



## “CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE IDROCARBURI S.ALBERTO”

OPERE PER LA MESSA IN PRODUZIONE DEL GIACIMENTO S.ALBERTO

COMUNE DI S. PIETRO IN CASALE- PROVINCIA DI BOLOGNA (BO)



**1**

### PROGETTO DEFINITIVO

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

**1B**

### Relazione Tecnica Istanza di Concessione di Coltivazione

**POVALLEY OPERATIONS** pty ltd

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)



**Rapporto Integrativo  
all'Istanza di Concessione di Coltivazione  
denominata**

**SANT'ALBERTO**

**derivante dal Permesso di Ricerca SAN VINCENZO  
(PVO 67,5% Op.; NSI 32,5%)**

1a	Marzo 2012	GDeRosa DCavicchia PPoncia	GBertuzzi FBenelli	PVecchia DBalistreri
<b>REVISIONE</b>	<b>DATA</b>	<b>PREPARATO</b>	<b>CONTROLLATO</b>	<b>RESPONSABILE</b>

## INDICE

### **1. INTRODUZIONE**

- 1.1. Premessa
- 1.2. Dataset
- 1.3. Scopo del lavoro
- 1.4. Principali risultati

### **2. GEOLOGIA**

- 2.1. Inquadramento
- 2.2. Attività pregressa
- 2.3. Trappola e reservoir
- 2.4. Acquisizione sismica e processing (2011)
- 2.5. Interpretazione sismica (2011)
- 2.6. Confronto con i dati pre-esistenti

### **3. INGEGNERIA DI GIACIMENTO**

- 3.1. Modello statico
- 3.2. Storia produttiva del campo di San Pietro in Casale (Blocco 5)
- 3.3. Modello dinamico
- 3.4. History match
- 3.5. Simulazione delle prove condotte sul pozzo SM1d
- 3.6. GOIP e GIP
- 3.7. Previsioni di produzione e riserve

### **4. IPOTESI DI SVILUPPO**

- 4.1. Facilities di produzione
- 4.2. Nuovo pozzo di sviluppo
- 4.3. Pianificazione del progetto di sviluppo

### **5. COLTIVAZIONE DEL CAMPO**

- 5.1. Esercizio
- 5.2. Abbandoni

### **6. VALUTAZIONE ECONOMICA DEL PROGETTO**

## FIGURE

- Fig. 1: Inquadramento geografico dell'area del Permesso di Ricerca San Vincenzo  
Fig. 2: Inquadramento geologico dell'area del Permesso di Ricerca San Vincenzo  
Fig. 3: Rapporti stratigrafici del sottosuolo della Pianura Padana  
Fig. 4: Mappa strutturale del giacimento di San Pietro in Casale, AGIP ('60)  
Fig. 5: Copertura sismica progressa (104km) e pozzi perforati (SPC 1-22, Poggetto 1) nell'area del Permesso San Vincenzo  
Fig. 6: Isobate orizzonte PL1-H (da "SAN VINCENZO" - Remaining Potentiality Evaluation, EcoPetro 2002)  
Fig. 7: Mappa strutturale Edison 2006 (Blocco 5) con evidenziato il grid sismico AGIP/ENI e il grid sismico Po Valley Op. 2011  
Fig. 8: Programma sismico 2D acquisito da Po Valley Op. nel 2011 (linee viola)  
Fig. 9: Vibroseis durante la fase di acquisizione  
Fig. 10: Linee sismiche migrate PV-05SV11, PV-01SV11 + composite line PV-07+01SV11  
Fig. 11: Mappa strutturale Po Valley Op. 2011 (Blocco 5), con evidenziate le linee acquisite durante la campagna sismica del 2011  
Fig. 12: Mappa Po Valley Op. 2011 (Blocco 5), con evidenziate le due culminazioni strutturali A e B  
Fig. 13: Fattore di volume e viscosità del gas  
Fig. 14: Ricostruzione della produzione storica cumulativa del livello PL1-H (SPC-1, 4,8,9)  
Fig. 15: Schema dei layers produttivi  
Fig. 16: Stralcio del log del SM1d con evidenziati i livelli testati e la tavola d'acqua  
Fig. 17: Risultato della simulazione della pressione statica di reservoir  
Fig. 18: Rappresentazione 3D della simulazione della risalita del GWC  
Fig. 19: Schema di completamento del pozzo SM1d  
Fig. 20: Grafico della produzione per i tre scenari di coltivazione ipotizzati  
Fig. 21: Grafico della produzione di acqua per i tre scenari di coltivazione ipotizzati  
Fig. 22: Schema a blocchi di processo, Centrale Santa Maddalena  
Fig. 23: Pianificazione del progetto di sviluppo  
Fig. 24: Calcoli di sensibilità

## TABELLE

- Tab. 1: Composizione media del gas dei campioni prelevati durante i test di produzione del SM1d  
Tab. 2: Parametri petrofisici del livello PL1-H  
Tab. 3: Valori del GOIP statico e dinamico  
Tab. 4: Profili di produzione per i tre scenari di coltivazione ipotizzati  
Tab. 5: Valutazione economica "Scenario C"  
Tab. 6: Sensibilità dei parametri economici al variare del prezzo del gas

## 1. INTRODUZIONE

### 1.1 Premessa

Il Permesso di Ricerca San Vincenzo è stato conferito con D.M. del 19 febbraio 2001 alla NorthSun Italia (r.u.) e Petroz Italy;

Nel 2004 la nuova JV formata da Edison (r.u.), NorthSun Italia e Po Valley Op. (ex Petroz Italy) ha perforato il pozzo S.Maddalena-1 (SM1) e il suo deviato S.Maddalena-1dir (SM1d).

*Successivamente:*

- **4 luglio 2006:** l'operatore Edison presenta Istanza di Concessione di Coltivazione S.Alberto;
- **15 gennaio 2007:** Edison presenta Istanza di Prima Proroga triennale del permesso di ricerca S.Vincenzo;
- **19 febbraio 2007:** scadono i sei anni di vigenza del primo periodo del titolo esplorativo;
- **ottobre 2007:** il Ministero inoltra all'Operatore due note relative alle due Istanze summenzionate, i cui dettagli sono di seguito specificati;
- **28 novembre 2007:** l'Operatore presenta Istanza di sospensione del decorso temporale dell'istruttoria;
- **3 luglio 2008:** il Ministero rigetta la suddetta istanza in quanto non risultavano "imposizioni di particolari adempimenti da parte di Amministrazioni tali da comportare la sospensione delle attività di ricerca";
- **4 luglio 2008:** la JV presenta Istanza di trasferimento del 50% e della titolarità da Edison a PoValley Op.;
- **4 settembre 2008:** il Ministero comunica l'autorizzazione preventiva al suddetto trasferimento;
- con **DM 17 dicembre 2008**, a decorrere dal 29 ottobre 2008 la quota di titolarità e la rappresentanza unica sono stati trasferiti e intestati alla scrivente società;
- **18 febbraio 2009:** Po Valley Op. presenta un nuovo Programma dei Lavori per l'ottenimento della prima proroga;
- **8 gennaio 2010:** il Ministero decreta il conferimento della prima proroga triennale del Permesso di Ricerca;
- **9 febbraio 2010:** l'Operatore Po Valley Op. presenta Istanza di seconda proroga del Permesso di Ricerca;
- **11 gennaio 2011:** viene conferita la seconda proroga del Permesso di Ricerca;

- **febbraio-marzo 2011:** la Po Valley Op. realizzata una campagna di acquisizione sismica 2D a vibratori, i cui dettagli vengono descritti più avanti, come da programma dei lavori approvato.

Attualmente (Marzo 2012) lo stato amministrativo del Permesso di Ricerca San Vincenzo è il seguente:

Permesso di Ricerca San Vincenzo	
Quote di titolarità	Po Valley Op. (r.u.) 67.5% - NorthSun Italia 32.5%
Regione	Emilia Romagna
Provincia	Bologna
Vigenza	secondo periodo di proroga triennale (scadenza febbraio 2013)
Superficie	58.7 kmq

## 1.2 Dataset

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

- **2002** - "SAN VINCENZO" - Remaining Potentiality Evaluation, EcoPetrol;
- **2002** - "SAN VINCENZO" - Static & Dynamic Reservoir Study, EcoPetrol;
- **2004** - "SAN VINCENZO" - Reservoir Study after S.Maddalena-1 and 1dir wells (Block 5), EcoPetrol;
- **2005** - "SANTA MADDALENA" Production Concession Application – Proposal for a Technical Report;
- **2007** - "SAN VINCENZO" aggiornamento, EcoPetrol;
- **2010** - Interpretazione Prove S.Maddalena-1dir & Studio di giacimento 3D, Studio Ingegneria Mineraria (SIM);
- **2011** – Rilievo sismico 2D (Vibroseis), 30.6 km;
- **2011** – Interpretazione sismica 2D, campagna PVO-SV11;
- **2012** – Santa Maddalena field; Static and Dynamic Reservoir Study, DREAM.

Inoltre, sono stati analizzati e revisionati i seguenti documenti realizzati dal precedente Operatore Edison:

A) Prove di Produzione

- . **14/09/2004** - Pressure & Temperature survey report S.Maddalena-1dir;
- . **07/04/2005** - Pressure & Temperature survey report S.Maddalena-1dir;
- . **15-28/11/2005** "S.Maddalena-1dir" Production Tests n°3.

B) Rapporti

- . **Asid/Tecn/Giac December 2005** - PT3 Interpretation Report;
- . **luglio 2006** – Relazione tecnica e programma dei lavori allegati all'Istanza di Concessione di Coltivazione S. Alberto;
- . **gennaio 2007** - Relazione tecnica e programma dei lavori allegati all'Istanza di Prima Proroga triennale del Permesso di Ricerca S. Vincenzo.

### 1.3 Scopo del Lavoro

Nell'ottobre 2007, a seguito dell'Istanza di Concessione di Coltivazione S. Alberto e dell'Istanza di prima proroga triennale del Permesso di Ricerca S. Vincenzo presentate dall'Operatore, Edison, il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato allo stesso Operatore due note che evidenziano quanto segue:

1. **SANT'ALBERTO:** *“la sezione UNMIG di Bologna evidenzia la difficoltà di effettuare, sulla base dei dati di prova al pozzo S.Maddalena-1dir e presentati a corredo dell'Istanza di Concessione di Coltivazione, una precisa valutazione delle riserve producibili e dell'economicità del progetto di coltivazione. In conseguenza di ciò, al fine di effettuare una analisi dettagliata dell'Istanza di Concessione di Coltivazione, l'UNMIG richiede all'Operatore di integrare l'Istanza di Concessione con una migliore definizione dei parametri di giacimento, con profili di produzione e relativa analisi economica possibilmente a valle di una ulteriore attività esplorativa”.*
2. **SAN VINCENZO:** *“la sezione UNMIG di Bologna esprime parere favorevole all'accoglimento dell'Istanza di Prima Proroga Triennale del Permesso di Ricerca. Inoltre, lo stesso ufficio chiede di includere la perforazione del pozzo S.Maddalena-2 (programmato come pozzo di sviluppo nell'Istanza di Concessione S. Alberto) come pozzo d'obbligo nel periodo di prima proroga, al fine di meglio definire le potenzialità della concessione stessa”.*

Nell'ottica di non perdere l'opportunità di sviluppare una risorsa di idrocarburi che può comunque rivestire importanza commerciale, Po Valley Op. ha eseguito un'attenta rivalutazione e rimodellizzazione dei dati a disposizione, integrati con l'interpretazione della sismica di recente acquisizione (2011).

**Scopo della presente relazione è illustrare i nuovi dati derivanti da:**

- **interpretazione di 30,6 km di sismica 2D acquisita a vibratori nel Febbraio 2011 nella porzione denominata "Blocco 5" del giacimento di San Pietro in Casale, oggetto dell'Istanza di Concessione S. Alberto;**
- **rivalutazione statica e dinamica della parte di giacimento relativa al Blocco 5, inclusi i dati dei pozzi perforati nella precedente campagna di sviluppo (San Pietro in Casale) e quelli derivanti dai pozzi perforati in regime di Permesso San Vincenzo (SM1 e SM1d);**
- **valutazione di dettaglio dell'economicità del progetto, che giustifica la messa in produzione del giacimento dal pozzo esistente SM1d, completato in singolo con doppio selettivo sui livelli PL1-H1, H2 e PL2-C.**

La tabella seguente fornisce un confronto fra i dati relativi alla relazione allegata all'Istanza di Concessione (Edison 2006) ed i risultati ottenuti a tutt'oggi da Po Valley Op.

Si ribadisce che le principali differenze sono associate alle novità in termini di rivalutazione dei dati esistenti integrati con i nuovi dati sismici acquisiti durante la campagna di febbraio-marzo 2011 e con quelli derivanti dallo studio di reservoir statico e dinamico effettuato da DREAM\* (febbraio 2012). \* Dedicated Reservoir Engineering And Management - Spin-off del Politecnico di Torino.

	Istanza Concessione S.Alberto (luglio 2006)	Presente relazione (Marzo 2012)
<b>Studi</b>		
Studi di reservoir	-	<b>Nuovo studio di interpretazione prove di produzione pozzo S.Maddalena-1dir + Studio di reservoir statico e dinamico</b>
Database sismico e Mapping	Mappe derivanti dai soli dati di pozzo	<b>Mappe derivate dall'interpretazione della nuova sismica tarata con i dati di pozzo</b>
<b>Parametri petrofisici</b>		
Porosità %	26-30%	<b>26%</b>

	Istanza Concessione S.Alberto (luglio 2006)	Presente relazione (Marzo 2012)
Permeabilità mD	13-1350mD (30mD valore medio)	<b>Zona A: 250-350mD ; Zona B: 80mD</b>
Saturazione acqua %	25-35%	<b>30%</b>
<b>Parametri volumetrici</b>		
GOIP	350 milioni di stm3	<b>382.6 milioni di stm3</b>
GIP (gas libero al 2004)	?	<b>88.5 milioni di stm3 (Zona A)</b>
Riserve Residue Recuperabili	46 milioni di stm3	<b>49.8 milioni di stm3 (Zona A, Scenario C)</b>
Depletamento	SI, imputabile a drastica diminuzione di K lontano dal pozzo	<b>NO</b>
<b>Parametri economici</b>		
NPV	318.000 €	<b>5.735.000 €</b>
IRR	14.1%	<b>75%</b>
NPV/CAPEX	0.15	<b>3.59</b>

#### 1.4 Principali risultati

- Lo studio statico e dinamico di reservoir più recente ha portato alla definizione di Riserve Residue per 49.8 milioni di stm<sup>3</sup> producibili dal solo pozzo SM1d in circa 14 anni;
- La valutazione economica eseguita conferma l'economicità della messa in produzione del solo pozzo SM1d (NPV 5.735.000 €; IRR 75%; NPV/CAPEX 3.59);
- L'esecuzione di un secondo pozzo nella porzione orientale del Blocco 5 potrebbe risultare giustificata solo dopo un periodo significativo di produzione a regime dal pozzo SM1d che permetterà di affinare il modello dinamico.

Durante tale periodo sarà inoltre possibile definire meglio il modello strutturale di dettaglio derivante da una reinterpretazione della sismica acquisita da Po Valley nel 2011, integrata con dati riprocessati della sismica ENI preesistente.

## 2. GEOLOGIA

### 2.1 Inquadramento

L'area in istanza ricade nel dominio strutturale della "Dorsale Ferrarese-Romagnola" costituita da un sistema di pieghe sviluppate secondo una struttura ad arco delimitata esternamente da faglie inverse e overthrust i quali separano le pieghe dalla monoclinale Pedalpina (Fig. 2).

La "Dorsale Ferrarese-Romagnola" fino a tutto il Miocene costituiva l'Avampaese Padano; si può ipotizzare che fino al Tortoniano il suo asse si sviluppasse lungo l'allineamento Ferrara-Casaglia, limite paleogeografico che divideva l'avampaese a nord-est e l'avanfossa a sud-ovest.

Nell'avanfossa prevaleva la sedimentazione di termini argillosi e, a partire dal Langhiano (Miocene medio) fino al Tortoniano (Miocene superiore), in concomitanza con i primi sovrascorrimenti appenninici, i termini argilloso-marnosi di ambiente bacinale profondo vengono progressivamente sostituiti da sequenze torbiditiche; quest'ultime caratterizzate da intercalazioni cicliche di marne e arenarie (formazione Marnoso-Arenacea) provenienti dal disfacimento sia della catena alpina che dalle prime strutture appenniniche.

Alla fine del Tortoniano l'orogenesi appenninica coinvolge il dominio della Marnoso-Arenacea su cui erano già in parte sovrascorse le Unità Liguridi di pertinenza alpina.

Immediatamente a nord-est del fronte appenninico tortoniano si impostano le avanfosse messiniano-plioceniche con la deposizione dei sedimenti relativi alle attuali formazioni di Fusignano, Porto Corsini, Porto Garibaldi.

In particolare, all'inizio del Messiniano, le litofacies sono caratterizzate da sedimentazione prevalentemente pelitica nelle zone in subsidenza e da sedimenti evaporitici (F. Gessoso-Solfifera) lungo i margini del bacino, depositati in seguito alla crisi di salinità messiniana. Con il Pliocene si assiste, invece, a una generale diminuzione della salinità dell'acqua e a una trasgressione generalizzata.

Durante il Pliocene il tipo di sedimentazione non varia sostanzialmente rispetto a quella del tardo Messiniano, infatti nelle parti profonde del bacino continuano a deporsi torbiditi (F. Porto Corsini e F. Porto Garibaldi) solamente con una componente più sabbiosa, mentre le facies trasgressive (F. Argille del Santerno) sono del tutto simili a quelle messiniane.

Tali depositi vengono a loro volta coinvolti nelle fasi del Pliocene medio-superiore dell'orogenesi appenninica.

Con il Pleistocene inizia un nuovo ciclo sedimentario che porta al definitivo colmamento del bacino padano, prima con sedimenti marini batiali e successivamente, a partire da ovest verso est, con depositi di transizione per arrivare infine a depositi continentali/costieri dominati da dinamiche principalmente fluviali.

La figura 3 sintetizza i rapporti stratigrafici tra le formazioni presenti in Pianura Padana.

L'attuale assetto strutturale della dorsale è il risultato della compressione appenninica che in questa zona è prevalentemente di età pliocenica medio-superiore.

La deformazione è del tipo "pieghe a propagazione di faglia" con scollamenti principali al top dei carbonati e, per i più recenti, anche al loro interno.

