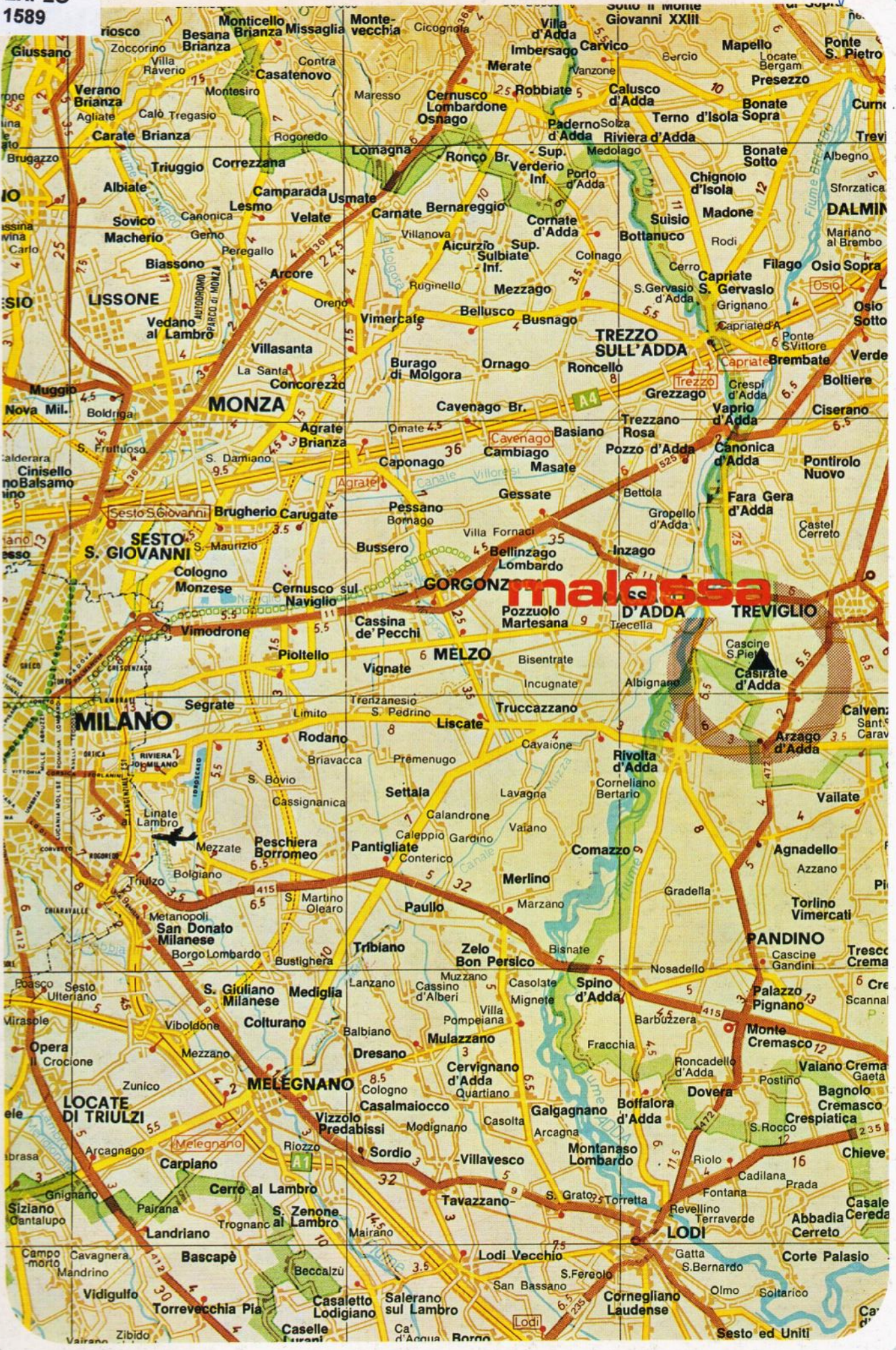


APVE
EXPLO
1589

1589 EXPL0

Handwritten signature



malossa

MILANO

MONZA

TREZZO SULL'ADDA

GORGONZA

TREVIGLIO

LOCATE DI TRIULZI

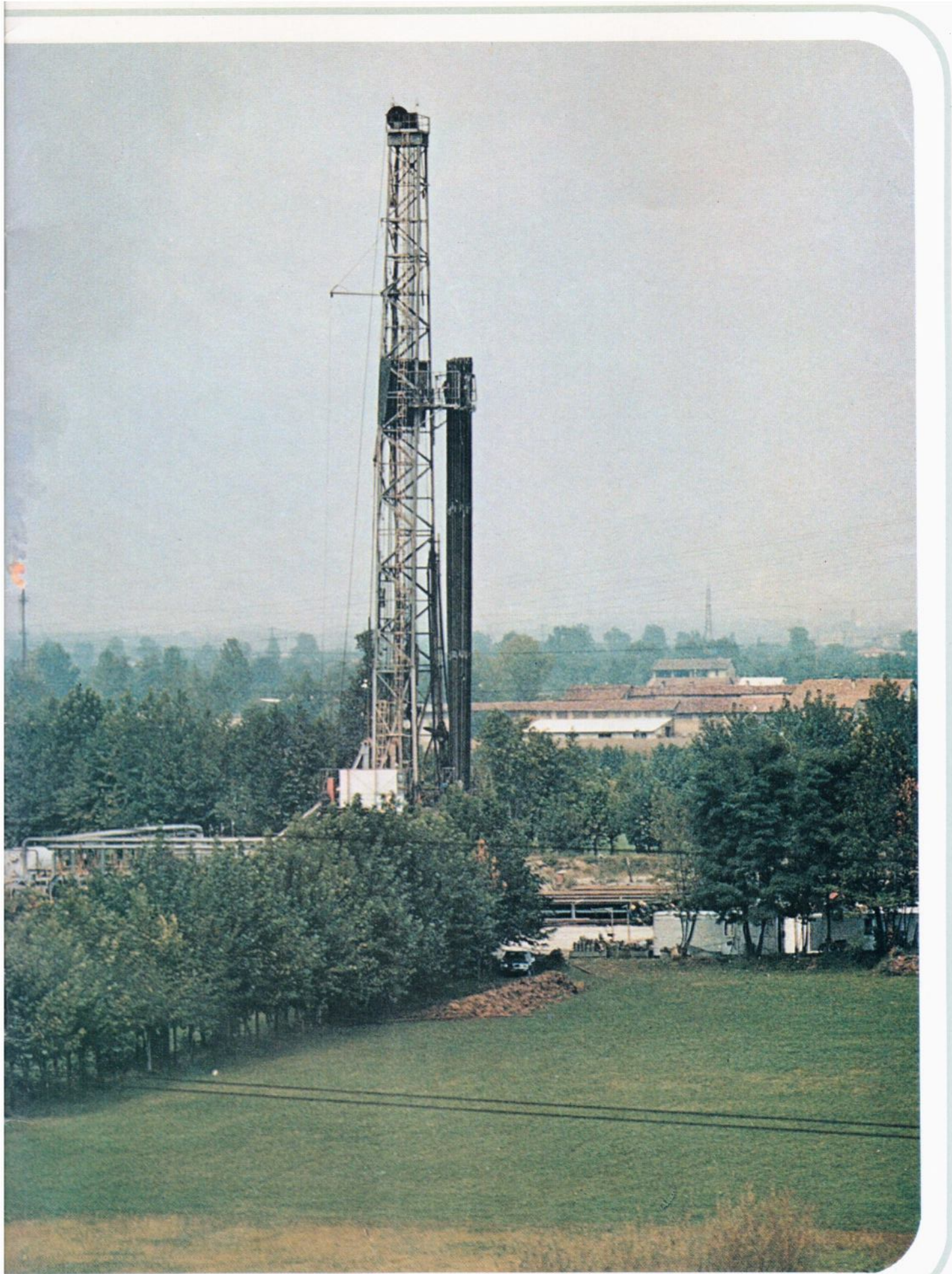
MELÉGNANO

PANDINO

LODI

Corte Palasio





Riserve originarie

Alla fine del 1973 l'AGIP aveva scoperto in Italia complessivamente 311 miliardi di metri cubi di gas, equivalenti dal punto di vista energetico a più di 250 milioni di tonnellate di petrolio. Di questi 311 miliardi di metri cubi, 250 sono stati scoperti nel bacino padano (130 miliardi in terraferma, 120 miliardi nell'Adriatico settentrionale) e 61 miliardi nell'Italia centro-meridionale e in Sicilia.

Produzione

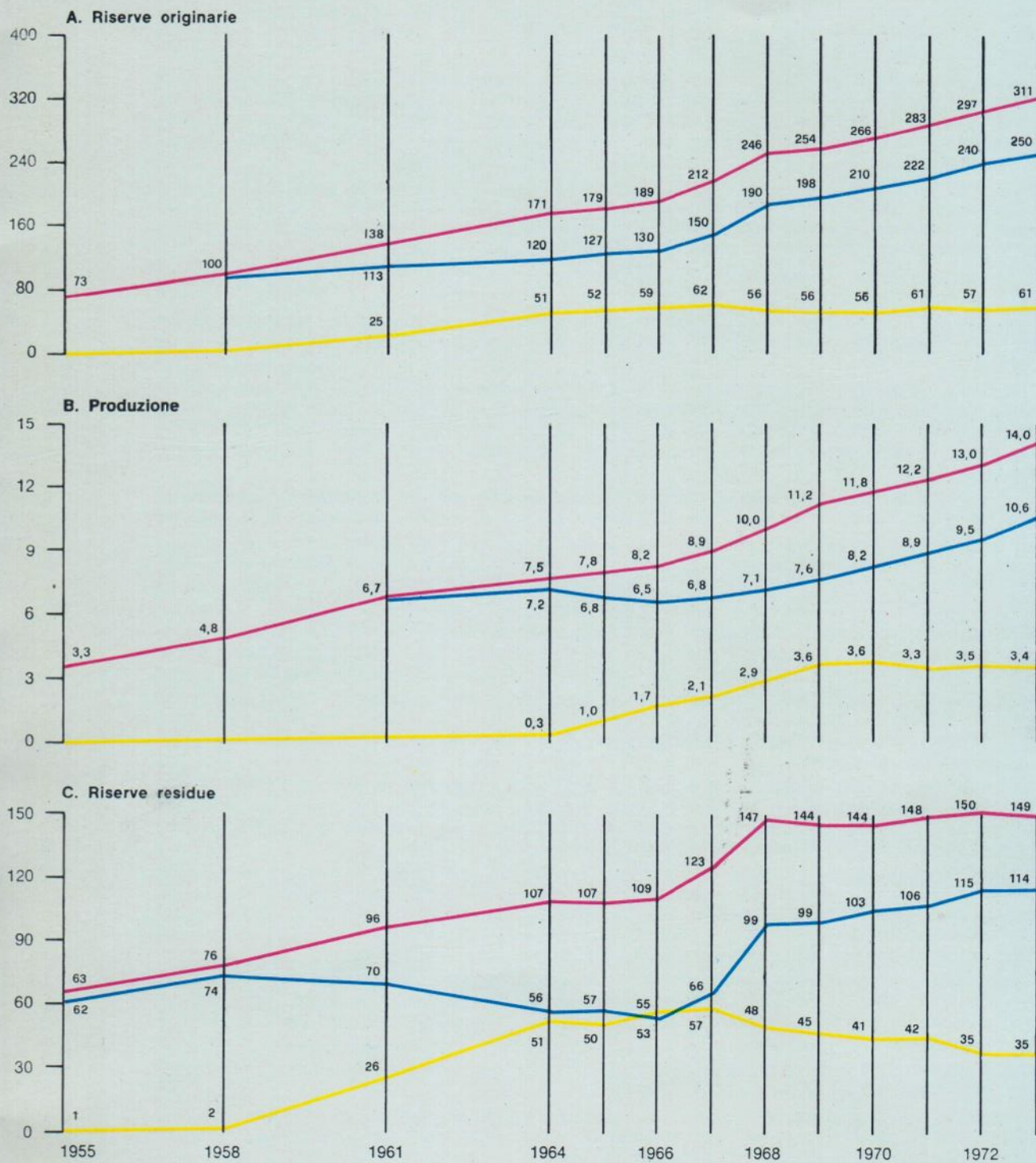
La produzione annuale di gas naturale è costantemente aumentata, fino a raggiungere il livello di 14 miliardi di metri cubi nel 1973. La maggior parte di questa produzione proviene dai giacimenti del bacino padano, in terraferma e in mare.

Riserve Residue

Le riserve residue, ossia i quantitativi di gas naturale ancora estraibili dai giacimenti scoperti, alla fine del 1973 ammontavano a 149 miliardi di metri cubi. Nonostante il continuo incremento della produzione il livello delle riserve residue è aumentato fino al 1968 e si è successivamente stabilizzato grazie alla scoperta di nuovi giacimenti. Si è quindi mediamente scoperto ogni anno un quantitativo di gas pari o superiore a quello prodotto; la scoperta del giacimento di Malossa e i suoi successivi sviluppi hanno portato ad un ulteriore sostanziale incremento delle riserve.

