

# **2<sup>^</sup> sessione**

**ESPLORAZIONE  
GEOLOGICA DEL  
SOTTOSUOLO E  
MODELLAZIONE DEI  
SISTEMI PETROLIFERI  
E DI GAS NATURALI**

**modera:  
Franco Guglielmelli**

**paolo  
dell'aversana**

# Metodi geofisici integrati per l'esplorazione petrolifera

Paolo Dell'Aversana - eni e&p

**Parole chiave:** integrazione, geofisica, petrofisica, geologia, idrocarburi

*Atti del 1° Congresso dell'Ordine dei Geologi di Basilicata, "Ricerca, Sviluppo ed Utilizzo delle Fonti Fossili: Il Ruolo del Geologo", Potenza, 30 Novembre - 2 Dicembre 2012.*

## Riassunto

I metodi sismici, gravimetrici ed elettromagnetici forniscono informazioni complementari per l'esplorazione geofisica del sottosuolo e per la caratterizzazione dei giacimenti di idrocarburi. È noto che la sismica a riflessione è la metodologia che consente di definire con maggiore accuratezza le geometrie e le profondità dei giacimenti. Inoltre essa consente di stimare alcune importanti caratteristiche fisiche delle rocce, come ad esempio la porosità. Tuttavia i metodi sismici hanno limiti intrinseci quando vengono usati per la stima delle saturazioni dei diversi tipi di fluidi (acqua, gas, petrolio). Al contrario alcuni metodi elettromagnetici risultano sensibili al parametro saturazione, pur avendo forti limitazioni in termini di risoluzione. I metodi sismici ed elettromagnetici, unitamente a quelli gravimetrici, possono fornire informazioni complementari anche per la comprensione del contesto geologico entro il quale i giacimenti di idrocarburi vanno considerati. Di conseguenza l'integrazione delle varie discipline geofisiche può rappresentare una strategia esplorativa ottimale, soprattutto nei contesti geologici più complessi. La fisica delle rocce e l'interpretazione geologica dei modelli geofisici integrati giocano entrambe un ruolo fondamentale nel processo di integrazione.

## Introduzione

In genere l'integrazione di informazioni complementari fornisce valore aggiunto e migliora i processi decisionali. La geofisica integrata rappresenta spesso il punto di forza di molte strategie nell'ambito dell'esplorazione degli idrocarburi. Lo studio della fisica delle rocce mostra chiaramente che i diversi ambiti della geofisica sono tra loro correlati a vari livelli. I link esistenti tra i parametri elastici ed elettrici delle rocce giustificano fisicamente l'impiego di approcci geofisici integrati. Tuttavia qualsiasi processo di integrazione comporta dei costi aggiuntivi, l'impiego di risorse umane e di tecnologiche eccezionali, l'applicazione di flussi di lavoro non standard. È quindi sempre necessario verificare in che misura esistono le condizioni per cui valga la pena acquisire, elaborare e integrare informazioni di diversa natura. In tal senso questioni fondamentali sono le seguenti:

- 1) Il livello di complessità del problema geologico e geofisico è tale da giustificare i costi addizionali per l'impiego congiunto di diverse metodologie?
- 2) Una volta che si sia deciso di acquisire diversi tipi di dati (sismici, elettromagnetici, gravimetrici), come deve essere impostato il layout integrato per ottimizzare i costi, i tempi di acquisizione e la qualità dei dati?
- 3) Quali sono le tecniche e gli approcci ottimali per trasformare un set di dati multidisciplinari in un modello geofisico multi-parametrico?
- 4) Come si può verificare l'accuratezza e l'affidabilità di quest'ultimo e, soprattutto, la sua consistenza geologica?
- 5) Come si utilizza l'informazione integrata in modo da rendere fruttuoso il processo stesso di integrazione?

Nel recente passato, e soprattutto nell'ultima decade, l'industria petrolifera ha investito molto, in termini di sforzi economici, scientifici e tecnologici, per rispondere costruttivamente ai suddetti quesiti. Le ragioni che hanno indirizzato l'industria, ma anche una parte significativa del mondo accademico, verso approcci di geofisica integrata, sono sia tecniche sia economiche.

