

10 3815



AL MINISTERO INDUSTRIA, COMMERCIO ED ARTIGIANATO

Direzione Generale delle Miniere

Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi

Via Molise, 2

R O M A

CORPO delle MINIERE

Ufficio Nazionale Minerario Idrocarburi

Via Medina, 40

NAPOLI

ISTANZA DI PROROGA E RIDUZIONE D'AREA DEL PERMESSO

DI RICERCA D'IDROCARBURI LIQUIDI E GASSOSI DENO-

MINATO "F.R1.AG" UBICATO NEL MARE JONIO ADIACENTE

ALLA COSTA CALABRA - ZONA "F".

La sottoscritta AGIP S.p.A. con sede in

Milano, Corso Venezia, 16 (cap 20121), Direzione

in San Donato Milanese, codice fiscale n°

00464580588, titolare del permesso di ricerca di

idrocarburi liquidi e gassosi denominato "F.R1.AG"

accordato con D.I. del 24.5.1978 per una super-

ficie di ha 63.878, prorogato con D.I. del 7 Dicem

bre 1984 e ridotto ad ha 47.415,

chiede

a codesto Ministero che, ai sensi dell'Art 20 del-

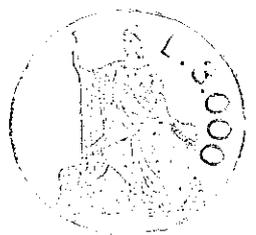
la legge 21 luglio 1967, n° 613, il permesso ven-

ga prorogato per un ulteriore triennio, previa ri-

MINISTERO INDUSTRIA E COMMERCIO  
 Direzione Generale delle Miniere  
 24 APR. 1987  
 N. 3920/8

MINISTERO DELL'INDUSTRIA,  
 DEL COMMERCIO E DELL'ARTIGIANATO  
 DIREZIONE GENERALE DELLE MINIERE  
 Ufficio Nazionale Minerario Idrocarburi  
 22 APR. 1987

*Pres. nota Bui*  
 XXXI-5  
 Bui



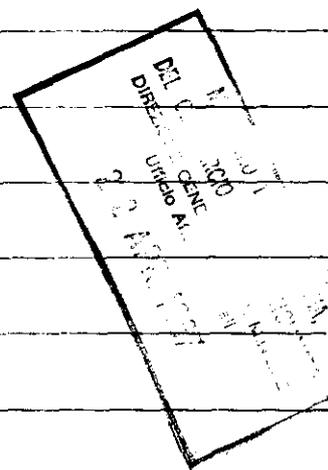
RELAZIONE TECNICA ALLEGATA ALL'ISTANZA DI PROROGA  
DEL PERMESSO "F.R1.AG E CONTESTUALE PROGRAMMA DEI  
LAVORI PER IL SECONDO TRIENNIO DI PROROGA.

Programma di massima dei lavori allegato  
to al D.M. **7 APR 1988**  
relativo al permesso di ricerca per idrocarburi  
liquidi e gassosi  
"F.R1.AG"  
intestato a **Ita Spc. AGIP S.p.A.**

La relazione tecnica allegata all'istanza di proroga del permesso "F.R1.AG" interessa contestualmente anche i permessi "F.R2.AG" e F.R3.AG.

*Handwritten signature*

Le ragioni dell' accorpamento dei dati dei tre permessi trovano giustificazione nella collocazione geologica degli stessi, soprattutto nel fatto che tali permessi presentano identici problemi per quanto riguarda lo sfruttamento di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi in acque profonde. Vale la pena ricordare che è in atto uno studio tecnico relativo ai progetti di sviluppo di campi a gas e ad olio in condizioni ambientali particolarmente complesse, proprio in riferimento ai permessi di cui più sopra.



Il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi "F.R1.AG" di ha 63.878, ubicato nell'offshore pugliese-adriatico e prospiciente la città di Brindisi, è stato accordato all'AGIP S.p.A. con D.I. del 24/5/78. Con D.I. del 7/12/84 è stato accordato il primo periodo di proroga triennale, previa riduzione d'area ad ha 47.415.

OBIETTIVI DELLA RICERCA

L'area del permesso, per la quale si richiede la proroga, ricade quasi totalmente nella fascia interna della zona "Jonica" o "Umbro Marchigiana", sede di una sedimentazione carbonatica in facies prevalentemente bacinale, impostatasi, a partire dal Giurassico medio-superiore sulla serie della piattaforma "APULA". L'obiettivo minerario della ricerca è costituito dalla serie carbonatica bacinale con intercalazioni di bancate detritiche di provenienza "APULA".

Il sondaggio esplorativo "ROVESTI 1", ubicato su un alto strutturale della serie carbonatica, risultando mineralizzato ad olio nelle formazioni calcaree pelagiche, cretacico-giurassiche, ha dimostrato la validità dell'obiettivo.

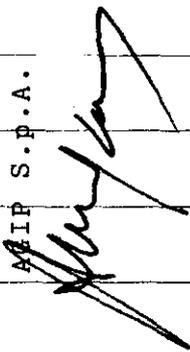
Nel primo periodo di vigenza del permesso è stata eseguita l'attività di seguito riportata:

gravimetria e magnetometria: rilievi gravimetrici ed aeromagnetometrici su gran parte delle aree offshore dell'Italia meridionale;

Sismica: eseguiti rilievi per 1311 km di linee, rispetto ai 200 km previsti;

perforazione: eseguito il pozzo Rovesti 1 (f.p. 3000 m), nel periodo dal 30/8/1978 al 31/10/1978, come da programma. Il pozzo ha rinvenuto minera-

AGIP S.p.A.





lizzazione ad olio.

Nel primo triennio di proroga del permesso, dal 24/5/1984 al 23/5/1987, è stato iniziato uno studio tecnico articolato in due fasi, relativo ai progetti di sviluppo dei campi ad olio in acque profonde (da 200 a 1000 m).

La prima fase riguarda la fattibilità tecnica del progetto e la valutazione dei costi d'investimento.

La seconda fase riguarda la revisione dell'ingegneria della prima fase e le prove sui componenti critici.

L'attività svolta nel primo periodo di proroga è di seguito riportata:

progetto sviluppo campo olio:

studio tecnico relativo al progetto di sviluppo del campo in condizioni ambientali complesse (acque profonde), di cui si è accennato più sopra;

Sismica: dalla reinterpretazione dei rilievi sismici eseguiti, è stata riprodotta la versione in profondità della struttura di ROVESTI, utilizzata per il calcolo dell'OOIP.

Produzione: studio del possibile profilo di produzione del campo "ROVESTI".

Perforazione: il programma approvato precedeva,

subordinatamente ai risultati della rielaborazione sismica, la eventuale esecuzione di un sondaggio ad una profondità di m 3300. La revisione dei dati sismici non ha finora portato alla individuazione di altre situazioni strutturali di dimensioni tali da giustificare la esecuzione di un pozzo in acque così profonde. In considerazione delle condizioni in cui avviene la ricerca, la valutazione di cui sopra dovrà essere integrata anche con i risultati dello studio tecnico in corso, relativo allo sfruttamento dei giacimenti in acque profonde.

2° periodo di proroga richiesto (dal 24/5/87 al 23/5/1990)

Per quanto riguarda il programma dei lavori da eseguire nel 2° periodo di proroga, in considerazione di quanto riportato in premessa relativamente all'opportunità di eseguire lo studio contestualmente per i tre permessi "F.R1.AG", "F.R2.AG", "F.R3.AG", si riporta di seguito un programma lavori che interessa globalmente gli stessi, ma i cui costi sono comunque ripartiti per ogni permesso.

Progetto sviluppo campi ad olio ed a gas in acque profonde: prosecuzione della Fase 2 che prevede la

revisione dell'ingegneria della Fase 1 e prove su componenti critici. Per il progetto di sviluppo dei campi ad olio ("F.R1.AG", F.R2.AG") i costi, attinenti al solo permesso F.R1.AG, previsti nella Fase 2 sono di L.  $4,1 \times 10^9$  circa

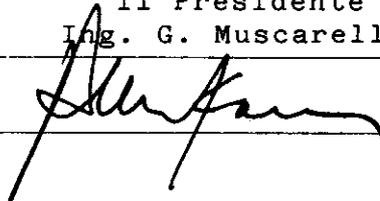
Sismica: reprocessing di circa km 800 di linee sismiche, utile per la definizione delle dimensioni dei campi; costo previsto per il permesso F.R1.AG circa lire 50 milioni.

Perforazioni: Sulla base dei risultati dei progetti di sviluppo e di più approfonditi studi di esplorazione, si potrà eventualmente eseguire un pozzo ad una profondità di circa 3000 m. Il costo oggi ipotizzabile è dell'ordine di 6 miliardi di lire.

San Donato Milanese, **21 APR. 1987**

AGIP S.p.A.

Il Presidente  
Ing. G. Muscarella



duzione dell'area da ha 47.415 ad ha 31.348.

L'area nell'ambito della quale la permissionaria intende proseguire la ricerca è delimitata sulla carta nautica alla scala 1:250.000 allegata alla presente, con linea nera continua, passante per i vertici sotto elencati le cui coordinate geografiche, rilevate graficamente sulla carta stessa, sono le seguenti:

Vertice	Longitudine E Gr.	Latitudine N
a	17° 45'	41° 10'
b	18° 08'	41° 10'
c	18° 08'	41° 04'
d	18° 07'	41° 04'
e	18° 07'	41° 05'
f	17° 55'	41° 05'
g	17° 55'	41° 04'
h	17° 48'	41° 04'
i	17° 48'	41° 05'
l	17° 47'	41° 05'
m	17° 47'	41° 06'
n	17° 45'	41° 06'

Alla presente istanza, oltre al su citato piano della carta nautica si allega, una relazione sull'attività svolta nel permesso, un programma lavori per il prossimo periodo triennale di

proroga ed un piano della carta nautica in bianco  
e privo di piegature.

Distinti saluti.

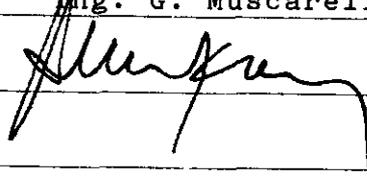
San Donato Milanese,

**21 APR. 1987**

AGIP S.p.A.

Il Presidente

Ing. G. Muscarella





13

Agip S.p.A.

GERM

ADRIATICO MERIDIONALE - ZONA "F"

RELAZIONE TECNICA

ALLEGATA ALLE ISTANZE DI PROROGA

DEI PERMESSI

"F.R1.AG"

"F.R2.AG"

"F.R3.AG"

Il Responsabile  
Dr F.Frigoli

S.Donato Mil.se, 2 Aprile 1987  
Rel. n° 23/87

13 1987  
LIRI 500

FIGURE

1. - CARTA INDICE 1/500.000
2. - PROFILO STRATIGRAFICO DEL POZZO ROVESTI 1
3. - " " " " AQUILA 1
4. - " " " " FALCO 1
5. - PERMESSO F.R2.AG REPROCESSING LINEE SISMICHE STRUTTURA DI AQUILA

ALLEGATI

1. - STUDIO DI FATTIBILITA' PER LO SVILUPPO DI CAMPI A OLIO IN ACQUE PROFONDE
2. - STUDIO DI FATTIBILITA' PER LO SVILUPPO DI CAMPI A GAS IN ACQUE PROFONDE
3. - AQUILA MAPPA (1:25.000) ISOBATE TOP CARBONATI  
PROFILO SISMICO FR.243.79 INTERPRETATO  
GR-DLL-MSFL (1:200) INTERPRETATO
4. - ROVESTI MAPPA (1:25.000) ISOBATE TOP CARBONATI  
PROFILO SISMICO FR.135.79 INTERPRETATO  
CPI (1:200) INTERPRETATO
5. - FALCO MAPPA (1:25.000) ISOBATE TOP CARBONATI  
" " " TOP MIOCENE  
PROFILO SISMICO F.81.085  
CPI (1:200) INTERPRETATO
6. - MAPPA BASE SISMICA (1:100.000)



INDICE

	Pag.
1. - UBICAZIONE GEOGRAFICA DEI PERMESSI	1.
2. - SITUAZIONE LEGALE DEI PERMESSI	1.
3. - INQUADRAMENTO GEOLOGICO E OBIETTIVI DELLA RICERCA	2.
4. - ATTIVITA' ESPLORATIVA SVOLTA	3.
4.1 - DURANTE IL PRIMO PERIODO DI VIGENZA	3.
4.2 - DURANTE IL PRIMO PERIODO DI PROROGA	9.
5. - RISULTATI MINERARI DI AQUILA 1, ROVESTI 1, FALCO 1	13.
E VALUTAZIONE DEL POTENZIALE MINERARIO DELLE STRUTTURE DI A-	
QUILA E ROVESTI.	13.
5.1 - AQUILA	16.
5.2 - ROVESTI	21.
5.3 - FALCO	29.
6. - PROGRAMMI DI ESPLORAZIONE FUTURI	32.

