

HYDROCARBON DETECTION

Regola di Gardner: relazione tra densità e velocità

Gardner's rule:

$$\rho = aV^{1/4}, \quad (5.15)$$

where density ρ is in g/cm^3 , $a = 0.31$ when velocity V is in m/s and $a = 0.23$ when V is in ft/s . This equation is often used to obtain density values in synthetic seismogram construction or in inversion.

Nella **formula semplificata** usata per il calcolo del coefficiente di riflessione la densità viene trascurata: come detto, si tratta di una approssimazione.

La presenza di gas all'interno di una sequenza comporta diminuzione di velocità, ma anche di densità. Entrambi quindi contribuiscono al decremento dell'impedenza acustica e quindi al valore del coefficiente di riflessione.

Questi elevati coefficienti permettono generalmente di riconoscere la presenza di gas.

HYDROCARBON DETECTION

Willie's Equation :

relation between the rock matrix velocity, the fluid velocity and the porosity of the rock.

As previously stated, porosity is often the most important factor in determining a rock's velocity.

The Willie's equation is often used:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_m, \quad (5.16a)$$

where Δt is the specific transit time (slowness), Δt_f and Δt_m the specific transit times of the pore fluid and rock matrix, respectively. In terms of velocity V , this equation is

$$\frac{1}{V} \equiv \phi \frac{1}{V_f} + (1 - \phi) \frac{1}{V_m} \quad (5.16b)$$

In generale avremo:

- *un coefficiente di riflessione positivo medio tra argille e sabbie sature in acqua*

- *un coefficiente negativo, ma talvolta positivo, tra argille e sabbie sature in gas*

** se accumulo superficiale:
alto R_c in valore assoluto*

*=> **BRIGHT SPOT***

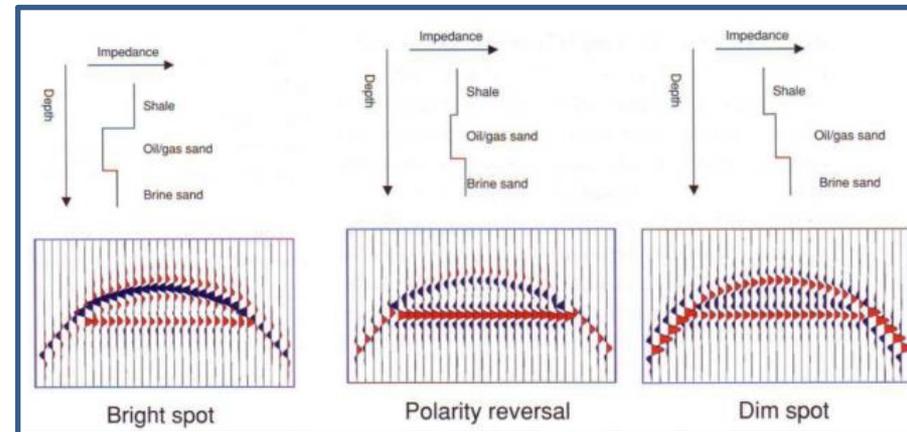
** se accumulo in reservoir carbonatico all'interno di argille: ridotto R_c in valore assoluto*

*=> **DIM SPOT***

- *un buon coefficiente tra sabbie sature in gas e sabbie sature in acqua*

*=> **FLAT SPOT***

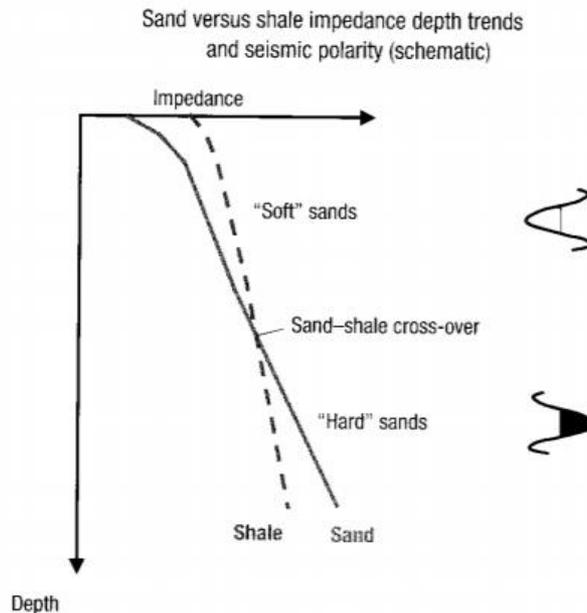
Mocnik, 2012



Bright e dim spots

In a relatively soft sand, the presence of gas and/or light oil will increase the compressibility of the rock dramatically, the velocity will drop accordingly, and the amplitude will decrease to a negative “bright spot.” However, if the sand is relatively hard (compared with cap-rock), the sand saturated with brine may induce a “bright-spot” anomaly, while a gas-filled sand may be transparent, causing a so-called dim spot, that is, a very weak reflector. It is very important before starting to interpret seismic data to find out what change in amplitude we expect for different pore fluids, and whether hydrocarbons will cause a relative dimming or brightening compared with brine saturation. Brown (1999) states that “*the most important seismic property of a reservoir is whether it is bright spot regime or dim spot regime.*”

One obvious problem in the identification of dim spots is that they are dim – they are hard to see. This issue can be dealt with by investigating limited-range stack sections. A very weak near-offset reflector may have a corresponding strong far-offset reflector.



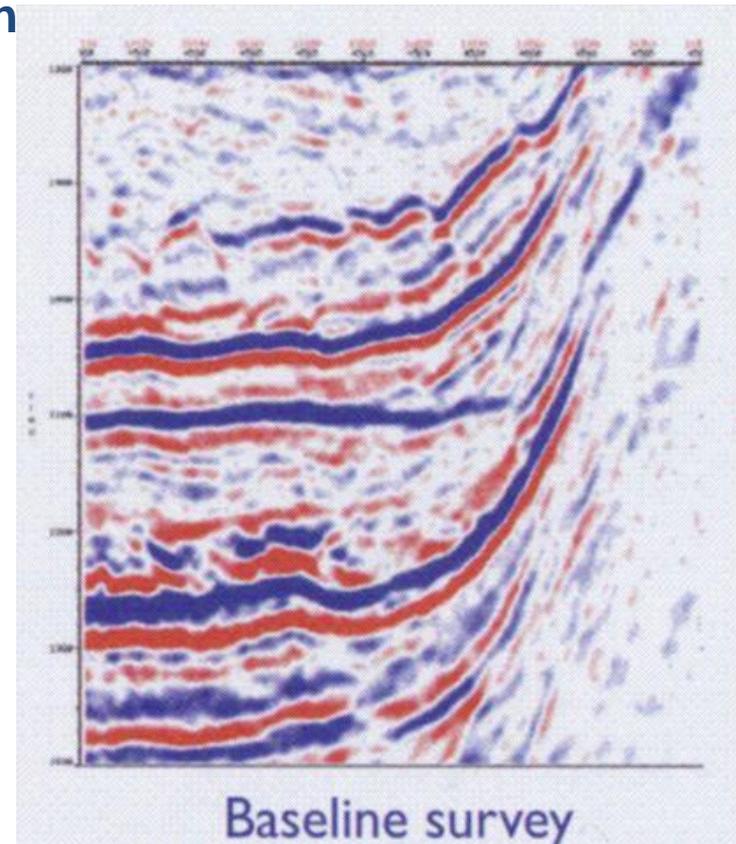
... what type of event do we expect, a hard or a soft? A positive pick or a negative trough?

Contatto gas-liquido:

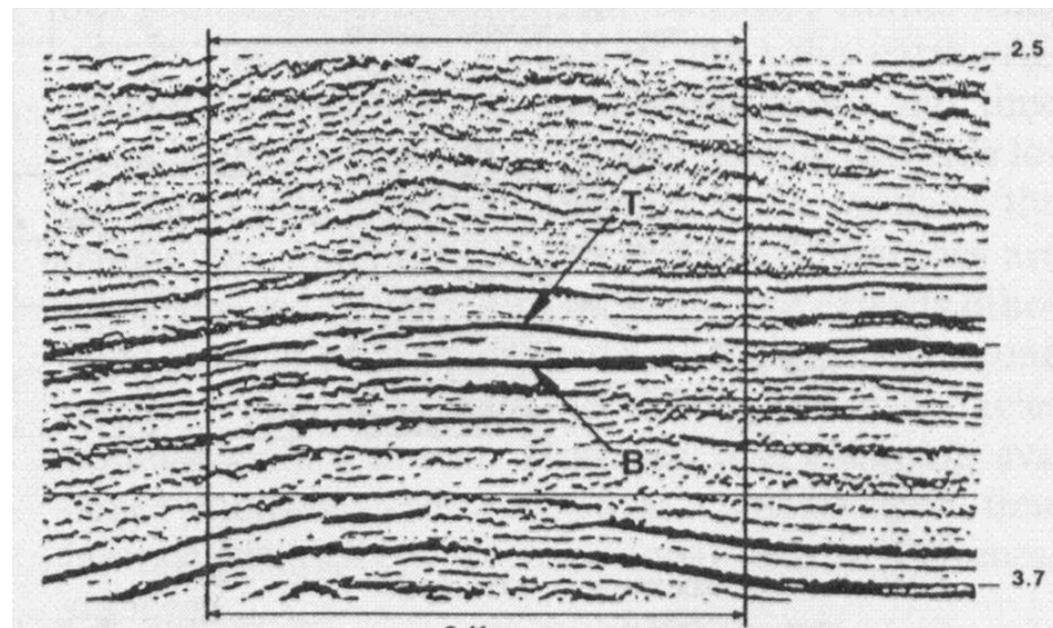
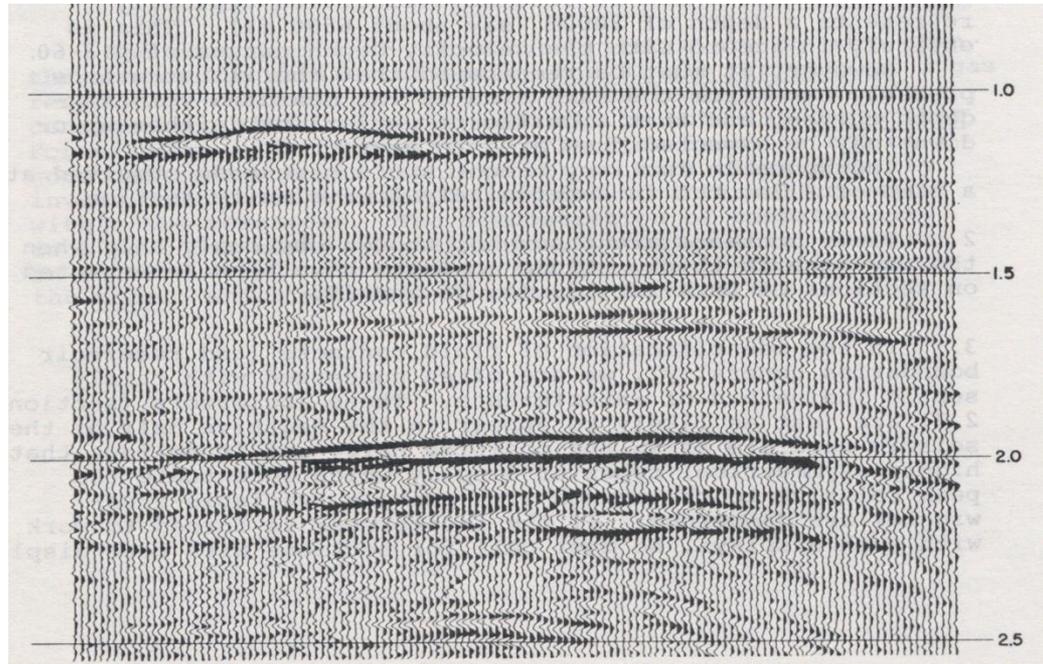
- deve necessariamente essere un riflettore positivo,
- a dispetto del termine *flat-spot* tale contatto non è necessariamente *flat* e/o orizzontale in tempi a causa di fenomeni di *pull-velocity*.
- è generalmente *flat* solo nei profili migrati in profondità.
 - talvolta il *flat-spot* non è orizzontale neanche in profili migrati in profondità, generalmente per presenza di faglie o per variazioni laterali di permeabilità.

Per l'ubicazione di pozzi e per la quantificazione di un *reservoir*, qualsiasi anomalia va definita molto correttamente.

Nota: questo riflettore può spesso 'incrociare' i riflettori delle sequenze sedimentarie!



Esempi di
Bright (T) e
Flat (B) Spots

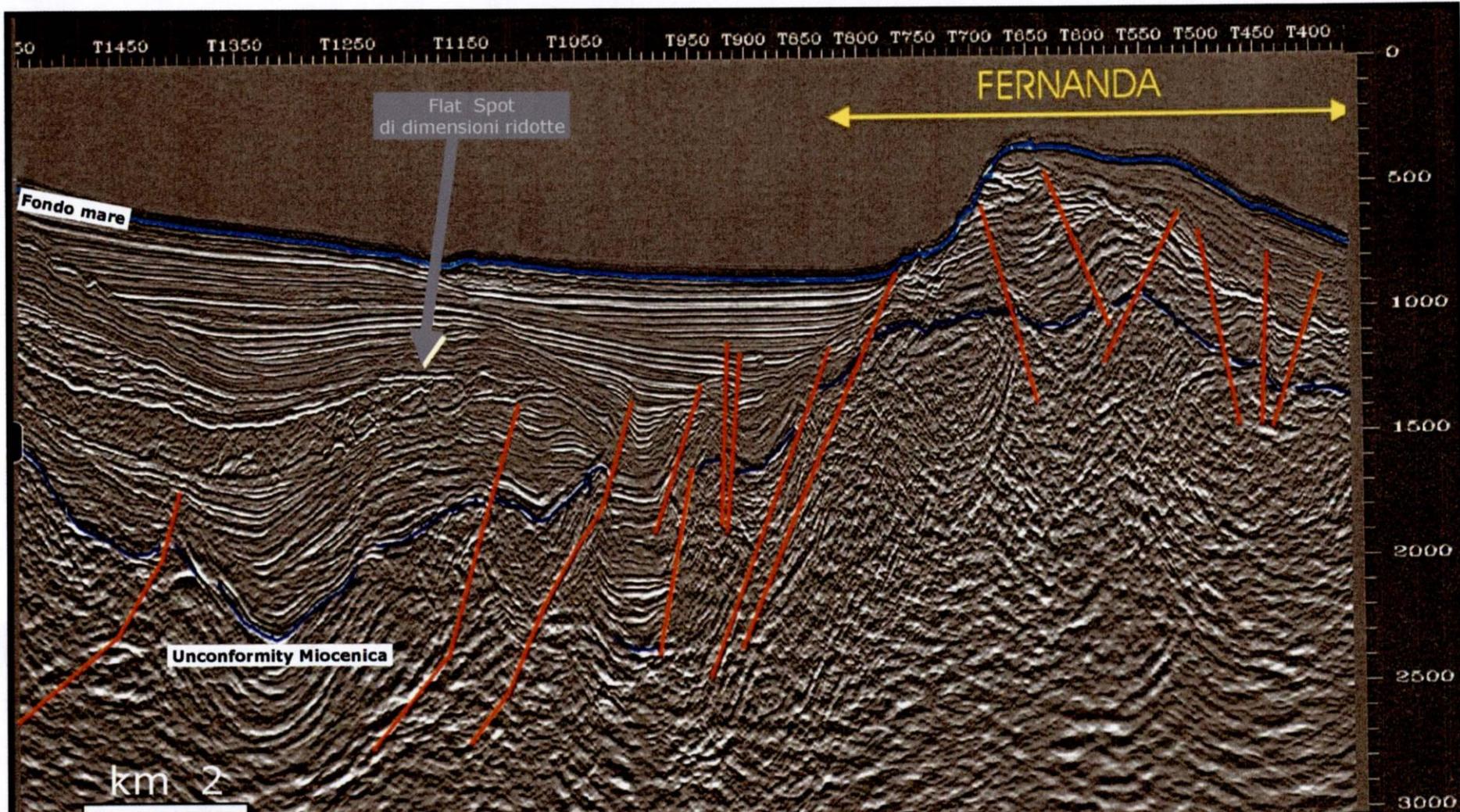


Permesso F.R28.AG - Lead FERNANDA

3D Crostone - In Line 5680

SW

NE



Esempio di *Flat Spot* relativo ad un reservoir: Arco Calabro

Pitfalls: False “bright spots”

DHI = Direct Hydrocarbon Indicator

During seismic exploration of hydrocarbons, “bright spots” are usually the first type of DHI (direct hydrocarbon indicators) one looks for. However, there have been several cases where bright-spot anomalies have been drilled, and turned out not to be hydrocarbons.