In estrema sintesi, la necessità di esplorare a profondità sempre crescenti e in contesti geologici sempre più complessi, ha messo in luce molti limiti intrinseci delle metodologie

“tradizionali” basate su approcci esclusivamente di tipo sismico. Per esempio molte anomalie di ampiezza sismica interpretate come evidenze di importanti giacimenti di idrocarburi si sono spesso rivelate, dopo la perforazione, come l'effetto di bassi livelli di saturazione in gas. È noto, infatti, che una bassa saturazione in gas, ad esempio in una formazione sabbiosa, può produrre un'anomalia di ampiezza confrontabile con quella generata da un accumulo commerciale di idrocarburi. A partire dall'inizio del nuovo millennio, i metodi elettromagnetici che utilizzano potenti sorgenti controllate, hanno cominciato a fornire, attraverso applicazioni industriali, informazioni complementari alla sismica (Eidesmo et al., 2002). Questo nuovo tipo di informazione si è spesso rivelato utile per sciogliere il dubbio a proposito delle suddette anomalie sismiche. Infatti, la risposta elettromagnetica, a differenza di quella sismica, è molto sensibile al grado di saturazione in idrocarburi. Essa può, in linea di principio, consentire la distinzione di un giacimento di interesse commerciale da una situazione di bassa saturazione in gas.

Oltre a dare un contributo importante per la definizione della saturazione in fluidi, i metodi elettromagnetici possono risultare complementari alla sismica per la definizione dei modelli geologici in aree complesse. Ad esempio in aree di catena montuosa il segnale sismico è spesso di qualità carente a causa di una molteplicità di effetti tra loro interconnessi e tutti legati alla complessità geologica stessa (effetti di scattering dei campi sismici, effetti statici legati alla topografia, complessità dei campi di velocità sismiche eccetera). In questi casi l'interpretazione delle sezioni sismiche non sempre risulta attendibile. Esistono chiari esempi in cui il metodo magnetotellurico, unitamente a quello gravimetrico, ha fornito un contributo essenziale all'esplorazione petrolifera in “thrust belt” (Dell'Aversana, 2001; Dell'Aversana, 2003;). Un analogo valore aggiunto dovuto all'integrazione di metodi sismici, elettromagnetici e gravimetrici, è emerso in più occasioni nel corso di complessi progetti esplorativi in aree coperte da basalti. Altri esempi ancora sono discussi in letteratura relativamente all'esplorazione di giacimenti ubicati in prossimità o al di sotto di duomi salini (Virgilio et al., 2010).

Oggi la tecnologia, sia in fase di acquisizione sia in fase di elaborazione del dato geofisico multi disciplinare, favorisce senz'altro l'applicazione di strategie esplorative basate su metodi integrati sismici e non-sismici.

Sia l'impiego di sistemi equipaggiati con diversi tipi di sensori (ad esempio sismici ed elettromagnetici), sia la disponibilità di potenti sistemi informatici per il calcolo parallelo, consentono l'applicazione di approcci geofisici integrati.

Naturalmente non è affatto scontato che un set di dati multidisciplinari venga poi correttamente integrato per fornire dei modelli geofisici multi parametrici. Questi, infatti, dovranno essere consistenti tra loro e, soprattutto, significativi dal punto di vista geologico. A tal fine esistono vari approcci e differenti tipi di algoritmi i quali possono essere utilizzati indipendentemente, ma più spesso in combinazione tra loro.

## Domini geofisici

L'espressione “dominio geofisico”,  $D_g$ , indica un set di misure geofisiche,  $d$ , un set di parametri geofisici  $m$ , e un set di relazioni matematiche  $G$  che legano le suddette misure con i parametri stessi.

Spesso esiste un altro set di relazioni,  $R$ , che mette in relazione i diversi parametri appartenenti al medesimo dominio. Le relazioni  $R$  possono essere, ad esempio, teoriche oppure stabilite per via empirica attraverso misurazioni correlate effettuate in laboratorio, oppure attraverso l'analisi comparata dei log di pozzo.

Infine un dominio geofisico è caratterizzato da uno specifico set di teorie  $K$ , metodologie  $M$ , e tecnologie  $T$  per l'acquisizione, l'analisi e l'interpretazione dei dati.

Esempi di domini geofisici sono quello sismico, quello elettromagnetico e quello gravimetrico. Per esempio il dominio sismico è caratterizzato da un set di parametri fisici (i parametri elastici), e da un set di equazioni (le equazioni dell'elastodinamica); tramite queste ultime è possibile analizzare e interpretare le osservazioni sperimentali (come ad esempio i dati sismici misurati

con i geofoni ubicati in superficie, o in pozzo). Il dominio sismico è inoltre caratterizzato da un set di metodologie e tecnologie utilizzate per l'acquisizione e l'elaborazione dei campi acustici e/o elastici.

