

DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



Unità Geografica Italia

INPE – Ingegneria del Petrolio

Campo di GUENDALINA

*Revisione Studio di Giacimento
Management Summary*

Luglio 2007



ENI Exploration&Production Division
UGIT - Unità Geografica Italia

INPE – Ingegneria del Petrolio

Relazione N°:

INPE 87-07

AGGIORNAMENTI:

0

CAMPO DI GUENDALINA

Revisione Studio di Giacimento

Management Summary

LISTA DI DISTRIBUZIONE

UNITA'	DESTINAZIONE	N° COPIE
DIPR	Ravenna	1
ESPI	Ravenna	1
TECM/PMC	Ravenna	1
TECM	Ravenna	1
EAIM	S.Donato	1
SAOP	Ravenna	4

①				
②	Emissione	P.Baraggioli <i>P. Baraggioli</i>	M.C.Dacome <i>M.C. Dacome</i>	G. Fresia
	Data : Luglio 2007			
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE



ENI Exploration&Production Division
UGIT/INPE

Campo di Guendalina

Revisione Studio di Giacimento
Management Summary

Rel. N° 87- 07

Pag. 2 di 21

AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

INDICE

1. INTRODUZIONE	4
2. INQUADRAMENTO GENERALE	5
3. modello statico	7
3.1. Inquadramento Geologico	7
3.2. Descrizione dei livelli	7
3.3. Caratteristiche petrofisiche	8
3.4. PRESSIONI INIZIALI, TEMPERATURA E CONTATTI	9
3.5. Ricostruzione della geometria del giacimento	10
3.6. CALCOLO DEL GOIP statico	10
4. modello dinamico	15
4.1. inizializzazione DEL modello dinamico	16
4.2. Scenario di sviluppo e previsioni di produzione	17

FIGURE

Figura 1 Carta indice	6
Figura 2 Sezione sismica livelli di interesse	11
Figura 3 Log acquisiti nei pozzi Guendalina 1 e 1Dir A	12
Figura 4 Profili di pressione statica (RFT) ai pozzi Guendalina 1 e 1 DIRA	13
Figura 5 Mappa Top livello PL3-I	14
Figura 6: Vista in pianta della griglia Eclipse 3D usata per il livello PL3-J3a	15
Figura 7 Schema di completamento SCENARIO BASE	17
Figura 8 Mappa livello PL3-I con i 2 nuovi pozzi di sviluppo	18
Figura 9 Schema di completamento SCENARIO POSSIBILE	19
Figura 10 – Profili di produzione: SCENARIO BASE e POSSIBILE	20



ENI Exploration&Production Division
UGIT/INPE

Campo di Guendalina

Revisione Studio di Giacimento
Management Summary

Rel. N° 87- 07

Pag. 3 di 21

AGGIORNAMENTI:

0

TABELLE

Tabella 1	Top e bottom livelli ai pozzi Guendalina 1 e 1DA.....	7
Tabella 2	Parametri di cut-off.....	8
Tabella 3	Parametri Petrofisici	9
Tabella 4	Pressioni iniziali, temperatura e contatti.....	9
Tabella 5	GOIP Statico	10
Tabella 6	parametri inizializzazione modello 3D.....	16
Tabella 7	Prova di produzione pozzo Guendalina 1DIRA.....	16
Tabella 8	: Profilo di produzione SCENARIO BASE.....	19
Tabella 9	Profilo di produzione SCENARIO POSSIBILE.....	20
Tabella 10	– Fattore di recupero a fine produzione	21



ENI Exploration&Production Division
UGIT/INPE

Campo di Guendalina

**Revisione Studio di Giacimento
Management Summary**

Rel. N° 87- 07

Pag. 4 di 21

AGGIORNAMENTI:


0			
---	--	--	--

1. INTRODUZIONE

Lo scopo del lavoro è quello di aggiornare lo studio di giacimento iniziale (1998) realizzato, nell'ambito dello studio di fattibilità con riferimento al nuovo schema di sviluppo che prevede il trasporto del gas verso la piattaforma TEA.

Obiettivi della presente revisione sono:

- Valutazione del GOIP;
- Definizione dei target e schema ottimale di completamento per lo sviluppo;
- Definizione dei nuovi profili di produzione;

 ENI Exploration&Production Division UGIT/INPE	Campo di Guendalina Revisione Studio di Giacimento Management Summary	Rel. N° 87- 07			
		Pag. 5 di 21			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

2. INQUADRAMENTO GENERALE

Il giacimento di Guendalina è stato rinvenuto dal pozzo esplorativo Guendalina 1 perforato nel 1998 a circa 47 Km dalla costa, ed ad una profondità d'acqua di circa 42 metri, nel permesso di ricerca A.R88.FR (titolarità Eni al 80% e Gas della Concordia 20% - carta indice Fig. 1).

Il pozzo esplorativo Guendalina 1 ha rinvenuto mineralizzato a gas il livello PL3-J3 della formazione *Porto Garibaldi*. Per valutare l'estensione areale della mineralizzazione e la potenzialità produttiva del livello, è stato eseguito il sidetrack Guendalina 1 DIRA con uno scostamento di 350 m in direzione NE. Il sidetrack, oltre a confermare l'estensione areale del livello PL3-J3, ha rinvenuto mineralizzato a gas anche il livello PL3-I e altri due livelli di interesse minerario minore PL-J e PL-J1.

Su entrambi i pozzi Guendalina 1 e Guendalina 1 DIRA sono stati registrati log elettrici e misure di pressione RFT, il livello PL3-J3 è stato provato sul pozzo Guendalina 1.

In data 30 gennaio 2001 è stata presentata da Eni SpA l'istanza per l'assegnazione di Concessione (sigla assegnata prima del conferimento d37A.C.-FR) di 73.56 Km². In data 20 dicembre 2001 il CTIG ha dato parere favorevole all'istanza. In data 26 ottobre 2006 è stata presentata da Eni SpA un'istanza di variazione programmi lavori di sviluppo con allacciamento della piattaforma Guendalina alla piattaforma Tea.



