

**“CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI GRADIZZA”**

**OPERE PER LA MESSA IN PRODUZIONE DEL GIACIMENTO GRADIZZA**

COMUNE DI COPPARO E FORMIGNANA - PROVINCIA DI FERRARA (FE)



**1**

**PROGETTO DEFINITIVO**

*Procedura di V.I.A. ai sensi del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.*

**1B**

**Relazione tecnica per Istanza di Concessione di  
Coltivazione**

**NORTHSUN ITALIA S.P.A.**

Via Ludovisi, 16 - 00187 ROMA

Tel.+39 (06) 42014968; Fax +39 (06) 48905824

Registro Imprese: 05584311004

[www.povalley.com](http://www.povalley.com) - [info@povalley.com](mailto:info@povalley.com)





## **RELAZIONE TECNICA**

### **Istanza di Concessione di Coltivazione denominata GRADIZZA**

**derivante dal Permesso di Ricerca  
LA PROSPERA**

**NorthSun Italia 75% Operatore;  
Petrorep Italiana 15%  
AleAnna Resources 10%**

**Febbraio 2014**

**Relazione Tecnica predisposta da:**

**Ing. D. Balistreri, Dott. G. Bertuzzi, Dott. D. Cavicchia, Dott. De Rosa, Dott. P. Poncia, Dott. P. Vecchia**

**INDICE**

1	INTRODUZIONE .....	7
	Premessa .....	7
	Dataset .....	8
	Scopo del lavoro e conclusioni .....	8
	Principali risultati.....	9
2	GEOLOGIA .....	10
	Inquadramento .....	10
	Attività pregressa .....	11
3	Pozzo Gradizza 1 .....	12
	Obiettivo del pozzo .....	12
	Scheda riassuntiva del pozzo .....	12
	Interpretazione geofisica pre- e post-pozzo .....	12
	Litostratigrafia e cronostratigrafia .....	13
	Correlazioni con i pozzi limitrofi.....	14
	Manifestazioni.....	15
	Trappola, seal e reservoir .....	16
	Carotaggio .....	17
	Risultati geologici .....	17
	Completamento e status attuale del pozzo Gradizza 1 .....	18
4	Ingegneria di giacimento .....	19
	Modello Statico di giacimento .....	19
	Gas Originariamente In Posto (GOIP).....	19
	Prove condotte sul pozzo Gradizza 1 .....	20
	Previsioni di produzione e riserve iniziali.....	23
5	VALUTAZIONE ECONOMICA DEL PROGETTO.....	27

## FIGURE

Fig. 1: Inquadramento geografico dell'area in istanza

Fig. 2: Inquadramento amministrativo dell'area in istanza

Fig. 3: Dettaglio coordinate geografiche dell'istanza di Concessione

Fig. 4: Inquadramento geologico dell'area in istanza

Fig. 5: Inquadramento geologico di dettaglio dell'area in istanza

Fig. 6: Sezione sismica e geologica regionale

Fig. 7: Pozzi perforati nell'area in istanza

Fig. 8: Linee sismiche 2D acquistate (68 km) e interpretate

Fig. 9: Linea sismica RO-369-90

Fig. 10: Linea sismica ROV-74-10

Fig. 11: Mappa in profondità del top del reservoir di Gradizza (intervallo isobate = 5m)

Fig. 12: Mappa ampiezza (RMS) del top reservoir + mappa isobate (intervallo = 1 m)

Fig. 13: Cronostratigrafia pozzo Gradizza 1

Fig. 14: Correlazione stratigrafica pozzo Gradizza 1 con i principali pozzi limitrofi (VEDI ALLEGATO IN A3)

Fig. 15: Mappa del seal argilloso regionale

Fig. 16: Velocità di avanzamento e manifestazioni di gas nell'intervallo carotato; immagine del carotiere

Fig. 17: Sezioni geologiche

Fig. 18: Correlazione log elettrici e masterlog (VEDI ALLEGATO IN A3)

Fig. 19: Schema di completamento pozzo Gradizza 1

Fig. 20: Dettaglio di completamento zona di produzione pozzo Gradizza 1 (VEDI ALLEGATO IN A3)

Fig. 21: Previsioni di produzione per i due scenari

Fig. 22: Grafici di sensibilità economica del progetto

## TABELLE

Tab. 1: Status amministrativo del permesso di ricerca "La Prospera"

Tab. 2: Coordinate geografiche permesso di ricerca "La Prospera" e concessione di coltivazione "Gradizza"

Tab. 3: Risultati degli studi G&G, petrofisici, volumetrici ed economici

Tab. 4: Pozzi perforati in passato nell'area

Tab. 5: Scheda riassuntiva del pozzo

Tab. 6: Caratteristiche petrofisiche del reservoir e fattore di espansione del gas

Tab. 7: Manifestazioni al gas detector

Tabella 8: GOIP e Riserve

Tabella 9: Risultati dell'interpretazione delle prove del pozzo Gradizza 1

Tabella 10: Capacità produttive del pozzo Gradizza 1

Tabella 11: Previsioni di produzione per i due scenari

## ALLEGATI

1. Correlazione log elettrici e masterlog
2. Correlazione stratigrafica pozzo Gradizza 1 con i principali pozzi limitrofi
3. Dettaglio di completamento zona di produzione pozzo Gradizza 1
4. Masterlog pozzo Gradizza 1
5. Composite log pozzo Gradizza 1
6. Linee sismiche 2D e mappa base
7. Mappa isobate livello mineralizzato
8. Schema di marcia semplificato (Schema di Processo)
9. Economics

Logs elettrici in formato digitale (su CD)

Documentazione istanza di concessione più logs in formato digitale (su CD)

## 1 INTRODUZIONE

### Premessa

Il Permesso di Ricerca "La Prospera" è stato conferito con D.M. del 22 settembre 2008 alla NorthSun Italia (r.u.).

Nel maggio 2013 è stata costituita una Joint Venture tra NorthSun Italia (operatore 75%), Petrorep Italiana (15%) e AleAnna Resources (10%).

Nell'agosto del 2013 la JV ha perforato (in comune di Copparo, Provincia di Ferrara) il pozzo esplorativo Gradizza 1, risultato mineralizzato a gas (T.D. 1030 m TVDTR).

Attualmente (Gennaio 2014) lo stato amministrativo del Permesso di Ricerca "La Prospera" è il seguente (tabella 1).

<b>Permesso di Ricerca "La Prospera"</b>	
Quote di titolarità	NorthSun (operatore 75%), Petrorep italiana (15%), Aleanna Resources (10%)
Regione	Emilia-Romagna
Provincia	Ferrara
Comune	Copparo, Formignana
Vigenza	Primo periodo di vigenza (scadenza settembre 2014)
Permesso "La Prospera"	Originale 104.87 kmq;
Permesso "La Prospera" dopo ritaglio della Concessione "Gradizza"	82.91 kmq
<b>Superficie Istanza di Concessione "Gradizza"</b>	<b>21.96 kmq</b>

tabella 1

Nella tabella 2 si riportano le coordinate dei vertici del Permesso di Ricerca "La Prospera" e le coordinate dei vertici dell'area oggetto dell'Istanza di Concessione di Coltivazione "Gradizza" con la relativa mappa di inquadramento (figure 1-3).

Permesso di Ricerca "La Prospera"			Concessione di Coltivazione "Gradizza"		
Vertici	Long. (W)	Latitudine (N)	Vertici	Long. (W)	Latitudine (N)
<i>a</i>	-0° 42'	44° 56'	(a)	-0° 38'	44° 54'
<i>b</i>	-0° 35'	44° 56'	(b)	-0° 35'	44° 54'
<i>c</i>	-0° 35'	44° 51'	(c)	-0° 35'	44° 51'
<i>d</i>	-0° 44'	44° 51'	(d)	-0° 38'	44° 51'
<i>e</i>	-0° 44'	44° 55'			
<i>f</i>	-0° 42'	44° 55'			

tabella 2

### Dataset

La documentazione interna utilizzata per la redazione del presente rapporto include:

**2008** - "La Prospera" - Preliminary Potential Appraisal;

**2011** - Studio geologico e interpretazione geofisica di 68 km di linee geofisiche a riflessione 2D acquistate;

**2013** - Interpretazione flow test pozzo Gradizza 1 (Settembre e Novembre);

**2013** - Aggiornamento dei dati geologici e geofisici alla luce dei risultati della perforazione del pozzo Gradizza 1.

### Scopo del lavoro e conclusioni

Nell'agosto 2013, all'interno del Permesso di Ricerca "La Prospera", è stato perforato il pozzo esplorativo Gradizza 1 (T.D. 1030 m TVDTR), risultato a gas in una sequenza siltoso-sabbiosa del Pleistocene; sulla base dei risultati dei logs elettrici, il pozzo è stato completato in singolo con "sand control" e testato.

L'accumulo di gas contiene una quantità di Riserve Recuperabili (tra 89.1 e 100.4 milioni di Smc) sufficiente a giustificare un progetto di sviluppo e sfruttamento, economicamente remunerativo.

A supporto di ciò vengono presentati tutti i dati dei logs elettrici e dei test relativi al pozzo Gradizza 1, nonché i risultati degli studi eseguiti e tutte le informazioni dei pozzi limitrofi.



La tabella 3 fornisce un riassunto dei risultati ottenuti a tutt'oggi.

<b>Studi di G&amp;G</b>	
Database sismico e mapping post pozzo	Revisione geologica e mappe derivate dall'interpretazione della sismica 2D tarata con i dati del pozzo Gradizza 1
<b>Parametri petrofisici</b>	
Porosità %	28%
Permeabilità mD	5-6 mD
Saturazione acqua %	45%
<b>Parametri volumetrici</b>	
GOIP (2C)	151.7 M stm <sup>3</sup>
Riserve Residue Recuperabili	89.1 – 100.4 M stm <sup>3</sup>
<b>Parametri economici</b>	
NPV	6.169-6.841 m€
IRR	43-45%
NPV/CAPEX	3.68-4.08

tabella 3

### Principali risultati

- Lo studio di giacimento ha portato alla definizione di Riserve Producibili tra 89.1 e 100.4 milioni di stm<sup>3</sup> (in dipendenza del meccanismo di produzione) producibili dal solo pozzo Gradizza 1 in un periodo compreso tra i 25 e i 30 anni;
- La valutazione economica eseguita conferma l'economicità della messa in produzione dal pozzo Gradizza 1 (NPV 6.169-6.841 m€ €; IRR 43-45%; NPV/CAPEX 3.68-4.08).

## 2 GEOLOGIA

### Inquadramento

La Concessione di Coltivazione "Gradizza" occupa un'area pianeggiante di 21.96 km<sup>2</sup>, ubicata fra i Comuni di Copparo e Formignana, a ENE della città di Ferrara.

La ricostruzione geodinamica della Pianura Padana deriva essenzialmente dall'interpretazione dei rilievi sismici a riflessione effettuati principalmente per la ricerca di idrocarburi e dal confronto dei numerosi dati di sondaggi effettuati nel corso degli ultimi decenni.

Dal punto di vista geologico, l'area appartiene al "Dominio delle Pieghe Ferraresi-Romagnole", un allineamento di strutture anticlinali sepolte, con asse orientato circa WNW-ESE e vergenza appenninica (figure 4 e 5).

Tali pieghe sovrascorrono sulla "Monoclinale Pedevalpina", l'avampaese padano-adriatico, costituita da serie che vanno dall'Eocene al Miocene paraconcordanti e risalenti, regionalmente, verso Nord; la generale giacitura a monoclinale è interrotta da strutturazioni di tipo transpressivo legate al trend tettonico Schio-Vicenza.

L'evoluzione paleoambientale e paleotettonica dell'area può essere così schematizzata (figura 6):

**Triassico sup.:** marcata e generalizzata subsidenza con deposizione del substrato carbonatico di piana tidale della Dolomia Principale;

**Giurassico:** apertura infraliassica con dislocazione della piattaforma tidale, sviluppo del bacino, rapido sprofondamento del blocco e deposizione dei sedimenti pelagici;

**Cretaceo-Eocene inf.:** variazione della subsidenza, modesti sollevamenti connessi alle fasi tettoniche e deposizione di serie condensate o non deposizione;

**Miocene:** rapida ripresa della subsidenza e sprofondamento del settore orientale dell'avampaese causata dalla strutturazione del sudalpino orientale;

**Messiniano-Pliocene:** strutturazione della fascia esterna della Dorsale;

**Plio-Pleistocene:** deposizione di torbiditi e sviluppo del sistema deltizio progradante verso Est successivo alle ultime fasi tettoniche.

### Attività pregressa

La ricerca degli idrocarburi nell'area padana si è sviluppata sin dagli inizi del secolo scorso; numerosi sono i pozzi perforati, e molti di questi si sono rivelati produttivi specialmente per ciò che riguarda gli idrocarburi gassosi.

All'interno del permesso "La Prospera" e nel raggio di alcuni chilometri sono stati perforati in passato (AGIP/ENI) i seguenti pozzi, tabella 4:

Pozzo	Esito	Anno	Prof. m	Note
<b>Pozzi perforati all'interno del permesso "La Prospera"</b>				
Baura 1	DRY	1965	1304	
Coccanile 1	?	1943	293	
Copparo 1	DRY	1960	1698	
Copparo 7	GAS	1943	370	
Montecchio 1	GAS	2001	1459	non commerciale
Vignola 1	GAS	1991	3486	testato
Tresigallo 11	DRY	1965	1583	
<b>Gradizza 1</b>	<b>GAS</b>	<b>2013</b>	<b>1030</b>	testato
<b>Pozzi perforati limitrofi al permesso "La Prospera"</b>				
Sabbioncello 4	DRY	1959	1521	Manifestazioni di gas?
Sabbioncello 6	DRY	1959	1537	
Tresigallo 10-10dir	DRY	1965	1423	
Cascina Buzzoni 1	DRY	2000	1609	Gas in tracce

tabella 4

Numerosi altri pozzi sono stati perforati nel passato, specie fino agli anni '50-'60, a profondità mai superiori a qualche centinaio di metri. L'obiettivo principale non erano giacimenti di gas naturale secco, ma la produzione spesso anche molto invasiva di gas naturale disciolto in acqua in rapporto molto vicino a 1:1. Il risultato di tale produzione di gas naturale, fu fra l'altro un depauperamento forse eccessivo della risorsa idrica sotterranea e lo scarico nel reticolo superficiale di acque di scarto.

Le principali scoperte di gas naturale secco nell'area sono legate agli ex giacimenti a gas di Tresigallo e Sabbioncello (attualmente concessione di stoccaggio STOGIT).

### 3 POZZO GRADIZZA 1

#### Obiettivo del pozzo

Le moderne conoscenze sulle complesse modalità deposizionali dei corpi della successione plio-pleistocenica, sia in senso longitudinale che in senso trasversale alla catena, rendono possibile indirizzare la ricerca anche su obiettivi di tipo stratigrafico o misto, controllati da deboli pieghe di crescita, o da variazioni della fisiografia del fondo marino che possono aver portato a localizzate deposizioni di corpi sabbiosi.

In particolare lo scopo del pozzo Gradizza 1 era l'esplorazione di un elemento stratigrafico-strutturale con associata forte anomalia del segnale sismico appartenente alla formazione pleistocenica "Carola".

Tali obiettivi nell'area sono stati finora oggetto di un'esplorazione ridotta o molto marginale.

#### Scheda riassuntiva del pozzo

Classificazione	Esplorativo
Risultato	Gas (testato)
Profondità finale	1030 m TVDTR (TR 4.8 m)
Permesso	La Prospera
Quote di titolarità	NorthSun Italia (r.u.; 75%), Petrorep Italiana (15%), Aleanna Resources (10%)
Regione/Provincia/Comune	Emilia-Romagna/Ferrara/Copparo
Quota piano campagna	0.7 m ssl
Data di perforazione	Agosto 2013
<b>OBIETTIVI</b>	
Litologia obiettivi	livelli sabbiosi
Formazione obiettivo principale	Carola (Pleistocene)
Profondità attesa top obiettivo principale	870 m TVDTR
Profondità riscontrata top obiettivo principale	855.7 m TVDTR (850.2 m TVD ssl)
<b>RIFERIMENTI TOPOGRAFICI</b>	
Coordinate TR, Roma40	Lat = 44° 51' 31,2924" Long = -0° 36' 30,3033"
Coordinate Gauss-Boaga	Y = 4 971 280,540 X = 1 724 705,330

tabella 5

#### Interpretazione geofisica pre- e post-pozzo

Le linee sismiche 2D acquistate da Eni (68 km) sono state caricate in formato digitale su una stazione di lavoro (workstation) e successivamente è stato creato un progetto sismico con l'utilizzo del software IHS "Kingdom"; ciò ha permesso l'interpretazione degli orizzonti sismici, il loro assestamento ai pozzi perforati e la produzione di mappe strutturali.