Invece il dominio elettromagnetico è caratterizzato da un diverso set di parametri fisici (i parametri elettrici ed elettromagnetici), e da un set di equazioni (le equazioni di Maxwell, ad esempio); tramite queste ultime è possibile analizzare e interpretare le osservazioni sperimentali (come ad esempio la risposta elettromagnetica misurata con dipoli elettrici e con magnetometri). Il dominio elettromagnetico è infine caratterizzato da uno specifico set di metodologie e tecnologie utilizzate per l'acquisizione e l'elaborazione dei campi elettromagnetici. In termini generali un dominio geofisico può essere rappresentato attraverso la seguente notazione sintetica:

$$D_g = \{ \overset{!}{d}, \overset{r}{m}, G, R, T, K, M \} \quad (1-1)$$

I simboli tra parentesi hanno il significato descritto poc'anzi. Le misurazioni sperimentali effettuate in un certo dominio geofisico vengono comunemente rappresentate in forma vettoriale:

$$\overset{!}{d} = [d_1, \dots, d_i, \dots, d_{N-1}, d_N]^T . \quad (1-2)$$

I parametri sono espressi analogamente nella seguente forma vettoriale:

$$\overset{r}{m} = [m_1, \dots, m_i, \dots, m_{M-1}, m_M]^T . \quad (1-3)$$

Il simbolo T usato sia in (1-2) sia in (1-3) significa "trasposto".

Come anticipato sopra, i vettori dei dati e dei parametri sono collegati tra loro da relazioni matematiche genericamente espresse attraverso un operatore  $G$ , solitamente non lineare, detto operatore "forward" (o "diretto"). Quest'ultimo, applicato al vettore dei parametri (modello geofisico) fornisce la risposta "predetta"  $\overset{!}{d}_p$ :

$$G\overset{r}{m} = \overset{!}{d}_p \quad (1-4)$$

Il problema (1-4) è comunemente detto "problema diretto", mentre il problema opposto, cioè quello di trovare il modello geofisico  $\overset{r}{m}$  a partire dalle osservazioni sperimentali, è detto problema inverso. Quando si verifica la condizione ideale  $\overset{!}{d}_p = \overset{!}{d}$ , allora vuol dire che il modello geofisico è consistente con le osservazioni sperimentali. Questa rappresenta una condizione limite a cui tendere. In altri termini riuscire a trovare un modello che consenta di simulare le osservazioni (entro i limiti dell'errore sperimentale), vuol dire aver trovato una soluzione del "problema inverso". Comunque anche quando si riesce a realizzare un ottimo "fit" tra risposta predetta e osservazioni sperimentali, non è affatto detto che il modello geofisico sia *univocamente vicino* alla realtà. Questo problema è ben noto ed in genere si indica come "*questione della non univocità delle soluzioni del problema inverso*" o della "*equivalenza dei modelli geofisici*". Questa condizione di equivalenza geofisica può essere fortemente ridimensionata attraverso l'integrazione di diversi tipi di dati. Infatti, invertire congiuntamente diversi tipi di dati per ricavare un modello multi parametrico (per esempio di velocità sismiche e di resistività elettriche), rappresenta un procedimento matematico, fisico e geologico sottoposto a molti più vincoli rispetto ad un problema inverso "standard" (cioè relativo ad un singolo dominio). Infatti, le soluzioni di un problema inverso risolto in più domini geofisici è soggetta alla seguente condizione: i diversi modelli geofisici finali non solo debbono "onorare" tutte le osservazioni sperimentali, ma debbono soddisfare anche determinate relazioni tra i parametri corrispondenti. Ai fini della discussione qui sviluppata va sottolineato

che le osservazioni geofisiche appartenenti a diversi domini vengono in genere acquisite indipendentemente, usando differenti tecnologie e strumentazioni. Tuttavia, nonostante tale indipendenza in fase di acquisizione, i diversi domini geofisici possono essere collegati tra loro nello spazio dei parametri. Il loro collegamento è spesso così stretto da far apparire la suddivisione della geofisica in domini separati come una semplificazione eccessiva. Dette

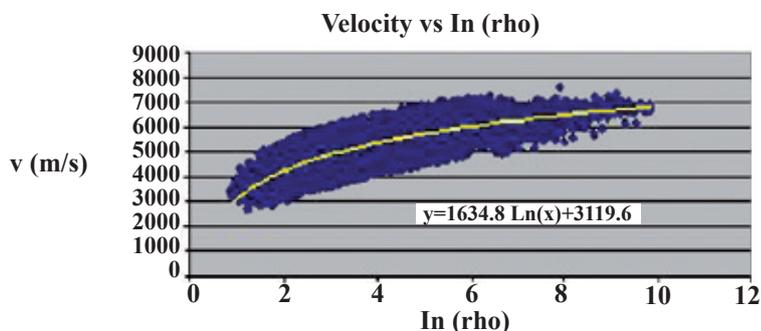


Fig. 1A  
esempio di cross plot  
tra velocità sismiche  
e resistività.