ENI Exploration&Production Division
UGIT/INPE

Campo di Guendalina

Revisione Studio di Giacimento
Management Summary

Rel. N° 87- 07

Pag. 6 di 21

AGGIORNAMENTI:

0

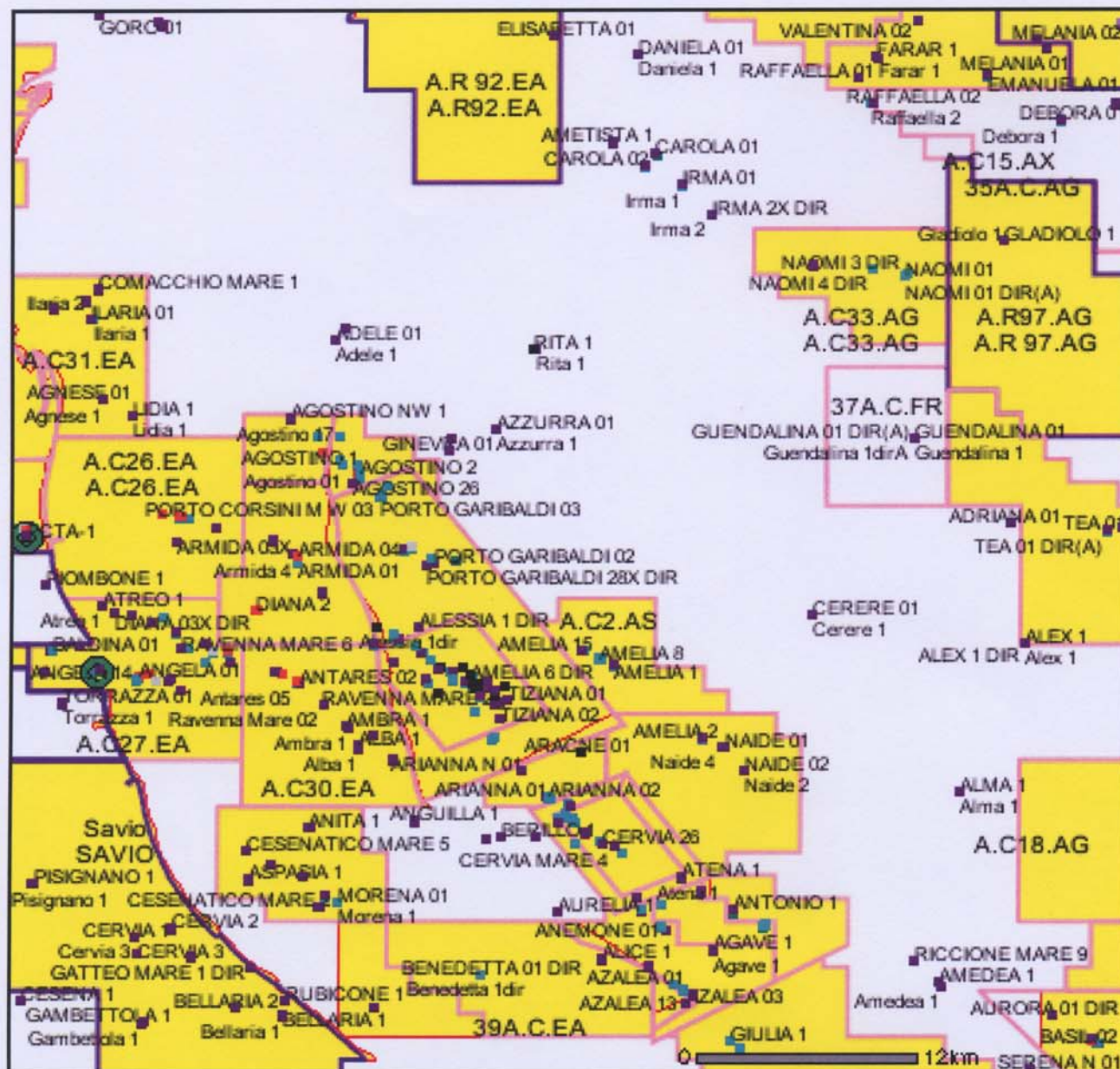


Figura 1 Carta indice



3. MODELLO STATICO

3.1. INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il campo di Guendalina è costituito da una serie di livelli mineralizzati aventi un'estensione verticale fra i 3000 ed i 3080 mssl, appartenenti alla F.ne P. Garibaldi e che risultano depositati in onlap progressivo delle facies torbiditiche lungo un canyon inciso nel substrato pre-pleiocenico.

La trappola è di tipo misto (stratigrafico – strutturale); i livelli, infatti, risalgono in updip verso l'unconformity (in direzione NE) e la chiusura avviene per pinch out sulla F.ne Clara "facies impermeabile" su tre lati (parete del canyon) e per pendenza in direzione downdip .

In Fig.2 è riportata una sezione sismica rappresentativa dei livelli reservoir.

3.2. DESCRIZIONE DEI LIVELLI

In Fig.3 si riporta la correlazione tra i pozzi Guendalina 1 e Guendalina 1DIRA mentre in Tab. 1 si riportano i top ed i bottom dei layers individuati ai pozzi .


LIVELLI		GUENDALINA 1		GUENDALINA 1DA	
		mssl	MD	mssl	MD
PL3-I1	Top	3005	3032	2997	3087
PL3-I1	Bottom	3025	3051	3016	3106
PL3-J	Top	3027	3053	3018	3108
PL3-J	Bottom	3037	3063	3028	3118
PL3-J1	Top	3037	3064	3029	3119
PL3-J1	Bottom	3042	3069	3034	3124
PL3-J3	Top	3051	3078	3041	3131
PL3-J3	Bottom	3080	3107	3060	3150

Tabella 1 Top e bottom dei livelli ai pozzi Guendalina 1 e 1DIRA

In particolare:

Livello PL3-I1

Il livello è presente su i due pozzi con spessore di circa 20 m. Il responso dei logs dimostra che la parte superiore ed inferiore del livello sono più argillose rispetto al corpo centrale. Il livello è stato suddiviso su base litologica in 3 sublayers denominati 1, 2 e 3.

 ENI Exploration&Production Division UGIT/INPE	Campo di Guendalina Revisione Studio di Giacimento Management Summary	Rel. N° 87- 07 Pag. 8 di 21			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Livello PL3-J

Lo spessore complessivo è di circa 10 m ed è risultato mineralizzato a gas solo sul pozzo Guendalina 1DIR A.

Livello PL3-J1

Il livello è presente su entrambi i pozzi con uno spessore medio di 5 m circa e con facies argillosa a strati sottili. Il contatto stimato a m 3032.5 rappresenta il GDT sul pozzo Guendalina 1 DIRA. Nel calcolo del GOIP questo contatto è stato preso come GWC considerando la quota del WUT sul pozzo Guendalina 1.