Nell'area di studio il "prospect" più interessante rinvenuto, è stato la struttura di Gradizza. Quest'ultima risulta coperta da 4 linee sismiche mediamente orientate in direzione longitudinale e trasversale (figura 8) tutte caratterizzate da una forte anomalia d'ampiezza del segnale sismico (*bright-spot*), vedi figure 9 e 10, spesso indizio evidente di una molto probabile mineralizzazione a gas metano. L'anticlinale di Gradizza risulta chiusa per pendenza a Nord e a Sud e essenzialmente contro faglia sul fianco occidentale e orientale; la distribuzione dell'ampiezza (rms) estratta sull'orizzonte sismico interpretato è conforme alla mappa strutturale, il che dovrebbe indicare la presenza di gas almeno nella porzione più rilevata della struttura. Il reservoir è costituito da una successione pleistocenica sabbioso-siltosa e la copertura (sealing) è assicurata da un intervallo argilloso di spessore compreso tra i 5 e i 20 m la cui diffusione areale è testimoniata da tutti i pozzi perforati nell'area. La conversione in profondità delle mappe strutturali è stata effettuata partendo dalle misure di velocità provenienti dal pozzo Cascina Buzzoni 1 (circa 4 km a SSW) ricalcolate considerando le differenze dello sviluppo dei corpi sedimentari spostandosi verso la verticale di Gradizza: ciò ha portato ad una differenza minima (<10m) tra le quote attese (pre-drill) degli obiettivi e quelle incontrate dal pozzo.

Alla luce dei risultati geologici e minerari del pozzo Gradizza 1 è stata effettuata una revisione geologica e geofisica che ha portato come conseguenza anche ad una revisione, seppur minima, della mappa strutturale (figure 11 e 12).

### **Litostratigrafia e cronostratigrafia**

Dall'analisi dei cuttings e dei log elettrici acquisiti in open hole è stato possibile definire la litostratigrafia del pozzo, il quale ha attraversato, dalla superficie fino a TD (1030m TVDTR), una sequenza clastica interamente databile al Pleistocene, costituita prevalentemente da sedimenti argillosi, soffici, localmente plastici, totalmente lavabili, con livelli sabbiosi, a granuli quarzosi e presenza locale di torba.

In particolare da:

- **20 m - 230 m**  
Intercalazioni di argilla (plastica, marrone-grigia) e sabbie (granulometria da media a fine, principalmente quarzosa con feldspati). Presenza di torba nera.
- **230 m - 360 m**  
Intercalazioni di argilla (grigia) e sabbia (poligenica, granulometria da media a fine). Tracce di fossili (bivalvi e gasteropodi).
- **360 m - 540 m**  
Argilla (plastica, marrone-grigia). Sabbia (quarzosa, poligenica, granulometria da fine a grossolana). Tracce di mica, glauconite, feldspati. Tracce di bivalvi e gasteropodi.
- **540 m - 994 m**  
Argille (plastica, marrone-grigia). Sabbia (quarzosa, granulometria da fina a grossolana). Tracce di mica, glauconite, feldspati.
- **994 m - 1030 m**  
Argilla (plastica, marrone-grigia). Sabbia (quarzosa, poligenica, granulometria da molto fine a media). Tracce di materia organica.

Considerando le informazioni litologiche, le facies sismiche osservabili nelle linee disponibili e i dati di bibliografia, possiamo affermare che il reservoir è inquadrabile da un punto di vista stratigrafico al top della formazione torbiditica di Carola, alla quale si sovrappone la formazione di Ravenna che costituisce il sistema di prograding padano del Pleistocene medio (figura 13).

### **Correlazioni con i pozzi limitrofi**

La correlazione del pozzo Gradizza 1 con i pozzi circostanti precedentemente perforati da AGIP/ENI ha permesso di analizzare i loro rapporti stratigrafici e verificare la sussistenza di analogie su scala regionale.

Sono stati presi in considerazione i seguenti pozzi (vedi figura 7 per la loro ubicazione):

Gradizza 1, Copparo 1, Tresigallo 10, Tresigallo 11, Sabbioncello 4, Sabbioncello 6, Sabbioncello 8, Sabbioncello 11.

In figura 14 è riportato lo schema della correlazione dove risultano evidenti alcune analogie nella sequenza stratigrafica dell'area in esame: il livello argilloso che nel Gradizza 1 costituisce il seal è chiaramente evidente nei log di tutti i pozzi considerati a quote differenti come evidenziato nella figura 15.

### **Caratteristiche petrofisiche del reservoir e fattore di espansione del gas**

I valori di Porosità ( $\phi$ ) e Saturazione ( $S_w$ ) sono stati calcolati dall'analisi dei log registrati in pozzo, mentre per il fattore di espansione del gas si veda la tabella 6 e la tabella 1: Determinazione parametri gas del Programma Lavori.

I risultati sono riportati di seguito:

Porosità ( $\phi$ )	$S_w$	1/Bg
28%	45%	92.91

tabella 6

### Manifestazioni

Durante la perforazione, nell'intervallo compreso tra 846 m e 875 m, sono stati registrati tre picchi di Drilling Gas (tab. 7) compresi tra il 2,34%, e il 20,46% in Gas Totale, mentre il BG è compreso tra il 0,24% e l' 1,35%, sempre in Gas Totale (QGM Gas Trap).

Type	Detected in	Date	Depth	Gas				Mud weight
			Measured Top	Total gas	C1	C2	C3 IC4 NC4 IC5 NC5	
			m	%gas	Ppm			
BGG	Mud	13/08/2013	10 - 41	0.01 - 0.03				1.07
BGG	Mud	14/08/2013	41 - 133	0.03 - 0.94				1.14
DG	Mud	14/08/2013	82	0.94	9344	12		1.14
BGG	Mud	15/08/2013	133 - 180	0.05 - 0.41				1.17
BGG	Mud	15/08/2013	180 - 327	0.01 - 1.05				1.17
DG	Mud	15/08/2013	321	1.05	10857	13		1.17
BGG	Mud	16/08/2013	327 - 350	0.11 - 0.47				1.18
BGG	Mud	20/08/2013	350 - 460	0.01 - 0.30				1.13
BGG	Mud	20-21/08/2013	460 - 570	0.03 - 0.06				1.13
DG	Mud	20/08/2013	485	0.8	7911	11		1.13
DG	Mud	20/08/2013	517	0.96	9347	11		1.13
DG	Mud	20/08/2013	532	0.77	7667	13		1.13
DG	Mud	20/08/2013	538	0.68	7659	13		1.13
DG	Mud	21/08/2013	550	1.09	11095	13		1.13
DG	Mud	21/08/2013	555	1.12	11331	14		1.13
DG	Mud	21/08/2013	563	1.07	10871	15		1.13
DG	Mud	21/08/2013	569	1.05	10414	15		1.13
BGG	Mud	21/08/2013	570 - 597	0.11 - 0.21				1.13
DG	Mud	21/08/2013	590	0.95	9360	14		1.13
BGG	Mud	21/08/2013	590 - 725	0.07 - 0.42				1.16
PCG	Mud	21/08/2013	626	1.00				1.16
DG	Mud	21/08/2013	629	2.08	21018	14		1.16
DG	Mud	21/08/2013	634	1.69	16696	12		1.16
DG	Mud	21/08/2013	644	1.52	15015	12		1.16
PCG	Mud	21/08/2013	647	0.85				1.16
DG	Mud	21/08/2013	658	1.23	11416	14		1.16
PCG	Mud	21/08/2013	665	0.63				1.16
DG	Mud	21/08/2013	715	1.28	12555	17		1.16
DG	Mud	22/08/2013	736	1.38	13583	17		1.19

Type	Detected in	Date	Depth	Gas			Mud weight
			Measured Top	Total gas	C1	C2	
			m	%gas	Ppm		Kg/l
PCG	Mud	22/08/2013	741	2.28			1.19
DG	Mud	22/08/2013	749	1.88	17515	16	1.19
DG	Mud	22/08/2013	769	1.92	19357	17	1.19
PCG	Mud	22/08/2013	770	2.02			1.19
BGG	Mud	22/08/2013	725 – 760	0.07 – 0.321			1.19
BGG	Mud	22/08/2013	760 – 848	0.5 – 1.00			1.19
DG	Mud	22/08/2013	788	1.56	15160	16	1.19
DG	Mud	22/08/2013	806	1.44	13701	16	1.19
DG	Mud	22/08/2013	817	1.69	16645	15	1.19
DG	Mud	22/08/2013	825	1.46	13893	15	1.19
<b>DG</b>	<b>Mud</b>	<b>22/08/2013</b>	<b>846</b>	<b>4.66</b>	<b>46736</b>	<b>109</b>	<b>1.19</b>
STG	Mud	22/08/2013	547	0.41			1.19
DG	Mud	22/08/2013	848	0.55			1.19
BGG	Mud	23/08/2013	848 – 854	0.24 – 0.56	2105 – 5529		1.19
BGG	Mud	24/08/2013	854 – 856.5	0.41 – 0.73	3990 – 7363		1.19
BGG	Mud	24/08/2013	857 – 896	0.76 – 1.35	6589 – 13409		1.19
<b>DG</b>	<b>Mud</b>	<b>24/08/2013</b>	<b>861</b>	<b>20.46</b>	<b>207917</b>	<b>122</b>	<b>1.19</b>
<b>DG</b>	<b>Mud</b>	<b>24/08/2013</b>	<b>875</b>	<b>2.34</b>	<b>23585</b>		<b>1.19</b>
<b>BGG</b>	<b>Mud</b>	<b>25/08/2013</b>	<b>896 – 935</b>	<b>0.82 – 1.62</b>	<b>7978 – 15931</b>		<b>1.19</b>
<b>DG</b>	<b>Mud</b>	<b>25/08/2013</b>	<b>923</b>	<b>1.96</b>	<b>19557</b>		<b>1.19</b>
<b>DG</b>	<b>Mud</b>	<b>25/08/2013</b>	<b>927</b>	<b>1.94</b>	<b>19533</b>		<b>1.19</b>
BGG	Mud	26/08/2013	935 – 967	0.26 – 0.46	2413 – 4307		1.19
BGG	Mud	26/08/2013	967 – 986	0.43 – 0.79	4077 – 7842		1.19
<b>DG</b>	<b>Mud</b>	<b>26/08/2013</b>	<b>987</b>	<b>1.64</b>	<b>16150</b>	<b>15</b>	<b>1.19</b>
BGG	Mud	26/08/2013	986 – 1030	0.77 – 0.96	7696 – 9686		1.19
<b>DG</b>	<b>Mud</b>	<b>26/08/2013</b>	<b>990</b>	<b>1.61</b>	<b>15574</b>	<b>15</b>	<b>1.19</b>

tabella 7

### Trappola, seal e reservoir

Come discusso nei precedenti paragrafi, la struttura del giacimento Gradizza costituisce un alto relativo nel panorama di orizzonti a blanda pendenza verso est-sud-est.

La struttura ha uno sviluppo in direzione circa nord-sud e la trappola che forma il giacimento è di tipo strutturale con chiusure per faglia sui fianchi est e ovest e chiusure per pendenza a nord e sud (figura 17).

Il reservoir è costituito da sabbie con componente siltosa della formazione torbidityca di Carola, la cui porosità, desunta dai log elettici, è pari al 28 %.

La copertura del giacimento è costituita da un livello di argilla che nel pozzo è risultato avere uno spessore di circa 8 m; inoltre, tale livello di argilla ha una elevata continuità laterale, poiché è stato chiaramente individuato in tutti i pozzi Agip-ENI perforati nella zona.



Il livello ha uno spessore a scala regionale di 5–10 m e segue un trend secondo il quale si va ad approfondire dolcemente da WNW (top a circa 600 m) a ESE (top a circa 900 m), come evidenziato dalla mappa riportata in figura 15.

### **Carotaggio**

Durante la perforazione del sondaggio Gradizza 1, sulla base delle prescrizioni della VIA della Regione Emilia-Romagna, è stata prelevata una carota da 848 m a 857 m TVDTR (figura 16); la caratterizzazione geotecnica di tale carota sarà utile per la generazione di un possibile modello di subsidenza.

La carota ha interessato principalmente il seal e parte del top reservoir con un recupero di 7.22 m su 9 m di carotiere (80.2%). Purtroppo, la porzione sommitale del reservoir è stata persa nel recupero, verosimilmente a causa di una maggiore componente silto-sabbiosa, scarsamente consolidata, come successivamente indagato dai logs.

### **Risultati geologici**

Lo scopo del sondaggio Gradizza 1 era l'esplorazione di una struttura con forte anomalia sismica appartenente alla formazione pleistocenica "Carola".

Il pozzo ha attraversato, dalla superficie fino a TD (1030 m TVDTR), una sequenza clastica interamente databile al Pleistocene, costituita prevalentemente da sedimenti argillosi, soffici, localmente plastici, con livelli sabbiosi, a granuli quarzosi e presenza locale di torba.

Durante la perforazione sono stati registrati alcuni picchi di Drilling Gas compresi tra il 2.34% e il 20,46% in Gas Totale (QGM gas trap), quest'ultimo a 861 m TVDTR, profondità prevista per l'obiettivo.

L'analisi dei logs registrati in modalità wireline nella fase da 8"1/2 (run#1 AIT-TLD-APS-GR-ACTS e run#2 PPC-MSIP-PPC-GR-ACTS) ha evidenziato la presenza di un intervallo potenzialmente a gas compreso tra 855 m e 866 m TVDTR, figura 18.

E' stata inoltre confermata, tra le profondità di 847 m e 855 m TVDTR, la presenza del seal argilloso, a continuità regionale, rinvenuto in tutti i pozzi circostanti.

### **Completamento e status attuale del pozzo Gradizza 1**

Il pozzo Gradizza 1, perforato in verticale sull'obiettivo minerario, ha riscontrato un livello mineralizzato a gas ed è stato pertanto completato in singolo (figure 19 e 20).

Con l'ausilio dei *logs*, si è deciso di contenere l'altezza spari a soli 4 m, a partire dal *top* della formazione (856,0 - 860,0 m/TR), in modo da rendere massimo il recupero finale svincolandolo da significativi rischi di *water encroachment* per innesco del cono d'acqua in particolare nel caso di acquifero attivo.

La profondità di 855.7 mTVDTR del top reservoir e le caratteristiche omogenee della formazione (sabbia e silt argillosi e poco consolidati) hanno condotto alla scelta di completamento singolo con *tbg* da 2 3/8" con un sistema di *gravel packing* per contenere la venuta di sedimenti fini in pozzo.

Il posizionamento del quantum packer a 810 m TVDTR consentirà in futuro di verificare tramite eventuali nuovi spari la capacità di erogare di un piccolo livello posizionato tra 845.0 m e 846.5 m TVDTR che dai logs appare mineralizzato a gas.

La scelta di questo completamento, dal punto di vista della produttività è un po' penalizzante, come messo in evidenza dai test. In effetti, al classico danneggiamento (*skin*) dovuto all'invasione di filtrato di fango e di *brine* nella formazione, si aggiunge un danneggiamento dovuto alla penetrazione parziale degli spari e allo stesso *gravel pack*; lo *skin* dovuto a questi ultimi fattori non è removibile con un semplice *cleaning up* e, dunque, costituisce un limite alla capacità produttiva del pozzo.

Quest'ultima subirà un crescente miglioramento con la messa in produzione eliminando gran parte del danneggiamento conservandone solo la parte legata al *gravel pack*.

Il pozzo è attualmente chiuso con una valvola di sicurezza (BPV) a 57 m TVDTR circa (figura 19).

## 4 INGEGNERIA DI GIACIMENTO

### Modello Statico di giacimento

Il giacimento di Gradizza è caratterizzato da una formazione sabbio-siltosa molto argillosa con discrete caratteristiche petrofisiche e con una saturazione in acqua irriducibile abbastanza elevata ( $S_w = 45\%$ ), dovuta alla presenza di silt più che di sabbia. Il livello riscontrato mineralizzato ha un'altezza supposta costante di circa 11,5 m (855,7 – 867,2 m/TR), con un valore netto del pay (la parte alta e la parte bassa del livello, più argillose, sono escluse) di circa 10,0 m ( $\alpha = 10,0/11,5 = 0,87$ ).

I *logs* non evidenziano alcuna presenza della tavola d'acqua all'interno del livello; pertanto, il sistema gas/acqua presenta, al livello del pozzo, una configurazione *Gas Down To (GDT)*.