Some common “false bright spots” include:

- Volcanic intrusions and volcanic ash layers
- Highly cemented sands, often calcite cement in thin pinch-out zones
- Low-porosity heterolithic sands
- Overpressured sands or shales
- Coal beds
- Top of salt diapirs

Only the last three on the list above will cause the same polarity as a gas sand. The first three will cause so-called “hard-kick” amplitudes. Therefore, if one knows the polarity of the data one should be able to discriminate hydrocarbon-associated bright spots from the “hard-kick” anomalies. AVO analysis should permit discrimination of hydrocarbons from coal, salt or overpressured sands/shales.

A very common seismic amplitude attribute used among seismic interpreters is reflection intensity, which is root-mean-square amplitudes calculated over a given time window. This attribute does not distinguish between negative and positive amplitudes; therefore geologic interpretation of this attribute should be made with great caution.

Ambiguità

nell'interpretazione

di un *Bright Spot*

Reflection strength ←

Pitfalls: False “flat spots”

One of the best DHIs to look for is a flat spot, the contact between gas and water, gas and oil, or oil and water. However, there are other causes that can give rise to flat spots:

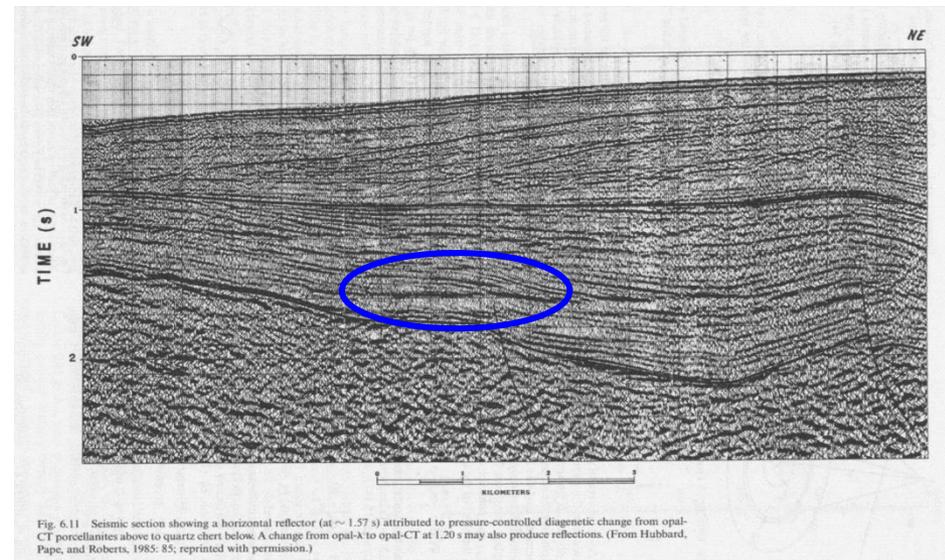
- Ocean bottom multiples
- Flat stratigraphy. The bases of sand lobes especially tend to be flat.
- Opal-A to opal-CT diagenetic boundary
- Paleo-contacts, either related to diagenesis or residual hydrocarbon saturation
- Volcanic sills

Rigorous flat-spot analysis should include detailed rock physics analysis, and forward seismic modeling, as well as AVO analysis of real data (see Section 4.3.8).

Ambiguità nell'interpretazione di un *Flat Spot*

DHI = *Direct Hydrocarbon Indicator*

*riflettore attribuito alla variazione
diagenetica, controllata dalla pressione, da
opale CT a quarzo* →



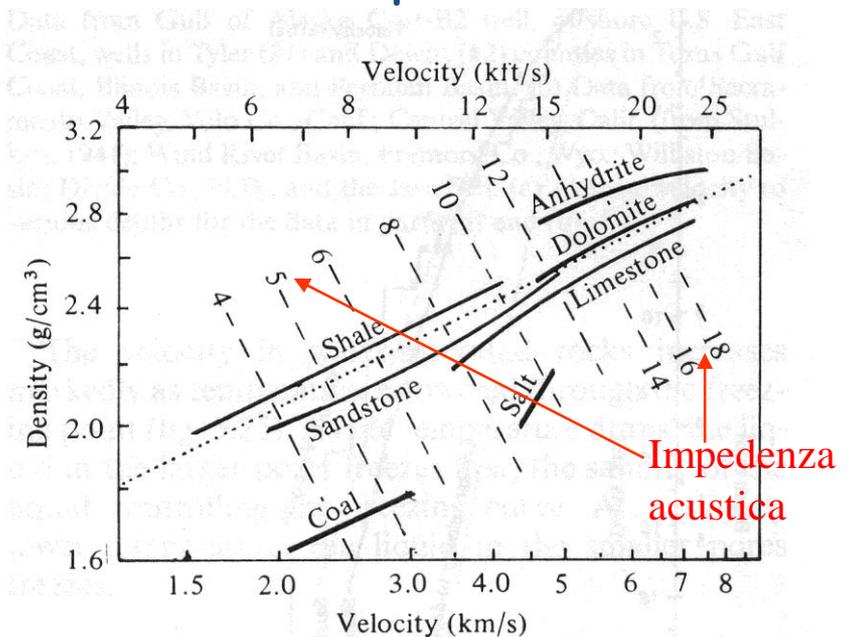
HYDROCARBON DETECTION

Anche se spesso si parla di riconoscimento diretto, in realtà si tratta di identificazione del contrasto acustico associato alla presenza di gas libero .

Quindi, le evidenze sismiche di un accumulo di gas dipendono da:

- materiale soprastante,
- porosità,
- profondità,
- saturazione in acqua,
- configurazione del *reservoir*.

Anstey (1977) elenca i criteri per l'identificazione diretta di un reservoir. Tutti questi criteri vanno analizzati per una corretta interpretazione.

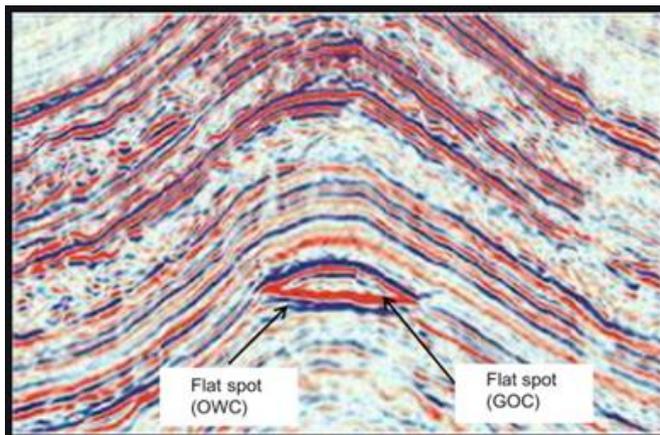


1) Contatto gas-liquido (*flat-spot*)

Rappresenta la riflessione connessa alla variazione di contenuti della fase fluida: al di sopra la porosità è occupata da acqua e gas libero, al di sotto la porosità della stessa litologia è occupata da sola acqua.

Essendo una superficie dovuta alla distribuzione dei fluidi in funzione della loro densità, dipenderà dalla pressione, sarà quindi, in generale, una superficie orizzontale.

da Anstey (1977)



2) Coefficienti di riflessione anomali

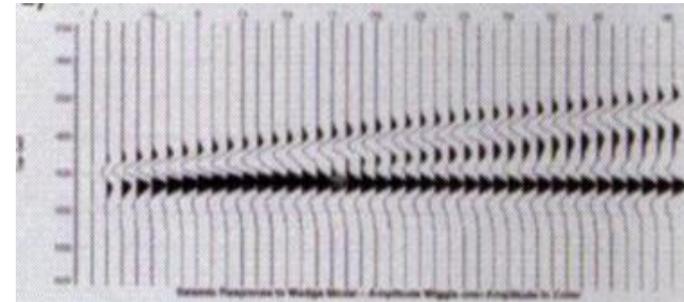
Generalmente la nostra attenzione è attratta da anomalie delle ampiezze, ma dobbiamo ricordare gli effetti prodotti da:

- il guadagno delle ampiezze nelle fasi iniziali del *processing*
- l'effetto delle frequenze (eventi a bassa frequenza paiono più estesi)
- fenomeni di *tuning*, cioè interferenze positive

Nonostante siano possibili tali situazioni ambigue, le principali anomalie di ampiezza sono spesso associate ad accumuli di gas:

BRIGHT SPOT o DIM SPOT

(che non significano comunque obbligatoriamente sabbie o calcari con gas).



da Anstey (1977)

Tuning: l'interferenza costruttiva tra i due riflettori convergenti non va interpretata come *Bright Spot*

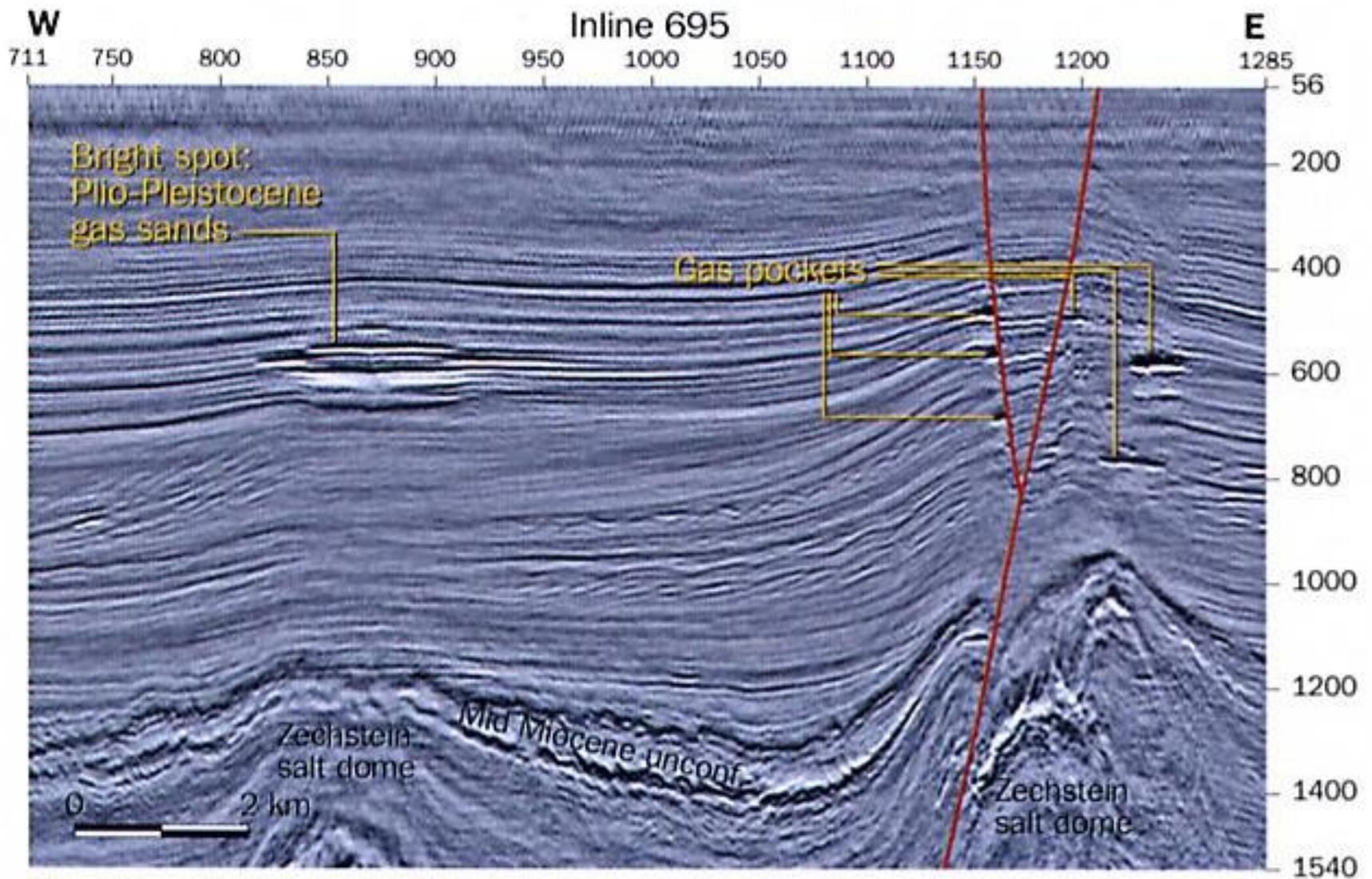


Figure 8. A fault system that appears to be leaking. Bright spots indicate small gas pockets along the faults wherever the faults intersect with highly porous layers

3) Basse Velocità Anomale

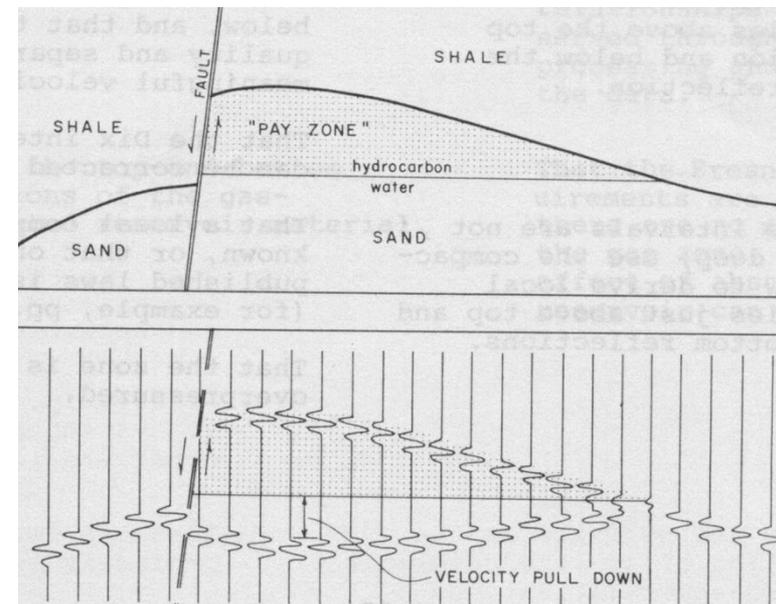
La presenza di gas in quantità importanti dà sempre una importante caduta di velocità (regola non biunivoca); tale caduta può essere evidenziata direttamente da:

- bassa velocità intervallare tra *top* e *bottom* dello strato saturo in gas, se sufficientemente separati

da Anstey (1977)

- diminuzione della velocità di *stacking* (rms velocità)

- *pull-down* alla base del *reservoir* e sotto ad esso



4) Inversione di polarità

Si tratta di evidenza corroborativa, non necessaria, per stabilire la presenza di gas:

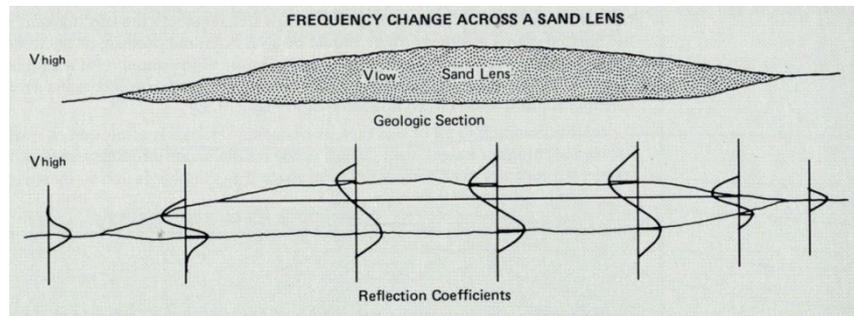
-se e solo se, si abbia un coefficiente di riflessione positivo tra due materiali di cui quello più profondo saturo in acqua

e,

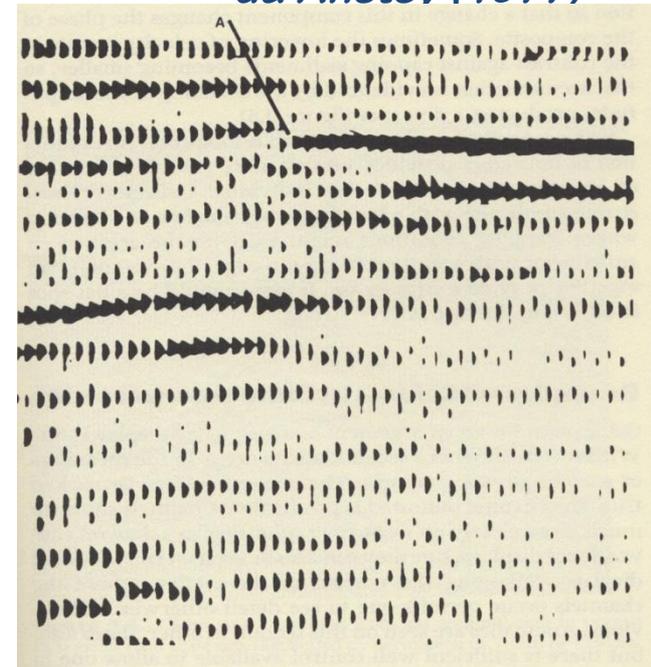
-se e solo se, la locale sostituzione con gas dell'acqua nei pori dia un coefficiente di riflessione negativo,

→ si avrà inversione di polarità.