Livello PL3-J3

Il livello è costituito da un unico corpo sabbioso con intercalazioni di livelletti di argilla con uno spessore di circa 30 m. Sulla base del responso dei logs, il livello è stato suddiviso in 4 sublayers principali (PL3-J3-1, J3-2, J3-3 e J3-4 dall'alto verso il basso) riscontrati sul pozzo Guendalina 1, mentre il pozzo Guendalina 1 DIRA ha trovato solo i tre sublayers superiori.

3.3. CARATTERISTICHE PETROFISICHE

I parametri petrofisici medi nei livelli mineralizzati a gas sono stati ricavati partendo dal CPI elaborati sui logs registrati sui 2 pozzi.

Utilizzando i seguenti parametri di cut-off ricavati dai cross plots BHV vs Φ , Vsh vs Φ e Sw vs H:

Livello	PL3-I1 1	PL3-I1 2	PL3-I1 3	PL3-J	PL3-J1	PL3-J3
$\Phi <$	0.14	0.10	0.14	0.13	0.11	0.11-0.13
Vsh	>0.45	>0.65	>0.45	>0.45	>0.75	0.35-0.50
Swi	0.3	0.22	0.3	0.33	0.30	0.18-0.21

Tabella 2 Parametri di cut-off

Sono stati ricavati i seguenti parametri petrofisici riportati in tabella 3:



LIVELLI	N/G	Poro	Sw
	fraz.	fraz.	fraz.
PL3-I1_1 2	0.83	0.23	0.46
PL3-I1_3	0.6	0.22	0.7
PL3-J	0.73	0.24	0.56
PL3-J1	0.8	0.24	0.55
PL3-J3-1	0.84	0.24	0.38
PL3-J3-2	0.88	0.24	0.43
PL3-J3-3	0.8	0.23	0.4
PL3-J3-4	0.83	0.23	0.45
PL3-K	0.83	0.23	0.42

Tabella 3 Parametri Petrofisici

3.4. PRESSIONI INIZIALI, TEMPERATURA E CONTATTI

Non è stato incontrato alcun **GWC** nei due pozzi perforati nel giacimento di Guendalina. I contatti sono stati, pertanto, definiti sulla base dell'interpretazione delle misure di pressione RFT (Fig. 4) e dei log acquisiti in entrambi i pozzi (Fig.3). L'allineamento dei punti RFT in gas evidenzia una continuità idraulica verticale all'interno dei livelli PL3-I e PL3-J3.

In tabella 4 sono riportati per livello i contatti gas acqua considerati .

LIVELLO	SBHPi Barsa	Temperatura °C	GWC mssl
PL3-I	331.0	37	3011.0
PL3-J	333.8	37	3025.5
PL3-J1	334.7	37	3032.5
PL3-J3	339.0	37	3074.5

Tabella 4 Pressioni iniziali, temperatura e contatti



3.5. RICOSTRUZIONE DELLA GEOMETRIA DEL GIACIMENTO

Per la costruzione del modello statico sono state utilizzate tre orizzonti sismici:

- unconformity pre-pliocenica
- top PL3-J3
- top PL3-I1.

Tali superfici sono state messe in profondità ed assestate con il dato di pozzo. Il grid di modello è stato costruito rispettando il pinch-out della struttura sull'unconformity pre-pliocenica. In fig. 5 è rappresentata la mappa del top del livello PL3-I.

3.6. CALCOLO DEL GOIP STATICO

Il volume di gas originariamente in posto è stato valutato utilizzando i parametri petrofisici ed i contatti sopra citati e considerando una mineralizzazione a gas secco CH₄ > 99 %.

Oltre ai livelli incontrati dai due pozzi esplorativi è stato valutato anche il livello PL3-K. Tale livello, individuato sismicamente da una evidente anomalia di ampiezza, è stato considerato come GOIP possibile.

In tab.5 sono riportati i valori di GOIP calcolati per livello.

LIVELLI	GOIP		
	BASE		POSSIBILE
	MSm3	MSm3	MSm3
PL3-I1_1 2	316		
PL3-I1_3	12		
PL3-I1_3			
PL3-J	55		
PL3-J1	18		
PL3-J3-1	268		
PL3-J3-2	149		
PL3-J3-3	92		
PL3-J3-4		35	
PL3-K			158
TOTALE	910	35	158

