over a total of 441 ft. first 382 ft. (dal top Terumbu 5744 a 6126 ft.) of methane and CO<sub>2</sub> in equal quantity and the underlying 59 ft. (da 6126 a 6185 ft.) of paraffinic oil and CO<sub>2</sub> with minor methane". Durata 94 giorni ; costo 5.2 milioni di \$.

Il pozzo AW-1X (parte estremo Nord, in area contestata, W.D. 415 ft.) ; inizia il 6 e termina, sterile, il 18 agosto al T.D. 4650 ft. "No hydrocarbon accumulation or traces have been found". Durata 13 giorni, costo 816 mila \$.

Anche i successivi pozzi AS-1X e AY-1X risultano sterili. AS-1X (parte NE, in area contestata, W.D. 347 ft.) ; inizia il 18 ago. e termina il 4 sett., T.D. 5670 ft. : "No hydrocarbon accumulation, no traces were found", durata 14 giorni, costo circa 1.3 milioni \$ ; AY-1X (parte Est, W.D. 463 ft.) ; inizia il 4 sett. e termina il 16 ott. al T.D. 12,296 ft. "... the entire section is water saturated". Durata 42 giorni, costo circa 3 milioni \$.

Il 30 sett. 1976 si svolge in Jakarta un TCM/OCM mentre è in corso di perforazione l'AY-1X e i Partners, (vedi più avanti) decidono la sospensione dell'attività di perforazione.

Si conclude così, nell'ottobre 1976, la terza campagna di perforazione, iniziata nel giugno 1975, durante la quale sono stati eseguiti 10 pozzi (non compresi i due AQ sospesi per blow-out). Dall'inizio, sono stati eseguiti, in tutto il blocco, 24 pozzi.

Nel 1976 si verificano i seguenti avvenimenti :

Il 6 marzo 1976 a seguito del quasi collasso finanziario della Pertamina (oltre 10 miliardi di \$ di debiti) il President-Director Gen. Ibnu Sutowo viene "honourably dismissed" e sostituito con il Gen. Piet Haryono, Director for Finance nel Board Pertamina. Il 1° aprile 1976 il prezzo della benzina super per auto aumenta del 22 %, da 67 a 90 Rp./lt. (= 200 lit/lt.). La produzione indonesiana di greggio, nel 1974, sale a 1.5 milioni di BOPD.

Con lettera (circolare) del 14 agosto 1976 la Pertamina, su istruzione Governativa, chiede (e praticamente impone) alle Compagnie petrolifere l'accettazione di modifiche del P.S.C. : lo split dell'olio è 85/15 "after tax", in favore della Pertamina ; i costi operativi vengono recuperati in caso di produzione, ritenuta commerciale dalla Pertamina, con un nuovo sistema di "accounting procedures" : i "non-capital costs" vengono spesi annualmente e quelli accumulati vengono ripagati in 5 anni ; i "capital costs" vengono recuperati a seconda del caso in 7 o 10 anni e deprezzati con il sistema del "double declining balance" o della "straight line".

Il risultato immediato è che varie Compagnie interrompono l'attività di esplorazione, mentre continuano quella di produzione ; anche i progetti di produzione non ancora completati vengono rivalutati. I nuovi termini contrattuali verranno però poi accettati da tutte le Compagnie. Nell'agosto 1976 l'AGIP presenta ai Partners il "Preliminary Study for AL structure development, Natuna Sea Block A" che comprende :

- studio Servizio Giacimenti sulle riserve :  
OGIP  $3,500 \times 10^9$  NMC ( $121,8 \times 10^{12}$  SCF) (avendo assunto un FVF = 270).  
Ricuperabile  $1,140 \times 10^9$  NMC RNG, cioè il 33 %, pari a  $57 \times 10^9$  NMC/anno ( $157 \times 10^9$  NMCD) in 20 anni di produzione con inizialmente 45 e poi 61 pozzi (tubing 7") (FWHP  $150 \div 100$  kg/cmq).
  - studio SNAM PROGETTI e TECNECO : caso (I.C.1. bis) che prevede su piattaforma ; desolf. via Selexol e disidr. TEG, incenerim.  $H_2S$  e scarico diretto  $CO_2$ , decarb. criogenica e via Selexol.  
Previste 3 drilling platforms, 3 production platf., 3 flare platf. 1 gathering platf. - sea line.
  - studio TECNOMARE sul tipo di piattaforma da usare : 140 m. d'acqua, condizioni meteo/marine cattive.  
Per la production (carico max. deck 30 M tons) 4 soluzioni : steel piled, steel e concrete gravity, steel floating.  
Conclusione : migliori dal pt. di vista economico e tecnico le steel gravity e la floating.  
Costo  $3,4 \div 3,9$  \$/kg. (però con le barges si può superare 5 \$/kg.)
- ECONOMICS : (tratto da ediz. 20/9/76 presentata alla Pertamina) sulla base di :

- $54 \times 10^6$  \$ di spese di esplorazione (al dic. 1975)
  - $2,346 \times 10^6$  \$ di investimento
  - produzione per 20 anni a  $11 \times 10^9$  NMC/year di  $CH_4$  ( $390 \times 10^9$  SCF)
  - $125 \times 10^6$  \$/year di operating costs
  - Finanziamento con 20 % di equity capital.
  - 10 % di financial charge sul restante 80 % (borrowed capital)
  - 30 % remuneration dell'equity capital
  - Profit share Pertamina nullo ;
- risulta un costo CIF Natuna del gas purificato (before tax) pari a 1.4 \$/MCF

Per contro sulla base di :

- market price LNG (FOB Japan) pari a  $1.9 \div 2$  \$/MMBTU ( $\approx$  \$/MCF)
- costo di liquefaz. = 0.6 \$/MCF

risulta un NBV pari a  $1.3 \div 1.4$  \$/MCF.

Conclusione : lo sviluppo non è economico.

Frattanto, sempre durante il 1976, l'intera area viene totalmente ristudiata dall'AGIP, alla luce dei dati dei pozzi eseguiti e delle reinterpretaioni sismiche.

Nel TCM del 30 sett. 1976 viene presentato una "preliminary evaluation of hydrocarbon potential" dell'area ancora in vigore.

"Oil-gas in place estimates :

Western area {clastic type reservoirs}: 54 reservoir barrels per acre/ft.  
Central area {clastic type reservoirs}: 32 reservoir barrels per acre/ft.  
Eastern area {reefoidal and platform carbonates}: 223.4 reservoir barrels per acre/ft.

In detto meeting l'AGIP (Mr. Mengoli) propone la continuazione dell'esplorazione anche e nonostante i nuovi termini contrattuali "since there was not a good oil indication nor a good discovery". E' del resto difficile proporre alla Pertamina differenti soluzioni contrattuali, anche se si tenterà di richiedere miglioramenti ai nuovi termini, per i casi di difficili aree, come la nostra.

La Tenneco (Mr. Oxley) afferma che "until more was known-geologically, seismically and economically - it would appear more useful to delay activities for the time being" ed esprime l'opinione che "now was the time to study the considerable amount of information available before drilling still more prospects" (Ricordiamo che siamo a due anni della scadenza).

Inoltre "according to Tenneco, to work in this area seemed to indicate spending a lot of money on prospects which were marginal and which could be made uneconomic by the new terms, and this applied to the recovery of costs as well".

L'AGIP (Mr. Mengoli) "had also reached the conclusion that discoveries in the eastern block might probably be marginal ; however the situation had to be viewed overall and with marginal fields in the Western part as well, there could be an opportunity to recover part of the venture's previous costs and this in itself was interesting".

La Phillips esprime l'opinione che "a field in the western part was more attractive than one in the East - even if the size was the same".

La Tenneco aveva stimato per le riserve (considerando vari fattori): 116 milioni barili per la parte Ovest e  $150 \div 175$  per quella Est. La Phillips insiste sulla sua opinione "that, mainly from the technical point of view, they felt it was very difficult to justify any more drilling at the present time". Richiedono per-

tanto di effettuare economics sulla base dei nuovi termini del PSC.

La Tenneco manifesta la possibilità di ritirarsi dalla joint-venture, per problemi finanziari interni (il 1° nov. però confermerà di rimanere nella Joint Venture).

L'AGIP propone la continuazione della perforazione e chiede l'approvazione per tre "firm" pozzi (due nella parte Est, nella "barrier reef" ed uno nella parte Ovest).

TENNECO "were not prepared to continue drilling in 1976"

Pertanto "due to the negative vote of Phillips and Tenneco the programme proposed by AGIP was not approved".

Nel 1976 sono stati spesi 25.7 milioni \$ (di cui 20.8 per 8 pozzi). Inoltre, nel 1976, varie linee sismiche sono state riproccessate e reinterpretate.

Il 18 dic. 1976 viene effettuato il terzo rilascio, ancora di circa 25.000 kmq., come da PSC, e l'area rimanente è ridotta ora ad un quarto (circa 25,000 kmq.) di quella originaria.

Riprendiamo due argomenti trattati durante l'OCM in Jakarta del 1° ottobre 1976 : studio preliminare per il progetto Gas AL e modifiche PSC.

L'AGIP presenta ai Partners una bozza di lettera, e una lista di argomenti, da discutere con la Pertamina, riguardanti le modifiche al PSC. L'incontro della missione AGIP (guidata dal Dr. Cambi) con la Pertamina (Ir. Zahar, che cura i rapporti con le Compagnie Straniere e il P.S.C.) avviene il 4 ottobre 1976.

Viene presentato, con l'approvazione dei Partners, il "Preliminary Study for AL structure development" (datato 20 sett. 1976). Riportiamo le "Conclusions" :

"As shown in the previous chapters the net back value of the gas is very close to the cost of the "AL" gas to Natuna Island. We must point out again that in our calculations we have not considered any payment to Pertamina (share of profit - gas or similar) or any other fiscal payment to Indonesian Government. We deem therefore that considering also the huge investment required and the complexity of the needed purification process, today and according to our assumptions, the development of the "AL" gas accumulation is not economical".



