

GEOF
1078
2958

SEISMOGRAPH SERVICE ITALIANA

Via Verdi, 2 - MILANO - Tel. 893.303

REGISTRAZIONE CONTINUA DELLA VELOCITA'
(Continuous Velocity Logging)

dalla

Revue de l'Institut Francais du Petrole, Giugno 1956
Dr. R. van Nostrand - Magnolia Petroleum Company

* * *

Traduzione dall'inglese: G. Centi



La registrazione continua della velocita' e' uno dei vari metodi progettati per ottenere informazioni in un pozzo a mezzo di misurazioni fisiche. I registratori di velocita' furono originariamente ideati per avere dati sulle velocita' sismiche in maniera piu' facile e piu' economica che con i convenzionali metodi di prospezione a mezzo di geofono nel pozzo. Pero' le molte esperienze fatte su registrazioni di velocita' hanno dimostrato che esse possono avere molti altri usi alcuni dei quali di piu' grande importanza di quelli per i quali lo strumento fu progettato. Ad esempio, una correlazione stratigrafica su di una linea lunga 50 km., fatta a mezzo di registrazioni continue della velocita', e' molto bene illustrata in uno studio eseguito nei pressi di Midland nel Texas. Molte volte la determinazione dei confini di formazione si e' resa possibile soltanto con registrazioni di velocita' quando altri sistemi di ricerca non diedero attendibili informazioni: esempi di cio' sono illustrati negli studi eseguiti nella Contea di Gonzales nel Texas e nel Bacino di Parigi in Francia.

Un secondo scopo della registrazione della velocita' e' quello di aiutarci a comprendere le origini dei segnali nei sismogrammi a riflessione. Questa conoscenza e' ancor meglio effettuata con la preparazione di sismogrammi sintetici. Una comparazione di sismogrammi sintetici con quelli reali illustra i principi applicati e dimostra che l'idea di un sismogramma sintetico e' valida. Un altro uso della registrazione continua della velocita' sta' nella diretta rivelazione di olio o gas nel foro del pozzo. E' stato provato che in sabbie sature di idrocarburi la velocita' sismica decresce mentre la resistivita' aumenta. Al contrario, quando le sabbie sono a bassa porosita' oppure sono sature d'acqua, la velocita' aumenta. Parecchi esempi di pozzi "subacquei" in Louisiana illustrano questo principio e la presenza di olio e gas fu correttamente prevista sulla base di questo principio.

INTRODUZIONE

Il registratore continuo della velocita' e' uno dei vari strumenti ideati per ottenere informazioni sulla base di principi fisici nell'interno del pozzo. Benché molti altri eccellenti strumenti per la registrazione della velocita' siano stati offerti all'industria petrolifera, noi qui tratteremo soltanto del registratore continuo della velocita' realizzato dalla Field Research Laboratories della Magnolia Petroleum Company. Questo strumento e' stato accuratamente provato nella zona di impiego ed ha già fornito soddisfacenti registrazioni in qualsiasi condizione a cui e' stato sottoposto. La prova piu' severa dello strumento fu effettuata nel pozzo 417/A nel West Ranch, perforato dalla Magnolia. Vi fu ottenuta una buona registrazione ad una

profondita' di 4.500 metri, ove la temperatura era di 156° e la pressione di circa 1.000 atmosfere.

All'inizio la maggior parte degli strumenti per la registrazione della velocita' furono costruiti essenzialmente allo scopo di ottenere informazioni sulla velocita' sismica piu' rapidamente e meno faticosamente che con i sistemi convenzionali a mezzo di geofoni. Poi, con l'uso, ci si rese conto che la registrazione continua della velocita' poteva servire anche ad altri scopi. Queste nuove applicazioni si dimostrarono piu' importanti di quelle originariamente considerate. Questa e' la ragione perche', dopo che avremo descritte le caratteristiche tecniche del registratore continuo della velocita', descriveremo alcune delle sue piu' importanti applicazioni e cioe' : determinazione dei limiti delle formazioni, correlazione, diretta rivelazione di gas ed olio e la interpretazione dell'origine dei segnali in una registrazione a riflessione quest'ultima essendo di primaria importanza.

Fondamentalmente, la registrazione continua della velocita', consiste nello esame delle pareti del pozzo a mezzo di rifrazione sismica.

Un breve impulso e' emesso nel fango di perforazione, esso viene rifratto nella formazione, percorre le pareti del pozzo e quindi, attraverso il fango di perforazione, raggiunge il ricevitore. Lo strumento offerto all'industria petrolifera e' generalmente basato sui principi illustrati nella fig. 1. Il tempo "t" e' il tempo minimo totale impiegato dall'impulso sismico per percorrere il tratto dal trasmettitore al ricevitore. Nel sistema ad un singolo ricevitore il tempo di percorrenza nel fango, Δt , non e' compensato e dovrebbe quindi essere sottratto dal tempo totale registrato. Le esperienze fatte hanno dimostrato che lo strumento, durante la registrazione, e' normalmente a contatto con le pareti del pozzo. Conseguentemente la durata del tempo di percorso nel fango, confrontato con la durata totale del tempo di percorso fra il trasmettitore ed il ricevitore, comporta soltanto una correzione approssimativamente costante del tempo di percorso nel fango.

La frequenza dell'impulso sismico e' dell'ordine di 20 kilocicli. Negli esperimenti di laboratorio effettuati su carote non abbiamo osservato nessuna variazione di propagazione della velocita' in rapporto alla frequenza, sia nelle frequenze piu' basse che in quelle dell'ordine di un megaciclo. Questa e' la ragione perche' non pensiamo di aver errato nell'usare frequenze molto piu' alte per le nostre registrazioni di quelle usate nella prospezione sismica.

Uno dei vantaggi presentati dalle registrazioni di velocita' nei riguardi di altre forme di registrazione e' che i risultati non sono influenzati da altre formazioni se non da quelle poste fra il

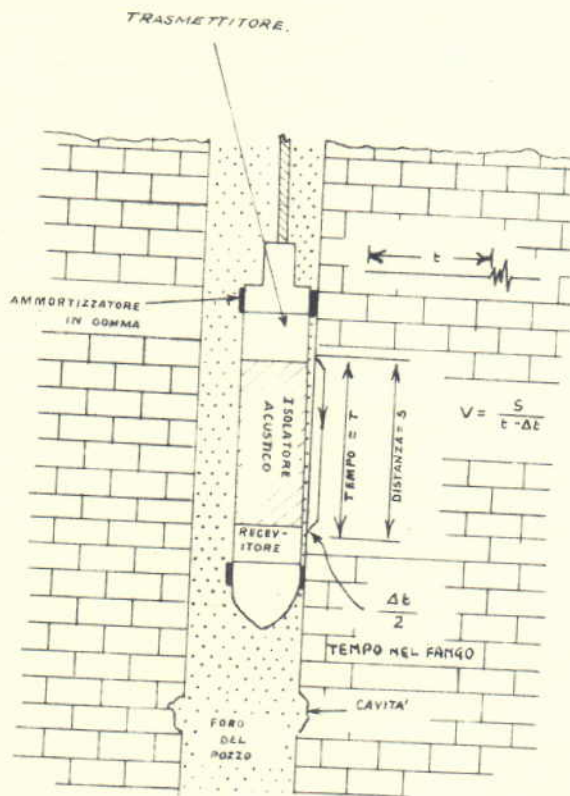


Fig. 1 SCHEMA DELLO STRUMENTO PER LA REGISTRAZIONE DELLA VELOCITA' NEL POZZO

trasmettitore ed il ricevitore, ne' dal fango che riempie il pozzo. Pero' la profondita' di penetrazione del segnale nelle pareti del pozzo non e' stata ancora determinata. Questo problema e' di particolare interesse nello studio degli effetti di filtrazione nella rivelazione di gas ed olio. Altri esperimenti sono stati eseguiti per ottenere una risposta a questo problema e ad altri della stessa natura.

METODO DI IMPIEGO

La fig. 2 e' una illustrazione dello strumento usato. Il metodo di impiego e' il seguente: impulsi ultra-sonici ad alta intensita' sono inviati da un trasmettitore nella formazione 20 o 30 volte al secondo. Simultaneamente un impulso sincronizzato, il quale segnera' il tempo di origine, e' inviato attraverso il cavo collegato agli strumenti registratori in superficie.