Tabella 5 GOIP Statico

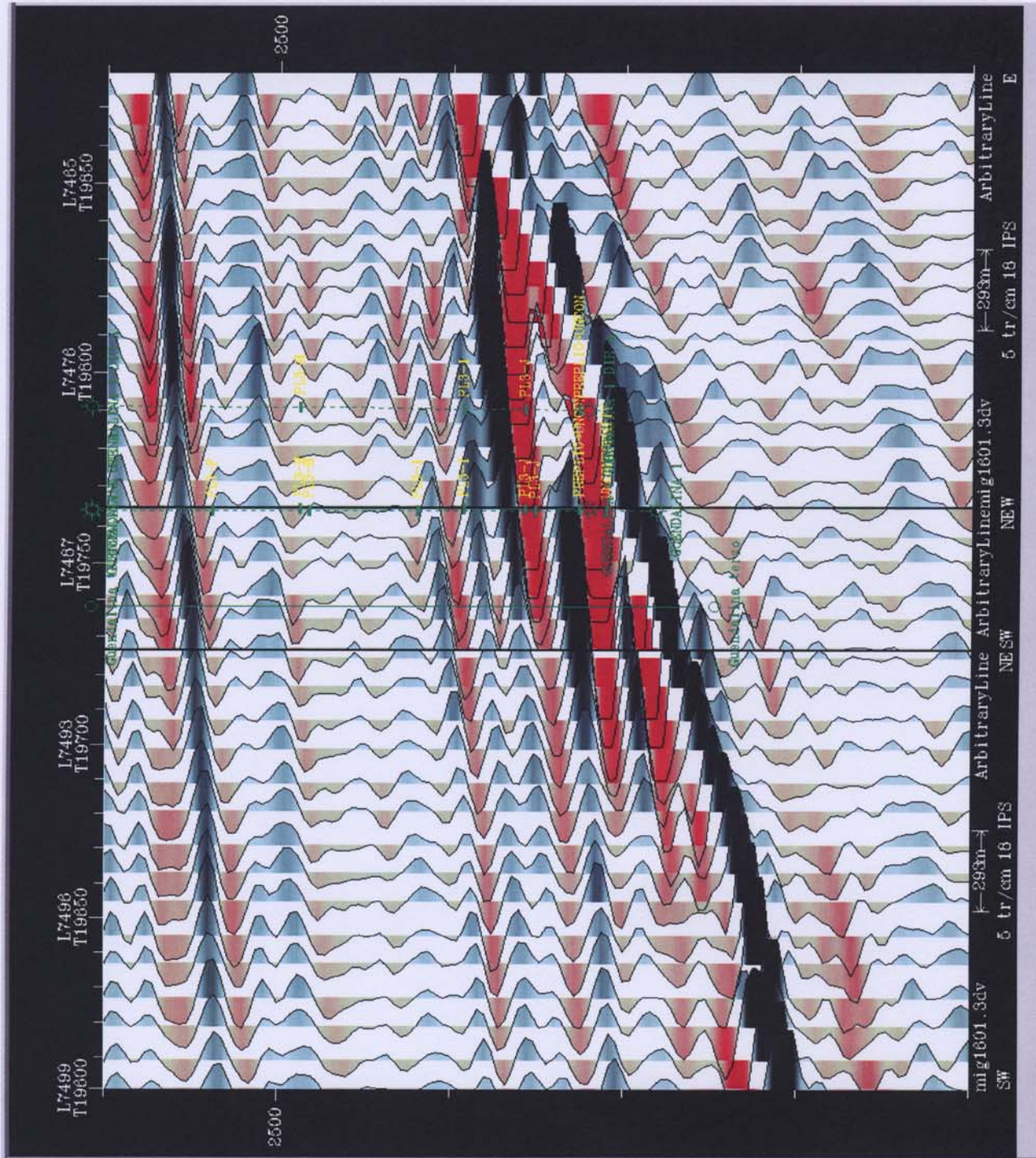


Figura 2 Sezione sismica livelli di interesse.

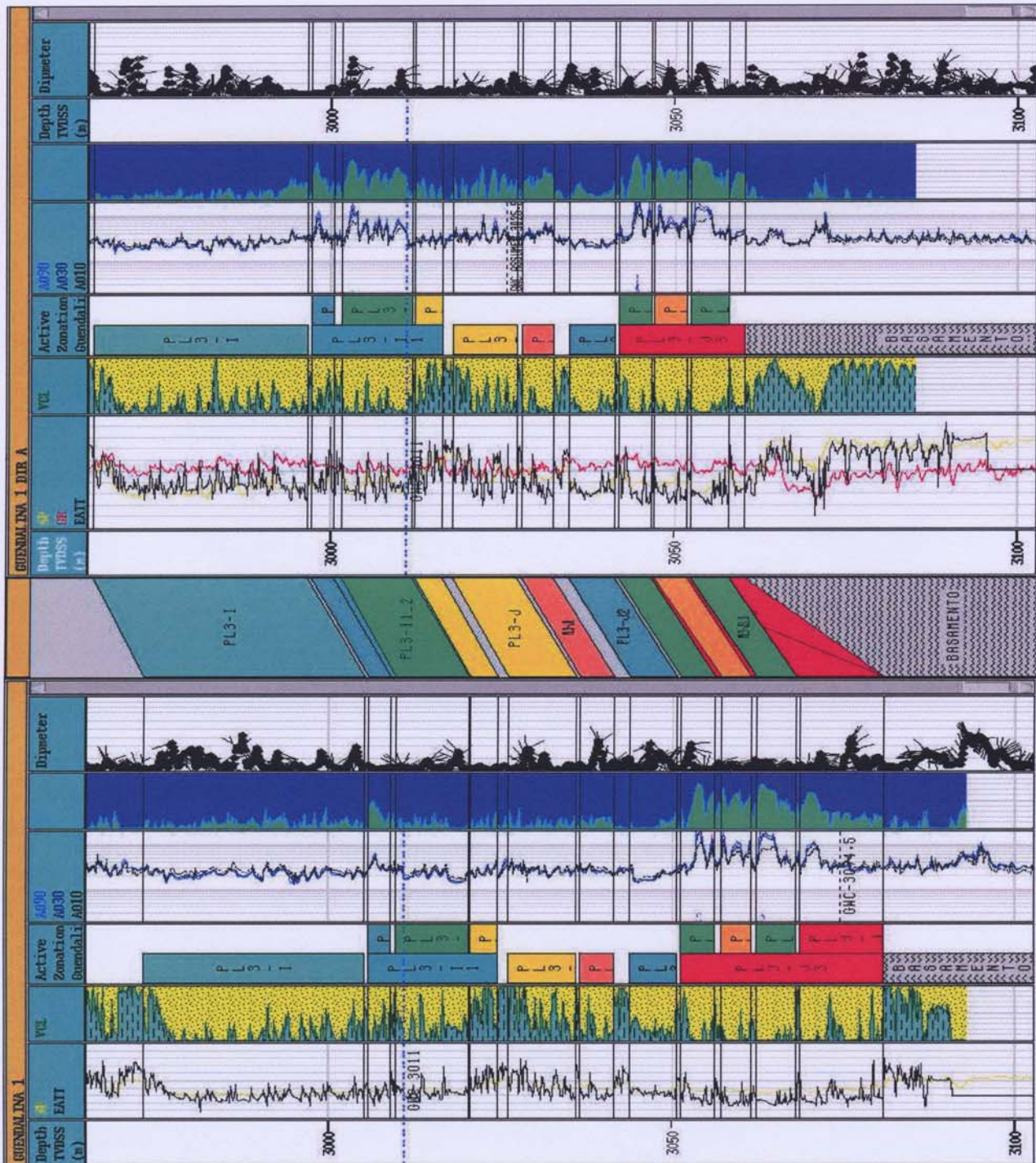


Figura 3 Log acquisiti nei pozzi Guendalina 1 e 1Dir A.