Viene proposto alla Pertamina l'istituzione di un "Joint-committee" per continuare a studiare, oltre alla fattibilità del Progetto, tutti gli aspetti connessi, sia tecnici che economici, che di mercato. La Pertamina promette di esaminare lo studio e nel frattempo rivolge anticipatamente domande generiche, soprattutto tecniche, a cui viene risposto.

Riguardo alla richiesta Pertamina di accettazione delle modifiche delle clausole del PSC, l'AGIP, (a nome dei Partners) segnala come i nuovi termini incidano negativamente riguardo alla economicità di eventuali scoperte, tenendo in considerazione l'enorme sforzo esplorativo già compiuto fino al momento (circa 37.500 km. di linee sismiche, 26 pozzi, purtroppo con risultati poveri). Per l'accettazione dei nuovi termini pertanto vengono richiesti alcuni incentivi che possano portare ad un accettabile profitto per le residue speranze di scoperte. In particolare :

- 1 - Inclusion in cost recovery of the interest and other financing charges on money borrowed for capital expenditures (in Natuna Sea Block "A").
- 2 - Provision whereby Contractor is exempted from domestic supply requirement or, that oil for domestic requirements will be sold at a price based on a percentage of the unit production cost or in any event at a price exceeding the contractual \$.20/bbl.
- 3 - Substitution of the straight line method of depreciation for non-capital carry forward with the unit-of-production method.

Tutto quanto sopra sarà oggetto di una lettera dell'AGIP, a nome dei Partners, presentata il 5 novembre 1976 al Ministro Sadli e al Presidente della Pertamina.

#### ANNO 1977

Il 13 e il 14 gennaio 1977 si hanno ulteriori incontri con la Pertamina durante i quali vengono esposti i punti da chiarire relativi alla nostra richieste per l'accettazione dei nuovi termini del PSC per la nostra particolare area.

L'11 febbraio e il 7 aprile 1977 la Pertamina concede alcuni incentivi per le Compagnie non ancora in produzione, più precisamente :

- La quota di olio per il consumo interno indonesiano valutata al prezzo di mercato, invece che a 20 cents/barile, per i primi cinque anni.
- Un credito del 20 % dei costi d'investimenti direttamente legati allo sviluppo delle attrezzature di produzione, prima della deduzione delle tasse e applicabile una sola volta all'inizio della produzione.

(L'accettazione dei nuovi termini per il PSC Teluk Berau viene firmata dalla Phillips (a nome anche dei Partners AGIP e Conoco) il 21 febbraio 1977).

Riguardo ancora alle modifiche del PSC, il 28 maggio 1977 ai drr. Mengoli e Franchino, l'Ir. Zahar conferma che non vi sono possibilità di modifica allo split per l'olio (85-15). Inoltre che pur essendo la materia di decisione del Presidente Piet Haryono, considerava possibile una estensione del PSC Blocco A, soggetto però a nostri impegni sostanziosi che sarebbero stati presi per l'esplorazione e che sarebbe stato preso in considerazione l'intenso sforzo passato e la conoscenza dell'area da parte del nostro Gruppo; nello stesso tempo ricorda che la Pertamina deve tenere conto dell'ammontare dei costi pregressi per l'eventuale ripagamento, cioè del "suo" profitto.

(Nel mese di giugno 1977, a seguito esame dati e studio, viene deciso di non partecipare alle gare per i Blocchi onshore denominati Bintuni A e B, sotto forma di Joint Operation/PSC (JO/PSC) con Pertamina (50 %) (che verranno poi assegnati nell'ottobre 1977 rispettivamente a Conoco (op.) (25 %) - Gruppo Giapponese (25 %) e a Total (op. 25 %) - Gruppo Giapponese (25 %).

Il 14 agosto 1977 vengono ufficialmente accettati dall'AGIP, a nome del Gruppo, le modifiche al PSC Natuna Sea Block A (nuovo split olio 85/15, altre clausole e nuovo accounting procedure per ricupero costi, in caso di produzione); tutte le altre Compagnie petrolifere straniere operanti in Indonesia avevano già accettato queste modifiche.

A seguito di un pre-meeting tecnico del 23 agosto e dei TCM/OCM dei 22 e 23 sett., in Jakarta, viene deciso la ripresa della perforazione (che inizierà il 23 dic. con il pozzo ARCA-IX); il budget 1977 viene alzato a circa 3.45 milioni di US. \$ e viene approvato un budget per il 1978 di circa 5.25 milioni di US. \$.

L'atteggiamento dei Partners, al fine di mantenere, dopo il Dicembre 1978, i nostri diritti sul Blocco A è ora diverso e contrastante: la Phillips punta su negoziati con la Pertamina riguardo al Gas AL; La Tenneco punta invece sui risultati di una nuova attività esplorativa per una scoperta d'olio.

Riteniamo importante d'ora in avanti riportare per esteso vari stralci dalle Minutes (i cui testi furono approvati dai Partners) per sottolineare le diverse linee d'azione verso la Pertamina e le reali intenzioni dei Partners stessi circa lo sviluppo del progetto Gas AL: siamo a poco più di un anno dalla data di scadenza del PSC.

L'AGIP (nell'OCM del 23 sett. 1977) illustra la sequenza dei lavori proposti per lo studio della struttura "AL" (25 milioni \$ in 5 anni). Viene ricordato che il "Preliminary study for AL structure development", del 20 sett. 1976, (presentato all'Ing. Zahar dal Dr. Cambi il 4 ott. 1976) "had been submitted with the aim of convincing Pertamina that, at that time, development was not economical and of forming a joint committee with Pertamina in order to study changes in market prices for the gas and the introduction of tech-

nological improvements in the development system which might arise in the meantime. The first aim had been achieved since Pertamina, in an unofficial context, had agreed that the huge reserve of gas was not commercially exploitable at present".

L'AGIP, fra altro, segnalava che : "At the moment, the reserves were still not considered to be commercially exploitable at current market prices, however AGIP's feeling was that prices would increase in the future and that in about 5 to 10 years time there could well be prices that would offset the cost of investments required. A proposal to extend the life of the Contract in the light of the AL discovery would probably meet with opposition from Pertamina, since the Contract stated that a discovery had to be declared as "commercial" by Contractor and then accepted by Pertamina ; it could be that Pertamina would not accept AL as a commercial discovery, thereby compelling Contractor to relinquish the whole block and open it up to other Companies".

PHILLIPS (Mr. Root) "were in agreement with AGIP's assessment of the problem and essentially agreed on the way in which the problem should be tackled. He stressed, however, that no-one at the present time could say whether or not the AL project could be considered commercial ; when the project was originally decided, no forecast of price escalation had been taken into account and, in his opinion, the position to be taken by Partners vis-à-vis Pertamina should be that the project might very well be profitable in around 5 years time and that to assess this possible commercial discovery, the right under the Contract should be extended".

AGIP (Mr. Mengoli) "then asked if the Partners had any ideas as to how the proposal should be submitted to Pertamina - simply as a basis for a request for the extension of the Contract or as a declaration of commerciality".

PHILLIPS (Mr. Root) "suggested that there should be a letter of understanding between the Group and Pertamina stating that the Group would be allowed 5 years in which to determine whether the AL structure was in fact commercial, while treating it as though a commercial discovery had been made".

AGIP (Mr. Mengoli) "believed that an attempt should be made to consider the discovery as commercial, contingent upon further work, studies and investigation, so as to have the right to 15,000 sq.km. of area".

PHILLIPS (Mr. Root) "commented that Phillips regarded this as a fallback position and that in their opinion a commercial discovery should not be declared".

TENNECO (Mr. Burgher) "would like to consider the proposal in more depth Tenneco believed that the extension of the Contract was

a very important matter and that every option open to the Group should be pursued which meant, apart from the AL structure, further exploration in an attempt to define a clear-out commercial discovery".

PHILLIPS (Mr. Root) "suggested that the question of the work programme and exploration problems should be separated from the extension since Pertamina had to be persuaded that there was a potential commercial discovery".

AGIP (Mr. Mengoli) "disagreed although he said that the two aspects could have been separated if this problem had been the subject of discussion some years ago. At the present time, the Contract was due to expire automatically and it was therefore necessary to find some way to acquire an extension as soon as possible".

PHILLIPS (Mr. Cooper) "reiterated (Phillips') position that as far as they were concerned, AL was the prime objective for continuing the Contract on the basis of the knowledge currently available. Two or three more wildcats might not prove or disprove anything and he thought that Phillips' management would not be easily persuaded to put additional money into this work".

In considerazione dei diversi e contrastanti atteggiamenti dei Partners l'AGIP suggerisce pertanto un successivo technical meeting (che si terrà poi a Milano i giorni 3 e 4 nov. '77) durante il quale "a final decision could hopefully be taken as to the proposal to be submitted to Pertamina for the AL structure".

L'OCM quindi approva per votazione (a seguito disaccordo fra i Partners) l'esecuzione di solo due pozzi (saranno l'ARCA-IX e il BURSA-IX). L'AGIP aveva proposto 4 pozzi (in ordine: BURSA-IX, Loc. 57, ARCA-IX, Loc. 15); la PHILLIPS aveva votato contro tutti quattro, essendo favorevole solo ad appraisal wells su AL.

Esponiamo (citando le Minutes) le varie e differenti strategie discusse nel meeting del 7 nov. '77 a Milano, per ottenere dalla Pertamina un'assicurazione di diritti del Gruppo sull'AL.