Andamento delle riserve di gas naturale e produzione utilizzata dal gruppo ENI in Italia dal 1955 al 1973 (a)

(miliardi di mc)



(a) I dati relativi alle riserve si riferiscono alla fine di ciascun anno. Le produzioni sono relative all'anno indicato. Riserve di quota AGIP.

DA ENI Relazioni e bilancio al dicembre 1973

Totale Italia —
 Italia settentrionale —
 Italia centro-meridionale e insulare —

La potente coltre di terreni alluvionali che ricopre in continuità la Pianura Padana impedisce l'osservazione diretta dell'assetto dei terreni sedimentari sottostanti.

La localizzazione quindi delle situazioni strutturali favorevoli alla ricerca di idrocarburi può essere attuata solo con la prospezione geofisica.

Il metodo sismico a riflessione, introdotto nel 1940, si è rivelato come l'unico adatto per la Pianura Padana. Superate le note difficoltà dell'immediato dopoguerra fu eseguito un rilievo esteso a tutta la Pianura Padana.

Esso permise il riconoscimento dell'assetto strutturale fino ad una profondità media di 2000-2500 metri e limitatamente a quei terreni che sono indicati con colore giallo nel disegno, e portò alla scoperta dei noti giacimenti metaniferi.

I sondaggi esplorativi, alcuni dei quali spinti anche in profondità, mostrano come, anche al di sotto degli strati visibili con rilievo geofisico, esistessero altri terreni favorevoli per la ricerca. Intanto le tecniche di prospezione e di elaborazione geofisica si stavano affinando con estrema rapidità (1960-65) portando informazioni sempre più precise ed una penetrazione sempre più accentuata.