Caratteristica comune a molte delle pieghe nell'area è la loro marcata asimmetria. Generalmente hanno vergenza verso nord con il fianco settentrionale molto più inclinato e breve di quello meridionale e interessato da faglie inverse; inoltre, dislocazioni trasversali all'asse principale delle pieghe, legate alla fase tettonica distensiva, suddividono le strutture in blocchi indipendenti.

Specificatamente, l'area relativa all'istanza fa parte di un'anticlinale che interessa formazioni mioceniche e del Pliocene inferiore erose al culmine della piega.

Su queste poggiano in trasgressione i termini del Pliocene medio-superiore, anche essi piegati ad anticlinale, e verso l'alto le successioni pleistoceniche rappresentate da grosse bancate di sabbia con giaciture sub-orizzontali e leggera immersione verso est.

## **2.2 Trappola e reservoir**

La struttura del giacimento di San Pietro in Casale/Santa Maddalena può essere definita come una anticlinale chiusa a nord da una faglia inversa (rampa di thrust frontale) orientata in direzione WNW-ENE e a sud da un back thrust. A est e ovest la trappola è chiusa da faglie minori perpendicolari alla faglia principale.

Altre faglie minori suddividono la struttura in 6 blocchi idraulicamente indipendenti che complessivamente hanno un'estensione di circa 40 kmq.

Tra questi, il Blocco 5 è oggetto della presente istanza.

L'anticlinale coinvolge la successione miocenica e i sovrastanti depositi argilloso-sabbiosi del Pliocene inferiore e presenta una superficie d'erosione alla sua sommità dovuta a una fase di emersione; la suddetta erosione è stata localmente molto intensa nell'ambito della stessa struttura, tanto da produrre una parziale rimozione delle sabbie appartenenti alla F.ne Porto Corsini, costituenti la roccia serbatoio.

Tale superficie erosiva è stata successivamente colmata dai sedimenti trasgressivi del Pliocene superiore.

La nomenclatura utilizzata per gli intervalli sabbiosi è la stessa già definita per altri campi della Bassa Pianura Padana e dell'Alto Adriatico.

I livelli sabbiosi presi in considerazione nel presente studio appartengono ai complessi PL1 (Pliocene inferiore) e PL2 (Pliocene medio-superiore), localizzati rispettivamente nella parte alta della Formazione Porto Corsini e nella porzione inferiore della Formazione Porto Garibaldi.

Tra i suddetti complessi, i livelli di interesse minerario si trovano in un intervallo compreso tra 750 e 1050 metri rispetto al piano campagna. Il serbatoio principale (PL1-H) è costituito da una trappola strutturale nella Formazione sabbiosa Porto Corsini.

La serie di sedimenti grossolani della parte alta del Pliocene inferiore è stata interessata da notevoli e repentine variazioni di facies a discapito della mineralizzazione, mentre la forte erosione subita ha fatto sì che in molti pozzi venisse a mancare tutta la parte alta delle sabbie.

Proprio in considerazione di questa forte eterogeneità, il livello PL1-H può essere considerato la superficie morfologica del Pliocene Inferiore.

I termini del Pliocene medio-superiore, sono composti da complessi sabbiosi depositatisi sui fianchi della struttura, che costituiscono i "pinch-out" sviluppatasi a ridosso della piega e pertanto difficili da individuare e definire.

La copertura è assicurata da setti argillosi assimilabili alla F.ne delle Argille del Santerno che regionalmente fa da copertura ai livelli porosi, ove presenti.

Dopo la perforazione dei pozzi SM1 e 1dir è stata elaborata una nuova classificazione degli orizzonti del livello PL1-H, con l'introduzione di un sotto-livello superiore (PL1-H1) ed uno inferiore (PL1-H2), separati da un sottile strato di argilla, ma dinamicamente in continuità.

Il livello PL1-H, all'interno del Blocco 5 è articolato secondo due culminazioni (zona A e B) separate da una sella.

Le due zone si possono considerare idraulicamente connesse, poichè non si ha evidenza di faglie o barriere.

### 2.3 Attività pregressa

La prima fase esplorativa è relativa al 1956, con l'esecuzione di un rilievo sismico analogico a carattere regionale (linee FE), che consentì all'allora Operatore (AGIP) di individuare e delimitare la struttura del giacimento di San Pietro in Casale (SPC).

Negli anni successivi sono stati eseguiti altri rilievi sismici regionali e di dettaglio, con tecniche di acquisizione sempre più sofisticate (linee BO, BOL, MO), che hanno consentito nell'area del campo di SPC una ricostruzione strutturale più accurata e l'ubicazione di pozzi esplorativi e di sviluppo (Fig. 4).

Sono stati quindi acquisiti nell'area del Permesso circa 104 km di simica 2D di cui 32 km sul Blocco 5 (Fig. 5).

Il pozzo di scoperta nell'area è stato San Pietro in Casale 1 (SPC-1), perforato dall'AGIP nel maggio 1957 al termine della prima fase esplorativa; il sondaggio rinvenne mineralizzati a gas metano in alcuni livelli sabbiosi del Pliocene medio (PL2) ed inferiore (PL1).

L'esplorazione è proseguita, nel luglio 1957, con la perforazione del pozzo San Pietro in Casale 2 (SPC-2) in un'area immediatamente a NW del primo pozzo.

Il sondaggio attraversò la stessa serie del SPC-1 ma risultò sterile in quanto ubicato in posizione notevolmente ribassata rispetto al pozzo di scoperta.

Successivamente furono perforati altri 22 pozzi per l'accertamento ed il successivo sviluppo del campo. In particolare:

- SPC-3 (ott-57), SPC-4 (nov-57) e SPC-5 (dic-57) sono risultati mineralizzati a gas nel livello PL1-H, ma presentavano tavole d'acqua differenti.
- SPC-6 (dic-57), ubicato per esplorare l'estremità orientale della struttura, è risultato impermeabile nel livello PL1-H, per probabile variazione di facies. La mineralizzazione, anche se di scarso valore commerciale, è stata invece accertata nelle argille siltose del Quaternario, al top di un banco sabbioso ad andamento monoclinico in direzione Est-Ovest.

- SPC-7 (gen-58), ubicato sul fianco Nord della struttura per verificare la presenza di trappole stratigrafiche ("pinch-out") costituite dalle alternanze di livelli sabbiosi e argillosi nell'ambito della F.ne "Porto Garibaldi"; la presenza di tali reservoir è stata confermata, ma il pozzo è risultato sterile perché troppo basso strutturalmente.
- SPC-9 (gen-58), risultato mineralizzato a gas nel livello PL1-H, ma con diversa tavola d'acqua dai pozzi precedenti.
- SPC-11 (feb-58), risultato produttivo a gas nel PL1-H (905,5 ÷ 911 m).
- SPC-10 (mar-58), il primo ubicato sul fianco Sud con lo stesso tema del SPC-7, ha rinvenuto mineralizzati a gas nei livelli PL2-B ( 772÷ 792 m ) e PL2-E (837 ÷ 847 m).
- SPC-8 (mar-58), risultato mineralizzato a gas nel livello PL1-H, ma con diversa tavola d'acqua dei pozzi precedenti.
- SPC-12 (apr-58), risultato sterile pur avendo attraversato al completo la serie porosa del PL2 (1018 ÷ 1128 m), che però risultava strutturalmente troppo bassa.
- SPC-14 (mag-58), risultato sterile.
- SPC-13 (mag-58), risultato sterile, ma con sospetta mineralizzazione al top del PL2-B (797,5 ÷ 801,5 m), non oggetto di prova di strato.
- SPC-15 (giu-58), risultato indiziato di mineralizzazione a gas in corrispondenza degli strati sottili (947 ÷ 965,5 m), tuttavia difficilmente valutabili con i carotaggi elettrici di quel periodo.
- SPC-16 (giu-58), risultato mineralizzato a gas nel livello PL1-H (907,5 ÷ 909 m) con prova di strato in colonna;
- SPC-17 (lug-58), risultato mineralizzato a gas nel livello PL2-B (932 ÷ 938 m) e indiziato a gas, pur essendo non provato, nel livello PL2-C (943.8 ÷ 950.2 m).
- SPC-18 (ago-58), risultato indiziato di mineralizzazione a gas, ma anche in questo caso non provato, nel livello PL2-B (891 ÷ 894 m);
- SPC-19 (ago-58), risultato sterile pur con qualche sospetto di mineralizzazione negli strati sottili del livello PL2-F (891 ÷ 903 m);
- SPC-20 (set-58), risultato mineralizzato a gas nel livello PL2-C (923 ÷ 930 m).
- SPC-21 (ott-65) e SPC-22 (dic-65), risultati sterili perché hanno attraversato la serie del Pliocene medio in facies completamente argillosa, quindi troppo alti strutturalmente;
- SPC-22 Dir (dic-65), perforato in deviazione con partenza dalla postazione del pozzo SPC-22 con lo scopo di raggiungere, in posizione più favorevole, i livelli sabbiosi del livello PL2, risultati comunque sterili.
- Poggetto 1 (ott-86), risultato produttivo in entrambe le serie (PL1 e PL2): PL2-B (747 ÷ 754,5 m), PL2-C (759,5 ÷ 762 m) e PL1-H (814 ÷ 826 m).  
Il pozzo Poggetto 1 è stato perforato nella parte più occidentale del campo dove, veniva evidenziata la presenza di un alto strutturale localizzato a Nord dei pozzi SPC-10 e SPC-13.

Con l'attribuzione del permesso di ricerca San Vincenzo nel 2001 si è proceduto ad una nuova interpretazione dell'area (basata essenzialmente sui dati di pozzo e mappe AGIP/ENI, Fig. 6) che, unitamente ad un'attenta analisi dei dati di produzione storica, ha consentito di ubicare il nuovo pozzo, denominato SM1, a circa 400 m dal vecchio pozzo di scoperta SPC-1.

Il sondaggio eseguito nel maggio-giugno 2004 ha raggiunto il principale obiettivo della Porto Corsini (liv. PL1-H) a m 917,9 s.l.m., in acqua essendo ribassato di 37,8 metri rispetto alla quota dello stesso nel pozzo SPC-1.

E' stato successivamente impostato in "side-track" il SM1d, con un angolo di inclinazione di circa 45°, per raggiungere l'obiettivo principale in una posizione strutturale più alta.

Il pozzo deviato è stato perforato fino ad una profondità di 1347,5 m TR (1081,7 m s.l.m.), con

punto d'arrivo circa 70 metri a N del pozzo SPC-1, ed ha rinvenuto mineralizzati a gas i livelli PL2-C e PL1-H, quest'ultimo ad una quota più alta di circa 20 metri rispetto al pozzo SPC-1.

Il pozzo SM1d è stato quindi completato in singolo selettivo con tubino da 2" <sup>3/8</sup>, con tecnica convenzionale nel livello PL2-C e gravel pack in colonna (ICGP) in corrispondenza di due distinti intervalli nel livello PL1-H.

La mappa strutturale dell'orizzonte pliocenico (PL1-H), riportata in figura 7, disponibile prima dell'acquisizione sismica effettuata dalla Po Valley Op. era stata ottenuta principalmente da dati di pozzo e non definiva con accuratezza l'andamento E-W della cresta della piega, le sue aree di culminazione, nonché il pattern delle faglie prevalentemente orientate NE-SW in cui è compartimentato l'intero giacimento.

## **2.4 Acquisizione sismica e processing (2011)**

La campagna di acquisizione sismica del 2011 è stata pianificata allo scopo di ottenere una migliore comprensione della struttura geologica, in particolare del Blocco 5, nel quale è stato perforato il pozzo SM1d, al fine di ottenere una mappa strutturale che fornisca un punto di partenza il più affidabile possibile (modello statico: calcolo dei volumi di gas in posto) per la costruzione del modello dinamico di giacimento (modalità e producibilità delle riserve di gas).

### *Programma sismico*

Il tracciato del programma sismico 2D (7 linee, 30.6 km vedi figura 8), i parametri e le geometrie di acquisizione e registrazione sono stati progettati con la contrattista GEOTEC S.p.A. al fine di ottenere la massima risoluzione per gli intervalli geologici di interesse (sequenze sabbiose plioceniche), definire con accuratezza l'andamento E-W della cresta della piega e la relativa culminazione ed infine evidenziare possibili compartimentazioni del giacimento.

### *Parametri di acquisizione utilizzati*

Lungo la linea sismica prefissata sono stati disposti ad intervalli regolari (25 m) n° 120 stazioni di registrazione ciascuna costituita da un gruppo di 12 geofoni disposti con geometria definita; anche l'energizzazione (punti di scoppio: PE) è stata effettuata, a meno di condizioni logistiche di terreno problematiche, ad intervalli regolari di 25 m con il risultato di ottenere una copertura ben oltre la 60<sup>a</sup> (n° di tracce sismiche passanti per lo

stesso punto di riflessione nel sottosuolo e registrate nelle stazioni di misura) nelle porzioni di maggiore interesse.

In sintesi i parametri utilizzati sono stati i seguenti:

- tracce/tipo di stendimento : split spread
- tipo di sorgente : Vibroseis
- n. canali : 120
- punto di sparo (PE: sorgente): 25 m
- intervalli tra gruppi : 25 m
- Passo di campionamento : 2 ms
- N° geofoni x string : 12

L'energizzazione è stata effettuata con 2 "vibroseis" che producono energia sismica tramite una massa vibrante poggiata sul terreno pilotata idraulicamente (Fig. 9).

#### *Elaborazione dei dati sismici (Processing)*

All'acquisizione è seguita la fase di analisi e processamento dei dati sismici commissionata alla società contrattista GEOTRACE.

Lo scopo del "processing" è ottenere la risoluzione ottimale del dato sismico cercando di eliminare/diminuire attraverso opportuni "tests" tutto ciò che nella registrazione è "rumore" o disturbo non direttamente connesso ai segnali di riflessione degli orizzonti geologici nel sottosuolo registrato dagli strumenti sul terreno.

Con le operazioni di "stacking" e "migrazione" si sommano tutte le tracce registrate lungo una linea sismica con lo scopo di aumentare il rapporto segnale/disturbo ricollocando nella giusta posizione gli eventi riflessivi (orizzonti sismici) individuati nel sottosuolo.

## **2.5 Interpretazione sismica (2011)**

Le linee acquisite e processate sono state caricate in formato digitale su una stazione di lavoro (workstation) ed è stato in seguito creato un progetto sismico grazie all'utilizzo del software "Kingdom"; ciò ha permesso l'interpretazione degli orizzonti sismici, il loro assestamento ai pozzi perforati e la produzione di mappe strutturali con successiva conversione in profondità.

L'interpretazione sismica si è concentrata sul Blocco 5, dove nel 2004 è stato perforato il pozzo SM1d che ha trovato mineralizzato a gas e poi testato l'orizzonte pliocenico PL1-H (Fig. 10).

L'orizzonte PL1-H è stato dapprima interpretato in tempi (TWT) sulle sezioni migrate, tarandolo con il dato geologico dei pozzi già perforati con l'aiuto del sismogramma sintetico elaborato del pozzo SM1d e successivamente trasformato in mappa profondità (depth conversion).

E' stato interpretato e mappato anche l'orizzonte sismico PL2-C che ha mostrato indizi a gas durante la perforazione del SM1d, ma che poi ha dato risultati non incoraggianti durante la fase dei test di produzione (bassa permeabilità e probabile danneggiamento).

La mappa strutturale del livello PL1-H (Fig. 11) evidenzia due culminazioni A-B, (Fig. 12) separate da una sella, entrambe con la presenza di volumi di gas residuo al di sopra della superficie dell'attuale contatto tra gas ed acqua (GWC@882m TVDss) ricavata dall'interpretazione dei log stratigrafici e dalla storia produttiva dei pozzi SPC.

La culminazione A, è la più estesa ed è formata da un'anticlinale fagliata a NE con chiusura per pendenza su tre fianchi e, ad Ovest, contro la faglia che isola idraulicamente il Blocco 5 dal blocco adiacente.

All'area A vengono associati, al di sopra dell'attuale GWC, 88.5 milioni  $\text{stm}^3$  di GIP libero.

Alla culminazione B, chiusa per pendenza nelle quattro direzioni, sono associati circa 30 milioni  $\text{stm}^3$  di GIP libero.

Una definizione ottimale di tale culminazione potrà essere effettuata solo previo il riprocessamento della sismica preesistente.

## 2.6 Confronto con i dati pre-esistenti

La ricostruzione dell'assetto geologico-strutturale del giacimento Santa Maddalena deriva da una serie di valutazioni ed attività di ricerca svolte, a partire dagli anni 50-60, da AGIP e continuate con l'attribuzione del permesso di ricerca San Vincenzo nel 2001 alla J.V. NorthSun Italia (r.u.) e Petroz Italy e, dal 2008, con l'attribuzione del 100% della titolarità del permesso alla Po Valley Op..

Fondamentale per la valutazione del potenziale residuo del Blocco 5 è la revisione critica dei dati storici disponibili dell'ex giacimento di San Pietro in Casale, alla luce dei risultati esplorativi conseguiti con la perforazione del pozzo SM1d, integrati con la nuova interpretazione strutturale resa possibile dopo la campagna di acquisizione sismica effettuata dalla Po Valley Op. nel 2011 e con i nuovi studi di giacimento effettuati nel 2011/2012 da DREAM.

### *Mappe strutturali livello PL1-H*

La prima mappa strutturale disponibile per l'ex giacimento di San Pietro in Casale è quella pubblicata sull'Enciclopedia del Petrolio (AGIP '60, Fig. 4), quasi esclusivamente basata su dati di pozzo e su una copertura sismica ancora non completa. Questa evidenza però già una suddivisione in blocchi del giacimento dando anche un'indicazione dell'assetto strutturale a media scala dell'area.

Durante il primo periodo di vigenza del Permesso si è proceduto alla revisione dei dati disponibili con la definizione di una mappa strutturale che ha evidenziato la possibilità di recuperare riserve residue di gas dal Blocco 5 dell'ex giacimento di San Pietro in Casale.

La successiva perforazione del pozzo SM1d, con il rinvenimento di 2 livelli a gas pliocenici (PL1-H e PL2-C) ha portato alla ricostruzione di un nuovo modello geologico (Fig. 6), basato quasi esclusivamente sui dati di pozzo.

La mappa strutturale precedente (Edison 2006) evidenziava una culminazione più accentuata nella porzione orientale del blocco con una zona di cresta a Nord dei pozzi SPC8, SPC4 e SPC9, creando i presupposti per giustificare l'ubicazione di un eventuale pozzo di sviluppo (SM2d) (Fig. 7).