AGIP e PHILLIPS raccomandano "a programme to evaluate the commerciality of the AL-IX discovery, contingent upon the results of certain negotiations with Pertamina".  
TENNECO "agreed to discuss the technicalities of the programme" ma "their view on the sequence differed substantially from that of the others Partners. In TENNECO opinion, three majors points needed

to be considered before contemplating any kind of work programme :

1. Tenneco felt that 5 years was not sufficient for this evaluation project and that a minimum extension of the exploration period by 10 years would be needed.
2. No additional wells needed to be drilled at this time, as sufficient information had been obtained from AL-1X and any further reserves discovered would have little effect on current economics.
3. On the basis of reserve estimates currently available, it needed to be ascertained - before any delineation or development work - whether a market existed for the gas, where this market was located, what the prices would be, etc. Market research was therefore, in Tenneco's opinion, the first thing to be done".

AGIP (Mr. Cambi) said that, before tackling the question in detail, he thought it would be very helpful for the Partners to be acquainted with the reality of the situation since it was necessary to be realistic about what the Partnership was requesting, what its rights were and what reaction could be expected from Pertamina.

AGIP (Mr. Franchino) informed the Partners that he had two informal meetings with Mr. Zahar, the second occasion being when he had presented the revised 1977 budget and the 1978 budget to Pertamina. During the conversations he had raised the question of the AL field and Mr. Zahar's position, which could be said to reflect Pertamina's position, had been very clear. Pertamina possessed a preliminary study submitted by the Partnership one year ago where the conclusion was that the AL project was not economic for the time being. Mr. Zahar said that as far as he was concerned the Production Sharing Contract was the governing factor, with all the terms mentioned therein, and that if at the end of ten years no commercial discovery had been declared, then the contract would expire in the full meaning of the word".

Inoltre Mr. Zahar "repeated that the exploration programme had to be completed within the 10-years period contemplated in the contract".

In Mr. Franchino's opinion, which had also been borne out by comments from Mr. Zahar, the reason for this initial negative reaction was clear : firstly, that the AL field might well be declared as commercial by the Group, since it enabled previous costs to be recovered, however it might not be an economic proposition for Pertamina as there was no profit involved according to the Group's last evaluation unless it were to be modified ; secondly, it might not even be in Pertamina's interests to grant an extension as far as exploration-appraisal was concerned since they were prepared to give the area to other companies or could even consider exploring it themselves since they had sufficient money budgeted for exploration purposes. Mr. Franchino concluded that as a result of these informal talks he felt that Pertamina were unlikely to give favourable consideration to a request that appeared to concern an extension of the exploration evaluation period when in their opinion the exploration phase expired on 18th. December 1978. In any case, Mr. Zahar had indicated that any request in this context should be made several months before the expiry date to give them sufficient time to study it. Unless, there-

fore, the Partnership were willing to declare a commercial discovery and to present a firm project for development which was also considered by Pertamina to be economic, Mr. Franchino thought that successful negotiations would prove virtually impossible".

Dopo queste premesse, Mr. Cambi presenta ai Partners una bozza di lettera preparata dall'AGIP, spiegando che "instead of making a series of specific requests assuming credit items on the Partnership's side, the text of the letter represented a more or less roundabout way of obtaining certain concessions based on existing inferred rights".

"Essentially the idea was to refrain from asking for any particular permission but try and keep what the Group already had. The contract defined two separate steps : the declaration that a discovery had been made and the agreement, to be reached independently by the two parties involved, that such a discovery was commercial"

"The Group would therefore not be asking for something beyond or contrary to the contractual provisions but would merely be requesting, due to a special situation with gas, an extension of the time already provided. If the Group were to ask for specific permission it would be tantamount to admitting that it had already gone beyond certain rules and Mr. Cambi considered that this would be a weak position to adopt. This strategy would need to be supported by a serious programme of work, study and general underatkings, demonstrating that the Group's requests were not based on fantasy and that a certain amount of time was required, in order to satisfy firstly the Group and then Pertamina ; the time would last for as long as was necessary since no limitation was imposed by the contract as to how long it could take to reach a point when commerciality could be declared.

Sempre dalla Minutes estraiamo i vari punti di vista :

TENNECO (Mr. Oxley) "would prefer to have to take a decision on commerciality in 1985 rather than 1981 since they were concerned that the 5-year programme currently being discussed was too short to be able to have an accurate picture of the world market prospects."

PHILLIPS (Mr. Kumpf) "reminded Tenneco that a reasonable proposal needed to be submitted to Pertamina since it would be in their interests to reject it totally."

Inoltre "Phillips' management was willing to pay \$ 5 million a year for 5 years to protect their rights to the AL field although the work programmed should be proposed on a year by year basis with a right to withdraw during any year provided that an average expenditure of \$ 5 million/year had been made".

TENNECO "thought that unless there was some reason to believe that something could be done with the project within the time frame at present considered, they would not want to drill a well this

year or next year".

Inoltre "Tenneco felt that there needed to be some assurance that the Group would have 6 years from the end of 1978 in which to begin a programme and would have certain rights under which to carry out the work".

La PHILLIPS afferma che "the first approach proposed by AGIP was reasonable in their opinion and that it was necessary to demonstrate to Pertamina in some way how long the work would take to evaluate the AL field", e che "the Group ought to obtain some kind of letter of understanding from Pertamina so as to know the minimum number of years for exploitation before spending some \$ 20 - 25 million on this project".

Mr. Mengoli "remarked that he thought the Partners were underestimating the fact that there was only just over a year left and even if it were Pertamina's intention to reach an agreement, he doubted whether it would be possible in that period of time. He said that AGIP too did not intend to spend money without a very specific purpose but they felt that some commitment was necessary to assist in the negotiations with Pertamina." Mr. Kumpf "repeated that his view on this differed from that of Tenneco in that Phillips would be willing to drill the well in 1978 if assurance had been given by them." Mr. Root "said that AGIP should arrange for a top-level meeting with Pertamina with representatives from the other Partners so that they could at least evaluate the reaction even if no definite answer were forthcoming".

"Pertamina had never responded to the suggesting made last year to form a Joint Committee to evaluate the project". Mr. Cambi "pointed out, however, that the conclusions of the study had been that the project was not economically feasible at that time and it was now up to the Group to change those conclusions through the presentation of a work programme which in AGIP's opinion would have more strength if it included an immediate appraisal well".

"At the present time it was impossible to say whether Tenneco would wish to proceed with the project or not until more information about marketability, prices, sales projections, etc. was known. In other words, even if Pertamina was relatively cooperative about the assurance required, Mr. Oxley was still going to have to persuade his management about the viability of the project which involved a considerable amount of money and Tenneco did not feel ready to launch into it without a far better idea of what the market situation was likely to be in 8/10 years time. He therefore urged that market research start as early as possible".

Riassumendo :

"AGIP had presented a general programme and the Partners had agreed that it represented a fair assessment of the work necessary to evaluate the AL field in order to determine its commerciality.

Tenneco considered that market research should be the first step and reserved the right to communicate their management's decision within two weeks as to whether Tenneco would wish to participate in the AL project - in the event of an affirmative decision participation would be along the lines of AGIP's programme in its present form. As far as the date of commencement of the programme was concerned, the Partners reached no agreement. Tenneco did not wish any money to be spent on the programme until the market situation had been defined; they also had internal budgetary problems concerning a well in 1978. AGIP had proposed to spud the AL-2X well as soon as possible after the current exploration programme whereas Phillips had said that a commitment should only be undertaken after having received certain assurance from Pertamina, namely that the Group would have at least 5 years beyond the end of the present contract during which the clock would be stopped in recognition that this was the amount of time necessary to evaluate the commerciality of the AL project and that a minimum 20-year exploitation period would be allowed from the date commerciality was recognized. It was agreed that, while waiting for Tenneco's decision, AGIP would prepare a final draft of a cover letter along the lines of the draft presented and discussed during this Meeting, together with a revised version of the work programme which would indicate how long each stage would take but would make no mention of the expenditures required.

These documents were to be prepared with a view to arranging for a top-level meeting with Pertamina (and possibly the Ministry of Mines) as soon as possible, during which representatives of all Partners would be present and where negotiations would start on an informal basis with a description of the work that the Group considered necessary to evaluate the commerciality of the AL field and the overall time required". (the "pre project Gas AL).

Le Minutes furono approvate dai Partners con la seguente chiarificazione della Tenneco :  
"It should be clarified that Tenneco agreed to inform the partners (1) if we wished to participate in the negotiations for an extension, (2) if we agreed with the concept of an AL work program as a means to extend the contract, and (3) if we would approve an AL well in 1978. We did not agree to make a final decision as to our participation in the extension because that decision is not now required before actual terms are known, and we do not consider that either AGIP, Phillips or Tenneco is committed on final terms.

Segnaliamo che nel 1977 (giugno e luglio), nel blocco KAKAP (parte del nostro primo rilascio del 1971) il Gruppo Phillips (oper.) Tenneco aveva eseguito due pozzi sterili, ritira dosi quindi dal blocco e lasciandolo alla MARATHON, divenuta operatore nell'ottobre 1977.

Il 7 dicembre 1977 si ha la cerimonia ufficiale di inaugurazione del Campo di Salawati, in Irian Jaya, alla presenza del Presidente Suharto, del Ministro Sadli, del Presidente della Pertamina, del Presidente Douce della Phillips, di Orioli per l'AGIP e di Marshall per la Conoco.



Nel 1977 nel Blocco A sono stati spesi 3.4 milioni di \$ e in totale dall'inizio, circa 84 milioni \$.

Il 13 dicembre 1977 si svolge un incontro fra l'Ing. Orioli e il dr. Cambi, e l'Ing. Zahar ; l'Ing. Orioli espone le proposte del Gruppo AGIP per il Pre-project e il Project Gas AL ; le reazioni dell'Ing. Zahar sono le stesse di quelle esternate a Franchino il 2 sett. 77 (v. telex 811/77) e cioè che :

- (1) dopo 10 anni è possibile ritenere 15,000 km<sup>2</sup> per ulteriore esplorazione solo se avvenuta scoperta commerciale, riconosciuta dalla Pertamina ;
- (2) questa estensione (per uno o due anni di esplorazione) viene concessa se presentato programma di sviluppo approvato dalla Pertamina, per la o le scoperte avvenute ;
- (3) allo stato attuale la Pertamina non considera commerciali nè il gas "AL" nè i pozzi AQ - AO - AI - AV ;
- (4) comunque una richiesta di estensione del periodo di esplorazione per una certa parte di area può essere richiesta al massimo due mesi della scadenza contrattuale del periodo esplorativo (per noi quindi al massimo entro metà ottobre 1978) ;
- (5) la Pertamina e il Ministero Miniere esaminano queste richieste caso per caso, in base soprattutto al loro interesse in quanto la materia è fuori delle norme previste dal P.S.C.