Una prima utilizzazione di queste nuove tecniche, attuata nell'area marina antistante la Pianura Romagnola, fornì risultati estremamente interessanti e permise (1967-69) la scoperta di una serie di giacimenti a gas a profondità decisamente superiore a quella dei giacimenti padani ma localizzati negli stessi strati, che in quest'area sono più profondi.

Le nuove tecnologie permettevano infatti di ottenere informazioni da profondità che fino ad allora erano rimaste sorde alle indagini.

La qualità di questi dati non era tale da fornire un'immagine dell'assetto dei terreni sedimentari molto profondi altrettanto nitida di quella che era possibile ottenere per quella a minor profondità.

Nonostante queste imperfezioni fu deciso di dare inizio immediatamente ad un nuovo rilevamento geofisico di tutta la Pianura Padana avvalendosi delle prestazioni delle migliori società specialistiche in grado di applicare le tecnologie più avanzate; inoltre con la garanzia di poter disporre immediatamente anche delle continue innovazioni fornite dalle industrie d'avanguardia.

Fu messo sul terreno il numero di squadre necessarie per operare contemporaneamente su tutta l'area scegliendo le metodologie più idonee al tipo di assetto geologico della regione.

Col procedere dei rilevamenti venivano man mano delineandosi gli assetti profondi di maggior significato geologico regionale e fu possibile eseguire una serie di pozzi esplorativi razionalmente distribuiti in modo da ottenere il massimo di conoscenze dirette necessarie per la precisa interpretazione delle informazioni geofisiche.

Questi pozzi hanno fornito indicazioni litologiche e parametri fisici di estrema utilità nella elaborazione, a mezzo di calcolatori elettronici, dei dati geofisici la cui qualità è andata nel frattempo migliorando con l'introduzione di strumenti di indagine sempre più avanzati.

Ciò ha indotto a intensificare il rilevamento estendendolo anche al dettaglio fino a coprire « a tappeto » l'intera pianura padana; sono stati inoltre impiegati tipi di sorgente acustica e parametri di campagna diversificati per meglio adattarli alla soluzione di problemi particolari nel quadro geologico regionale.

Per avere un'idea dello sforzo fatto, e tutt'ora in corso, occorre notare che mentre nei 23 anni che vanno dal 1945 al 1967 sono stati impiegati 960 mesi/squadra per rilevare circa 20.000 km di linee nei soli sette anni che intercorrono dall'inizio del nuovo rilevamento a tutt'oggi sono già stati rilevati 19.000 km con l'impiego di 560 m/sq.

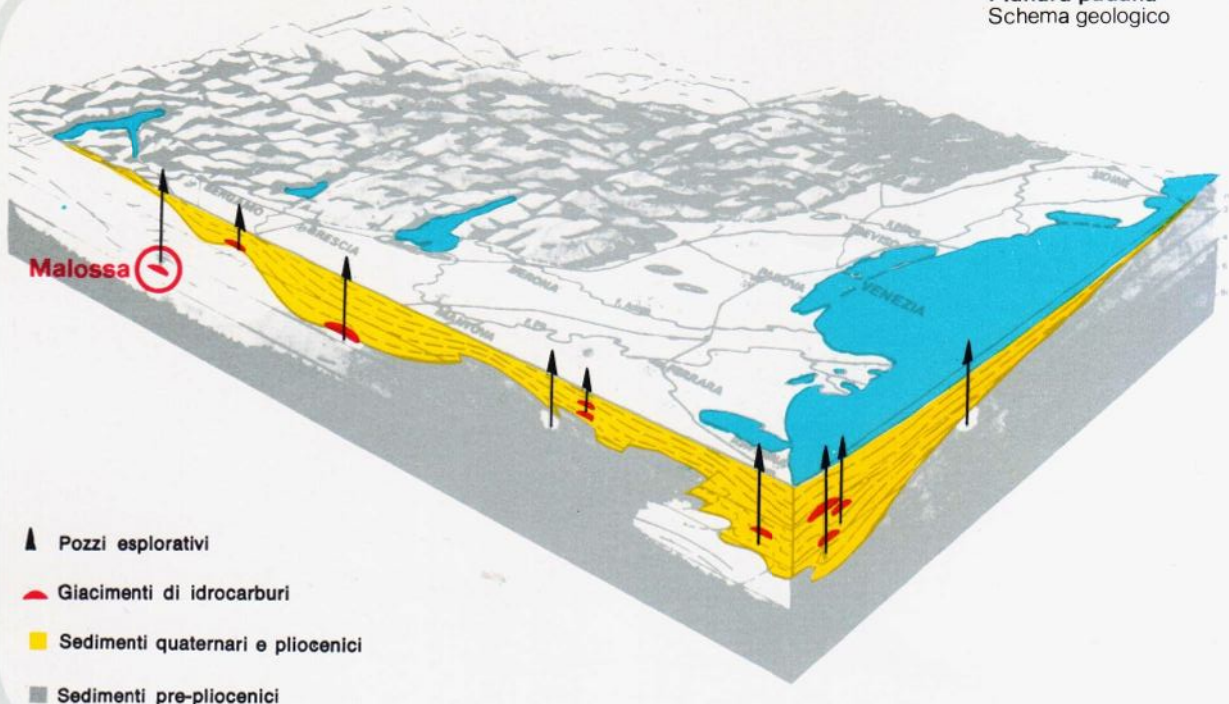
Si tratta di un elevatissimo livello di attività concentrato in uno spazio di tempo relativamente limitato e che difficilmente trova riscontro in altri paesi; ciò si è reso possibile soprattutto perchè sono state messe a profitto le esperienze e conoscenze derivanti dai rilevamenti geofisici precedenti e dai dati geologici acquisiti sia nel corso di studi geologici di superficie che dalla esecuzione dei pozzi eseguiti prima di allora.

Il pozzo esplorativo profondo eseguito recentemente a Malossa, accertando la presenza di idrocarburi in calcari e dolomie di età molto più antica di quella dei terreni sabbiosi nei quali sono contenuti i giacimenti scoperti in precedenza, ha confermato la validità dell'obiettivo minerario profondo.

Però le informazioni relative a quelle profondità ottenute con l'impiego del metodo sismico a riflessione sono ancora incomplete e disuguali.