**Agip** S.p.A.

GERM

MARE ADRIATICO-ZONA 'F'  
Permessi  
F.R1.AG-F.R2.AG-F.R3.AG  
CARTA INDICE

FIGURA

1

AUTORE

DISEGNATORE

DATA

Marzo 1987

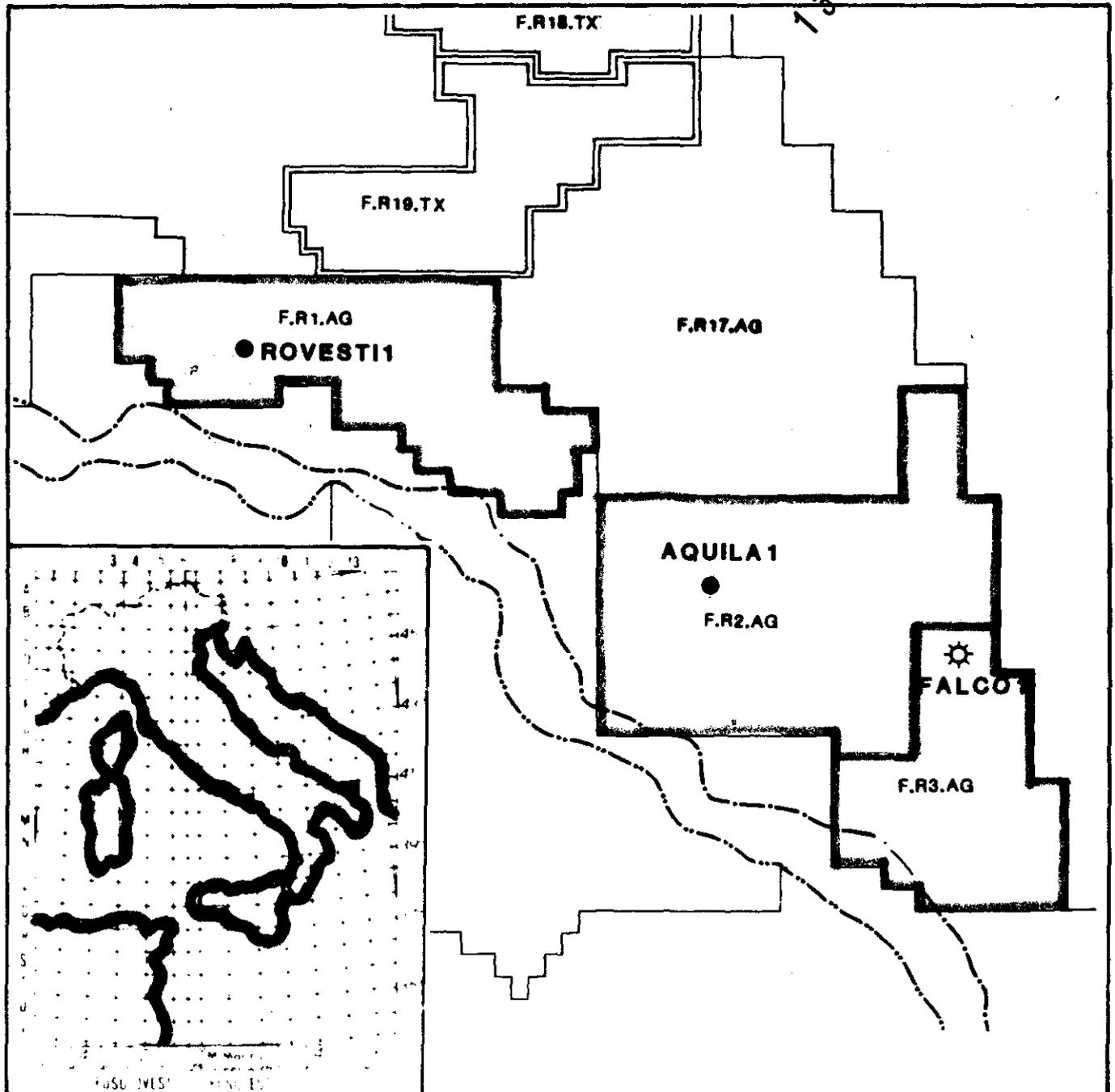
SCALA

1:500000

DISEGNO N

156/16

FOGLIO/11:100000





1. - UBICAZIONE GEOGRAFICA DEI PERMESSI

I permessi sono ubicati nell'offshore pugliese adriatico prospiciente la città di Brindisi.

La distanza media dalla costa è di circa 40 Km.

2. - SITUAZIONE LEGALE DEI PERMESSI

I permessi "F.R1.AG", "F.R2.AG" e "F.R3.AG" sono stati conferiti con D.M. del 24/5/1978.

Ottemperati agli obblighi esplorativi (sismica e perforazione) previsti dal 1° periodo di vigenza, scaduto il 23/5/1984, si è passati alla 1° proroga che scade il 23/5/1987, previa riduzione d'area del 25%.

Le superfici attuali sono le seguenti:

"F.R1.AG": 47.415 ha

"F.R2.AG": 68.633 ha

"F.R3.AG": 32.812 ha



### 3. - INQUADRAMENTO GEOLOGICO ED OBIETTIVI DELLA RICERCA

I permessi "F.R1.AG" e "F.R2.AG" ricadono quasi totalmente nella fascia interna della zona "Ionica" o "Umbro-Marchigiana" sede di una sedimentazione carbonatica in facies prevalentemente bacinale, impostatasi, a partire dal Giurassico Medio-Superiore, sulla serie della Piattaforma "Apula".

Le estreme porzioni meridionali sono invece caratterizzate dai carbonati apuli di piattaforma e dalla zona di transizione piattaforma-bacino.

L'assetto strutturale del top della serie carbonatica non presenta evidenti fenomeni tettonici che possano aver provocato marcati lineamenti strutturali, ma è legato essenzialmente al progressivo arretramento da Est verso Ovest del margine della Piattaforma "Apula". Tale lineamento paleogeografico costituisce appunto il limite tra la Zona Interna "Apula" a subsidenza rapida e sedimentazione neritica e la Zona Esterna "Umbro-Marchigiana" a sedimentazione pelagica.

L'arretramento del margine è avvenuto per mezzo di faglie litriche contrarie che hanno prodotto anche quei paleoalti esplorati dai pozzi ROVESTI 1 e AQUILA 1 rispettivamente nei blocchi "F.R1.AG" e "F.R2.AG".

L'obiettivo minerario di questi due permessi è costituito dalla serie carbonatica bacinale con intercalazioni di bancate detritiche di provenienza "Apula". Per quanto riguarda il permesso "F.R2.AG" un ulteriore obiettivo è rappresentato dai livelli porosi della serie clastica terziaria.

L'obiettivo del permesso "F.R3.AG" è invece costituito dalla serie carbonatica della Piattaforma "Apula" sottostante la successione terrigena Mio-Pliocenica anch'essa in parte prospettata come il pozzo FALCO 1 ha dimostrato.



#### 4. - ATTIVITA' ESPLORATIVA SVOLTA

##### 4.1 LAVORI SVOLTI DURANTE IL PRIMO PERIODO DI VIGENZA

###### a) Gravimetria e Magnetometria

L'Agip ha effettuato in Italia meridionale, comprese le aree offshore, rilievi gravimetrici ed aeromagnetometrici. L'interpretazione degli elaborati ha fornito utili indicazioni sull'andamento del basamento cristallino ed ha contribuito nella ricostruzione stratigrafica delle formazioni più profonde.

###### b) Sismica (v.All.6)

I rilievi sismici eseguiti sono riassunti nella seguente tabella:

PERMESSO	ANNO 1979 (Western)	Anno 1981 (Prakla)	TOTALE
"F.R1.AG"	Km 1146	Km 165	Km 1311
"F.R2.AG"	Km 767	Km 1181	Km 1948
"F.R3.AG"	Km 374	Km 234	Km 608

I dati di registrazione adottati per il rilievo del 1979 (Western) e del 1981 (Prakla) sono i seguenti:

###### Anno 1979:

Sorgente : Aquapulse  
 Numero dei gruppi : 96  
 Distanze fra i gruppi : 25 m  
 Distanze fra i P.S. : 25 m  
 Copertura : 4800%



Anno 1981:

Sorgente : Airgun  
 Numero dei gruppi : 96  
 Distanze fra i gruppi : 25 m  
 Distanze fra i P.S. : 25 m  
 Coeprtura : 4800%

L'elaborazione è stata eseguita dalle stesse Compagnie che hanno acquisito il rilievo.

Alcune linee sismiche, in particolare quelle che interessavano la zona di ubicazione dei pozzi esplorativi programmati, sono state riprocessate dal Centro Elaborazione Dati dell'Agip di San Donato Milanese.

c) Perforazione

L'attività di perforazione nei tre permessi è iniziata nel 1978 con il pozzo ROVESTI 1 eseguito nel blocco "F.R1.AG".

L'esplorazione meccanica è ripresa nel 1980-81 nel permesso "F.R2.AG": pozzo AQUILA 1, e nel permesso "F.R3.AG": pozzo FALCO 1.

Permesso "F.R1.AG" :

Pozzo ROVESTI 1 (3/8-31/10/1978); T.R. m15; FM m 957

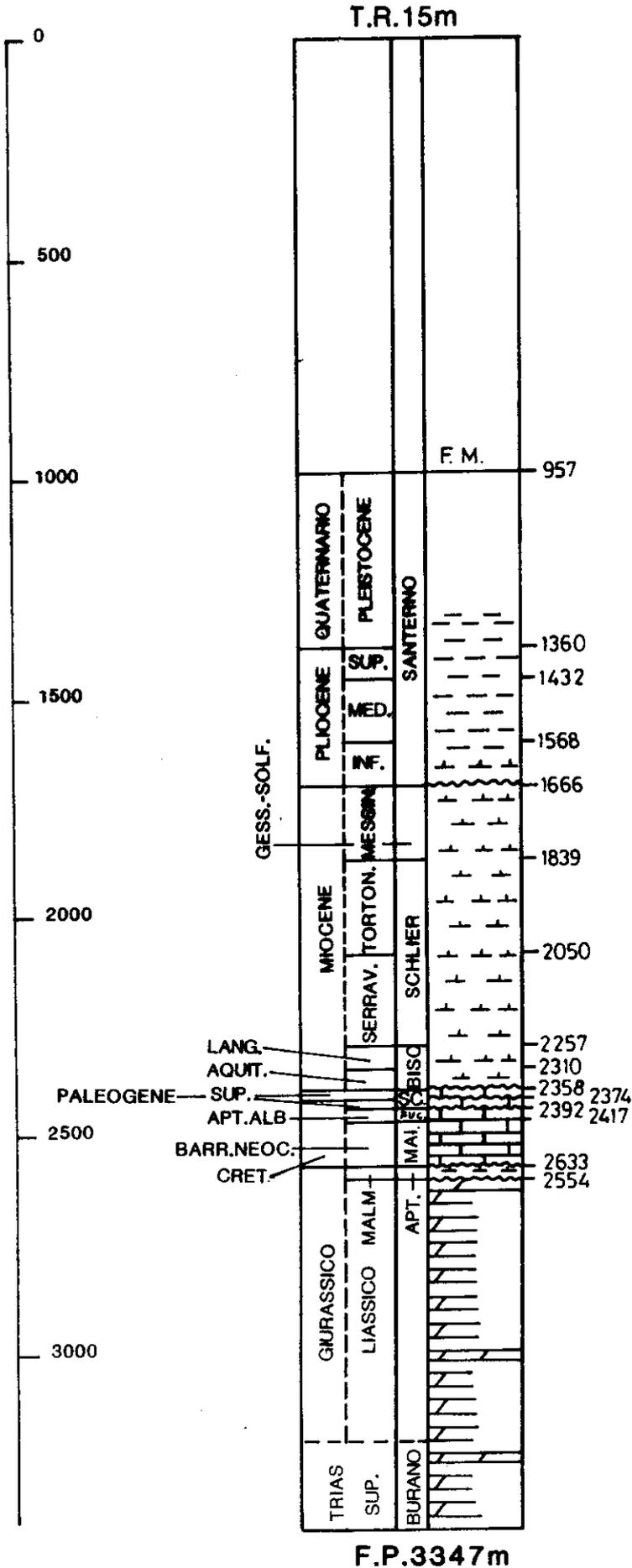
P.F. m 3347

Coordinate: 17°52'50",58 E Gr.

