

EVALUACION  
DE FORMACIONES **1987**  
EN LA ARGENTINA





### **Evaluación de Formaciones en la Argentina**

Mayo 1987

La preparación de este documento fue coordinada por BENJAMIN AMERICO FELDER

Con la colaboración de: J. LARREA, F. LASA, C. MEINERS, J. PELISSER-COMBESCURE, A. PECQUET, J. TORRE, J. VASQUEZ (Schlumberger)

M. TURIC, F. ARAMAYO FLORES, R. GOMEZ OMIL, R. POMBO, G. PERONI, J. SCIUTTO, D. ROBLES, A. CACERES (Yacimientos Petrolíferos Fiscales)

Se agradece el aporte de: J. Arregui, R. Caligari, J. Clivio, E. Corti, R. Digregorio, F. Fantin, M. Fernández, T. Gerlero, G. Hinterwimmer, J. Keenan, G. Leger, F. Leiró, L. Luoni, M. Pedrazzini, E. Pellegrini, R. Puliti, H. Ronzoni, A. Rosetti, R. Sosa, J. Svavh.

# Índice

<b>FORMACIONES GEOLÓGICAS EN ARGENTINA.....</b>	<b>3</b>
CUENCAS PETROLERAS .....	3
Cuenas del Noroeste .....	4
Cuenca Cuyana.....	21
Cuenca Neuquina .....	29
Cuenca Golfo San Jorge.....	36
Cuenca Austral.....	44
Datos estadísticos.....	56
SÍSMICA DE POZO.....	63
Sísmica de reflexión.....	65
Ley de Velocidad Unica.....	72
Geogram .....	78
VSP.....	81
Extrapolación Lateral .....	95
Sísmica Tri - axial: SAT.....	106
Conclusión y Perspectivas.....	120
INGENIERÍA DE RESERVORIOS.....	120
Herramienta RFT .....	120
Ensayos de Pozos .....	133
Reservorios para ensayos de pozo .....	154
Yacimientos: Descripción Estática.....	168
Yacimientos: Simulación Numérica.....	176
NUEVAS TÉCNICAS.....	191
PERFILES EN LA GEOLOGÍA.....	211
Mineralogía, Litología y Facies .....	211
Correlación .....	221
Geología Estructural .....	227
Estratigrafía.....	259
POZOS .....	272
Arenas Arcillosas.....	273
Rocas ígneas - Cuenca Noroeste.....	278
Evaluaciones de Permeabilidad .....	280
Constantes elásticas de la formación.....	282
Saturación irreducible de petróleo.....	285
Evaluaciones en Pozo Entubado .....	289
Cuenca del Golfo San Jorge .....	297
Extensión Vertical - Fracturas Hidráulicas.....	300
Yacimientos Fracturados.....	303
Cementación y Estado de la cañería.....	305
Efectos del Punzado en la Productividad.....	312

## FORMACIONES GEOLÓGICAS EN ARGENTINA

*Por*

*M. TURIC (Introducción y Coordinación General)*

*F. ARAMAYO FLORES (Cuencas Paleozoicas del Noroeste)*

*R. GOMEZ OMIL (Cuenca Cretácica del Noroeste)*

*R. POMBO (Cuenca Cuyana), G. PERONI (Cuenca Neuquina)*

*J. SCIUTTO (Cuenca del Golfo de San Jorge)*

*D. ROBLES (Cuenca Austral)*

*A. CÁCERES (Explotación de Hidrocarburos)*

*YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES – GERENCIA GENERAL DE EXPLORACIÓN*

*YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES – GERENCIA DE MINERÍA Y GEOLOGÍA DE EXPLOTACIÓN*

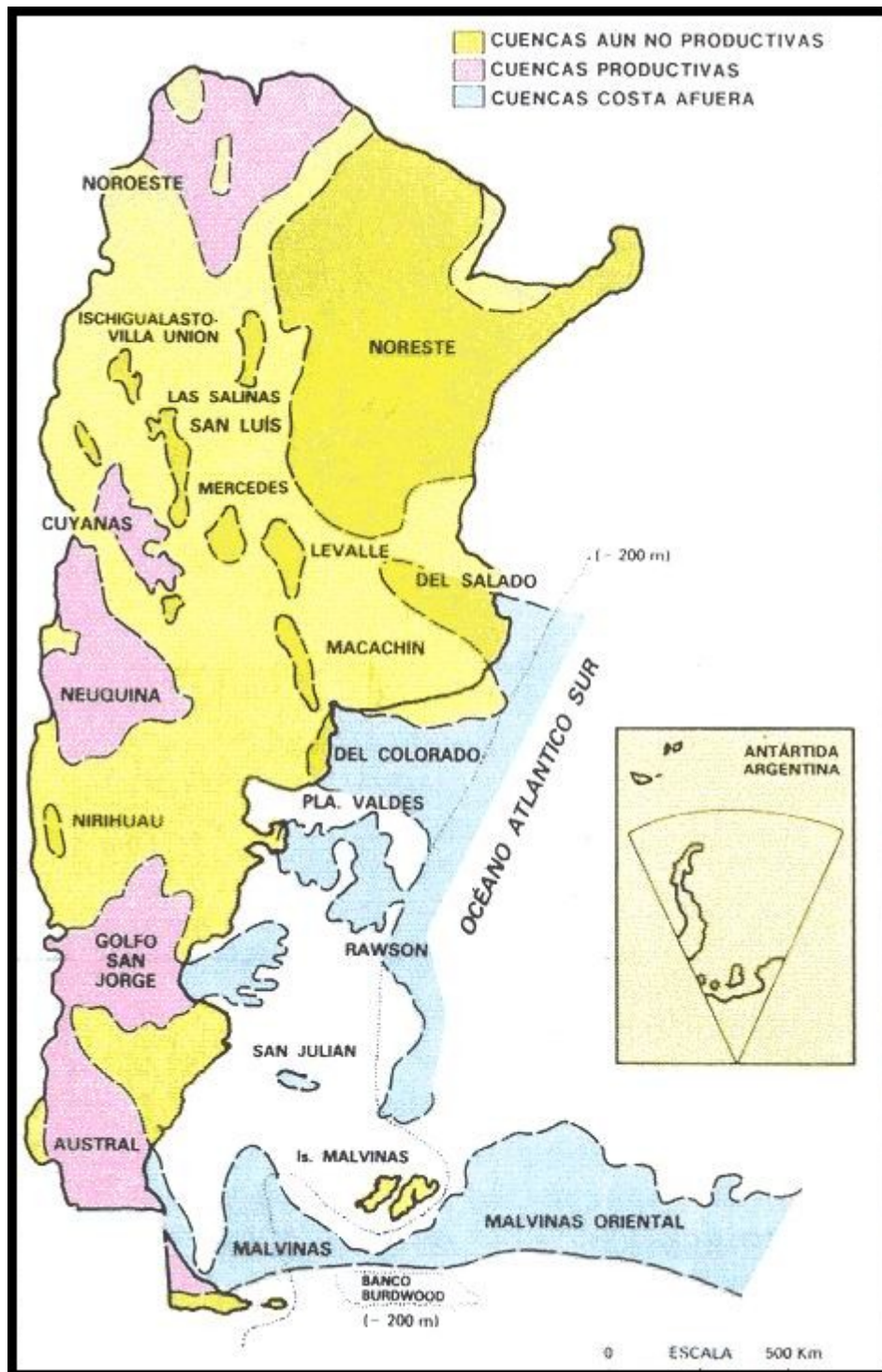
## CUENCAS PETROLERAS

En la República Argentina se han identificado 19 cuencas sedimentarias, con una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km<sup>2</sup>

Cinco de estas cuencas tienen continuidad sobre la plataforma continental, mientras que otras tres se extienden bajo las aguas del mar. La superficie de las ubicadas sobre el continente es de alrededor de 1.350.000 km<sup>2</sup>, y las de la plataforma continental, tomando como límite la isóbata de 200 mts; de unos 400.000 km<sup>2</sup>, cifra que puede ser duplicada si se la considera hasta el pie del talud.

Actualmente, las cuencas productivas de hidrocarburos son cinco: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral o de Magallanes. Considerando solamente la porción emergida, su superficie abarca un 40% de lo que en la actualidad se conoce como cuencas útiles a los fines petroleros.