Nel 2011 la Po Valley Op. ha realizzato una campagna di acquisizione sismica 2D a vibratori, che ha permesso di definire in dettaglio l'andamento strutturale del giacimento; dalla reinterpretazione della nuova sismica è stata finalizzata una nuova mappa strutturale del livello PL1-H (Fig. 11 e 12).

La mappa strutturale ottenuta da Po Valley Op. dopo l'interpretazione della sismica acquisita se da un lato conferma l'ubicazione del pozzo SM1d nella zona più rilevata (zona A), dall'altro evidenzia inequivocabilmente, nell'area B, una culminazione meno accentuata e spostata verso sud rispetto alle precedenti, con volumi di gas rimanenti marginali, la cui corretta valutazione richiederebbe l'acquisto di una parte della sismica 2D esistente, acquisita da ENI e di una nuova interpretazione.

### 3. INGEGNERIA DI GIACIMENTO

A seguito degli studi G&G effettuati sulla struttura del giacimento San Pietro in Casale-Santa Maddalena, si è provveduto ad una modellizzazione statica del giacimento e, su di essa, si è ricercata una history match della produzione pregressa dei pozzi di SPC-1, SPC-4, SPC-8 e SPC-9, all'interno del Blocco 5 della struttura anticlinale. Nel presente capitolo vengono riportati i dati di base ed i risultati ottenuti dalla modellizzazione del giacimento.

#### 3.1. Modello statico

Il modello geologico è stato costruito con il software Petrel 2010.2.2 della Schlumberger ed è stato ottenuto dall'integrazione del top del livello PL1-H e dai risultati di correlazione dei pozzi SPC-1, SPC-4, SPC-8, SPC-9, SM1d. Non è stato modellizzato il livello PL2-C che, seppur completato in selettivo sul pozzo SM1d, non sembra mostrare alcuna capacità erogativa e non è dunque stato preso in considerazione.

Il modello statico del livello PL1-H, relativamente a quello che è stato indicato come Blocco 5 della struttura anticlinale del giacimento di San Pietro in Casale, è stato costruito sulla mappa del top, frutto del lavoro esposto nel capitolo 2. Su base areale, come si vede dalla figura 12 sono state individuate due zone mineralizzate a gas: la zona A che rappresenta la culminazione occidentale su cui insiste il pozzo SM1d e su cui si trovava il pozzo SPC-1, e la zona B che identifica la culminazione orientale su cui insistevano i pozzi SPC-4 e SPC-9, mentre il pozzo SPC-8 era ubicato nell'insellamento tra i due culmini.

Il modello risulta costituito da 132 e 71 celle nelle due direzioni del piano orizzontale (dimensioni media di ciascuna cella: 30 m x 30 m) e da 14 sul piano verticale (11 per la zona superiore e 3 per la zona inferiore del livello), per un totale di 131.208 celle. I dati relativi alle caratteristiche petrofisiche di base della formazione ( $\Phi$ ,  $Sw_i$ , rapporto net/gross ovvero  $\alpha$ ), le proprietà della roccia e dei fluidi (ricavati da letteratura specializzata), sono state definite già in fase di costruzione del modello statico e sono di seguito riportati. Gli altri dati come la permeabilità  $k$ , le curve di permeabilità relativa e le caratteristiche dell'acquifero sono i parametri variabili su cui è stato costruito il matching e che saranno indicati nel capitolo dedicato al modello dinamico.

Ecco dunque i valori dei vari parametri utilizzati per il modello statico:

- Porosità,  $\Phi = 26\%$ , parametro calcolato dall'analisi dei logs;
- Saturazione di acqua irriducibile,  $Sw_i = 30\%$ , parametro definito dai logs;
- Rapporto net/gross,  $\alpha = 75\%$ , parametro definito dai logs;
- Composizione del gas (media tra diverse analisi) è mostrata in tabella 1; la densità specifica è pari a 0,559 (aria = 1);
- Fattore di volume,  $Bg_i = 0,00934 \text{ V/V}$  (@ -856 m/lm,  $Ps_i = 99,5 \text{ bar}_a$ ,  $T = 35^\circ\text{C}$ ); naturalmente, il  $Bg$  varia al variare della pressione (figura 13);
- Viscosità del gas,  $\mu_g = 0,001395 \text{ cP}$ ; in figura 13, è riportato il valore di  $\mu_g$  al variare della pressione;
- Densità del gas,  $\rho_g = 0,0746 \text{ g/cm}^3$ , parametro ovviamente variabile con la pressione;

- Densità acqua,  $d_w = 1,028 \text{ kg/l}$ ;
- Fattore di volume dell'acqua,  $B_w = 1,004 \text{ V/V}$ ;
- Viscosità dell'acqua,  $\mu_w = 0,72 \text{ cP}$ ;
- Compressibilità della roccia,  $c_r = 5,0 \cdot 10^{-6} \text{ bar}_a^{-1}$ .

Per quanto concerne i parametri geometrici del giacimento, oltre alla mappa di cui si è detto, è stata assunta la posizione del GWC iniziale alla profondità di -907 m/lm, mentre all'epoca della perforazione del pozzo SM1d, il GWC si trovava alla profondità di -882 m/lm, ben 25 m al di sopra della tavola d'acqua originaria, dato indicativo di un acquifero discretamente potente. In riferimento alle due posizioni del GWC si sono calcolati rispettivamente il GOIP ed il GIP statici. I risultati di questo calcolo sono riportati nello specifico paragrafo.

### **3.2. Storia produttiva del Campo di San Pietro in Casale (Blocco 5)**

Nel campo di San Pietro in Casale (SPC) sono stati perforati 24 pozzi, di cui 14 risultati produttivi e 10 sterili. Dei 14 pozzi mineralizzati, solo 10 hanno effettivamente prodotto. La produzione totale del campo, realizzata dal luglio del 1959 al maggio del 1995, ammonta a circa  $501.558.525 \text{ stm}^3$  di gas (metano > 99%), così suddivisa:

#### **Livello PL2-(B+C)**

**95.974.627  $\text{stm}^3$  dai pozzi:**

POG-1 (Blocco 1), SPC-17 e SPC-20 (Blocco 3);

#### **Livello PL1-(H+I)**

**403.986.497  $\text{stm}^3$  dai pozzi:**

POG1 (Blocco 1), SPC-11 (Blocco 2), SPC-5 (Blocco 3), SPC-3 (Blocco 4), SPC-1, SPC-4, SPC-8 e SPC-9 (Blocco 5);

#### **Livello PL1-L**

**2.042.000  $\text{stm}^3$  dal pozzo:**

SPC-4 (Blocco 5).

Il campo è stato messo in produzione nel luglio del 1959 dai pozzi SPC-3, SPC-5 e SPC-11, completati nei livelli PL1-I1 (pozzo SPC-3) e PL1-H (pozzi SPC-5 e SPC-11). Per quanto riguarda il Blocco 5 sono stati aperti alla produzione 4 pozzi: SPC-1, SPC-4, SPC-8 e SPC-9; la produzione è iniziata nel settembre 1960 dal livello PL1-H, ed è terminata nel marzo 1976. Dall'aprile 1976 sul pozzo SPC-1 è stato aperto il livello PL2-C "commingling" che ha prodotto fino al mese di luglio 1985. Le produzioni cumulative per pozzo e la cumulativa del Blocco 5 è riportata nella tabella seguente:

Pozzo	Produzione, 10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>
SPC-1	55.532
SPC-4	7.129
SPC-8	98.424
SPC-9	17.349
TOTALE	178.434

#### Pozzo SPC-1

Il pozzo ha iniziato a produrre nel settembre del 1960 dal livello PL1-H+I1 con portate crescenti da 9.600 stm<sup>3</sup>/g iniziali a 15-20.000 stm<sup>3</sup>/g, portata assunta come ottimale fino al secondo semestre del 1967, data in cui la portata è stata gradualmente ridotta. Nel gennaio del 1976 la produzione è stata interrotta quando la portata era di circa 6.000 Smc/g. Associata al gas è stata prodotta acqua con portate variabili e comunque sempre inferiori ai 50 l/g. Durante la produzione, la pressione di testa (FTHP) è scesa da 90 kg/cm<sup>2</sup> iniziali a circa 55 kg/cm<sup>2</sup> del gennaio 1970. A tale data, è stato eseguito un intervento di parzializzazione degli spari inferiori con BP fissato a 923 m/TR. Il pozzo è stato rimesso in produzione con portata variabile di circa 10-15.000 stm<sup>3</sup>/g, senza produzione di acqua associata. Dopo qualche mese di produzione è ricomparsa l'acqua con portate molto limitate, inferiori a 25 l/g. La FTHP, che alla ripresa della produzione aveva fatto registrare circa 77 kg/cm<sup>2</sup>, è gradualmente ridiscesa fino a 59 kg/cm<sup>2</sup> del luglio 1985, data in cui il pozzo è stato chiuso con portate di abbandono di circa 9.000 stm<sup>3</sup>/g di gas e 20 l/g di acqua, dopo aver prodotto cumulativamente 55,532 milioni di stm<sup>3</sup> di gas. Nel periodo da aprile 1976 al luglio 1985 il pozzo ha prodotto in "commingle" con il livello PL2-C con una produzione di 23,499 milioni di stm<sup>3</sup> di gas.

#### Pozzo SPC-4

Il pozzo ha iniziato a produrre dal livello PL1-H nel dicembre 1965, con portate variabili da 14.000 a 18.000 stm<sup>3</sup>/g. Dopo qualche mese di produzione, si è verificato un calo repentino della portata fino a valori di circa 1.500 stm<sup>3</sup>/g raggiunti nel giugno del 1968. Tranne che nel periodo febbraio-marzo 1968, in cui vi è stata un'anomala produzione di acqua con portate variabili da 36 a 127 l/g, è stato prodotto sempre gas anidro. La FTHP, in 26 mesi di produzione è scesa dagli iniziali 79 ai 56 kg/cm<sup>2</sup> del giugno 1968, mese in cui il pozzo ha cessato di erogare con una portata di circa 1.500 di gas anidro. La produzione cumulata di gas dal livello PL1-H è stata di 7,129 milioni di stm<sup>3</sup> di gas. Saltuariamente, il pozzo ha prodotto anche dal livello PL1-L dal settembre 1960 all'agosto 1962, con portate modeste di 2-3.000 stm<sup>3</sup>/d. L'acqua inizialmente assente è andata aumentando durante il periodo di produzione raggiungendo portate anche di 500 l/d. La FTHP dai 91 kg/cm<sup>2</sup> iniziali è scesa a 68 kg/cm<sup>2</sup> dell'agosto 1962, mese in cui il livello è stato chiuso dopo aver prodotto cumulativamente 2,042 milioni di stm<sup>3</sup> di gas.

#### Pozzo SPC-8

Il pozzo ha iniziato a produrre dal Livello PL1-H nel settembre del 1960, con una portata di circa 15.000 stm<sup>3</sup>/g. Dopo questo inizio prudenziale, la portata è stata elevata fino ad oltre 40.000 stm<sup>3</sup>/g e poi mantenuta pressoché costante fino al settembre del 1964, data in cui le portate sono state gradualmente ridotte a causa del continuo incremento della produzione di acqua associata. La FTHP, inizialmente di 91 kg/cm<sup>2</sup>, nell'ottobre 1968 era scesa a 65 kg/cm<sup>2</sup>, per poi

scendere ulteriormente, dopo la venuta d'acqua, con portate fino a 3-4 m<sup>3</sup>/g (probabile water coning). Nel giugno 1969, il pozzo ha cessato di produrre, anche se le portate di gas erano ancora dell'ordine di 15.000 stm<sup>3</sup>/g. Alla fine della vita produttiva, il pozzo ha prodotto cumulativamente 98,424 milioni di stm<sup>3</sup> di gas.

### Pozzo SPC-9

Il pozzo ha iniziato ad erogare gas dal livello PL1-H nel settembre del 1960, con portate di oltre 30.000 stm<sup>3</sup>/g, successivamente ridotte a poco più di 5.000 stm<sup>3</sup>/g (gennaio 1961). Le portate d'acqua, che inizialmente erano dell'ordine di 38 l/g, si sono poi abbassate fino a zero. La FTHP, inizialmente di 91 kg/cm<sup>2</sup>, nel febbraio del 1966 si era portata a 55 kg/cm<sup>2</sup> e, nel marzo 1966, mese di cessazione della produzione a 56 kg/cm<sup>2</sup> con portata gas di circa 6.300 stm<sup>3</sup>/g. La produzione cumulativa di gas, a fine erogazione, risultava di 17,349 milioni di stm<sup>3</sup> di gas.

### 3.3. Modello dinamico

Il software utilizzato per il modello dinamico è Eclipse della Schlumberger. Come detto, il modello è costituito da 131.208 celle di cui 102.508 celle risultano attive. Il livello è stato suddiviso in 14 layers di cui 11 per il livello PL1-H1 e 3 per il livello PL1-H2; i due livelli sono però dinamicamente collegati. I dati petrofisici del livello sono quelli riportati per l'impostazione del modello statico, mentre gli altri dati come la permeabilità  $k$  (nelle due componenti orizzontale e verticale), le curve di permeabilità relativa e le caratteristiche dell'acquifero, hanno invece costituito gli elementi variabili per ottenere un adeguato matching.

### 3.4. History match

Data la difficoltà di reperire i dati di produzione nel dettaglio, si è ipotizzata per ciascun pozzo una portata costante (figura 14) con i layers produttivi come indicato nella figura 15; si è poi fatto il matching sulla posizione della tavola d'acqua del pozzo SM1, sulle pressioni statiche di testa (e relativa estrapolazione al fondo) riscontrate sui pozzi SPC durante la fase di produzione e su quelle di fondo riscontrate sul pozzo SM1d. Ovviamente, questo modo di procedere introduce possibili errori che possiamo tentativamente individuare nei seguenti:

- è molto probabile che la portata iniziale fosse in realtà significativamente più alta di quella finale e di quella media utilizzata per la modellizzazione; con le condizioni ipotizzate, l'insacco del water coning risulta "rallentato";
- si è immaginata una pressione (datum @ - 856 m/lm) che risale lentamente dalla chiusura dei pozzi SPC ( $P_s = 68,5 \text{ bar}_a$ ) alla perforazione del pozzo SM1d eseguita nel 2004 ( $P_s = 91,5 \text{ bar}_a$ ); questo non è un dato oggettivo: la pressione può essersi stabilizzata (può ancora non essere stabilizzata!) in tempi diversi dalla perforazione di SM1d; analoga considerazione per la risalita del GWC (25 m circa rispetto all'originale GWC, da -907 m/lm a -882 m/lm su SM1d, figura 16);

- il comportamento della pressione è stato poi confrontato con il matching relativo alle prove condotte sul pozzo SM1d, ma questo è riferito a tempi di diversi ordini di grandezza, non controllabile sui tempi lunghi di chiusura e condizionato da un acquifero molto vicino, e rimane quindi un'approssimazione.

In assoluto possiamo dire che l'equilibrio può essere stato raggiunto in tempi diversi rispetto alla perforazione del pozzo SM1d; tanto prima l'equilibrio è stato raggiunto realmente in giacimento quanto più potente è di fatto l'acquifero.

Il modello concepito con queste ipotesi di lavoro rimane dunque da verificare, ma offre comunque ordini di grandezza assolutamente accettabili. Sarà opportuno effettuare dopo 6-9 mesi di produzione (equivalenti a circa 3,5 milioni di  $\text{stm}^3$  prodotti) la misura della pressione statica sul pozzo SM1d per verificare se e come correggere i parametri dell'acquifero o il valore medio della permeabilità orizzontale del livello.

Gli elementi variabili utilizzati per il matching sono pertanto stati definiti come segue:

- la permeabilità assoluta verticale,  $k_v$ , è stata definita pari a circa il 50% della permeabilità assoluta orizzontale,  $k_H$ ; i valori di  $k_H$  sono riportati, con gli altri parametri petrofisici, in tabella 2;
- l'acquifero, molto potente (di tipo infinito), è stato rappresentato come un acquifero analitico Carter-Tracy con origine nelle direzioni SO e SE rispetto al reservoir, uniche possibili zone di arrivo dell'acqua per l'esclusione dovuta a faglie "sealing" in direzione degli altri bordi del reservoir;
- per quanto concerne la permeabilità relativa, i "punti caratterizzanti" sono stati individuati a  $k_{rg} = 0,92$  e  $k_{rw} = 0,15$ ;
- la saturazione critica in gas ( $S_{g,c}$ ), è stata individuata tra il 10 ed il 15% per quanto concerne l'area occidentale, mentre rimane un'incognita importante per la parte orientale.

I risultati della simulazione (eccellenti) della storia passata sono riportati nelle figure 17 (pressioni statiche @ -856 m/lm) e 18 (GWC).

### 3.5. Simulazione delle prove condotte sul pozzo SM1d

Sulle prove condotte nel pozzo SM1d subito dopo la perforazione (luglio 2004, prove n° 1, livello PL1-H2 e 2, livello PL1-H1) ed a distanza di 16 mesi circa (novembre 2005, prova n° 3, livello PL1-H1+H2), sono state effettuate interpretazioni utilizzando il software Saphir della Kappa Engineering.

I risultati delle prove sono molto evidenti:

- **il valore della  $P_{s_i}$  del novembre 2005 è esattamente ( $P_{s_i} = 93,4 \text{ kg/cm}^2_a$ ) equivalente alla  $P_{s_i}$  del test n° 1 (sul PL1-H2 del 2004); pertanto, il sistema non ha mostrato alcuna "depletion" relativa alle prove;**
- inoltre, **nessuna depletion risulta dall'interpretazione delle singole prove in quanto nessun "boundary effect" è stato osservato dalla derivata della pressione;**

- il differente valore di  $P_{si}$ , all'inizio ed alla fine di ciascun test, è attribuibile alla risalita di un battente liquido in pozzo, evidenziato peraltro dalla registrazione dei gradienti di pressione;
- la permeabilità è molto buona, soprattutto nella parte superiore del livello ed è migliore nella parte occidentale rispetto a quella orientale (tabella 2).