A causa dell'elevata argillosità, la presenza di fluidi mobili (gas o acqua), al di sopra e al di sotto della formazione mineralizzata, non è riscontrabile in maniera netta dai *logs*.

### Gas Originariamente In Posto (GOIP)

Una tale configurazione (GDT) è stata impiegata per calcolare il GOIP del giacimento; le ipotesi ritenute sono le seguenti (tabella 8):

- **GOIP provato (P1) = 76,1 milioni di  $\text{stm}^3$** ,  
area calcolata sulla base dell'anomalia di ampiezza ( $0,63 \text{ km}^2$ );
- **GOIP provato + probabile (2P) = 151,7 milioni di  $\text{stm}^3$** ,  
area calcolata alla chiusura strutturale ( $1,06 \text{ km}^2$ );
- **GOIP provato + probabile + possibile (3P) = 346,2 milioni di  $\text{stm}^3$** ,  
area calcolata allo spill point, includendo anche le aree oltre le faglie laterali ( $1,94 \text{ km}^2$ )

Il valore di GOIP 2P sembra essere un eccellente valore di riferimento; su di esso sono stati effettuati i calcoli per le previsioni di produzione, il recupero finale e le corrispondenti riserve recuperabili.

SCENARIO A									
Contingent Resources	Area	Net Pay	Porosity	Sg	1/Bg	GOIP	R.F. (*)	Reserves (*)	Reserves (*)
	sqkm	m	%	%	V/V	Mcm		Mcm	Bcf
1C (low estimate)	0,63	10	26	50	92,91	76,1	0,587	44,7	1,58
2C (best estimate)	1,06	10	28	55	92,91	151,7	0,587	89,1	3,15
3C (high estimate)	1,94	10	32	60	92,91	346,1	0,587	203,3	7,18
(*) Pressione statica di abbandono al fondo = 40 kg/cm <sup>2</sup> <sub>a</sub>									
(*) Valutate sulla base di un comportamento monofasico del giacimento									
								update	Jan-14
SCENARIO B									
Contingent Resources	Area	Net Pay	Porosity	Sg	1/Bg	GOIP	R.F. (*)	Reserves (#)	Reserves (#)
	sqkm	m	%	%	V/V	Mcm		Mcm	Bcf
1C (low estimate)	0,63	10	26	50	92,91	76,1	0,600	45,7	1,61
2C (best estimate)	1,06	10	28	55	92,91	151,7	0,662	100,4	3,55
3C (high estimate)	1,94	10	32	60	92,91	346,1	0,720	249,2	8,80
(*) Pressione statica di abbandono al fondo = 40 kg/cm <sup>2</sup> <sub>a</sub>									
(#) Valutate con l'ipotesi di un leggero acquifero laterale									
								update	Jan-14

Tabella 8: GOIP e Riserve

### Prove condotte sul pozzo Gradizza 1

Il pozzo Gradizza 1 è stato testato in due fasi distinte: subito dopo il completamento in presenza dell'impianto a settembre 2013 (flow test n°1), e poi due mesi dopo il rilascio dell'impianto, a novembre 2013 (flow test n°2). La ragione del flow test n°2 è da ricercarsi nel comportamento produttivo che il pozzo Gradizza 1 ha evidenziato nel corso del primo test di settembre, quando è risultato fortemente danneggiato dalla presenza di liquidi di perforazione (filtrato di fango) e da liquidi di completamento (*brine*). Oltre al danno indotto, il pozzo soffre di danneggiamento "geometrico" causato dalla penetrazione parziale degli spari (4 metri in totale) e meccanico per via del posizionamento di un *gravel pack* finalizzato al contenimento dell'arrivo di silt in pozzo.

In situazioni analoghe di completamento con *gravel pack*, quasi sempre, i pozzi migliorano la loro capacità produttiva semplicemente con *cleaning up* di più lunga durata. È stato quindi deciso di effettuare, per verificare la capacità di miglioramento della capacità produttiva, un ulteriore spurgo (*cleaning up*), eseguito nel corso del mese di novembre 2013.

Un ulteriore limite alla potenziale capacità produttiva è dato dalla necessità di limitare il  $\Delta p$  da applicare sulla formazione per via delle caratteristiche del reservoir costituito da silt e argilla.

Per quanto riguarda le prove, i risultati derivati dall'interpretazione dei due test hanno in effetti confermato un netto miglioramento delle caratteristiche produttive del pozzo Gradizza 1 tra il flow test di settembre e quello di novembre 2013, infatti i valori di portata e pressione misurati sono quasi raddoppiati, come è evidente nelle tabelle 9 e 10.

Duse	Test #2 – Novembre 2013			Test #1 – Settembre 2013		
	Portata (sm <sup>3</sup> /g)	P. Testa (barA)	Pressione Fondo (barA)	Portata (sm <sup>3</sup> /g)	P. Testa (barA)	Pressione Fondo (barA)
1/4"	19.200	33,9	43,18	8100	16,2	n.d.
3/16"	14.800	44,3	56,04	7000	24,7	38,09
1/8"	5.600	62,6	76,34	3.500	47,4	64,19

Tabella 9: Capacità produttive del pozzo Gradizza 1

Variabile	Test 1	Test 2
K.h [mD.m]	53,6	59,8
Permeabilità [mD]	5,4	6,0
Skin	81,0	31,2
Delta P da skin [%]	95%	87%
P Reservoir [bar] @ 856 m TVDTR	87,11	86,96

Tabella 10: Risultati dell'interpretazione delle prove del pozzo Gradizza 1

Le conclusioni che si possono ritenere dai flow test condotti sul pozzo Gradizza 1 sono pertanto qui di seguito riportate:

- a) La bassa portata osservata nel primo test è stata il risultato di un elevato livello di danneggiamento, conseguenza del *brine* bevuto nel completamento, e quindi in buona parte

rimovibile attraverso l'erogazione del pozzo. Nel primo e secondo test, il pozzo ha prodotto una quantità di *brine* tale da dimezzare, tra le due prove, il livello di danneggiamento, raddoppiandone effettivamente il potenziale produttivo.

- b)** Quando il pozzo sarà messo in produzione, continuerà ancora per qualche tempo (valutabile in un mese circa) a spurgarsi, fino ad eliminare il danneggiamento indotto (il cui valore attuale, Tabella 6, è di circa 31,2), ma manterrà ancora un minimo livello di *skin* (circa 25) di cui la gran parte (circa 20) dovuto al *gravel pack* ed il rimanente alla penetrazione parziale degli spari (circa 5); naturalmente, questa è un'ipotesi che va verificata, ma che riteniamo di poter assumere come la "condizione finale peggiore" che il pozzo potrà presentare: è infatti probabile che lo *skin* finale possa raggiungere valori ancora minori. In ogni caso uno o due mesi dopo lo *start-up*, sarà opportuno effettuare un'ulteriore verifica, per valutare lo *skin* che potrà essere quindi assunto come definitivo nella fase di produzione.
- c)** Nel primo test sono stati prodotti un totale di 4.870 litri di *brine*, che insieme ai circa 790 del secondo test fanno un totale di 5.660 litri, comparabili ai 5 m<sup>3</sup> che si stima siano stati bevuti dal pozzo durante le fasi di perforazione e di completamento. Sebbene dal comportamento delle portate durante il test e dai battenti misurati si evince ancora la presenza di liquido, le quantità rimaste nel secondo test sono molto ridotte rispetto a quelle del test precedente; come risultato, il livello di danneggiamento (e di conseguenza la produzione) nel test di novembre è molto più simile a quello che si può aspettare in uno scenario di sviluppo.
- d)** Nell'ipotesi di "condizione finale peggiore" di cui al precedente punto b), assumendo in maniera conservativa un  $\Delta p$  massimo del 10% nel reservoir (ovvero conteggiando il solo *skin* dovuto alla penetrazione parziale,  $s = 5$ ), si ottiene una portata di 13.470 stm<sup>3</sup>/g circa, corrispondente a una pressione in testa di circa 50 bar<sub>A</sub> (a fondo pozzo FBHP teoricamente uguale a 62,9 bar<sub>A</sub>, con *skin* totale  $s = 25$ ); con un  $\Delta p$  massimo sulla formazione del 12%, si ottiene una portata di circa 15.990 stm<sup>3</sup>/g, con una pressione di testa pari a circa 45 bar<sub>A</sub> (a fondo pozzo, FBHP teoricamente pari a 57,3 bar<sub>A</sub>, con *skin* totale  $s = 25$ ).

e) Il *range* di valori di Gas Originariamente In Posto (GOIP) stimati dai modelli geologici indica che, con le portate previste, il declino di pressione del reservoir sarà lento; di conseguenza, le portate potrebbero mantenere un *plateau* nei primi anni, il che permetterebbe uno sfruttamento ottimale della risorsa. È fortemente ipotizzabile un successivo lento declino della portata.

Le prove di produzione hanno consentito di stabilire i parametri della formazione nelle condizioni iniziali. Tali condizioni (a 856 m/TR ovvero a 850,5 m/ssl) sono:

$$Psi = 89,13 \text{ kg/cm}^2 \text{a (87,41 bar}_A\text{)}; \quad Tg = 33,7^\circ\text{C.}$$

Il dato di pressione deriva dalla misura del gradiente statico effettuato in data 15.01.2014, sicuramente stabilizzato dopo una *build up* di quasi 2 mesi e comunque non affetto dalla presenza di un battente liquido, riassorbitosi per lo "slippaggio" del gas attraverso il battente che era stato precedentemente rilevato (misura del gradiente del 22.11.2013).

Il valore assunto è superiore al dato inizialmente individuato ( $88,7 \text{ kg/cm}^2_a$  cioè  $87,0 \text{ bar}_A$ ). Per quanto riguarda la temperatura, i dati statici rilevati durante i vari gradienti registrati tra settembre 2013 e gennaio 2014 sono molto variabili (da un minimo di  $32,44^\circ\text{C}$  a un massimo di  $34,96^\circ\text{C}$ ); il valore assunto ( $Tg = 33,7^\circ\text{C}$ ) è il risultato della media aritmetica dei gradienti registrati ad oggi. Questo valore, che influenza il valore del Bg, dovrà essere ulteriormente investigato.

### **Previsioni di produzione e riserve iniziali**

Sulla base delle caratteristiche produttive del pozzo Gradizza 1, del GOIP 2P e con le ipotesi di produzione per semplice espansione o per attività leggera di un acquifero laterale, sono state valutate le previsioni di produzione. I quantitativi delle riserve producibili sono tali da rendere interessante il progetto di sviluppo del campo, nonostante i tempi ampi di recupero.

Nella definizione delle previsioni di produzione si è assunto un  $\Delta p$  massimo sulla formazione pari al 12% con portata costante nello *step* temporale considerato (un anno per lo Scenario A, un mese per lo Scenario B, vedere oltre). Per esempio, alla pressione statica di abbandono in giacimento di

40 kg/cm<sup>2</sup><sub>a</sub> (39,23 bar<sub>A</sub>), corrisponde una pressione dinamica in formazione di 35,2 kg/cm<sup>2</sup><sub>a</sub> (34,5 bar<sub>A</sub>), una pressione a fondo pozzo (superato il *gravel pack*) di circa 28,9 kg/cm<sup>2</sup><sub>a</sub> (28,3 bar<sub>A</sub>) ed una pressione in testa ( $\Delta p$  nel *tubing* di 4 kg/cm<sup>2</sup> circa, di cui 1,5 per densità del gas, pari a 0,0185 g/cm<sup>3</sup>, e 2,5 circa per perdita di carico in presenza di flusso) valutabile in circa 25,0 kg/cm<sup>2</sup><sub>a</sub> (24,5 bar<sub>A</sub>), valore compatibile con una compressione ad uno stadio per portare il gas oltre la pressione di 50-65 kg/cm<sup>2</sup><sub>a</sub> della pressione del metanodotto ubicato nei pressi del sito di Gradizza 1 (70 m circa).

Per le previsioni di produzione, come detto, si sono ipotizzati i due scenari che seguono:

**A. Meccanismo di produzione per semplice espansione monofasica del gas;**

**B. Meccanismo di produzione con leggera spinta di un acquifero laterale.**

Questi scenari sono dettati dalla situazione reale del pozzo che ha permeabilità contenute e acquifero laterale (non c'è presenza di GWC in pozzo), con potenza assente o molto contenuta. Inoltre, si è ipotizzata una portata massima di 13.500 stm<sup>3</sup>/g per poter mantenere un *plateau* di qualche anno. La portata di ciascuno *step* è stata calcolata sulla base dell'equazione:

$$Q_g = 7,62 * (P_s^2 - P_f^2) * k * h * T_g / [\mu_g * z * \ln(re/rw) + s - 0,75];$$

in questa equazione i riferimenti sono quelli classici delle equazioni di flusso espressi in unità "coerenti". Questa equazione è in pratica l'equazione di flusso di Fetkovich avendo assunto un fattore di turbolenza nullo (portate mai molto elevate) e cioè l'esponente  $n = 1$ :

$$Q_g = C * (P_s^2 - P_f^2)^n,$$

essendo  $C = 7,62 * k * h * T_g / [\mu_g * z * \ln(re/rw) + s - 0,75]$ . Ovviamente, questa equazione è quella relativa al  $\Delta p$  applicato alla formazione, non l'equazione effettiva di pozzo.

Nella tabella 11 sono riportate le previsioni di produzione per i due scenari considerati. Per quanto concerne lo scenario A, si è proceduto iterativamente con il procedimento che segue:



- definizione della portata con  $\Delta p$  massimo applicato sulla formazione (*skin*,  $s = 5$ ) del 12% ad inizio *step* e comunque non superiore ai 13.500  $\text{stm}^3/\text{g}$ ;
- valutazione del GIP a fine *step* e della conseguente pressione statica di giacimento per ricominciare il procedimento per lo *step* temporale successivo;
- l'iterazione si interrompe quando la SBHP scende a 40  $\text{kg}/\text{cm}^2_a$  (39,23  $\text{bar}_A$ ).

Lo stesso procedimento è stato attuato per lo scenario B, fatto salvo il mantenimento parziale della pressione dovuto all'azione dell'acquifero sulla base dei dati indicati qui sotto. Nello specifico, per lo scenario B, i dati utilizzati per la determinazione delle previsioni di produzione sono i seguenti:

- raggio di drenaggio del pozzo,  $r_d = 750$  m;
- raggio adimensionale dell'acquifero,  $r_D = 3$ ;
- compressibilità della formazione,  $c_f = -4,5 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$ ;
- compressibilità effettiva,  $c_e = 3,1 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$ ;
- densità acqua di formazione,  $d_w = 1,02 \text{ g}/\text{cm}^3$  (salinità NaCl = 35 g/l);
- volume dell'acquifero,  $V_w = 23,81 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ ;
- produttività dell'acquifero (Fetkovich),  $IP = 113,8 \text{ m}^3/\text{g} \cdot \text{bar}$ ;

Oltre ai dati qui su riportati, si è assunto che l'acquifero abbia, su tutta la sua estensione, le stesse caratteristiche del *reservoir* a gas ( $\Phi = 28\%$ ,  $h_u = 10$  m,  $k = 6$  mD).

Oltre ai dati di produzione della tabella 11, i risultati relativi allo scenario B sono i seguenti:

- acqua entrata in giacimento,  $W_e = 0,351 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  (1,5% rispetto al volume totale  $V_w$ );
- acqua prodotta complessivamente,  $W_{p_{cum}} = 1.670 \text{ m}^3$ .

Per quanto riguarda le riserve, figura 21, nello **scenario A** si recuperano **89,1 milioni di  $\text{stm}^3$**  (FR = 58,9%) di gas, mentre nello **scenario B** si recuperano **100,4 milioni di  $\text{stm}^3$**  di gas (FR = 66,2%).