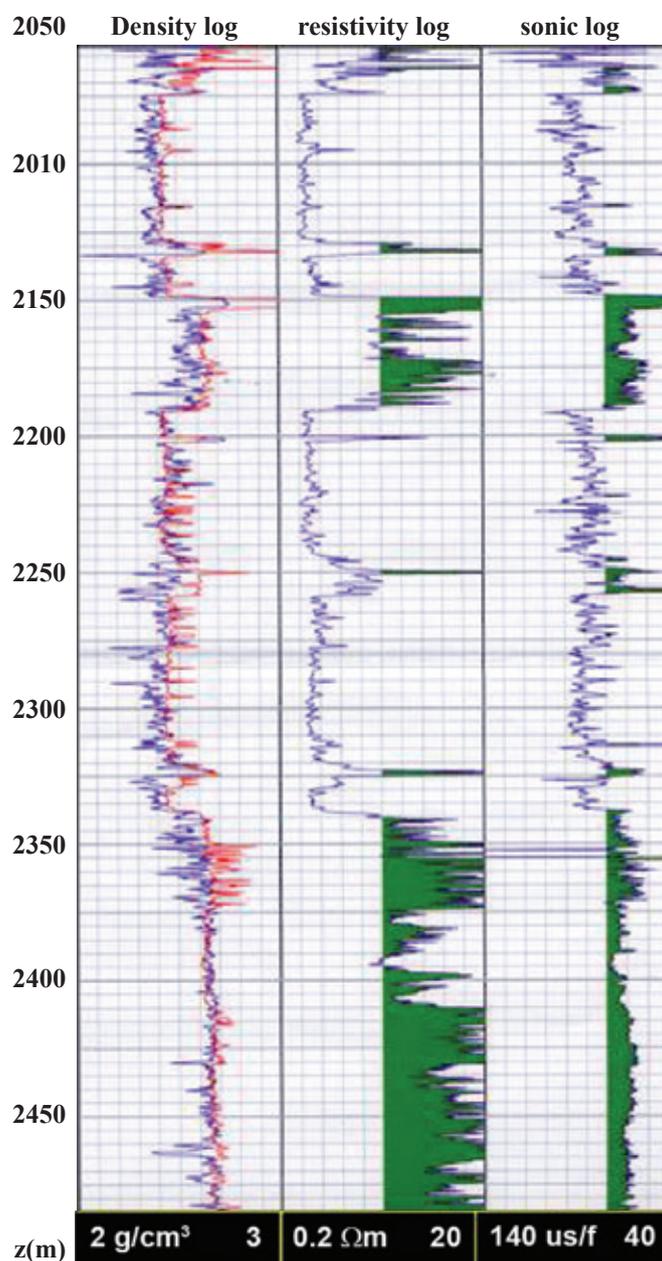


Fig. 1B esempio di  
log di pozzo.

relazioni possono sussistere a un livello geofisico e a un livello che riguarda la fisica delle rocce. È grazie ad esse che è possibile integrare l'informazione geofisica e ricavare modelli multi parametrici da dati di tipo sismico, elettromagnetico, gravimetrico etc.

I link geofisici in genere possono essere riscontrati attraverso l'analisi dei log dei pozzi. Ad esempio i pannelli della Fig. 1 mostrano la chiara correlazione esistente tra i parametri geofisici di resistività, densità e velocità sismiche.

I diversi domini geofisici sono collegati tra loro anche attraverso parametri petrofisici quali la porosità e la saturazione. Esiste un gran numero di relazioni di questo tipo in letteratura (Schön 1996; Mavko, Mukerji and Dvorkin 1998). Combinando queste formule tra loro è possibile derivare nuove relazioni tra velocità, densità e resistività sulla base dei parametri porosità e saturazione (Miotti, Bernasconi and Rovetta 2009a; Miotti, Rovetta and Bernasconi 2009b; Dell'Aversana et Al., 2011). La scelta delle relazioni da usare per integrare i diversi domini geofisici varia a seconda del contesto geologico e della litologia (Carcione, Ursin and Nordskag 2007; Schön J.H., 1996). Un esempio molto dettagliato di come sia possibile combinare tra loro diverse relazioni di rock physics per ricavare nuovi modelli petrofisici è discusso in Dell'Aversana et al. 2011.

La Figura 2 mostra una rappresentazione multidimensionale delle relazioni tra  $V_p$ , conducibilità, porosità e saturazione. Osservando la figura si può constatare che, usando assieme l'informazione di velocità (derivata dal dominio sismico) e quella di conducibilità (derivata dal dominio elettromagnetico), è possibile in linea di principio ricavare una stima univoca di porosità e saturazione. Questo risultato non è fisicamente possibile quando si utilizzano le informazioni sismiche ed elettromagnetiche indipendentemente. È questo il concetto espresso poc'anzi secondo cui l'integrazione dell'informazione consente di ridurre il problema dell'equivalenza geofisica.