### 3.6. GOIP e GIP

Dal modello statico, si ricavano i valori "statici" del GOIP (per le due culminazioni A e B). Analogamente, dal modello dinamico, si ricavano i valori "dinamici" del GOIP; in tabella 3, sono riportati tali valori che sono assolutamente comparabili (382,6 milioni di  $stm^3$  "statici" contro i 382,1 milioni di  $stm^3$  "dinamici"). Dopo la risalita dell'acquifero successiva alla produzione realizzata dai pozzi SPC-1, 4, 8 e 9 (178,4 milioni di  $stm^3$  di gas), alla perforazione di SM1d, il GIP nella culminazione occidentale risulta di 96,1 milioni di  $stm^3$ , di cui 88,5 sono rappresentati da gas mobile. Per quanto concerne la culminazione orientale, essa non è controllata da pozzi recenti, come nella parte occidentale, che diano informazioni circa la pressione del reservoir e la risalita dell'acquifero in questa area. In particolare, c'è da notare che la differente distribuzione della produzione di gas può aver comportato un diverso innalzamento istantaneo del cono e, nel tempo, dell'acquifero e che le caratteristiche petrofisiche, inferiori nella parte orientale rispetto a quella occidentale, possono giustificare valori di  $Sg_r$  significativamente crescenti da Ovest verso Est. Tutto ciò rende ampiamente precaria la valutazione del GIP nell'area orientale del blocco. Proprio per questa ragione, l'eventuale pozzo di sviluppo nella zona orientale potrà decidersi solo dopo un'analisi derivante da un periodo produttivo del SM1d significativamente lungo.

### 3.7. Previsioni di produzione e riserve

Dopo aver consolidato il modello attraverso l'history matching, si è proceduto con un forecast della produzione basato sulla produzione ottenuta dal solo pozzo esistente, SM1d. Tale pozzo è caratterizzato da un singolo completamento con due selettivi, come mostrato nello schema di figura 19 e nella schematizzazione degli intervalli produttivi di figura 15. Il livello PL2-C non è stato preso in considerazione nel forecast di produzione del pozzo.

I dati imposti per le previsioni sono:

- portata minima,  $Q_g = 1.500 \text{ } stm^3/g$ , compatibilmente con i costi di coltivazione;
- portata massima d'acqua,  $Q_w = 1 \text{ } m^3/g$ ;
- pressione minima di testa,  $FTHP = 25 \text{ } bar_a$ ; la FTHP rimane comunque sempre al di sopra dei 60  $bar_a$ .

Le previsioni di produzione sono state impostate su 3 diversi scenari di coltivazione (con diverse portate iniziali) qui di seguito elencati.

- **Scenario A** – Produzione comune dai due livelli PL1-H1 e PL1-H2, portata massima iniziale: 25.000  $stm^3/g$  nella prima fase poi, con l'arrivo dell'acqua, esclusione del livello PL1-H2 e produzione dal solo livello PL1-H1, con una portata massima di 20.000  $stm^3/g$ .

- **Scenario B** – Produzione dal livello PL1-H1+H2, portata massima iniziale: 20.000 stm<sup>3</sup>/g nella prima fase poi, con l'arrivo dell'acqua, esclusione del livello PL1-H2 e produzione dal solo livello PL1-H1, con una portata massima di 15.000 stm<sup>3</sup>/g.
- **Scenario C** – Produzione dal solo livello PL1-H1, portata massima: 20.000 stm<sup>3</sup>/g.

In particolare, nello scenario C, si vuole evidenziare il presumibile vantaggio dell'incremento della distanza dal GWC (e quindi un water coning meno efficiente).

I diversi scenari portano invece a riserve tra loro assolutamente comparabili:

Scenario A: 50,7 milioni di stm<sup>3</sup> di gas (FR = 60%, su GOIP; FR = 57.3 su GIP @2004);

Scenario B: 49.2 milioni di stm<sup>3</sup> di gas (FR = 59.6%, su GOIP; FR = 55.6 su GIP @2004);

Scenario C: 49.8 milioni di stm<sup>3</sup> di gas (FR = 59.7%, su GOIP; FR = 56.3 su GIP @2004).

Anche le produzioni di acqua sono sostanzialmente comparabili. I tempi di produzione sono rispettivamente 162, 168 e 168 mesi. I grafici rappresentativi delle produzioni sono riportati nelle figure 20 e 21, mentre il profilo di produzione per ciascuno dei tre scenari è riportato nella tabella 4.

#### 4. IPOTESI DI SVILUPPO

Il campo di gas naturale di Santa Maddalena è situato nel comune di San Pietro in Casale, tra le città di Ferrara e Bologna, ed in provincia di quest'ultima, 25 km circa a Nord del campo di gas di Sillaro. Sullo stesso sito del pozzo SM1d, sarà costruita una piccola centrale di trattamento del gas per consegnarlo, a bassa pressione, ad un distributore locale.

##### 4.1. Facilities di produzione

In considerazione delle caratteristiche del gas (metano > 99%, assenza di condensati e di H<sub>2</sub>S, PCS pari a circa 37.700 kJ/stm<sup>3</sup>) e della prossimità di un metanodotto a bassa pressione (distante meno di 1 km), le facilities di produzione saranno concepite per un semplice trattamento bifase del gas (separazione dell'acqua e disidratazione), con la necessaria riduzione di pressione, prima della misura fiscale. In considerazione della bassa pressione di consegna (5 bar) e per abbattere le emissioni in atmosfera, la disidratazione del gas avverrà per mezzo di setacci molecolari.

Ad oggi, si ipotizza che il gas sarà immesso in un metanodotto di 3-4" (da dimensionare) a bassa pressione (massimo 5 bar) di un distributore locale, presumibilmente per un utilizzo civile. La lunghezza del metanodotto da posare (da ottimizzare) è pari a circa 1 km.

L'acqua recuperata (dal separatore e dal sistema di disidratazione) sarà stoccata in un soffione prima di essere avviata, tramite autocisterna, ad uno smaltimento autorizzato. Naturalmente, è previsto l'inserimento di inibitori di idrati (iniezione di metanolo o posizionamento di heater) per ottimizzare i tempi di produzione.

Le anomalie di processo causeranno l'interruzione automatica della produzione (PSD), con la chiusura della valvola di uscita dalla Centrale. Condizioni di emergenza (incendio, gas esplosivo) daranno automaticamente luogo alla chiusura delle valvole suddette ed alla decompressione del gas presente nell'impianto (ESD), attraverso una tubazione di sfiato.

Il sito di SM1d sarà predisposto anche per futuri eventuali allacci. Nella Centrale, saranno pertanto installate le seguenti attrezzature:

- a) separatore di testa relativo al pozzo SM1d, completo di misura tecnica di portata per acqua e gas;
- b) impianto di disidratazione a setacci molecolari, con riscaldatore elettrico;
- c) sistema di riduzione (2 riduttori in serie) della pressione;
- d) misura fiscale (contatori a turbina);
- e) impianto di odorizzazione del gas da immettere nella rete;
- f) metanodotto interrato per il collegamento alla rete di distribuzione locale;
- g) soffione di raccolta dell'acqua di produzione;
- h) impianto di gas strumenti;
- i) cabina elettrica e collegamento alla rete di distribuzione dell'energia elettrica;
- j) gruppo elettrogeno di emergenza;
- k) impianto di PSD ed ESD per la gestione automatica e manuale delle emergenze (di processo e di sicurezza);
- l) cabina ufficio / spogliatoio / toilette.

In figura 22, è riportato un possibile schema a blocchi relativo al processo nella Centrale di SM1d. Naturalmente, in fase di progettazione di dettaglio, si potranno avere aggiustamenti migliorativi dell'ipotesi di sviluppo che è stata qui presentata. Analogamente, in fase di progettazione, si renderà il più semplice possibile il collegamento di eventuali nuove produzioni e di eventuali attrezzature ad esse destinate (figura 22).

I principali dati di progetto e le specifiche del gas immesso sono qui di seguito indicati.

- Portata massima di gas,  $Q_{g_{max}} = 60.000 \text{ stm}^3/\text{g}$ ; tale portata di progetto consentirà eventuali picchi (tipici delle utenze civili) o l'inserimento di nuove produzioni di analoga consistenza;
- Portata minima di gas,  $Q_{g_{min}} = 1.500 \text{ stm}^3/\text{g}$ ;
- Pressione massima di progetto,  $P_{max} = 90 \text{ bar}$ ;
- Pressione massima in uscita,  $P_{max,u} = 5 \text{ bar}$ ;
- Punto di rugiada H<sub>2</sub>O del gas consegnato,  $P_r < -5^\circ\text{c} @ 50 \text{ bar}_r$ .

#### **4.2. Nuovo pozzo di sviluppo**

Come indicato nel paragrafo precedente, nella zona orientale del Blocco 5 del Campo di Santa Maddalena, rimane l'incertezza della posizione della tavola d'acqua ed anche il valore della  $Sg_r$ , a causa dell'assenza di punti di matching successivi alla produzione di San Pietro in Casale. Evidentemente, dopo una fase significativa di produzione del pozzo SM1d, sarà effettuata una verifica del modello di giacimento per capire se esiste un possibile interesse tecnico ed economico nella perforazione della culminazione orientale del Blocco 5. Questo pozzo (SM2d) sarà dunque contingent e la sua perforazione potrà essere decisa solo dopo una verifica statica e dinamica del modello strutturale e dinamica del comportamento produttivo del pozzo SM1d. Il pozzo sarà completato in singolo selettivo qualora anche il livello PL2-C risulti mineralizzato e "drenabile".

Nel caso di una decisione di perforazione (possibile ubicazione nell'alto orientale, tra i pozzi SPC-8 e SPC-4), questo sarà collegato alla centrale esistente attraverso un metanodotto bifase da 2", con massima pressione di esercizio 90 bar. Le attrezzature posizionate sull'eventuale pozzo di sviluppo saranno ridotte al minimo; tutte le altre attrezzature necessarie (sicurezze a parte) saranno ubicate nella Centrale gas ubicata sul sito del pozzo Santa Maddalena.

#### **4.3. Pianificazione del progetto di sviluppo**

L'attività di sviluppo del Campo di Santa Maddalena comincerà immediatamente dopo l'ottenimento della Concessione di coltivazione (figura 23). Lo start up della produzione dal pozzo esistente SM1d avverrà dopo circa 12-14 mesi dall'ottenimento dell'autorizzazione finale, anche se parte delle attività preparatorie (gare di appalto, procurement, attività patrimoniale, ecc) potrà avere inizio prima di tale autorizzazione. L'attività di costruzione, posa e commissioning richiederà circa 4-6 mesi di tempo.

Dopo almeno 18 mesi di produzione, si deciderà se perforare il pozzo di sviluppo SM2, con l'ubicazione ottimale che potrà derivare dall'aggiornamento delle conoscenze G&G, oltre che dal comportamento produttivo del pozzo SM1d.

Gli investimenti relativi all'attività "firm" di sviluppo sono stati stimati (+/- 25%) e sono qui di seguito riportati:

a) Project management (7,5%)	108,75 k€;
b) Facilities di produzione (inclusi lavori civili)	1200,00 k€;
c) Metanodotto 3" (1 km circa)	250,00 k€;
d) Assicurazione (1,35%)	21,04 k€.

Il totale risultante per gli **investimenti "firm"** è dunque pari a **1580 k€** circa.

Nell'ipotesi della perforazione di un secondo pozzo (SM2d 1350 m circa) dallo stesso piazzale del pozzo SM1D, si avrebbero i seguenti investimenti aggiuntivi:

a) Project management (2,5% per drilling/compl., 7,5% per il resto)	95,00 k€;
b) Perforazione pozzo SM2d	2300,00 k€;
c) Completamento pozzo SM2d (singolo)	450,00 k€;
d) Facilities di produzione + tie-in (inclusi lavori civili)	350,00 k€;
e) Assicurazione (1,35%)	43,13 k€.

Il totale risultante per gli **investimenti "contingent"** è dunque pari a **3238 k€** circa.

## 5. COLTIVAZIONE DEL CAMPO

### 5.1. Esercizio

L'ubicazione geografica della Centrale di Santa Maddalena consente di assicurare un'attività di coltivazione senza presidio; in effetti, il campo di Santa Maddalena (Comune di San Pietro in Casale, BO) è ubicato a circa 25 km verso N dal campo di Sillaro (Comune di Medicina, BO), dove è in atto un'attività produttiva condotta dalla società Northsun Italia, società dello stesso gruppo dell'Operatore di Santa Maddalena. Tale situazione consente di effettuare una regolare attività di giro-pozzi ogni 2-3 giorni e di manutenzione ogni volta che si rende necessario, con interventi assolutamente tempestivi. Questa struttura gestionale rende marginali i costi di coltivazione del campo di Santa Maddalena consentendo un notevole risparmio sui costi operativi (OPEX). Gli OPEX sono indicati, su base annua, qui di seguito:

a) Gestione Operativa Campo Santa Maddalena	125,00 k€;
b) Servizi e consumabili	30,00 k€;
c) Reservoir monitoring + studi	15,00 k€.

L'ammontare annuo per gli OPEX è pertanto pari a circa 170 k€ circa, a cui va aggiunto il costo di smaltimento dell'acqua di produzione (80 €/m<sup>3</sup>).

Nel caso di decisione di perforare il secondo pozzo (SM2d) di coltivazione, gli OPEX aggiuntivi sarebbero quelli di seguito indicati:

d) Gestione operativa (incremento)	50,00 k€;
e) Servizi e consumabili (incremento)	20,00 k€;
f) Reservoir monitoring + studi (incremento)	10,00 k€.

L'incremento annuale degli OPEX nel caso di allaccio di un secondo pozzo risulterebbero dunque pari a 80 k€ circa.

### 5.2. Abbandoni

I costi di abbandono saranno tutti concentrati nell'anno successivo al termine della produzione del pozzo SM1d del Campo di Santa Maddalena e consistono nei seguenti:

• Project management (1,75%)	16,62 k€;
• Chiusura mineraria del pozzo SM1d (coil tbg + rig)	600,00 k€;
• Smontaggio e smaltimento delle facilities di produzione	75,00 k€;
• Bonifica dei metanodotti di pertinenza (1 km)	100,00 k€;
• Ripristino del sito	175,00 k€.

Il totale dei costi di abbandono risulta pertanto pari a 967 k€ circa.

Nel caso di decisione di perforare il secondo pozzo (SM2d) di coltivazione, i costi di abbandono relativi avrebbero gli incrementi ("contingent") qui di seguito indicati:

- |                                                                        |            |
|------------------------------------------------------------------------|------------|
| • Project management (1,75%)                                           | 12,25 k€;  |
| • Chiusura mineraria del pozzo SM2d (coil tbg + rig)                   | 600,00 k€; |
| • Smontaggio e smaltimento delle facilities di produzione (incremento) | 25,00 k€;  |
| • Ripristino del sito (incremento)                                     | 75,00 k€.  |

Il totale aggiuntivo dei costi di abbandono sarebbe dunque pari a circa 712 k€.

## 6. VALUTAZIONE ECONOMICA DEL PROGETTO

Sulla base di tutte le indicazioni tecniche e di costo presentate nei capitoli precedenti del presente documento, sono state impostate le valutazioni economiche del progetto di sviluppo del pozzo SM1d. In considerazione dell'assoluta comparabilità tra i 3 scenari di produzione, la valutazione dei risultati economici è applicata al solo Scenario C, intermedio tra quelli esaminati e comunque indiziato di rappresentare la decisione operativa della società ( $Q_{g_{max}} = 20.000 \text{ stm}^3/\text{g}$ ).

A parte i riferimenti sopra indicati, i dati di base per il calcolo economico sono i seguenti:

- a) Inizio operativo del progetto di sviluppo: gennaio 2013;
- b) Inizio produzione: gennaio 2014;
- c) Prezzo di vendita del gas: 31 cent€/stm<sup>3</sup>;
- d) O.H. 10% oppure 40 k€/anno minimo;
- e) Tasso di sconto: 10%;
- f) Tasse: 36,9%.

La tabella 5 fornisce il risultato "deterministico" di tali valutazioni che, in sintesi, sono qui di seguito riportate:

• Cash flow finale	9856 k€
• NPV	5735 k€
• IRR	75 %
• NPV/CAPEX	3,59

I risultati sono molto buoni confermando il valore economico del progetto anche in presenza di variazioni significative dei parametri di calcolo (CAPEX, OPEX, prezzo di vendita del gas, produzione).

Per tale ragione, come abbiamo indicato, per i CAPEX abbiamo assunto possibili variazioni del +/- 25%, mentre per gli OPEX possiamo assumere possibili variazioni di +/- 20%. Quello che può significativamente cambiare è il prezzo di vendita del gas (+/- 30%) e, naturalmente, la produzione (+/- 40%). Le possibili variazioni testè indicate sono state inserite in calcoli di sensibilità che hanno dato i risultati seguenti (figura 24):

- a) Al variare del CAPEX, l'NPV si annulla per valori superiori del 465% mentre, con un incremento del 25%, si mantiene un'economicità sancita da un NPV pari a 5342 € con un IRR del 60%;
- b) Al variare degli OPEX, l'NPV si annulla per valori superiori del 582% mentre, con un incremento del 20%, si mantiene un'economicità sancita da un NPV pari a 5505 € con un IRR del 73%;
- c) Al variare del prezzo di vendita del gas, l'NPV si annulla per valori pari al -66,6% mentre, con una riduzione del 30%, si mantiene un'economicità sancita da un NPV pari a 3153 € con un IRR del 48%;
- d) Al variare della produzione, l'NPV si annulla per valori inferiori del 66,6% mentre, con una riduzione del 40%, si mantiene un'economicità sancita da un NPV pari a 2292 € con un IRR del 38%.

In buona sostanza, all'interno dei possibili intervalli dei principali parametri per il calcolo dell'economicità di un progetto, quello che maggiormente può influenzare il dato economico è sicuramente il prezzo di vendita, vedi tabella 6, seguito dal variare delle riserve (indicato come riduzione percentuale della produzione).

In definitiva, il progetto di sviluppo del pozzo SM1d ha un elevato grado di affidabilità economica che non dovrebbe mai, pur nella varianza anche ampia di alcuni parametri, varcare la linea rossa di un NPV nullo.