**Campo di Gradizza - Previsioni di produzione**

Anno	Scenario A						Scenario B						
	Ps, inizio step	Ps, inizio step	Qg	Gp	Gp <sub>cum</sub>	GIP	Ps, inizio step	Ps, inizio step	Qg	Gp	Gp <sub>cum</sub>	GIP	
	kg/cm <sup>2</sup> <sub>a</sub>	bar <sub>a</sub>	stm <sup>3</sup> /g	10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	kg/cm <sup>2</sup> <sub>a</sub>	bar <sub>a</sub>	stm <sup>3</sup> /g	10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	
0	88,72	87,00	0	0,0	0,0	151,7	88,72	87,00	0	0,0	0,0	151,7	
1	88,72	87,00	13.500	4,8	4,8	146,9	88,72	87,00	13.500	5,0	5,0	146,7	
2	86,23	84,56	13.500	4,8	9,7	142,0	86,57	84,90	13.500	4,9	9,9	141,8	
3	84,51	82,87	13.500	4,8	14,5	137,2	84,64	83,00	13.500	4,9	14,8	136,9	
4	81,21	79,63	13.411	4,8	19,3	132,4	82,70	81,10	13.411	4,9	19,7	132,0	
5	78,69	77,17	12.595	4,5	23,8	127,9	80,66	79,10	12.595	4,7	24,4	127,3	
6	76,32	74,84	11.846	4,2	28,0	123,7	78,72	77,20	11.846	4,5	28,9	122,8	
7	74,08	72,65	11.163	4,0	32,0	119,7	76,78	75,30	11.163	4,3	33,2	118,5	
8	71,95	70,56	10.530	3,8	35,8	115,9	74,95	73,50	10.530	4,1	37,3	114,4	
9	69,93	68,58	9.947	3,6	39,3	112,4	73,11	71,70	9.947	3,9	41,2	110,5	
10	68,02	66,70	9.409	3,4	42,7	109,0	71,38	70,00	9.409	3,7	44,9	106,8	
11	66,20	64,92	8.914	3,2	45,9	105,8	69,75	68,40	8.914	3,6	48,5	103,2	
12	64,47	63,22	8.453	3,0	48,9	102,8	68,12	66,80	8.453	3,4	51,9	99,8	
13	62,82	61,61	8.028	2,9	51,8	99,9	66,59	65,30	8.028	3,2	55,1	96,6	
14	61,24	60,06	7.629	2,7	54,5	97,2	65,06	63,80	7.629	3,1	58,2	93,5	
15	59,75	58,59	7.260	2,6	57,1	94,6	63,53	62,30	7.260	2,9	61,1	90,6	
16	58,31	57,18	6.915	2,5	59,6	92,1	62,10	60,90	6.915	2,9	64,0	87,7	
17	56,94	55,83	6.592	2,4	62,0	89,7	60,78	59,60	6.592	2,6	66,6	85,1	
18	55,62	54,54	6.291	2,3	64,2	87,5	59,45	58,30	6.291	2,6	69,2	82,5	
19	54,36	53,31	6.011	2,2	66,4	85,3	58,12	57,00	6.011	2,5	71,7	80,0	
20	53,16	52,13	5.747	2,1	68,4	83,3	56,90	55,80	5.747	2,4	74,1	77,6	
21	52,00	50,99	5.499	2,0	70,4	81,3	55,68	54,60	5.499	2,2	76,3	75,4	
22	50,88	49,90	5.266	1,9	72,3	79,4	54,45	53,40	5.266	2,2	78,5	73,2	
23	49,82	48,86	5.049	1,8	74,1	77,6	53,33	52,30	5.049	2,1	80,6	71,1	
24	48,78	47,84	4.840	1,7	75,8	75,9	52,21	51,20	4.840	2,0	82,6	69,1	
25	47,80	46,88	4.648	1,7	77,5	74,2	51,09	50,10	4.648	1,9	84,5	67,2	
Fine prod.	40,00	39,23	2.741	11,8	89,3	62,4	40,00	39,23	2.741	15,9	100,4	51,3	
				FR =	58,9	%					FR =	66,2	%

Tabella 11: Previsioni di produzione per i due scenari

## 5 VALUTAZIONE ECONOMICA DEL PROGETTO

Sulla base delle riserve e del *forecast* di produzione relativo ai due scenari ritenuti, e – oltre ai valori CAPEX e OPEX sopra riportati - dei dati di riferimento che seguono:

a) Prezzo del gas	0,28 €/stm <sup>3</sup>
b) O.H.	10% (minimo 44 k€/anno)
c) Canoni	1,3 k€/anno

sono state effettuate delle valutazioni economiche che hanno dato i seguenti risultati (vedi allegato 10)

	<u>Scenario A</u>	<u>Scenario B</u>
Pay Out Time (soli investimenti futuri)	<3 anni	<3 anni
NPV	6.169 k€	6.841 k€
IRR	43%	45%
NPV/CAPEX	3,68	4,08
Flusso di cassa	17.911 k€	20.770 k€

I valori dell'IRR e del rapporto NPV/CAPEX indicano che il progetto ha condizioni di rischio molto basso; per completezza di informazione, si è cercato, per ciascun parametro mantenendo immutati gli altri, di ottenere i relativi *break-even* ovvero i valori di incremento o decremento percentuale che danno un NPV nullo.

I risultati sono qui di seguito riportati:

	<u>Scenario A</u>	<u>Scenario B</u>
CAPEX	+ 462,1%	+ 501,6%
OPEX	+ 655,2%	+ 684,8%
Prezzo del gas	- 65,8%	- 67,7%
Produzione	- 67,7%	- 69,7%

Questi valori danno appunto l'indicazione di un rischio molto basso del progetto di sviluppo. Nel caso di contemporaneo incremento del 20% di CAPEX ed OPEX e di un decremento del 20% della produzione e del prezzo di vendita, si ottiene comunque (primo dato per lo scenario A, secondo per lo scenario B) un NPV positivo (2300 - 2707 k€), con un IRR ancora interessante (18 – 20%) e di un rapporto NPV/CAPEX chiaramente maggiore dell'unità (1,16 – 1,36).

Nell'insieme, dunque, **l'ipotesi di sviluppo del campo di Gradizza è "da eseguire"**.

In figura 22 è riportato il grafico con la sensibilità economica del progetto relativo ai vari parametri per entrambi gli scenari.