## Cuencas sedimentarias argentinas

### CUENCAS DEL NOROESTE

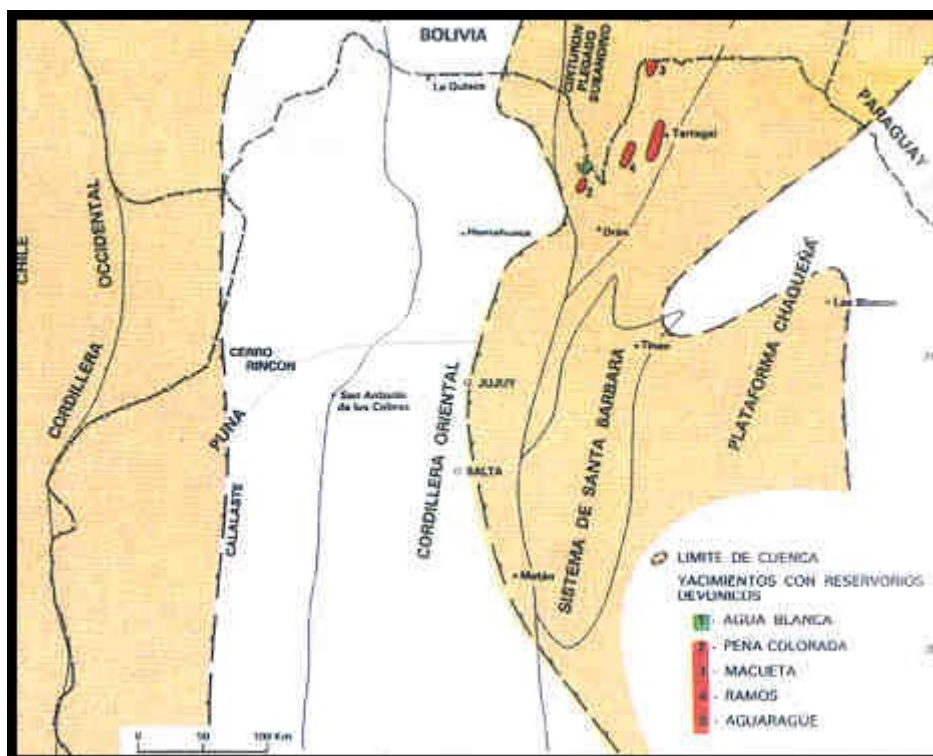
Las sedimentitas portadoras de hidrocarburos en el Noroeste Argentino tienen distinta edad geológica, tanto en lo que hace a los reservorios como a las rocas generadoras.

Ello es consecuencia de que esta región ha sido en el transcurso del tiempo geológico, una persistente receptora de sedimentos, desde el Precámbrico hasta el Terciario más moderno, incluido el Cuaternario.

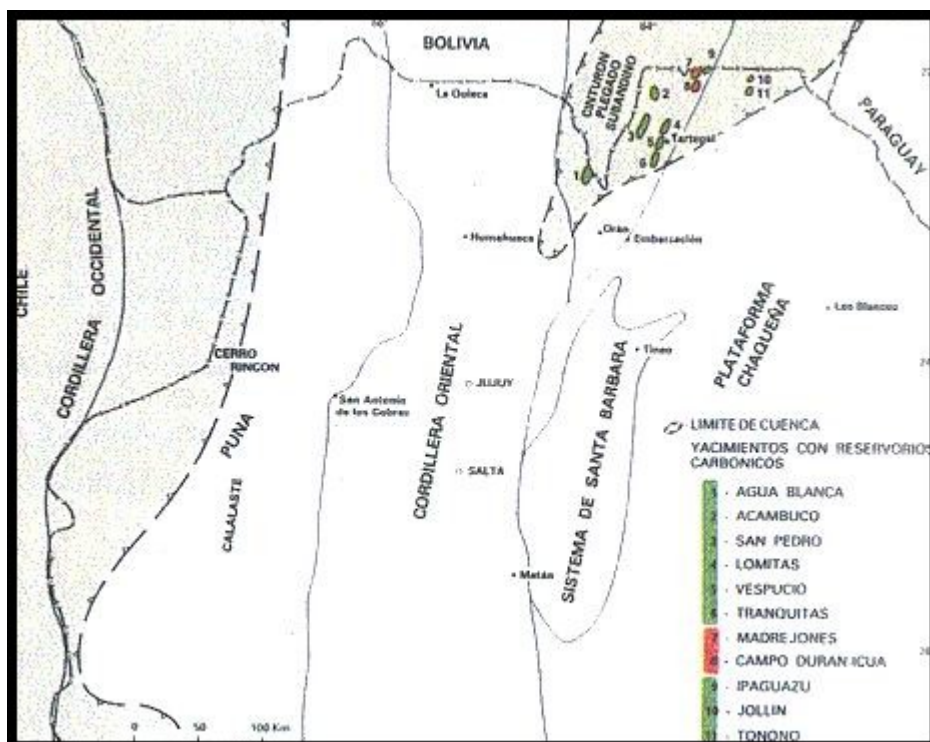
En esta región del Noroeste Argentino se depositaron algo más de 10 km de espesor total de sedimentos, alojados en cuencas desfasadas en el tiempo pero parcialmente superpuestas. Denominaremos a cada una de estas cuencas como:

- A. Cuencas Siluro-devónicas
- B. Cuencas Carbónicas
- C. Cuenca Cretácida

En las dos primeras (A y B), las áreas productivas de hidrocarburos se encuentran estrechamente relacionadas, hecho que no es casual toda vez que ambas se ubican en el ámbito geográfico de las denominadas Sierras Subandinas. Estas constituyen un típico cinturón marginal de pliegues y fallas.



Provincias geológicas y límites de cuencas devónicas



### Cuencas carbónicas y provincias geológicas

Las áreas productivas de la Cuenca Cretácica (C) se encuentran ubicadas tanto en el frente cordillerano oriental como en el ámbito geográfico de la llanura chaqueña, donde las acumulaciones de hidrocarburos se dan por entrapamientos estructurales y estratigráfico-estructurales respectivamente.

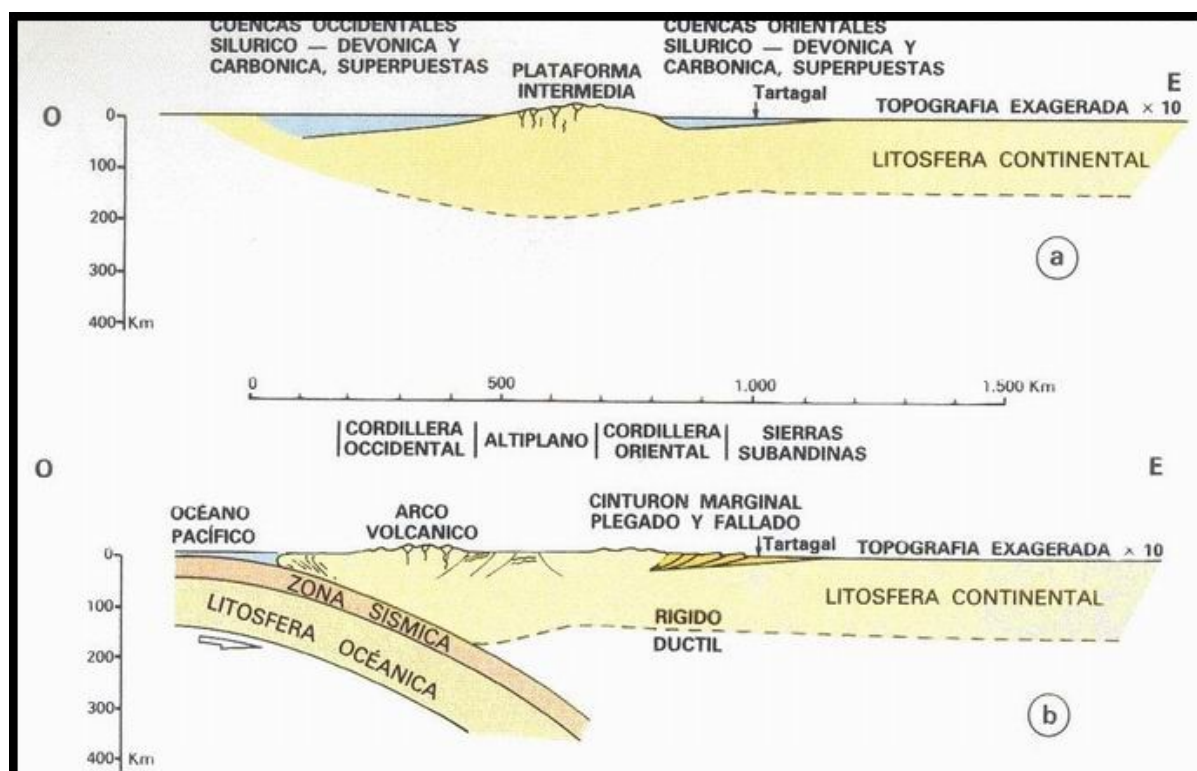
### CUENCAS SILURO-DEVONICAS

Los depósitos silúricos y devónicos son considerados conjuntamente por entenderse que el régimen depositacional no sufrió cambios importantes entre ambos períodos. Los ambientes sedimentarios de ambas secuencias y las facies, son comparables.

Se han identificado en esta parte del país dos cuencas siluro-devónicas separadas originalmente por un área emergida constituida por rocas cambro-ordovícicas y precámbricas.

Este alto paleogeográfico coincide con la ubicación actual de la Cordillera Oriental y parte de la Puna.





- Ubicación de las cuencas sedimentarias del paleozoico medio superior en la latitud de Tartagal
- Modelo de Dickinson adaptado para la ubicación actual del cinturón plegado y fallado subandino en la latitud de Tartagal

### CUENCA SILURO-DEVONICA-OCCIDENTAL

Se extiende de norte a sur desarrollándose desde el Ecuador hasta el extremo sur del continente. Para las latitudes del Noroeste Argentino, su límite oriental coincide aproximadamente con la Sierra de Calalaste en la provincia de Salta. Hacia el oeste se habría extendido con características oceánicas.