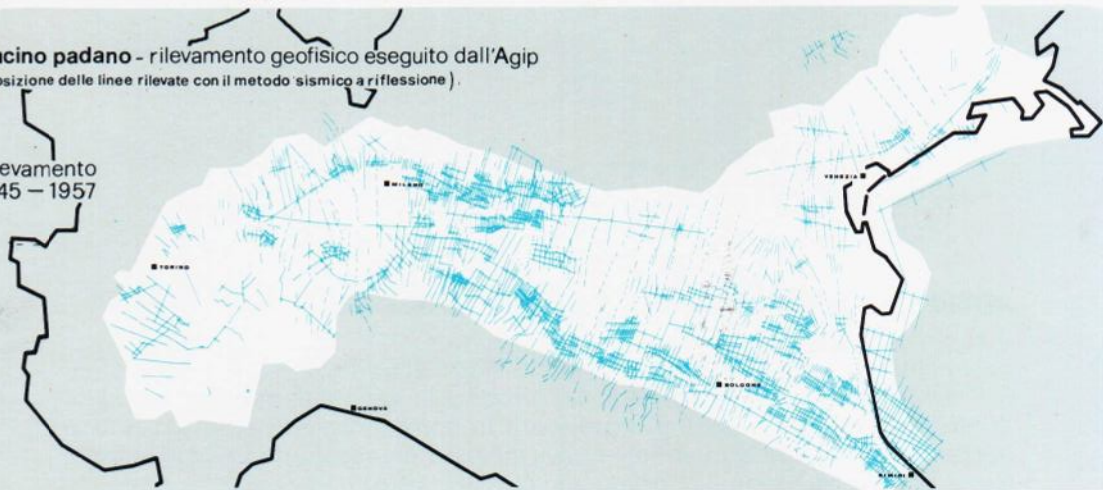
Il progresso delle tecniche di acquisizione e di elaborazione dei dati e tutt'ora in continua evoluzione per cui è da prevedersi che l'attività di rilevamento della pianura padana continui ancora con l'attuale intensità; non solo per completare la definizione dettagliata delle aree già riconosciute più interessanti, ma anche per ripetere il rilievo nelle aree rimaste lacunose, con i nuovi mezzi che certamente il progresso tecnico, renderà disponibili. Nuovi rilevamenti gravimetrici ed aeromagnetometrici sono stati già avviati o programmati per definire l'assetto geologico regionale ed anche per evidenziare aspetti particolari ove è impossibile l'applicazione del metodo sismico a riflessione.

Pianura padana
Schema geologico



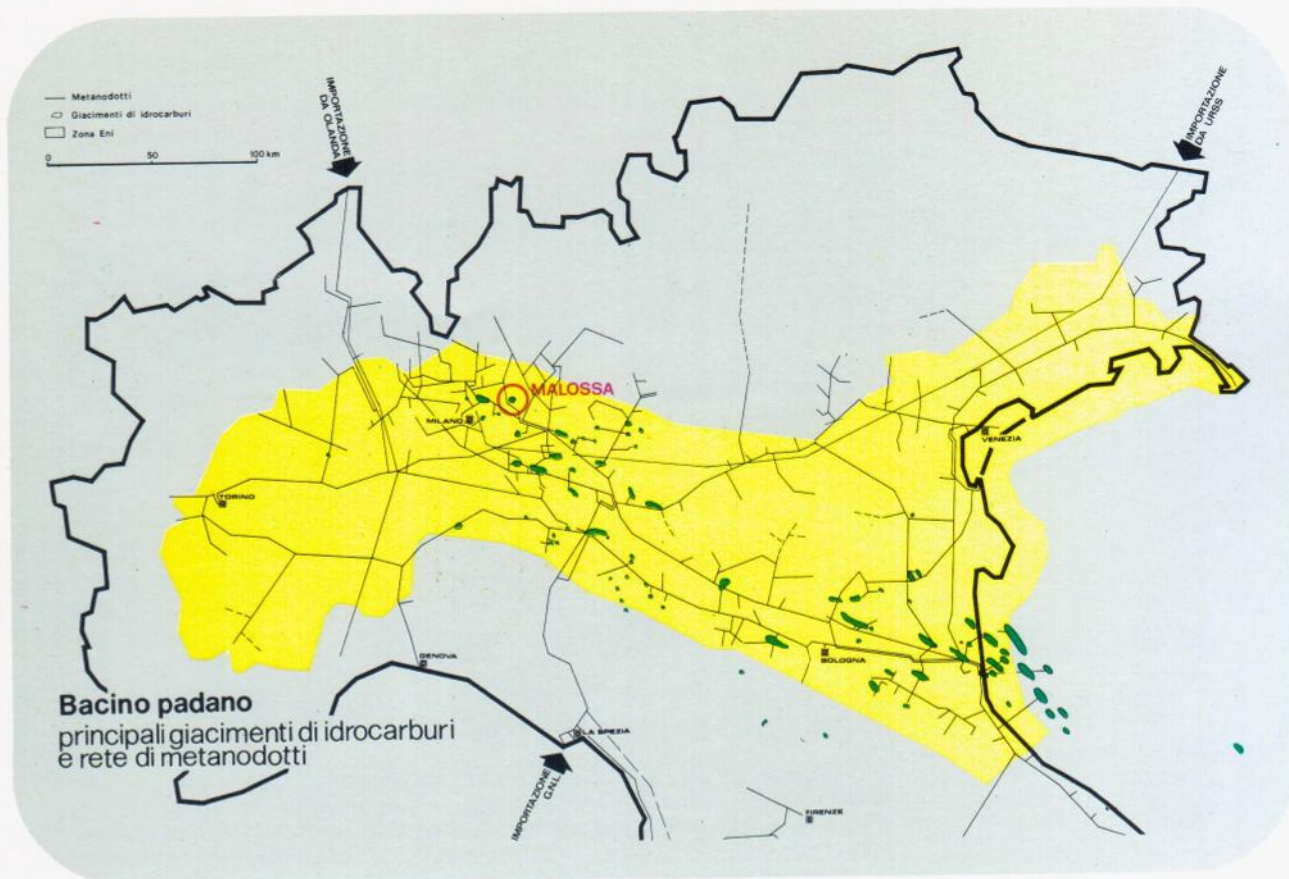
Bacino padano - rilevamento geofisico eseguito dall'Agip
(Posizione delle linee rilevate con il metodo sismico a riflessione).

Rilevamento
1945 - 1957



Nuovo rilevamento
1968 - 1974





Attività e scoperte nella zona ENI (1944-1973)

Le attività di ricerca petrolifera hanno normalmente un andamento ciclico, determinato principalmente dal progresso tecnologico che permette di affrontare nuove aree o di riprendere in considerazione aree già precedentemente esplorate quando i nuovi mezzi a disposizione lo consentano. Nella zona ENI, dopo un primo ciclo (1945-1965) nel quale fu eseguito un completo rilievo geofisico e una prima serie di pozzi esplorativi sulle situazioni che il rilievo stesso aveva messo in evidenza, si è avuto il ciclo delle ricerche in mare, iniziato nel 1959, ed infine un terzo ciclo in conseguenza dell'applicazione dei nuovi sistemi di prospezione geofisica iniziatisi nel 1967.

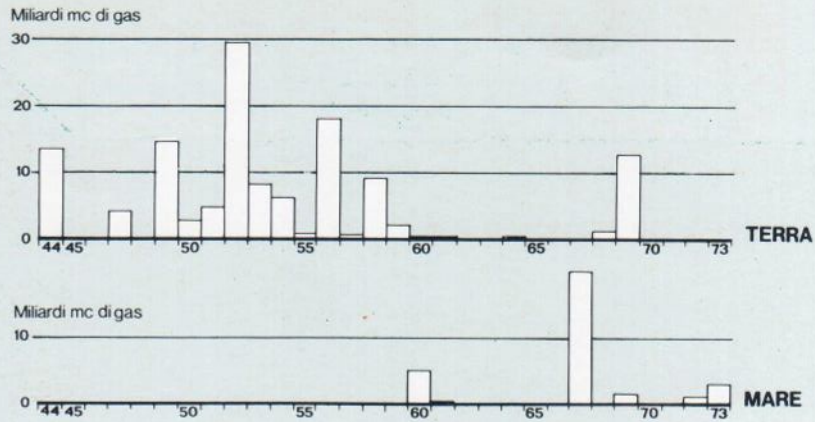
Ognuno di questi cicli ha portato alle scoperte di nuovi giacimenti, e quindi di nuove riserve di idrocarburi.