Il 14 dicembre 1977 si ha l'incontro con il Presidente Pertamina Piet Haryono : guida la delegazione l'Ing. Orioli per l'AGIP Operatore, e sono presenti Dunn per la Phillips e Burgher per la Tenneco. Orioli espone le nostre richieste per perpetuare sul Blocco A i nostri diritti, dopo la scadenza del periodo esplorativo del 18 dic. 1978, illustrando in breve la sostanza del pre-Project e del project Gas AL. Piet Haryono segnala i punti essenziali da tenere in considerazione (specialmente l'economicità del progetto e le condizioni di mercato) e invita a presentare al più presto una lettera con le nostre proposte e richieste, per le quali esprime anticipatamente la sua favorevole disposizione, avendo anche avuto - testualmente la sua affermazione - la "green light" dal Presidente dell'Indonesia Suharto, a cui era stato segnalato il caso del giacimento di gas AL.

#### ANNO 1978

Dopo il meeting del dic. 77 il Gruppo si riuniva per concordare una azione immediata. Viene convocato un meeting il 18 genn. 1978 a Londra "to finalize all the document for further handling to Pertamina through our Mr. Franchino", più precisamente :

- 1) the covering letter to Pertamina ; 2) the summary of the proposed work programme and schedule ; 3) the technical report ; 4) a draft "bridging agreement" covering the contractual period devoted to the feasibility study.

Mentre, salvo minori variazioni, la cover letter viene approvata, la Phillips richiede di considerare al posto del "bridging agreement"

proposto dall'AGIP, un completo testo di amendment del PSC in vigore, totalmente e concettualmente diverso dalla proposta AGIP.

Riportiamo dal testo dell'agreement proposto da AGIP, che faceva riferimento : "to our recent talks on the Programme for a Study to ascertain the commerciality of the "AL structure": "Pertamina being interested in ascertaining the possibility of developing the AL gas field, hereby confirm the following :

- a) The discovery of the AL gas field (notified on January 31, 1975) has been made within the term specified in article 1.2, Section II of the Contract.
- b) Pertamina agree that, in conformity with article 1.4, section II of the Contract, in order to ascertain the commerciality and the possibility of developing the discovery, all pertinent technical and economic aspects must be taken into consideration. For this purpose a feasibility study will be conducted by AGIP (Indonesia) Ltd. as operator of AGIP Group "within five years starting from the date hereof".
- c) After completion of the feasibility study, in the event the parties hereto agree that the AL discovery can be produced commercially, then Pertamina and AGIP Group, in conformity with article 2.2. Section VI of the Contract, shall enter into appropriate contractual arrangement concerning the production, processing and utilization of natural gas and the construction and installation of facilities for such processing and utilization.
- d) In conformity with articles 1.4 and 1.5, Section III of the Contract, at the expiration of the 10th. Contract year, AGIP Group having made a discovery, shall maintain a reasonable exploration effort on a portion of the Contract Area not exceeding 15,000 square kilometres.
- e) Up to the date of the joint decision by Pertamina and AGIP Group to produce or not to produce the AL gas structure as provided for under point c) above, the relationship of the parties hereto shall be governed by the provisions of the Contract as confirmed by the present letter agreement.

La proposta PHILLIPS invece considera praticamente un nuovo PSC con clausole solo per l'area AL con inizio 19 dic. 1978, cioè alla scadenza dell'attuale PSC per 10 anni e con impegni minimi di lavoro per la struttura AL di 2.5 milioni \$ all'anno per 6 anni e da determinare per i rimanenti 4 anni.

La TENNECO si allinea sulla versione Phillips di approccio alla Pertamina. "Mr. Edwards said that although Tenneco still had some doubts concerning the financial commitments included in Phillips' proposal, this seemed to serve Tenneco's general strategy better, i.e. to obtain the maximum flexibility to interrupt any undertaking".

L'AGIP (Mr. Cambi) "replied that he had strong personal doubts as to whether the formula proposed by Phillips could be applied to the Block "A" situation and also as to how this would be received by Pertamina considering what had already been communicated to them

on the matter. In any case, he concluded, as the new proposal, both as regards its spirit and its contents, differed with respect to the tenor of the discussions Mr. Orioli had had with the President of Pertamina, the entire matter would have to be re-submitted to AGIP's top management and its validity would need to be carefully examined and evaluated by legal and other departments in AGIP. As a tentative date for a reply from AGIP, Mr. Cambi indicated the end of January".

In detto meeting non è possibile neppure discutere il "Work Program and Technical Report" sottoposto dall'AGIP ai Partners in precedenza, in quanto la Phillips dichiara di non aver avuto tempo per esaminare i nostri programmi; comunque sia Phillips che Tenneco anticipano che andavano in ogni caso modificati per renderli più vaghi in termini di tempo; infine al meeting non erano venuti alcun tecnico o esperto sia della Phillips che della Tenneco mentre l'AGIP era presente con i suoi tecnici per le discussioni, come del resto previsto nella comunicazione di convocazione del Meeting.

La reazione comunque dell'AGIP a questo inaspettato cambiamento di comportamento della Phillips (a cui si era associata la Tenneco) si esterna in un telex di protesta inviato il 20-1-78 dall'Ing. Orioli a Mr. E. Van Den Bark della Phillips.

Il 10 febb. 1978 viene convocato un OCM in Milano con la seguente agenda:

1. Application to Pertamina for perpetuation of rights on Block A Contract.
2. Miscellaneous - Proposal of exploratory drilling program.

Per superare la posizione di stallo creata dalla Phillips al meeting di Londra, l'AGIP apre una discussione per trovare una soluzione alternativa, basandosi sulla proposta Phillips, anche se differente dalla posizione AGIP.

Vengono presentati e discussi tre documenti: Covering letter to Pertamina (spiegante i motivi della nostra richiesta); Summary of Program; Amendment to Contract.

Sia Phillips che Tenneco si dichiarano in accordo per il tipo di approccio alla Pertamina e con la filosofia adottata nei documenti, aggiungendo però che le raccomandazioni dell'OCM avrebbero necessitato l'approvazione dei rispettivi top managements.

L'AGIP è d'accordo con la Tenneco per l'inizio immediato di uno studio congiunto di mercato per i prossimi 5-10 anni: la Tenneco (Mr. Edwards) aveva segnalato che "a gas price in the neighbourhood of \$ 4.4/MCF would be required and this was beyond the market trends that any of the Partners had studied in detail". Inoltre "the Partners recognized that the question of the type of customers to be approached would be one of the subjects to be studied".

Durante la discussione per l'"Amendments to Contract" per il quale i Partners preferiscono posporre l'accettazione dopo le ini-

ziali reazioni Pertamina alla proposta del Gruppo, l'AGIP (Mr. Cambi) precisa che "the philosophy was that a real extension was not in fact being requested; the Group was simply asking for a possibility to perform certain work for which there would otherwise be no time due to the imminent expiry of the contract and this was also related to the fact something unusual had been found which, in the specific case of gas, had already warranted special mention in the contract itself." The concept of an "extension" had been used since this appeared to be the easiest way to present the approach. It was suggested be followed, the idea being that the contract should be temporarily stopped and the re-activated, an interim period falling in between."

Conclusa la discussione sui testi dei documenti con le correzioni proposte dai Partners l'AGIP (Mr. Cambi) "would await a telex from the Partners as soon as possible indicating that they had received management approval". (siamo al 10 di febb. 1978). La Phillips (Mr. Root) però, a questo punto, esprime il proprio disaccordo circa l'applicabilità dell'Operating Agreement in vigore alla nuova linea di azione del Gruppo, sia per quanto riguarda l'area fuori la struttura AL, sia per l'area AL, e chiede la procedura del voto unanime per i lavori fuori area AL. La Tenneco (Mr. Edwards) dichiara che la richiesta Phillips equivale alla clausola del "sole risk". L'AGIP (Mr. Cambi) replica infine che la richiesta "for unanimous voting procedure for either part of the area is groundless" e che tutta la faccenda sarebbe stata riportata al top management dell'AGIP.

La perforazione era ripresa nel dicembre 1977 con l'impianto floating barge Fredericksburg, dell'Atwood. Il pozzo ARCA-IX (nella parte Est, W.D. 526 ft.) inizia il 23 dic. 1977 e termina sterile il 9 marzo 1978 al T.D. 11.200 ft. "Despite of good reservoir and source rocks characteristics, both carbonate and clastic reservoirs were water saturated". Durata 84 giorni, costo milioni. Segue il pozzo BURSA-IX di cui si parlerà più avanti.

(Nel mese di febbraio 1978 la Pertamina emette un tender (scadenza 15 maggio) per un blocco onshore nel S.E. Sumatra, denominato S. LAMPUNG, a cui l'AGIP decide di non partecipare; il Blocco verrà poi assegnato come JO/PSC, il 15 luglio a un gruppo Giapponese).

L'11 marzo 1978 l'AGIP riceve il seguente telex Phillips:  
"Ref. your tlx march 3, 1978 regarding blk A extension.  
We are processing documents presented at February 19, 1978 meeting.  
We hope to have management approval in next few weeks".