Tale effetto è comunque spesso difficile da riconoscere a causa di interferenze, e talvolta si può confondere con la presenza di piccole faglie.

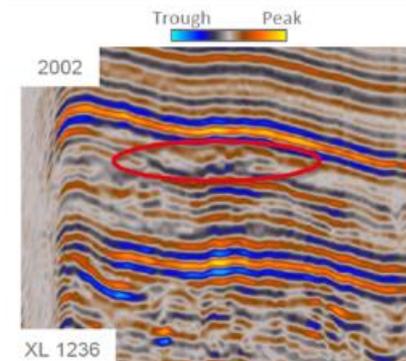
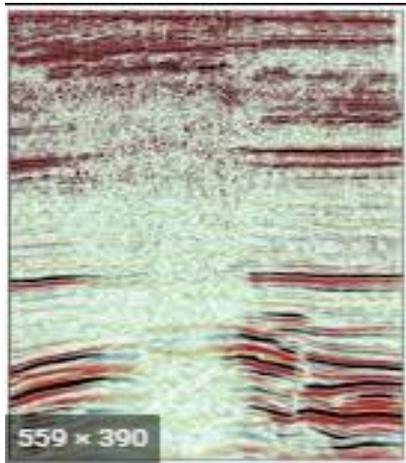


da Anstev (1977)



5) Shadows

Fasi di processing non corrette possono portare a riduzione delle ampiezze sopra e sotto un *bright spot*.



Shadow

Inoltre il *bright spot* stesso può produrre multiple.



Formazione di multiple da parte di un reservoir

6) Diffrazioni

La formazione di diffrazioni

-implica significativi contrasti di impedenza acustica, situazione comune in presenza di *bright spot*;

-è favorita inoltre

da spessori sufficienti del *reservoir* e
da variazioni laterali brusche della velocità
(per es. per faglia),

mentre non si hanno generalmente diffrazioni in presenza di *reservoir* sabbiosi lenticolari.

da Anstey (1977)

7) *Inter-relation* tra i criteri precedenti

I singoli criteri definiti precedentemente sono semplici manifestazioni di singole proprietà.

**I criteri devono essere mutuamente compatibili:
per esempio, una riflessione a grande ampiezza positiva al top di un *reservoir* non è compatibile con una diminuzione della velocità intervallare...**

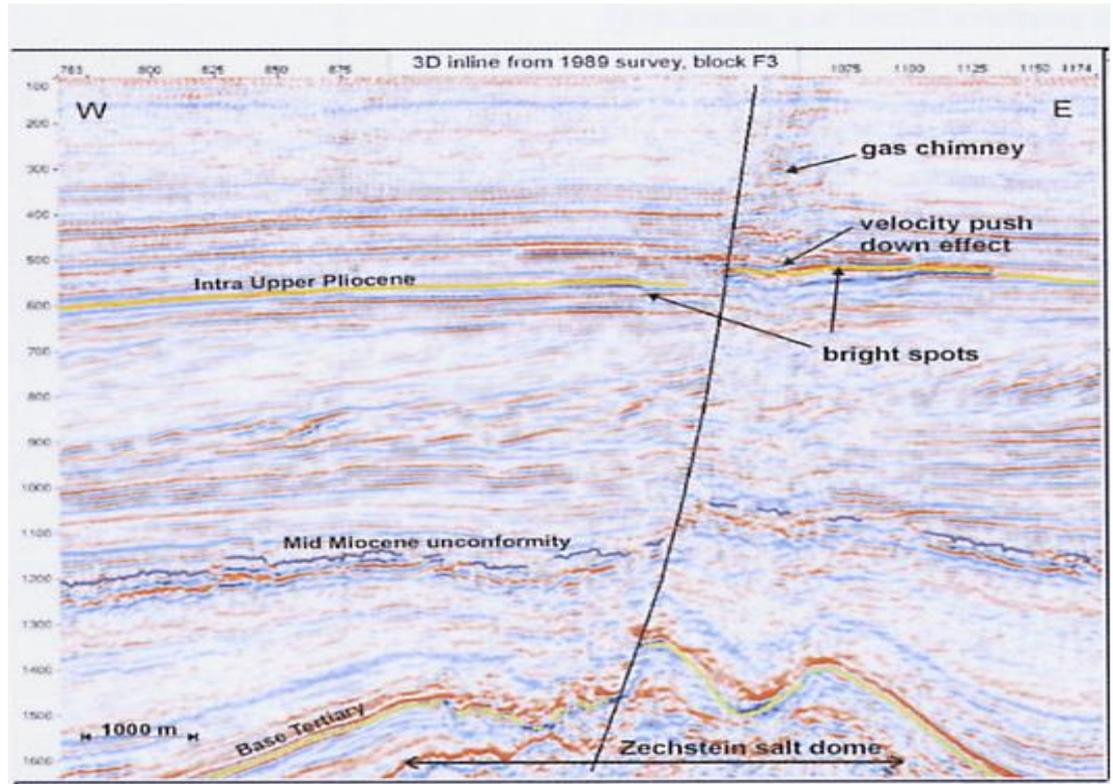
da Anstey (1977)

Effetti sismici relativi alla presenza diffusa di gas: “*gas chimney*”

zona del sottosuolo con una bassa concentrazione di gas generalmente diffuso verso l'alto a partire da un accumulo di idrocarburi ricoperti da una roccia non perfettamente impermeabile al gas o da un sistema di (micro-)fratture che permettono la migrazione del gas verso la superficie (*gas leakage*).

Di solito si evidenzia come una regione di qualità sismica estremamente deteriorata, spesso associata a bassa velocità e a incurvamenti fittizi verso il basso (*pull down*) dei riflettori al di sotto del camino stesso.

Fenomeni di *gas-leakage* possono produrre strutture superficiali tipiche



TWT
(s)

0.5

1.0

Depression

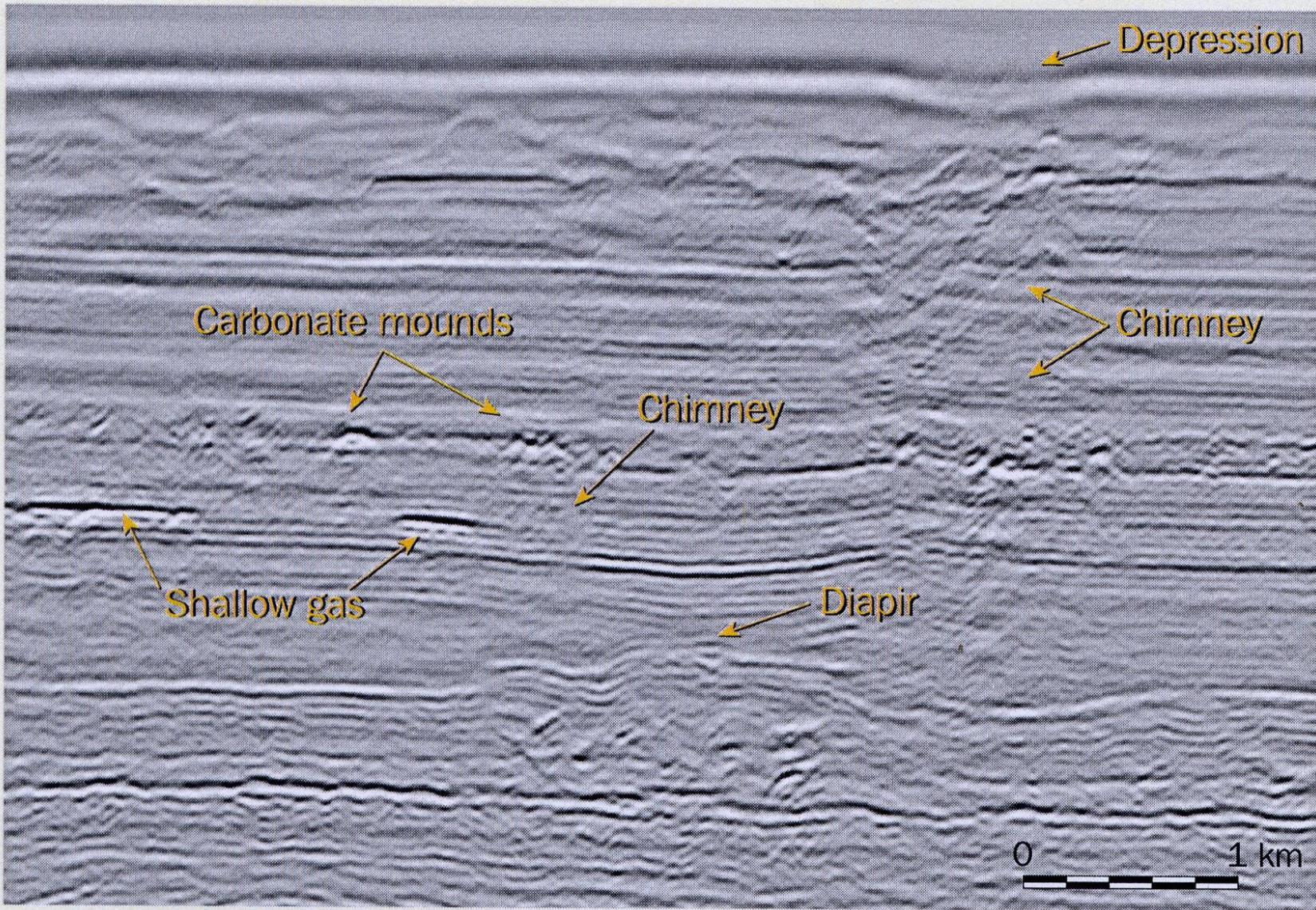
Carbonate mounds

Chimney

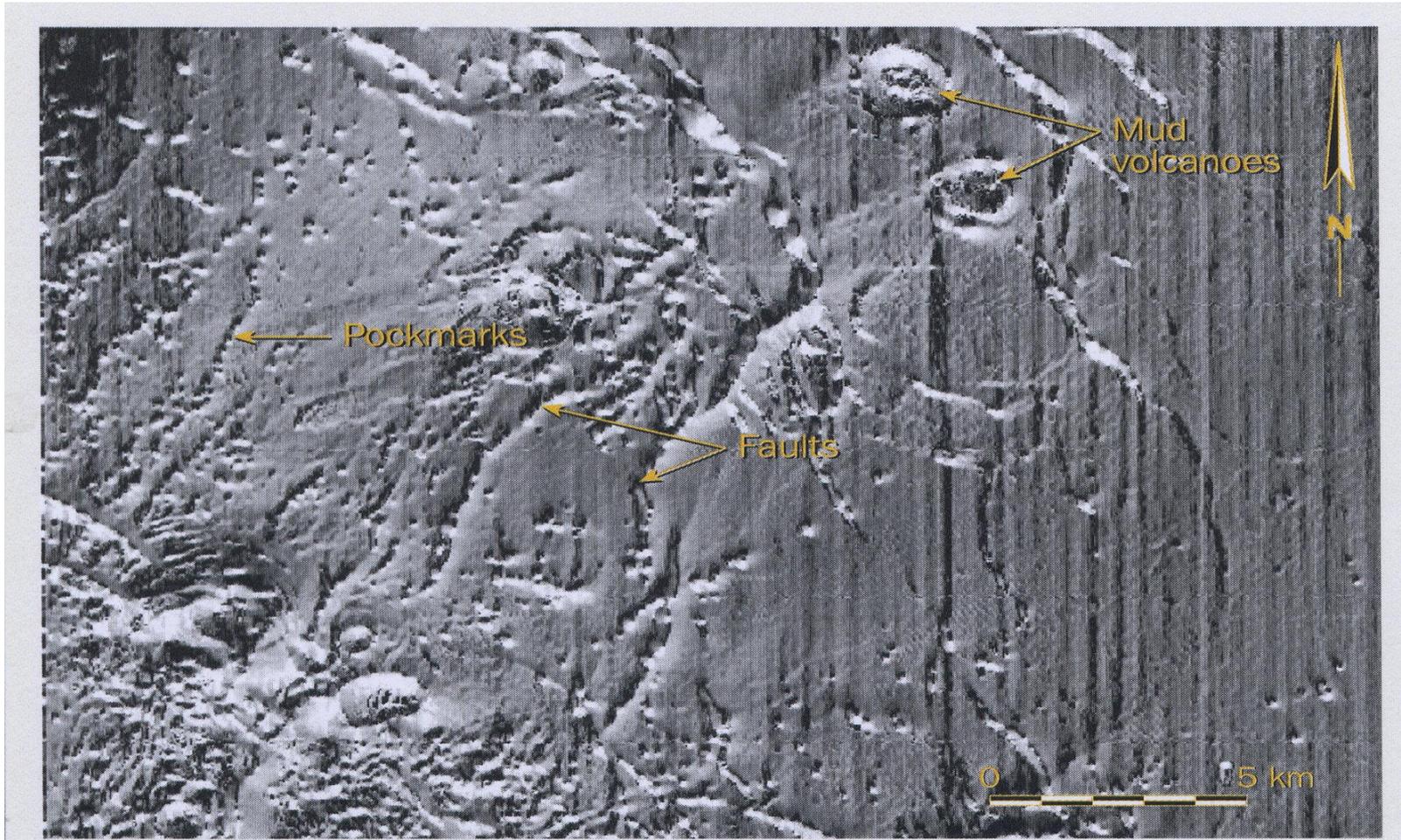
Chimney

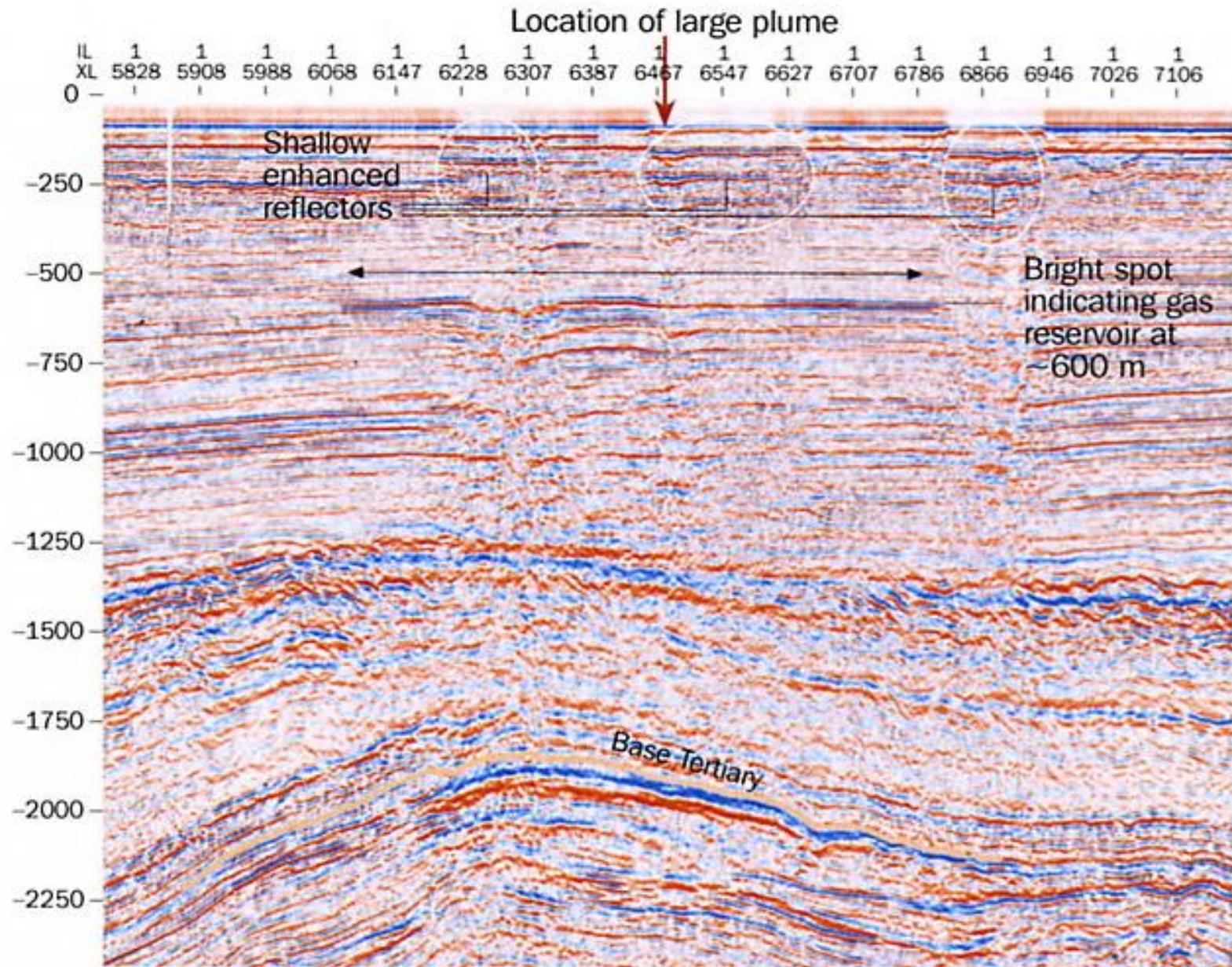
Shallow gas

Diapir



Gli effetti della fuoriuscita di gas in superficie sono visibili generalmente attraverso l'utilizzo di geofisica a maggiore risoluzione (Side-Scan Sonar, Multibeam, Chirp) rispetto alla comune sismica a riflessione: si tratta infatti di strutture connesse alla liquefazione dei sedimenti sciolti (*pockmarks* e *mud-volcanoes*) e a micro-fratturazioni dell'ordine di alcune decine o poche centinaia di metri: i maggiori di essi potranno evidentemente essere visti anche lungo i profili sismici a riflessione