Il grafico della profondità massima dei pozzi mostra come la ricerca si sia indirizzata a obiettivi sempre più profondi.

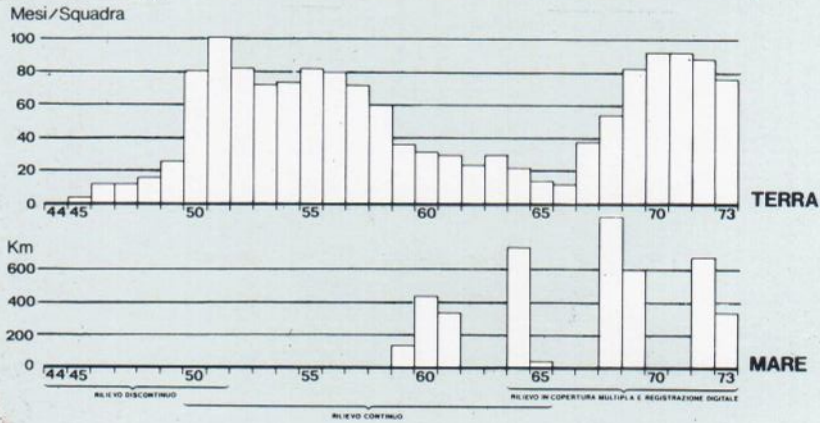
Attività e scoperte Agip · zona Eni 1944-1973

Riserve di idrocarburi (1mc di olio=1000mc di metano)

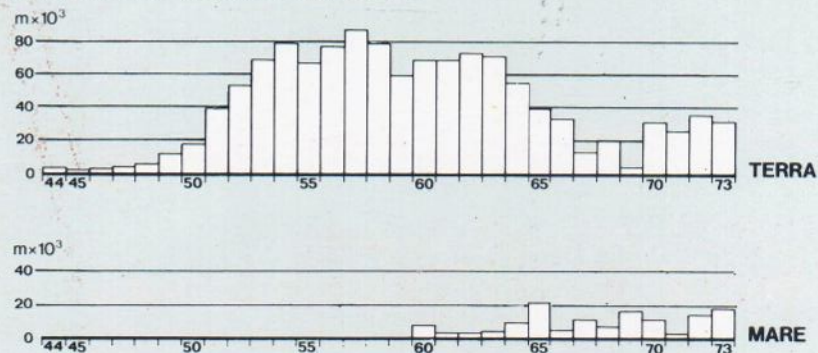
«RIPORTATE ALL'ANNO DI SCOPERTA»



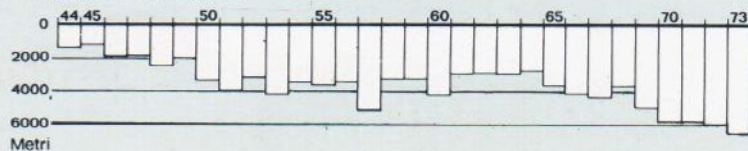
Rilevamento geofisico (con metodo sismico a riflessione)



Metri perforati (solo pozzi esplorativi)

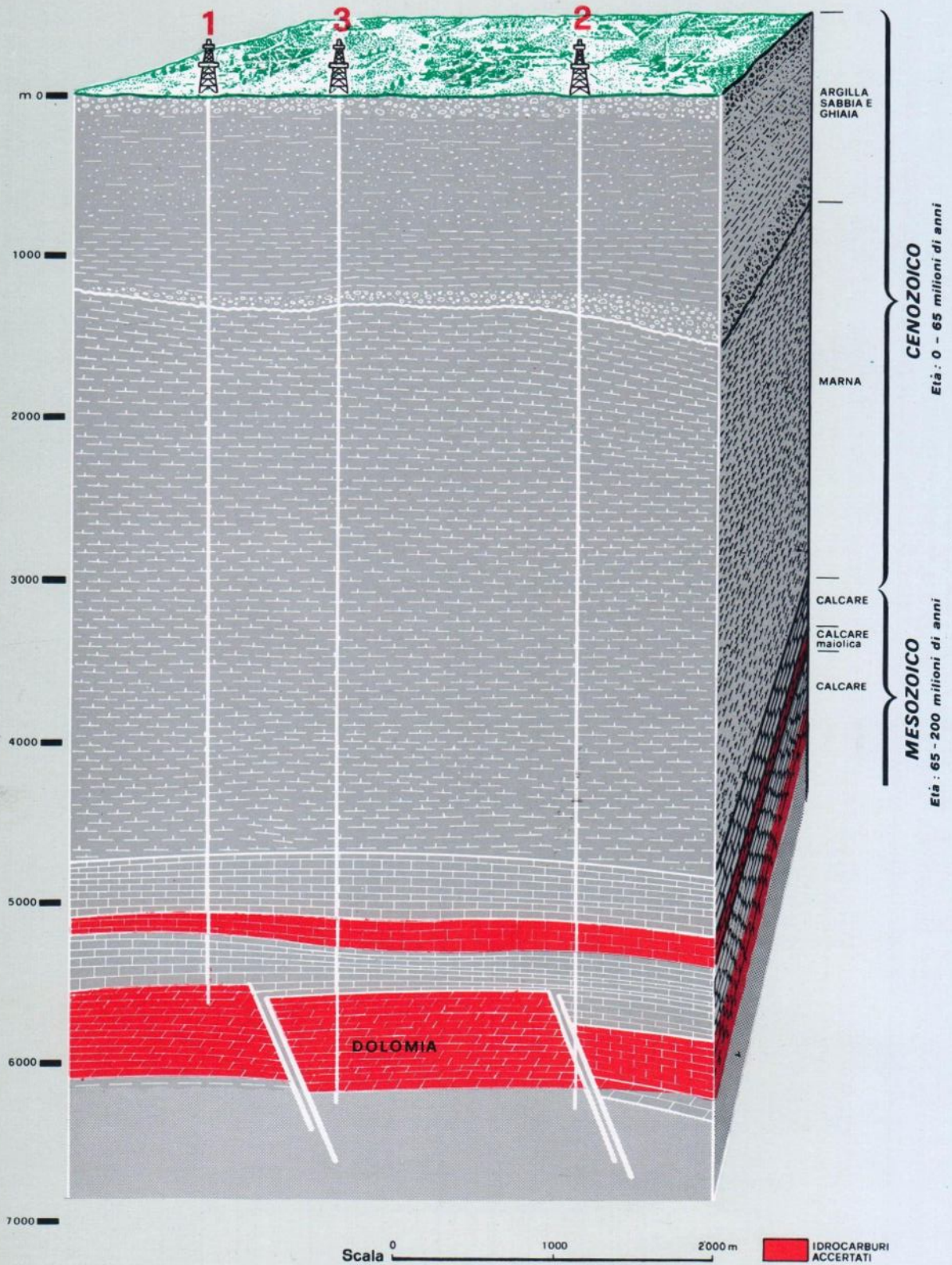


Profondità massime



Giacimento di Malossa

Ricostruzione dimostrativa del sottosuolo
(dai dati dei primi tre pozzi)



Il disegno rappresenta una ricostruzione schematica dimostrativa del sottosuolo in corrispondenza del giacimento di Malossa, basata sui dati dei tre pozzi finora eseguiti e sul rilievo geofisico.