Appare chiaro che non si può prevedere quando la nostra richiesta alla Pertamina per l'estensione del Blocco A potrà essere presentata e a Franchino a Jakarta viene richiesto (per telex) di informare la Pertamina (Mr. Zahar) su quanto segue:

- a) after meeting of Dec: 14, 1977, during which AGIP as operator promised to present Pertamina an official application within the month of January 1978 a set of documents has been prepared for submission to the Partners and composed by :
- official letter of request for the granting of an "appraisal period" between the end of the ten years of exploration and the following exploitation period. Such an "appraisal period" was anticipated to cover at least five years on the basis of a detailed work programme.
  - detailed work programme supporting the request for an "appraisal period".
  - technical report explaining the aims, methods, timing and cost of each individual item of the programme.
  - draft of legal document to specifically govern the appraisal agreement in the framework of the production sharing.
- b) after long discussion of the 18th. of January it became clear that an agreement among conventurers on the above documents was impossible. Phillips and Tenneco were unwilling to commit themselves in terms of a detailed work program preferring to seek for a longer extension of the initial exploration period against a fixed yearly investment commitment.
- c) a new set of documents was prepared by AGIP basing on Tenneco and Phillips suggestions and discussed with the Partners on the 10th. of February. Tenneco and Phillips while reserving their final approval for the presentation to Pertamina requested as a pre-requisite condition a major revision of the joint venture operating agreement of which we do not know yet the terms. Such request is not acceptable to AGIP.
- d) unfortunately the decision to contact Pertamina seeking the perpetuation of rights on Block "A" is a matter to be unanimously agreed and this prevent us any action.

Franchino il 14 marzo in un colloquio "non ufficiale" informa Zahar delle ragioni del ritardo nel presentare la richiesta per l'estensione del Blocco, promessa per gennaio 1978 durante l'incontro con Piet Haryono del dicembre 1977 (come dal su riportato telex di Cambi e Mengoli).

Il 29 marzo viene nominato il Prof. Subroto, nuovo Ministro indonesiano delle Miniere e dell'Energia, in sostituzione di Sadli.

Nel frattempo si effettua il pozzo BURSA-IX (ancora nella parte Est, W.D. 500 ft.) ; inizia l'11 marzo e il 28 marzo 1978 "at top of Terumbu fm. (4837 ft.) has been found oil and minor gas bearing. Over a total of 171 ft., 93 ft. are considered to be oil zone with average water saturation of 31 % (The oil is medium light

API 38° 9 ; medium sulphur content (0.19 %), intermediate paraffinic (wax content = 14,5 %)".

I Partners decidono, a maggioranza, di approfondire il pozzo fino a 12.548 ft.; viene P. & A. il 20 maggio 1978 ; durata 63 giorni.

Viene inoltre approvato a maggioranza (Phillips contraria) l'effettuazione di un rilievo sismico di dettaglio sulla struttura Bursa. Purtroppo, tentativi preliminari calcoli delle riserve di BURSA, sono tali da sconsigliare un pozzo BURSA-2X (Le riserve recuperabili RF : 40 %, erano stimate in 4 - 5 milioni di barili d'olio). I Partners decidono di continuare la perforazione sempre nella parte Est.

Il Budget 1978 per il Blocco viene aumentato a circa 9.5 milioni \$ (dal precedente 4.2 milioni \$.)

Il 22 maggio inizia la perforazione di CYPRAEA-1X (W.D. 516 ft.) che termina sterile l'8 giugno, alla prof. di 6816 ft. "... the reservoir reefal limestone of Terumbu form was 100 % water saturated". Durata 18 giorni. costo milioni di \$.

Infine il pozzo DRUPA-1X (W.D. 450 ft.) ; inizia il 9 giugno e il 21 giugno, alla prof. di 4124 ft. "the well was abandoned due to the reservoir (Terumbu form.) completely water saturated."

Durata 12 giorni. costo milioni di \$.

Drupa-1X è l'ultimo dei pozzi effettuati nel Blocco A, in 10 anni.

Il giorno 10 giugno 1978, Mengoli e Franchino compiono una visita a Zahar : viene fatto presente che il Natuna Sea Blocco A necessita ulteriore perforazione preceduta da un programma sismico ; considerando il tempo prima del 18 dic. sarebbe nostra intenzione richiedere un periodo di estensione del PSC per ulteriore esplorazione per olio, senza menzionare il pre-progetto gas AL. Zahar fa presente che le dimensioni di Bursa non sono commerciali, per la Pertamina, e che la stessa considera il Blocco A già intensamente esplorato. In ogni caso i tempi di risposta a eventuali nostre proposte di estensioni, sono da parte Pertamina, lunghi.

Il giorno 13 e 14 giugno 1978 vengono convocati negli uffici Tenneco a Houston, il TCM per "Exploration guidelines and program for an exhaustive evaluation of Block A oil potential" e l'OCM per "Final decision on the approach to Pertamina for PSC extension".

Nel nuovo programma presentato ai Partners per accertare la commercialità dell'AL vengono previsti spese in 5 anni per un totale di 32.8 milioni \$ (26.15 firm più 6.64 contingent).

Risultano che nel Blocco rimangono ancora valide tecnicamente per perforazione almeno 5 strutture, oltre beninteso la AL.

Nello stesso TCM la Phillips richiede di considerare "an amendment Phillips had prepared to the Block "A" contract clause concerning the split. In short, the revised wording implied that were the AL gas project ever to be implemented, the production split would be 56 % - 44 % instead of 65 % - 35 % after tax.

L'AGIP (Mr. Cambi) non ha obiezioni alla proposta ; con l'occasione ricorda ai Partners che se BURSA o un altro prospetto "did not result in a commercial oil discovery, the AL project appeared to be the Group's last chance of perpetuating its rights on Block "A".

(Ricordiamo che tutte le altre scoperte sono state di gas e non commerciali: AI-1X (riserve : 40 miliardi di m<sup>3</sup>), AQ-4X (tracce olio ; riserve 40 miliardi m<sup>3</sup>), AV-1X (50 % CO<sub>2</sub> ; riserve gas 50 miliardi m<sup>3</sup>), AP-1X (45 % CO<sub>2</sub> ; riserve 50 miliardi m<sup>3</sup>))

"Mr. Burgher said that Tenneco would have no objection to Phillips' proposed amendment in the context of the AL project. In Tenneco's opinion, the simplest way to extend the Block "A" contract was that Bursa be declared a normal commercial discovery. If this was not the case, the AL project appeared to be the only course of action open to the Group."

Durante l'OCM vengono riportato ai Partners le opinioni di Zahar di cui al colloquio di Franchino e Mengoli del 10 giugno e cioè "that for Pertamina the exploration of Block "A" was almost complete and they did not believe there would be any more large discoveries ; he added that in his view any new discoveries might be of interest for the Group but not for Pertamina, due to past expenses that negatively affected the economics. Mr. Mengoli had insisted that there was still room to find something of interest, especially as development techniques were changing, and that there was no need to have a very large discovery for it to be commercial, however the impression gained from Mr. Zahar's comments was that the economics Pertamina have run (apparently assisted by Price Waterhouse) in relation to companies with large amounts of past expenditures had led to the conclusion that it was not worthwhile for Pertamina to continue working with them. Mr. Zahar had added that when the Group had presented its last work program and budget for 1978, Pertamina had had grave doubts as to whether or not they should approve it. Mr. Mengoli considered that in view of Mr. Zahar's comments (said by him to be a personal opinion but which undoubtedly reflected Pertamina's official feeling too) the situation appeared to have deteriorated since previous unofficial talks with Mr. Zahar and even Mr. Haryono left room for a certain optimism. Finally, Mr. Zahar had said that the problem would call for a lot of thinking on their side and that this would take time.

"Mr. Dunn remarked that in his view this apparent change in Pertamina's attitude was contradictory to their claimed policy of attracting more foreign investment for exploration in Indonesia ; he suspected that reasons for the change might be the tax regulations recently issued by the I.R.S. concerning U.S. companies in Indonesia and the intervention of foreign economic and financial advisors".

"Mr. Franchino added that Pertamina also repeated their request to have separate operating companies for each venture and that this was also related to tax consolidation problem".

Mr. Cambi passa quindi in rassegna le differenti posizioni dei Partners, il cambiamento di comportamento della Pertamina e afferma che "It was an undeniable fact that for AGIP the AL gas remained the most important factor ; even if the development of the market had not been as fast as expected and possibly some more years would pass before the AL economics were acceptable, he could not see how the Company could drop such a potentially valuable project. In addition, the gas had to be protected in a special way ; even if the Group to-day obtained 20 years exploitation, for instance through Bursa, 4-5 years would probably be needed to find a potential customer and at least 6 years to develop the AL field and it was therefore evident that a commitment to sell gas could not be contemplated when there were only 9 years left to cover the Group's rights" ed inoltre "with this target in mind, he saw no possibility of separating the gas from the exploration in negotiations with Pertamina and there had to be a package under the umbrella of the existing Production Sharing Contract".

"Mr. Cambi concluded that what was important now was not to lose any more time and to go to Pertamina as soon as practically possible this time not only with documentation concerning gas but also with something for oil exploration. It would be necessary to provide technical details, explain the rationale for the request and present a work program with details of the minimum commitment the Group was willing to undertake".

Si hanno intense, lunghe e difficili discussioni sulle differenti e contrastanti opinioni dei Partners. In particolare Tenneco "had a difficult problem because they did not share the optimism of AGIP and Phillips for the AL project and they were very reluctant at this time to make any commitments to significant capital expenditures on AL".

Alla fine viene deciso che i rappresentanti Phillips e Tenneco si incontreranno a Milano il 26 giugno 1978 per esaminare e approvare i testi di tutti i documenti da presentare alla Pertamina per ottenere l'estensione dei diritti del Gruppo sul Blocco A.

L'11 luglio 1978 in Jakarta avviene l'incontro con il Presidente della Pertamina Piet Haryono ; la missione è guidata da Cambi ; rappresenta la Phillips Root e la Tenneco Burgher.