Fig. 1: Inquadramento geografico dell'area

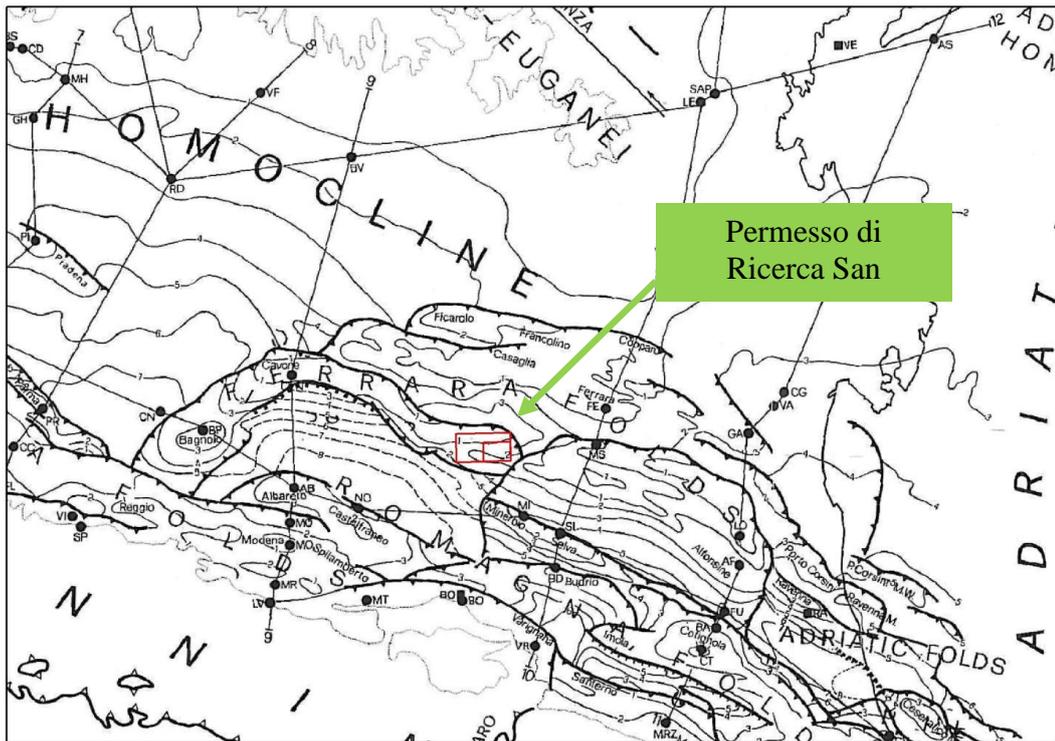


Fig. 2: Inquadramento dell'area del Permesso di Ricerca San Vincenzo

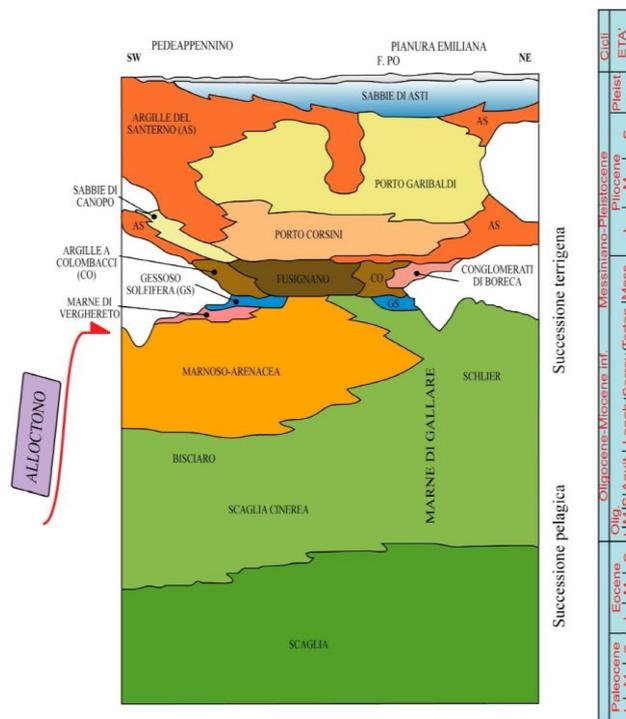


Fig. 3: Rapporti stratigrafici del sottosuolo della Pianura Padana

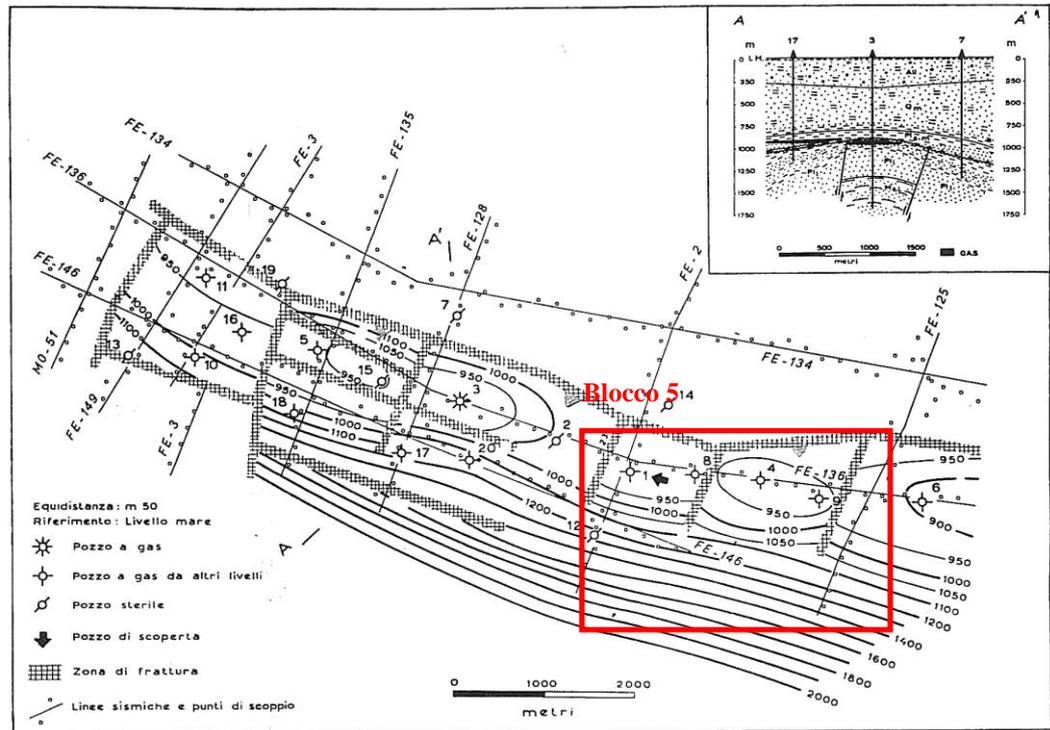


Fig. 4: Mappa strutturale del giacimento di San Pietro in Casale, AGIP ('60)

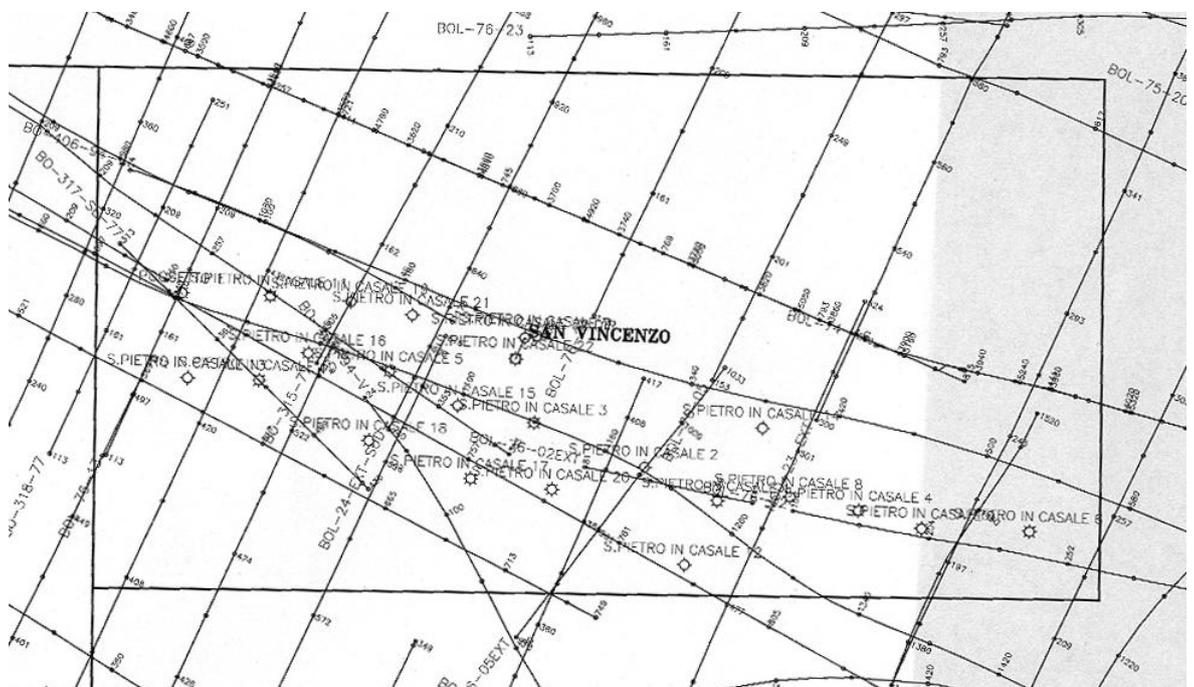
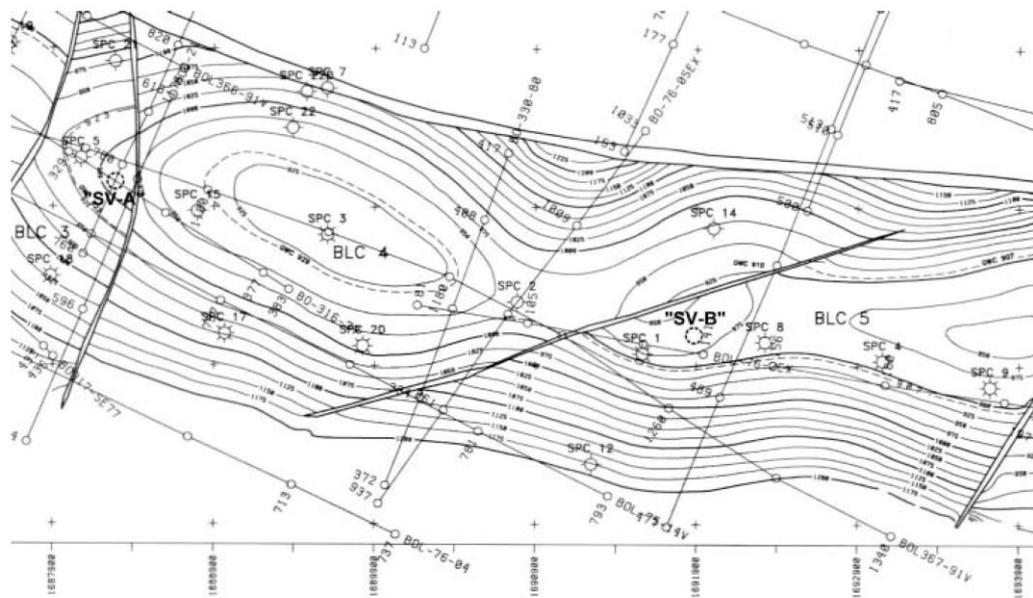


Fig. 5: Copertura sismica progressiva (104km) e pozzi perforati (SPC 1-22, Poggetto 1) nell'area del Permesso San Vincenzo



ISOBATE DEL LIVELLO PL1-H

Fig. 6: Isobate orizzonte PL1-H (da "SAN VINCENZO" - Remaining Potentiality Evaluation, EcoPetrol 2002)

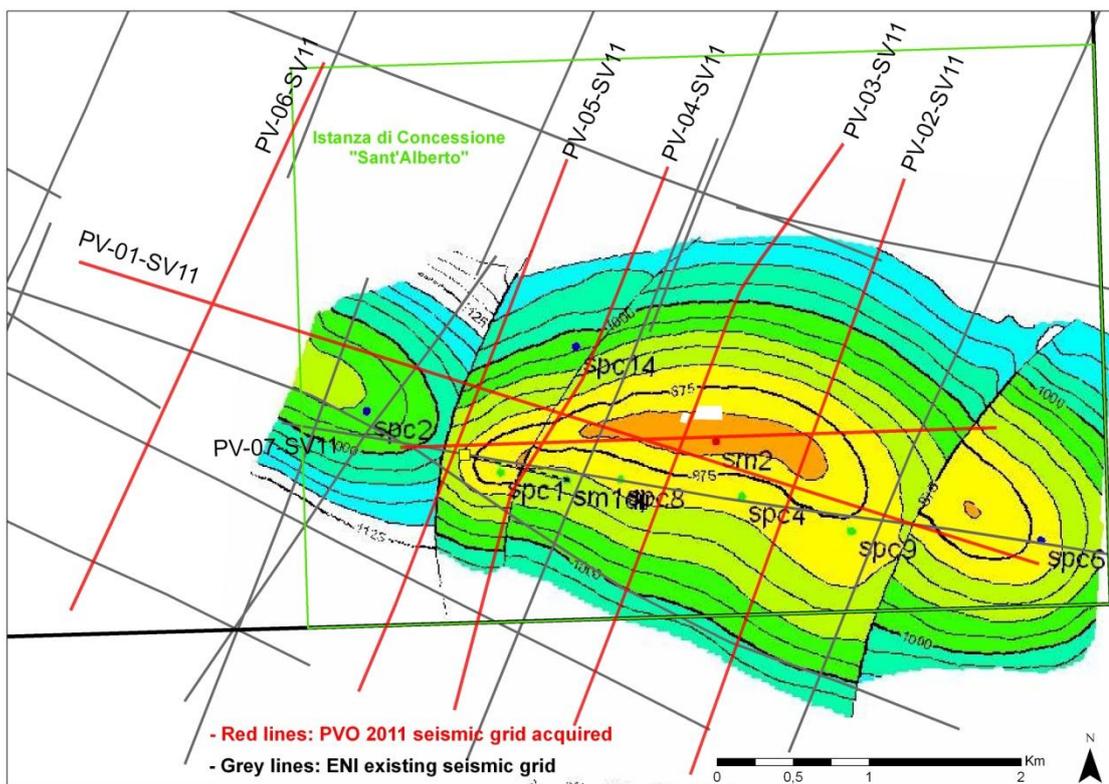


Fig. 7: Mappa strutturale Edison 2006 (Blocco 5) con evidenziato il grid simico AGIP/ENI e il grid sismico Po Valley Op. 2011

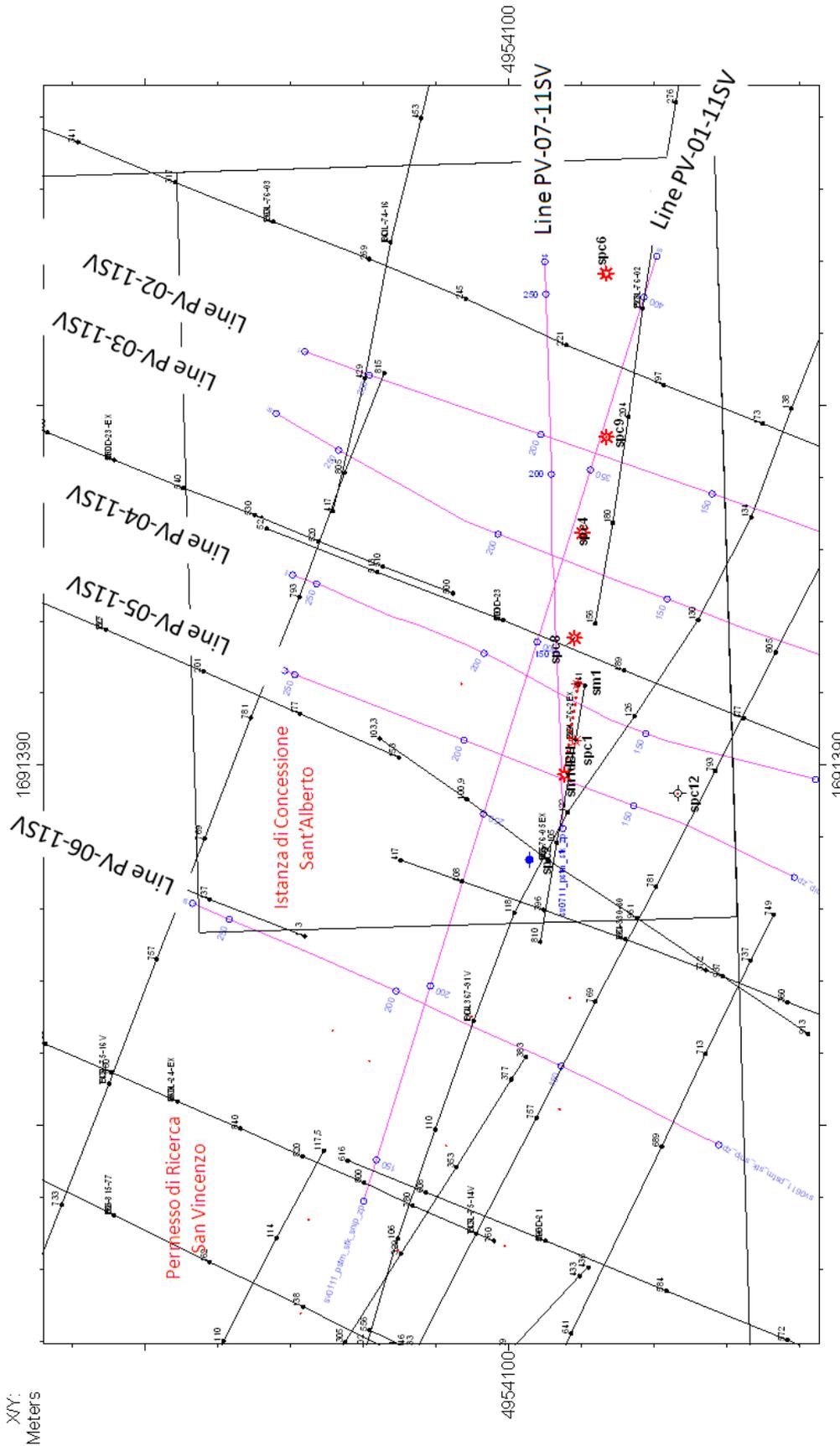


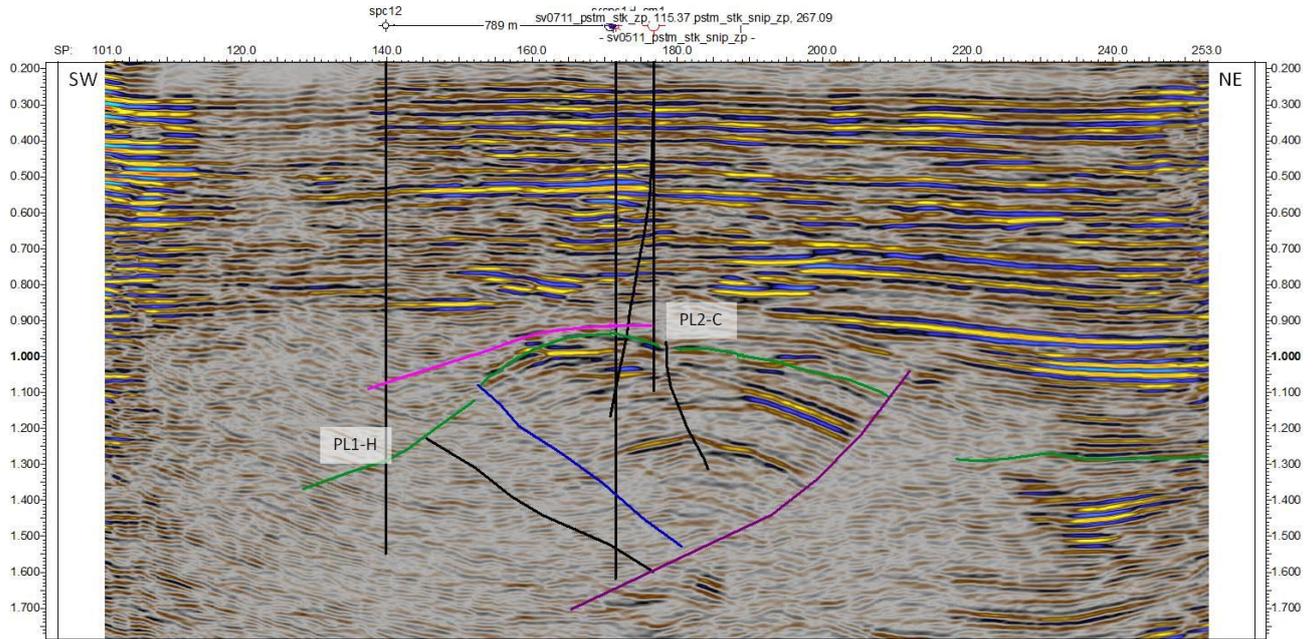
Fig. 8: Programma sismico 2D acquisito da Po Valley Op. nel 2011 (linee viola)