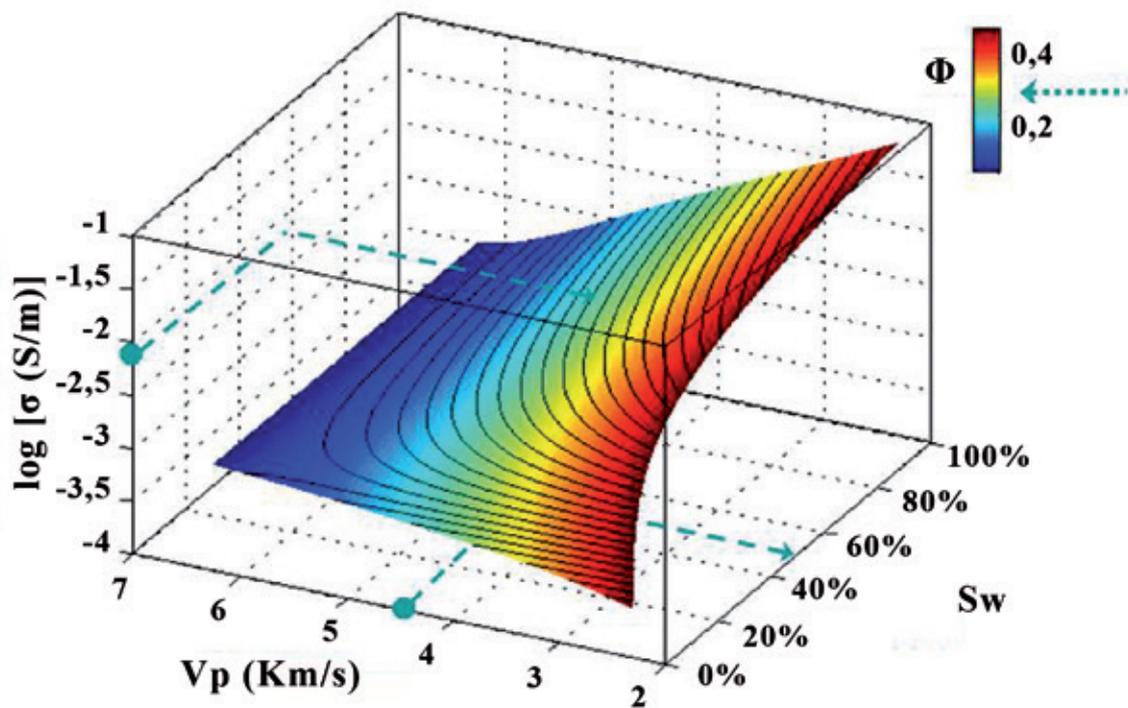


Fig. 2 esempio di correlazione tra logaritmo della conducibilità (asse Z) e velocità sismica (asse X), al variare della porosità (in colore) e saturazione in acqua (asse Y).

## Metodi di integrazione

Il flusso di lavoro che, a partire da un set di dati multidisciplinari, conduce a un modello geofisico multi parametrico, può attuarsi attraverso approcci di integrazione a diversa complessità. Il livello più semplice è quello in cui un certo tipo di modello viene semplicemente sovrapposto ad un altro. In questo caso, più che di integrazione vera e propria, si tratta di una semplice comparazione tra modelli ottenuti a valle di processi indipendenti. Un esempio è mostrato in Fig. 3 dove un modello di resistività ottenuto tramite inversione di dati elettromagnetici marini è sovrapposto ad una sezione sismica. Un livello più avanzato di integrazione è dato dalle inversioni vincolate: in questo caso l'informazione di un dominio geofisico viene usata per vincolare l'inversione del dato appartenente ad un altro dominio. Un esempio tipico è l'inversione di dati elettromagnetici (o gravimetrici) vincolata da dati sismici. Questi ultimi vengono utilizzati per fissare le geometrie del modello, mentre i dati elettromagnetici (o gravimetrici) vengono invertiti per ricavare i parametri di interesse all'interno degli strati con geometria vincolata.