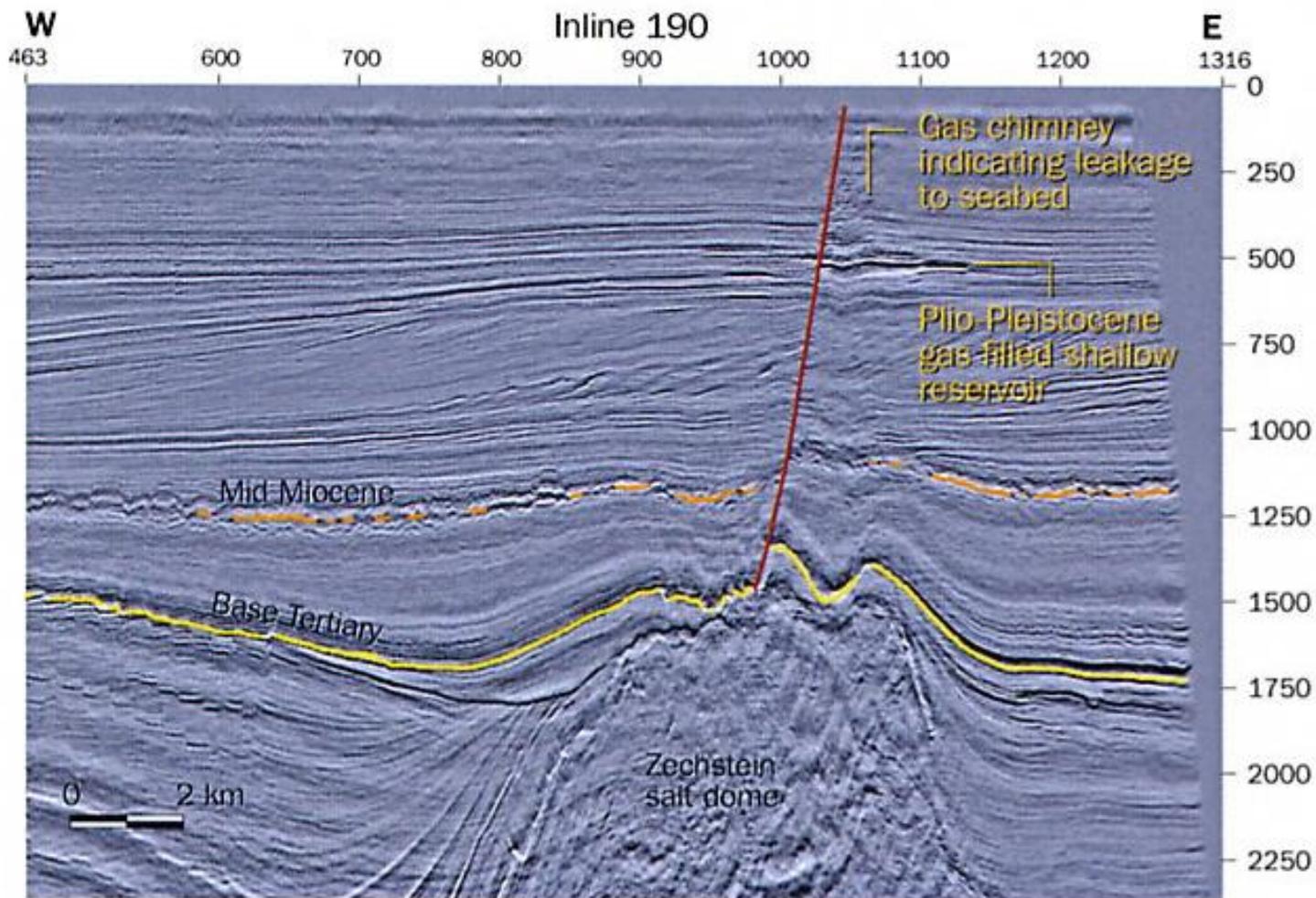
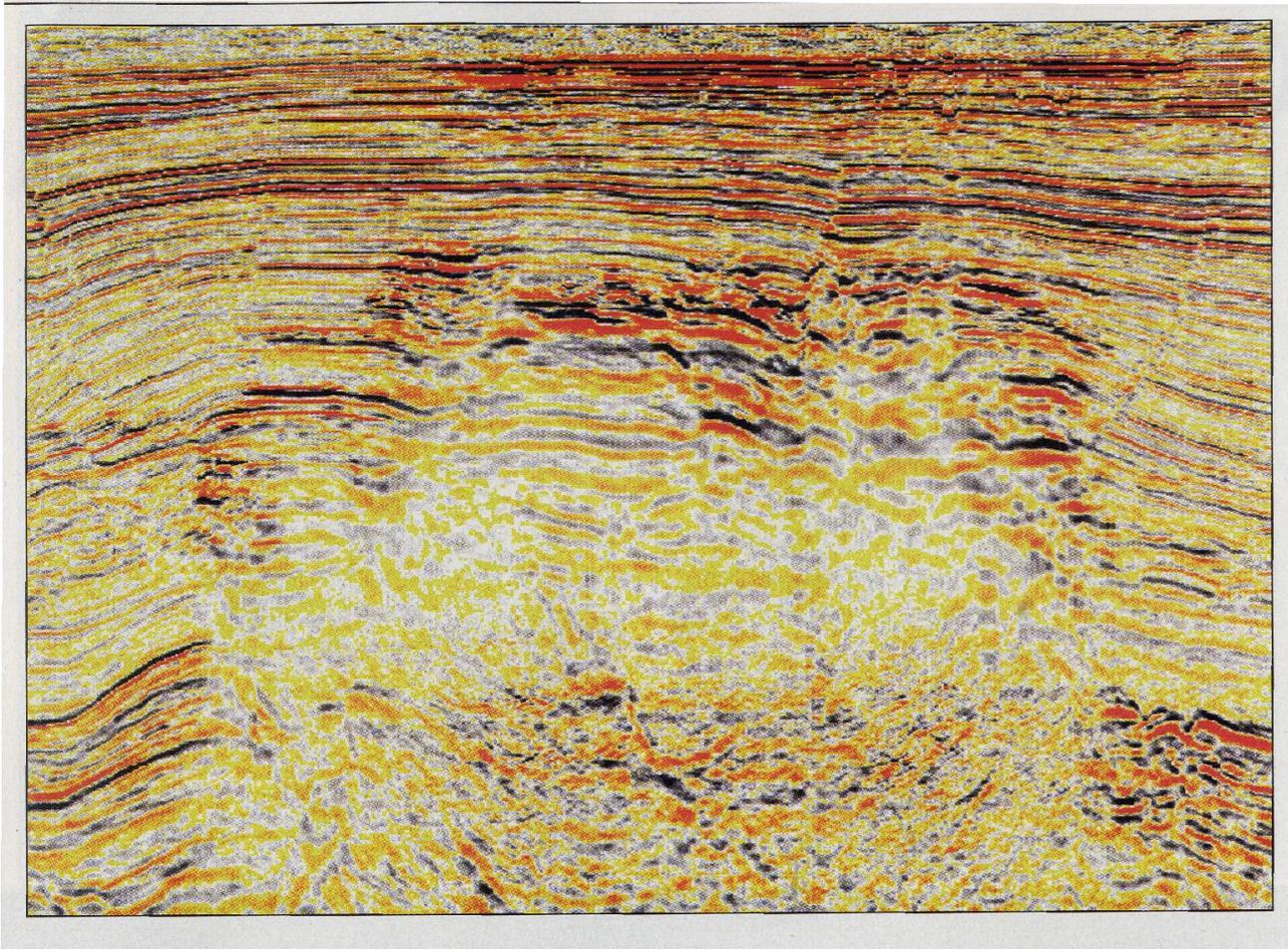


Figure 7. A shallow gas chimney visible on 3D seismic data as a seismic anomaly with higher amplitudes and lower reflector continuity in comparison to the surrounding sediments. The chimney is an expression of methane leakage from underlying Plio-Pleistocene gas sands

Esempio di effetti sismici dovuti alla presenza diffusa di gas nei sedimenti



Effetti sismici della presenza di gas nei sedimenti: *bright spots* e *gas chimney*

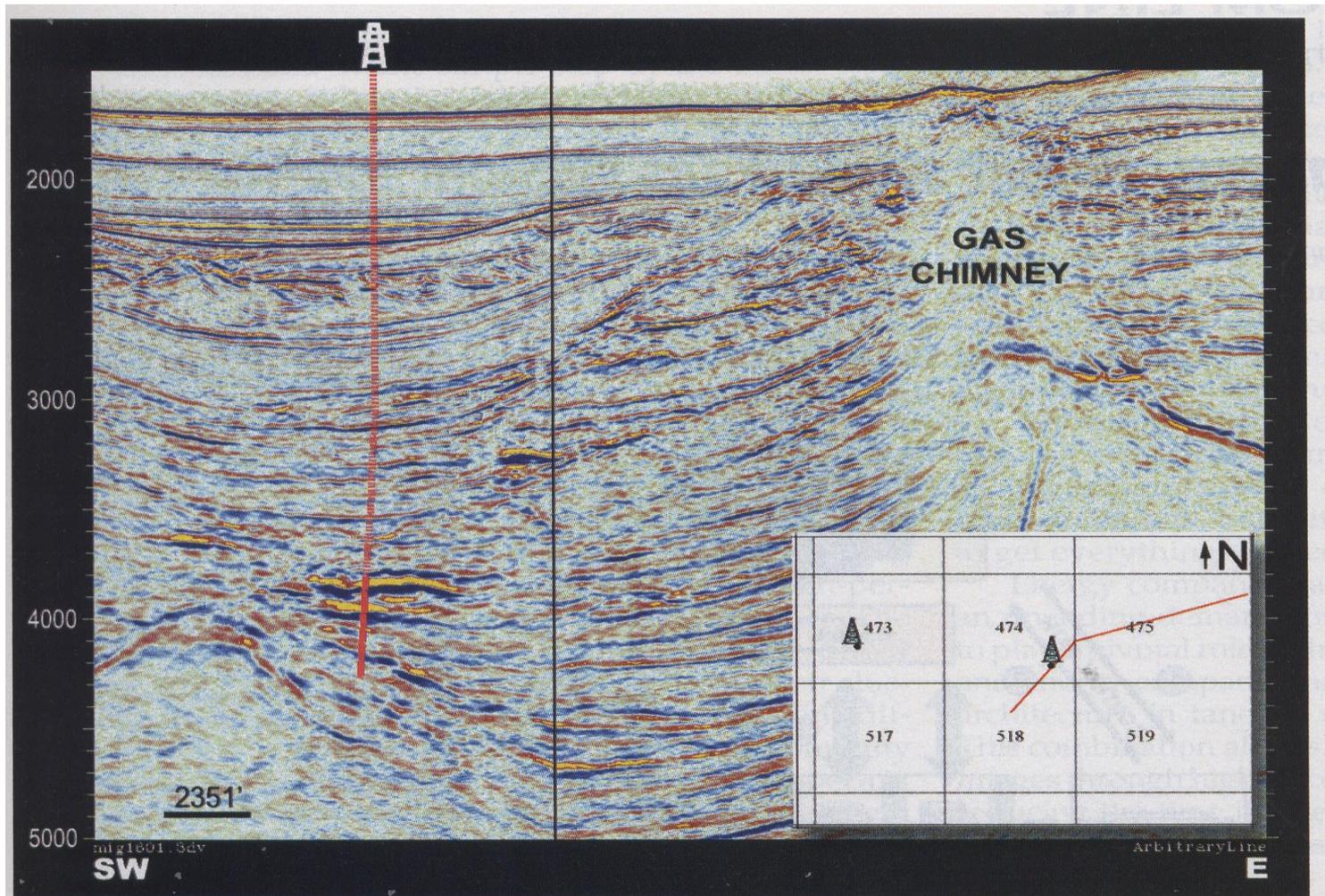
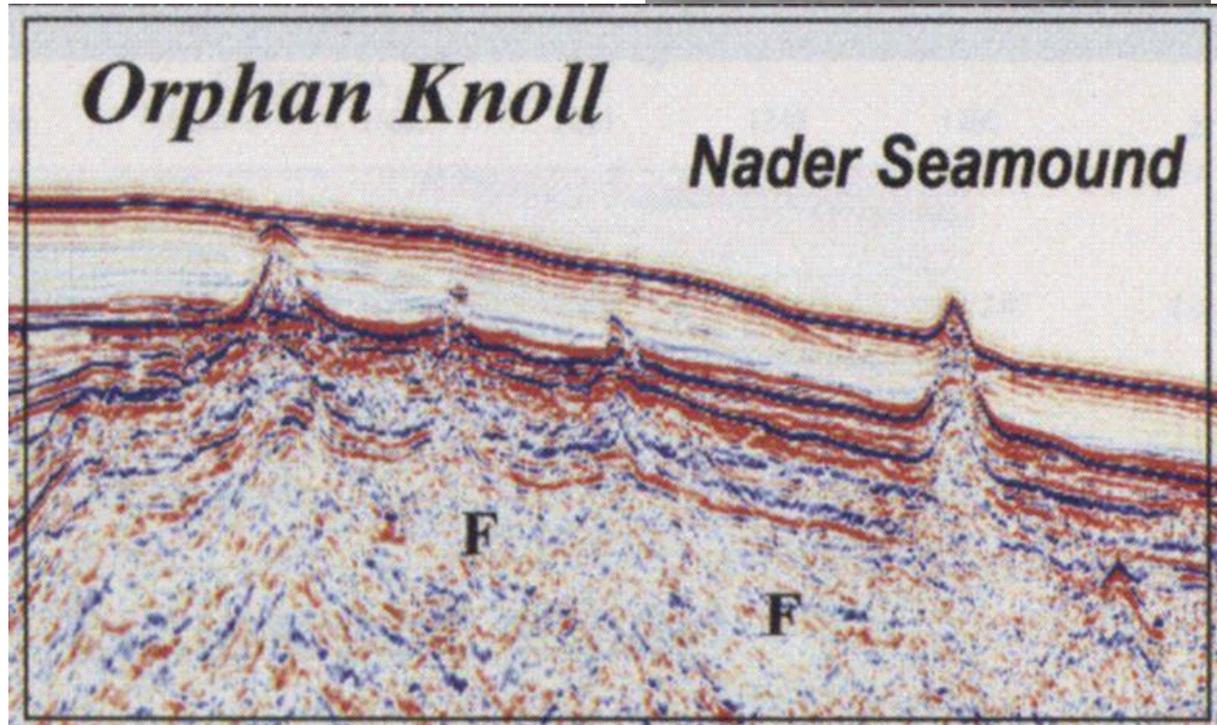
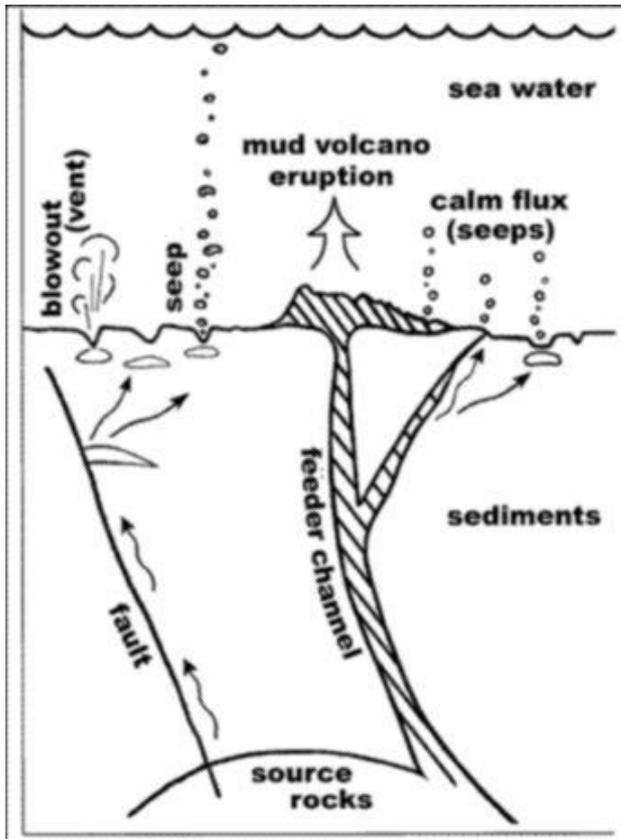
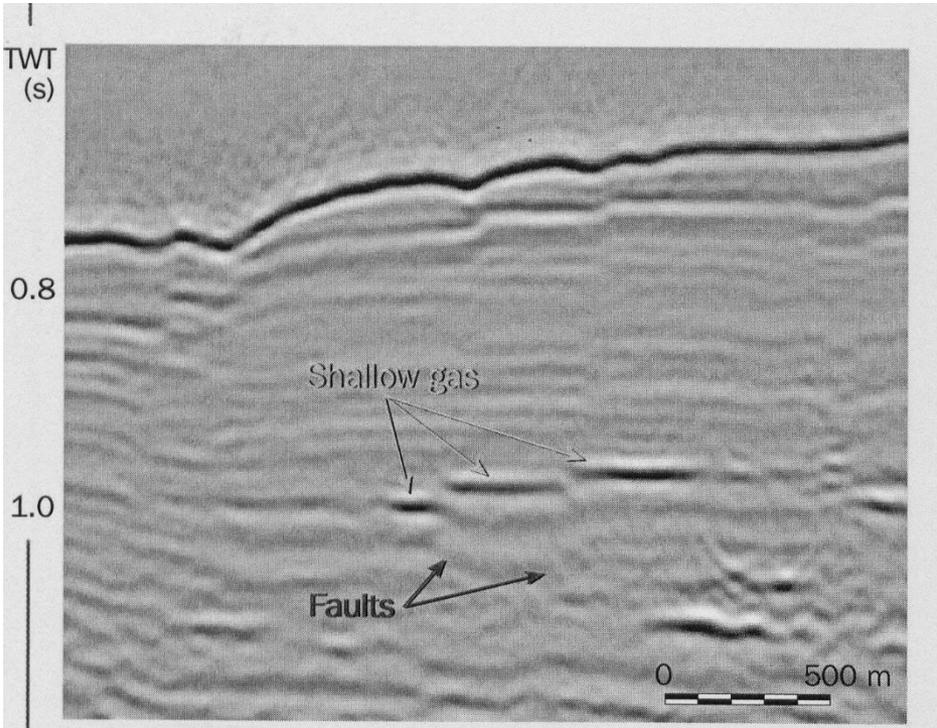