41°06'42",45 N

MARE ADRIATICO-ZONA 'F'  
Permesso F.R1.AG  
POZZO ROVESTI 1  
PROFILO LITOSTRATIGRAFICO

Fig.2





## Stratigrafia (fig.2):

## SERIE CLASTICA:

- 957 (F.M.) - 1304 m : nessun recupero
- 1304 - 1666 m : Pleistocene-Pliocene Inf.;  
argille grigio-chiare, plastiche, fossilifere
- 1666 - 1839 m : Messiniano; marne grigio-chiare, con intercalazioni argillose, passanti ad argilla nella parte bassa.
- 1839 - 2257 m : Tortoniano-Serravalliano; marne grigie, plastiche, passanti talvolta a wackestone molto argilloso.
- 2257 - 2358 m : Langhiano-Aquitano; marne grigio-chiare

## SERIE CARBONATICA

- 2358 - 2417 m : Eocene Sup.(?) - Aptiano; wackestone argillosi, mudstone chalkizzati con intercalazioni di packstone.
- 2417 - 2533 m : Cretacico Inf.; mudstone biancastri con lenti di selce scura.
- 2533 - 2554 m : Malm; wackestone silicizzate e dolomitizzate.
- 2554 - 2577 m : Età imprecisabile; dolomie a grana media con selce.



2577 - 3347 (P.F.) : Età imprecisabile; dolomie a grana medio-grossa, dolomie e brecce dolomitiche con strutture stromatolitiche.

Permesso "F.R2.AG"

Pozzo AQUILA 1 (30/10/1980-31/5/1981); T.R. m 14,5;

F.M. m 827; P.F. m 4246

Coordinate : 18°20'41",62 E Gr.

40°55'58",03 N

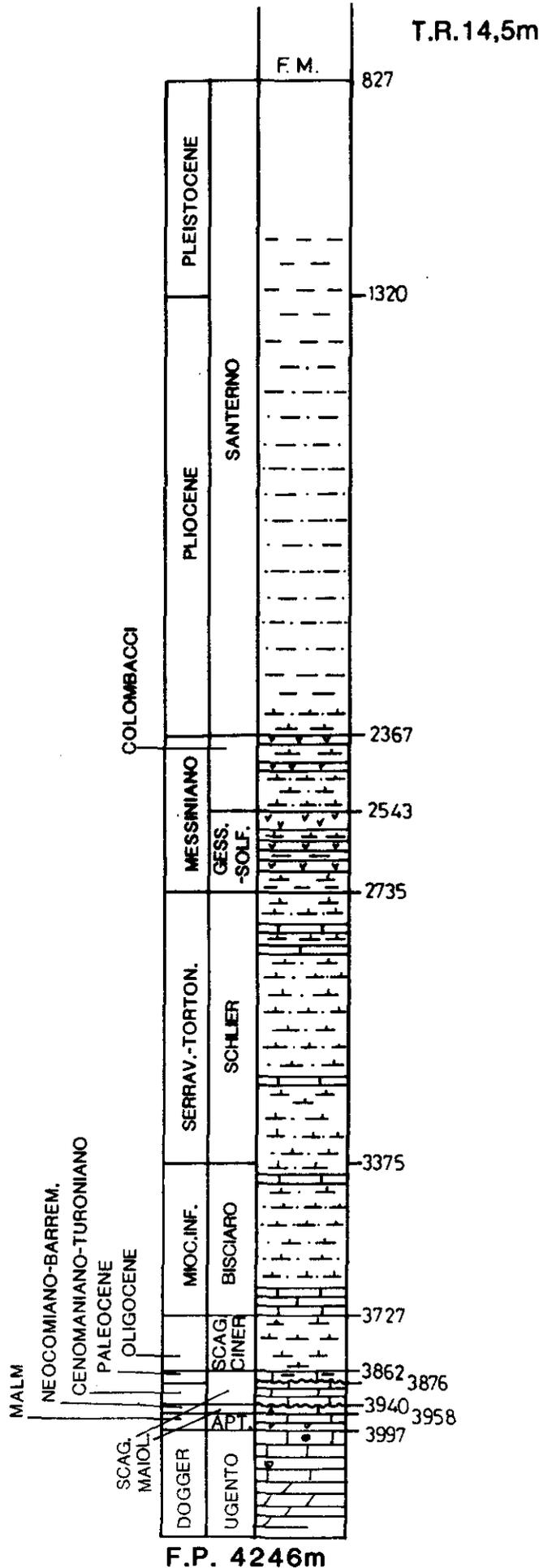
Stratigrafia (Fig.3):

SERIE CLASTICA

- 827 (F.M.) - 2367 m : Pleistocene-Pliocene Inf.; argilla grigio chiara con intercalazioni di sabbia fine, marna grigio-chiara.
- 2367 - 2735 m : Messiniano; marna grigio-chiara, argilla marnosa e siltosa con intercalazioni di anidrite.
- 2735 - 3062 m : Tortoniano; marna passante a mudstone-wackestone localmente chalky.
- 3062 - 3727 m : Serravalliano-Aquitano; marna con livelletti di argilla debolmente calcarea e di siltstone

MARE ADRIATICO-ZONA 'F'  
Permesso F.R2.AG  
POZZO AQUILA 1  
PROFILO LITOSTRATIGRAFICO

Fig. 3



13/10/1987  
LIRE 200



3727 - 3865 m : Oligocene; marna calcarea passante  
a calcare argilloso

SERIE CARBONATICA :

3865 - 3876 m : Paleocene; mudstone grigiastro.

3876 - 3910 m : Turoniano; wackestone passante a  
packstone

3910 - 3940 m : Cenomoniano; packstone passante a  
breccia

3940 - 3958 m : Barreniano-Neocomiano; mudstone  
con fenomeni di dolomitizzazione.

3958 - 3997 m : Malm; mudstone con dolomitizzazio  
ne parziale o totale.

3997 - 4124 m : Dogger; packstone, ad intraclasti  
arrotondati, ooliti, frammenti di  
macrofossili.

4124 - 4246 (P.F.): Lias - Dogger; dolomie a gra-  
na fine o media.

Permesso "F.R3.AG"

Pozzo FALCO 1 (22/5-30/8/1981); T.R. m15; F.M. m 846;

P.F. m 2839

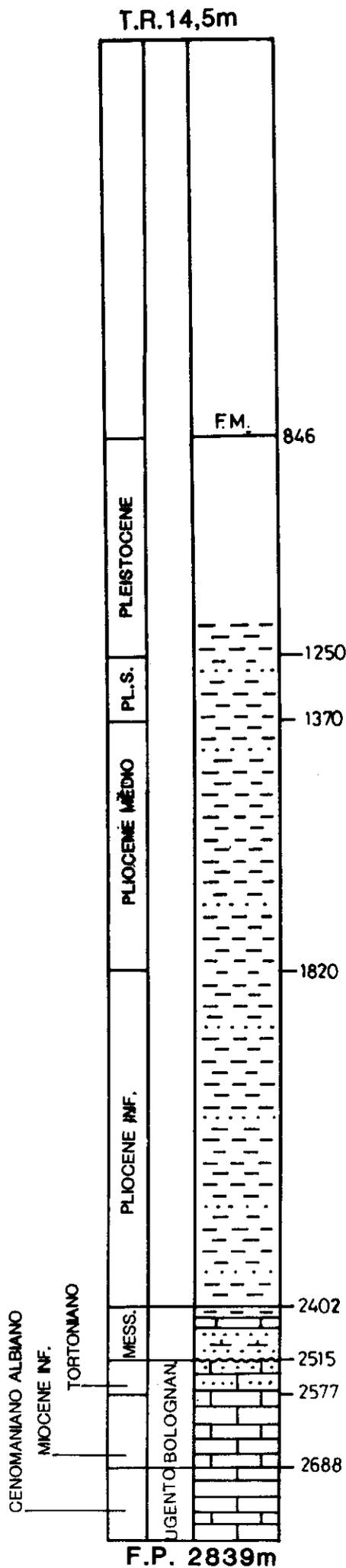
Coordinate: 18°35'39",39 E Gr.

40°52'44",24 N

Permesso F.R3.AG

POZZO FALCO 1

PROFILO LITOSTRATIGRAFICO



Stratigrafia (fig.4):

SERIE CLASTICA:

- 846 (F.M.) - 2400 m : Pleistocene-Pliocene Inf.;  
argilla passante a marna con  
intercalazioni sabbiose.
- 2400 - 2515 m : Messiniano; marna con inter-  
calazioni di sabbia, livel-  
letti di mudstone.

SERIE CARBONATICA

- 2515 - 2577 m : Tortoniano; boundstone con  
intercalazioni calcareo-argil-  
lose.
- 2577 - 2688 m : Miocene Inf.; packstone a  
intraclasti e fossili.
- 2688 - 2839(P.F.) : Cenomoniano-Albiano; packsto-  
ne passante a grainstone a  
intraclasti e fossili.

MINERALIZZAZIONI:

ROVESTI 1:

Intervallo mineralizzato ad olio:

2385-2577 m./TR (1'OWC a 2557 non è definito con sicurezza)  
(serie carbonatica)

AQUILA 1:

Intervallo mineralizzato ad olio:

3872-3999 (OWC) m./TR (serie carbonatica)

FALCO 1:

Principali livelli a gas

Liv.1 - 2160-2182 (GWC probabile) m/TR (Plioc. inf.;sabbie)

Liv.2 - 2403-2425 m/TR (Messiniano; sabbie)

Liv.3 - 2427,5-2493 m/TR (Messiniano; calcareniti)

Liv.4 - 2515-2530 (GWC) m/TR (Tortoniano;calcari)



#### 4.2 LAVORI SVOLTI DURANTE IL PRIMO PERIODO DI PROROGA

##### a) Progetto di sviluppo di campi ad olio e gas in acque profonde

I tre pozzi perforati, hanno scoperto accumuli in idrocarburi liquidi (ROVESTI 1 e AQUILA 1) e gassosi (FALCO 1) in fondali compresi fra 200-1000 metri. Trattandosi di condizioni ambientali particolarmente complesse è stato affrontato uno studio tecnico relativo ai progetti di sviluppo di campi a gas e a olio in acque profonde.

Sia il progetto di sviluppo dei campi a olio sia quello per i campi a gas si articolano in due fasi:

FASE 1: ha lo scopo di definire la fattibilità tecnica per lo sviluppo di questi campi e valutare i costi di investimento necessari.