Le inversioni cooperative rappresentano un livello più complesso di integrazione tra due o più dati geofisici complementari. In questo caso si comincia con l'inversione dei dati relativi ad un certo dominio (sismico, ad esempio). Il modello ottenuto tramite questa prima inversione viene successivamente trasformato in un altro modello parametrico, usando relazioni empiriche: ad esempio il modello di velocità viene trasformato in un modello di resistività. Quest'ultimo viene usato come modello di partenza per l'inversione dei dati elettromagnetici. Questa seconda inversione produrrà un modello aggiornato di resistività. Quest'ultimo, a sua volta, può essere ritrasformato in un nuovo modello "derivato" di velocità, da usare come ipotesi iniziale (starting model) per una nuova inversione sismica, e così via. La Figura 4 rappresenta un esempio di modello multi parametrico di resistività e densità ottenuto tramite inversioni cooperative tra

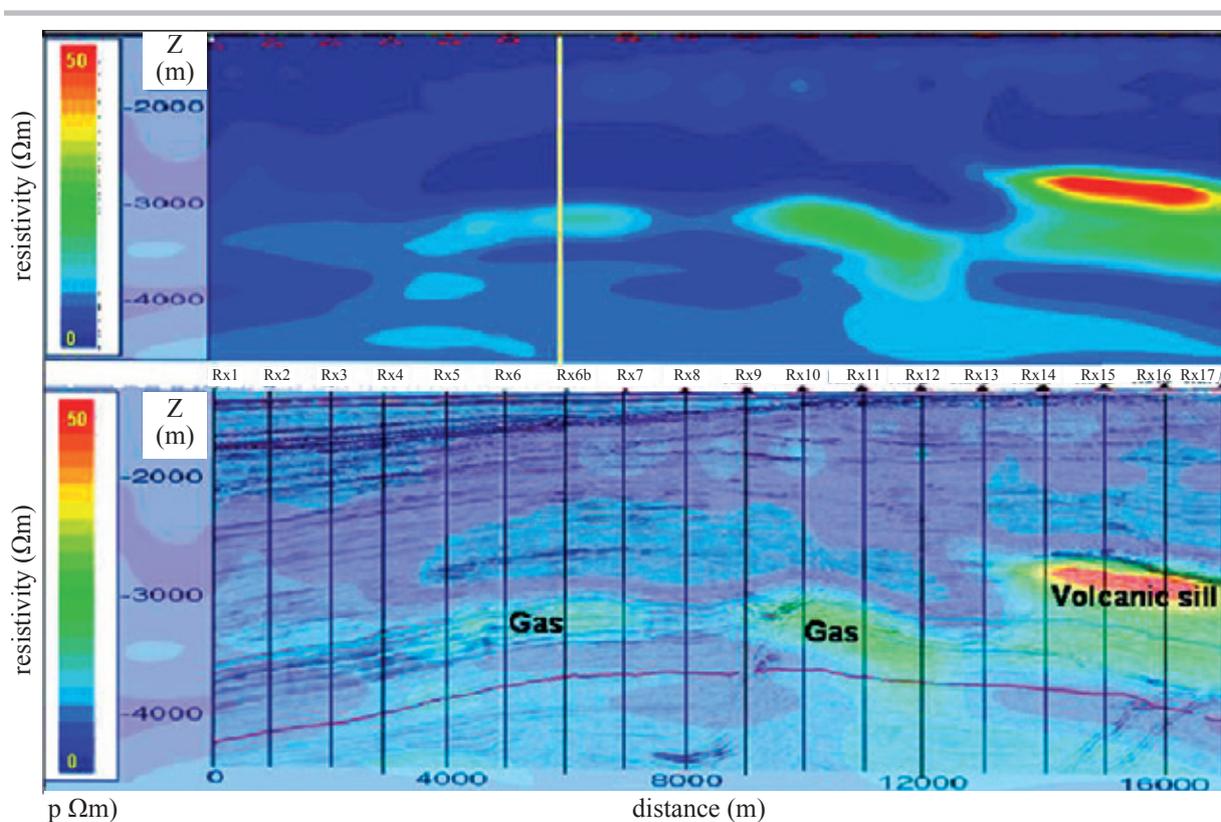


Fig. 3 (da Dell'Aversana and Zanoletti, 2010) nel pannello superiore è mostrato un modello di resistività ottenuto per inversione di dati marine CSEM (Marine Controlled Source Electromagnetics). Nel pannello inferiore si vede lo stesso modello sovrapposto alla sezione sismica corrispondente.



## **Considerazioni conclusive: il ruolo del geologo**

L'intero processo di integrazione geofisica acquista valore quando viene interpretato geologicamente. Il ruolo del geologo è fondamentale almeno per i seguenti tre motivi. Innanzitutto perché la conoscenza geologica può rappresentare una guida fondamentale per la scelta dei parametri di acquisizione. In secondo luogo il geologo può contribuire al processo di integrazione, suggerendo le relazioni empiriche più adatte tra i diversi domini geofisici, e/o scegliendo i modelli petrologici più idonei in funzione delle differenti litologie. In terzo luogo il ruolo del geologo è importante a valle del processo di integrazione, in quanto la conoscenza della geologia di un'area fornisce un vincolo imprescindibile per la selezione dei modelli finali multi parametrici. Sarà compito del geologo, al termine del work flow di integrazione, operare una valutazione ed una selezione motivata su base geologica dei modelli geofisici ottenuti.