Figure 14. Seismic profile showing gas chimney located 4 miles northeast of the Lisa Anne Prospect.

Evidenze superficiali nel fondo mare di fuoriuscita di fluidi: *mud volcanos*

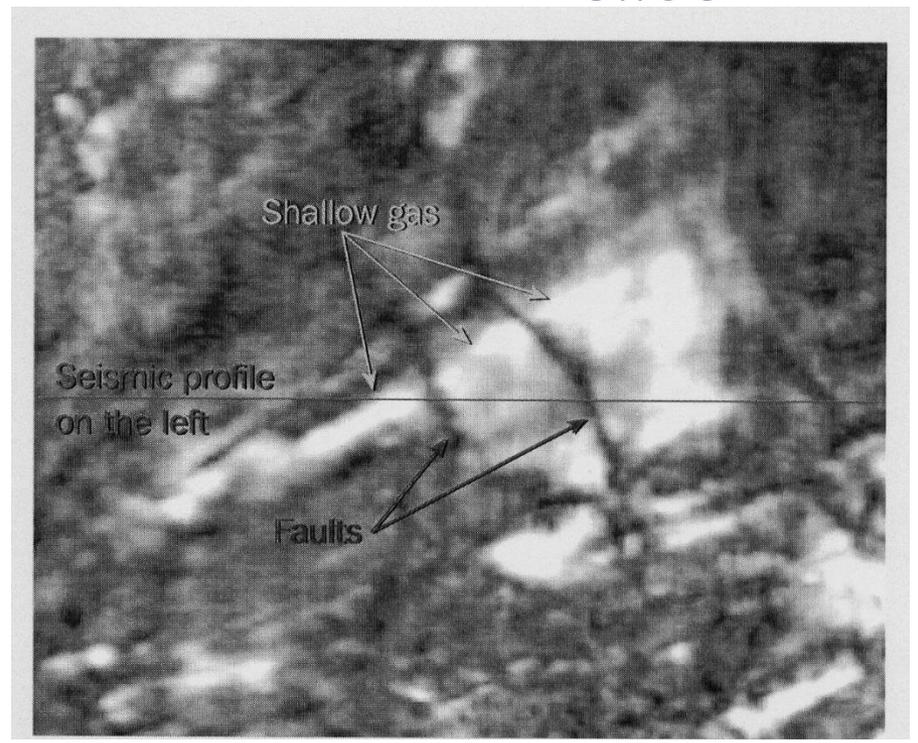


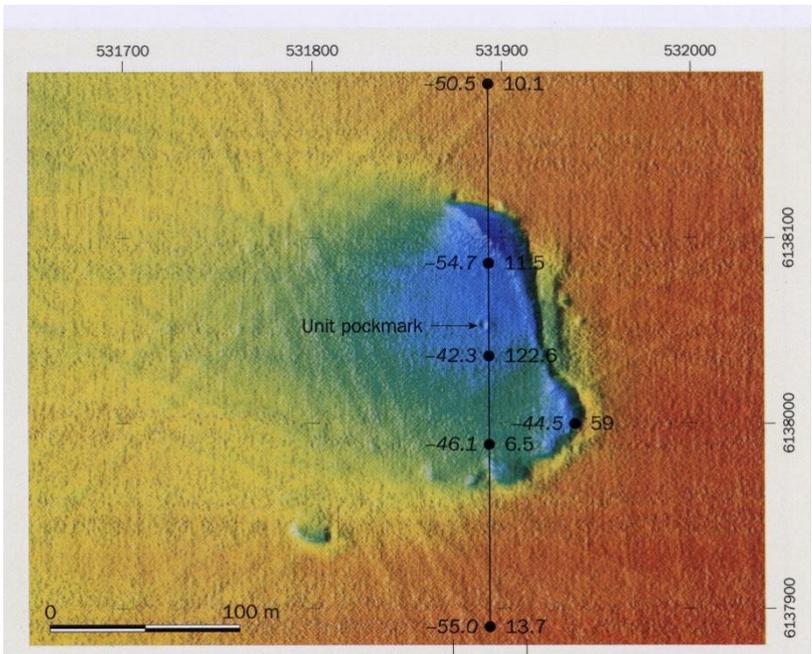
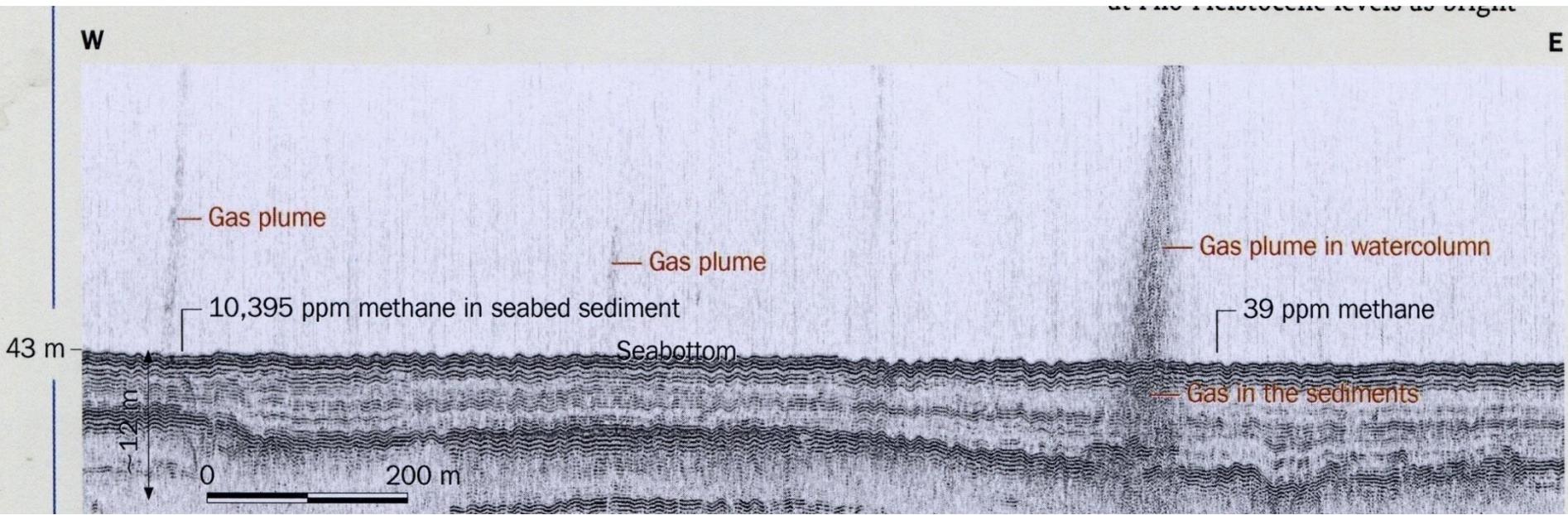


profilo

Nel profilo si riconoscono le sacche di gas che originano i “*gas-seeps*” al fondo mare attraverso un sistema di faglie distensive, evidenti anche sulla *slice*.

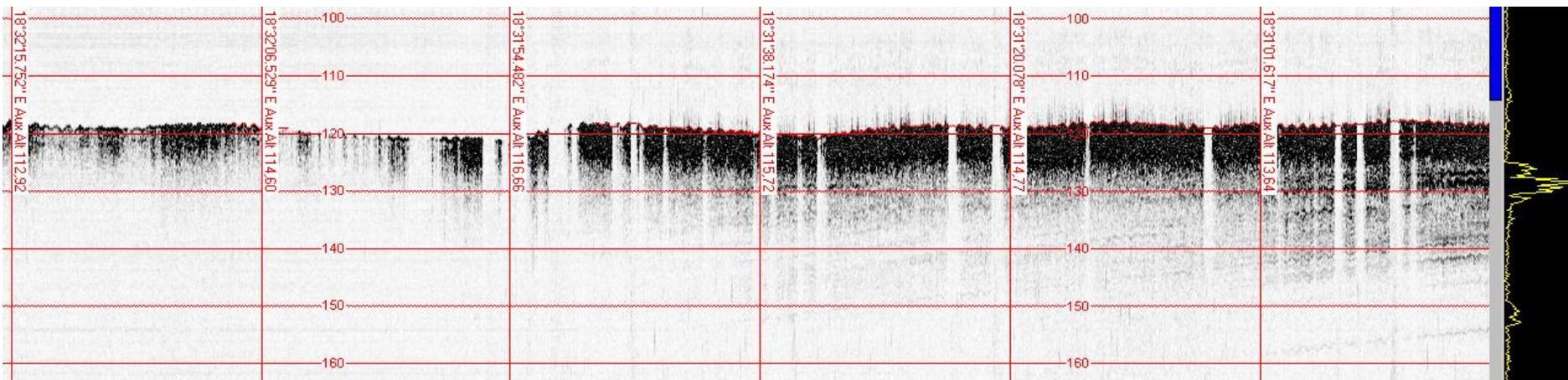
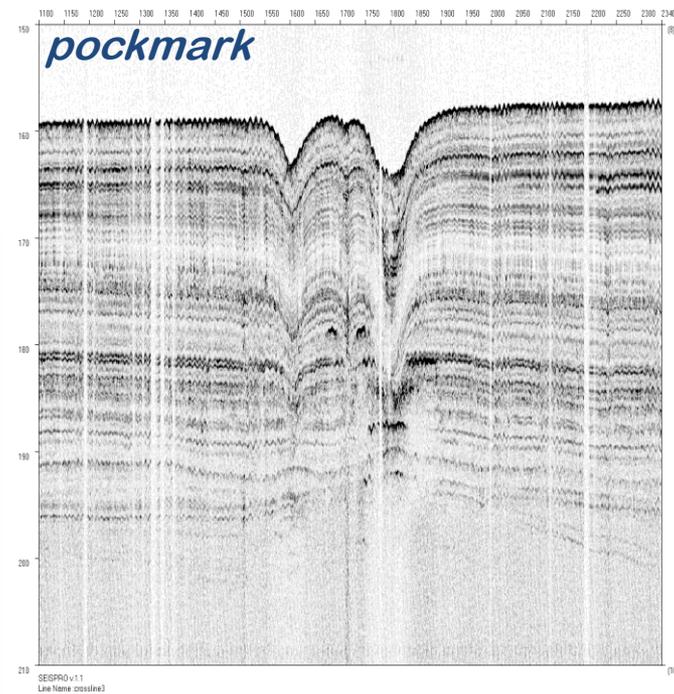
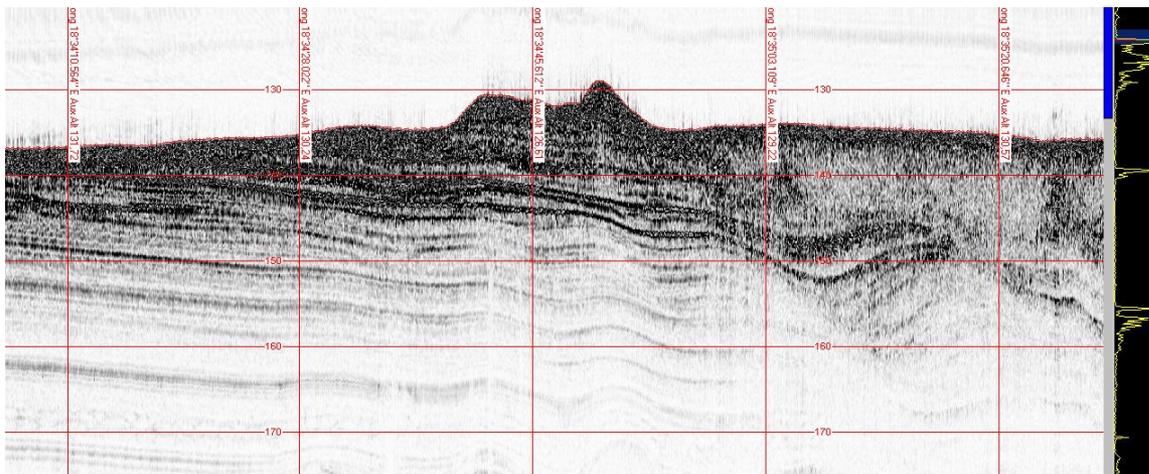
slice





In questo esempio, la presenza di gas nei sedimenti porta ad una importante fuoriuscita di gas all'interno dello strato d'acqua (*gas plume*), ben visibile anche nel segnale sismico

Evidenze superficiali nel fondo mare di *gas-seeps* nel *Canale d'Otranto*



Evidenze di *gas-seeps* in Adriatico Centrale.