Quando questo impulso arriva alla superficie esso compie tre funzioni. In primo luogo mette in azione il segnale di un oscilloscopio; in secondo luogo fa scattare un generatore (a denti di sega) il quale fornisce un voltaggio proporzionale al tempo, da 0 a 100 volts, in un millesimo di secondo; ed in terzo luogo, passando attraverso un circuito ritardatore, apre un amplificatore (gated) dopo che l'impulso diretto di sincronizzazione e' arrivato.

Quando l'impulso sismico arriva al ricevitore un secondo segnale elettrico e' inviato al cavo dopo essere passato attraverso un preamplificatore collocato nello strumento in pozzo. Al suo arrivo in superficie questo segnale appare sull'oscilloscopio la cui freccia orizzontale / base tempo, ha avuto inizio con l'impulso di sincronizzazione corrispondente all'impulso sopra detto.

Poiche' il secondo segnale arriva entro 2 millisecc l'amplificatore (gated) e' ancora aperto: questo segnale e' quindi amplificato dopo di che esso libera il meccanismo che permette la scarica della tensione accumulata dal generatore (a denti di sega). Mentre la carta di registrazione scorre sotto il dispositivo scrivente, un altro dispositivo meccanico integra lo spazio sotto la curva del tempo di intervallo. L'integrazione allora rappresenta il tempo totale occorso dall'impulso sismico per percorrere da un dato livello ad una profondita' nota nel pozzo. Questo tempo totale di percorso e' registrato da un secondo dispositivo scrivente.

Nello strumento ci sono due circuiti ritardatori. Il primo e' il circuito indicato nel diagramma che ha un ritardo di 100 microsecondi e impedisce l'apertura dell'amplificatore (gated) dall'impulso diretto di sincronizzazione. Il secondo ha un ritardo di 75 microsecondi, come indicato nel diagramma ed e' usato per compensare il tempo di percorso dell'impulso sismico nel fango ecc.

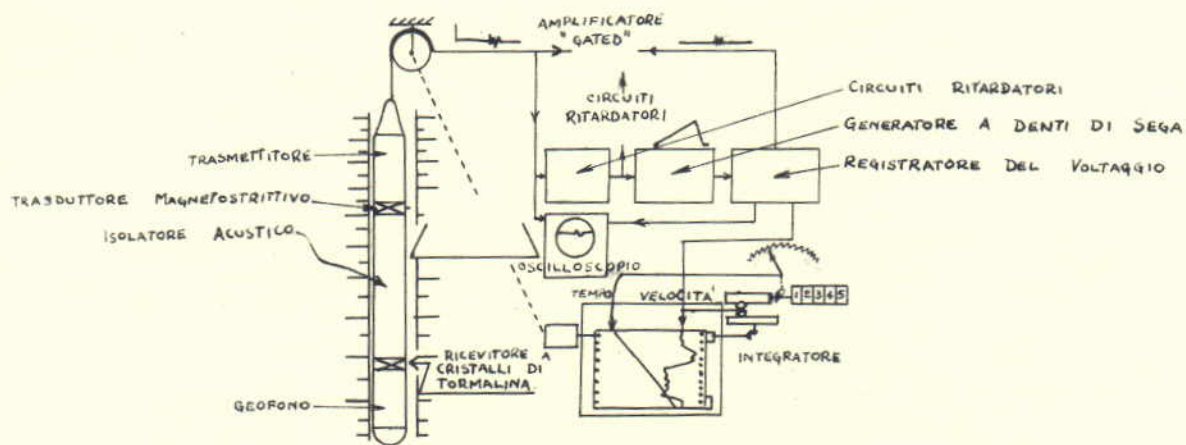


Fig. 2 SCHEMA DI APPARECCHIATURA PER LA REGISTRAZIONE DELLA VELOCITA' CONTINUA

Questi due circuiti possono dare ritardi di differenti valori da quelli indicati e il metodo per usare il secondo circuito e' descritto piu' innanzi.

Nello strumento qui illustrato il trasmettitore e' un trasduttore il cui interno e' composto da un acciaio speciale al vanadio il quale si contrae fortemente sotto l'azione magnetica (magnetostrizione). Il ricevitore e' un rivelatore piezo-elettrico. Per il grado di sensibilita' richiesto dallo strumento illustrato i cristalli di tormalina hanno dato i migliori risultati. Il trasduttore di acciaio al vanadio e il rivelatore a pressione a cristalli di tormalina hanno funzionato regolarmente nelle prove con temperatura superiore a 156° e a pressioni di 1.000 atmosfere.

La fig. 3 e' una fotografia dello strumento di registrazione usato nel pozzo. La parte nera mediana e' un isolatore acustico. Questa parte isolante smorza considerevolmente l'ampiezza del segnale, che inevitabilmente si propaga anche attraverso lo strumento, e lo ritarda in maniera tale che esso arrivi molto dopo del segnale che giunge al ricevitore attraverso la formazione. L'isolatore acustico ritenuto migliore e' una composizione di solida gomma attraversata longitudinalmente da un cavo di acciaio che ne aumenta la resistenza.

La sezione piu' chiara, direttamente sopra l'isolatore, e' il trasmettitore, mentre quella sotto e' il ricevitore. La normale distanza fra il trasmettitore e il ricevitore e' di m. 1,80. Nella parte piu' bassa dello strumento, sotto il ricevitore, e' incluso un normale geofono che puo' essere usato per quegli scopi che descriveremo piu' innanzi.

Nella parte superiore del ricevitore ci sono i preamplificatori. In ciascuna estremita' dello strumento ci sono degli ammortizzatori in gomma che attenuano il rumore prodotto dallo strumento stesso nello strisciare contro le pareti del pozzo.

La fig. 4 e' una fotografia dei principali strumenti di registrazione collocati nell'automezzo di registrazione. Le curve che si vedono sul pannello del registratore, da destra a sinistra, sono rispettivamente la curva di velocita' e la curva del tempo integrato rispetto alla profondita'. Nello strumento reale il tempo netto di percorrenza ($t - \Delta t$) e' segnato in una scala lineare. Poiche' la velocita' di propagazione e' inversamente proporzionale al tempo di percorrenza, la scala di velocita' e' iperbolica (*). La scala del tempo integrato e' lineare.

Il primo arrivo di energia deve essere sufficientemente forte da mettere in funzione il dispositivo marca tempo dello strumento. Que-

(*) Non esatto: egli intende reciproca - P.G. Lazenby .