Il Presidente Pertamina esordisce ricordando subito che politica della Pertamina è quella di seguire le norme del PSC, e cioè in caso di scoperte considera la commercialità e il recupero dei costi per i contrattisti solo se economici per la Pertamina. Cambi ricorda l'incontro del dicembre 1977 (durante il quale Piet Haryono aveva espressa favorevoli considerazioni per il gas AL) segnala che negli ultimi sei mesi trascorsi è intervenuta una scoperta di olio (Bursa-1X), quindi la necessita di ulteriore esplorazione (per l'olio) e di lavori di valutazione per accertare la feasibility del progetto gas AL.

Viene presentata la lettera (IN 0059/78) formale di richiesta di estensione corredata di :



- a - una bozza di accordo suppletivo che prevede : una estensione di sei anni, più due opzioni biennali, per l'intera area ; la conservazione del diritto di recuperare le spese esplorative e di appraisal dal 1968 fino alla data in cui verrà decisa la commercializzazione, la garanzia di un periodo di produzione che permetta lo sfruttamento economico del giacimento (almeno 20 anni dall'inizio delle consegne). Come contropartita viene offerto un impegno di spesa di 6 milioni di dollari nei primi due anni e quindi 3 milioni all'anno per i successivi 4 anni interrompibili alla fine di ogni esercizio se risultati negativi portassero alla decisione di rinunciare al permesso.
- b - un programma di lavori per l'intero periodo di estensione che prevede il completamento dell'esplorazione nel primo biennio e quindi studi sul gas, se non siano intervenute nel frattempo altre scoperte chiaramente commerciali.
- c - una descrizione tecnica di tutti i lavori che si intendono fare.

Il Presidente della Pertamina, pur non entrando nel merito dei vari elementi della proposta conferma la propria buona disposizione verso la nostra richiesta e promette una rapida risposta, non appena i suoi esperti abbiano avuto modo di valutare la documentazione fornita a sostegno della domanda di estensione. Conclude che non vede grosse difficoltà al riguardo e dichiara che non è loro intenzione cambiare "customers".

Segue una illustrazione, a livello esperti (da parte Pertamina l'Ing. Zahar) della proposta, durante la quale non viene espresso alcuna opinione ma ci viene fatta conoscere una delle preoccupazioni della Pertamina : la nuova regolamentazione fiscale indonesiana (resa necessaria per l'atteggiamento dell'I.R.S. USA verso i profitti delle Società americane firmatarie di P.S.C.) fa sì che i soggetti fiscali non siano più i singoli contratti bensì le Società firmatarie. Questo, nel caso ci venisse esteso il contratto, renderebbe possibile il consolidamento delle contabilità del blocco A e dell'area di Teluk Berau, con effetti facilmente intuibili sul "Government Take". Ci viene quindi anticipato che tale preoccupazione avrebbe dovuto essere fugata o creando due società separate per le due aree o sottoscrivendo un impegno a non consolidare.

A proposito del Gas AL, la premessa del rapporto "Programme for a study to ascertain commerciality of AL structure" presentato al Presidente Piet Haryono e all'Ing. Zahar è la seguente :

"The discovery of the AL structure with big reserves of natural gas containing an high content of CO<sub>2</sub> poses several problems of a technical and of an economical nature that require to be thoroughly studied before a commerciality declaration can be reached.

The present technical report details the studies and works proposed for this purpose". (Siamo nel luglio 1978, a 5 mesi dalla scadenza del P.S.C.)

(Nel mese di luglio 1978, nel blocco Natuna Kakap, la MARATHON scopre olio nel pozzo KG-1X, T.D. 8069 ft. ( a cui però non segue alcun pozzo di conferma ; un secondo pozzo (KG-2ax) nel giugno 1979 rivelerà manifestazioni di olio).

Dopo l'incontro dell'11 luglio, passano mesi senza ottenere una risposta dalla Pertamina. Pur esistendo qualche ragione per spiegare il silenzio (il Responsabile che cura i rapporti per i PSC, l'Ing. Zahar, assente per lunghi tempi, il mese del Ramadan, cambiamenti organizzativi nella Pertamina come conseguenza anche del cambiamento del Ministro dell'Energia) le nostre preoccupazioni aumentano ovviamente perchè il tempo rimanente, prima della scadenza, si riduce sempre di più.

Vengono tentati contatti informali (5 agosto, 18 agosto) e inviata una lettera ufficiale (il 7 sett.) per conoscere le reazioni Pertamina alla nostra richiesta dell'11 luglio scorso. Durante un successivo contatto informale (del 24 ottobre) dei nostri rappresentanti in missione a Jakarta, si viene a sapere che l'esame tecnico della nostra proposta era stato fatto e che i risultati non erano positivi perchè le potenzialità residue dell'area erano considerate dalla Pertamina non economiche, se dovevano sostenere l'onere di oltre 90 milioni di dollari di spese pregresse.

Veniamo messi al corrente, in via di amicizia, dei giudizi espressi all'interno della Pertamina, quando la nostra richiesta era stata esaminata :

"L'atteggiamento generale politico", era di volerci favorire ; però la nostra proposta era troppo poco aggressiva e diluita nel tempo ; per tutto il periodo conservavamo la libertà di ritirarci, per cui la Pertamina rischiava di non poter disporre dell'area per 10 anni per poi ritrovarsi con un nulla di fatto.

Fino al momento, in Indonesia, le estensioni erano state massimo biennali e con impegni precisi che, per inciso, si erano trasformate in decisioni di commercializzazione.

Contrattualmente le estensioni erano giustificate dalla necessità di confermare scoperte ancora non definite, quindi il caso della nostra struttura AL, per la quale però, noi proponevamo lavori solo a partire dal terzo anno di estensione. L'invito era a concentrare i lavori nei primi due anni limitando a tale periodo la richiesta".

Il problema della consolidazione viene apparentemente superato con la presentazione alla Pertamina di una nostra lettera

(OV/0100/78) in cui ci impegniamo, a certe condizioni, a non consolidare passivi del Blocco A e attivi del Teluk Berau.

In conclusione, ci viene fatto capire che senza una nostra proposta alternativa probabilmente le cose saranno lasciate andare secondo il loro corso naturale.

I Partners vengono dovutamente informati di tutti questi contatti informali e si propone agli stessi una proposta alternativa da sottoporre con urgenza alla Pertamina ; viene convocato un meeting per il 7 novembre 1978 a Milano per discutere :

- a) Possible concentration of the commitments of the first 6 years period in a shorter time (2 anni) to make our proposal more aggressive.
- b) Possible prorating of recover of previous costs in relation to size of discoveries in order to guarantee a minimum Government take during cost recovery period.
- c) Possible reduction of exploration period.
- d) Possible reduction of contract area.

I Partners però non dichiarano di prendere in considerazione alcuna proposta alternativa se prima non hanno ricevuto una risposta ufficiale dalla Pertamina.

A Jakarta Franchino ha nel frattempo un ennesimo colloquio informale con l'Ing. Zahar il 6 nov. ; lo stesso fa capire che una risposta alla nostra richiesta del luglio scorso non è obbligatoria da parte Pertamina, ma ammette poi che avrebbero risposto ; afferma di non vedere alcuna economicità per giustificare la concessione dell'estensione nè per l'olio nè per il gas ; conclude assicurando che si sarebbe interessato per farci avere una risposta prima della scadenza del 18 dicembre.

La risposta Pertamina viene ricevuta dall'AGIP a Jakarta il 18 novembre 78 ; riportiamo il testo della lettera firmata dal Presidente Piet Haryono (n. 1276/DR/DU/78 data 15 nov. 1978).

"Having carefully studied your letter IN 0050/78 dated July 5, 1978 regarding the above captioned subject, we have come to the conclusion that we regretfully have to advise you that under combined further economic situation and exploration risk of the contract area, we can not agree to an extension of the Exploration Term. We do appreciate all the exploration efforts dedicated to the contract area in the past which have reflected your due compliance to the provisions of the Production Sharing Contract, and we therefore wish to express our most sincere thanks accordingly."

Il 27 nov. 1978 si ha un OCM in Milano : "Mr. Zappala explained that the Group should notify Pertamina that a petroleum discovery had effectively been made, indicating that it would be marketable within an appropriate period of time ; the Group could then avail itself of a specific provision in the contract whereby, apart from allowing survival of the contract, the Group then had the opportunity, following such a notification, of talking to Pertamina,

explaining the kind of asset represented by the AL structure and the fact that it could be produced at a competitive cost with the consequence of it becoming an economically viable project within a given time projection.

Mr. Zappala tabled a draft of a letter, which had been prepared by AGIP and which in their opinion represented the only approach that could now be attempted with Pertamina. He explained that the text had been drafted in such a way as not to appear an abrupt change of strategy on the part of the Group and represented a compromise between the previous approach and the line it was now suggested should be adopted. By asking Pertamina for something covered by the provisions of the current contract (i.e. discussions on the basis of a "commercial" discovery and retention of 15,000 sq.km of the Contract area in addition to the AL structure), AGIP were of the opinion that although this might not be immediately accepted by Pertamina in the form presented, it would at least serve to temporarily freeze the expiration of the contract".

"Mr. Zappala pointed out that AGIP had introduced two provisions that could represent incentives for Pertamina: the first related to a form of guaranteed minimum Government take in the case of limited oil discoveries (meaning that the Group - while not waiving its right to recovery - should carry its past expenditures forward in certain circumstances) and the second constituted an undertaking that the costs and proceeds relevant to Block "A" would not be consolidated, for tax purpose, with the costs and proceeds of any other Block in Indonesia. It was felt that these two provisions could help to quell certain fears that Pertamina appeared to have".

La Tenneco per motivi interni finanziari non può impegnarsi per più di 10 Milioni di Dollari nei primi due anni dell'estensione, non può accettare la dichiarazione di commercialità, dovendo in tal caso iniziare lavori su AL, e non accetta alcuna tipo di rinuncia, ai costi pregressi.