I domi salini sepolti determinano strutture di accumulo di gas, ma anche sistemi di fratturazioni che permettono la dismigrazione dei fluidi verso il fondo mare.

I dati Multibeam spesso evidenziano delle famiglie di *pockmarks*, generalmente allineati lungo le fratture

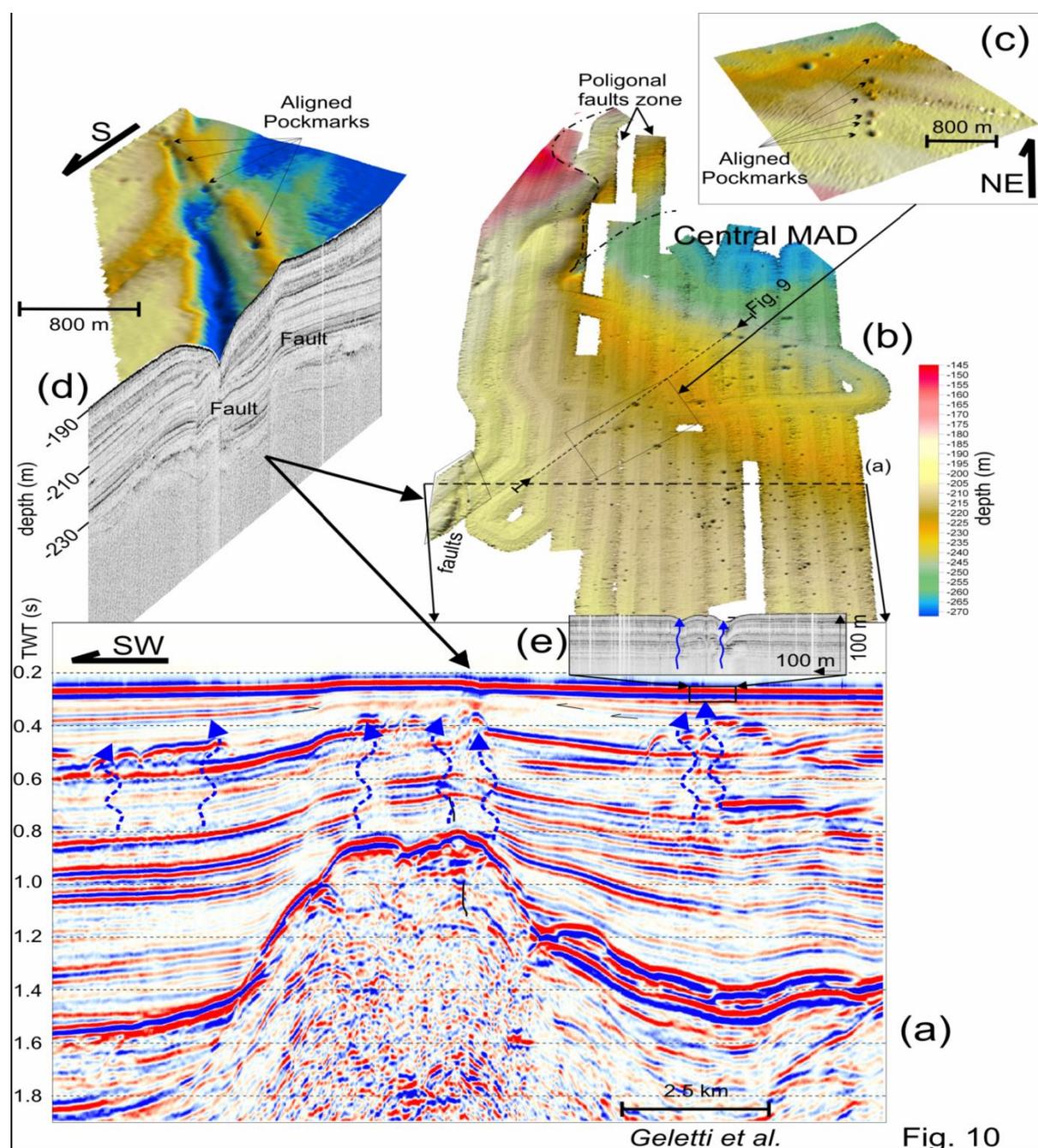
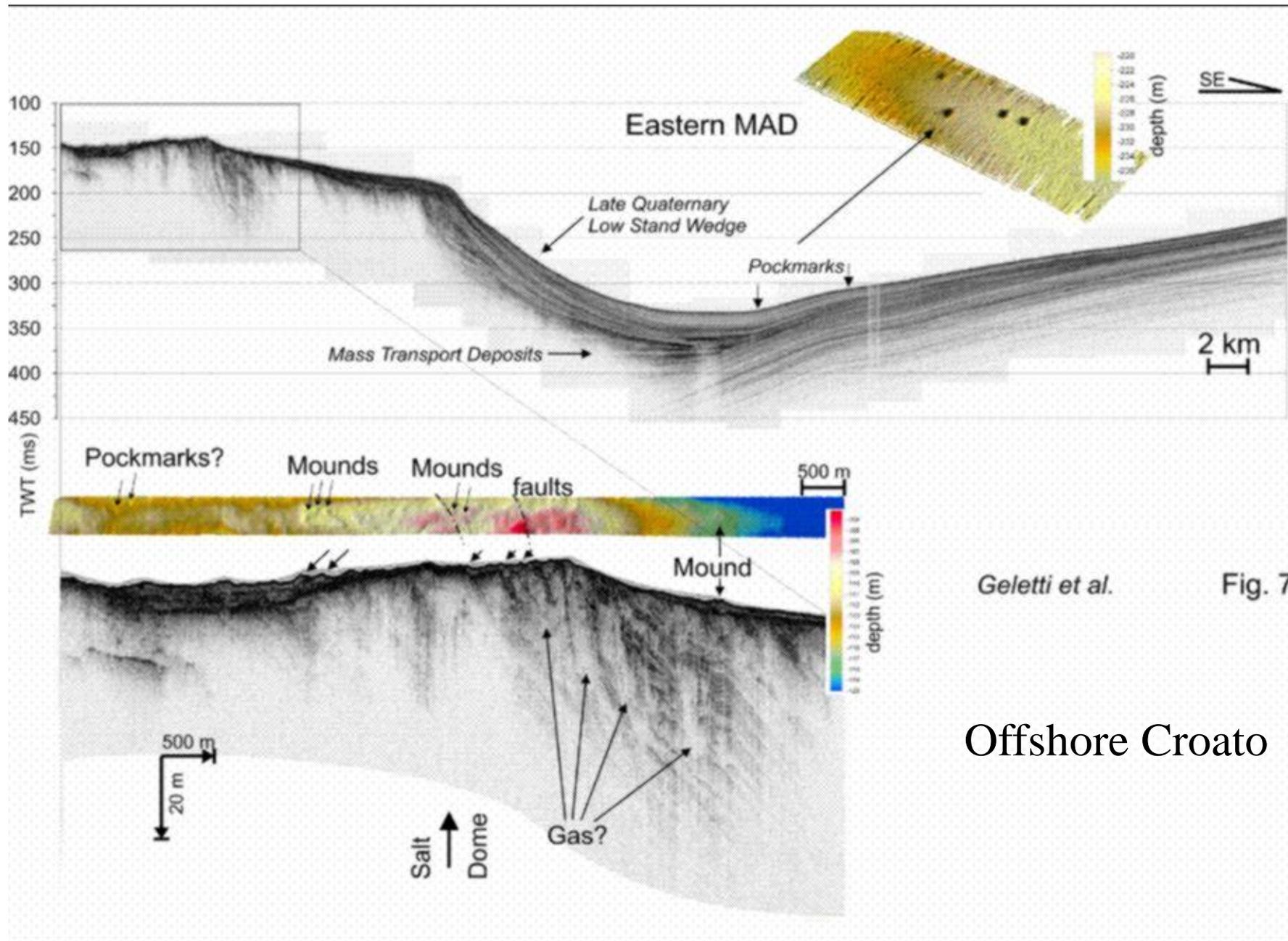


Fig. 10



Geletti et al.

Fig. 7

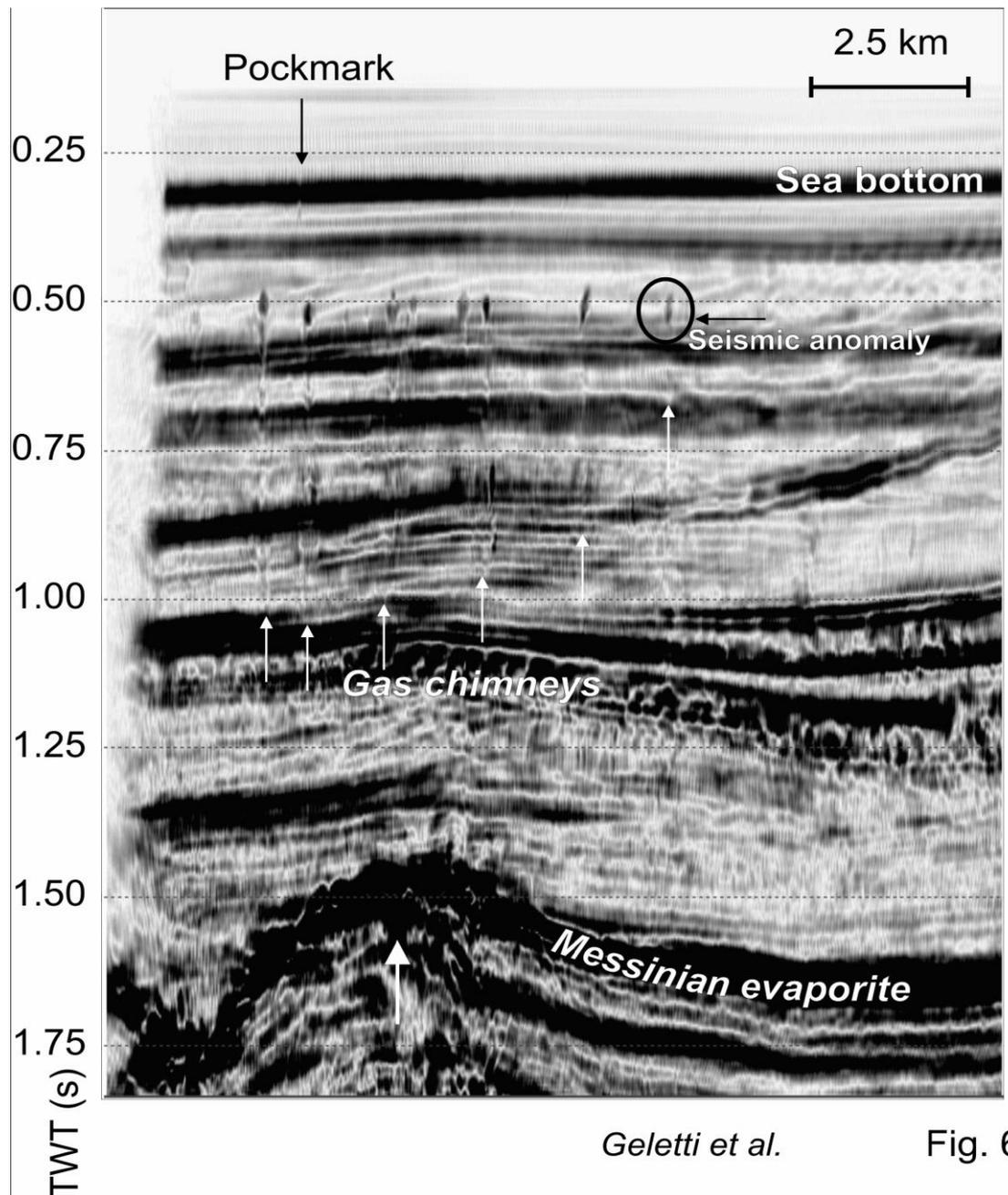
Offshore Croato

*Attributi sismici :
un utile strumento
per definire la
presenza di gas nei
sedimenti*

Nell'esempio:

*Reflection
strength*

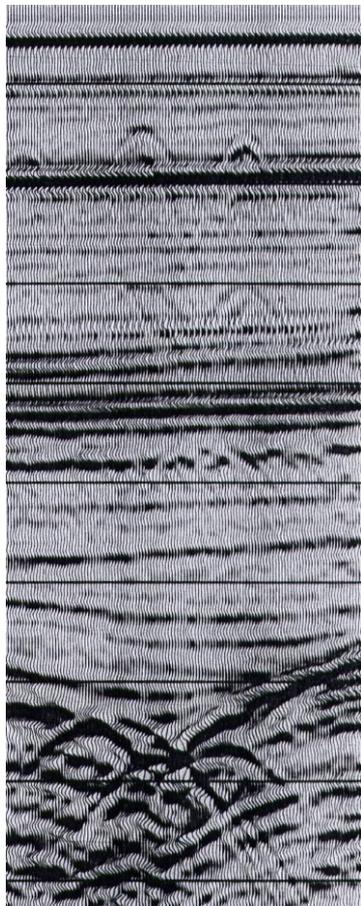
*evidenze delle
sacche di gas e dei
percorsi verticali
del fluido*



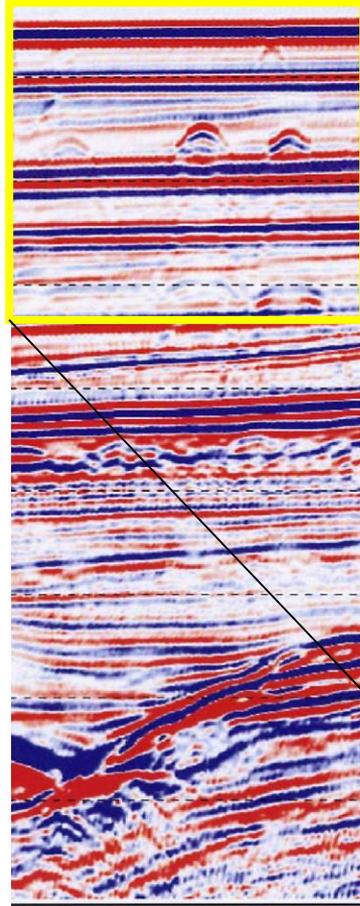
Geletti et al.