In conclusione l'esperienza recente nel campo dell'esplorazione petrolifera conferma che la geologia fornisce e, allo stesso tempo, acquista valore, attraverso l'integrazione quantitativa tra i diversi domini della geofisica e della petrofisica.

## **Bibliografia**

Carcione, J.M., Ursin, B. and Nordskag, J.I. [2007]. Cross-property relations between electrical conductivity and the seismic velocity of rocks. *Geophysics*, 72, 193–204.

Colombo, D., De Stefano, M., *Geophysical modeling via simultaneous joint inversion of seismic, gravity, and electromagnetic data. The Leading Edge*; March 2007; v. 26; no. 3; p. 326-331.

Dell'Aversana, P.; [2001]; *Integration of seismic, Magnetotelluric and gravity data in a thrust belt interpretation. First Break*, 19 (6), pp.335-341.

Dell'Aversana, P. [2003] *Integration loop of 'global offset' seismic, continuous profiling magnetotelluric and gravity data. First Break*, 21(11), 32–41.

Dell'Aversana & Zanoletti; *Spectral analysis of marine CSEM data symmetry, First Break, Volume 28, March 2010, pp.44-51.*

Dell'Aversana, P., Carbonara, S., Vitale, S., Subhani, M. A., Otiocha, J., *Quantitative estimation of oil saturation from marine CSEM data: a case history, First Break, volume 29, February 2011.*

Dell'Aversana, P., Bernasconi, G., Miotti, F., and Rovetta D., *Joint inversion of rock properties from sonic, resistivity and density well-log measurements*, 2011, *Geophysical Prospecting*, Vol.59, N.6, pp. 1144-1154.

Eidesmo, T., S. Ellingsrud, L.M. MacGregor, S. Constable, M.C. Sinha, S. Johansen, F.N. Kong, and H. Westerdahl, *Sea bed logging, a new method for remote and direct identification of hydrocarbon filled layers in deepwater areas, First Break*, 20, 144-152, 2002.

Mavko K.Z., Mukerji T. and Dvorkin J. 1998. *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis in Porous Media*. Cambridge University Press. ISBN 9780521543446.

Miotti F., Bernasconi G. and Rovetta D. 2009a. *Joint inversion of rock properties: A case study. 71st EAGE meeting, Amsterdam, the Netherlands, Expanded Abstracts, 2013.*

Miotti F., Rovetta D. and Bernasconi G. 2009b. *Joint inversion of well-log data. 79th SEG meeting, Houston, Texas, USA, Expanded Abstracts, 2218–2222.*

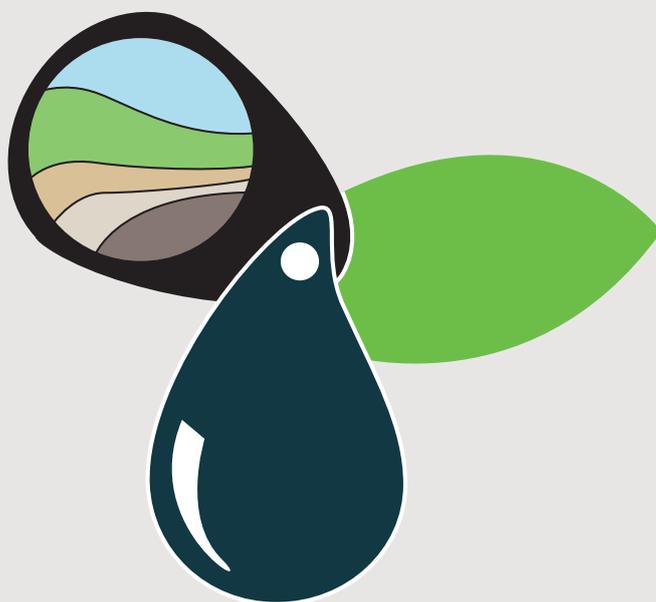
Schön J.H. 1996. *Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics*. Pergamon Press. ISBN 10008044346X.