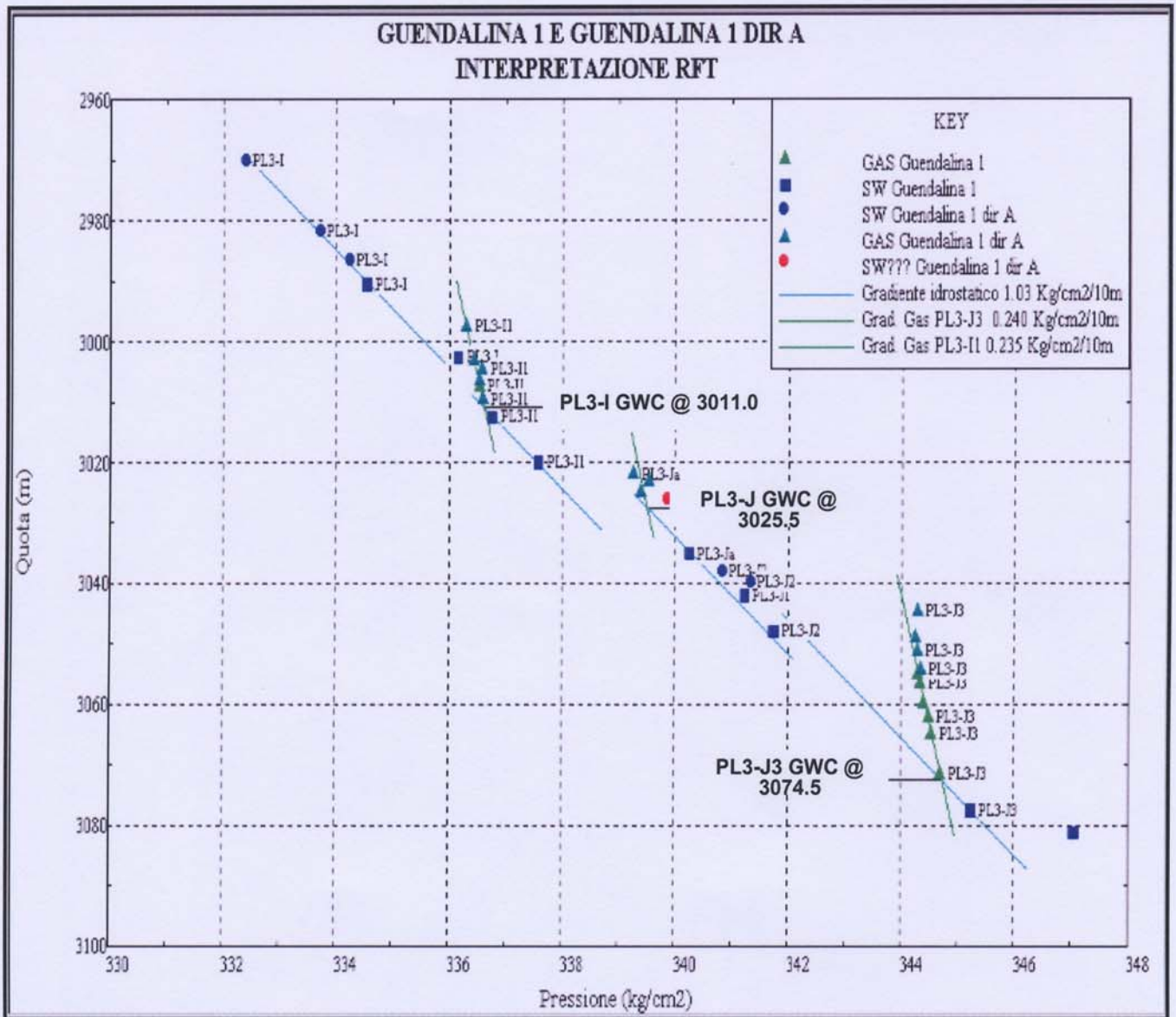


Figura 4 Profili di pressione statica (RFT) ai pozzi Guendalina 1 e 1 DIRA



ENI Exploration&Production Division
UGIT/INPE

Campo di Guendalina

Revisione Studio di Giacimento
Management Summary

Rel. N° 87-07

Pag. 14 di 21

AGGIORNAMENTI:

0

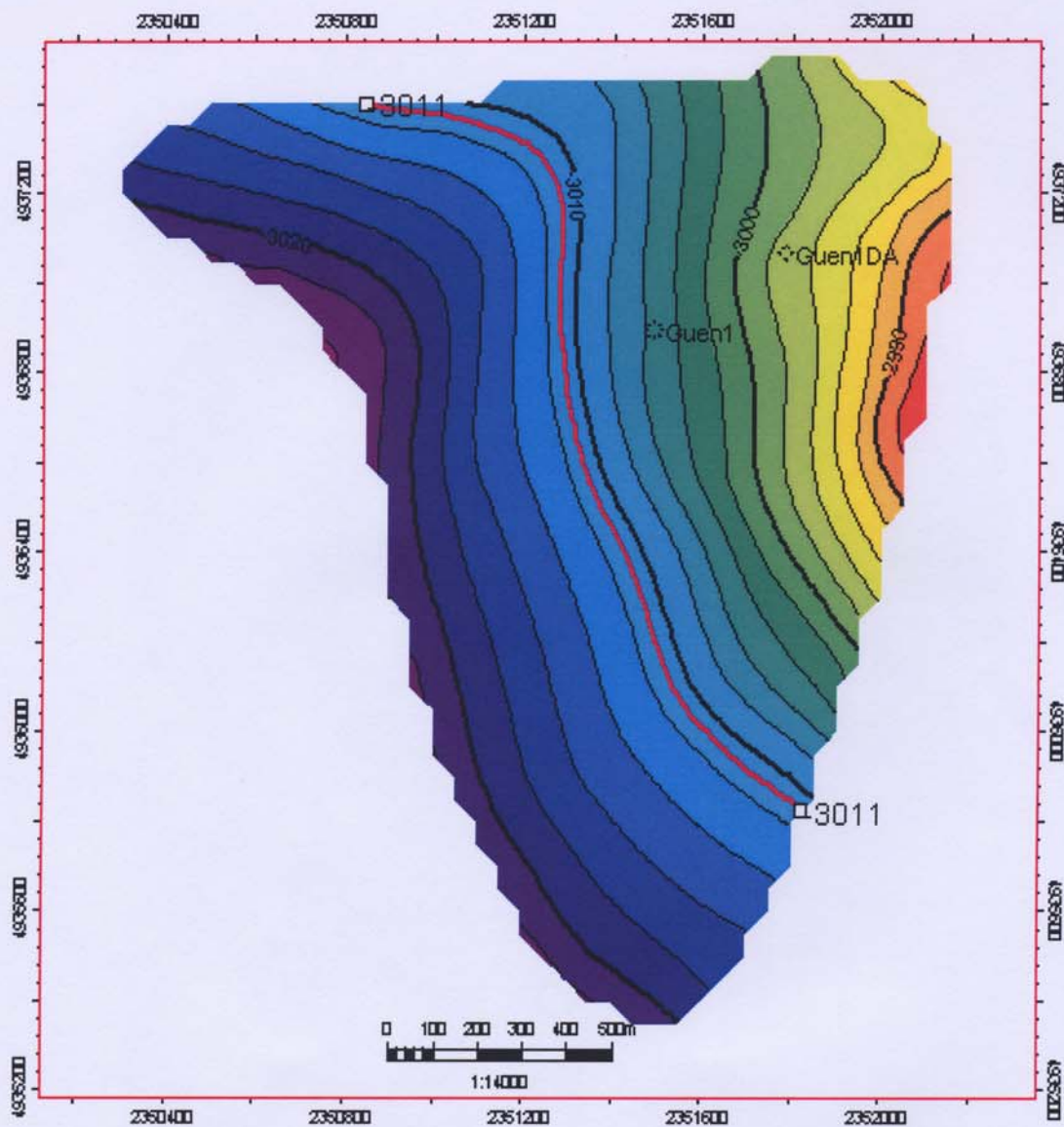


Figura 5 Mappa Top livello PL3-I



ENI Exploration&Production Division
UGIT/INPE

Campo di Guendalina

Revisione Studio di Giacimento
Management Summary

Rel. N° 87- 07

Pag. 15 di 21

AGGIORNAMENTI:

0

4. MODELLO DINAMICO

Lo studio di prefattibilità del 1998 valutava l'ipotesi di sviluppo ad uno o due pozzi allacciati alla piattaforma Naomi-Pandora (collegata alla Centrale di Casalborgorsetti) con una pressione minima di abbandono pari a 80 bar.

L'attuale studio è basato su uno scenario di sviluppo a due pozzi, allacciati tramite le strutture di Tea Lavanda e Arnica alla piattaforma Amelia-B (Centrale di Ravenna Mare), con una pressione minima di abbandono pari a 25 bar.

La valutazione delle riserve e dei profili di produzione è stata effettuata tramite una simulazione dinamica (modello Eclipse 3D) di giacimento, basata sui risultati della ricostruzione statica.

Il modello di giacimento Eclipse interessa una superficie circa di 16×16 Km² scelta per poter simulare tutta l'area interessata dalla depressurizzazione prodotta dalla coltivazione dei giacimenti e per poter riprodurre in maniera accurata l'influenza dell'acquifero. Il grid del campo di Guendalina è composto da $162 \times 170 \times 20$ celle di dimensione areale 100x100 metri. La griglia di uno dei livelli è mostrata per esemplificazione in Figura 6.

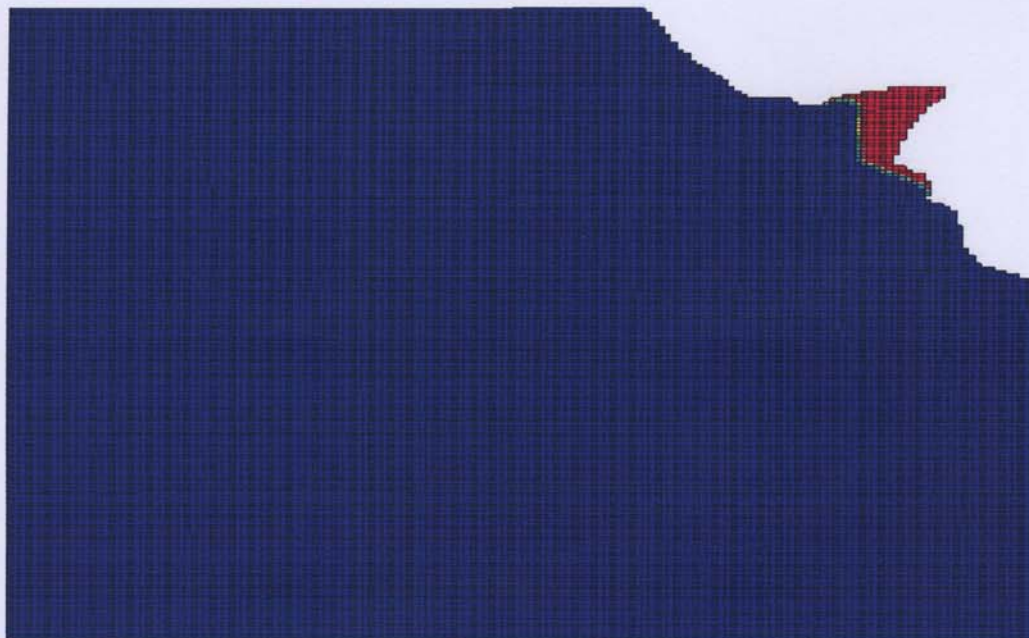


Figura 6: Vista in pianta della griglia Eclipse 3D usata per il livello PL3-J3a. L'area in rosso indica la zona mineralizzata, mentre quella in blu corrisponde all'acquifero.

 ENI Exploration&Production Division UGIT/INPE	Campo di Guendalina Revisione Studio di Giacimento Management Summary	Rel. N° 87- 07			
		Pag. 16 di 21			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

4.1. INIZIALIZZAZIONE DEL MODELLO DINAMICO

I valori di pressione iniziale, quota contatto e permeabilità al gas utilizzati per l'inizializzazione del modello sono i seguenti:

LIVELLO	SBHP Barsa	DATUM mssl	GWC mssl	K GAS mD
PL3-I	331.0	3011.0	3011.0	27
PL3-J	333.8	3025.5	3025.5	27
PL3-J1	334.7	3032.5	3032.5	27
PL3-J3	339.0	3072.5	3074.5	27
PL3-K	339.0	3104.0	3104.0	27

Tabella 6 Parametri d'inizializzazione del modello dinamico 3D

valore di permeabilità utilizzato risulta in accordo con i dati della prova di produzione del livello PL3-J3. I risultati ottenuti da tale prova sono riportati nella tabella seguente:

LIVELLO	Kh mD/m	H net m	Qmax Sm ³ /g	FTHP Kg/cm ² a	FBHP Kg/cm ² a	SBHP Kg/cm ² a
PL3-J3	187	7	250000	238	278	344.9

Tabella 7 Prova di produzione del pozzo Guendalina 1DIRA

In assenza di misure speciali di laboratorio su carote, le curve di permeabilità relativa sono state generate utilizzando i seguenti end-point:

- SWCR saturazione in acqua critica = SWL saturazione in acqua connata
- SGCR saturazione in gas critica = SGL saturazione in gas irriducibile = 15%
- Permeabilità relativa massima al gas = 0.68
- Permeabilità relativa massima all'acqua = 0.9



4.2. SCENARIO DI SVILUPPO E PREVISIONI DI PRODUZIONE

Lo scenario di sviluppo considerato prevede la perforazione di due pozzi (Guendalina 2 e Guendalina 3) per la messa in produzione dei sub-layers: **PL3-I-1, PL3-I-2, PL3-J3-1, PL3-J3-2 e PL3-J3-3. (SCENARIO BASE)**

Il primo pozzo previsto in perforazione, Guendalina 2, verrà approfondito per indagare la mineralizzazione del livello PL3-K che verrebbe completato come selettivo in caso di esito favorevole (**SCENARIO POSSIBLE**)

Per le simulazioni dinamiche con il modello Eclipse degli scenari sopra citati, è stato utilizzato il valore di compressibilità corrispondente allo scenario medio (quantile 50%) descritto nella “Rel n°88-07 CAMPO DI GUENDALINA - Studio di previsioni di subsidenza - Management Summary”.