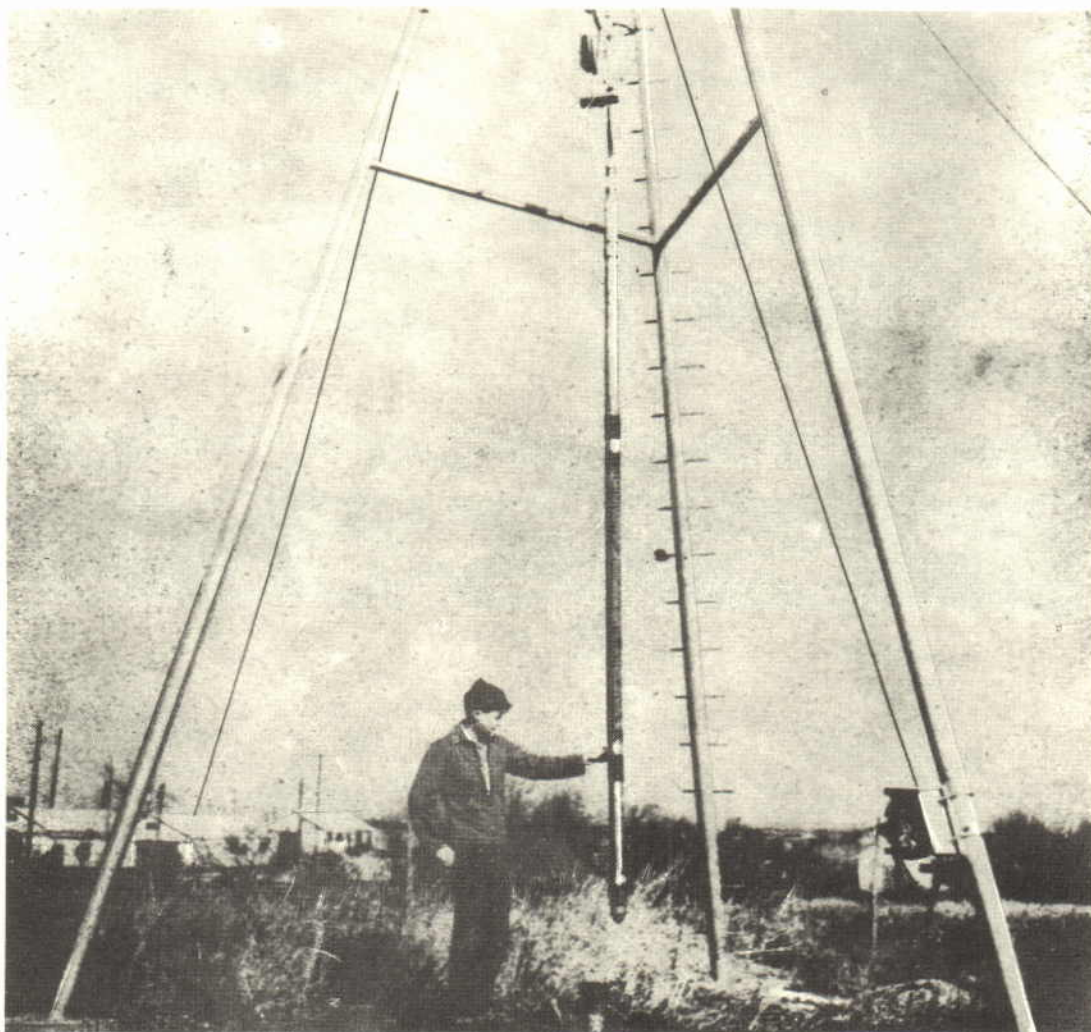


FIG.3 - INCASTELLATURA PER LA DISCESA NEL POZZO DEL REGISTRATORE DELLE VELOCITA' SOTTERRANEE.

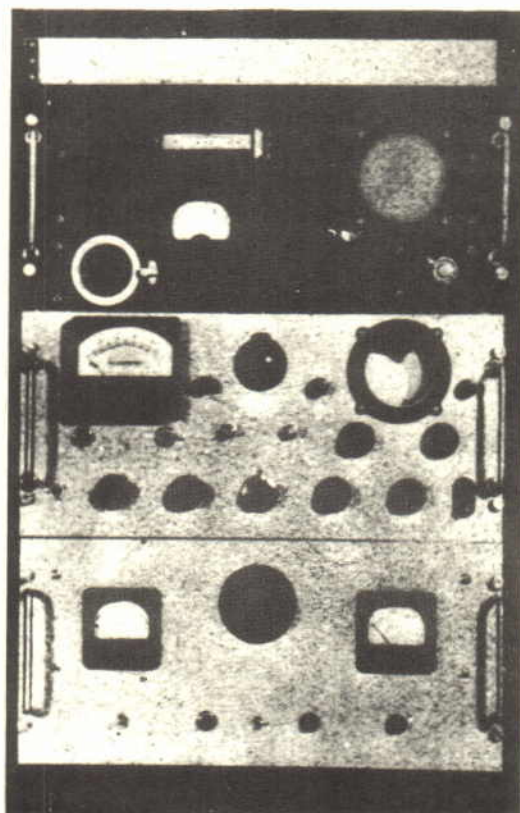
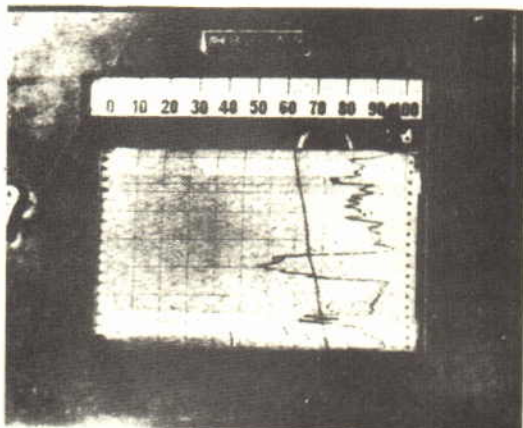


FIG.4 - STRUMENTI DI MISURA PER LA REGISTRAZIONE DELLA VELOCITA'.

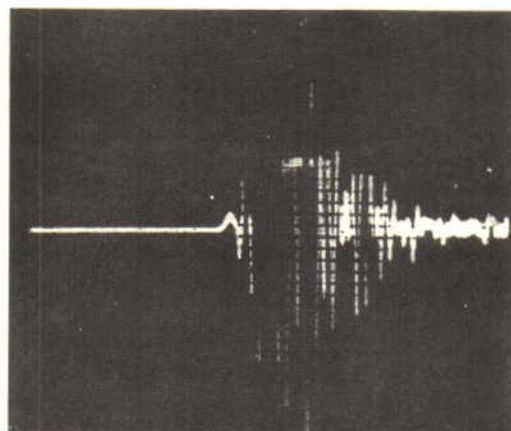
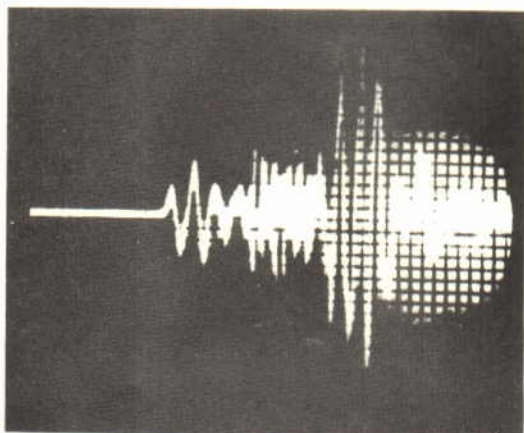


FIG.5 - ESEMPI DI SEGNALI RICEVUTI DURANTE LA REGISTRAZIONE DELLA VELOCITA' CONTINUA (Secondo Summer and Broding 1952).

ESEMPI DI SEGNALI:

- 1) Segnale ottenuto nella formazione "Gessi di Austin" illustrante i 3 segnali di arrivo. Il tempo di percorso nella formazione è un pò meno di 0.6 m/s per una distanza di m. 1,8 - $V = 2.700$ m/s.
- 2) Segnale nella formazione di marne scagliose di "Eagle Ford". Il tempo di percorso nella formazione è di circa 0.85 m/s - $V = 1.900$ m/s.

sto segnale e' mostrato nell'oscilloscopio, che si vede nel centro dello strumento, sulla parte destra della fotografia. Osservando l'oscilloscopio l'operatore puo' controllare continuamente l'amplificazione e assicurarsi che il primo impulso sia abbastanza forte da far funzionare il circuito marca tempo.

Nella fig. 5 si possono vedere esempi di segnali ricevuti. Benché non visibile in queste illustrazioni, l'impulso di sincronizzazione generalmente appare al principio della traccia dell'oscilloscopio. Il segnale (1) fu registrato nei "gessi dell'Austin" del Cretaceo Superiore. La durata del tempo di percorrenza attraverso la formazione e' di circa 0,6 millisecon, la quale corrisponde ad una velocità di 2.700 m/s. Questa velocità e' abbastanza alta da permettere che il segnale ricevuto possa essere suddiviso nei suoi tre principali componenti. Il componente originato dall'attraversamento della formazione, avente una frequenza di circa 12 kilocicli e propagatosi con la velocità caratteristica della formazione stessa. Il secondo componente, avente una frequenza molto più alta, propagatosi con una velocità di 1.500 m/s. Questa velocità e' stata identificata come la velocità delle onde di compressione nel fango di perforazione. Il terzo principale componente, il quale ha una frequenza più bassa, propagatosi ad una velocità media di 1100 m/s. Questa velocità corrisponde a quella di un'onda di valvola che Horace Lamb determinò per primo nel 1898. Il segnale in (2) fu registrato nelle marne scagliose di Eagle Ford le quali furono trovate immediatamente al di sotto dei "gessi di Austin". In questo caso i tre componenti del segnale non possono essere separati e soltanto la loro totale velocità nella formazione, 1.900 m/s, può essere determinata. E' da notare che la traccia automatica del primo segnale arrivato non tiene conto di una quantità di dati come, per esempio, l'amplificazione del segnale, i suoi componenti di frequenza e l'arrivo del secondo segnale i quali dati costituiscono una notevole informazione. Strumenti che possano registrare alcuni di questi dati trascurati non sono stati ancora ideati.