Fig. 6

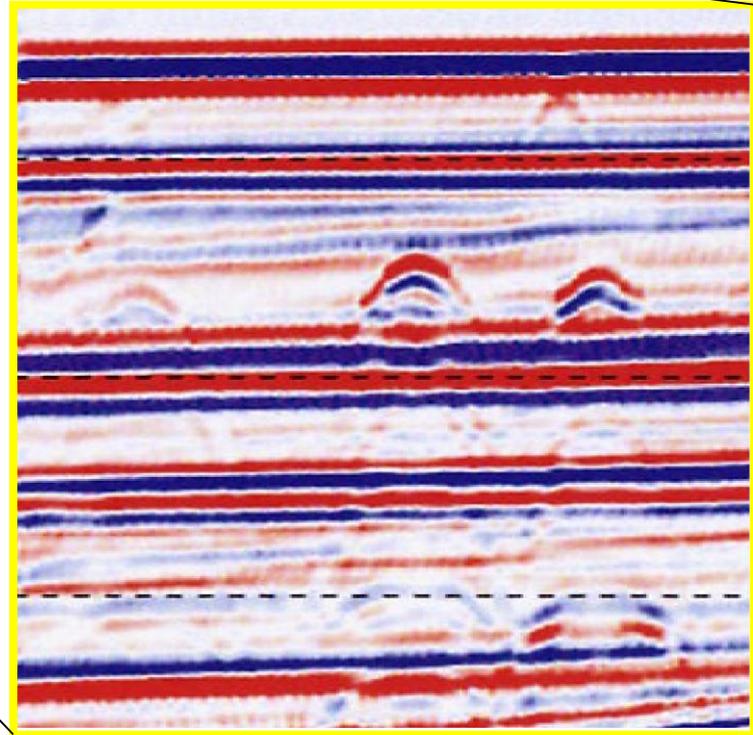
Profilo Sismico in Adriatico Centrale



stack



**sezione
migrata**



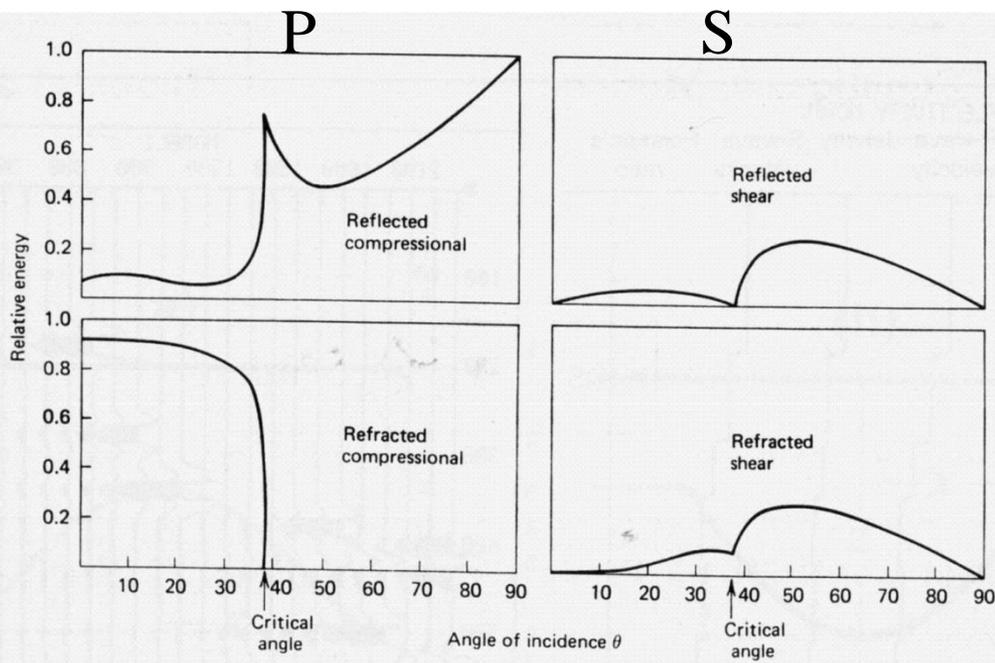
dettaglio

Sismica 4C

o

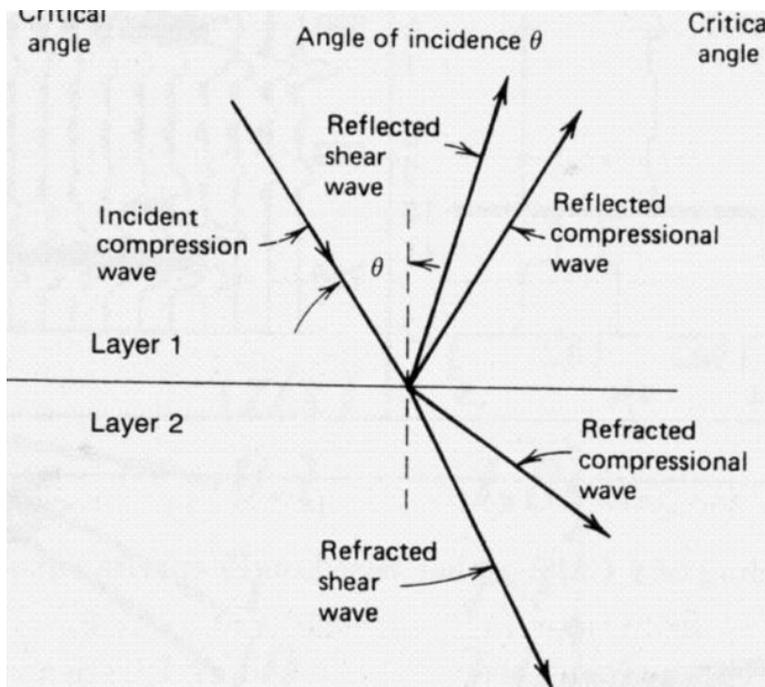
Multicomponent seismology

- tecnica di acquisizione multicomponente (si registrano onde P ed “S convertite”)
- nata nei primi anni '90 nel Mare del Nord
 - presentata per la prima volta ad un meeting EAGE del '94
 - commercializzata nel 1996
- si basa sulla misura di 4 componenti (4C) utilizzando 3 geofoni ed 1 idrofono



Per angolo di incidenza di onde P $> 0^\circ$ (incidenza non normale), avremo:

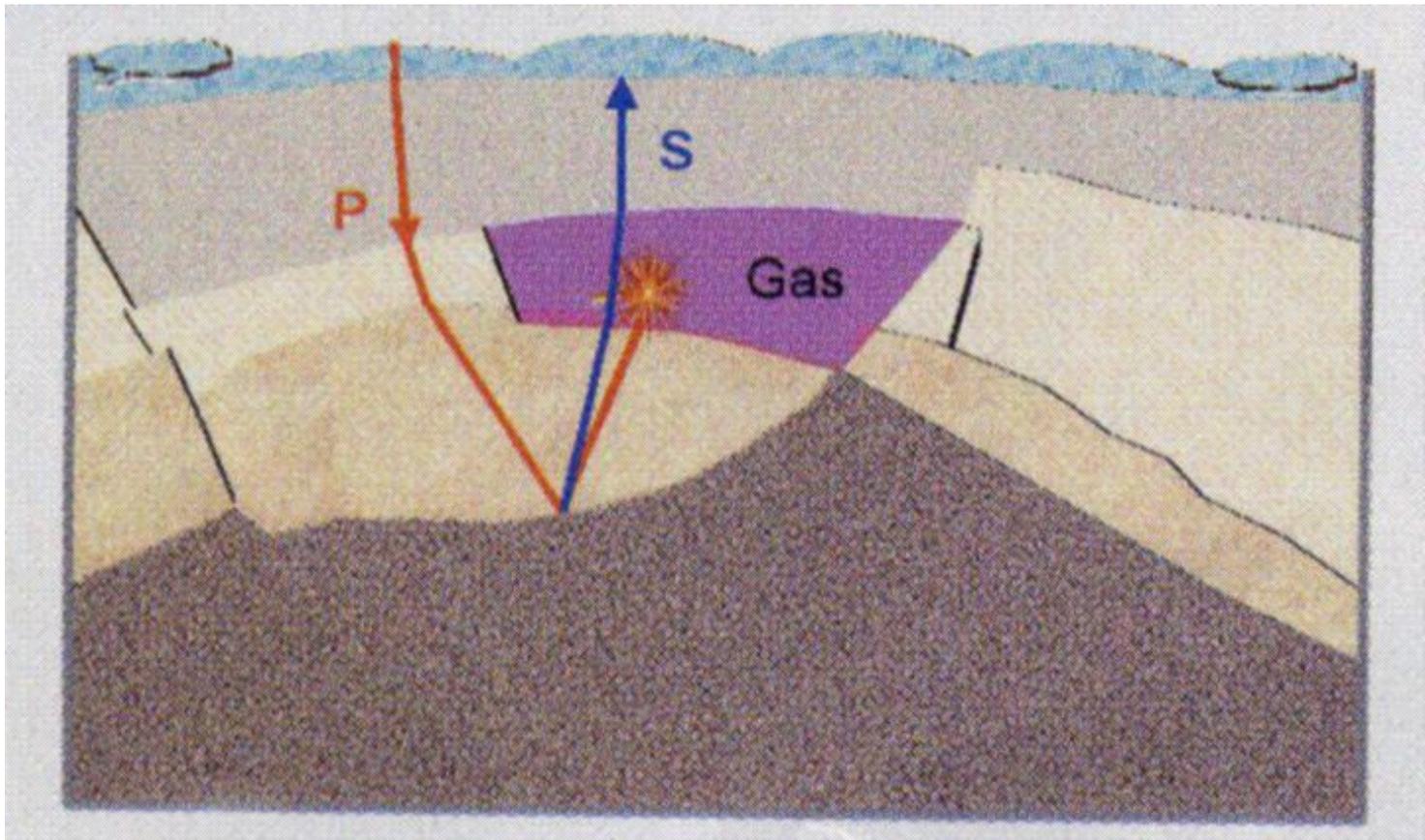
- onda P trasmessa,
- onda P riflessa (PP)
- onda convertita (S), a sua volta suddivisa in trasmessa e riflessa (PS).



Equazioni di Zoeppritz:

forniscono il valore delle ampiezze di P ed S riflesse e trasmesse, in funzione di:

- angolo incidente,
- angoli di riflessione di P ed S,
- angoli di trasmissione di P e S,
- velocità delle onde P e S,
- densità.



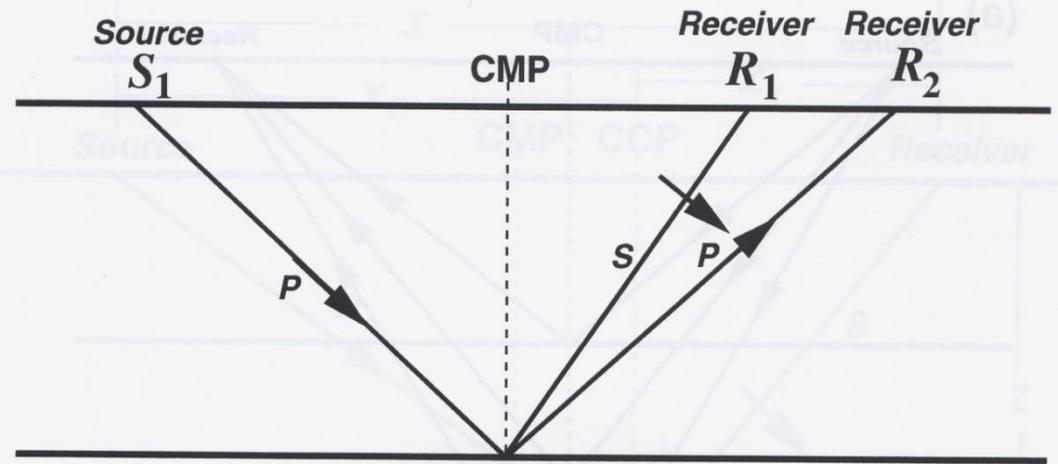
Schema di un'onda incidente P (*downgoing*):
origina le onda riflesse PP e PS,
entrambe "*upgoing*", che attraversano lo strato a gas:
mentre l'onda PP viene per lo più dispersa, l'onda PS
passa indisturbata attraverso la matrice rocciosa.

Sismica 4C

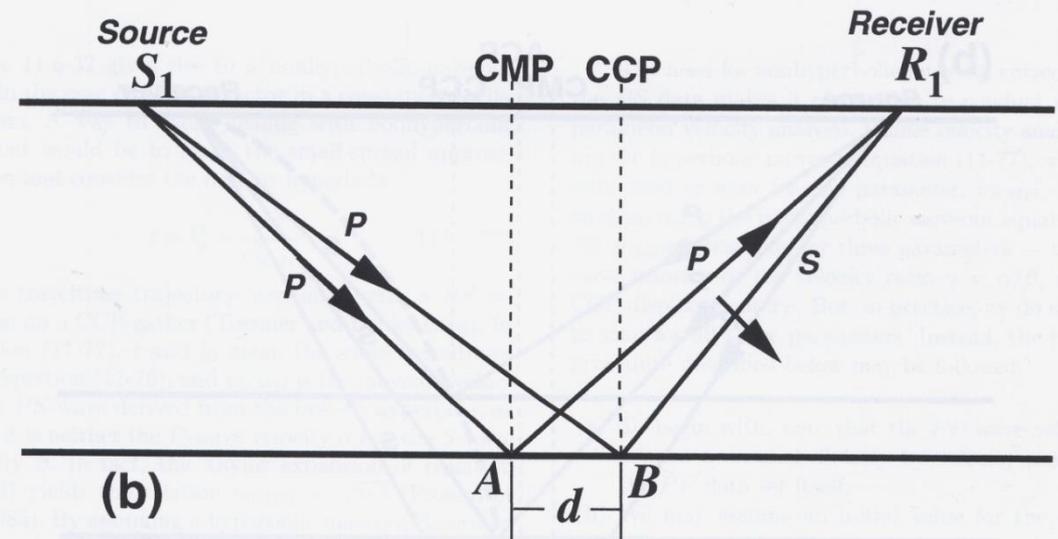
Mentre per l'onda P riflessa l'angolo di riflessione è uguale all'angolo di incidenza, per l'onda convertita PS l'angolo di riflessione è più piccolo; quindi i punti di registrazione o, alternativamente, i punti indagati di riflessione, saranno diversi.

Mentre per le sezioni PP si parla di *Common Mid Point* (CMP), per le sezioni PS si parlerà di *Common Conversion Point* (CCP).

Nota: il *raypath* delle S convertite non è simmetrico



(a)



(b)

Sismica 4C

Ratio of *P*-wave velocity to *S*-wave velocity

$$\frac{\beta}{\alpha} = \sqrt{\frac{1 - 2\sigma}{2(1 - \sigma)}}$$

Table 1. Comparison of *S*-waves and *P*-waves

- Most of the oil industry's seismic work is done with *P*-waves, using single or dual sensor technology.
- *P*-waves travel faster than *S*-waves, from roughly twice as fast at depth to as much as 8-10 times as fast (occasionally even more) very near the seafloor.
- *S*-waves can be created by conversion of *P*-waves at rock property boundaries, so conventional marine air-gun arrays can be, and are, used to create *S*-waves.
- *S*-waves cannot exist in fluids, but *P*-waves can and commonly do.
- To first order, *S*-waves are not affected by the pore fluids in rocks, but *P*-waves are.
- Taken together, these two types of energy can provide much more information about a reservoir than can be provided by either alone.
- To record *S*-waves in the marine environment, special recording equipment that contacts the seafloor is required.

Hard Rocks

<u>Shale:</u>	<u>Sand:</u>
Vp = 14 139 ft/s	= 14 960 ft/s
Vs = 8 373 ft/s	= 9 756 ft/s
Rhob = 2.5464 g/cc	= 2.4066 g/cc
Vp/Vs = 1.689	= 1.533
PR = 0.23	= 0.13
Zp = 36 003	= 36 003
Zs = 21 321	= 23 479

$$\Delta(Vp/Vs) = -0.156$$

$$\Delta\sigma = -0.1$$

$$RCss = 0.048$$

Consolidated Rocks

<u>Shale:</u>	<u>Sand:</u>
Vp = 9 016 ft/s	= 10 000 ft/s
Vs = 4 331 ft/s	= 5 774 ft/s
Rhob = 2.3454 g/cc	= 2.1146 g/cc
Vp/Vs = 2.082	= 1.732
PR = 0.35	= 0.25
Zp = 21 146	= 21 146
Zs = 10 158	= 12 210

$$\Delta(Vp/Vs) = -0.350$$

$$\Delta\sigma = -0.1$$

$$RCss = 0.092$$

Unconsolidated Rocks

<u>Shale:</u>	<u>Sand:</u>
Vp = 6 750 ft/s	= 7 000 ft/s
Vs = 1 606 ft/s	= 3 180 ft/s
Rhob = 2.1593 g/cc	= 2.0821 g/cc
Vp/Vs = 4.203	= 2.201
PR = 0.47	= 0.37
Zp = 14 575	= 14 575
Zs = 3 468	= 6 621