Seismic Micro-Technology, Inc.
Project: PROGETTO KINGDOM SAN VINCENZO
Project Location:
Scale = 1:30000 0 300 600 900 1200 1500 m
Base Map

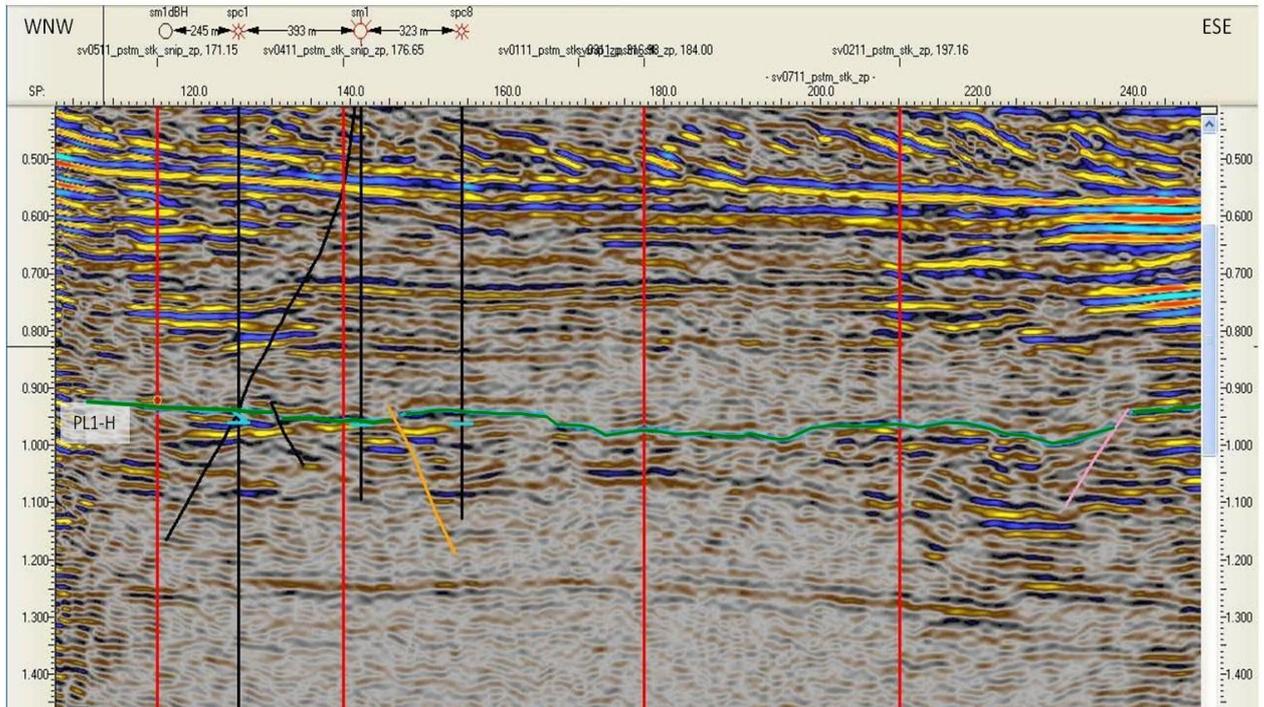


Fig. 9: Vibroseis durante la fase di acquisizione

SV\_05



SV\_01



Composite line SV07 + SV01

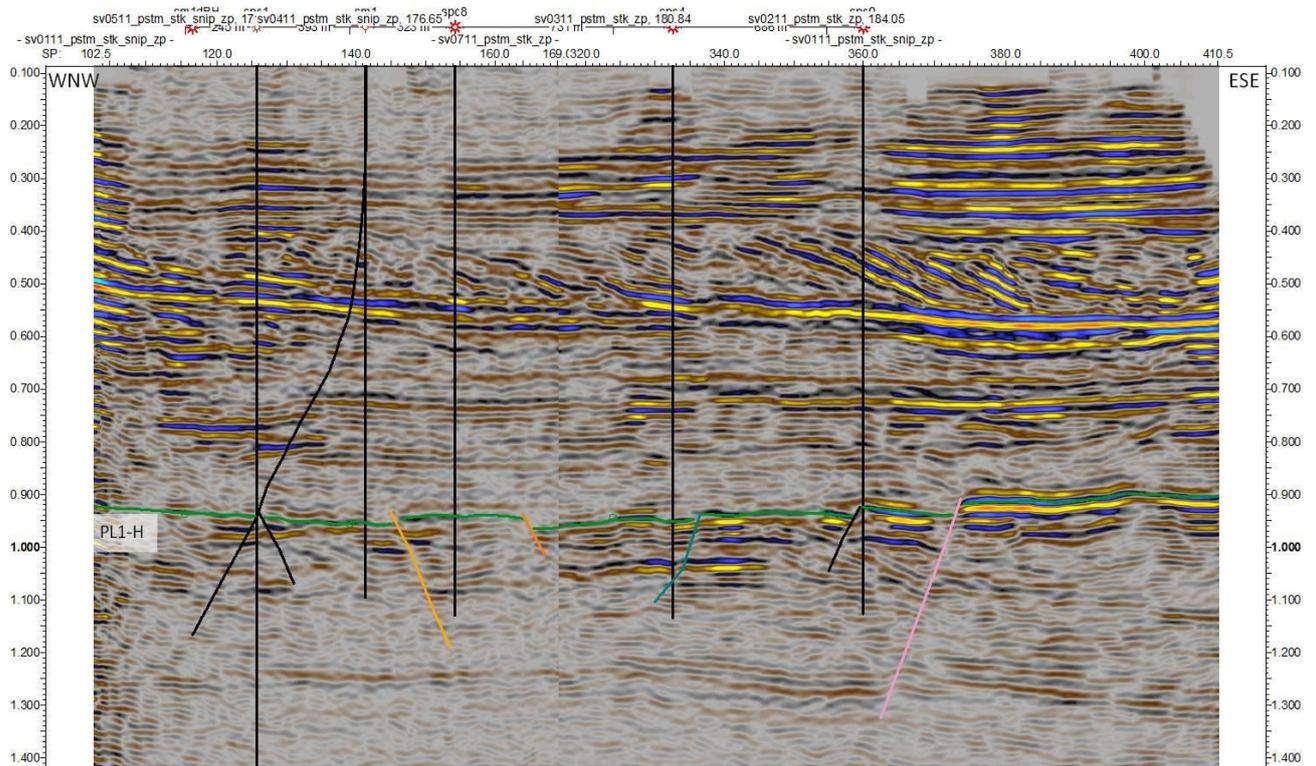


Fig. 10: Linee sismiche migrate PV-05SV11, PV-01SV11 + composite line PV-07+01SV11

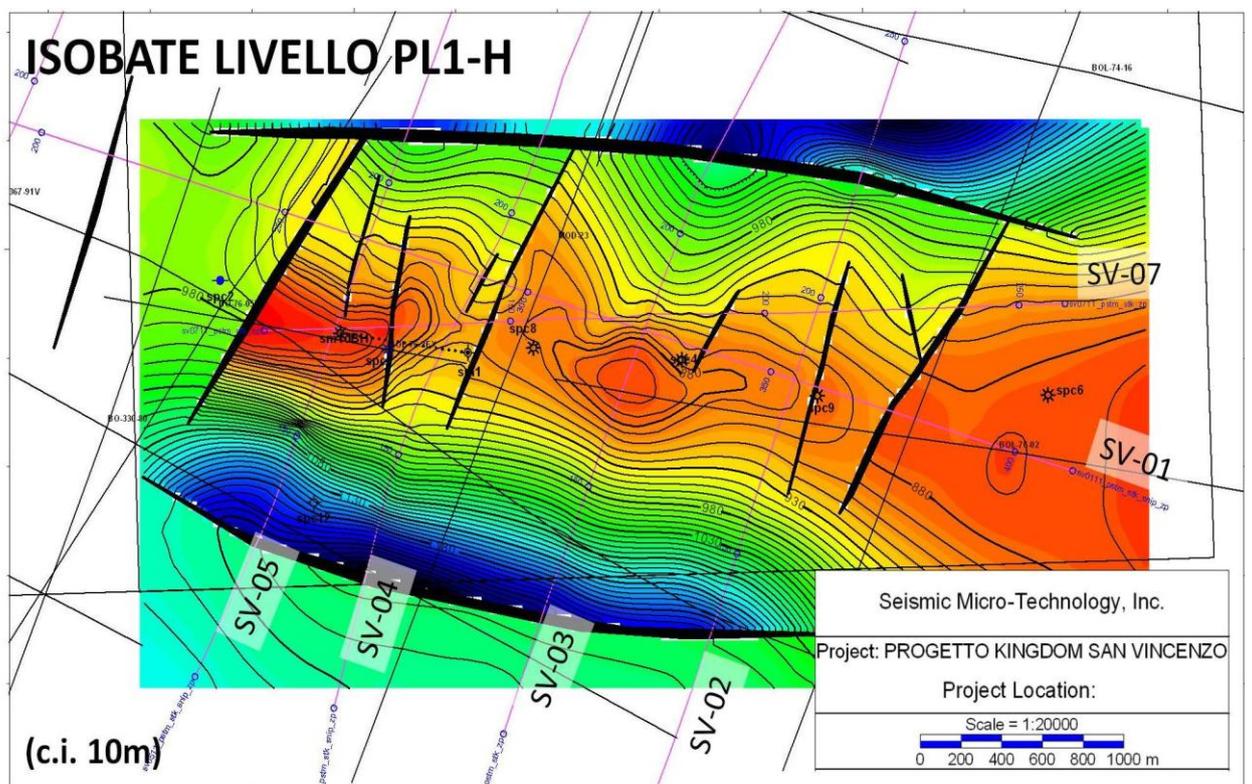


Fig. 11: Mappa strutturale Po Valley Op. 2011 (Blocco 5), con evidenziate le linee acquisite durante la campagna sismica del 2011

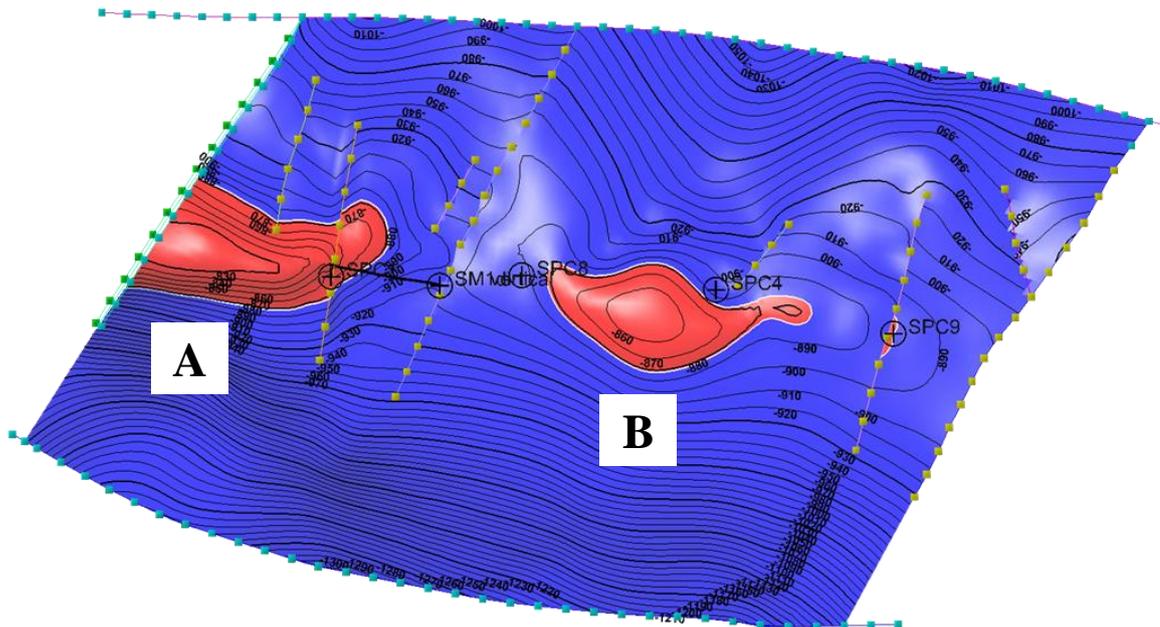


Fig. 12: Mappa Po Valley Op. 2011 (Blocco 5), con evidenziate le due culminazioni strutturali A e B

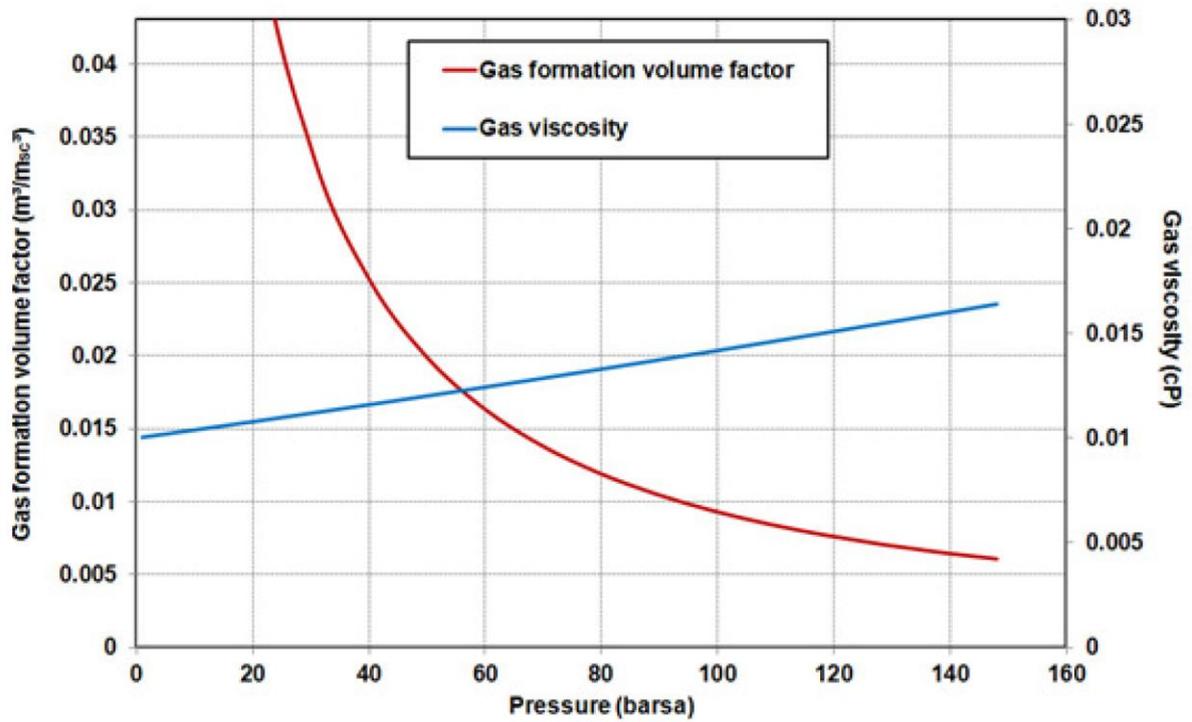


Fig. 13: Fattore di volume e viscosità del gas

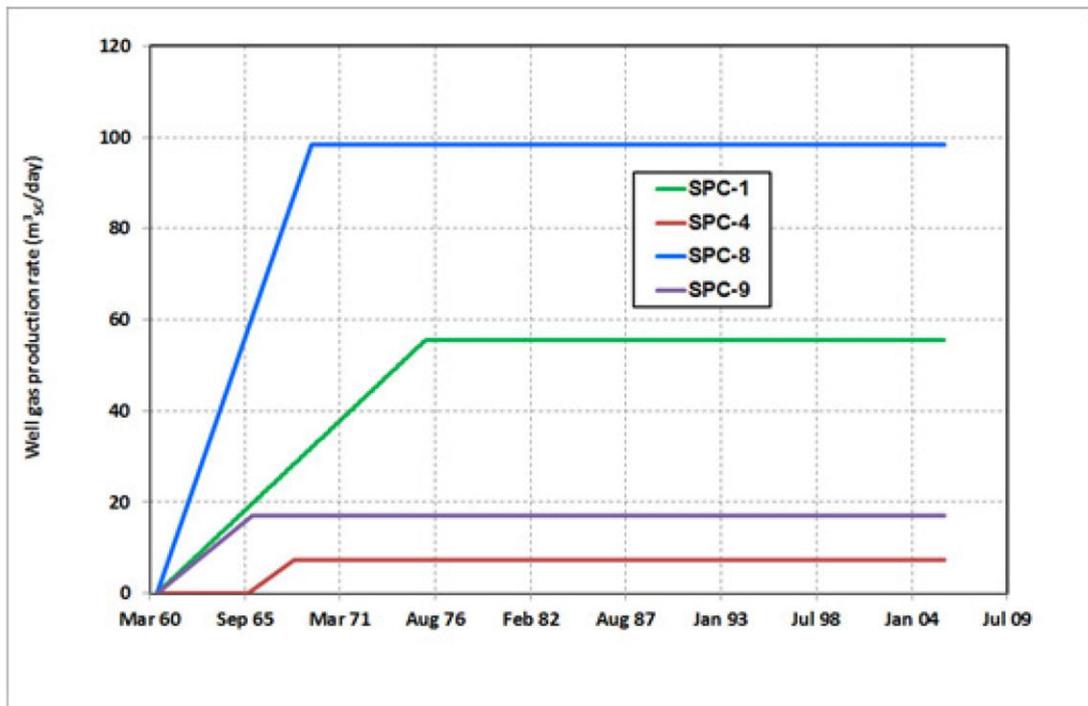


Fig. 14: Ricostruzione della produzione storica cumulativa del livello PL1-H (SPC-1, 4,8,9)