Nel caso la ragione del rifiuto Pertamina fosse da imputare agli impegni di lavoro su AL considerati da lei modesti, la Tenneco è disposta alla dichiarazione di commercialità solo se AGIP e Phillips sono disposti a finanziare gli impegni stessi, con separazione dell'area AL dal resto, dove invece la Tenneco è disposta a effettuare lavori (per massimo 10 Milioni di Dollari nei primi due anni) Ma tutto ciò viene respinto dalla Phillips.

La proposta lettera AGIP alla Pertamina si rifà al rifiuto ricevuto alle nostre proposte di luglio e considerando la natura "Extra contrattuale" della richiesta estensione, si richiama ora strettamente agli articoli del PSC, segnalando ufficialmente alla Pertamina l'esistenza della scoperta commerciale del campo a Gas AL. A tal riguardo viene segnalata, come dal PSC, un'area residua

di 15,000 km<sup>2</sup> dove continuare l'esplorazione dopo la data di scadenza, il tutto sempre nell'ambito del PSC.

Le riserve di metano di AL sono stimate tra 250 e 1000 miliardi di m<sup>3</sup>. Vengono indicati in 40 milioni di \$ in 5 anni i "Work Programs for the exploration of the area (15,000 km<sup>2</sup>) and for the AL Field development" ; di questi 35.7 milioni \$ nei primi due anni (21.5 mil. \$ per il Gas Field AL e 8 mil. \$ per l'esplorazione per olio). Vengono pure presentati nuovi economics per il gas AL.

Sia la Phillips (Mr. Dunn) che la Tenneco (Mr. Burgher), pur dimostrando una certa flessibilità nel considerare i punti proposti dell'AGIP, insistono per avere un incontro con Piet Haryono prima di discutere in dettaglio e approvare ogni tipo di nuova e differente proposta, anche se ormai a poco più di due settimane dalla scadenza. In particolare Mr. Burgher ricorda che il Presidente Pertamina, in due precedenti incontri (dic. 77 e luglio 78), aveva espresso considerazioni favorevoli per l'estensione. Mr. Zappala però fa notare come la lettera di rifiuto del 18 nov. firmata da Piet Haryono è di tenore diametralmente opposto. La Tenneco vuole sapere dal Presidente Pertamina le ragioni del rifiuto per poter modificare di conseguenza la nostra proposta.

Il meeting con Piet H. avviene l'8 dic. (preceduto da un incontro interno fra i Partners del 6 dic.). Guida la missione il Dr. Zappala per l'AGIP Operatore presenti Dunn per la Phillips e Burgher per la Tenneco. E' presente l'Ing. Zahar ; Piet Haryono afferma che è inutile discutere in quel momento le ragioni del rifiuto alle nostre proposte del luglio scorso e invita a discutere al più presto con Zahar le nostre nuove proposte.

Il 10 dic., dopo accanita discussione Phillips e Tenneco, rigettano la proposta AGIP di presentare una lettera di dichiarazione di commercialità del Gas AL, prima di conoscere le reazioni di Zahar.

Soprattutto la Tenneco riconferma di non poter prendere alcun impegno per AL, nemmeno per un appraisal well e non può prendere impegni superiori a 10 milioni di US Dollari per i primi due anni dell'estensione. In un incontro informale, a casa di Zahar, domenica 10 dic. lo stesso fa presente a Franchino (che, come da richiesta dei Partners gli anticipava gli "outline for discussion" del giorno dopo) : I) che si aspetta una lettera con le nostre richieste precise a cui avrebbe chiesto, se non chiare, le necessarie chiarificazioni, ma non da negoziare, in quanto i negoziati non sono nei suoi poteri né nella politica della Pertamina ; II) che non crede minimamente nella commercialità del Gas AL ; III) che, in caso di nuovo PSC noi, a parità di condizioni con le altre compagnie in competizione, saremmo stati preferiti, avendo un punto di favore che nessuna altra Compagnia poteva avere, e cioè la conoscenza dell'area dopo 10 anni di lavori.

L'11 dic. '78 avviene l'incontro dei Partners con l'Ir. Zahar ; vengono esposti gli outlines per la nostra richiesta per salvare (in extremis) i diritti sull'area e resi noti i nuovi punti elencati nella rinnovata richiesta di estensione : rinuncia ai costi pregressi (per determinati ammontari della eventuale produzione)

e alla consolidazione, entrambi sostituiti con compensazioni : queste ultime però hanno per la Pertamina complicati risvolti legali ai quali Zahar non può rispondere. Ad una domanda della Phillips, se in aggiunta ai punti della nostra richiesta può indicarci altre alternative, Zahar non può rispondere formalmente anche se deve ammettere che ve ne sono. A riguardo del Gas AL e di una nostra lettera di dichiarazione di commercialità per congelare la data della scadenza del 18 dic. l'Ing. Zahar si mostra molto meravigliato che si possa parlare ora di commercialità, con un solo pozzo effettuato nel 1973 e dopo due nostri rapporti (ott.'76 e giugno'78) con conclusioni negative ; ricorda il PSC.Sect. II art. 1.4 ("if Petroleum is discovered within 10 years contract period ..... which in the judgement of Pertamina and AGIP can be produced commercially .... then development will commence) e afferma da parte Pertamina l'impossibilità ora per un simile riconoscimento ; comunque avrebbe fatto presente a chi di dovere le nostre preoccupazioni.

Il 14 dic. 1978 (a quattro giorni dalla scadenza) viene presentata alla Pertamina la formale lettera di richiesta di estensione, concordata e approvata dai Partners con le clausole di :

- estensione per un periodo di 10 anni, con minimum commitments (in US. Dollari) così suddivisi per i primi 6 anni: 1° e 2° : 10 milioni ; 3° : 12 milioni ; 4° : 10 milioni ; 5° : 8 milioni ; 6° : 8 milioni (totale 6 anni : 48 milioni).
- rinuncia, a certe condizioni, in caso di scoperta olio, agli "Operating Cost" pregressi e alla "Financial consolidation" delle attività relative a differenti PSC.

Viene allegata una mappa con un'area di 15,000 kmq. più l'area del Gas AL, di nostro interesse.

Come effetto dei vari ultimi "messaggi" avuti informalmente dalla Pertamina, la lettera conclude così :

"We deem it useful to indicate herein that, apart from the contract extension approach as structured above, we are fully receptive to an alternative approach (incorporating the concepts of this proposal) which may help to resolve some multi-faceted problems affecting both of us, such as entering into a new Production Sharing Contract, if Pertamina would so prefer. While this new approach would set up a renovated contractual relationship, it would, on practical grounds, create the premises for the continuation of our existing contract. Upon Pertamina's highly desired and expected advice to that effect, properly worded contractual instruments would afterwards be prepared for mutual review and execution.

A major concern of the Group is represented by the impending tenth anniversary of the Contract's Effective Date (December 18, 1978), in respect of which the Group wishes to express its expectation that Pertamina will suspend the aforesaid date so as to allow sufficient time to accomplish mutual understandings in line with the proposals of this letter".

I Partners decidono di non presentare la lettera di dichiarazione di commercialità (di AL) a meno di una risposta negativa Pertamina prima del 18 dicembre.

La risposta Pertamina firmata dal Presidente Piet Haryono è datata 21 dicembre e ricevuta dall'AGIP il 23 dicembre 1978:  
"We kindly refer to your revised proposal for the block "A" Natuna Sea Contract extension.  
Having studied this revised proposal and after our due considerations, we regretfully have to advise you again that for the reasons as expressed in our previous letter no. 1276/DR/DU/78 dated 15 November 1978 we can not agree to the extension requested.  
Furthermore, we have duly taken note of your remaining keen desire for exploring the acreage concerned".

Contemporaneamente, con altra lettera, la Pertamina notifica ufficialmente all'AGIP la terminazione del Blocco A Natuna Sea con effetto 19 ottobre 1978. (Il totale dei costi è stato 95 milioni \$, con 43.600 km. di linee sismiche e 31 pozzi su 26 strutture).

### GARE NATUNA 1979

L'ultima frase della lettera di rifiuto finale della Pertamina sembrava lasciare un'ultima speranza ad una soluzione, con una trattativa diretta e stipulazione di un nuovo PSC, così come era stato indicato nella penultima frase della nostra ultima lettera. Un'altra soluzione ci era stata pure, indicata da parte Pertamina: l'emissione di tender pubblico per l'area, suddivisa in blocchi, con certe preferenze accordate all'AGIP.

Venivamo quindi invitati (colloquio con Ing. Trisulo, Direttore E.P., del 28 dic. 1978) a segnalare alla Pertamina, prendendo lo spunto dalla suddetta ultima frase della lettera Pertamina, e citando l'enorme sforzo esplorativo già svolto, uno o più blocchi (di circa 10.000 km<sup>2</sup> l'uno) della nostra ex area, se realmente e seriamente interessati a continuare l'esplorazione. L'emissione di tender pubblici per assegnazione di aree era necessaria, per dichiarazione Pertamina, perchè così richiesto da procedure Ministeriali. Veniva confermato che, anche se con Tenders, ci sarebbero state considerazioni speciali per l'AGIP, a parità di offerte concorrenziali.

In altro colloquio informale (Ing. Zahar, 5 genn. 79), pensiamo intenzionalmente, ci veniva segnalato che le relazioni Indonesiane con il Vietnam sono buone superficialmente, che le trattative con il Vietnam per la definizione dei confini offshore non hanno approdato a nulla, che le pretese del Vietnam attuale sono ancora più estese, sull'ex Blocco A, di quelle, a suo tempo, del Sud Vietnam e che l'emissione di tenders su tutto l'ex Blocco A avrebbe significato per l'Indonesia una riaffermazione della sua integrità nazionale su un'area offshore pretese da un Paese confinante straniero (e non definito amico). Infine l'area ex Blocco A Natuna è considerata per la sua posizione strategicamente importante e interessante dal punto di vista minerario (rinvenimenti olio a Nord nel Vietnam, nell'ex Blocco Pacten ora AGIP); produzione olio a Ovest nel Blocco Malese Exxon; campo Udang a olio gruppo Conoco Indonesia a Sud; pozzo KG-IX a olio rinvenuto da Marathon nel

rilascio Blocco A nel luglio 78 ; successivamente nel maggio 1979 il pozzo Marathon KG-2X va in blow-out e il KG-2ax, nel giugno 79 rivela manifestazioni di olio).