$$\Delta(Vp/Vs) = -2.002$$

$$\Delta\sigma = -0.1$$

$$RCss = 0.313$$

Sismica 4C

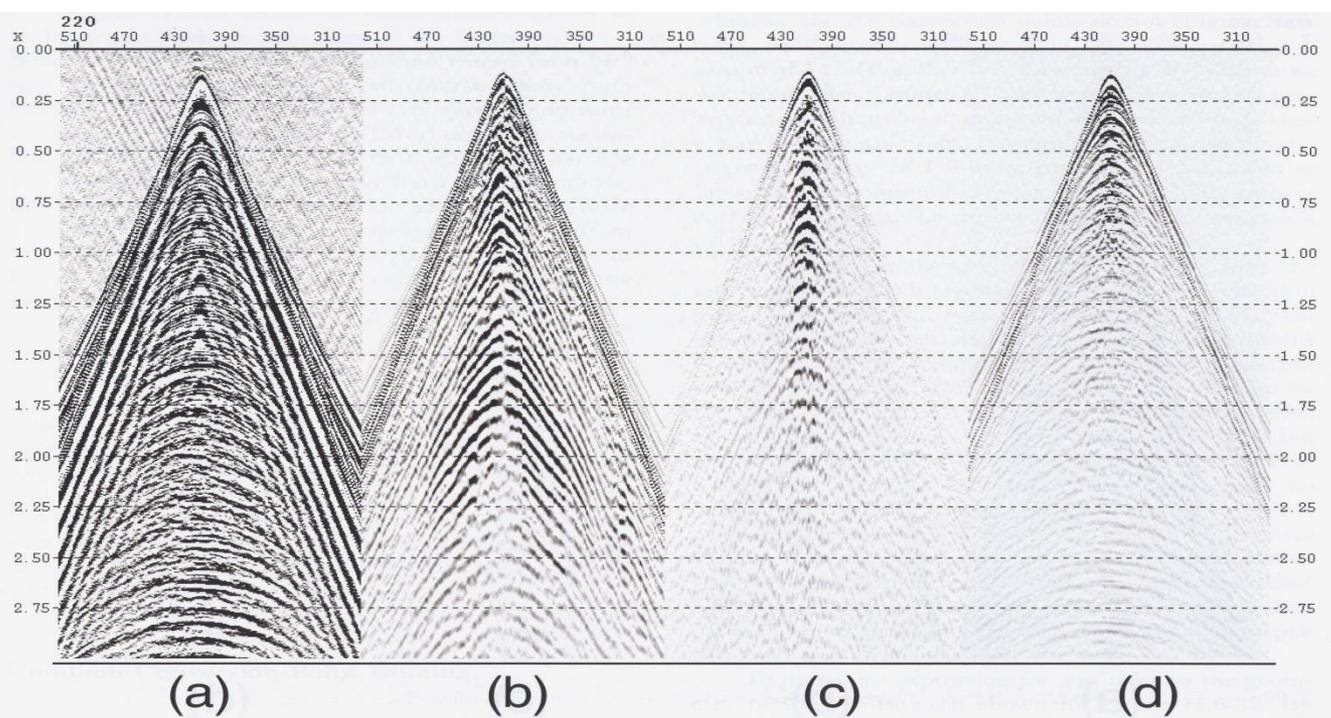
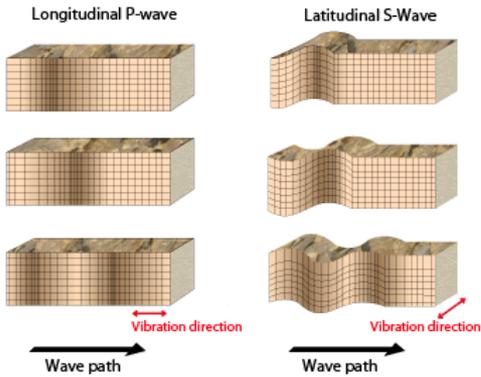


FIG. 11.6-10. A close-up portion of the composite common-shot gather shown in Figure 11.6-6 and the spectra of the individual components, (a) the hydrophone, (b) inline, (c) crossline, and (d) vertical geophone components.

- Sismica 4C utilizzata in mare (meno costosa e più semplice da applicare)
- Onde S non si trasmettono nei fluidi



si dovranno porre gli strumenti di registrazione sul fondo mare (implica la necessità delle correzioni statiche).

Tali strumenti saranno :

- due geofoni per misurare le componenti orizzontali (perpendicolari tra loro e alla direzione dell'onda, considerata verticale) (b & c)
- (d) un geofono per la misura della componente verticale
- (a) un idrofono per la misura della variazione di pressione

} PS

} PP

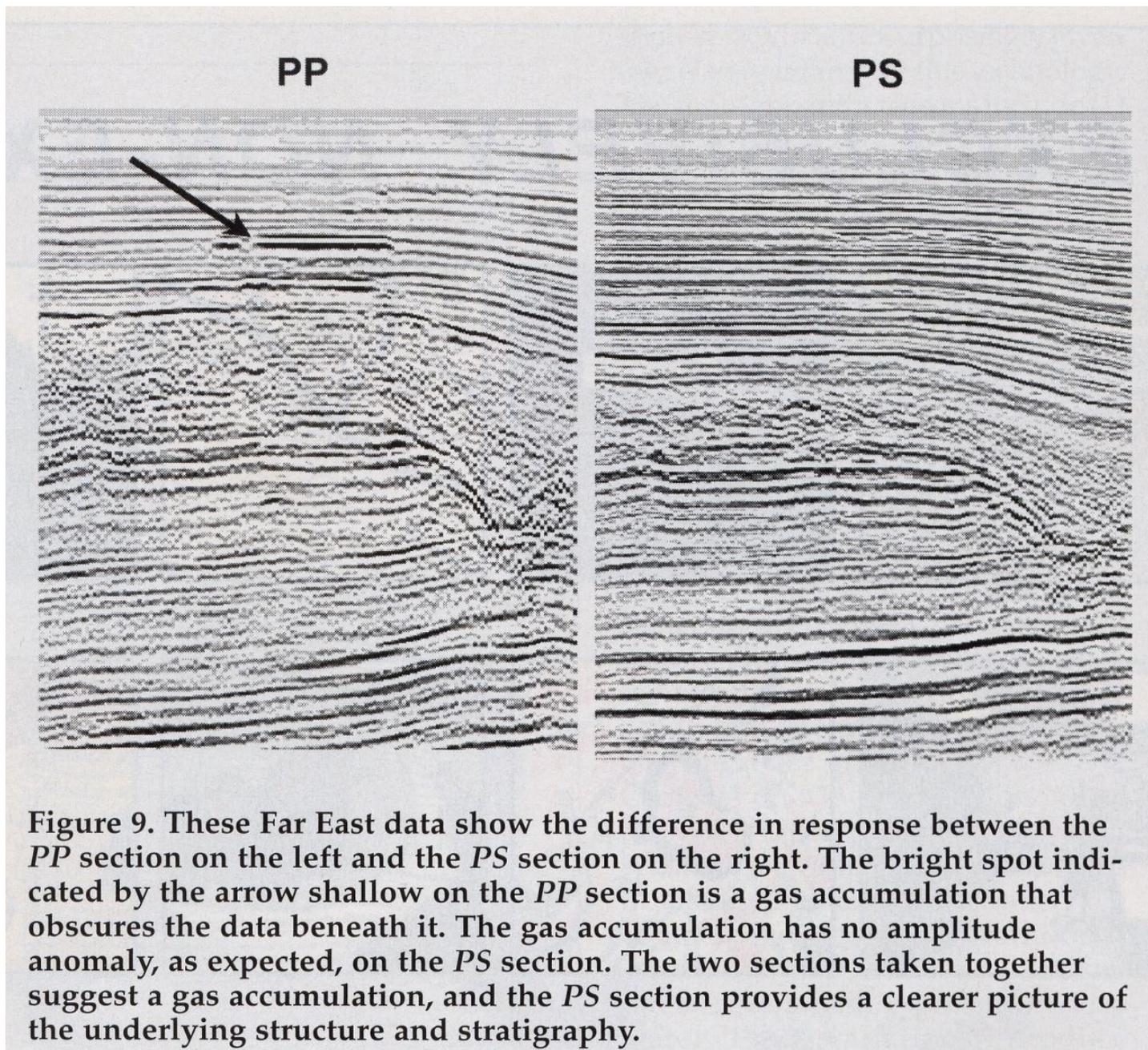
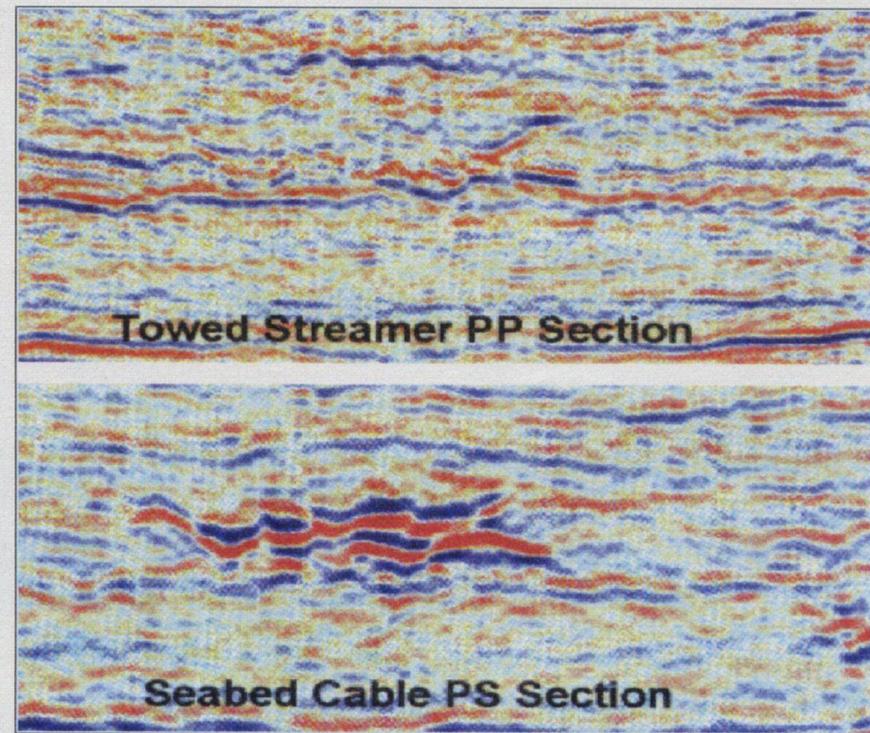


Figure 9. These Far East data show the difference in response between the *PP* section on the left and the *PS* section on the right. The bright spot indicated by the arrow shallow on the *PP* section is a gas accumulation that obscures the data beneath it. The gas accumulation has no amplitude anomaly, as expected, on the *PS* section. The two sections taken together suggest a gas accumulation, and the *PS* section provides a clearer picture of the underlying structure and stratigraphy.

Le due sezioni, PP e PS, non sono alternative ma complementari, entrambe utili (necessarie) per un ottimale sviluppo del *reservoir*.

La sismica 4C offre diverse potenziali applicazioni, quali:

- (a) Imaging beneath gas plumes,
- (b) Imaging beneath salt domes,
- (c) Imaging beneath basalts,
- (d) Delineating reservoir boundaries with a higher *S*-wave impedance contrast than *P*-wave impedance contrast,
- (e) Differentiating sand from shale,
- (f) Detection of fluid phase change from oil-bearing to water-bearing sands,
- (g) Detection of vertical fracture orientation,
- (h) Mapping hydrocarbon saturation, and
- (i) Mapping oil-water contact.



– Image from MacLeod et al, EAGE Meeting Abstracts, 1999.

Figure 2 – Low P-wave contrast sands. The normal P-wave section top shows almost no reflections from the Alba Field reservoir. The converted wave section bottom shows clear high amplitude reflections from the same sands.

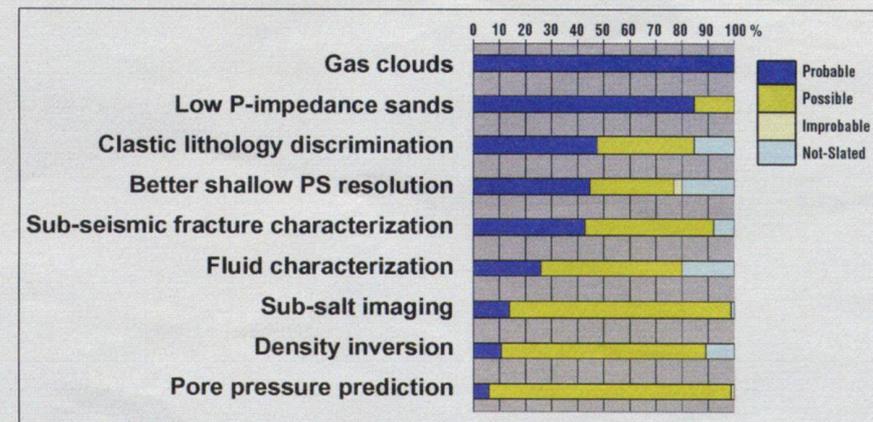
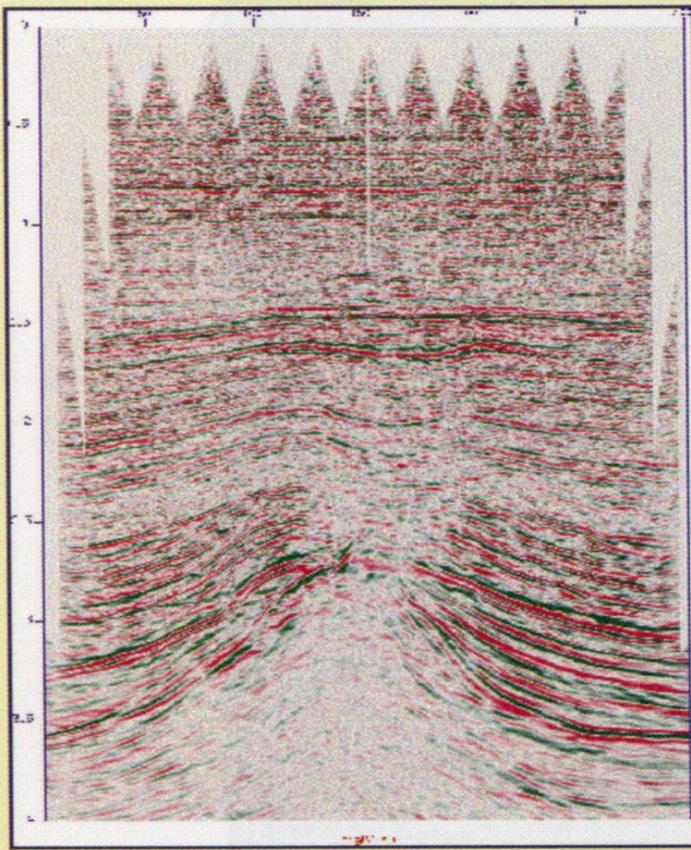
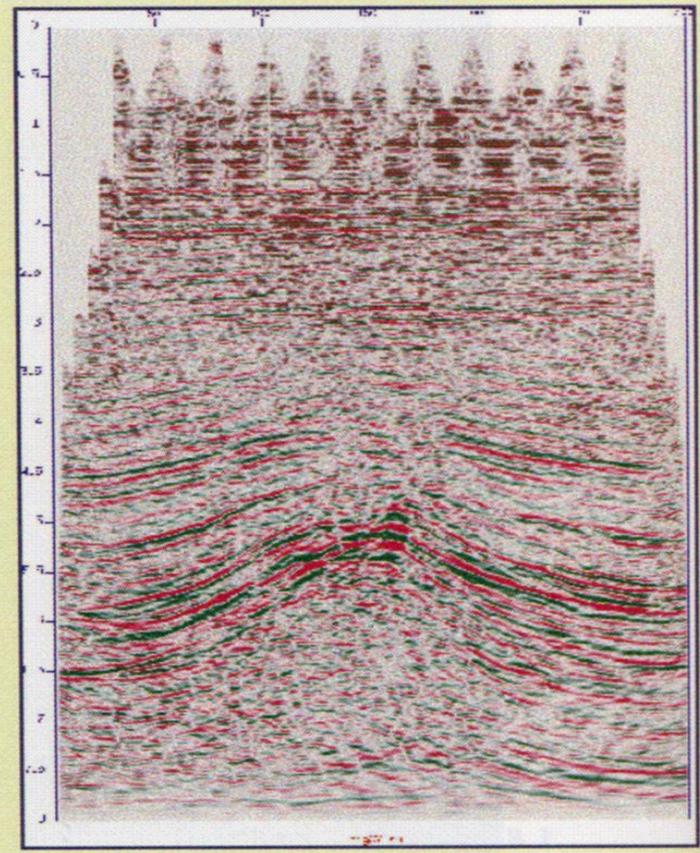


Table 1 – Maturity of Multicomponent Applications. A group of experts at the 2000 SEG Summer Workshop indicated the likelihood of technical success of a multicomponent survey designed for each of several applications. The most mature applications are gas clouds and low P-impedance sands.



Sezione migrata PP



Sezione migrata PS

Roccia di copertura non completamente efficace.

Le onde PS forniranno una buona descrizione del *target*,
 Le onde PP saranno considerate per la pianificazione del /dei pozzi.

Sonic logs
per onde PP e PS
in pozzo di un campo
in produzione.

Velocità onde S:
netto contrasto al top e alla
base del *reservoir*,
no contrasto significativo
al contatto olio/acqua.

Velocità onde P:
differenza nel gradiente
al *top* del *reservoir*,
ma non netto contrasto
(*dim spot*);
contrasto molto evidente
in corrispondenza
dell' OWC.