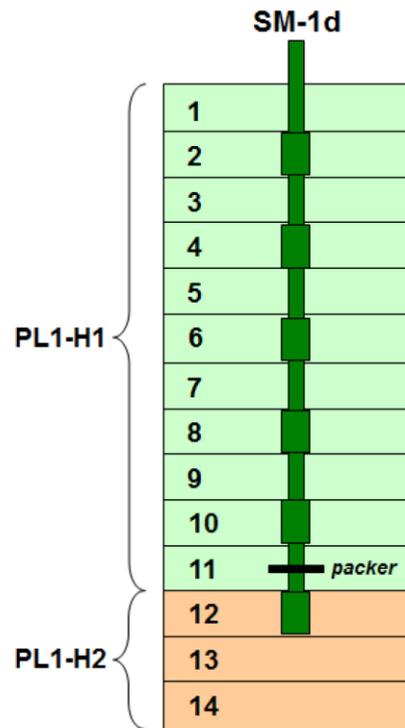


Fig 15: Schema dei layers produttivi

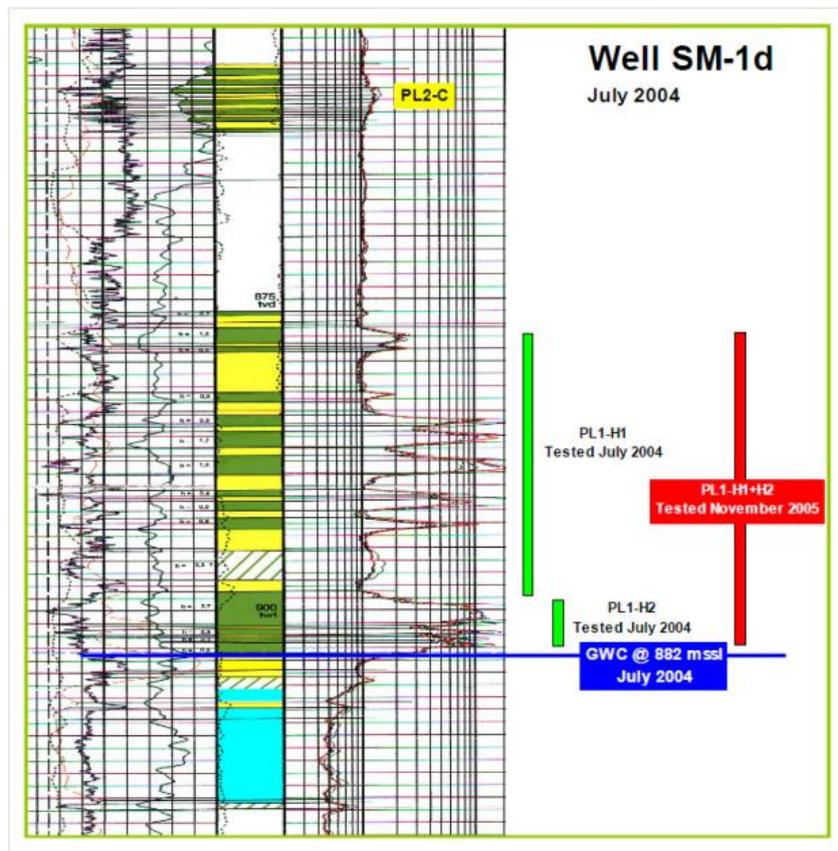


Fig. 16: Stralcio del log del SM1d con evidenziati i livelli testati e la tavola d'acqua

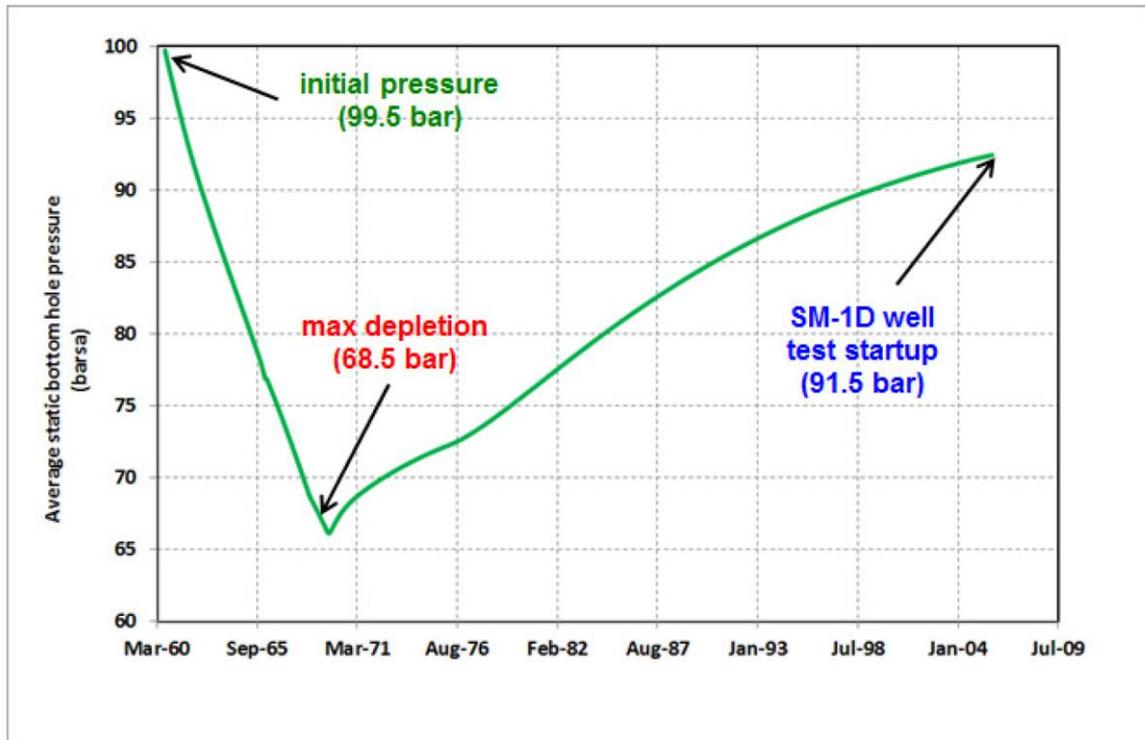


Fig. 17: Risultato della simulazione della pressione statica di reservoir

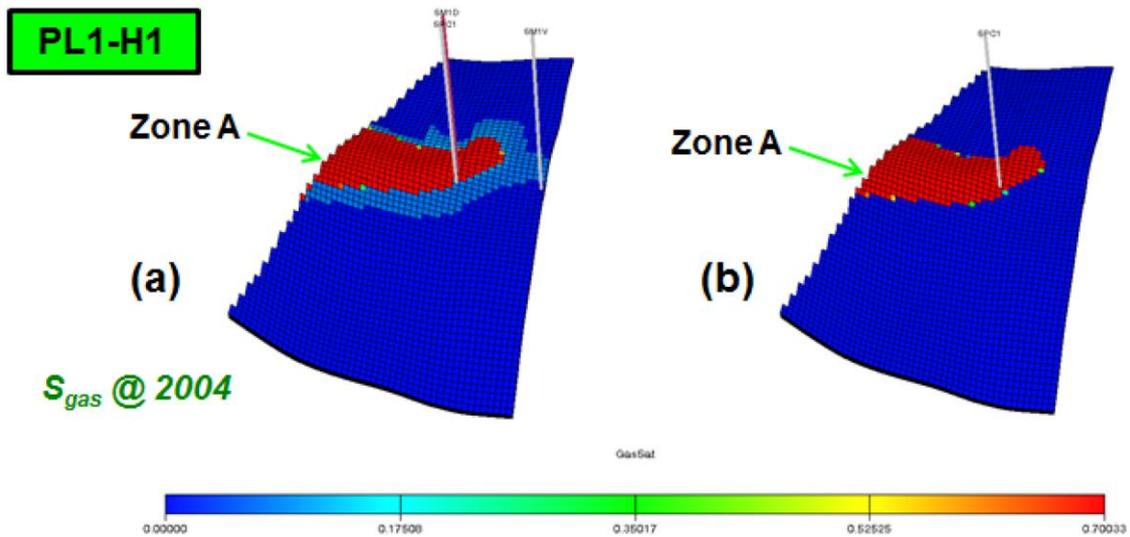


Fig. 18: Rappresentazione 3D della simulazione della risalita del GWC

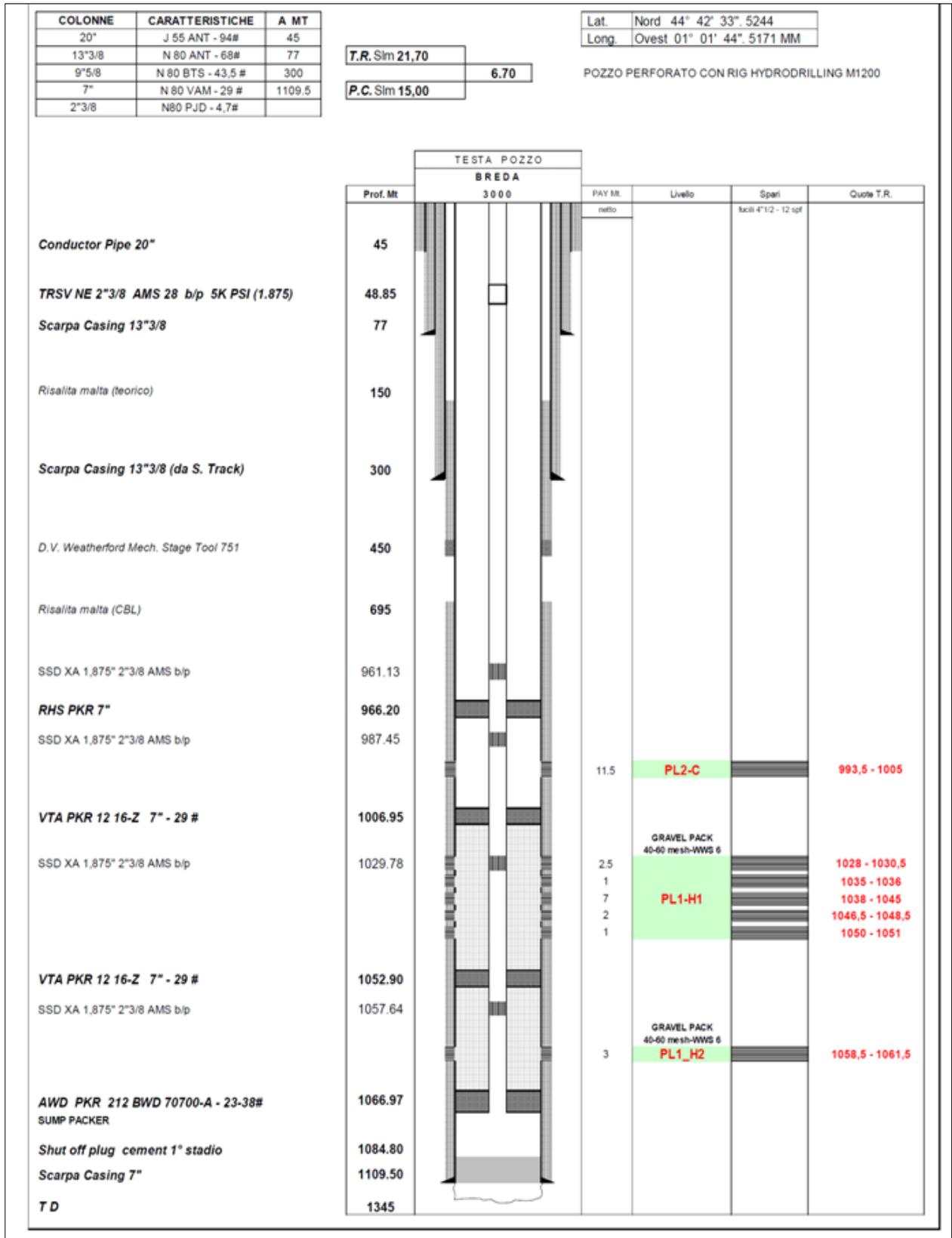


Fig. 19: Schema di completamento del pozzo SM1d

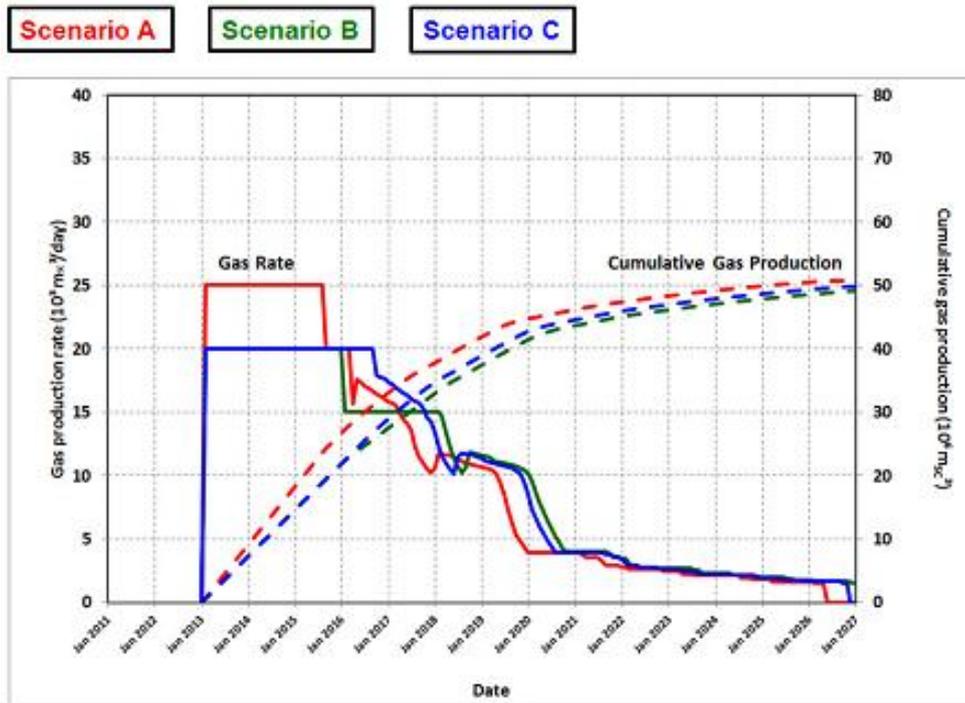


Fig. 20: Grafico della produzione di gas per i tre scenari di coltivazione ipotizzati

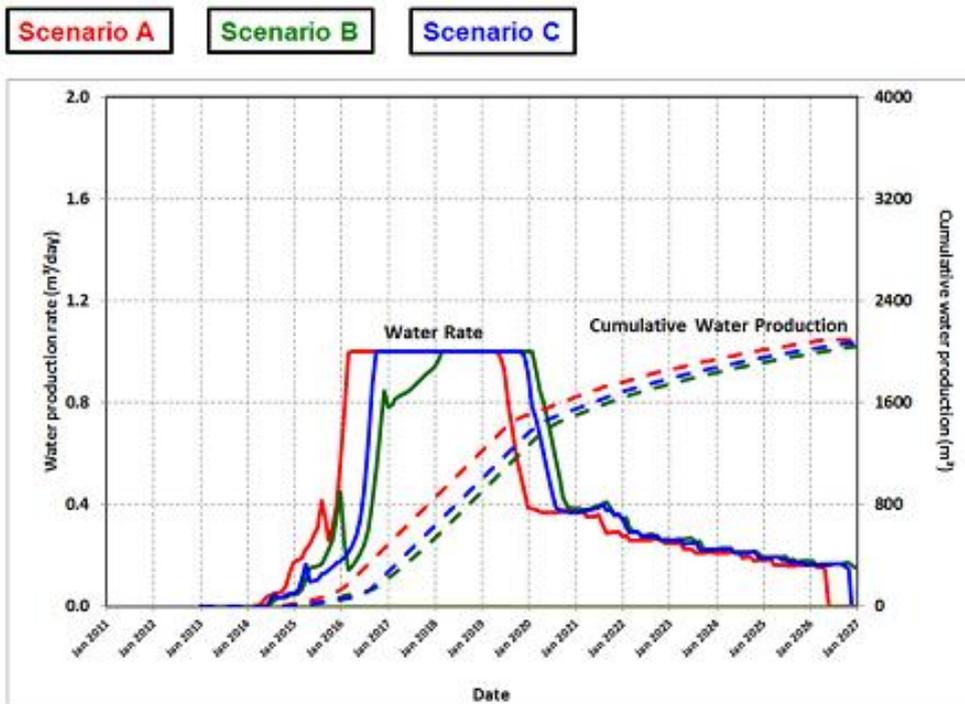


Fig. 21: Grafico della produzione di acqua per i tre scenari di coltivazione ipotizzati