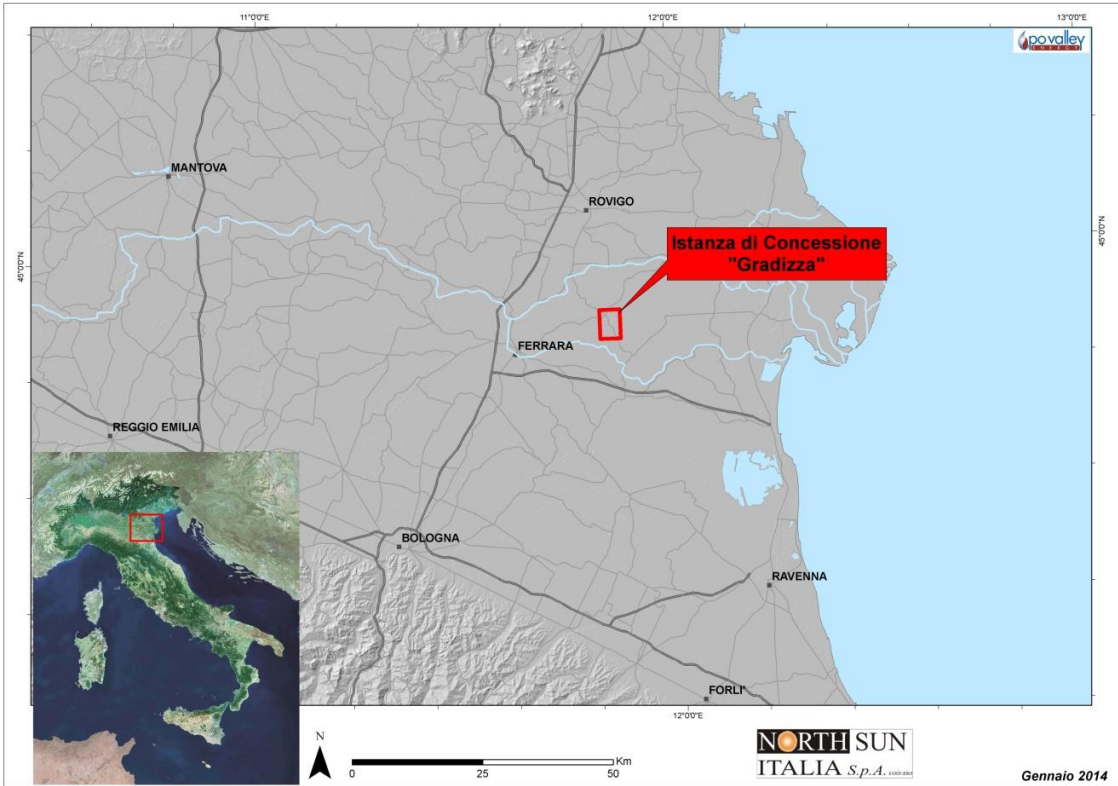


Fig. 1: Inquadramento geografico dell'area in istanza

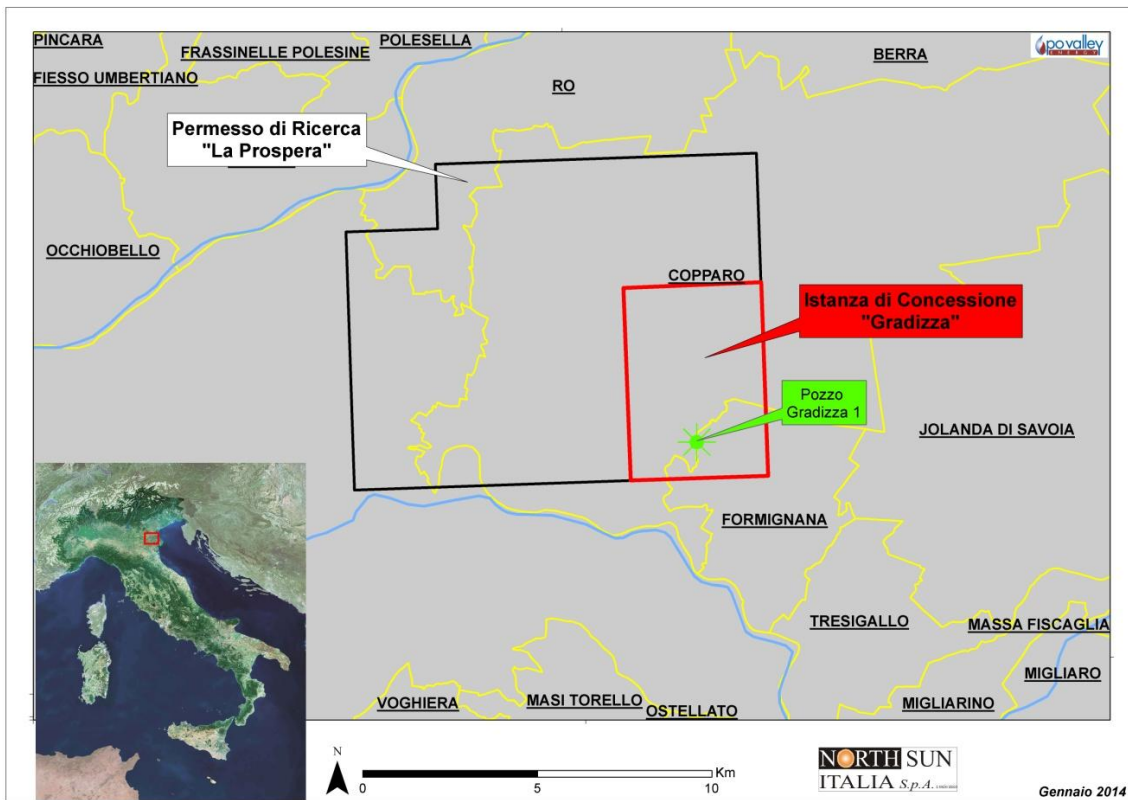


Fig. 2: Inquadramento amministrativo dell'area in istanza

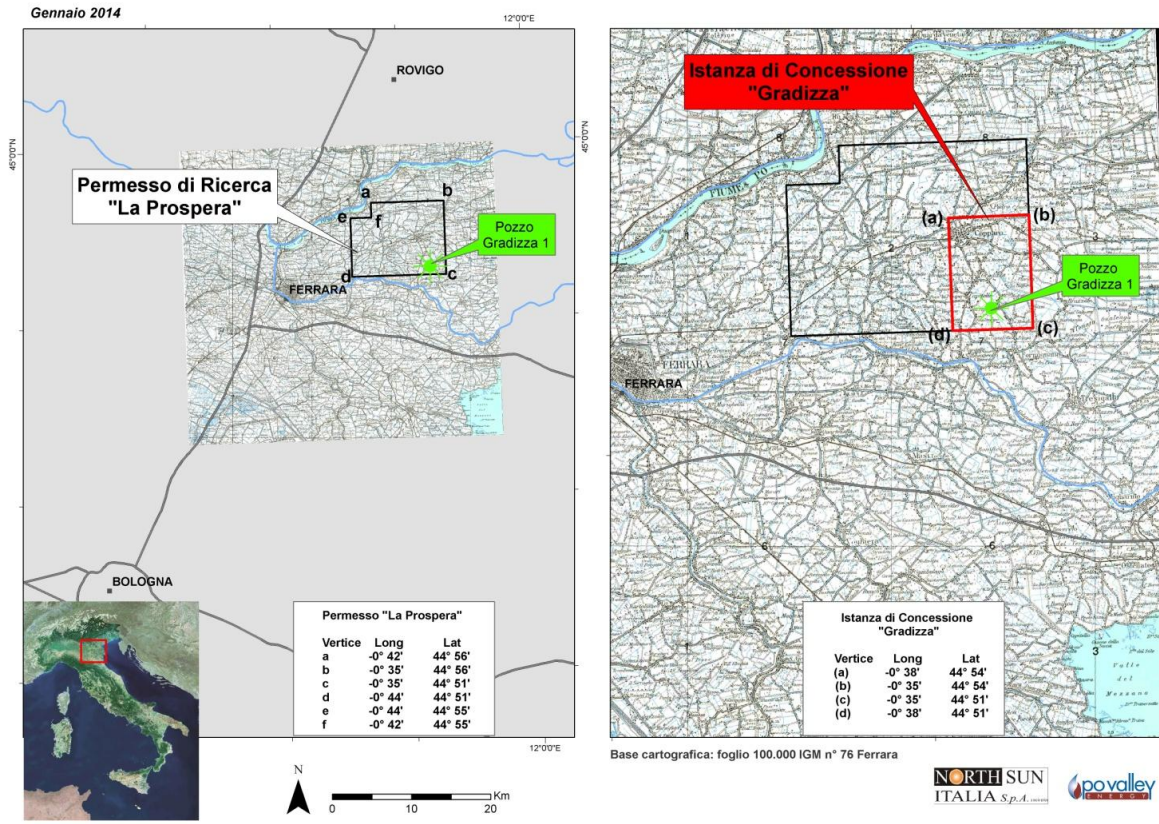


Fig. 3: Dettaglio coordinate geografiche dell'istanza di Concessione

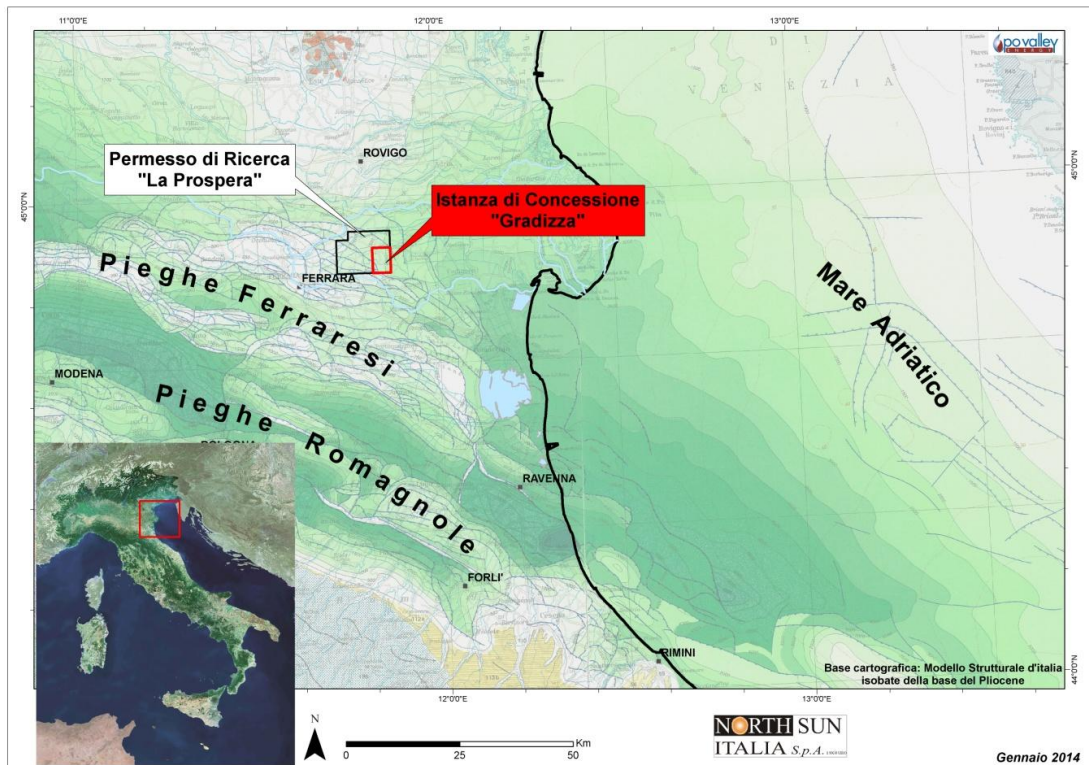


Fig. 4: Inquadramento geologico dell'area in istanza

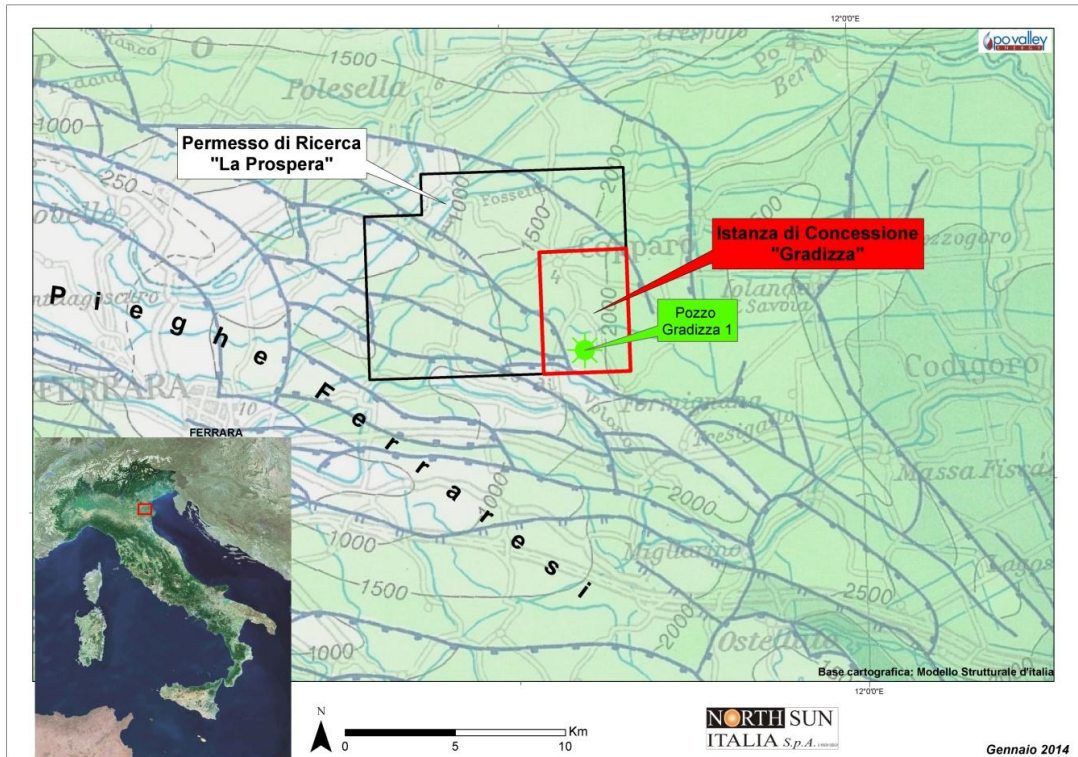


Fig. 5: Inquadratura geologica di dettaglio dell'area in istanza

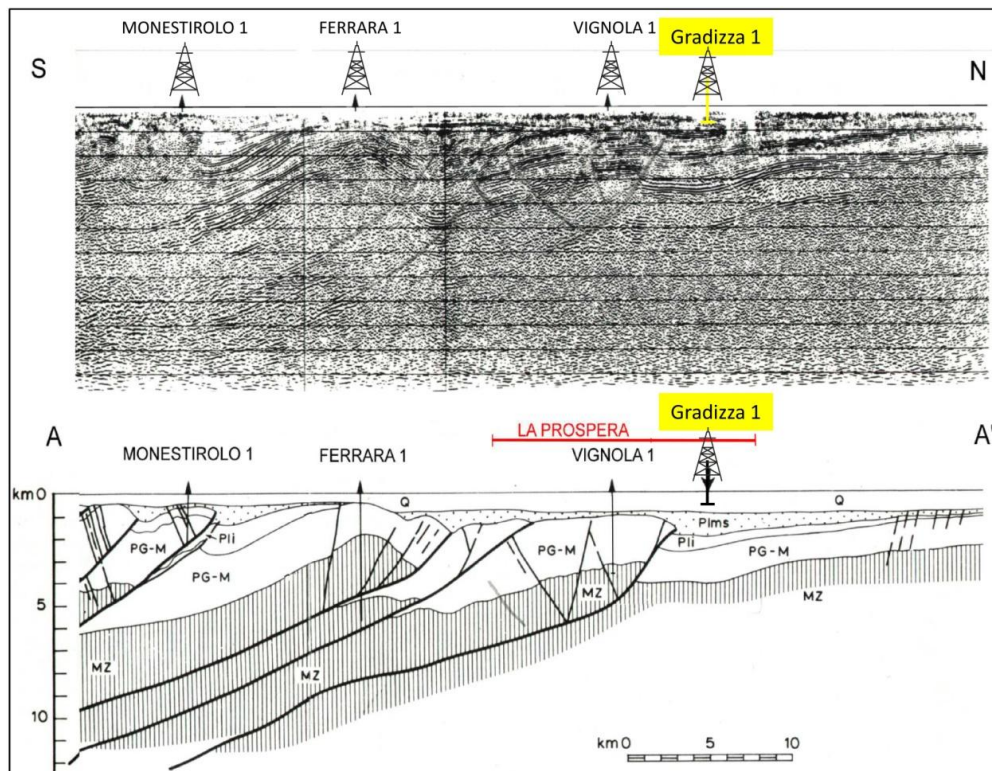


Fig. 6: Sezione sismica e geologica regionale

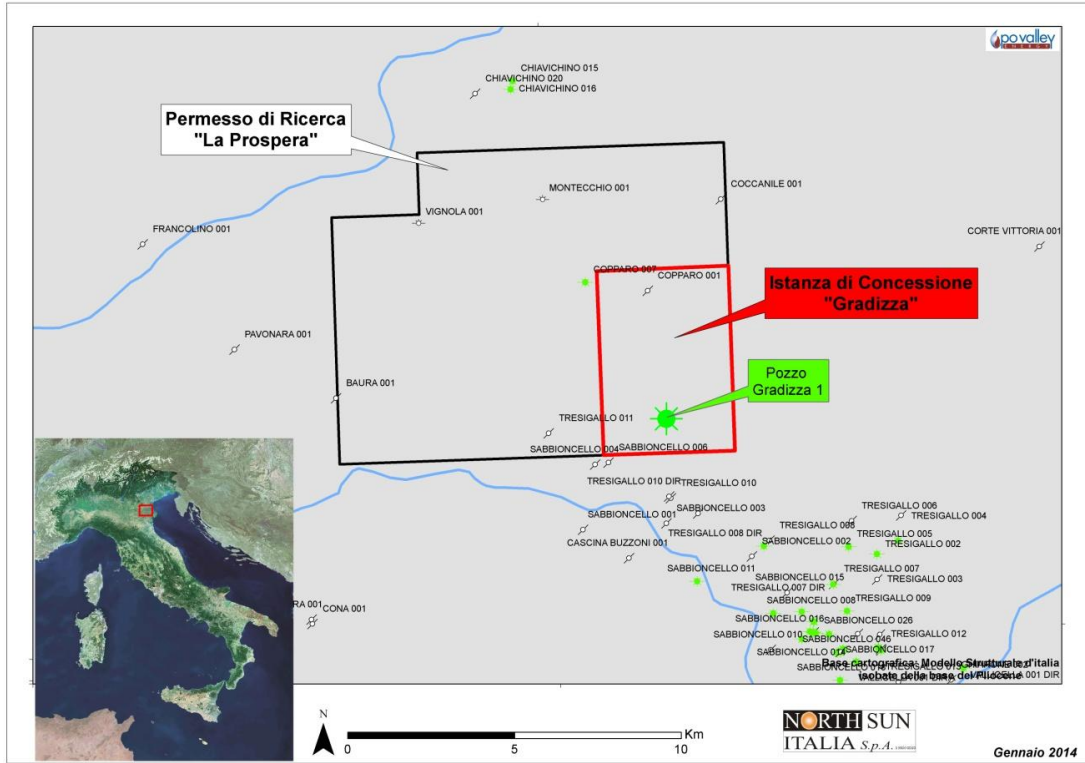


Fig. 7: Pozzi perforati nell'area in istanza

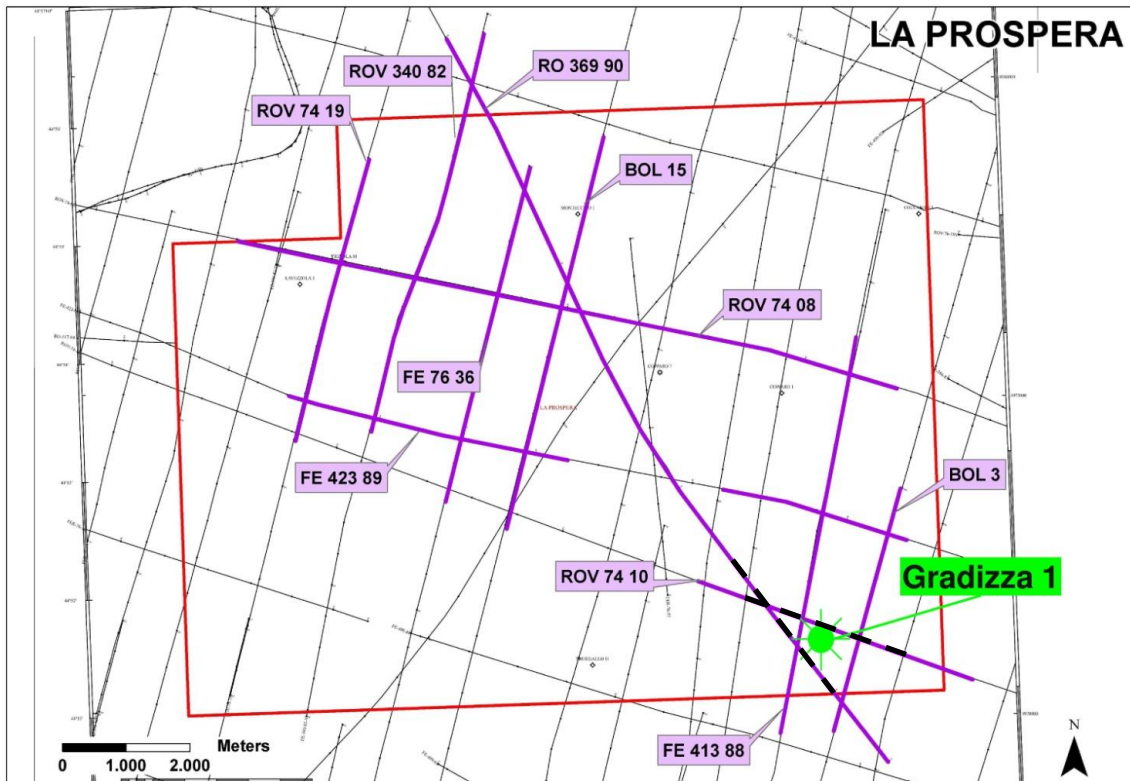


Fig. 8: Linee sismiche 2D acquistate (68 km) e interpretate (tratteggiato: ubicazione figure 9 e 10)