Esta cuenca occidental se encuentra muy poco representada por afloramientos en esta parte del país. La secuencia devónica expuesta al sur del Cerro Rincón, identificada como Fm. Salar del Rincón, es una sucesión alternada de areniscas y fangolitas marinas. Hacia el sur podría integrar, juntamente con capas cretácidas y terciarias superpuestas, una cobertura sedimentaria plegada, confinada entre bloques sobrecorridos de basamento cristalino. La vecindad del arco volcánico actual situado inmediatamente hacia el oeste, parece restarle posibilidades a una eventual prospección petrolera en el área.

### CUENCA SILURO-DEVONICA ORIENTAL

Su área de sedimentación excede la región del Noroeste Argentino ya que se extiende hacia el norte pasando a territorio boliviano, donde cubre la faja subandina y buena parte de la llanura chiquitana. No obstante, hacia el sur alcanzó durante el Devónico inferior la latitud de las Sierras Australes de la Provincia de Buenos Aires, para retrotraerse a fines de este mismo período al área de la cuenca actual del río Paraguay.

Su límite oeste en el norte argentino, coincide con el frente externo de la Cordillera Oriental. Vale recordar que este límite está movido hacia el este por efecto del acortamiento generado a raíz del sistema de imbricación tectónica de la Cordillera Oriental y Sierras Subandinas.

Finalmente, su límite oriental para esta misma latitud, se encontraría en subsuelo cruzando el río Pilcomayo con rumbo aproximado sureste-noroeste. El mismo parece ser un límite erosivo relacionado a la discordancia preterciaria. Estratigrafía y modelo sedimentario para la Cuenca Siluro-Devónica Oriental

En términos generales, una asociación de areniscas de cuarzo y pelitas grises oscuras micáceas, constituye la secuencia litológica típica de esta cuenca. Se ensaya para ella un modelo de ambiente marino de plataforma, aun cuando su paleoecología no ha sido totalmente dilucidada.

Sin embargo, el estudio más detallado de secuencias afloradas y de subsuelo, indica variaciones laterales propias de su ubicación en el ámbito de la cuenca. Así, hacia el oeste hay un predominio de facies arenosas que indican la cercanía del área de aporte. Este es el caso de las Fms. Alto Río Bermejo- Río Pescado y Baritu afloradas en las Sierras Subandinas Occidentales.