E' utile poter controllare le velocità ottenute nel registratore e, infatti, la curva integrata perderebbe molto del suo valore se questo controllo non potesse essere fatto.

Un sistema per poter controllare la velocità registrata consiste nel fare una normale misura di velocità col geofono da pozzo convenzionale, dopo o prima della prova continua di velocità. Un meno costoso controllo consiste semplicemente nello sparare diverse piccole cariche alla testa del pozzo durante la registrazione continua e registrarne il tempo di arrivo.

In generale l'operatore determina le correzioni da farsi nello strumento in rapporto al fango di perforazione e aggiusta opportunamente i circuiti ritardatori. Se diverse registrazioni di spari so

no disponibili per il controllo del tempo totale di percorrenza, egli calcola tutte le differenze e distribuisce ogni differenza uniformemente nell'intervallo dove fu osservato, aggiustando il tempo di percorrenza calcolato (Δt) nel fango di perforazione. Quando la curva del tempo-profondita' e' tracciata con una scala opportuna, l'integrazione viene rifatta dando una nuova inclinazione conforme alla curva del tempo-profondita'.

Nella maggior parte dei casi e' sufficiente uno o due spari mentre si procede alla registrazione continua della velocita'.

APPLICAZIONI GEOLOGICHE

Una delle piu' importanti applicazioni delle registrazioni, di qualsiasi specie, e' la determinazione dei limiti degli strati nelle pareti del pozzo e di stabilire correlazioni con le formazioni incontrate nei pozzi vicini.

In questa applicazione, le registrazioni continue di velocita' non sono intese a sostituire le registrazioni elettriche ma bensì a integrarle. In alcuni casi pero' e' stato osservato che esse permettono di stabilire correlazioni e di determinare i limiti di formazione anche quando altri tipi di registrazione non furono sufficienti. Così la fig. 6 e' un esempio di una correlazione di questo tipo, in una sezione verticale di 300 metri, per pozzi dislocati su di un'area di oltre 50 km. nelle Contee di Andrews e Midland nel Texas. Tutte le registrazioni si riferiscono al livello del mare, cosicche' la loro relativa posizione strutturale e' corretta. In ogni caso e' la parte superiore della formazione che viene indicata.

Nella fig. 7 puo' essere osservato quanto piu' caratteristico sia il contrasto delle velocita' al sommo della formazione "Buda" nella Contea di Gonzales che non il contrasto della resistivita' o potenziale spontaneo per lo stesso limite di strato. Benche' soltanto la curva "corta normale" sia qui rappresentata, le registrazioni elettriche usando altri adattamenti di elettrodi non danno migliori indicazioni delle variazioni litologiche nel pozzo che la "corta normale".

La fig. 8 permette di comparare la registrazione continua di velocita' con la registrazione della resistivita' ottenuta al pozzo Rambouillet n. 1, il quale fu il primo pozzo in Europa nel quale fu fatta la registrazione continua della velocita'. Detta registrazione fu eseguita dalla Compagnie Francaise de Prospection per la Compagnie d'Exploration Petroliere. Questa registrazione e' interessante in quanto illustra il punto in discussione nel precedente paragrafo. In certe parti del pozzo le registrazioni di velocita' e di resistivita' hanno un carattere molto simile. La rassomiglianza e'

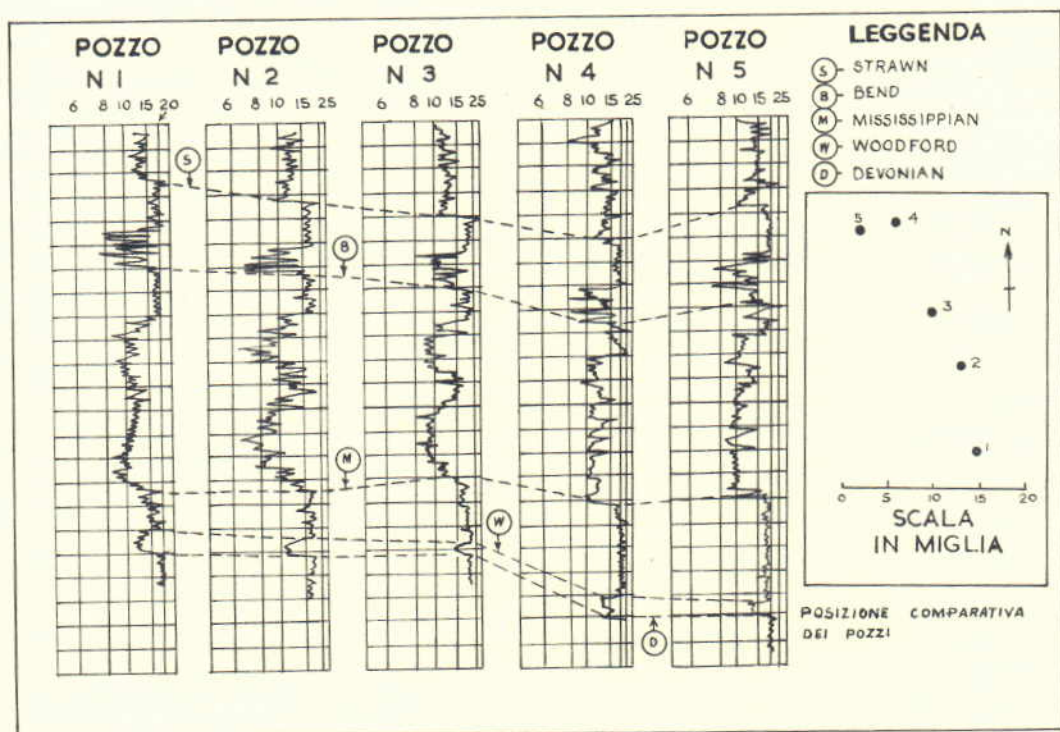


Fig. 6 Correlazione fra diagrammi di velocità ottenuti da pozzi su di una distanza di 50 km. nel Texas nelle Contee di Andrews e Midland.

(Le sommità degli strati sono indicate. Le linee orizzontali sono ad intervalli di 15 m. - (secondo Dobrin e Van Nostrand, 1956).

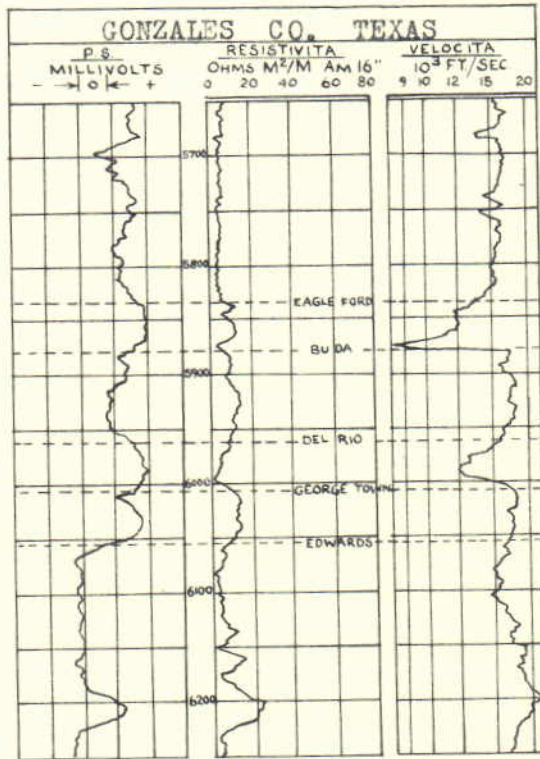


Fig. 7 Diagrammi di velocità, resistività e potenziale spontaneo ottenuti in un pozzo nella Contea di Gonzales, Texas (secondo Dobrin e Van Nostrand, 1956).