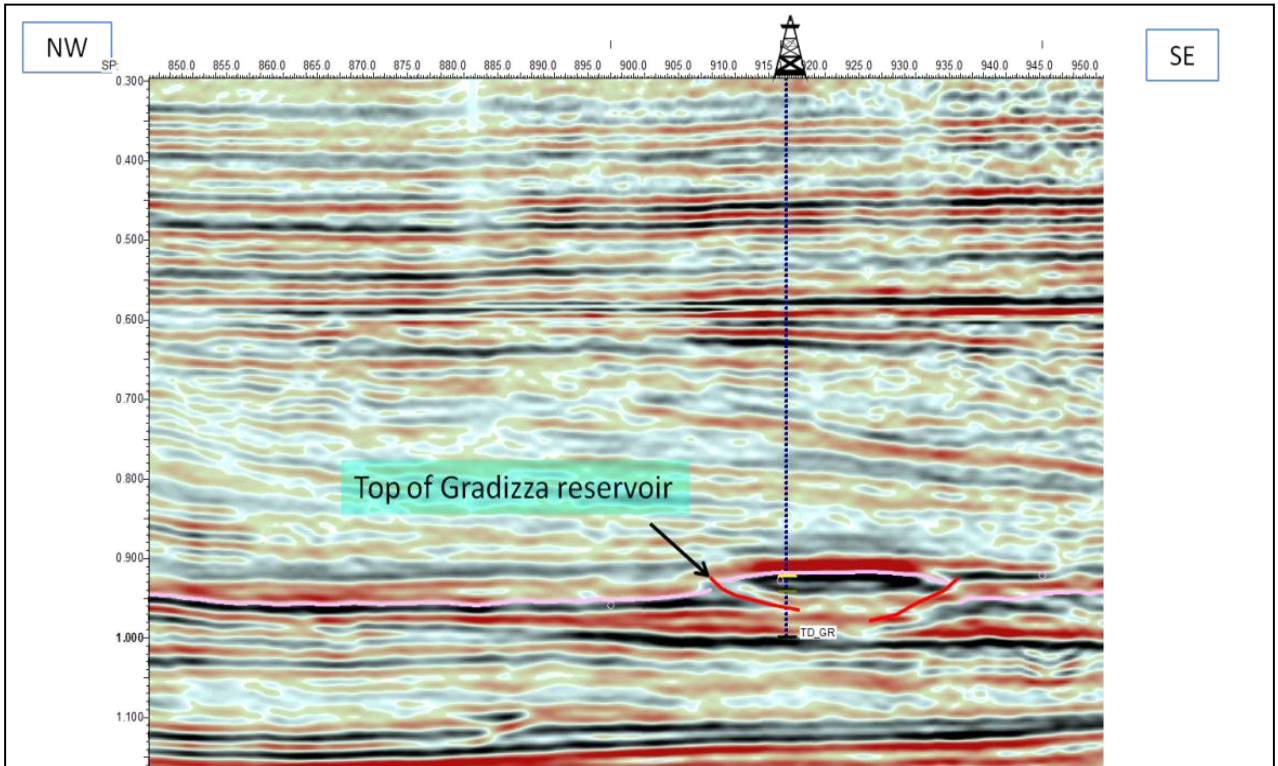


Fig. 9: Linea sismica RO-369-90

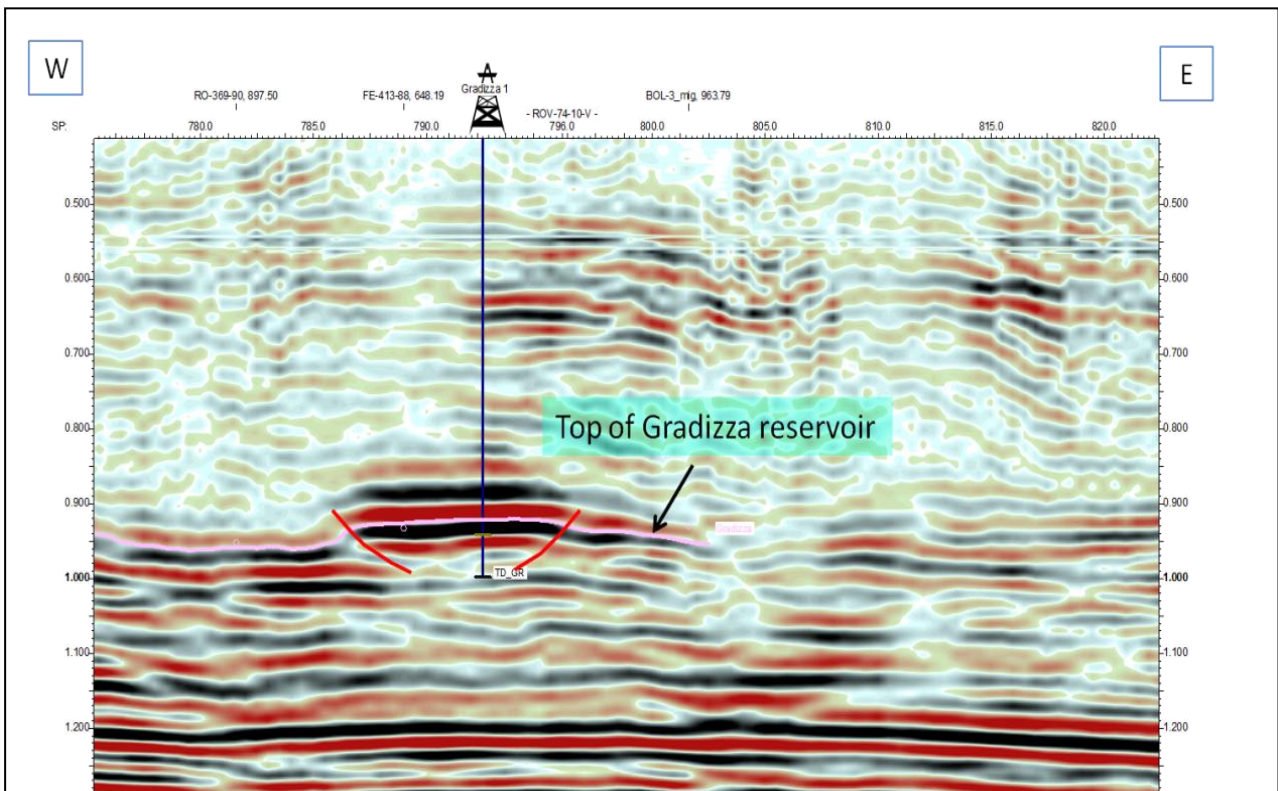


Fig. 10: Linea sismica ROV-74-10

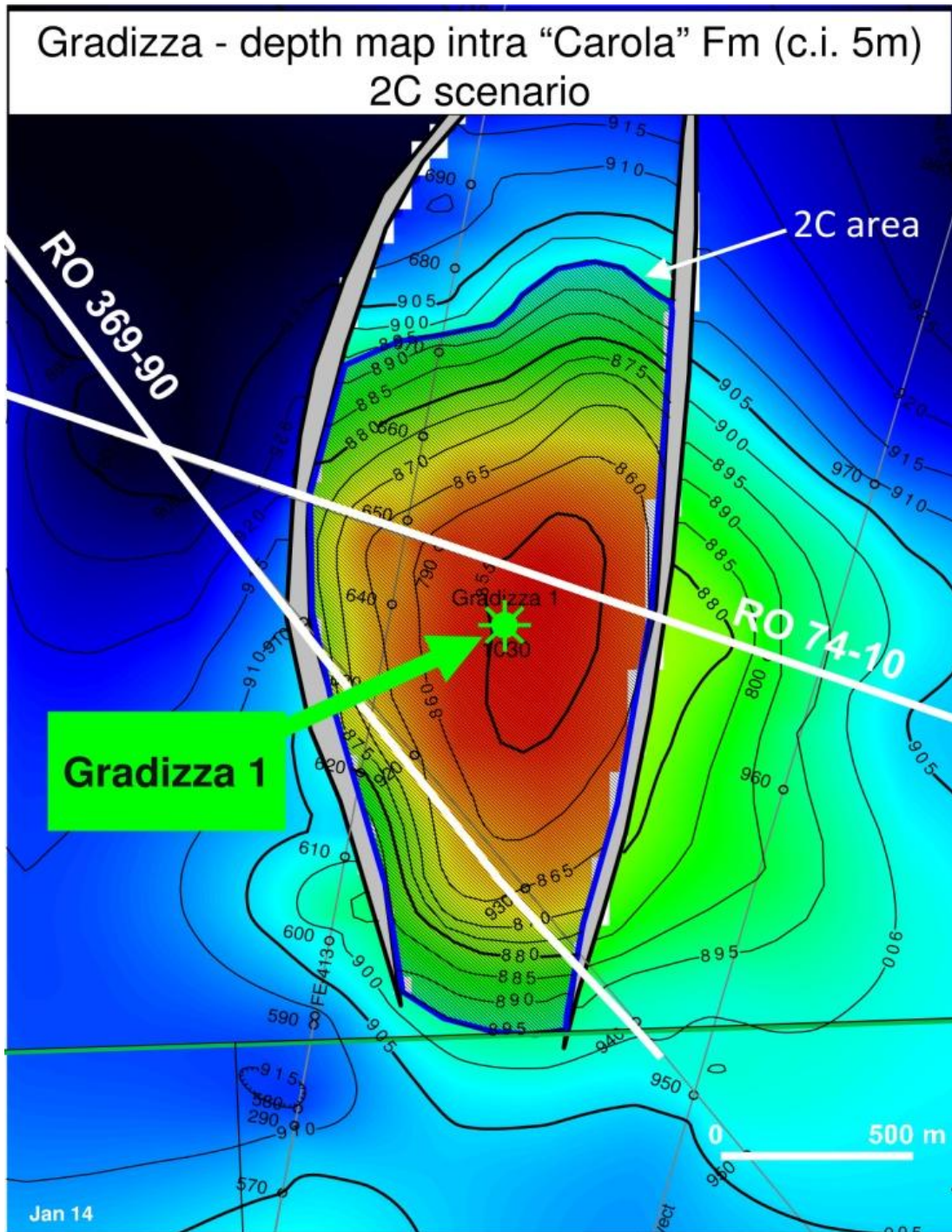


Fig. 11: Mappa in profondità del top del reservoir di Gradizza (intervallo isobate = 5m) VEDI ALLEGATO

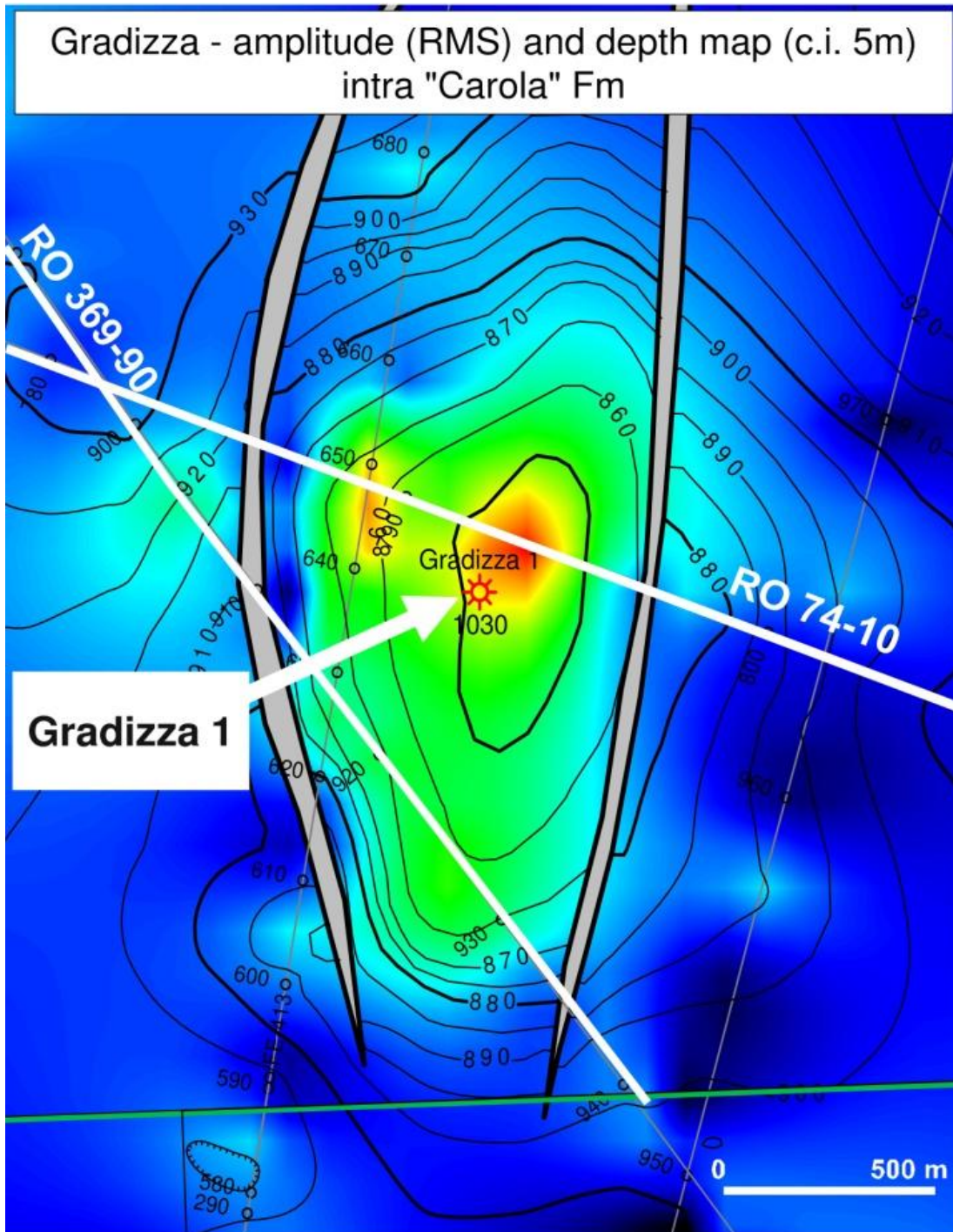


Fig. 12: Mappa ampiezza (RMS) del top reservoir + mappa isobate (intervallo = 5 m)

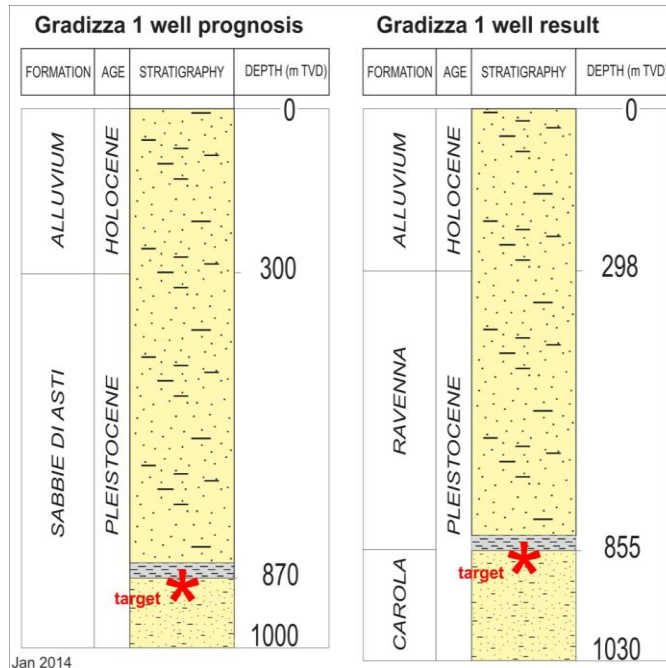


Fig. 13: Cronostratigrafia pozzo Gradizza 1



Fig. 14: Correlazione stratigrafica pozzo Gradizza 1 con i principali pozzi limitrofi (VEDI ALLEGATO IN A3)

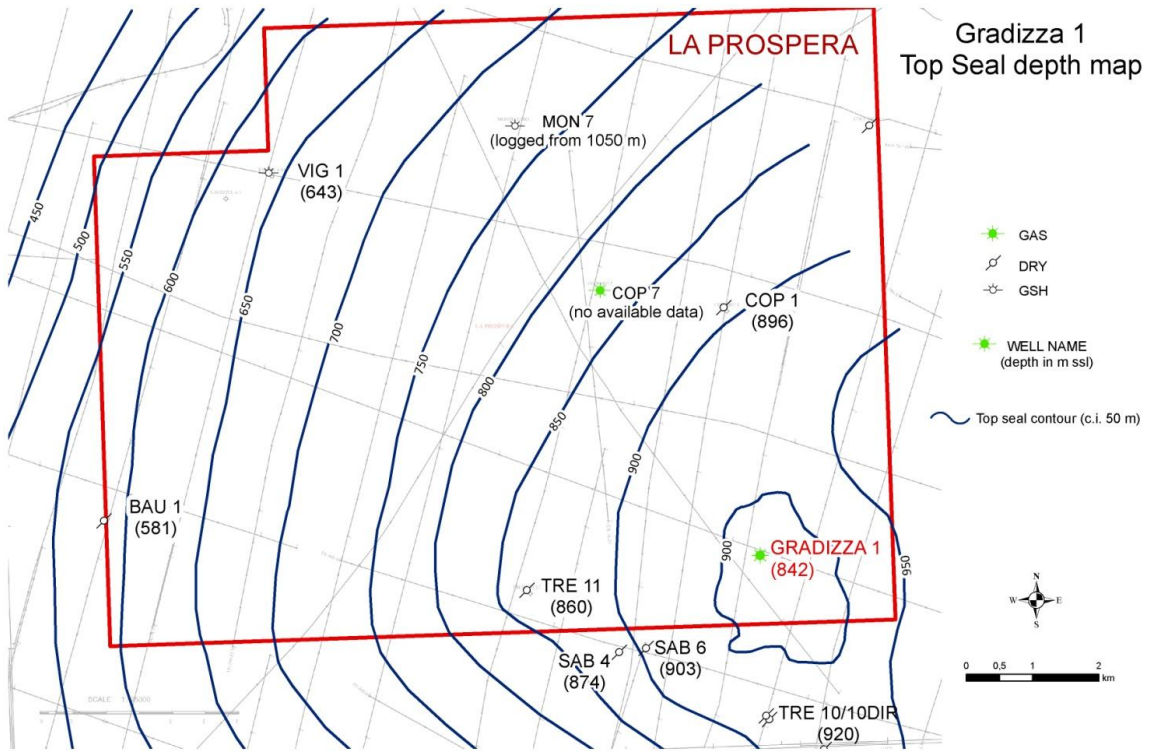


Fig. 15: Mappa del seal argilloso regionale

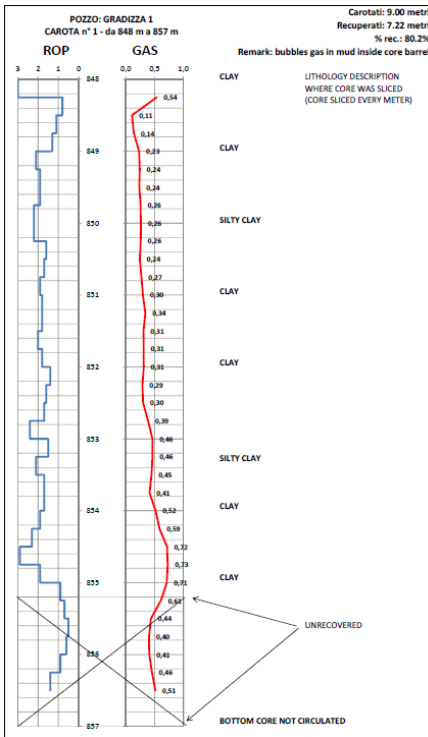


Fig. 16: Velocità di avanzamento e manifestazioni di gas nell'intervallo carotato; immagine del carotiere