Per i campi a olio il sistema di produzione previsto è basato sull'impiego di una "Tension Leg Platform" (TLP). La TLP consiste in una piattaforma semisommersibile, ancorata verticalmente alle basi di fondazione mediante sedici linee mantenute in tensione. Nella relazione allegata (v.all.1) sono riportati i dettagli tecnici e i costi previsti.

Per i campi a gas il progetto di sviluppo prevede una croce di produzione sottomarina. Per i dettagli tecnici e costi si veda la relazione allegata (v.All.2)



FASE 2: sarà dedicata alla revisione dell'ingegneria della Fase 1 e a prove su componenti critici.

La Fase 1 del progetto per lo sviluppo dei campi a olio (AQUILA/ROVESTI) è terminata il 30/4/85 con un consuntivo di spesa di circa 5,5 miliardi di lire. Relativamente alla Fase 2 sono già stati spesi 2,5 miliardi di lire.

Nella fase 1 del progetto di sviluppo dei campi a gas (FALCO), che dovrebbe terminare nel mese di aprile 1987 sono stati spesi circa 4 miliardi di lire.

In totale gli investimenti già fatti per questi progetti ammontano a 12 MILIARDI DI LIRE.

b) Rielaborazioni sismiche

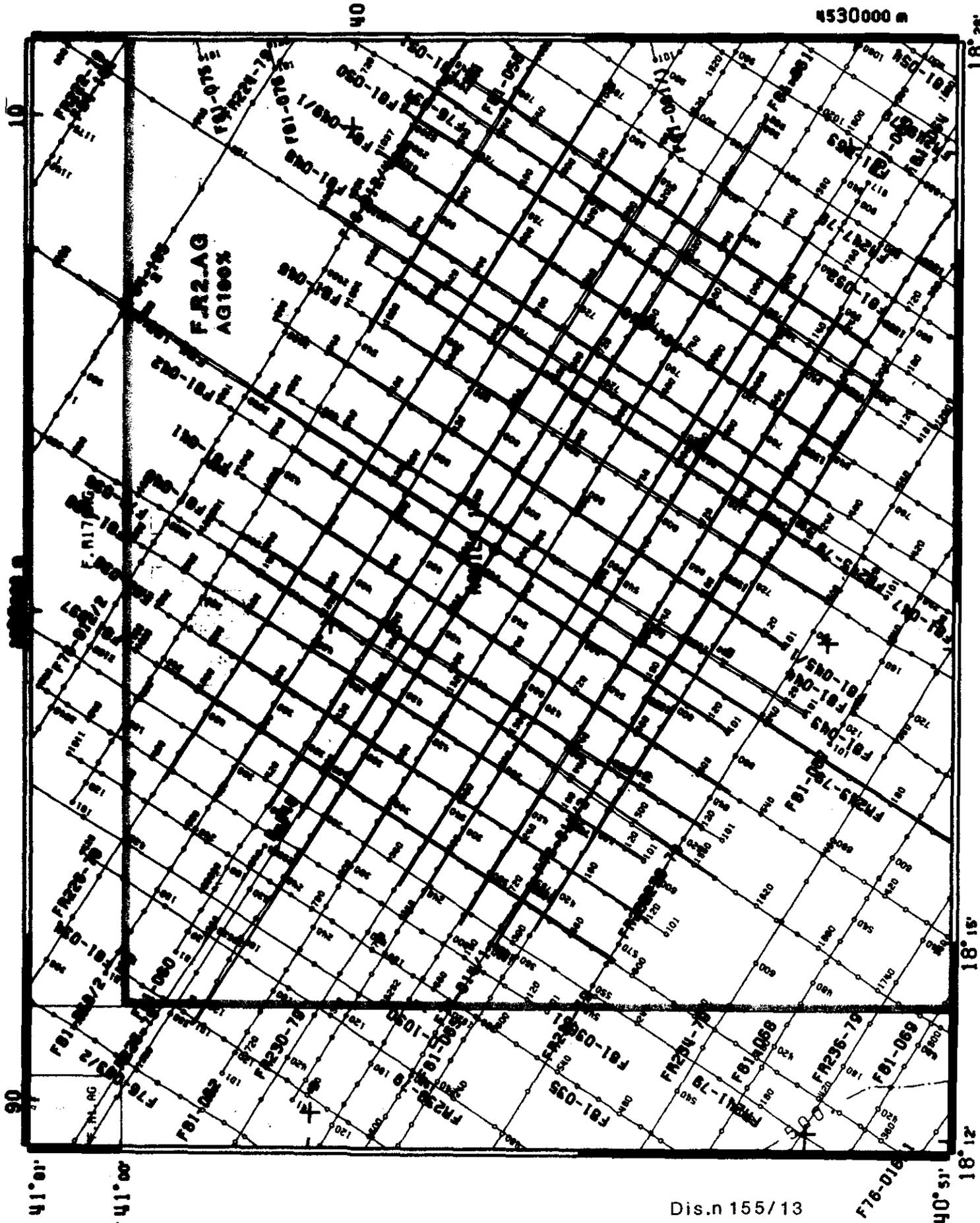
Sono state rielaborate tutte le linee sismiche che interessano la struttura di AQUILA (F.R2.AG) per un totale di circa 400 Km (v.fig. 5).

Tale rielaborazione è stata condotta con particolare cura e dettaglio ottenendo risultati soddisfacenti.

Il costo di questo lavoro, terminato nel mese di gennaio 1987, è stato di 170 milioni di Lire.



REPROCESSING 1986



Dis.n 155/13

Scala 1:100000

Marzo 1987



c) Reinterpretazioni sismiche

- Nel 1984, a partire dalla mappa in tempi, è stata finalizzata la versione isobate della struttura di AQUILA (v.aLL. 3).

Questa mappa è servita per la revisione del calcolo dell'O.O.I.P. (v. capitolo successivo).

Sulla base dei risultati del reprocessing delle linee sismiche del permesso F.R2.AG, terminato nel gennaio '87, è iniziata la reinterpretazione della struttura di AQUILA.

Lo scopo di questa interpretazione è di capire se la chiusura del giacimento è strutturale o stratigrafica. Infatti il pay lordo del reservoir di Aquila (m 127 ) risulta più elevato della chiusura che si ricava dalle mappe isocrone trasformate in profondità (100 m) con i valori di velocità misurati nel pozzo.

La reinterpretazione è attualmente in corso.

- E' stata prodotta la versione in profondità della struttura di ROVESTI (v.all. 4) utilizzata per il calcolo dell'OOIP.
- E' stata rifatta anche l'interpretazione della struttura di FALCO al fine di poter finalizzare delle carte isobate aggiornate relative a: Top dei Carbonati, Top del Miocene (v.all.5).



d) Studio di possibili profili di produzione dei campi di AQUILA e ROVESTI

Sulla base delle carte isobate più recenti e dei valori di O.O.I.P. ricavati a partire da queste sono stati studiati dei possibili profili di produzione dei campi di AQUILA e ROVESTI.

I risultati di questo studio sono discussi nel capitolo successivo.

S'intende che si tratta di uno studio teorico soggetto a revisione in base ai risultati sia delle nuove interpretazioni in corso sia del progetto di sviluppo di campi a olio in acque profonde.

E' in preparazione uno studio analogo anche per il campo di FALCO.



5. - RISULTATI MINERARI DI AQUILA, ROVESTI e FALCO E VALUTAZIONE  
DEL POTENZIALE MINERARIO DELLE STRUTTURE DI AQUILA E ROVESTI

5.1 AQUILA (F.R1.AG) (v.all.1)

Il pozzo è risultato mineralizzato ad olio (36-22° API) nell'ambito della serie carbonatica (Bacino Umbro Marchigiano) nell'intervallo compreso fra 3872 e 3999 m.

Parametri petrofisici

Ø	Sw	OWC
3,5% su carote	40%	3999 m/TR
4% per il calcolo dell'OOIP		

Si è utilizzato un valore di porosità pari al 4% che dovrebbe tener conto anche della fratturazione del reservoir e del fatto che le percentuali di recupero delle carote rappresentano le zone maggiormente compatte del reservoir.

Olio Originariamente in Posto (O.O.I.P.)

Sulla base della mappa strutturale più recente (1984), sia applicando parametri petrofisici medi sia zonando il reservoir, si è ottenuto un valore di O.O.I.P. pari a:

$$\text{O.O.I.P.} = 35 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \text{ STO}$$

Una nuova valutazione sarà fatta sulla base della nuova interpretazione in corso che utilizza le linee sismiche riprocesate.



### Riserve possibili

In funzione delle caratteristiche petrofisiche del reservoir, delle caratteristiche termodinamiche dell'olio e ipotizzando inoltre la presenza di acquifero laterale è stato stimato che l'olio recuperabile ammonti a:

$$3.5 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \text{ STO}$$

### Principali caratteristiche del giacimento e dei fluidi

Le principali conclusioni dell'analisi di tutti i dati statici e dinamici (Analisi prove di strato e di produzione 27/8/1981) sono:

- il giacimento è di tipo fratturato con microfratture aventi permeabilità limitata;
- il mezzo poroso presenta valori di porosità molto bassi ed estremamente variabili ( $\phi = 1-8\%$ ), la saturazione in acqua media è del 40%;
- la rete di fratture sembra essere discontinua, di estensione limitata e di geometria "tortuosa" tale da creare difficoltà (a causa delle elevate perdite di carico) all'alimentazione del pozzo;
- l'olio in giacimento è largamente sottosaturo (pressione di bolla  $P = 150 \text{ Kg/cm}^2$  circa, contro una pressione statica di circa  $400 \text{ Kg/cm}^2$ ) con GOR limitato (circa  $90 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ ) e densità di circa  $36^\circ \text{ API}$ .

Nella parte bassa della zona ad olio è stato rinvenuto olio avente una densità di  $22^\circ \text{ API}$ .

(Questi dati PVT sono stati ricavati da correlazioni).



### Produttività del pozzo Aquila 1

Nel pozzo Aquila 1 è stato provato tutto l'intervallo mineralizzato dal top (3865 m T.R.) al bottom (3999 m T.R.) dove si ha il contatto con l'acquifero di fondo.

- Prova n° 1 3966-3999 m T.R. in foro scoperto
- n° 2 3928-3943 m T.R. in colonna e con acidificazione
- n° 3 3873-3893 m T.R. in colonna e con due successive acidificazioni.

La prova n° 1 ha dato solo risultati qualitativi. Nelle prove n° 2 e 3 i due intervalli hanno erogato solo dopo stimolazione per 12 ore manifestando un continuo e marcato declino della pressione di erogazione e della portata di olio.

### Possibili profili di produzione

La portata di regime per un pozzo del tipo "Aquila 1", aperto in entrambi gli intervalli delle prove n° 2 e 3 e con una caduta di fondo di  $100 \text{ Kg/cm}^2$  rispetto ad una pressione iniziale di circa  $400 \text{ Kg/cm}^2$ , risulta di  $240-320 \text{ m}^3/\text{g}$ .

In questa valutazione non si tiene conto di limiti per cono d'acqua ritenendo sealing un livello della parte bassa della zona ad olio che è compatto e privo di fratture.

I profili di produzione ipotizzabili per portata media di pozzo di  $200-250$  e  $300 \text{ m}^3/\text{g}$  e numero di pozzi si da produrre, nel primo anno, circa il 15% delle riserve totali (8-7 e 6 pozzi rispettivamente) sono riportati nelle Tabelle e nei grafici allegati.