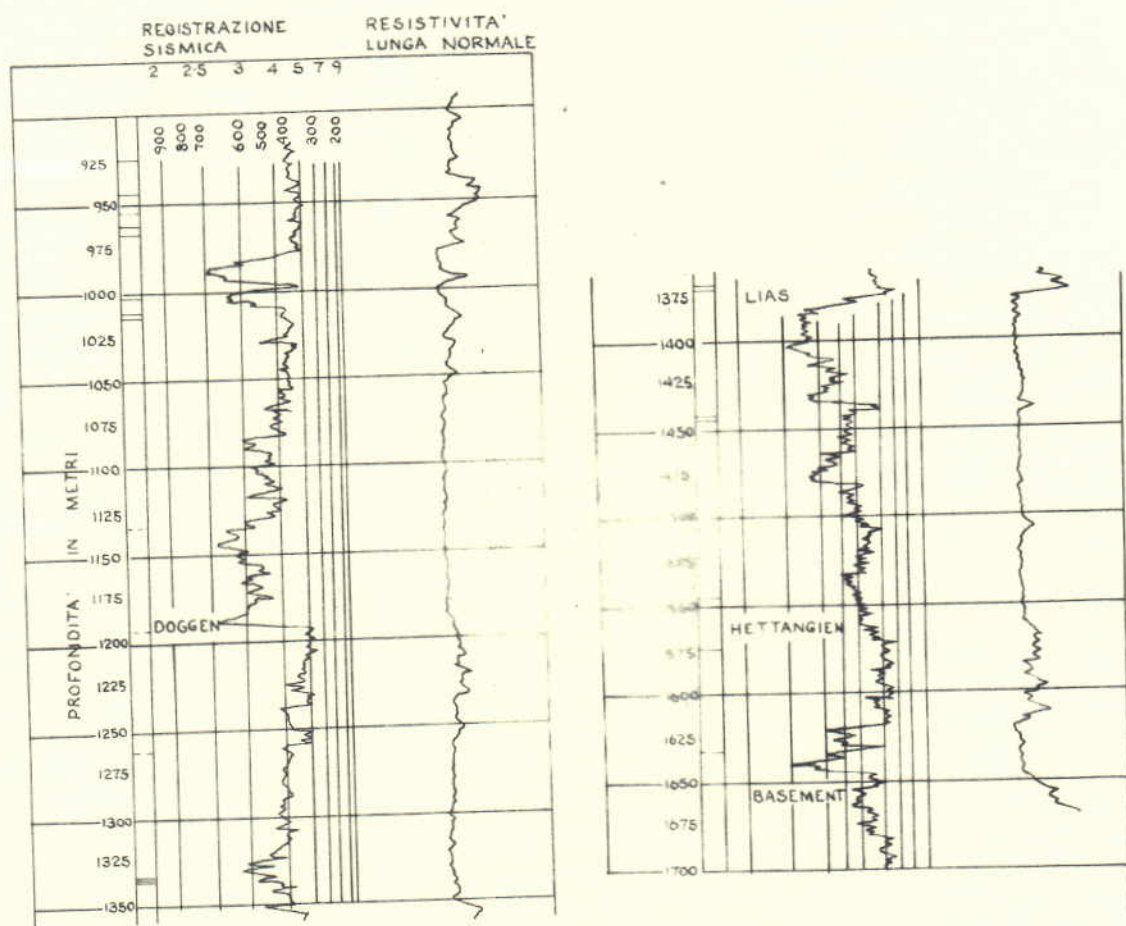


Fig. 8 Comparazione fra i diagrammi di velocità e resistività - lunga normale - dal pozzo Rambouillet No. 1 (Per cortesia della C.E.P. e C.F.P.S.)

particolarmente notevole per la sezione calcarea fra i 565 m. e 595 m. (non illustrata) e per la sezione immediatamente sopra il tetto del Lias, a circa 1.370 m. Benché un importante strato geologico, il Dogger, ha il suo tetto indicato da un notevole contrasto nella registrazione di velocità, nella curva di resistività invece la variazione è impercettibile. Al contrario, il basamento in questa regione sembra essere meglio marcato sul diagramma della resistività.

Registrazioni continue di velocità fatte in altri pozzi della regione illustrano molto bene l'interesse che queste prove presentano dal punto di vista della correlazione.

REGISTRAZIONI SINTETICHE

Una seconda importante applicazione della registrazione continua della velocità concerne il progresso fatto nella interpretazione delle origini delle riflessioni sismiche. La registrazione della velocità ci mostra che la variazione delle proprietà elastiche in rapporto alla profondità nel terreno è molto più complessa di quello che generalmente si suppone. In una distanza verticale corrispondente alla lunghezza di un'onda ci sono generalmente un gran numero di contrasti di velocità. Fu questo punto che ci portò a renderci conto che le riflessioni che noi vediamo su di un sismogramma spesso rappresentano una complessa combinazione di riflessioni originate da numerosi e distinti limiti di strato. Ciò che noi chiamiamo il carattere di una riflessione dipende molto strettamente dallo spessore e dalla velocità di ciascuno degli strati interessati. Leggere variazioni sullo spessore e nelle proprietà elastiche degli strati possono causare cambiamenti nel carattere.

Il metodo più diretto per analizzare le relazioni fra la distribuzione della velocità e il carattere della riflessione è quello di ottenere registrazioni sintetiche dai diagrammi di velocità. Questi metodi sono :

- 1) Il metodo elettronico (con cellula fotoelettrica).
- 2) Il metodo che usa un modello in scala (modello fisico).
- 3) Il metodo dei calcoli diretti.

Il principio adoperato come base per i tre metodi è illustrato nella fig. 9. Se un impulso discendente raggiunge un singolo strato avente alta velocità di propagazione esso verrà riflesso dal primo limite di strato e una riflessione apparirà sul sismogramma come indicato nella figura. L'onda formata è ipotetica ma è disegnata come per rappresentare una reale onda riflessa.

Una parte dell'energia è pure trasmessa e riflessa dal secondo limite di strato con una inversione di fase. Se questi limiti di strato

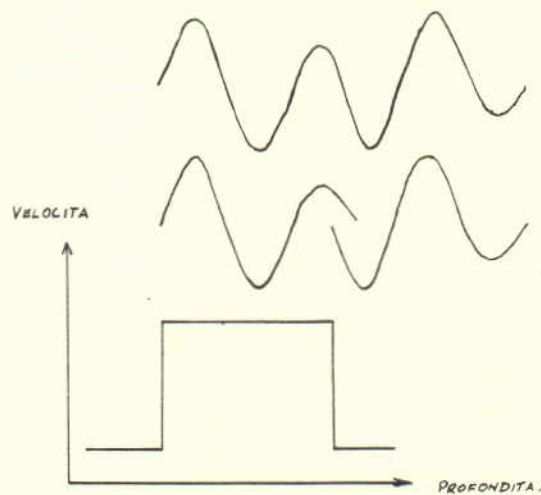


Fig. 9 Interferenze di riflessioni provenienti da uno strato avente alta velocità.
 I segnali appaiono come se arrivassero al registratore con il tempo corrispondente ad una data profondità.

sono separati da una distanza minore ad una lunghezza di un'onda i segnali originati interferiscono fra loro. Il segnale risultante e' ottenuto dalla somma delle due riflessioni originali. Se ci sono parecchi limiti di strato riflettenti l'onda risultante sara' la somma di tutte le riflessioni singole.

La differenza fra i tre metodi per ottenere registrazioni sintetiche si basa soltanto nella maniera in cui le singole riflessioni vengono espresse dalla registrazione.

Il metodo fotoelettrico e' facile da eseguire ma presenta due imperfezioni. Esso non tiene conto delle riflessioni multiple o dello indebolimento dell'impulso sismico dovuto alla normale dispersione oppure della imperfetta elasticita' del terreno. Quest'ultimo dato non e' molto importante fintantoche' le registrazioni siano fatte con C.A.V. (Controllo Automatico Volume). Siccome l'uso di un modello ridotto e dei calcoli matematici e' di impiego corrente noi limiteremo la nostra attenzione al metodo con il quale le registrazioni sono rese sintetiche per mezzo di un apparecchio fotoelettrico.