Virgilio, M., De Stefano, M. Re, M., Golfré Andreasi, F., Snyder, F. F. C., *Simultaneous Joint Inversion of Seismic, Gravity, and EM Data for Subsalt Depth Imaging in Gulf of Mexico, Extended Abstracts, 72nd EAGE Conference & Exhibition, 2010, Barcelona, Spain*



Teatro Stabile,  
Piazza M. Pagano  
Sede Parco Nazionale dell'Appennino  
Lucano-Val d'Agri-Lagonegrese

30 NOVEMBRE > *Potenza*  
01 DICEMBRE > *Potenza*  
02 DICEMBRE > *Marsico Nuovo*



1° CONGRESSO DEI GEOLOGI DI BASILICATA

RICERCA, SVILUPPO ED UTILIZZO  
DELLE FONTI FOSSILI

IL RUOLO DEL GEOLOGO

# ATTI DEL CONGRESSO



ORDINE DEI GEOLOGI  
DI BASILICATA

[www.geologibasilicata.it/](http://www.geologibasilicata.it/)  
<http://congresso.geologibasilicata.it/2012/>



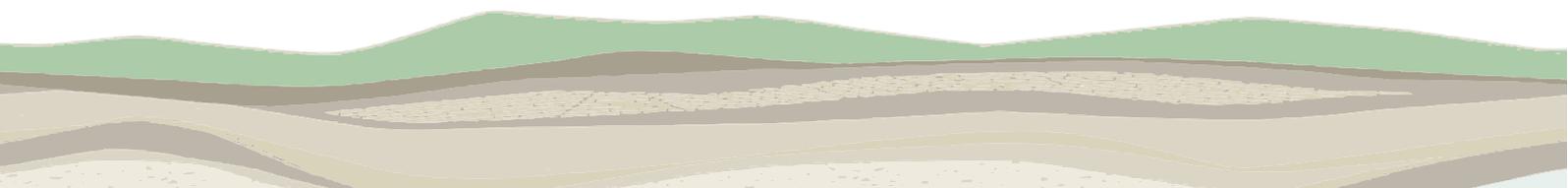
SEGRETERIA ORGANIZZATIVA  
 ORDINE DEI GEOLOGI DI BASILICATA  
 Via Zara 114 - Potenza  
 Tel: 0971.35940, Fax: 0971.26352  
 congresso@geologibasilicata.it  
 Responsabile: Sig.ra Angela Rubolino

Con l'Alto Patronato di:  
**Presidenza della Repubblica Italiana**

E il Patrocinio di:  
**Presidenza del Consiglio dei Ministri**



Sponsorizzato da:



PRESIDENZA DEL CONGRESSO  
Dott. Raffaele Nardone

RESPONSABILE ATTI CONGRESSUALI  
Dott. Raffaele Nardone

---

COMITATO PROMOTORE | *Geol. Carlo Accetta, Geol. Raffaele Carbone, Geol. Filippo Cristallo, Geol. Franco Guglielmelli, Geol. Domenico Laviola, Geol. Maurizio Lazzari, Geol. Raffaele Nardone, Geol. Nunzio Oriolo, Geol. Mary William*

COMITATO ORGANIZZATORE | *Geol. Raffaele Nardone - Coordinatore, Geol. Annamaria Andresini, Geol. Maurizio Lazzari, Geol. Nunzio Oriolo, Geol. Mary William*

COMITATO SCIENTIFICO | *Dott. Raffaele Nardone - Coordinatore, Dott. Fabrizio Agosta, Dott. Mario Bentivenga, Dott. Claudio Berardi, Dott. Gerardo Colangelo, Ing. Ersilia Di Muro, Arch. Vincenzo L. Fogliano, Dott. Ivo Giano, Dott. Fabrizio Gizzi, Dott. Vincenzo Lapenna, Dott. Maurizio Lazzari, Dott. Sergio Longhitano, Ing. Maria Marino, Prof. Marco Mucciarelli, Dott. Lucia Possidente, Prof. Giacomo Prosser, Prof. Marcello Schiattarella, Prof. Vincenzo Simeone, Prof. Marcello Tropeano, Dott. Maria Pia Vaccaro, Dott. Donato Viggiano.*

Tre intense giornate di sessioni ed interventi organizzate per i tecnici di tutti gli Ordini e Collegi, Operatori del settore Oil&Gas, Top Manager, Amministratori, Dirigenti e Funzionari della Pubblica Amministrazione, Studenti.

L'obiettivo primario è quello di focalizzare l'attenzione sul ruolo che il geologo ha assunto in relazione allo sfruttamento compatibile e sostenibile delle fonti fossili naturali.

La tematica verrà affrontata grazie all'intervento di relatori di altissimo livello tecnico ed istituzionale, con interessanti dibattiti ed una tavola rotonda sulla gestione ambientale e formazione professionale.

Proprietà letteraria riservata  
Editore

1a edizione: 2013

Tutte le immagini sono il frutto della ricerca dei relatori e quindi sono utilizzate in questa pubblicazione ad esclusivo scopo didattico e divulgativo.