Lo SCENARIO BASE proposto prevede:

1. Pozzo **Guendalina 2** con completamento in singolo (Tbg 2”7/8) e sand-control nei sublayers **PL3-J1-1 e PL3-J1-2**.
2. Perforazione del pozzo **Guendalina 3** con completamento in doppio e sand-control (Tbg 2” 3/8): string corta nei sublayers **PL3I-1 e PL3I-2**, string lunga nei sublayers **PL3-J3-1, PL3-J3-2 e PL3-J3-3**.

In figura 7 viene presentato lo schema di completamento previsto per lo SCENARIO BASE.

In figura 8 viene presentato la mappa del Top PL3-I con evidenziati i due nuovi pozzi di sviluppo.

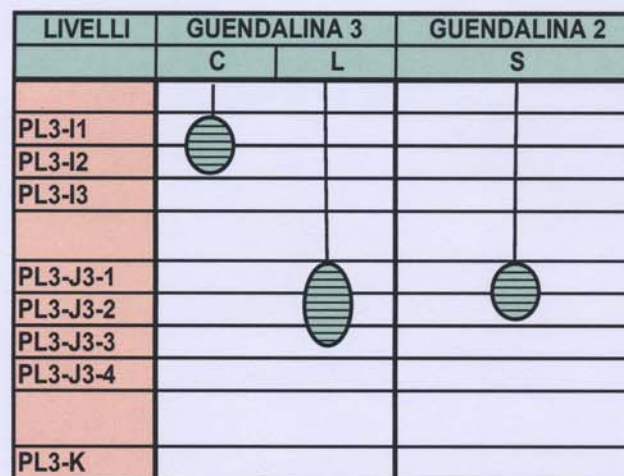


Figura 7 Schema di completamento SCENARIO BASE

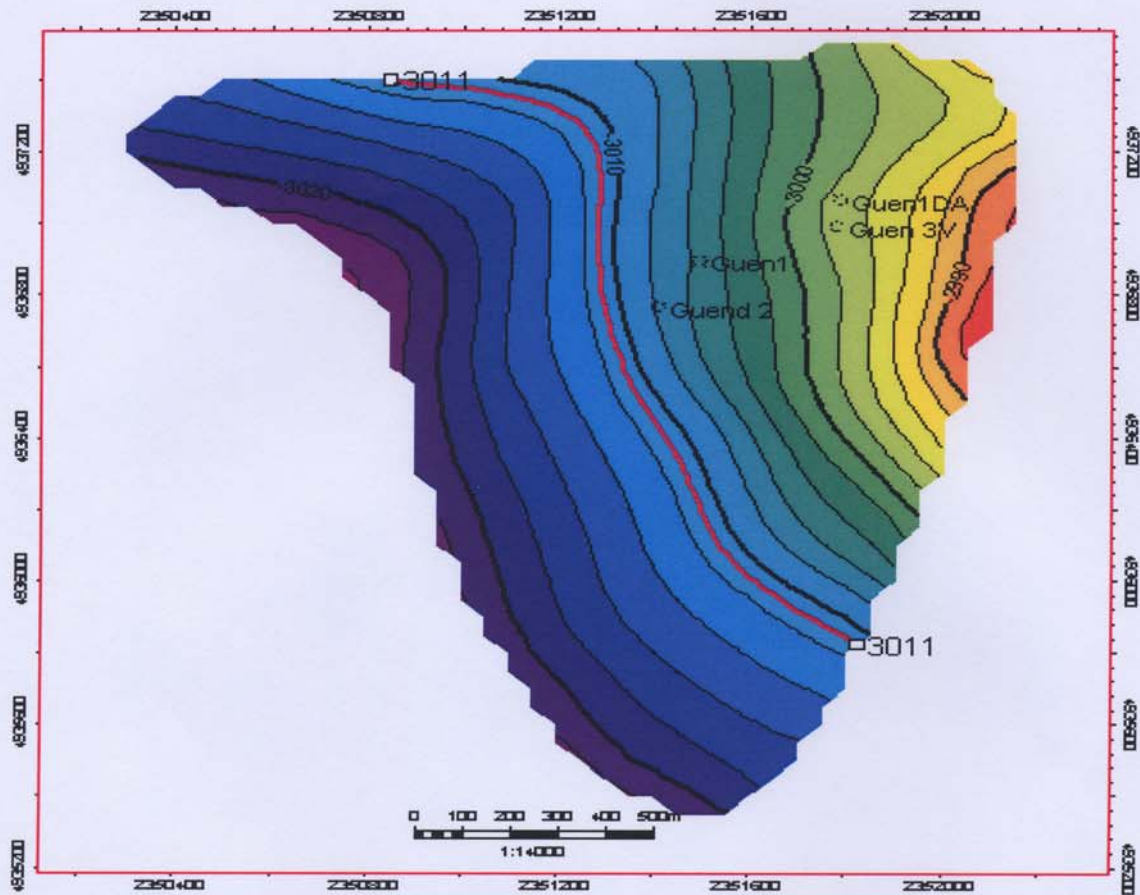


Figura 8 Mappa livello PL3-I con i 2 nuovi pozzi di sviluppo

Il calcolo dei profili di produzione è stato effettuato considerando i seguenti vincoli:

- | | |
|-----------------------------------|------------------------|
| 1. Pressione minima a testa pozzo | 25 Bar |
| 2. Portata minima di pozzo | 20 KSm ³ /g |
| 3. Massima portata di acqua | 5 m ³ /g |
| 4. Skin di pozzo | 10 |