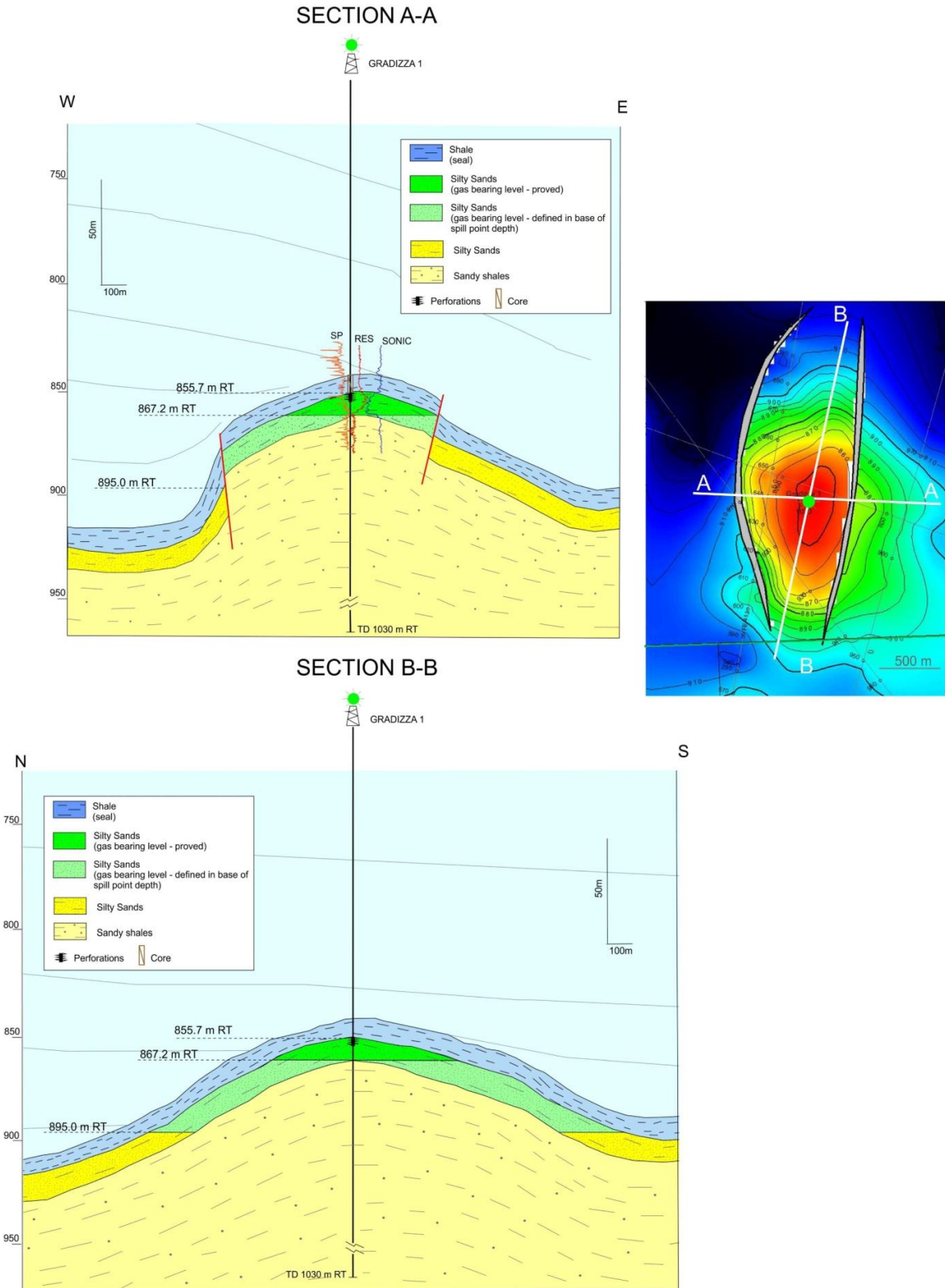


Fig. 17: Sezioni geologiche (la scala verticale è esagerata rispetto a quella orizzontale)

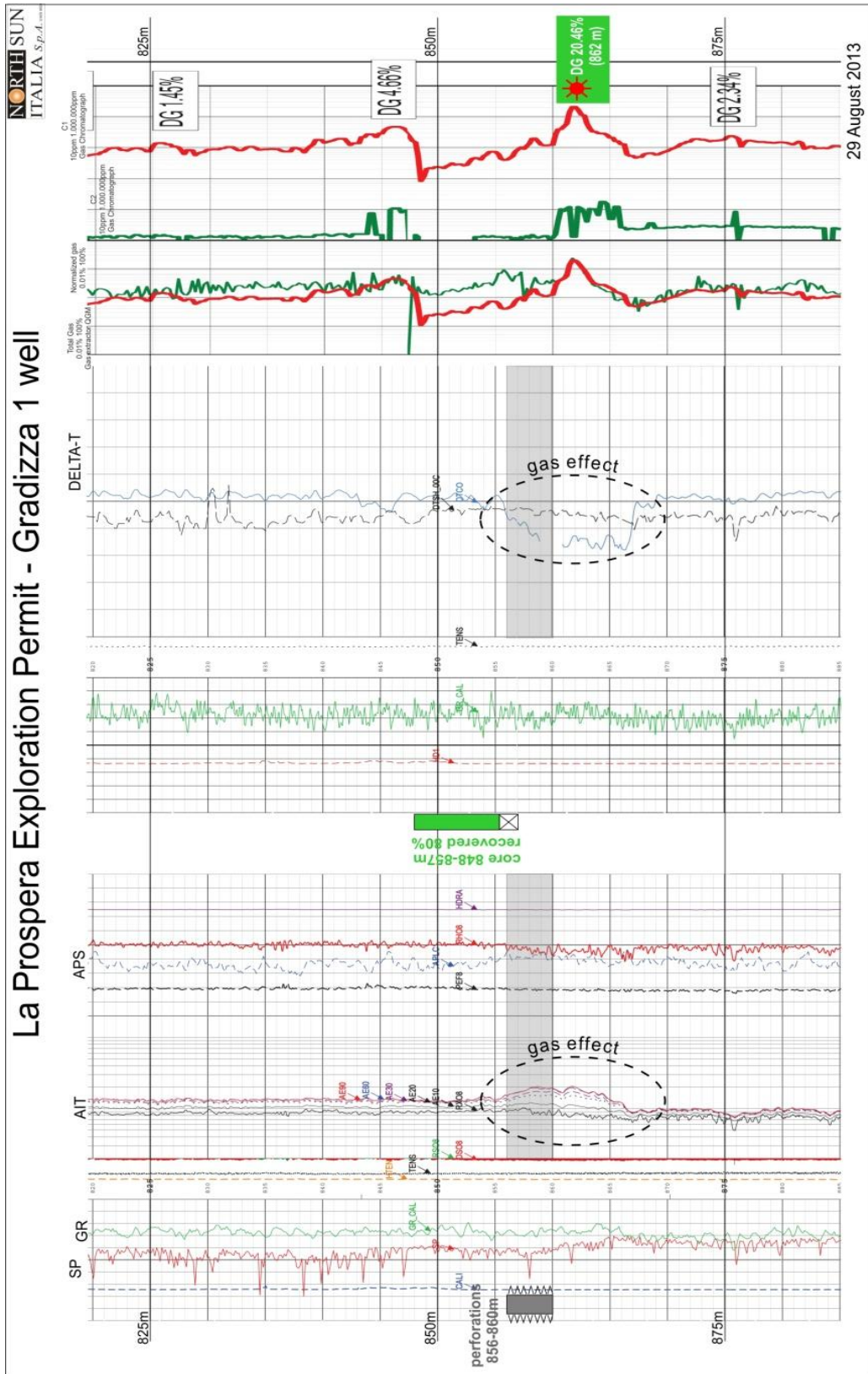


Fig. 18: Correlazione log elettrici e masterlog (VEDI ALLEGATO IN A3)

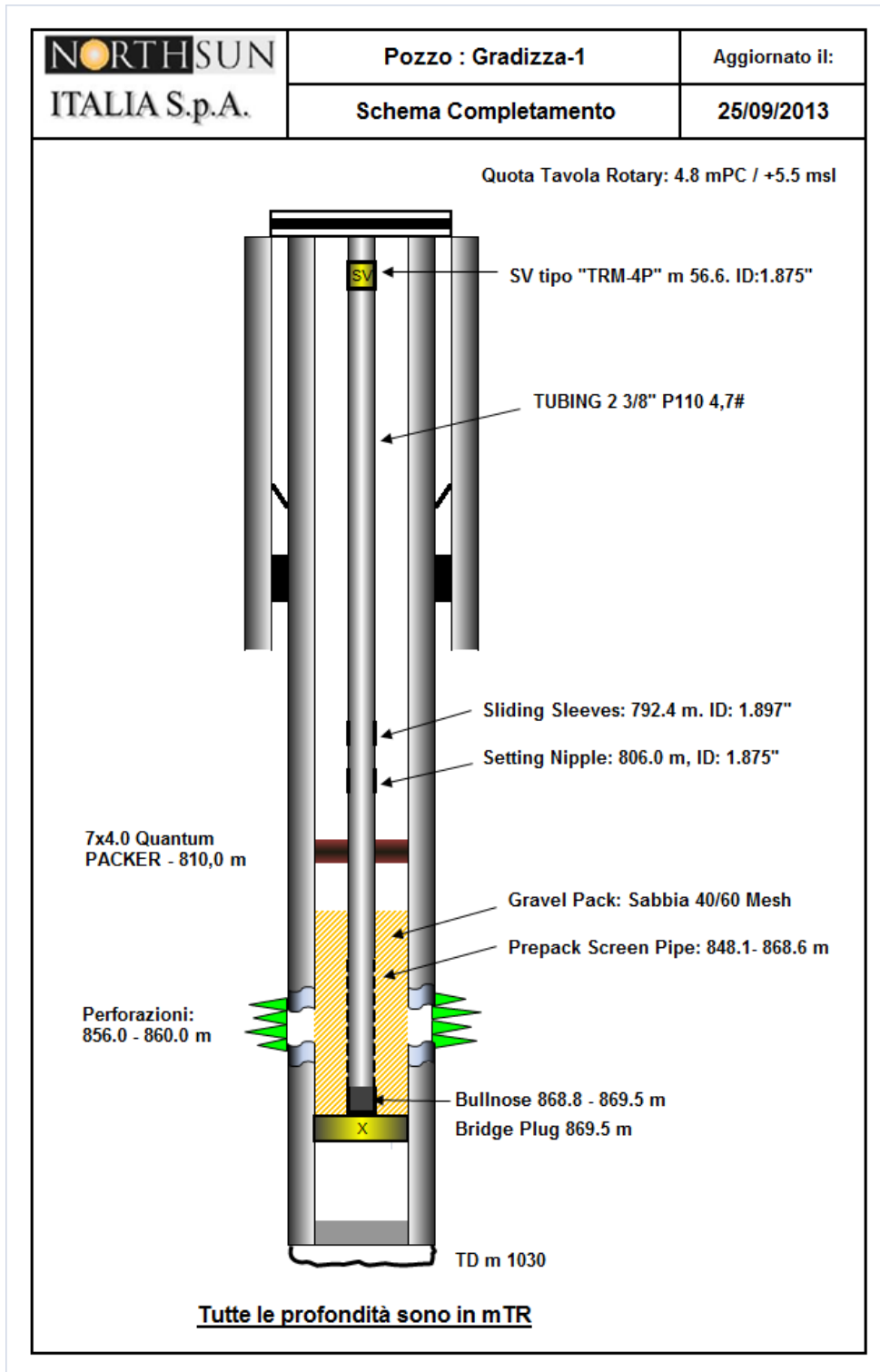


Fig. 19: Schema di completamento pozzo Gradizza 1



Schlumberger		NORTH SUN ITALIA GRADIZZA-1 RIH DRAWING						NORTH SUN						
Well Name	GRADIZZA-1	Field	GRADIZZA	Rig Name	PERAZZOLI DRILLING	Well Type	Development	Revision / Date	Rev 2.0					
Client	NORTH SUN ITALIA	Prepared For		Prepared By	F. OMER / G. TEGHINI	Approved By	A. BIERES	Phone						
Zone MD	Perf. Zone 856 860 4 m	Completion Fluid	Brine with Rust Inhibitor	Deviation	5 m	Max Dogleg	0 deg	0.0 deg/100ft						
Casing Data														
Type	OD	Weight	Grade	ID	Drift ID	Connection	Depth	OD	Weight	Material	Yield Stress	ID	Drift ID	Connection
Casing	7	29	P110	6.184	6.059	BTC	1000	2.375	4.7	P110	110	3.958	3.833	PID
Tubing Data														
Item	Top Depth	Length	OD	ID	Description			Top Thread	Bottom Thread	Part Number	Serial Number			
Upper Completion String														
C1	5.05	0.15	6.094	1.995	Tubing Hanger (BOTTOM HALF)			2-3/8" 4.78 TSH-BLUE BOX	2-3/8" 4.78 TSH-BLUE BOX					
C2	5.20	0.32	2.375	1.995	X-Over 2-3/8" Tenaris Blue Pin x 2-3/8" PID Pin			2-3/8" 4.78 TSH-BLUE PIN	2-3/8" 4.78 PID PIN					
C3	5.52	1.01	2.375	1.995	PUP JOINT 2-3/8" 4.78 PID Box x Pin			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 PID PIN					
C4	6.53	46.26	2.375	1.995	Production Tubing 2-3/8" 4.78 PID Box x Pin (16, 18, 19, 23, 25 Joints)			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 PID PIN					
C5	52.79	2.01	2.750	1.965	PUP JOINT 2-3/8" TSH-PID 4.7 PIN X BOX, L=2000MM, MATERIALE P110, PSL 1			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 PID PIN	PJ04HY2_O_COMP	PN01			
C6	54.80	1.82	2.793	1.960	FLOW COUPLING 2-3/8" TSH-PID 4.7 BOX X PIN, L1800MM, MATERIAL P110, PSL 1, IN ACCORDO ALLA SPEC. API SCT			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 PID PIN	FC04CCBPY-1.8M_OAMP	13-3700/1 PN01			
C7	56.62	1.22	3.566	1.875	2-3/8" TRM-4P, 1.875 X TYPE, 3.640 OD, SK			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 PID PIN	23281-000-8K201	HYS-35			
C8	57.84	1.82	2.793	1.960	FLOW COUPLING 2-3/8" TSH-PID 4.7 BOX X PIN, L1800MM, MATERIAL P110, PSL 1, IN ACCORDO ALLA SPEC. API SCT			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 PID PIN	FC04CCBPY-1.8M_OAMP	13-3700/1 PN02			
C9	59.66	0.50	2.750	1.965	PUP JOINT 2-3/8" TSH-PID 4.7 BOX X PIN, L 500MM, MATERIAL P110, PSL 1, IN ACCORDO ALLA SPEC. API SCT			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 PID PIN	PJ04CCBPY-0.5M_OAMP	13-3700/3 PN01			
C10	60.16	137.71	2.375	1.995	Production Tubing 2-3/8" 4.78 PID Box x Pin (1-15 Joints)			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 PID PIN					
C11	197.87	0.29	2.375	1.995	X-Over 2-3/8" 4.78 PID Box TSH-PID x S-PID-8 PIN x 0.31			2-3/8" 4.78 PID BOX	2-3/8" 4.78 TSH PIN					
C12	198.16	592.19	2.375	1.995	Production Tubing 2-3/8" 4.78 TSHP Box x Pin (1-43 Joints)			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN					
C13	790.35	2.01	2.664	1.940	Pup Joint 2-3/8" 4.78 Pin/Box TSHP			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN					
C14	792.36	1.19	2.668	1.897	SLIDING SLEEVES 2-3/8" X PROFILE 1.875 SLIM VERSION (2.66 OD) OPENING DOWN			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN	8552660187585_BML	855-11-1109-8-07			
C15	793.55	1.23	2.664	1.940	Pup Joint 2-3/8" 4.78 Pin/Box TSHP			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN					
C16	794.78	9.43	2.375	1.995	Production Tubing 2-3/8" 4.78 TSHP Box x Pin (1 Joint from WashPipe)			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN					
C17	804.21	1.82	2.665	1.940	Pup Joint 2-3/8" 4.78 Pin/Box TSHP			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN					
C18	806.03	0.33	2.733	1.887	2-3/8" IN X 1.875 IN CAMCO CAMMUN SETTING NIPPLE 2-3/8" IN SPIN 8 PIN X BOX OD=2.874 IN, ID=1.875 IN, L=17.421 IN			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN	34177-SPID_OAMP	13-3700 PN01			
C19	806.36	1.24	2.665	1.940	Pup Joint 2-3/8" 4.78 Pin/Box TSHP			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN					
C20	807.60	1.80	2.375	1.995	Pup Joint 2-3/8" 4.78 Pin/Box TSHP			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	2-3/8" 4.78 TSHP PIN					
C21	809.40	0.29	5.000	1.995	XD 2-3/8" TSHP Box x 4" NUE			2-3/8" 4.78 TSHP BOX	4" 5.58 NUE PIN					
C22	809.69	0.30	5.300	3.030	4.000 X 3.020, SNAP LATCH LOCATOR, 4130/4140 (80), NITRILE BONDED, 4 (9.5) NUE BOX X 3.625-8 STUB ACME PIN (TOP)			4" 5.58 NUE BOX	3.625-8 STUB ACME PIN	44105-A00-00001	E12P-1857			
C22	809.99	0.28	5.300	3.030	4.000 X 3.020, SNAP LATCH LOCATOR, 4130/4140 (80), NITRILE BONDED, 4 (9.5) NUE BOX X 3.625-8 STUB ACME PIN (BOTTOM)			4" 5.58 NUE BOX	3.625-8 STUB ACME PIN	44105-A00-00001	E12P-1857			
C23	810.27	0.46	3.992	3.030	4.000 X 3.030 X 18, SEAL SUB, QUANTUM SEAL COMPONENT, 4130/4140 (80)			3.625-8 STUB ACME BOX	3.625-8 STUB ACME PIN	44302-001-00001	CT1039382-3-3			
C24	810.73	0.46	3.992	3.030	4.000 X 3.030 X 18, SEAL SUB, QUANTUM SEAL COMPONENT, 4130/4140 (80)			3.625-8 STUB ACME BOX	3.625-8 STUB ACME PIN	44302-001-00001	CT1039382-3-12			
C25	811.19	0.46	3.992	3.030	4.000 X 3.030 X 18, SEAL SUB, QUANTUM SEAL COMPONENT, 4130/4140 (80)			3.625-8 STUB ACME BOX	3.625-8 STUB ACME PIN	44302-001-00001	CT1039382-3-17			
C26	811.64	0.46	3.992	3.030	4.000 X 3.030 X 18, SEAL SUB, QUANTUM SEAL COMPONENT, 4130/4140 (80)			3.625-8 STUB ACME BOX	3.625-8 STUB ACME PIN	44302-001-00001	EDM00173-8-1/05-1			
C27	812.10	0.46	3.992	3.030	4.000 X 3.030 X 18, SEAL SUB, QUANTUM SEAL COMPONENT, 4130/4140 (80)			3.625-8 STUB ACME BOX	3.625-8 STUB ACME PIN	44302-001-00001	EDM00173-8-1/05-2			
C28	812.56	0.46	3.992	3.030	4.000 X 3.030 X 18, SEAL SUB, QUANTUM SEAL COMPONENT, 4130/4140 (80)			3.625-8 STUB ACME BOX	3.625-8 STUB ACME PIN	44302-001-00001	EDM00173-8-1/05-4			
C29	813.02	0.70	3.958	3.020	4.000 X 3.035 SELF ALIGNING GUIDE SHOE WITH INNER SLEEVE, 4140 (80), 17-7, 3.625-8 STUB ACME BOX			3.625-8 STUB ACME BOX	NA	44105-A00-00001	E12P-1857			
	813.71				End Of Assembly									
Sandface Completion String														
H1	809.99	1.54	5.997	4.000	7 X 4.000 QUANTUM (26-29), 4130/4140 (80), 4140 (125), NITRILE (90), 4.937-4 STUB ACME			5-1/4 4.00 LHS BOX	6-3/8 6.00 STUB ACME PIN	44016-000-00004	E12P-0513			
H2	811.29	5.68	5.700	4.000	7, 7-5/8 X 4.000 QUANTUM EXTENSION, HIGH HATS, CHECK VALVE INDICATING, FLOATER, 4140 (110), NET			6-3/8" 6.00 STUB ACME BOX	6-5/8" 32.00 LTC PIN	100440478	N125C315			
H3	816.97	0.72	5.623	3.480	7, 7-5/8 SAFETY SHEAR SUB, 4130/4140 (80), NITRILE, 5 (21.4) LTC BOX X 4 (9.5) NUE PIN			5" 21.48 LTC BOX	4" 5.58 NUE PIN	44425-000-00016	RACSC-0156			
H4	817.69	3.30	4.800	3.548	BLANK PIPE FILETTATO 4 NU BOX X PIN, CENTRALIZZATI AL CENTRO (OD=5,90)			4" 5.58 NUE BOX	4" 5.58 NUE PIN	BP07AEPY3_O_COMP	PN1			
H5	820.99	9.03	4.800	3.548	BLANK PIPE FILETTATO 4 NU BOX X PIN, CENTRALIZZATI AL CENTRO (OD=5,90)			4" 5.58 NUE BOX	4" 5.58 NUE PIN	BP07AEPY3_O_COMP	PN1			
H6	830.02	9.03	4.800	3.548	BLANK PIPE FILETTATO 4 NU BOX X PIN, CENTRALIZZATI AL CENTRO (OD=5,90)			4" 5.58 NUE BOX	4" 5.58 NUE PIN	BP07AEPY3_O_COMP	PN1			
H7	839.05	9.05	4.800	3.548	BLANK PIPE FILETTATO 4 NU BOX X PIN, CENTRALIZZATI AL CENTRO (OD=5,90)			4" 5.58 NUE BOX	4" 5.58 NUE PIN	BP07AEPY3_O_COMP	PN3			
H8	848.10	6.65	4.800	3.450	4.00 PREPACK 9.2L8/FT L80, 316L 90L X 90L BGA, 30/50 CARBO CERAMIC, 10FT JT, NUE BXP			4" 5.58 NUE BOX	4" 5.58 NUE PIN	101067606_CPL	P7393-2A-1013			
H9	854.75	6.67	4.800	3.450	4.00 PREPACK 9.2L8/FT L80, 316L 90L X 90L BGA, 30/50 CARBO CERAMIC, 20FT JT, NUE BXP			4" 5.58 NUE BOX	4" 5.58 NUE PIN	101067603_CPL	P7393-1A-1005			
H10	861.42	3.73	4.800	3.450	4.00 PREPACK 9.2L8/FT L80, 316L 90L X 90L BGA, 30/50 CARBO CERAMIC, 10FT JT, NUE BXP			4" 5.58 NUE BOX	4" 5.58 NUE PIN	101067603_CPL	P7393-1A-1018			
H11	865.15	3.68	4.800	3.450	4.00 PREPACK 9.2L8/FT L80, 316L 90L X 90L BGA, 30/50 CARBO CERAMIC, 10FT JT, NUE BXP			4" 5.58 NUE BOX	4" 5.58 NUE PIN	101067606_CPL	P7393-2A-1014			
H12	868.83	0.17	4.800	0.000	4" NUE BULL PULG			4" 5.58 NUE BOX	NA					
	869.00			0.50 m	End Of Assembly									
					Bridge Plug									
G1	869.50	0.60	5.687	0.000	RETAINER,MMH,S,68700,SLEEVE VALVE,7.17-0-35.0,MECHANICAL SET,350 DEG F			NA	NA	620568502_MAP	W118418-001-1			
	870.10				End Of Assembly									