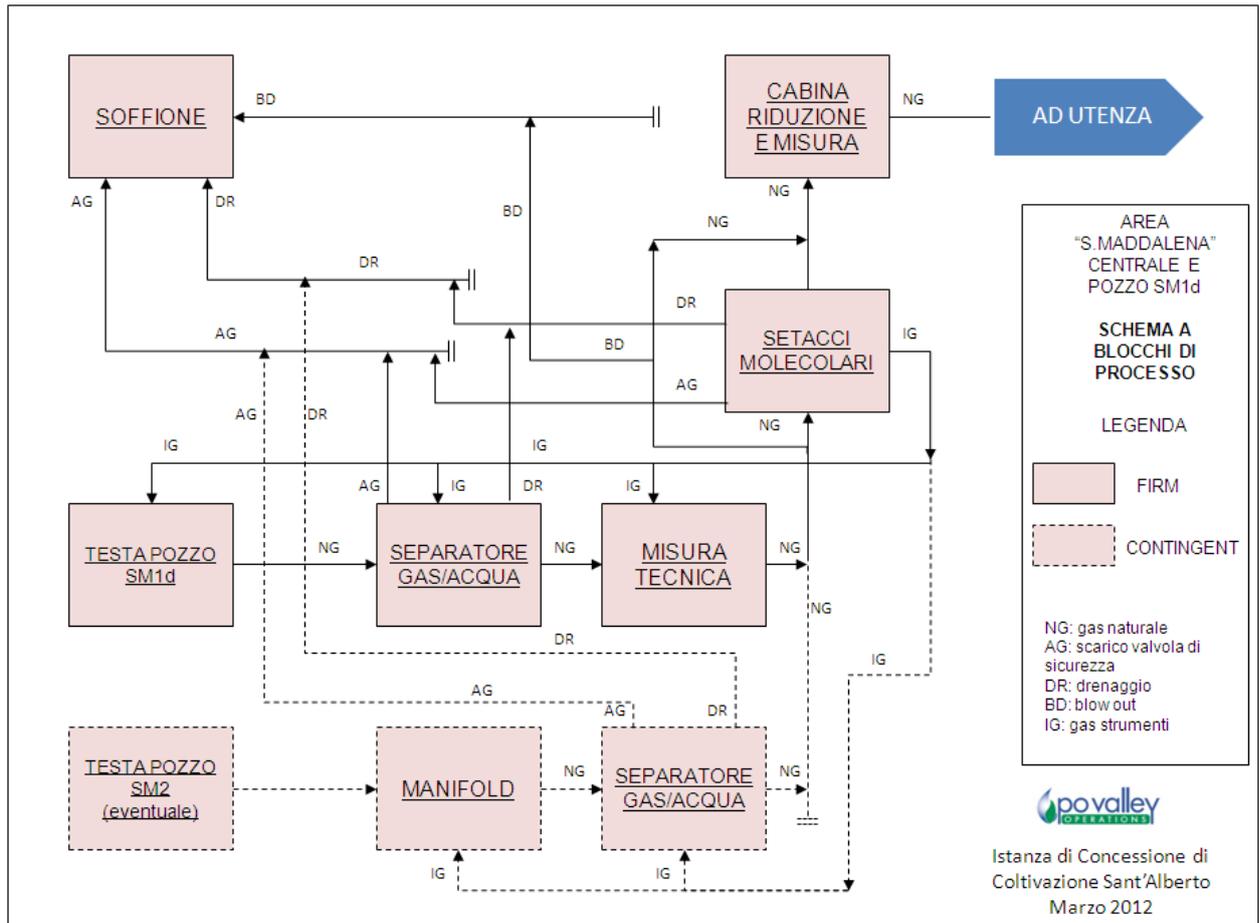
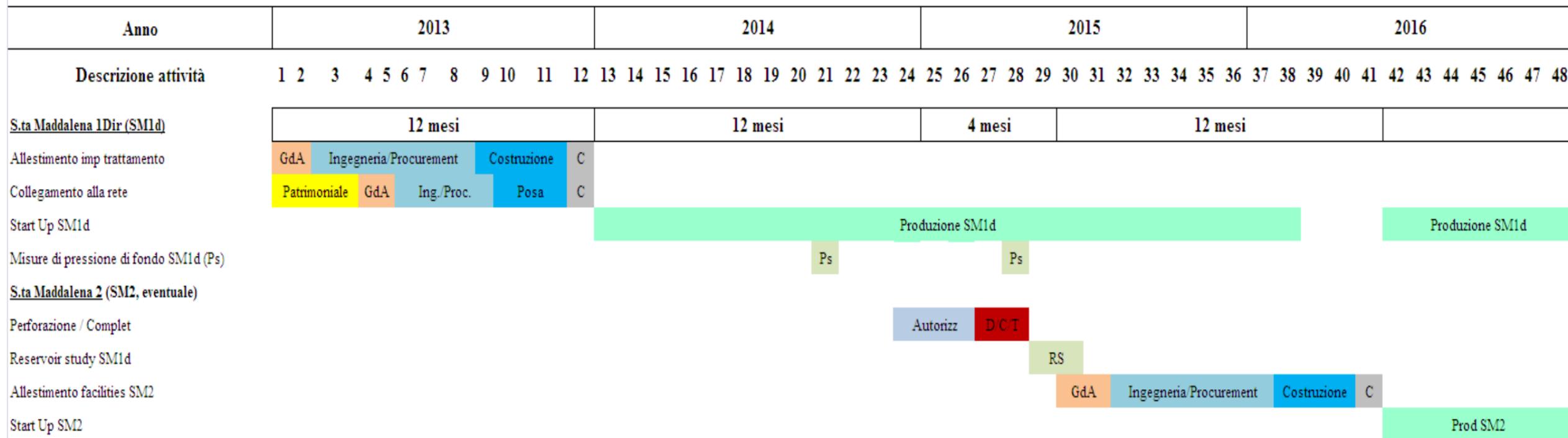


Fig. 22: Schema a blocchi di processo, Centrale Santa Maddalena

## Santa Maddalena - Project Plan



- Note:
- 1 I mesi sono conteggiati a partire dal consenso al piano di sviluppo;
  - 2 Il periodo di produzione tra le due fasi di sviluppo è dettato dalla necessità di verificare il comportamento produttivo del pozzo SM1d;
  - 3 L'interruzione della produzione di SM1d sarà ottimizzato con il dettaglio delle attività di tie-in;
  - 4 Le fasi di commissioning (C) sono relative alla verifica funzionale delle varie attrezzature, ma anche alle fasi di autorizzazione (collaudi, ecc);
  - 5 La perforazione del pozzo SM2 (D/C/T) sarà effettuata dopo la verifica del comportamento dei reservoirs (Reservoir study, RS).

Aggiornato da: D. Balistreni

Roma, 08 marzo 2012

Fig. 23: Pianificazione del progetto di sviluppo

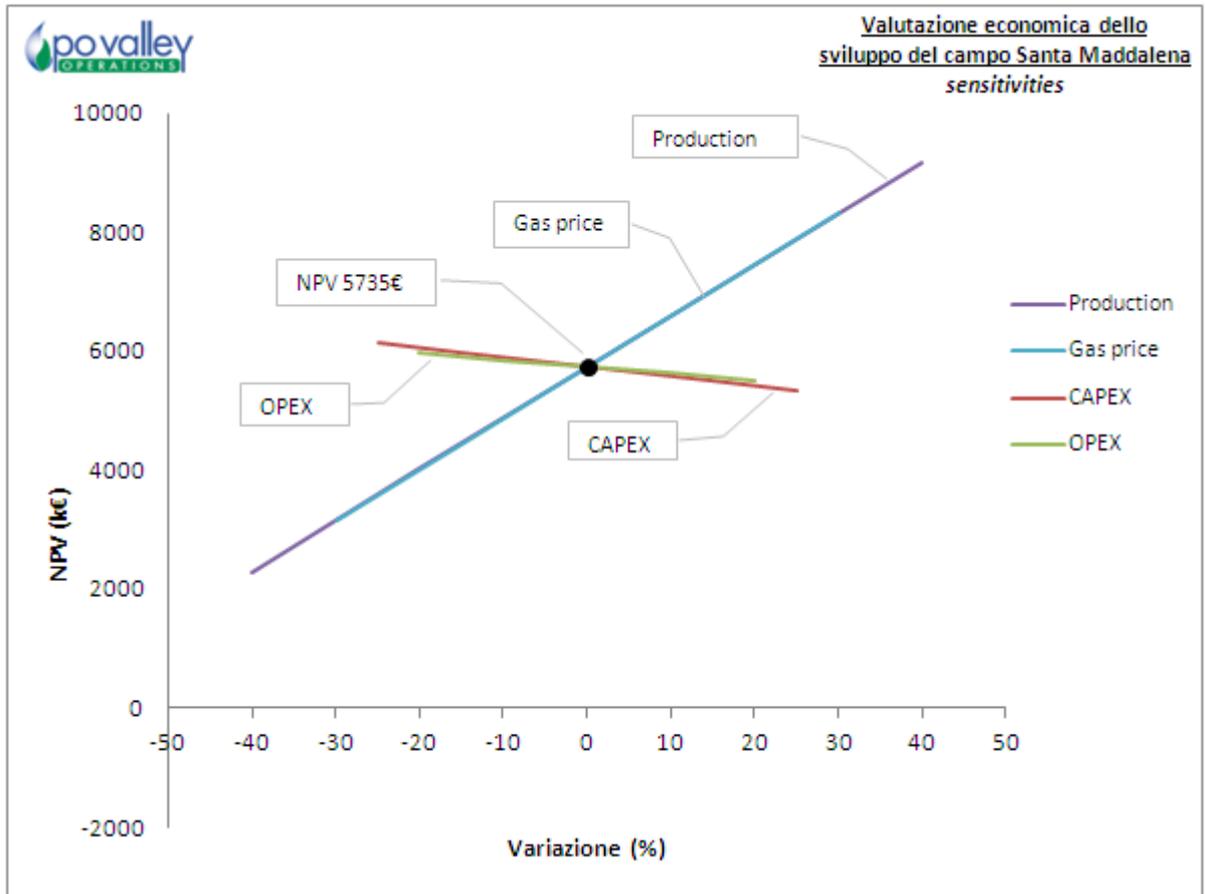


Fig. 24: Calcoli di sensibilità

Component	Molar %
	(%)
C1	99.37
C2	0.06
C3	0.10
i-C4	0.01
n-C4	< 0.01
i-C5	< 0.01
n-C5	< 0.01
C6 +	0.02
N2	0.43
CO <sub>2</sub>	0.01
He	< 0.01

Tab. 1: Composizione media del gas dei campioni prelevati durante i test di produzione del SM1d

Geological level	Porosity	$S_{w,cr}$	NTG	$k_x = k_y$ (ZONE A)	$k_x = k_y$ (ZONE B)
	(-)	(-)	(-)	(mD)	(mD)
PL1-H1	0.26	0.30	0.75	350	80
PL1-H2				250	80

Tab. 2: Parametri petrofisici del livello PL1-H

STATIC GOIP EVALUATION				
Level	Zone	Date	GWC	GOIP
			(m ssl)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub> )
PL1-H (H1+H2)	A	1960	907	180.8
PL1-H (H1+H2)	B	1960	907	201.8
<b>PL1-H (H1+H2)</b>	<b>A+B</b>	<b>1960</b>	<b>907</b>	<b>382.6</b>

DYNAMIC GOIP EVALUATION				
Level	Zone	Date	GWC	GOIP
			(m ssl)	(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> <sub>sc</sub> )
PL1-H (H1+H2)	A	1960	907	180.4
PL1-H (H1+H2)	B	1960	907	201.7
<b>PL1-H (H1+H2)</b>	<b>A+B</b>	<b>1960</b>	<b>907</b>	<b>382.1</b>

Tab. 3: Valori del GOIP statico e dinamico

**Santa Maddalena - Previsioni di produzione (solo pozzo esistente)**

Anno di produzione	Scenario A Q <sub>gmax</sub> = 25.000 (1a fase); 20.000 stm <sup>3</sup> /g (2a fase)		Scenario B Q <sub>gmax</sub> = 20.000 (1a fase); 15.000 stm <sup>3</sup> /g (2a fase)		Scenario C Q <sub>gmax</sub> = 20.000 stm <sup>3</sup> /g (solo intervallo superiore)	
	Gp <sub>anno</sub> , 10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	Gp <sub>cum</sub> , 10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	Gp <sub>anno</sub> , 10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	Gp <sub>cum</sub> , 10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	Gp <sub>anno</sub> , 10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>	Gp <sub>cum</sub> , 10 <sup>6</sup> stm <sup>3</sup>
1	9,1	9,1	7,3	7,3	7,3	7,3
2	9,1	18,2	7,3	14,6	7,3	14,6
3	8,5	26,7	7,3	21,9	7,3	21,9
4	6,3	33,0	5,6	27,5	7,0	28,9
5	4,8	37,8	5,5	33,0	5,8	34,7
6	4,1	41,9	4,4	37,4	4,2	38,9
7	2,8	44,7	4,0	41,4	3,8	42,7
8	1,5	46,2	2,2	43,6	1,9	44,6
9	1,2	47,4	1,5	45,1	1,3	45,9
10	0,9	48,3	1,0	46,1	1,1	47,0
11	0,9	49,2	1,0	47,1	0,9	47,9
12	0,7	49,9	0,8	47,9	0,8	48,7
13	0,6	50,5	0,6	48,5	0,6	49,3
14	0,2	50,7	0,6	49,1	0,5	49,8
<b>Totali</b>	<b>50,7</b>		<b>49,1</b>		<b>49,8</b>	

Tab. 4: Profili di produzione per i tre scenari di coltivazione ipotizzati

		Sant'Alberto Concession Application (Scenario C)																			Hp: Production with the existing Santa Maddalena 1 Dir well. Initial gas flow-rate = 20.000 st <sup>3</sup> /g		
		Operator: PVO				Values in 2012 k€						Updated: March 2012						W.I.=			100,00 %		Partners:
Description/Year	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Total	Remarks	
<b>Capital expenditure, k€</b>	0,0	1579,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	966,6	0,0	0,0	0,0	2546,4		
Farm in expenditure	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Farm in option share	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
G&G exploration + other costs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Drilling	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Completion	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Project Management	0,0	108,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,0	0,0	125,4		
Facilities (incl. Engineering)	0,0	1200,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1200,0	Separation + heater + treatment + measurement. Compression supposed not needed.	
Pipes (incl. Engineering)	0,0	250,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	250,0	10 km gaspipe	
Well Operations (Test, WO, ST, ...)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Insurance	0,0	21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,0		
Facilities removal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	175,0	100 kJ for gaspipe + 75 kJ/km for production facilities	
P&A of well(s)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	600,0	Coiled tbg - rig	
Site abandonment	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	175,0	0,0	0,0	0,0	175,0		
<b>Operating expenditure, k€</b>	25,0	25,0	170,0	170,3	173,6	189,0	199,2	199,2	199,2	186,8	181,0	177,3	176,5	175,8	175,1	158,6	0,0	0,0	0,0	0,0	2581,8		
G&G and reservoir studies	0,0	0,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,0		
Other studies	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Exploitation costs	25,0	25,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	155,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2220,0		
Water disposal	0,0	0,0	0,0	0,3	3,6	19,0	29,2	29,2	29,2	16,8	11,0	7,3	6,5	5,8	5,1	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	166,8		
Well operations (WL, CT, ...)	0,0	0,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	91,0		
Gas treatment	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Gas compression	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Oil treatment	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>General costs, k€</b>	41,5	162,0	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	41,5	98,2	0,0	0,0	0,0	882,6		
Overheads	40,0	160,5	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	96,7	0,0	0,0	0,0	857,1		
"Canon" (Asset rental)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,0	0,0	0,0	25,5	Hp: "canoni" on limited area of the previous permit.	
<b>Commercial costs, k€</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Condensate Transportation and storage	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Oil Transportation and storage	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>Total, k€</b>	66,5	1766,8	211,5	211,8	215,1	230,5	240,7	240,7	240,7	228,3	222,5	218,8	218,0	217,3	216,6	200,1	1064,8	0,0	0,0	0,0	6010,8		
<b>Net total, k€</b>	66,5	1766,8	211,5	211,8	215,1	230,5	240,7	240,7	240,7	228,3	222,5	218,8	218,0	217,3	216,6	200,1	1064,8	0,0	0,0	0,0	6010,8		
<b>Production forecast</b>																							
Gas (10 <sup>8</sup> sm <sup>3</sup> )	0,0	0,0	7,3	7,3	7,3	7,0	5,8	4,2	3,8	1,9	1,3	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	49,8		
Sour gas (10 <sup>8</sup> st <sup>3</sup> )	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Condensate (10 <sup>3</sup> bbl)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Oil (10 <sup>3</sup> bbl)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Acqua (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,4	0,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1		
Net Gas (10 <sup>8</sup> sm <sup>3</sup> )	0,0	0,0	7,3	7,3	7,0	5,8	4,2	3,8	1,9	1,3	1,1	0,9	0,8	0,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	49,8		
Net Sour gas (10 <sup>8</sup> st <sup>3</sup> )	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Net Condensate (10 <sup>3</sup> bbl)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Net Oil (10 <sup>3</sup> bbl)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>Revenues</b>	20,0	80,2	2283,0	2283,0	2283,0	2190,0	1818,0	1322,0	1198,0	609,0	423,0	361,0	299,0	268,0	208,0	175,0	48,3	0,0	0,0	0,0	15866,6		
Gas sales	0,0	0,0	2263,0	2263,0	2263,0	2170,0	1798,0	1302,0	1178,0	589,0	403,0	341,0	279,0	248,0	186,0	155,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15438,0		
Sour gas sales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Condensate sales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Oil sales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Operating	20,0	80,2	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	48,3	0,0	0,0	0,0	426,6		
Royalties on gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Royalties on sour gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	First 25 million st <sup>3</sup> /year of gas production exempted
Royalties on oil	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>Cash flow per year</b>	-46,5	-1686,5	2071,5	2071,2	2067,9	1959,5	1577,3	1081,3	957,3	380,7	200,5	142,2	81,0	50,7	-10,6	-25,1	-1016,5	0,0	0,0	0,0	9855,8		
<b>Cumulated cash flow</b>	-46,5	-1733,0	338,5	2409,7	4477,5	6437,1	8014,4	9095,7	10053,0	10433,6	10634,2	10776,4	10857,3	10908,0	10897,3	10872,2	9855,8	9855,8	9855,8	9855,8			
Depreciation on Capex	0,0	233,8	233,8	233,8																			

	Variazione percentuale prezzo del gas				
	<b>-30</b>	<b>-15</b>	<b>0</b>	<b>+15</b>	<b>+30</b>
CASH FLOW (k€)	5224	7540	<b>9856</b>	12171	14487
NPV(k€)	3153	4444	<b>5735</b>	7026	8317
IRR (%)	48	62	<b>75</b>	87	99
NPV/CAPEX	1.97	2.78	<b>3.59</b>	4.40	5.21

Tab. 6: Sensibilità dei parametri economici al variare del prezzo del gas