E' noto che la differenza fra i logaritmi di 2 velocita' sismiche su ciascun lato di un limite di strato geologico e' approssimativamente uguale al coefficiente di riflessione su questo stesso limite di strato (Peterson ed altri, 1955). E' stato provato che questa approssimazione e' esatta con un certo margine di variazione di velocita'. Questo e' il motivo per cui la prima fase da determinare in una registrazione sintetica consiste nel trasformare la registrazione di velocita' in una scala logaritmica. Tuttavia, essendo una registrazione essenzialmente una trascrizione di segnali sismici come funzione del tempo, la scala di profondita' nelle registrazioni di velocita' deve essere trasformata in tempo di percorso. La curva integrata del tempo-profondita' puo' essere usata direttamente per convertire le profondita' in tempo.

La parte considerata e' l'area variabile inclusa fra l'asse del tempo e la curva del logaritmo della velocita' come funzione del tempo. Questa area e' fatta passare fra un'apertura illuminata e una cellula fotoelettrica e la quantita' di luce che cade su questa fotocellula e' proporzionata al logaritmo della velocita' al momento della registrazione (fig. 10). Il segnale variabile fornito dalla cellula passa attraverso un amplificatore avente un filtro caratteristico il quale permette di fornire il tipo di segnale che si vorrebbe ottenere in una registrazione per un solo limite di strato riflettente. Cosi' ogni variazione della velocita' obbliga l'amplificatore a produrre una riflessione e il totale di queste riflessioni e' sommato in un miscelatore il quale fornisce la registrazione sintetica. Dopo di che questa registrazione sintetica viene registrata da una normale camera di registrazione.

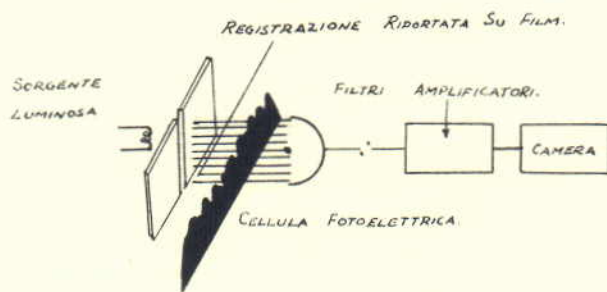


Fig. 10 Schema di apparecchiatura per la preparazione di registrazioni sintetiche ottenute da registrazioni della velocità continua.

La fig. 11 mostra una comparazione fra tracce sintetiche, ottenute col metodo sopra descritto, e un normale sismogramma registrato su nastro magnetico durante i rilievi fatti nelle vicinanze di un pozzo nella Contea di Pottawatomie nell'Oklahoma. La curva inferiore fu ottenuta determinando la velocità nel registratore continuo ogni millisecon e segnando il logaritmo di questi valori come una funzione del doppio tempo di percorso. In questo diagramma i picchi corrispondono alle gole nel sismogramma perché è convenuto che la prima oscillazione per una riflessione positiva deve essere diretta verso il basso.

La registrazione sismica è stata annerita dove essa rassomiglia di più alla registrazione sintetica.

L'accordo è evidente. Due ben marcati impulsi nel sismogramma, che non appaiono nella registrazione sintetica, sono indicati in ombreggiatura. La loro origine è sconosciuta. Essi sono probabilmente dovuti alle riflessioni multiple ma il loro esatto percorso è evidente. Certo è che la comparazione di sismogrammi reali e sintetici mostra una indiscutibile correlazione fra registrazioni sismiche e registrazioni continue della velocità.

Uno dei modelli in scala usati per ottenere registrazioni sintetiche è un tubo di metallo. Se questo tubo viene fatto in modo che la sezione trasversale sia proporzionale alle velocità sismiche segnate su di una scala del tempo, le riflessioni di una onda compressa introdotta in una delle sue estremità corrisponde a quelle che verrebbero osservate su di un normale sismogramma. Nella fig. 12 la traccia superiore fu ottenuta con il seguente procedimento: il tubo fu costruito in relazione con i risultati di una registrazione continua di velocità ottenuta in un pozzo nella Contea di Schleicher nel Texas. La traccia inferiore è una traccia sintetica ottenuta dalla registrazione della velocità usando un apparecchio a fotocellula. Ancora una volta l'accordo fra queste due tracce è notevole ma non completo. Il tubo ha l'ovvio vantaggio di registrare automaticamente riflessioni multiple create dal riverbero fra due strati del sottosuolo e, se esso è convenientemente formato, le multiple sono prodotte per riflessione alla superficie.

CAUSE DELLE VARIAZIONI DELLA VELOCITÀ

L'equazione fondamentale della velocità delle onde compresse in un solido sono in rapporto diretto con la densità del materiale stesso e delle sue costanti elastiche. Il risultato è che la variazione di una di queste quantità o della struttura oppure dei fluidi saturati, può causare una variazione delle velocità sismiche. Queste sono le varianti fondamentali.

Le varianti secondarie che influenzano la velocità sismica nel-

TRACCE SINTETICHE

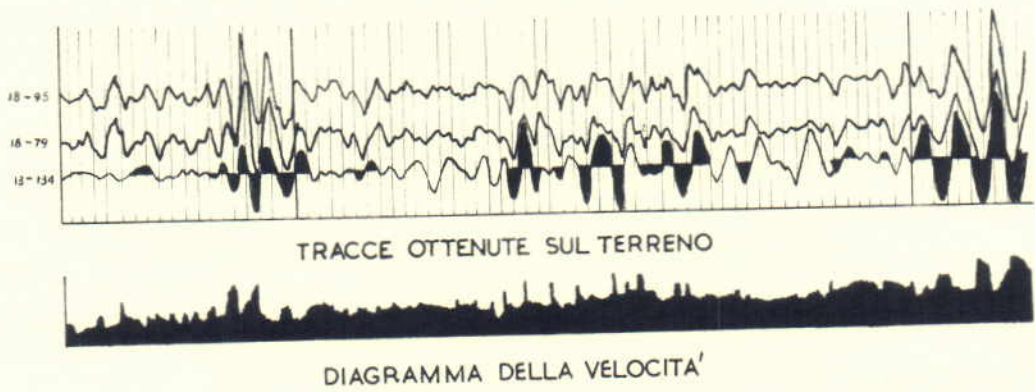


Fig. 11 Comparazione fra una registrazione ottenuta sul terreno e una corrispondente registrazione sintetica (le due tracce in alto) ottenuta con il metodo fotoelettrico (traccia in basso).



Fig. 12 Comparazione fra una registrazione a riflessione
ottenuta a mezzo di apparecchiatura a tubo di
ottone e una traccia sintetica ottenuta con il
metodo fotoelettrico.

la roccia sono : porosità, pressione nella struttura, temperatura della roccia, natura del materiale cementante e pressione dei fluidi saturanti. Su questo argomento ci limiteremo allo studio degli effetti della porosità e dei fluidi di saturazione.

La fig. 13 illustra una delle leggi più utili. È noto che la velocità sismica è in funzione della compressibilità del fluido che satura la roccia e che le più importanti variazioni sono prodotte nella più interessante regione che è localizzata nella zona di contatto fra l'acqua e le miscele di idrocarburi. La curva inferiore corrisponde ad un complesso cubico di sfere avente una porosità di 47,6%, secondo la teoria di White e Sengbush (1953), mentre la curva superiore corrisponde ad un complesso esagonale di sfere con una risultante porosità del 26%, secondo la teoria di Gassman (1951).

Poiché le variazioni della velocità sismica sono importanti nelle due teorie possiamo tentare di verificarle con un esperimento. La fig. 14 mostra che la velocità sismica decresce, in un dato campione di roccia, quando l'acqua è sostituita dall'olio. La tendenza è la medesima nelle due curve illustrate e la differenza risulta dagli altri fattori enumerati sopra.

L'effetto della pressione sulla velocità presenta pure un considerevole interesse. È stato dimostrato che la pressione, la quale governa la velocità del suono in una roccia porosa, è in realtà la differenza fra la pressione a cui è sottoposta la struttura, per effetto degli strati di roccia sovrastanti, e la pressione del fluido (Hicks e Berry, 1956). Ciò è stato verificato sperimentalmente in laboratorio (fig. 15) con un apparecchio trasmettitore di impulsi nel quale la pressione esterna sui granuli di sabbia poteva essere variata indipendentemente da quella della pressione interna nel fluido di saturazione. Nel diagramma, le due curve a linee continue rappresentano la relazione fra la pressione e la velocità in due campioni di diversa porosità saturati con acqua; tutte le pressioni applicatevi sono sopportate dai granuli di sabbia, mentre il fluido contenuto nei pori rimane approssimativamente alla pressione atmosferica.