Fig. 20: Dettaglio di completamento zona di produzione pozzo Gradizza 1 (VEDI ALLEGATO IN A3)

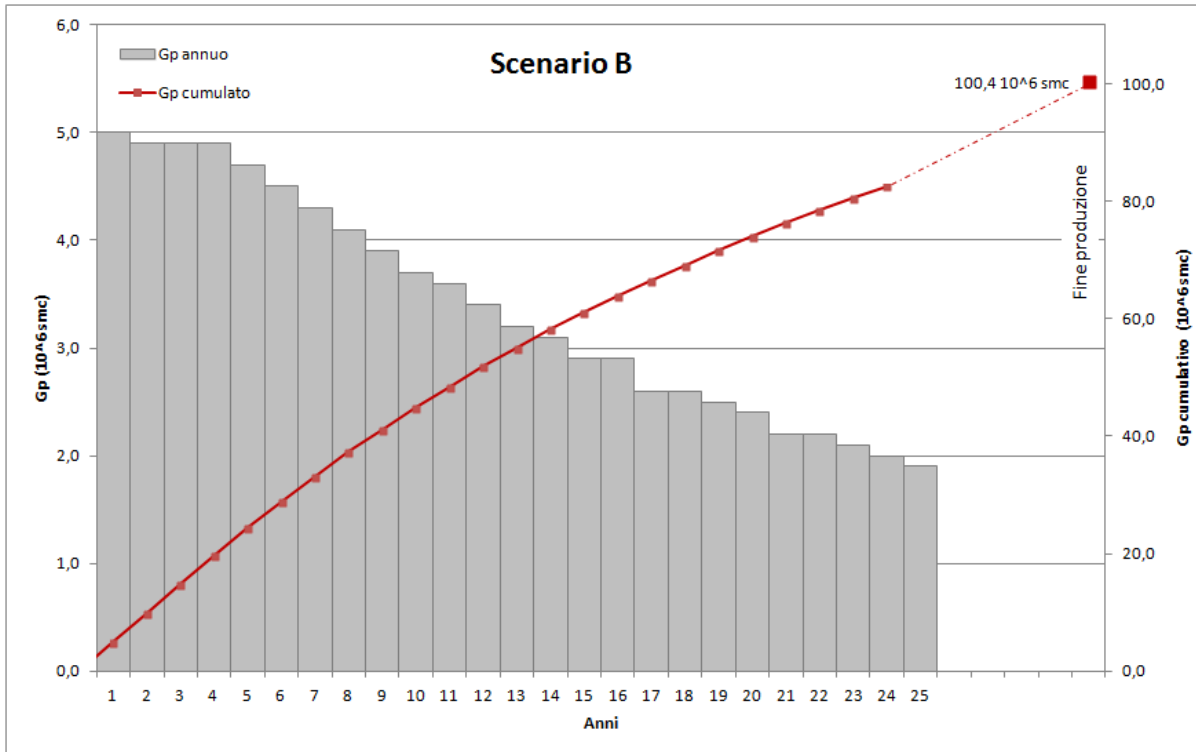
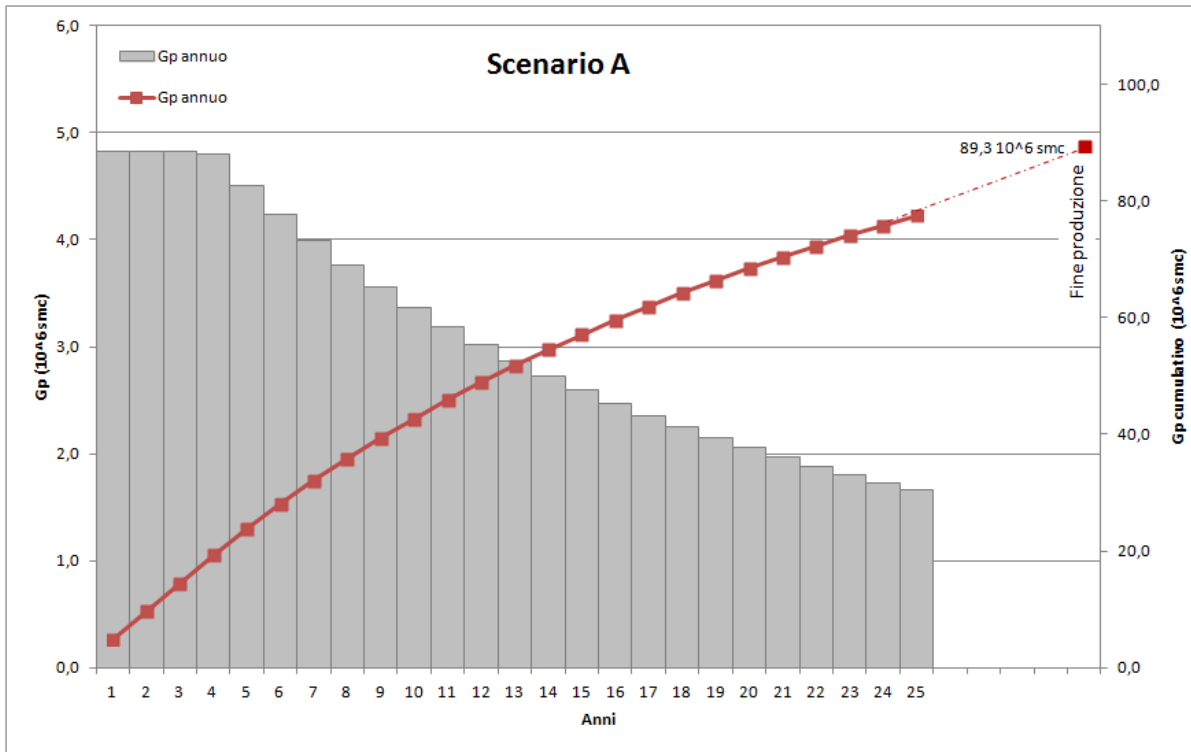


Figura 21 : Previsioni di produzione per i due scenari

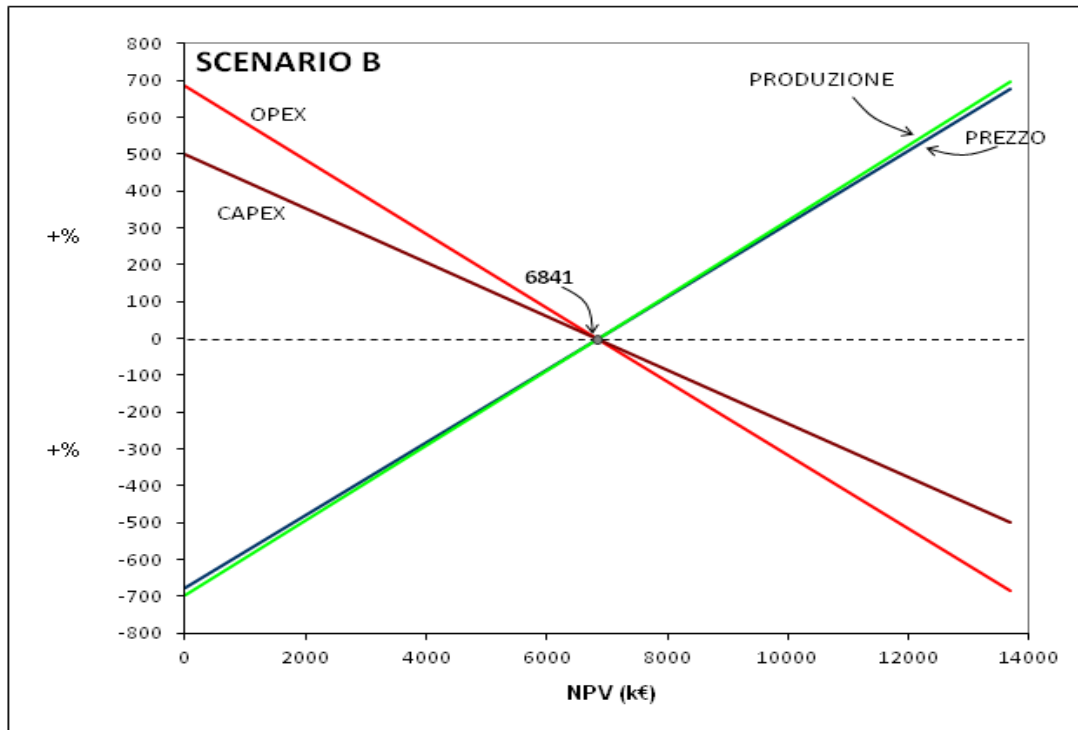
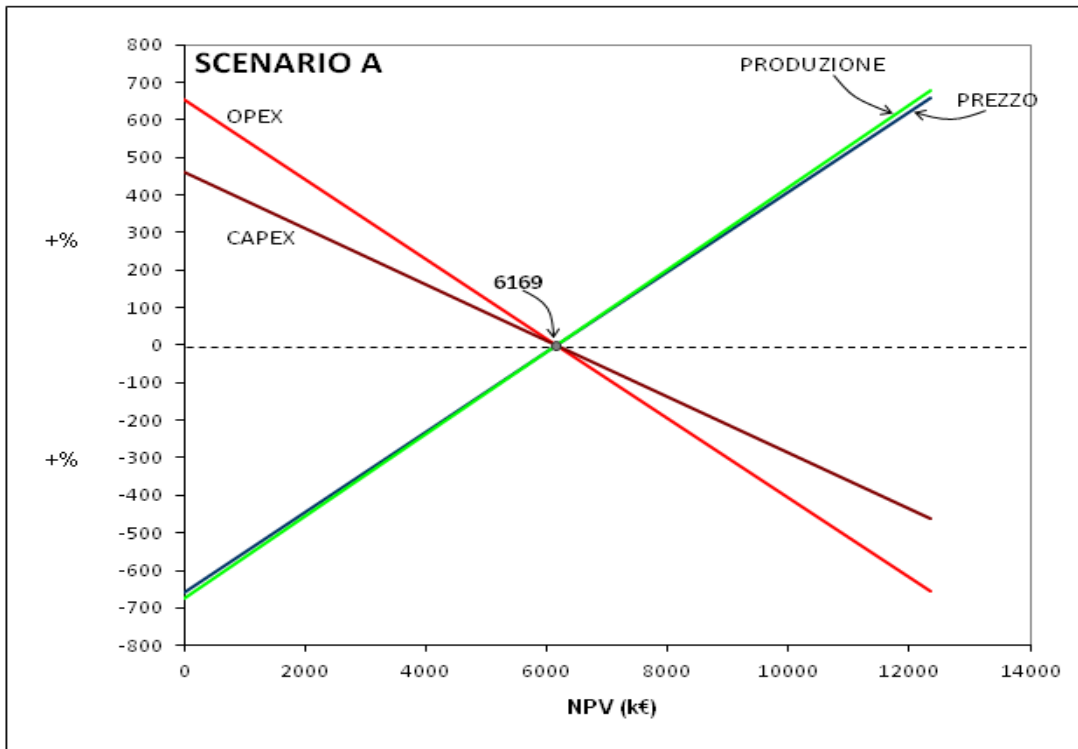


Figura 22: Grafici di sensibilità economica del progetto