=====

PROSPECT GIACIMENTO :

AQUILA



IPOTESI PROFILO DI PRODUZIONE

=====

Caso n. : 1

N. pozzi	= 8
Portata iniziale del pozzo	= 200 m <sup>3</sup> ST/g
Portata di abbandono del pozzo	= 25 m <sup>3</sup> ST/g
Coefficiente di utilizzo dei pozzi	= .9
Tempo di produzione a portata costante	= 0 giorni
Frazione delle riserve prodotta a portata costante	= 0
Frazione delle riserve prodotta nel primo anno	= .140723428571
Idrocarburi recuperabili	= 3.5 m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>6</sup>

-----

ANNO	PROD.ANNUA m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>	PROD.CUM. m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>
1	492.53	492.5
2	431.89	924.4
3	378.71	1303.1
4	332.07	1635.2
5	291.19	1926.4
6	255.33	2181.7
7	223.89	2405.6
8	196.32	2601.9
9	172.15	2774.1
10	150.95	2925.0
11	132.36	3057.4
12	116.07	3173.5
13	101.78	3275.2
14	89.24	3364.5
15	78.25	3442.7
16	57.27	3500.0

=====

PROSPECT GIACIMENTO :

AQUILA

IPOTESI PROFILO DI PRODUZIONE

=====



Caso n. : 2

N. pozzi	= 7
Portata iniziale del pozzo	= 250 m <sup>3</sup> ST/g
Portata di abbandono del pozzo	= 25 m <sup>3</sup> ST/g
Coefficiente di utilizzo dei pozzi	= .9
Tempo di produzione a portata costante	= 0 giorni
Frazione delle riserve prodotta a portata costante	= 0
Frazione delle riserve prodotta nel primo anno	= .152686571429
Idrocarburi recuperabili	= 3.5 m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>6</sup>

-----

ANNO	PROD.ANNUA m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>	PROD.CUM. m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>
1	534.40	534.4
2	460.97	995.4
3	397.62	1393.0
4	342.98	1736.0
5	295.85	2031.8
6	255.20	2287.0
7	220.13	2507.1
8	189.88	2697.0
9	163.79	2860.8
10	141.28	3002.1
11	121.86	3123.9
12	105.12	3229.1
13	90.67	3319.7
14	78.21	3397.9
15	67.46	3465.4
16	34.59	3500.0

=====

PROSPECT GIACIMENTO :

AQUILA

IPOTESI PROFILO DI PRODUZIONE

=====



Caso n. : 3

N. pozzi	= 6
Portata iniziale del pozzo	= 300 m <sup>3</sup> ST/g
Portata di abbandono del pozzo	= 25 m <sup>3</sup> ST/g
Coefficiente di utilizzo dei pozzi	= .9
Tempo di produzione a portata costante	= 0 giorni
Frazione delle riserve prodotta a portata costante	= 0
Frazione delle riserve prodotta nel primo anno	= .156511142857
Idrocarburi recuperabili	= 3.5 m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>6</sup>

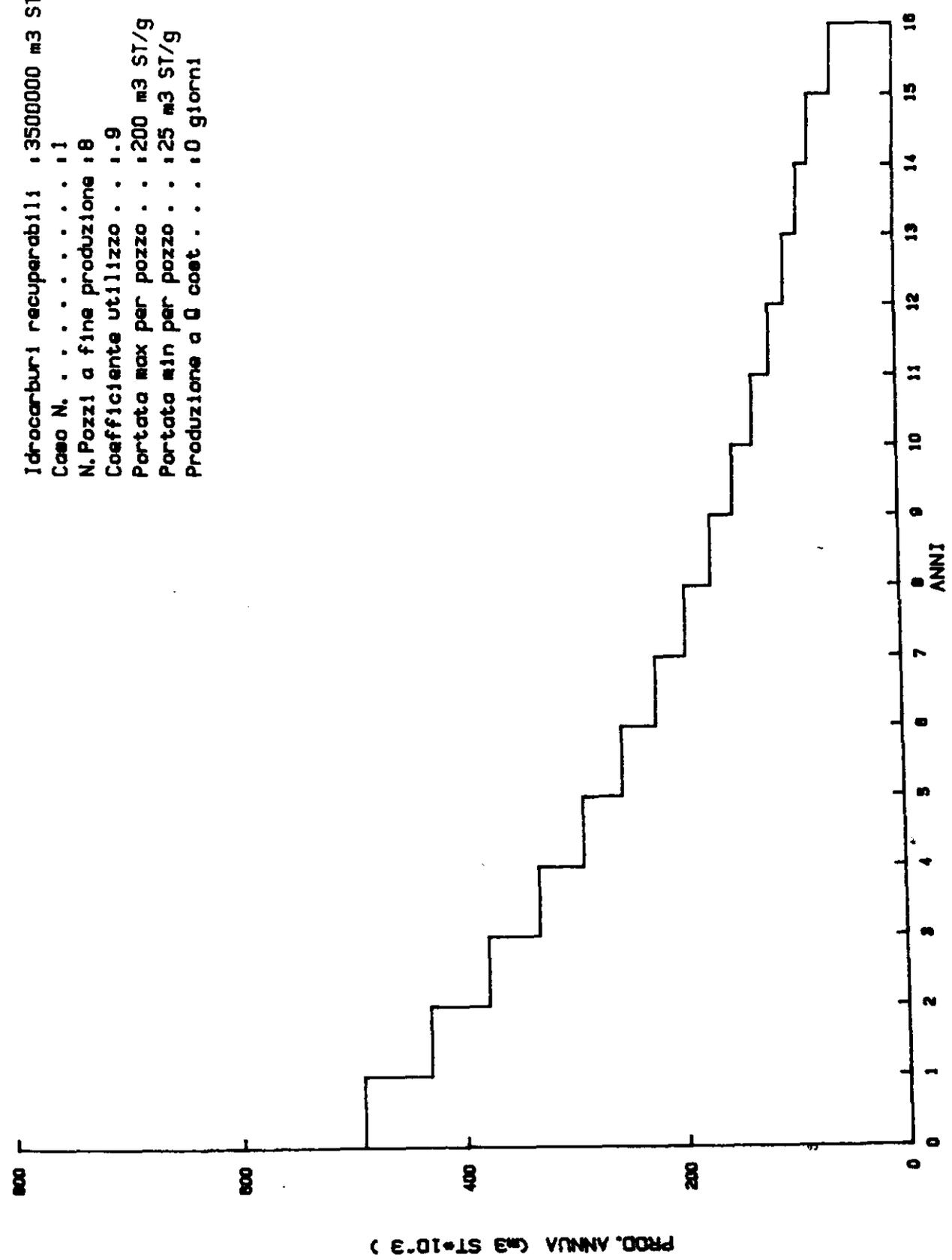
-----

ANNO	PROD. ANNUA m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>	PROD. CUM. m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>
1	547.79	547.8
2	469.20	1017.0
3	401.88	1418.9
4	344.23	1763.1
5	294.84	2057.9
6	252.54	2310.5
7	216.31	2526.8
8	185.27	2712.1
9	158.69	2870.8
10	135.93	3006.7
11	116.43	3123.1
12	99.72	3222.8
13	85.42	3308.2
14	73.16	3381.4
15	62.67	3444.1
16	53.67	3497.7
17	2.26	3500.0



# PROSPECT AQUILA

Idrocarburi recuperabili : 3500000 m3 ST  
 Caso N. . . . . : 1  
 N. Pozzi a fine produzione : 8  
 Coefficiente utilizzo . . . : 0.9  
 Portata max per pozzo . . : 200 m3 ST/g  
 Portata min per pozzo . . : 25 m3 ST/g  
 Produzione a Q cost . . . : 10 giorni

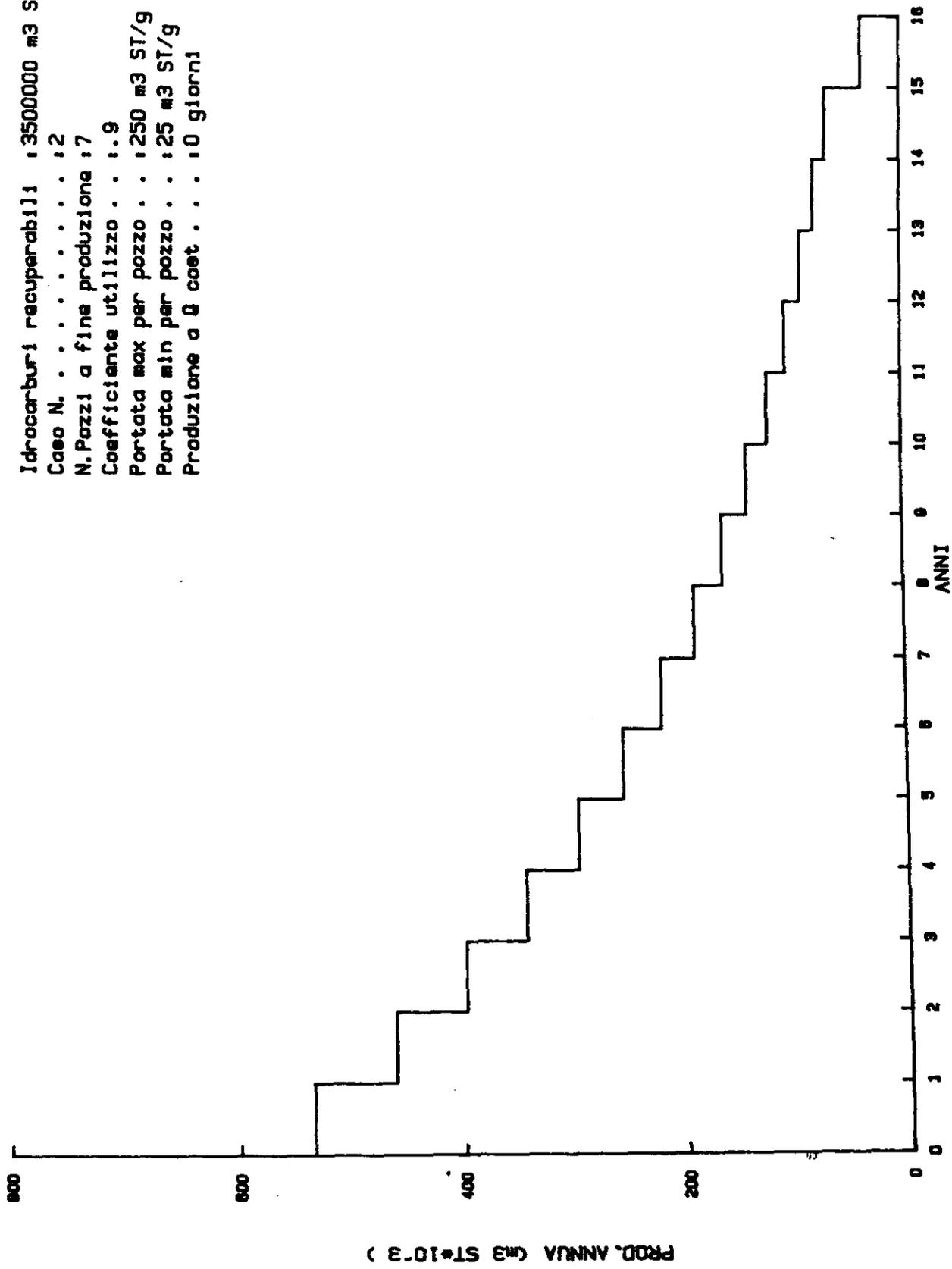


TAB.4



# PROSPECT AQUILA

Idrocarburi recuperabili : 13500000 m3 ST  
 Caso N. . . . . : 12  
 N. Pozzi a fine produzione : 7  
 Coefficiente utilizzo . . . : 1.9  
 Portata max per pozzo . . : 1250 m3 ST/g  
 Portata min per pozzo . . : 125 m3 ST/g  
 Produzione a 0 cost . . . : 10 giorni