Le linee punteggiate invece rappresentano la relazione fra la pressione e la velocità per un dato campione; la pressione del fluido vi è mantenuta ad un dato livello, minore della pressione esterna applicata. Dalle curve può essere facilmente osservato che per una data differenza della pressione la velocità rapidamente raggiunge un valore limite senza altre variazioni anche quando la pressione applicata viene ulteriormente aumentata. Precedenti lavori davano risultati che di solito seguivano le curve a linee continue di questo diagramma. Se queste curve a linee continue sono male interpre-

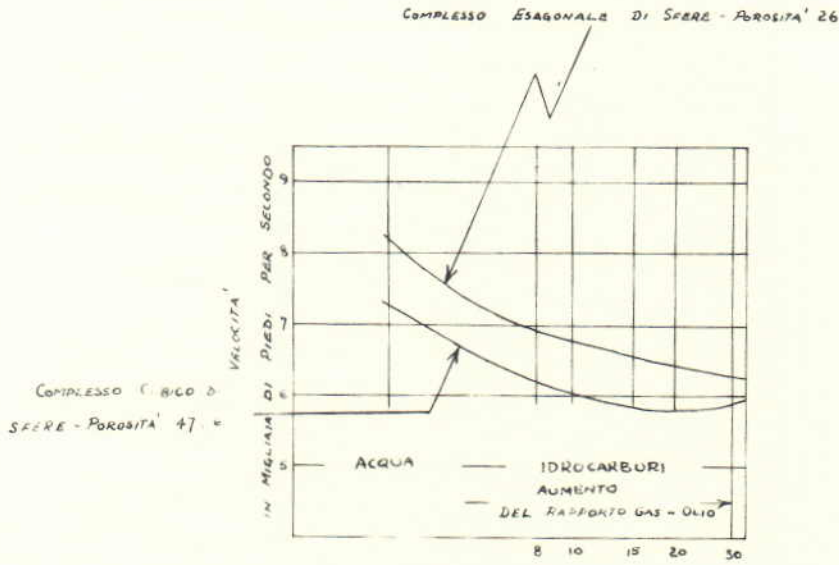
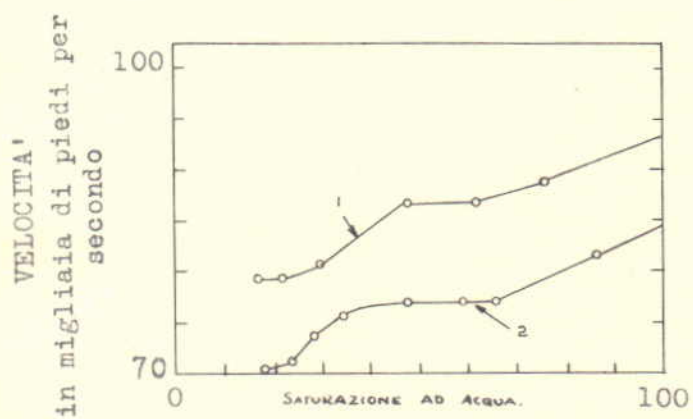


Fig. 13 Relazione teorica fra una velocità sismica in una arenarie e la compressibilità di un fluido saturante.



14 Variazione di velocità in funzione della saturazione con olio ed acqua in carote di arenaria. (Secondo Willie e altri, 1956).

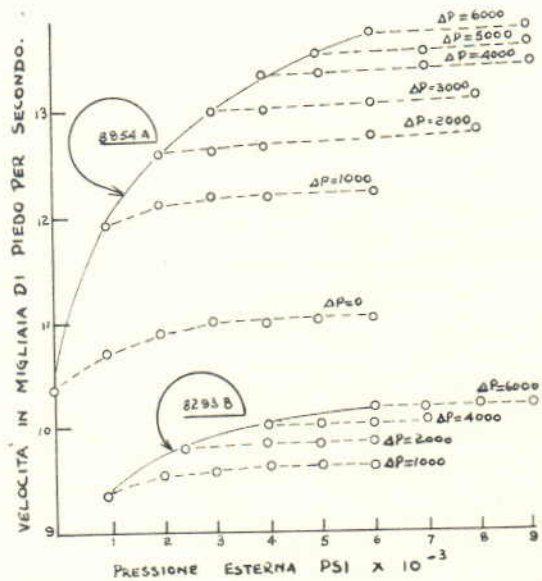


Fig. 15 Risultati sperimentali, su due carote di arenaria, che danno la velocità acustica in funzione alla pressione. (secondo Hicks e Berry, 1956).

tate esse possono condurre a false conclusioni circa le condizioni del sottosuolo.

I dati indicati nella fig. 15 tendono anche a sostenere la teoria che, pur rimanendo tutte le altre condizioni le stesse, la velocità sismica diminuisce quando la porosità aumenta. La curva ottenuta da un campione avente porosità del 17,6% indica velocità considerevolmente più alte di quelle ottenute con un campione avente porosità del 29%.

PROVE NEL POZZO

Dai risultati che abbiamo appena illustrati ci sentiamo in grado di identificare, in un pozzo, le formazioni contenenti gas ed olio, almeno per certi tipi di sezione.

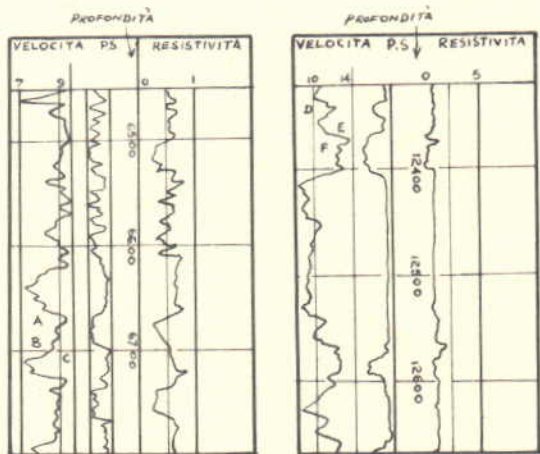
La fig. 16 illustra i principi che servono come base per una ricognizione di giacimenti di idrocarburi in una classica serie sedimentaria nella Gulf Coast. A questo scopo abbiamo presentato quattro tipi di registrazione: velocità, potenziale spontaneo, resistività e registrazioni a neutroni. In generale una deviazione negativa della registrazione del potenziale spontaneo indica una sezione porosa. Una alta resistività può indicare saturazione di idrocarburi o acqua dolce oppure una formazione a bassa porosità. La registrazione a neutroni può essere usata per distinguere il gas dall'olio, dato che esso dà più alti valori per formazioni saturate a gas che per formazioni saturate ad olio. Però la registrazione a neutroni ha una ambiguità in quanto strutture a bassa porosità danno pure risultati di alto valore. Le prove continue di velocità dissipano questa ambiguità. Esse danno alte velocità per formazioni a bassa porosità e per sabbie contenenti acqua, mentre per sabbie porose saturate con idrocarburi esse danno velocità più basse, anche minori di quelle ottenute nelle marne. In molti casi per fare le analisi desiderate è sufficiente confrontare le registrazioni elettriche con quelle della velocità.

L'applicazione dei precedenti principi è illustrata da quattro esempi ottenuti da pozzi situati nel Golfo del Messico al largo della costa della Louisiana. Nelle formazioni del Terziario della Gulf Coast le sabbie molto porose sono intercalate con marne e qualche volta con arenaria dura e calcarea. Una prova di velocità attraverso queste formazioni è piuttosto uniforme con sabbie impregnate d'acqua nelle quali la velocità raggiunge circa 600 m/s più che nelle adiacenti marne. Le arenarie calcaree possono avere velocità che raggiungono 1.500 m/s più delle velocità ottenute nelle marne.

La fig. 17 mostra registrazioni tipiche dei campi sedimentari della Gulf Coast non aventi formazioni con olio. In generale, quando

		VELOCITA	P.S.	RESISTIVITA	NEUTRONI
MARNA					
SABBIA BUONA POROSITA	GAS				
	OLIO				
	ACQUA				
MARNA					
SABBIA SCARSA POROSITA	ACQUA				
MARNA					

Fig. 16 Diagrammi schematici di sabbie e marne del Miocene. (secondo Berry e Hicks, 1956).