Al di sotto di uno spessore di quasi 5000 metri di argilla, marne, sabbie e ghiaie di età cenozoica i pozzi hanno incontrato calcari e dolomie molto più antichi, di età mesozoica che sono stati attraversati per 1500 metri.

In questi terreni sono stati rinvenuti due livelli porosi contenenti idrocarburi: il più alto, meno importante, costituito da calcari tipo « maiolica » fratturati; il più basso da dolomie che hanno uno spessore dell'ordine di 500-600 metri.

La roccia mineralizzata è divisa da numerose fratture in grossi blocchi che si trovano a quota diversa; i limiti del giacimento sono ancora ignoti, ma esso si estende certamente al di là della zona esplorata finora dai pozzi.

Impianto National 1625 DE in attività sulla Postazione Malossa 3

La foto è stata eseguita durante le operazioni di tubaggio del casing 9.5/8" che è stato disceso sino alla profondità di 5.081 metri, in basso a destra si nota l'apparecchiatura per controllo eruzioni (choke manifold) costruita appositamente dalla Cameron nel 1973 per una pressione massima di esercizio di 15.000 PSI.

Impianti National 1625 DE

Gli impianti impiegati per la perforazione dei pozzi profondi in Valle Padana sono del tipo Diesel elettrici con le seguenti caratteristiche principali:

— potenzialità massima nominale	= m	7.600
— potenza massima installata	= HP	6.000
— Torre di perforazione = altezza dal piano campagna	= m	52
	capacità statica al gancio	= tons. 500
— Sottostruttura torre	capacità statica	= tons. 675
— Argano National 1625	potenza installata	= HP 3.000
— Taglia fissa	capacità dinamica	= tons. 450
— Taglia mobile National 660 C 500	capacità dinamica	= tons. 450
— Tavola Rotary National C - 275	capacità statica	= tons. 450
	max n° di giri	= giri/l' 300
— Pompe fango National 10-P-130 6.1/4" x 10"	tot. potenza max idraulica	= HP 2.600
— Vasche fango	capacità totale	= m ³ 259
— Silos per stoccaggio correttivi fango n. 3	capacità totale	= m ³ 103
— Centralina di cementazione costituita da n. 4 vasche	capacità totale	= m ³ 150

Apparecchiature per controllo eruzioni costituite da:

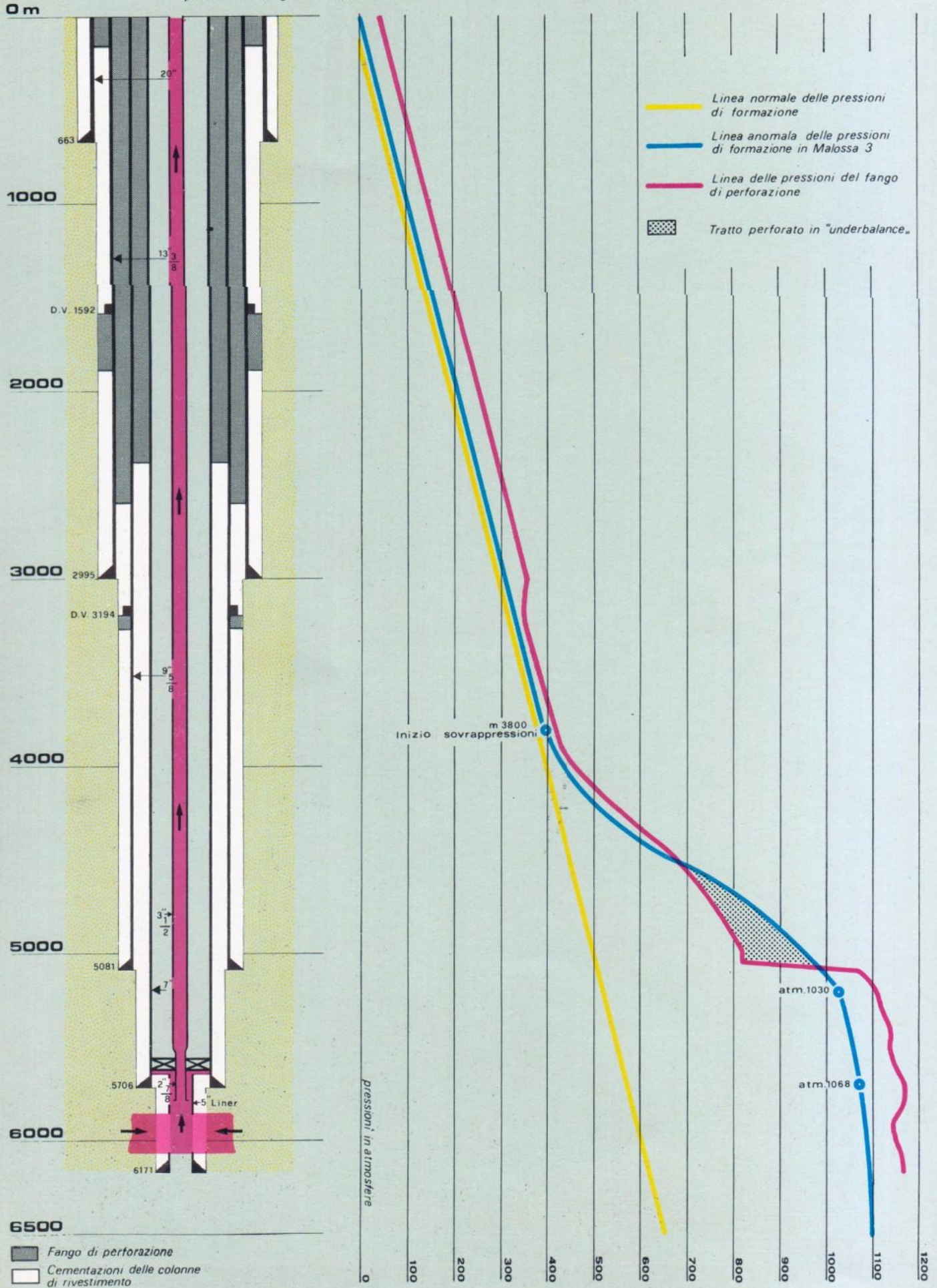
- n. 1 Stack di BOP 13.5/8" - 10.000 PSI W.P.
- n. 1 Stack di BOP 7.1/16" - 15.000 PSI W.P.
- n. 1 Choke manifold
pressione max esercizio 15.000 PSI W.P.



PROFILO POZZO

Profilo delle colonne discese in pozzo e risalita del cemento. Le colonne 13"3/8 (m 2995) e 9"5/8 (m 5081) sono fra le più profonde di tali diametri discese in Europa. Il diagramma evidenzia l'andamento delle pressioni teoriche, delle pressioni riscontrate e di quelle esercitate dal fango di perforazione impiegato. La tecnica di perforazione "underbalance", ha permesso di conseguire più rapidi avanzamenti.

MALOSSA 3







Testa di produzione del pozzo Malossa 1

Nella foto: testa pozzo Breda National con elemento Cameron installata sul pozzo Malossa 1 e atta a resistere a pressioni di 1.055 kg/cm² (15.000 p.s.i.).

Le saracinesche di intercettazione principali sono comandate a distanza e asservite a un sistema automatico di chiusura istantanea di sicurezza.

Il pozzo Malossa 1 è aperto alla produzione in foro scoperto da 5.510 a 5.545 metri. La pressione statica e la temperatura di fondo pozzo sono rispettivamente 1046,6 kg/cm² (14.882 p.s.i.) e 149,4° C (301 °F).



Le pressioni rilevate durante la prova iniziale sono:

- pressione statica di testa di pozzo 797,6 kg/cmq (11344 p.s.i.)
- pressione dinamica di testa pozzo con una portata di 200.000 std m³/g (7.062 MM scft/d)
770 kg/cmq (10952 p.s.i.)
- pressione dinamica di testa di pozzo con una portata di 315.000 std m³/g (11.122 MM scft/d)
736 kg/cmq (10468 p.s.i.)
- pressione dinamica di testa pozzo con una portata di 520.000 std m³/g (11.122 MM scft/d)
700 kg/cmq (9956 p.s.i.)

Le temperature di testa pozzo a monte della prima riduzione di pressione oscillano, secondo la portata, da 90 °C = 194 °F a 70 °C = 158 °F.

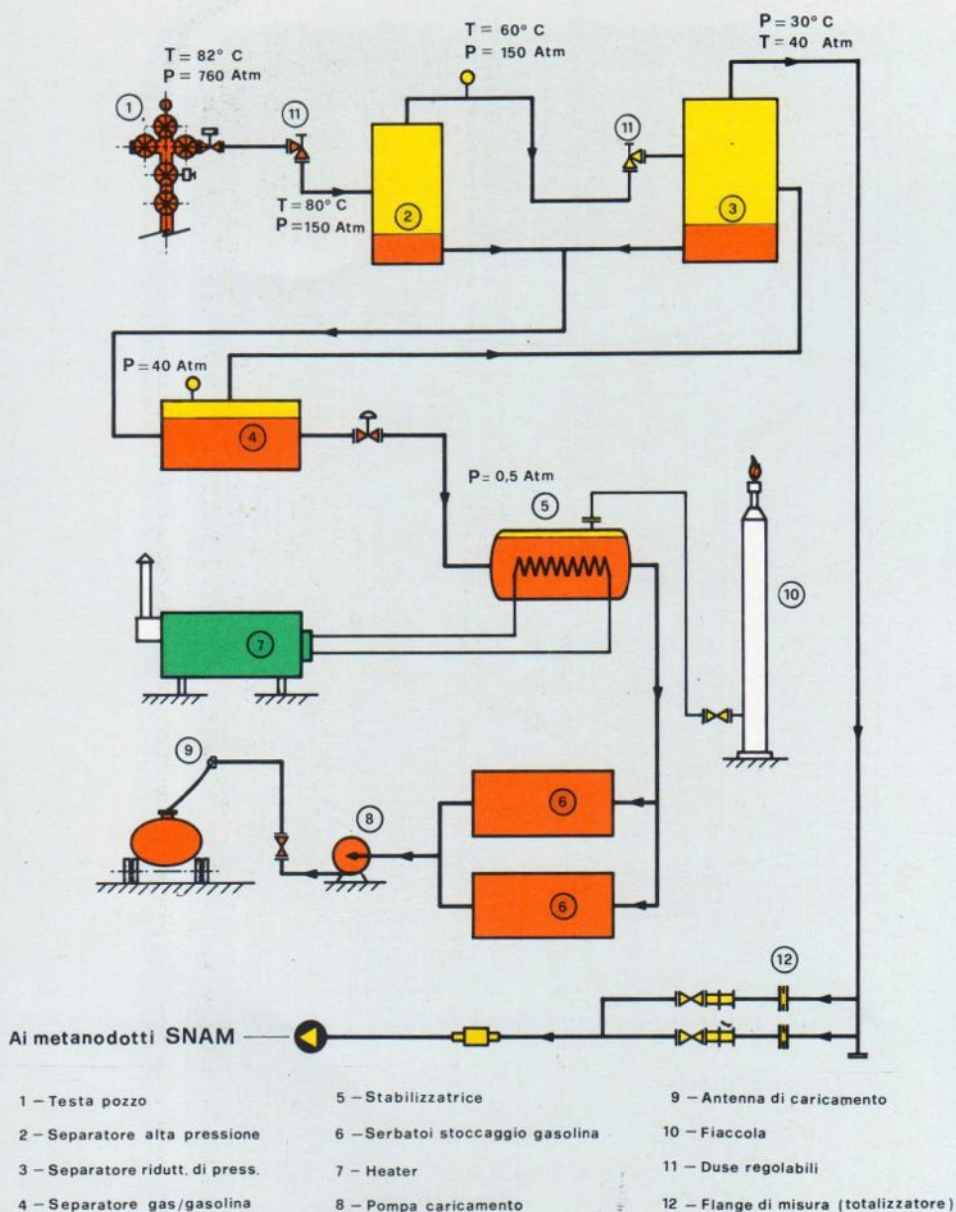


**Avviamento dell'impianto pilota installato in prossimità
del pozzo Malossa 1**

L'impianto pilota è stato installato per poter permettere, recuperando
gli idrocarburi prodotti:
— l'effettuazione di prove prolungate dei singoli pozzi e la determina-



- zione dei parametri produttivi;
- l'acquisizione di elementi utili per valutazione del giacimento;
- la determinazione dei fluidi prodotti;
- la determinazione dei parametri necessari per la progettazione degli impianti definitivi;
- lo studio del comportamento dei materiali e attrezzature sottoposti ad anomale condizioni di esercizio.



Schema di marcia dell'impianto pilota installato in prossimità del pozzo Malossa 1

Alla testa pozzo la pressione viene ridotta fino a 170 atm (2418 p.s.i. circa); il salto di pressione determina il passaggio del fluido da monofase a bifase (liquida e gassosa).

La prima separazione degli idrocarburi liquidi e gassosi ha luogo in un separatore in alta pressione.

La fase gassosa, sottoposta successivamente a decompressione e raffreddamento, separa ulteriore liquido, passando così da saturo a sottosaturo e con caratteristiche tali da essere immessa nella rete dei metanodotti.

La fase liquida, recuperata dai separatori in alta pressione e dai separatori riduttori di pressione, viene ulteriormente decompressa e stabilizzata così da poter essere caricata in autobotti e trasportata in raffineria. In parallelo ai due circuiti principali sopradescritti vi sono altri circuiti secondari che permettono ulteriori recuperi di liquido e gas.

Il gas separato a bassa pressione dagli stadi di stabilizzazione del liquido viene bruciato in fiaccola.



Caricamento del greggio prodotto dal pozzo Malossa 1

Per ogni 100.000 std mc di gas vengono prodotti dal pozzo Malossa 1 ca. 77 mc di idrocarburi liquidi (484 bbl).

Caratteristiche generali della fase liquida, a pressione atmosferica:

— densità a 15 °C	0,772
— gravity A.P.I.	51.8
— base	paraffinica

Dati di classificazione:

	%
— benzina totale	55,0
— cherosene	16,5
— gasolio	10,0
— lubrificanti non viscosi	6,0
— lubrificanti medio viscosi	3,0
— residui	9,5

Prova di produzione del pozzo Malossa 3

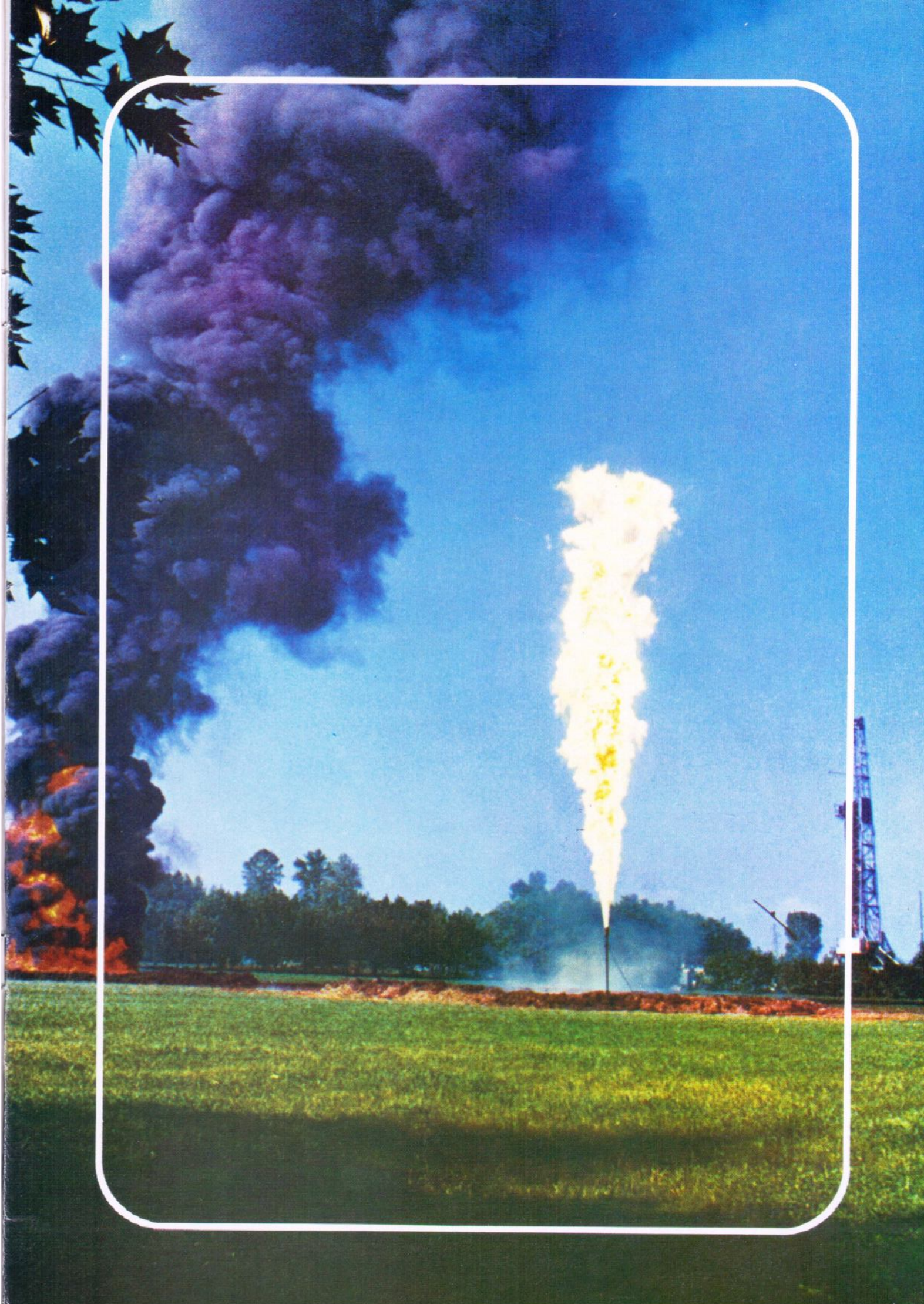
effettuata il 1° ottobre 1974

La prova è stata effettuata per un primo accertamento diretto della potenzialità produttiva del pozzo e della qualità degli idrocarburi erogati; è stata eseguita con portata ridotta ed ha accertato che per una portata giornaliera di 400.000 metri cubi di gas vengono erogate 320 tonnellate di idrocarburi liquidi (2800 barili).

La piena capacità erogativa del pozzo è di gran lunga più elevata di questi valori, probabilmente dell'ordine del milione di metri cubi di gas al giorno. La prova è stata volutamente limitata a sei ore per ragioni di sicurezza e per evitare inutili sprechi.

Il giacimento produrrà quindi non solamente gas, ma anche petrolio e in quantità rilevante: un metro cubo ogni 1000 metri cubi di gas erogati. Il gas ed il petrolio sono separati all'uscita del pozzo e bruciati distintamente (nella foto: a destra «fiaccola» del gas e a sinistra la combustione del petrolio).

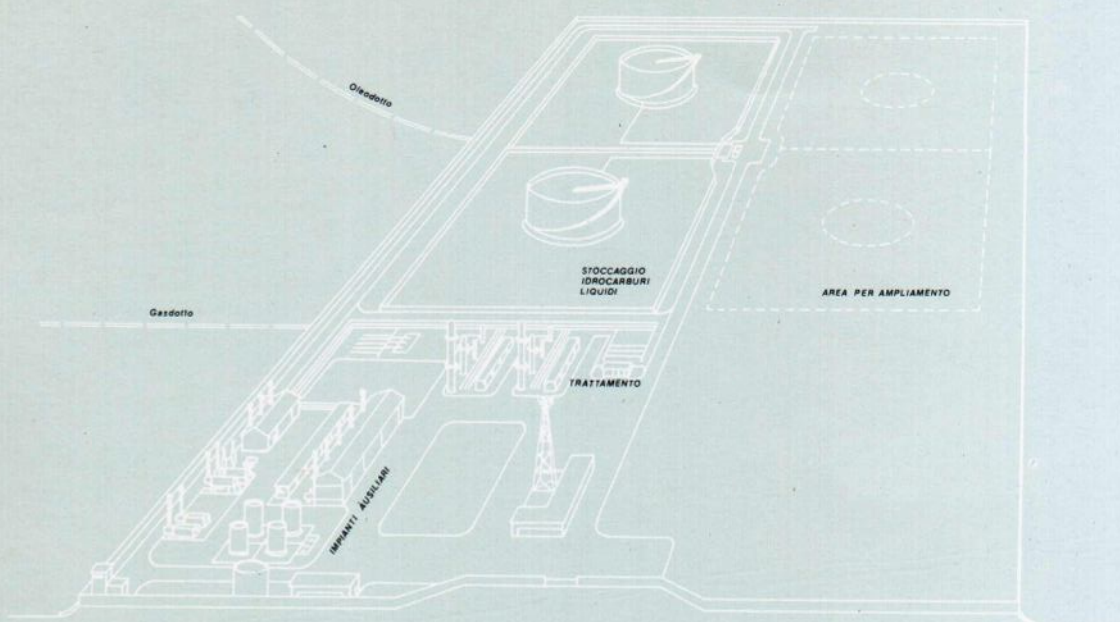
Nella foto della pagina seguente un particolare della zona dove viene bruciato il petrolio.





Giacimento di Malossa

Futuri impianti di trattamento. Capacità 10'000'000 Nmc/gg



La veduta prospettica mostra la prevista sistemazione degli impianti per una capacità di trattamento di 10 milioni m^3 /giorno di fluido di giacimento. Dagli impianti oltre al gas destinato al metanodotto si separeranno anche ottomila metri cubi di idrocarburi liquidi al giorno. In primo piano si vedono gli impianti ausiliari (centrale termica, compressione, trattamento acqua) in secondo piano gli impianti di separazione gas e stabilizzazione dei liquidi e sullo sfondo i serbatoi per lo stoccaggio liquidi. Sulla destra è l'area per la futura espansione degli impianti.