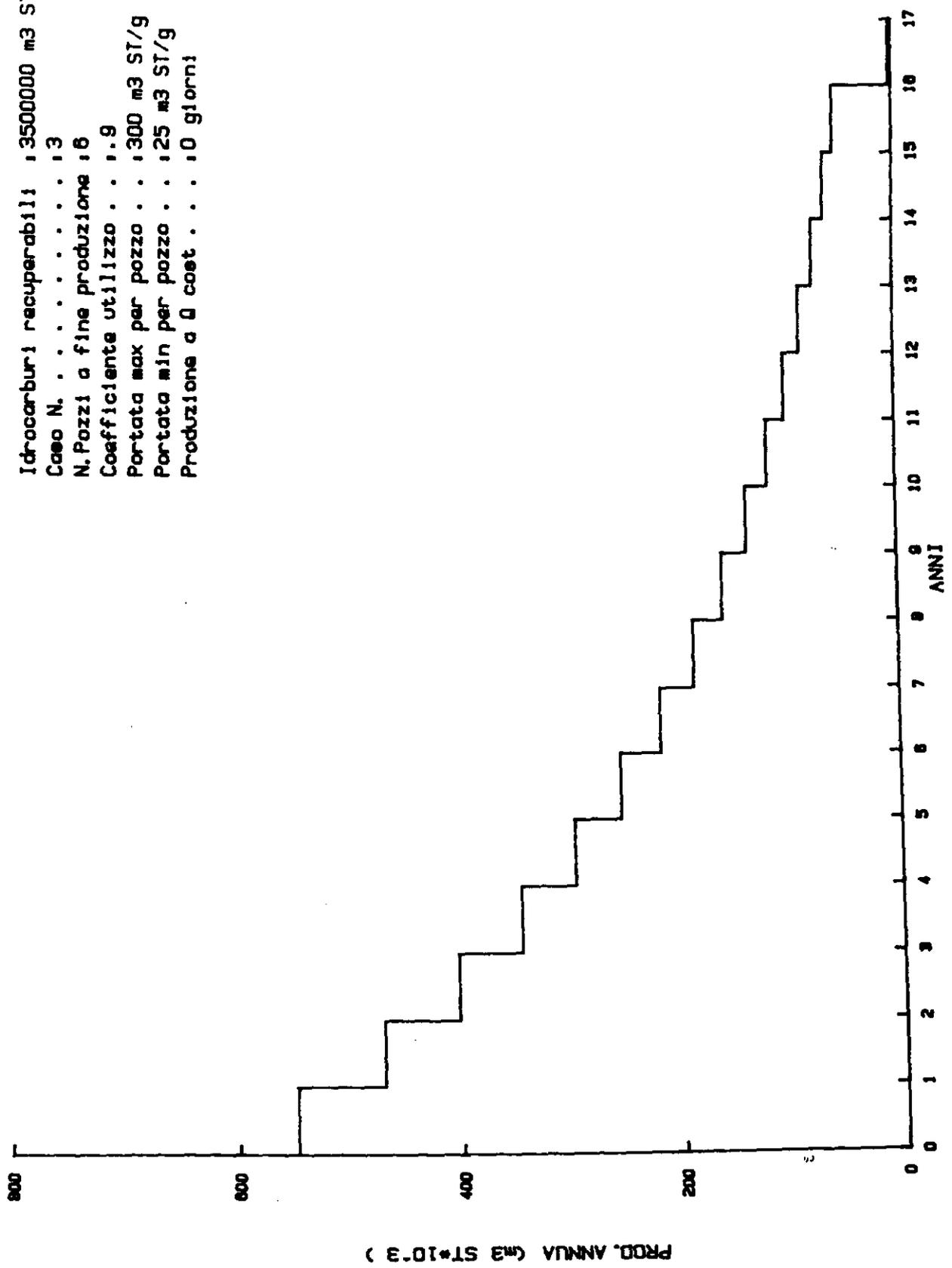


TAB. 5

1000  
1937

# PROSPECT AQUILA

Idrocarburi recuperabili : 3500000 m3 ST  
 Caso N. . . . . : 13  
 N. Pozzi a fine produzione : 6  
 Coefficiente utilizzo . . . . : 0.9  
 Portata max per pozzo . . : 300 m3 ST/g  
 Portata min per pozzo . . : 25 m3 ST/g  
 Produzione a 0 cost . . . : 10 giorni



TAB.6



## 5.2 ROVESTI ("F.R1.AG") (v.All.2)

Il pozzo è risultato mineralizzato ad olio nell'ambito della sequenza carbonatica (Bacino Umbro Marchigiano) nell'intervallo compreso fra 2385-2577 (GWC probabile) TR.

Le prove di strato effettuate hanno avuto recuperi di olio (25-27° API) con percentuali variabili di acqua, la cui costante presenza rimane di difficile interpretazione. Non è chiaro infatti se si tratti di acqua di strato della zona di transizione oppure acqua di provenienza profonda dovuta alla imperfetta cementazione del casing.

### Parametri petrofisici

Per il calcolo dell'OOIP del livello mineralizzato sono stati usati i seguenti parametri:

$\phi$ m	Sw	OWC
per fratture 0,5%	Swi(irriduc.) 80%	non definito (2577 m/TR?)
primaria 13%	Sw zona trans. 90%	

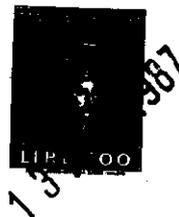
### Olio Originariamente in Posto (O.O.I.P.)

Sulla base della mappa isobate più recente della struttura interessata dal pozzo ROVESTI 1, si è ottenuto un valore di O.O.I.P. pari a:

$$\text{O.O.I.P.} = 28 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \text{ STO}$$

così ripartito:

- olio nelle fratture ( $\phi_m=0,5\%$ ):  $7,5 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ STO}$
- olio nella porosità primaria ( $\phi_m=13\%$ ) zona con situazione in acqua irriducibile ( $Sw_i=80\%$ ):  $3,5 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ STO}$
- olio nella porosità primaria comunicante nella zona di transazione ( $Sw_m=90\%$ ):  $17 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ STO}$



#### Riserve possibili

Tenendo conto del fatto che di tutto l'O.O.I.P.  $17 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ STO}$  sono in zone di giacimento di transizione ed a porosità primaria, si è stimato un recuperabile massimo dell'ordine del 7% dell'O.O.I.P., cioè:

$$2.10^6 \text{ m}^3 \text{ STO}$$

#### Dati di giacimento desumibili dal comportamento del pozzo

##### ROVESTI 1

Il pozzo ROVESTI 1 non è stato interessato da prove di produzione, ma solo da DST, (ANALISI DELLE PROVE DI PRODUZIONE del 15/9/1982).

Lo studio citato ha evidenziato le seguenti principali conclusioni:

- la mancanza di prove di produzione non ha permesso la misura del GOR e le analisi sul gas liberato. Con le sole DST non è possibile definire un modello attendibile di comportamento del pozzo;
- l'olio recuperato nelle DST 1,2,4 ha mostrato densità variabile da 25.2 a 27.1 °API, spiegabile con una probabile segregazione gravitativa;
- dall'analisi di tutte le DST si è osservato un aumento della produttività dall'alto verso il basso con un corrispondente aumento però di water-cut di produzione.

#### Possibili profili di produzione

Nell'ipotesi di completare il pozzo nella parte alta del giacimento, assumendo un pay di 50 m e nelle condizioni ot-



timali senza stimolazione si avrebbe un P.I. pari a  $0.6 \text{ m}^3/\text{g}/\text{Kg}/\text{cm}^2$ .

In queste condizioni con un  $\Delta p$  al fondo di  $100 \text{ Kg}/\text{cm}^2$  (su una pressione iniziale di  $250 \text{ Kg}/\text{cm}^2$ ) si avrebbe una portata media di  $60 \text{ m}^3/\text{g}$ .

In base all'esperienza relativa ad analoghe situazioni si può ritenere che un intervento di acidificazione potrebbe migliorare notevolmente la produttività del pozzo.

Per questo motivo sono state condotte due previsioni di produzione:

- la prima con portata media di  $60 \text{ m}^3/\text{g}$ ;
- la seconda con portata media di  $100 \text{ m}^3/\text{g}$ .

I profili di produzione ipotizzabili per tali portate medie di pozzo e con un numero di pozzi (10 e 8) si da produrre, al primo anno, poco più del 10% delle riserve totali sono riportati nella Tabelle e grafici allegati.

=====

PROSPECT GIACIMENTO :

ROVESTI

IPOTESI PROFILO DI PRODUZIONE

=====



Caso n. : 1

N. pozzi	= 10
Portata iniziale del pozzo	= 60 m <sup>3</sup> ST/g
Portata di abbandono del pozzo	= 25 m <sup>3</sup> ST/g
Coefficiente di utilizzo dei pozzi	= .9
Tempo di produzione a portata costante	= 0 giorni
Frazione delle riserve prodotta a portata costante	= 0
Frazione delle riserve prodotta nel primo anno	= .0957705
Idrocarburi recuperabili	= 2 m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>6</sup>

-----

ANNO	PROD.ANNUA <sub>3</sub> m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>	PROD.CUM. <sub>3</sub> m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>
1	191.54	191.5
2	180.84	372.4
3	170.74	543.1
4	161.20	704.3
5	152.19	856.5
6	143.69	1000.2
7	135.66	1135.9
8	128.08	1264.0
9	120.93	1384.9
10	114.17	1499.1
11	107.80	1606.9
12	101.77	1708.6
13	96.09	1804.7
14	90.72	1895.4
15	85.65	1981.1
16	18.92	2000.0

=====

PROSPECT GIACIMENTO :

ROVESTI

IPOTESI PROFILO DI PRODUZIONE

=====



Caso n. : 2

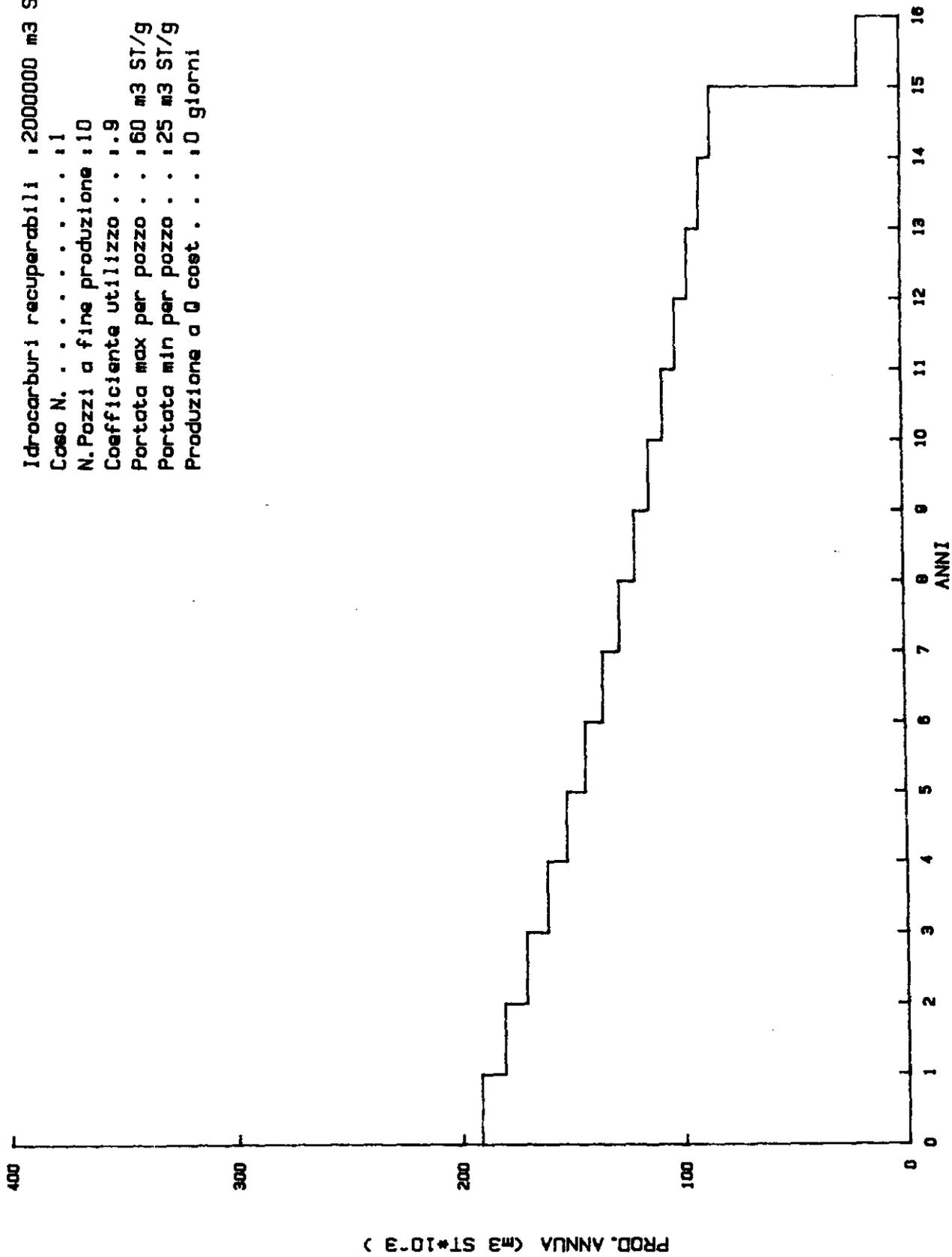
N. pozzi = 8  
 Portata iniziale del pozzo = 100 m<sup>3</sup> ST/g  
 Portata di abbandono del pozzo = 25 m<sup>3</sup> ST/g  
 Coefficiente di utilizzo dei pozzi = .9  
 Tempo di produzione a portata costante = 0 giorni  
 Frazione delle riserve prodotta a portata costante = 0  
 Frazione delle riserve prodotta nel primo anno = .1251325  
 Idrocarburi recuperabili = 2 m<sup>3</sup> ST x 10<sup>6</sup>