A seguito riunione con Phillips (avendo Tenneco rinunciato) il 13 febbraio 1979 viene concordata e presentata alla Pertamina una congiunta lettera riconfermante il nostro "strong desire" per un nuovo PSC relativo ad un'area di nostro interesse divisa in due blocchi, uno ad Ovest (di 3770 kmq.) ed uno ad Est (di 6310 kmq.) quest'ultimo comprendente la struttura a gas AL e per il quale il Gruppo AGIP - Phillips esprime il suo vivo desiderio d'intraprendere lavori "for the further delination and possible development" "and for the gas utilization study".

Il 20 marzo 1979 la Pertamina emette i tenders per PSC dividendo l'ex area Natuna in 9 blocchi (scadenza 15 luglio, 15 agosto e 15 ottobre) e il 28 aprile 1979 il tender per un J.O./P.S.C. per il blocco denominato D-Alpha, ricoprente l'area del Gas AL (scadenza 1° agosto).

L'AGIP partecipa alle gare per il blocco "A" (con Phillips, e successivamente Deminex), per il Blocco "D-alpha" (con Phillips e il Gruppo Giapponese : JNOC - Inpex - Idemitsu - Mitsui - Mitsubishi) e per il Blocco "D-1" (con Total). Per tutti gli altri blocchi messi in gara, i calcoli economici effettuati non risultano favorevoli ad una possibile acquisizione.

Purtroppo l'intervento delle grosse compagnie USA : GULF, MOBIL ed ESSO concorrenti per i blocchi a cui abbiamo partecipato, è stato così massiccio e forte (Bonuses di firma e impegni di lavoro) da non permettere alla Pertamina, prescindendo anche da ogni considerazione politica, alcuna considerazione tecnico economica in nostro favore.

Elenchiamo per i blocchi in questione le cifre (in milioni di US Dollari) offerte, per confronto :

| Blocco "A" (23.768 kmq.)<br>(dati pubblicati)             | GULF                       | AGIP Group              |
|-----------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------|
| Bonus di firma:                                           | 20.1                       | 5.0                     |
| Minimum committments esplorazione:<br>primi due anni      | 38.5                       | 9.1                     |
| Totale 6 anni                                             | 80.7                       | 21.1                    |
| Bonus produzione:                                         | 10.0 (a 50,000.<br>BOPD)   | 3.0 (a 50,000.<br>BOPD) |
|                                                           | 50.0 (a 100,000.<br>BOPD)  | 5.0 (a 75,000.<br>BOPD) |
|                                                           | 100.0 (a 200,000.<br>BOPD) |                         |
| Blocco "D-1" (5207 kmq.)<br>(Informazioni non confermate) | MOBIL                      | AGIP Group              |
| Bonus di firma:                                           | 12.0                       | 2.0                     |
| Minimum committments esploraz.:                           | 70.0 (in 10 anni)          | 16.0 (in 6 anni)        |



| Blocco "D-Alpha" (ca. 4020 kmq.)<br>(informazioni confidenziali) | ESSO                                         | AGIP Group          |
|------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------|
| Bonus di firma:                                                  | 1.0                                          | 1.0                 |
| Bonus a inizio produz. commerc.:                                 | 5.0                                          | -                   |
| Minimum commitments esploraz.:                                   |                                              |                     |
| Primi tre anni                                                   | 33.6                                         | 20.0                |
| Totale 6 anni                                                    | 44.35                                        | 28.0                |
| Bonus Produzione:                                                | 15.0 (a 50,000 BOPD<br>or 300,000,000 CFGD)  | 3.0 (a 50,000 BOPD) |
|                                                                  | 30.0 (a 100,000 BOPD<br>or 600,000,000 CFGD) | 5.0 (a 75,000 BOPD) |

Il tender comportava l'accettazione del draft del testo del PSC, che stabiliva lo split per il gas (after tax) in 70 - 30 % in favore Pertamina.

Il Gruppo AGIP nel bid chiedeva di contemplare "a net (after tax) share for Contractor of not less than 40 % of Profit Gas".

A parte gli ammontari offerti dalla Esso più alti di quelli del gruppo AGIP, crediamo che elemento determinante a nostro sfavore (almeno così ci ha esplicitamente detto l'Ir. Trisulo della Pertamina e capo della commissione esaminatrice delle gare) sia stata la nostra richiesta di modifica dello split per il gas. Debbo inoltre segnalare che voci, ovviamente non contrallabili, dicono ci sia stato a favore della Esso un intervento diretto molto dall'alto.

Nel 1979 i prezzi dei greggi indonesiani di esportazione sono aumentati ben cinque volte: il 1° gennaio, il 1° aprile, il 1° maggio, il 15 giugno e il 15 luglio: il Minas (Sumatran Light Crude) è passato da 13.90 \$/bl. (il 1° genn.) a 21.12 (il 15 luglio).

**Agip**

OVERSEAS) LTD. — INDONESIA BRANCH

# INDONESIA SOUTH CHINA (NATUNA) SEA - BLOCK "A"

Drawing no:  
694

Up to date:

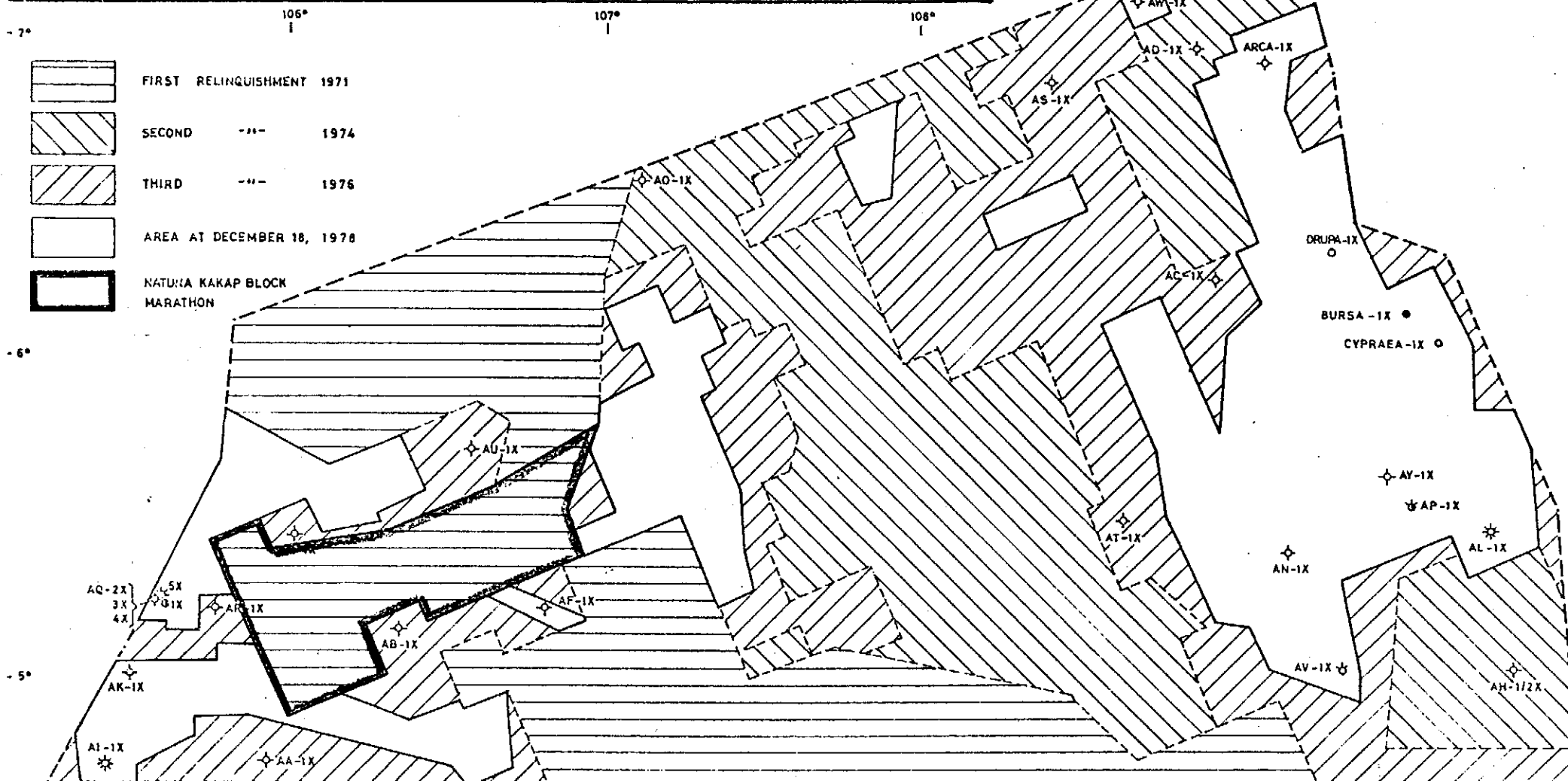
Text figure in: SITUAZIONE DIC. 1968 - DIC. 1978

Scale:  
1:2000.000

Date:

Authors:

Drawn by:



|                                                                                                                        |             |                             |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------------------------|-----------|
| <br>(OVERSEAS) LTD - INDONESIA BRANCH |             | INDONESIA - NATUNA SEA      |           |
| Drawing no:                                                                                                            | Up to date: | SITUAZIONE DIC. 1978 E 1979 |           |
| Scale:<br>1:2000000                                                                                                    | Date:       | Authors:                    | Drawn by: |

Fig:

