

Agip

Giacimenti

Studio Giacimenti - GISE

Revisione del calcolo  
degli idrocarburi  
in posto del campo di Norma

SEZIONE IDROCARBURI  
E GEOTERMIA DI NAPOLI

15 MAG. 1991

Prot. N. 3155

Autori :

E. GIANELLI

Destinatari :

CIVJ	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
COPI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
GETI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SESI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Il Responsabile di Progetto

Relazione no. : E/201

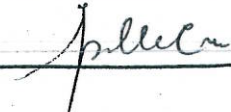
Commessa no. :

Data : Gennaio 1991

Protocollo no.: 32

Il Responsabile di Unità

G. DALLA CASA



## I N D I C E

### 1. INTRODUZIONE e CONCLUSIONI

### 2. NOTIZIE GENERALI

2.1. Ubicazione e perforazione

2.2. Stratigrafia

2.3. Situazione strutturale

### 3. CARATTERISTICHE PETROFISICHE e OOIP

3.1. Porosità e saturazione in acqua

3.2. Ricalcolo dell'olio originariamente in posto  
e Riserve

### FIGURE

1. Mappa indice

2. Top strutturale della f.ne Nilde - isobate

1. INTRODUZIONE e CONCLUSIONI

In seguito ai risultati, non positivi, ottenuti con la perforazione del pozzo Nerina 1 (1985) su di un alto strutturale molto vicino al campo di Norma, è stata eseguita una nuova sismica di dettaglio che ha coinvolto l'area interessata dai due pozzi. La nuova interpretazione sismica ha fornito una mappa in profondità del top del reservoir (f.ne Nilde) che ha condotto ad una totale revisione dei programmi di lavoro da effettuarsi sul campo di Norma in quanto le nuove riserve calcolate sono tali da non giustificare economicamente l'eventuale messa in produzione del campo.



## 2.2. Stratigrafia

La serie stratigrafica riportata è quella attraversata dal pozzo Norma 1 ed è la stessa incontrata dal # Nerina e dai pozzi perforati nel reservoir di Nilde e cioè:

(tutte le profondità sono riferite alla T.R.)

210 ÷ 250 m.	F.ne Ribera - Pliocene inferiore
250 ÷ 1660 m.	F.ne Terravecchia - Tortoniano superiore. Argilla grigio-verde, tenera, alternata ad argilla indurita, grigio scura, scagliettata, leggermente siltoso-sabbiosa. Tracce di evaporiti nella parte media. Abbondante glauconite e tracce di pirite in tutto l'intervallo.
1660 ÷ 1751 m.	F.ne Nilde - Serravaliano Packstone-grainstone grigio-marrone chiaro, intraclastico, fossilifero, molto fratturato al top, quindi microvacuolare.
1751 ÷ 1804 m.	F.ne Mahmoud - Serravaliano/Langhiano. Wackestone grigiastro fossilifero, localmente argilloso, con intercalazioni di argilla.

- 1804 ÷ 1864 m. F.ne Ain Grab - Langhiano.  
Arenaria quarzosa grigio chiara  
cemento carbonatico, a grana da  
fine a media, con qualche sottile  
interclazione di argilla ed una  
bancata di wackstone.
- 1864 ÷ 2126 m. F.ne Fortuna - Oligocene superiore.  
Argilla grigio-verdastra tenera,  
indurita scagliettata, siltosa,  
intercalata ad arenaria quarzosa,  
grigio-chiara, a grana fine, a  
cemento carbonatico - argilloso,  
passante a siltite quarzosa,  
grigio-verdastra a marrone, con  
abbondante glauconite.

### 2.3. Situazione strutturale

Il "trapping complex" di Norma e Nerina è ubicato nel settore occidentale dal Banco Ventura il quale è caratterizzato da una serie di alti dei calcari miocenici aventi andamento NE-SO. Gli alti sono stati originati da movimenti compressivi sviluppatasi nel Miocene superiore. In particolare la struttura (fig. 2) di Norma è delimitata a SE ed a NO da faglie inverse mentre a NE e SO è delimitata da faglie dirette da collegarsi probabilmente alla fase distensiva post-miocenica. L'asse maggiore della struttura si presenta allungato in senso NE-SO.

#### 2.4. Descrizione del serbatoio (struttura di Norma)

Il giacimento è costituito da calcari miocenici della formazione Nilde il cui top è stato incontrato dal pozzo alla profondità di 1660 m RT (1627 m s.l.m.).

I calcari mineralizzati ad olio presentano caratteristiche analoghe a quelle del giacimento di Nilde. Nella parte alta la roccia è molto fratturata e vacuolare ed è interessata da probabili fenomeni carsici (assorbiti 7800 m<sup>3</sup> di fango ed acqua di mare); nella parte bassa la roccia pur avendo alti valori di porosità sembra essere compatta e poco permeabile, con rare microfratture.

L'unica carota prelevata nel serbatoio (1665-1674 m TR) ha avuto un recupero di 0,45 m. pari al 5%; su questo frammento recuperato è stata riscontrata presenza di olio sia nella porosità primaria che nelle fratture e nei microvacuoli.

La tavola d'acqua indicata dall'analisi dei log è a 1676 m TR, (1643 m s.l.m.) mentre quella usata per il calcolo dell'olio originariamente in posto nella 1° ipotesi è stata assunta al bottom della DST n° 3, che ha erogato olio anidro, alla profondità di 1681 m TR (1648 m s.l.m.).

Nella 2° ipotesi di calcolo l'OWC è stato posizionato alla quota di 1667 al top della DST n° 4.

Assumendo questa quota come possibile contatto acqua-olio si può ipotizzare che i calcari della f.ne Nilde al di sotto della profondità di 1676 m T.R. siano di tipo chalky con elevata porosità ma con permeabilità bassissima e con olio presente solo nelle rare microfratture.

Con questa assunzione la geometria del reservoir si può immaginare costituita da due zone, una superiore con buone caratteristiche produttive ed una inferiore con caratteristiche scadenti.

Al di fuori delle varie ipotesi le prove eseguite nel pozzo Norma 1 hanno comunque accertato presenza d'olio per uno spessore di 21 metri.



3. CARATTERISTICHE PETROFISICHE E O.O.I.P.

3.1. Porosità e saturazione in acqua (# Norma 1)

Per quanto riguarda la porosità e la saturazione in acqua di Norma 1 non si hanno dai log dati molto attendibili soprattutto nella parte alta del serbatoio da 1660 a 1676 m TR a causa del forte scavamento del foro con relativi fortissimi assorbimenti.

Dall'unica carota, presa nel serbatoio, non è stato possibile desumere nessun dato attendibile a causa della bassissima percentuale di recupero.

Per le ipotesi di calcolo dell'O.O.I.P. è stata assunta una porosità media del 15,5% (matrice + fratture), per la parte superiore del reservoir, mentre per la zona inferiore è stata assunta una porosità per frattura di 0,01.

La saturazione in acqua relativa alla matrice è stata calcolata facendo riferimento ai risultati delle analisi speciali effettuate sulle carote prelevate nel giacimento di Nilde, in particolare in base alle curve di pressione capillare (drenaggio e imbibizione) e altezza sulla tavola d'acqua Vs la saturazione in acqua. Dall'analisi di queste curve si ricava una saturazione in acqua media della matrice del 68% considerando il contatto acqua olio a 1667 m slm e del 90% con OWC a 1648 m slm.

E' stato anche considerato un valore di saturazione in acqua medio del 30% estremamente ottimistico, ipotizzando un diverso comportamento delle curve di

pressione capillare relative allo specifico reservoir di Norma immaginando una zona di frangia capillare molto ridotta in presenza di elevate permeabilità di matrice.

### 3.2. Ricalcolo dell'olio originariamente in posto

Il ricalcolo dell'O.O.I.P. relativo alla struttura di Norma è stato fatto adoperando la mappa in profondità del top della f.ne Nilde (GERM 10/86), ottenuta dall'interpretazione di un rilievo sismico di dettaglio eseguito dopo la perforazione, con esito negativo, del pozzo Nerina 1.

Sono stati presi in esame due casi, il primo caso A, applicando i valori di  $S_{w_m}$  ottenuti dalle curve di pressione capillare del giacimento di Nilde; il secondo caso B, ipotizzando un diverso comportamento delle curve di pressione capillare rispetto a quelle del campo di Nilde.

## CASO A

## Parametri petrofisici

Zona superiore		Zona inferiore	
$\phi_{m+f}$	= 15,5%	$\phi_f$	= 0,1%
$SW_m$	= 68%+90%	$SW_f$	= trascurabile
N/G	= 1	N/G	= 1
$Bo$	= 1,195	$Bo$	= 1,195

## Olio originariamente in posto

Zona superiore			Zona inferiore		Riserve totali
OWC	GBV	OOIP	GBV	OOIP	(RF 30%)
m slm	( $\times 10^6 m^3$ )	( $\times 10^6 m^3$ STC)	( $\times 10^6 m^3$ )	( $\times 10^6 m^3$ STC)	( $\times 10^6 m$ STC)
1648	2,64	0,034	0,07	trascurabile	trascurabili
1667	10,1	0,42	3,33	0,0025	0,13

## CASO B

## Parametri petrofisici

Zona superiore		Zona inferiore	
$\phi_{m+f}$	= 15,5%	$\phi_f$	= 0,1%
$SW_m$	= 30%	$SW_f$	= trascurabile
N/G	= 1	N/G	= 1
$Bo$	= 1,195	$Bo$	= 1,195

## Olio originariamente in posto

OWC m slm	Zona Superiore		Zona inferiore		Riserve totali (RF 30%) (x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> STC)
	GBW (x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	OOIP (x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> STC)	GBV (x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	OOIP (x10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> STC)	
1648	2,64	0,239	0,07	trascurabile	trascurabile
1667	10,1	0,917	3,33	0,0025	0,275

I nuovi valori di OOIP calcolati evidenziano anche nel caso più ottimistico una quantità di idrocarburi recuperabili estremamente limitata, tale da non giustificare economicamente un'eventuale messa in produzione del giacimento.

# MAPPA INDICE

Scala 1:500.000

Fig. 1

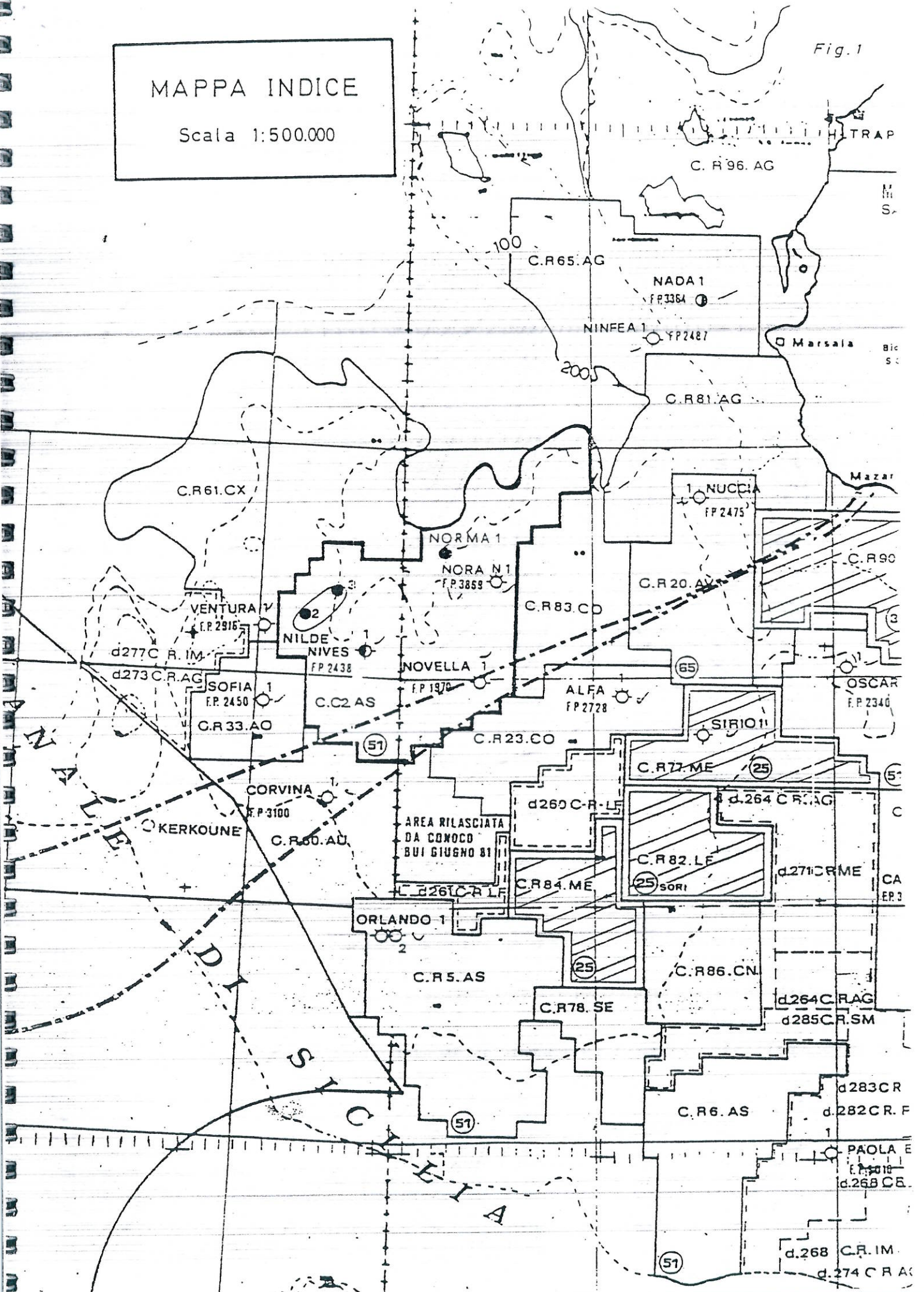


Fig. 2