=====

ANNO	PROD. ANNUA m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>	PROD. CUM. m <sup>3</sup> ST x 10 <sup>3</sup>
1	250.27	250.3
2	226.78	477.0
3	205.50	682.5
4	186.21	868.7
5	168.73	1037.5
6	152.90	1190.4
7	138.55	1328.9
8	125.55	1454.5
9	113.76	1568.2
10	103.09	1671.3
11	93.41	1764.7
12	84.65	1849.4
13	76.70	1926.1
14	69.50	1995.6
15	4.41	2000.0

# PROSPECT ROVESTI

Idrocarburi recuperabili : 2000000 m<sup>3</sup> ST  
 Caso N. . . . . 11  
 N. Pozzi a fine produzione : 10  
 Coefficiente utilizzo . . . . 0.9  
 Portata max per pozzo . . . 160 m<sup>3</sup> ST/g  
 Portata min per pozzo . . . 125 m<sup>3</sup> ST/g  
 Produzione a 0 cost . . . 10 giorni



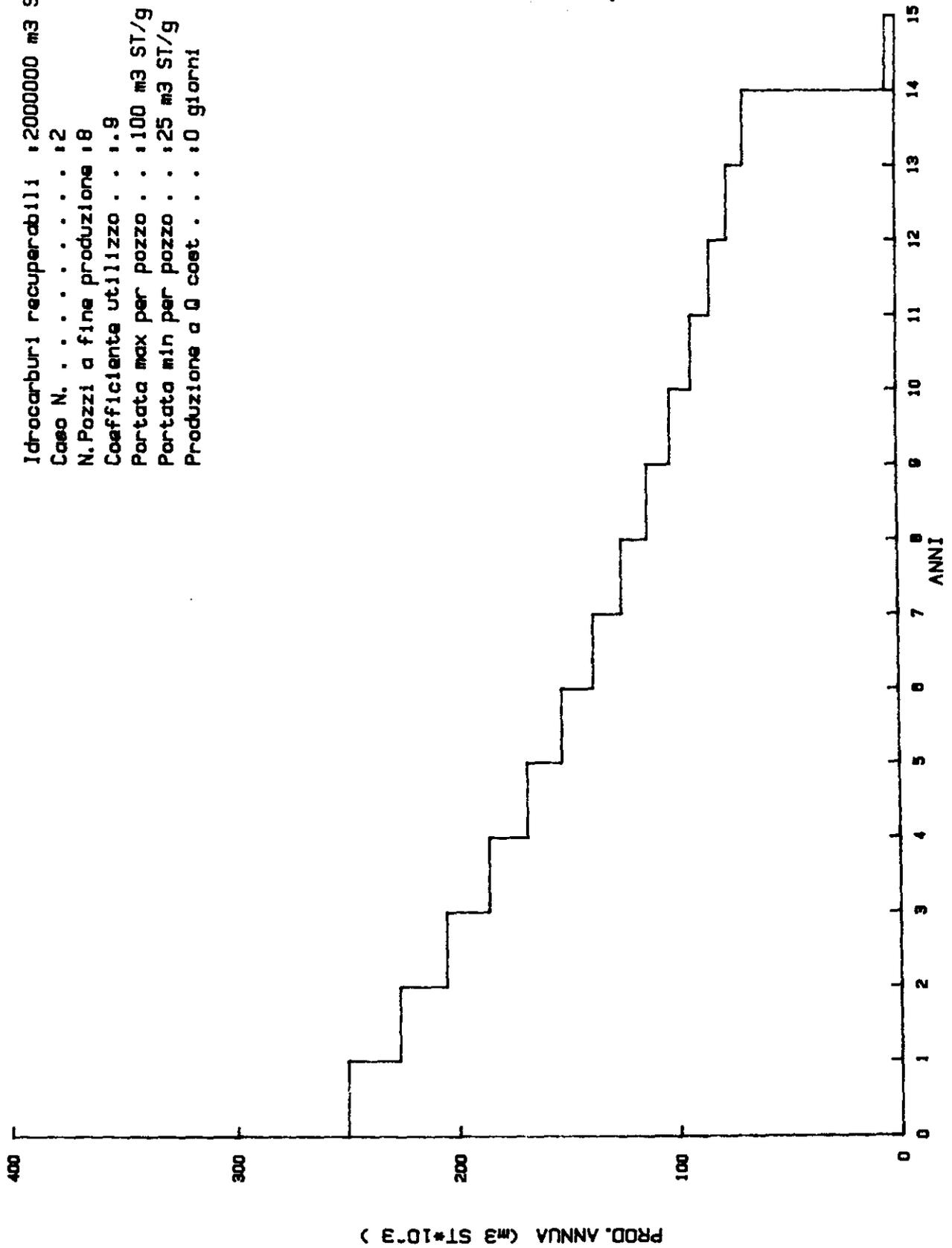
13  
 1987  
 IIRE 90

TAB.9

13 MAR 1967

# PROSPECT ROVESTI

Idrocarburi recuperabili : 2000000 m<sup>3</sup> ST  
 Caso N. . . . . : 12  
 N. Pozzi a fine produzione : 8  
 Coefficiente utilizzo . . . : 1.9  
 Portata max per pozzo . . : 100 m<sup>3</sup> ST/g  
 Portata min per pozzo . . : 25 m<sup>3</sup> ST/g  
 Produzione a Q coet . . . : 0 giorni



TAB.10



### 5.3 FALCO (F.R3.AG) (v.all.3)

Il reservoir è localizzato in parte nella Serie Terziaria (sabbie e livelli calcarenitici) e in parte nei calcari tortoniani (Piattaforma Apula).

L'intervallo mineralizzato è diviso in quattro livelli:

LIVELLO 1	Pliocene inf.	Sabbie	2160,5m/TR
LIVELLO 2	Messiniano	"	2403 m/TR
LIVELLO 3	Messiniano	Calcareniti	2427,5m/TR
LIVELLO 4	Tortoniano	Calcari	2515 m/TR

Solo i livelli 2,3 e 4 sono stati provati.

#### Parametri petrofisici

Per il calcolo del gas originariamente in posto nei 4 orizzonti mineralizzati rinvenuti nella struttura di Falco sono stati usati i seguenti parametri dedotti dal CPI ( $\phi$ ,  $S_w$ , N/G) e dalle analisi del gas campionato (Bg) durante le prove di produzione:

	$\phi$ %	$S_w$ %	N/G %	1/Bg
Livello 1-Pliocene inferiore (Sabbie)	26	65	25	255
Livello 2-Messiniano (Sabbie)	20	50	16	270
Livello 3-Messiniano (Calcareniti)	14,5	59	22	273
Livello 4-Tortoniano (Calcare)	14,3	62	90	276



Per il calcolo del gas in posto è stato assunto il G.D.T. al bottom della mineralizzazione per i livelli 2 e 3; un GWC per il livello 4 ed un GWC probabile per il livello 1. Le mappe utilizzate sono precedenti a quelle recentemente fianlizzate e allegate a questa relazione.

LIVELLO 1            Top    =    2160,5            m. TR.  
                           GWC    =    2182            "

(probabile)

NBV        =    12,47 x 10<sup>6</sup> mc  
 GOIP       =    290        x 10<sup>6</sup> Nmc

LIVELLO 2            Top    =    2403            m.TR.  
                           GDT    =    2425            "

NBV        =    3,63 x 10<sup>6</sup> mc  
 GOIP       =    98,15 x 10<sup>6</sup> Nmc

LIVELLO 3            Top    =    2427,5           m.TR  
                           GDT    =    2493            "

NBV        =    21,72 x 10<sup>6</sup> mc  
 GOIP       =    353        x 10<sup>6</sup> Nmc

LIVELLO 4            Top    =    2515            m. TR  
                           GWC    =    2530            "

NBV        =    15 x 10<sup>6</sup> mc  
 GOIP       =    224 x 10<sup>6</sup> Nmc

GOIP (Totale 4 livelli) = 965,15 x 10<sup>6</sup> Nmc

Sulla base delle nuove mappe è in corso una revisione del  
 GOIP



Produttività del pozzo FALCO 1

Sulla base di queste equazioni di flusso il potenziale assoluto (AOFP) e le portate di regime, senza alcun limite per cono d'acqua e/o di trascinamento sabbia risulterebbero (ANALISI PROVE DI PRODUZIONE 6-1-1982)

	Prova <u>n.</u>	Intervallo <u>m RT</u>	AOFP <u>Nm<sup>3</sup>/g</u>	Q(Nm <sup>3</sup> /g) <u>P=5% PS</u>	Q(Nm <sup>3</sup> /g) <u>P=10% PS</u>
Tortoniano (calcari)	1	2514.5-2524	1.100.000	300.000	460.000
Messiniano (calcareniti)	2	2456 - 2494	1.700.000	165.000	320.000
Messiniano (sabbie)	5	2402 - 2419	4.200.000	420.000	1.000.000

Per quanto riguarda il pool sabbie (Messiniano) la portata stimata senza trascinamento di sabbia è dell'ordine di 120.000 + 150.000 Nm<sup>3</sup>/g.

Per il pool Tortoniano la portata limite senza cono di acqua (sempre con riferimento alla geometria del pozzo FALCO 1) si aggirerebbe sui 300.000 Nm<sup>3</sup>/g sparando solo 6 m a partire dal top del reservoir.

Possibile profilo di produzione

Sulla base dei risultati della revisione della valutazione del GOIP anche per il campo di FALCO sarà fatto uno studio di un possibile profilo di produzione.



6. - PROGRAMMI FUTURI

Nell'ultimo periodo di vigenza si prevede di eseguire i seguenti lavori:

- PROGETTI DI SVILUPPO DEI CAMPI A OLIO E A GAS IN ACQUE PROFONDE (F.R1.AG/F.R2.AG/F.R3.AG)

Prosecuzione della FASE 2 che prevede la revisione dell'ingegneria della Fase 1 e prove su componenti critici.

Per il progetto di sviluppo dei campi a olio (F.R1.AG,F.R2.AG) i costi previsti nella Fase 2 sono: f  $8,3 \times 10^9$  circa.

Per il progetto di sviluppo dei campi a gas (F.R3.AG) i costi previsti nella Fase 2 sono: f  $5,6 \times 10^9$  circa.

- SISMICA

Reprocessing di circa 800 Km di linee sismiche al fine sia di portare dati utili alla definizione delle dimensioni dei campi la cui chiusura è legata anche a fattori stratigrafici sia di reinterpretare le aree dove sono stati individuati dei prospects.

Il costo previsto per il reprocessing è di 160 milioni di lire.

- PERFORAZIONE

Sulla base dei risultati dei progetti di sviluppo e di più approfonditi studi di esplorazione potrà eventualmente in ciascun permesso essere perforato un pozzo la cui profondità dipenderà dall'obiettivo che verrà perseguito (3000 m tema FALCO, 4000 m tema AQUILA, 3500 m tema gas del bacino terziario)

Il costo previsto per ciascuno di questi pozzi varierà secondo l'obiettivo e la profondità, da 6000 a 10.000 milioni di lire.

# Agip

TEIN

ZONA "F" BASSO ADRIATICO

A.R.3/x7/R.045

FOGLIO	DI	REVISIONI
1		
COMPILATO		DATA
P. Tassini		16.04.87

ANALISI PRELIMINARE  
DI FATTIBILITA' PER  
LO SVILUPPO DI UN CAMPO A GAS



1. INTRODUZIONE

La presente relazione costituisce un'analisi molto preliminare delle possibilità di sviluppo di possibili campi a gas nella Zona "F" - Basso Adriatico.

Analisi più dettagliate potranno essere svolte sulla base di più precisi dati ambientali e geologici.

2. ANALISI TECNICA

2.1. Dati di giacimento

Si assume che l'ipotetico campo a gas, situato ad una distanza dalla costa di circa 50 km ed in profondità d'acqua di circa 800 m, sia sviluppato mediante 12 pozzi, con profondità media di 3.000 m, ed abbia una produzione di picco di 6 000 000 Nm<sup>3</sup>/d di gas di buona qualità.

2.2. Ipotesi di sviluppo

L'assunzione base è di non avere alcuna piattaforma installata sopra il campo, sviluppato quindi integralmente con completamenti sottomarini.

Su questa base si possono adottare due schemi di sviluppo:

- Collegamento dei pozzi con una piattaforma TLP ubicata sulla verticale di un giacimento ad olio situato entro una distanza di 20 - 30 km dal giacimento a gas.
- Collegamento dei pozzi a terra con l'interposizione sulla condotta di spedizione a terra, ad un certo punto della vita produttiva del campo, di una stazione di compressione

LIRE 500

situata su una piattaforma in medi fondali ( 200 m). Tale stazione di compressione può, eventualmente, raccogliere la produzione di più campi.

### 2.2.1. Soluzione integrata con TLP

Questa soluzione presuppone l'esistenza, in un'area sufficientemente prossima al campo a gas, di un giacimento ad olio, la cui piattaforma di produzione dovrebbe accogliere e trattare anche il gas del primo giacimento, che verrebbe poi avviato alla costa (assieme al gas associato del giacimento ad olio) tramite condotta sottomarina.

Le modifiche da apportare sulla piattaforma sarebbero minime, in pratica l'aggiunta nel sistema di riser di una linea per la risalita del gas e di alcune linee di servizio, oltre ad un potenziamento di alcuni impianti di trattamento e del sistema di compressione già installati a bordo.

Se si adotta la soluzione di evacuare il prodotto in bifase, non sarà necessario prevedere una seconda condotta sottomarina per la spedizione a terra del gas.

### 2.2.2. Soluzione con piattaforma in medi fondali

I giacimenti a gas consentono di trasportare gli effluenti per lunghe distanze con la sola spinta naturale del giacimento. Ad esempio il pozzo sottomarino AGIP Emilio 3 produce direttamente al centro di produzione a terra, distante oltre 35 km. Assumendo una distanza dalla costa dell'ordine di 50 km, è quindi legittimo ipotizzare la possibilità, almeno nella fase iniziale di vita produttiva del campo, di produrre direttamente dai pozzi sottomarini alla costa.

Al fine di aumentare il fattore di recupero delle riserve e di limitare il diametro della condotta sottomarina, si è considerato che dopo un certo numero di anni il gas sia spinto a terra con l'ausilio di una stazione di compressione,

LIRE 500

1987

installata su di una piattaforma localizzata a circa 20 km dal campo stesso, in fondali di circa 200 m. Un'analisi preliminare ha determinato che, assumendo un payload di circa 3 500 t (incluso il peso del deck), il peso totale della struttura (inclusi i pali di fondazione) dovrebbe essere di circa 20 000 t.

### 2.2.3. Sistema sottomarino

In ambedue le soluzioni prospettate lo schema di sviluppo sottomarino del campo non cambia. Per ragioni di costo e di convenienza operativa, i pozzi sottomarini saranno raggruppati in cluster. Sulla base di studi ed analisi precedenti, si è potuto definire come ottimale (in termini di costi ed affidabilità) un cluster di 4 pozzi.

Pertanto verranno installate tre template sottomarine, la prima ubicata sul centro di gravità del campo e le altre due a distanza di circa 3 km dalla prima.

Come detto precedentemente ogni template accoderà quattro pozzi ed un sistema di controllo locale, mentre quella centrale ospiterà anche il manifold ed il sistema centrale di controllo e telemisura. Ogni pozzo è collegato al manifold tramite linee indipendenti di produzione e di servizio, eliminando così, per ragioni di semplicità ed affidabilità, ogni funzione di manifolding nelle template satelliti.

Dalla template centrale partono una linea di produzione, una di test, una di servizi e l'ombelicale di controllo.

### 3. STIMA COSTI DI INVESTIMENTO

Come base per effettuare la stima dei costi di investimento sono state prese le quotazioni medie del 1986 nell'area mediterranea.



Da notare che le due soluzioni prospettate non sono alternative e non possono essere confrontate, in quanto in un caso si considera la possibilità di sviluppo integrato di un campo ad olio e campo a gas, mentre nel secondo si assume lo sviluppo del solo campo a gas.

### 3.1. Soluzione integrata con TLP

I costi considerati sono solo quelli relativi al sistema sottomarino (compresa la condotta collegante manifold sottomarino alla TLP) ed alle modifiche da apportare agli impianti della TLP stessa:

A. Perforazione pozzi	135 000	
B. Completamenti sottomarini e manifold	91 500	
C. Flowlines e sealine	47 300	
D. Impianti aggiuntivi di piattaforma	24 200	
E. Ingegneria e servizi	24 000	
F. Assicurazione e certifica	6 000	
G. Costi vari	14 000	
		-----
TOTALE	342 000	(MLit)

### 3.2. Soluzione con piattaforma intermedia

Anche se il costo della piattaforma intermedia può essere differito nel tempo, qui viene considerato assieme agli investimenti iniziali. In questo caso è considerato il costo di tutta la linea di collegamento a terra; analogamente al caso precedente non sono considerati i costi degli impianti di processo a terra.

# Agip

TEIN

ZONA "F" BASSO ADRIATICO

A.R.3/x7/R.045

FOGLIO

DI

REVISIONI

6

COMPILATO

DATA

P. Tassini

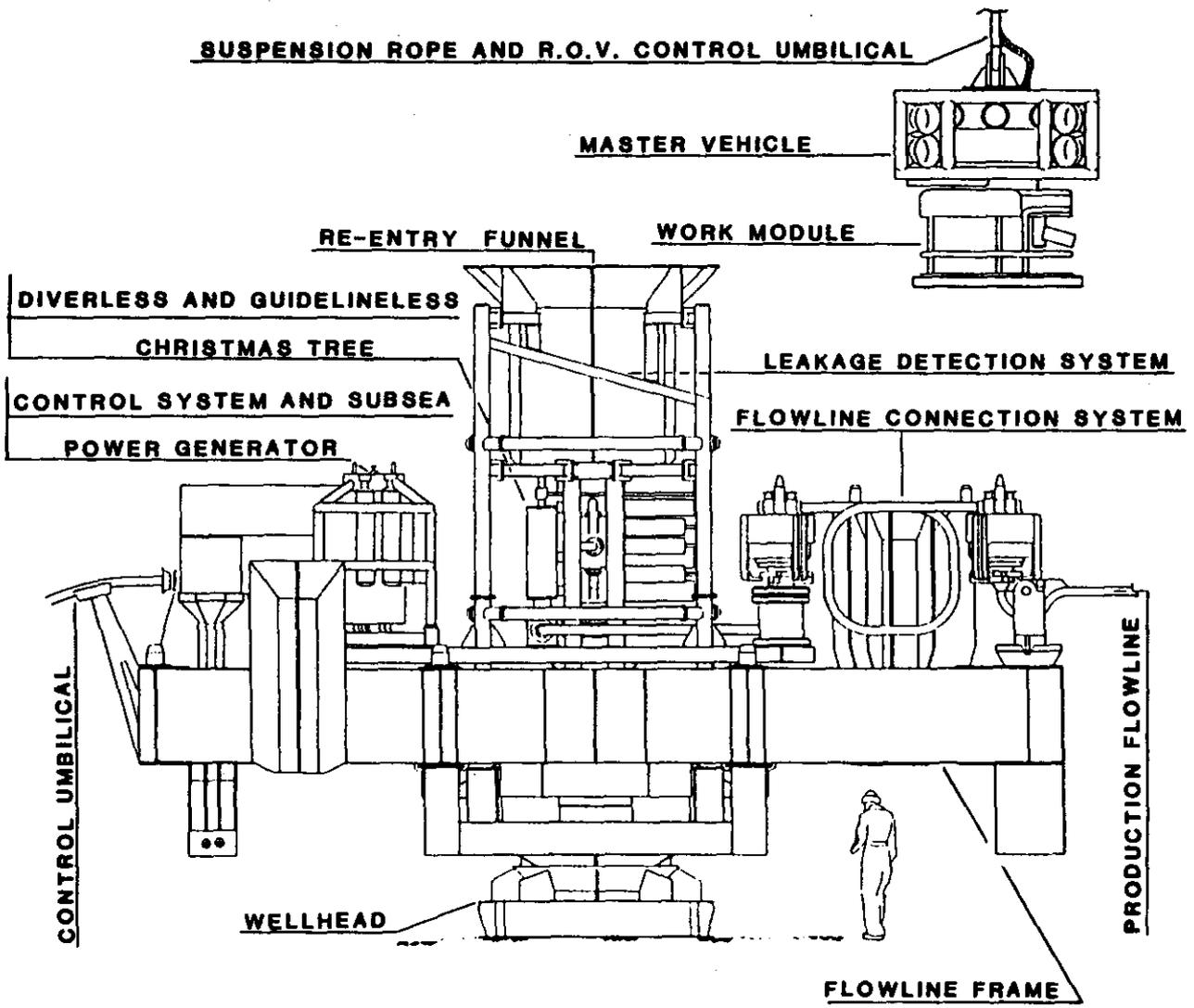
16.04.87



A. Perforazione pozzi	135 000	
B. Completamenti sottomarini e manifold	91 500	
C. Flowlines e sealine	86 000	
D. Piattaforma di compressione (compresi impianti)	150 000	
E. Ingegneria e servizi	37 000	
F. Assicurazione e certifica	9 300	
G. Costi vari	22 700	
	TOTALE	531 500 (MLit)

#### 4. CONCLUSIONI

Le due soluzioni prospettate si possono considerare ambedue tecnicamente fattibili, anche se prevedono l'impiego di sistemi (TLP, manifold sottomarino e completamenti sottomarini per alti fondali) il cui sviluppo è tuttora in corso. Dal punto di vista tecnico ambedue sono incentrate sullo sviluppo sottomarino del campo, di cui sistema di completamento e manifold sottomarino costituiscono i punti critici. La croce di produzione sottomarina "guidelineless" e "diverless" attualmente in via di sviluppo da parte AGIP (vedasi Fig. 1) dovrebbe costituire l'elemento base per lo sviluppo del campo. Analisi più dettagliate potranno essere condotte solo in presenza di uno scenario più definito.



# MODULAR SUBSEA SYSTEM

Fig. 1