Le riserve associate allo **SCENARIO BASE** sono risultate pari a **631 MSm³** producibili in 6 anni (Tab.8)



ANNO	PROFILO DI PRODUZIONE 3L (MSm3)	PROFILO DI PRODUZIONE 3C (MSm3)	PROFILO DI PRODUZIONE 2S (MSm3)	TOTALE (MSm3)
1	59	59	59	177
2	59	59	59	177
3	53	59	53	165
4	29	16	28	73
5	14		14	28
6	4.6		7	11
TOTALE	219	193	220	631

Tabella 8 : Profilo di produzione SCENARIO BASE

Nell'ipotesi invece che il livello **PL3-K** venga rinvenuto mineralizzato a gas (SCENARIO POSSIBILE) il completamento verrà modificato come riportato in fig.9 :

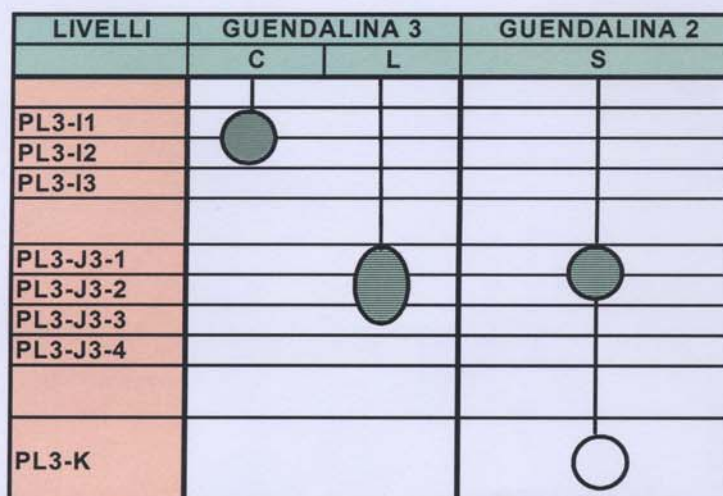


Figura 9 Schema di completamento SCENARIO POSSIBILE

Utilizzando i medesimi vincoli dello SCENARIO BASE (portata di avviamento per il livello PL3-K =150 KSm³/g) le riserve associate sono risultate pari a **757 MSm³** producibili in 10 anni (Tab. 9).



ANNO	PROFILO DI PRODUZIONE BASE (MSm3)	PROFILO DI PRODUZIONE LIVELLO PL3-K (MSm3)	TOTALE (MSm3)
1	177		178
2	177		179
3	165		168
4	73		77
5	28		33
6	11		17
7		52	59
8		50	58
9		21	30
10		3	13
TOTALE	631	126	757

Tabella 9 Profilo di produzione: SCENARIO POSSIBILE

In Fig.10 sono riportati a confronto i profili di produzione per SCENARIO BASE e SCENARIO POSSIBILE.

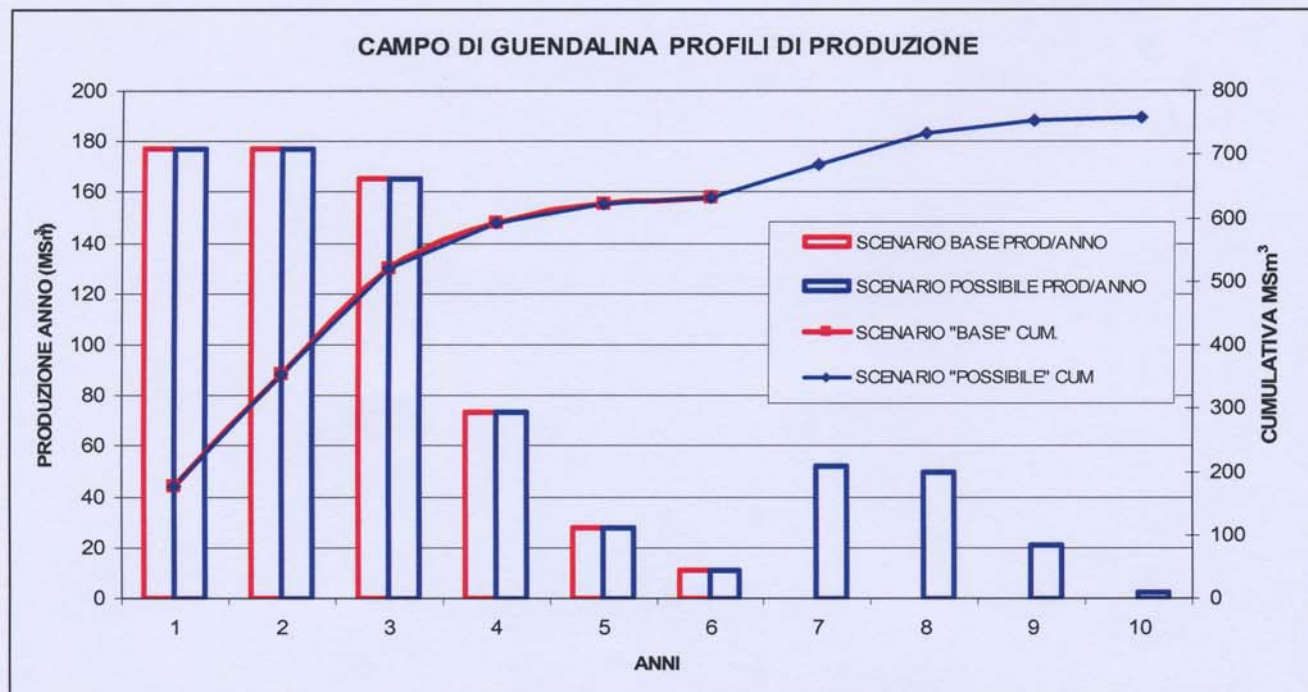


Figura 10 - Profili di produzione: SCENARIO BASE e POSSIBILE.



ENI Exploration&Production Division
UGIT/INPE

Campo di Guendalina

Revisione Studio di Giacimento
Management Summary

Rel. N° 87- 07

Pag. 21 di 21

AGGIORNAMENTI:

0

Il recovery factor dei livelli aperti alla produzione a fine vita produttiva del campo, prevista dopo 6 anni per lo SCENARIO BASE e dopo 10 anni per lo SCENARIO POSSIBILE, risultano essere:

SCENARIO	GOIP MSm ³	Gas Prod MSm ³	R.F. %
BASE	825	631	76
POSSIBILE	983	757	77

Tabella 10 – Fattore di recupero a fine produzione