17 Comparazione fra una prova di velocità e un carotaggio elettrico in una Serie del Miocene Superiore nella regione di Ship Shoal nella costa della Louisiana. Le profondità sono indicate in piedi.

la curva del potenziale spontaneo indica sabbie con una flessione verso sinistra la velocita' osservata e' alta. Quando la curva del potenziale spontaneo indica marne, la velocita' e' bassa. Sul diagramma due sezioni di sabbie saturate ad acqua ed intercalate con marne sono distinguibili. La registrazione di velocita' indica piu' alte velocita' a grande profondita' come l'aumento della pressione, dovuta ad un maggior spessore sovrastante, ci indurrebbe a ritenere.

Consideriamo tali curve nei particolari. La zona A e' identificata come sabbia, dalla inflessione verso sinistra della curva P.S. La velocita' nella zona A e' di circa 2760 m/s. La zona B, dalle ondulazioni della curva P.S., sembra essere uno strato formato in parte da sabbie ed in parte da marne. La velocita' in tale zona e' di circa 2.610 m/s o intermedia fra le marne e la sabbia. Lo strato C si presenta come una zona di pure marne e vi si nota che la velocita' e' ridotta a 2.200 m/s. Nello stesso modo, nella sezione piu' profonda, la zona D e' una sabbia dove la velocita' raggiunge i 3.660 m/s; la zona E e' una marna dove la velocita' raggiunge i 3.150 m/s; e la zona F e' una seconda sabbia dove la velocita' raggiunge i 3.990 m/s. I bassi valori di resistivita' al livello delle sabbie indicano che queste sono sature di acqua salata. Tale concordanza - alta velocita' nelle sabbie, bassa velocita' nelle marne - e' vera nella maggior parte dei casi sebbene vi siano eccezioni a profondita' limitate.

La figura 18 illustra le differenze nelle registrazioni di velocita' in sabbie contenenti acqua e olio. Benche' la maggior parte della sezione segue la regola generale descritta c'e' una eccezione nella zona A. La curva P.S. piega verso sinistra indicando una formazione porosa. Allo stesso livello la curva di resistivita' passa attraverso un 'maximum' indicante o che la porosita' della sabbia e' bassa oppure che essa contiene idrocarburi. I neutroni danno una indicazione simile. In questo caso pero' la curva della velocita' va' verso sinistra indicando una importante riduzione nella velocita' e confermando la presenza di idrocarburi. Fidando su questa informazione il pozzo fu perforato e produsse in 3 ore 50 barili di un olio il cui gas era nelle proporzioni di 15.000 a 1 rispetto all'olio.

L'interpretazione della figura 19 e' piu' complicata. La sezione nel diagramma e' del Medio Miocene.

In generale le curve indicano sabbie, contenenti acqua, aventi una velocita' di 3.000 m/s. Nella zona A la velocita' e' soltanto di 2.550 m/s. La registrazione P.S. mostra valori medi, la resistivita' e' alta, l'attivita' gamma abbastanza bassa ed il responso dei neutroni molto alto. Tutto questo ci induce a presumere la presenza di idrocarburi, che in questo caso e' probabilmente gas. La zona B viene cosi' considerata come zona a bassa porosita'. La

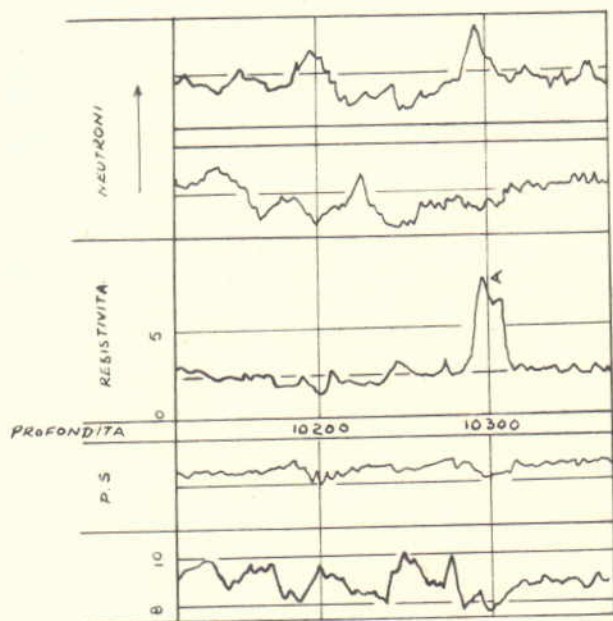


Fig. 18 Comparazione fra vari diagrammi ottenuti in una zona produttiva nella regione dello Ship Shoal nella Louisiana. Le profondità sono indicate in piedi.

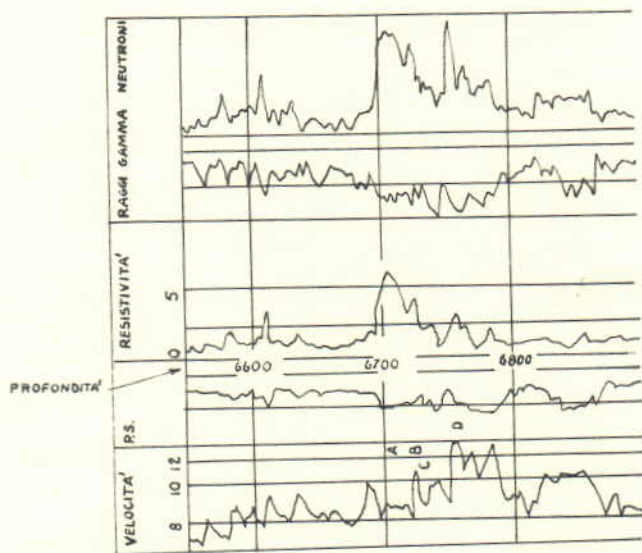


Fig. 19 Comparazione fra varie registrazioni ottenute in una Serie del Miocene Superiore nell'area del West Cameron nelle Coste della Louisiana. Le profondità sono indicate in piedi.

zona C corrisponde, senza dubbio, ad un nuovo strato di sabbia di circa m. 2,50 di spessore contenente olio. La zona D e' caratterizzata da una anormale alta velocita' e viene interpretata come arenaria dura non porosa.

Si ringraziano sentitamente gli ingegneri dell'ufficio Sismico dell'Istituto Francese del Petrolio i quali hanno dedicato molto del loro tempo per tradurre questo opuscolo. Si ringrazia inoltre l'editore della S.E.G. per averci autorizzato ad usare alcune illustrazioni dalla rivista 'Geophysios'.

Si ringraziano inoltre i colleghi della 'Magnolia Petroleum Company' i quali hanno svolto il lavoro qui illustrato. In particolare i Sigg. Warren Hicks, Jerry Summers, J.E. Berry, P.L. Lawrence etc.

* * * *

BIBLIOGRAFIA

1. DOBRIN (M.B.) and VAN NOSTRAND (R.G.) - 1956 -
Review of current developments in exploration geophysics.
Geophysics, 21, p. 141-155.
2. GASSMAN (Fritz) - 1951. Elastic waves through a packing of
spheres. Geophysics 16, p. 673-685.
3. HICKS (W.G.) and BERRY (J.E.) - Application of continuous
velocity logs to determination of fluid saturation of
reservoir rocks : Presented orally to the S.E.G. Convention
in Denver in October 1955 (In preparation).
4. LAMB (Horace) - 1898. On the velocity of sound in a tube as
effected by the elasticity of the walls. Manchester
Memoirs, 42 n. 9.
5. PETERSON (R.A.), FILIPPONE (W.R.) and COKER (F.B.) 1955. The
synthesis of seismograms from well log data. Geophysics,
20, p. 516-538.
6. SUMMERS (G.C.) and BRODING (R.A.) - 1952. Continuous Velocity
Logging. Geophysics 17, p. 598-614.
7. WHITE (J.E.) and SENGBUSH (R.L.) - 1953. Velocity measurements
in the nearsurface formations. Geophysics 18, p. 54-67.
8. WYLLIE (M.R.J.), GREGORY (A.R.) and GARDNER (L.W.) - 1956.
Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media.
Geophysics 21, p. 41-70.

Milano
15 Novembre 1957