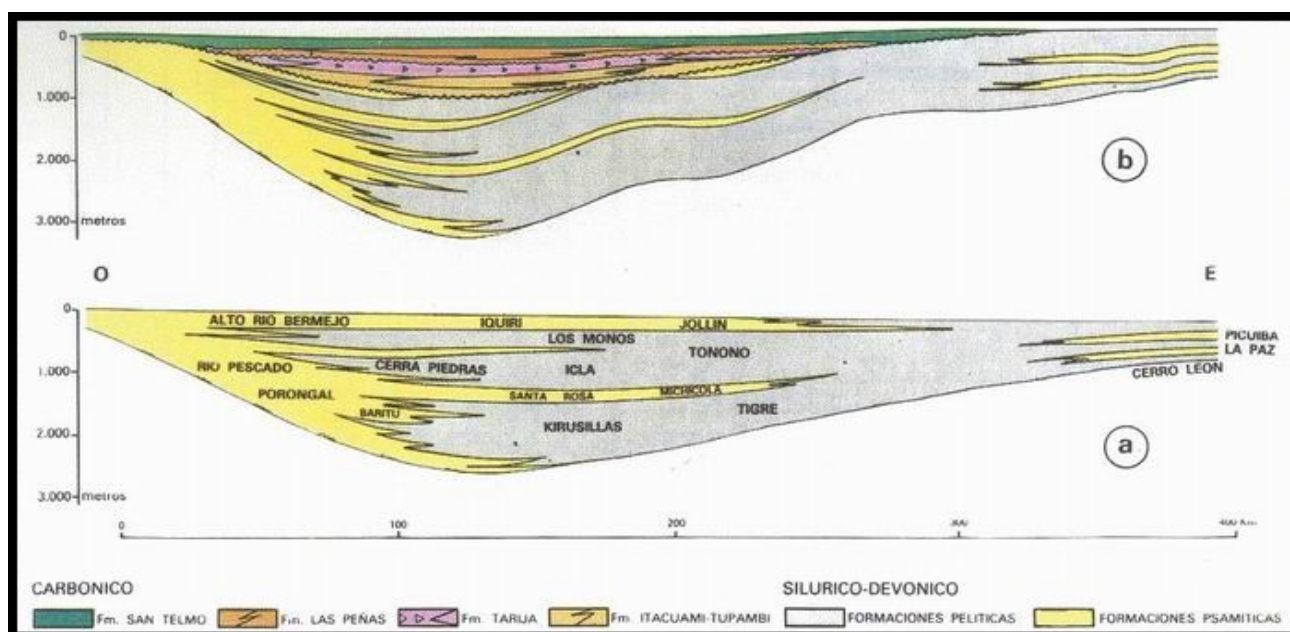
La participación de conglomerados (Fm. Porongal), muestra localmente la interdigitación con depósitos continentales en las cercanías de la línea de costa.

Algo similar, aunque aparentemente con menor intensidad en el aporte, habría ocurrido en el borde oriental de la cuenca. Allí se depositaron las secuencias arenopelíticas de las Fms. Picuiba y La Paz, identificadas por perforaciones en la plataforma del Chaco, al este del río Pilcomayo.

Hacia posiciones internas de la cuenca, el siluro- devónico es predominantemente pelítico. Formaciones tales como Icla, Los Monos y Kirusillas (cuyas denominaciones fueron tomadas de la estratigrafía boliviana), más sus equivalentes laterales tales como Cerro Piedras, Tonono y Tigre (denominaciones locales), guardan características sedimentarias y contenido faunístico que permiten definirlos como facies de ambiente marino de plataforma media a distal. Conservan sus estructuras sedimentarias primarias y acusan abundancia de vida orgánica, por lo que los sedimentólogos las ubican en estos subambientes de baja energía, por debajo del nivel de olas. Su depositación se dio en condiciones de subsidencia continua. Muy subordinadas láminas intercaladas de areniscas, indican pequeñas fluctuaciones del nivel del mar.

Este proceso de subsidencia y transgresión sufrió sin embargo cambios importantes durante la depositación del Devónico. Las facies psamíticas de las Fms. Peña Colorada y Santa Rosa o Michicola, corresponden a episodios de regresión marina y fueron depositadas en un ambiente de plataforma proximal, bajo condiciones de mayor energía y por encima del tren de olas.

Debe destacarse que la relación estratigráfica entre los sedimentos silúricos y devónicos, es de neta concordancia, adoptando el conjunto un carácter traslapante sobre el zócalo cambro-ordovícico.

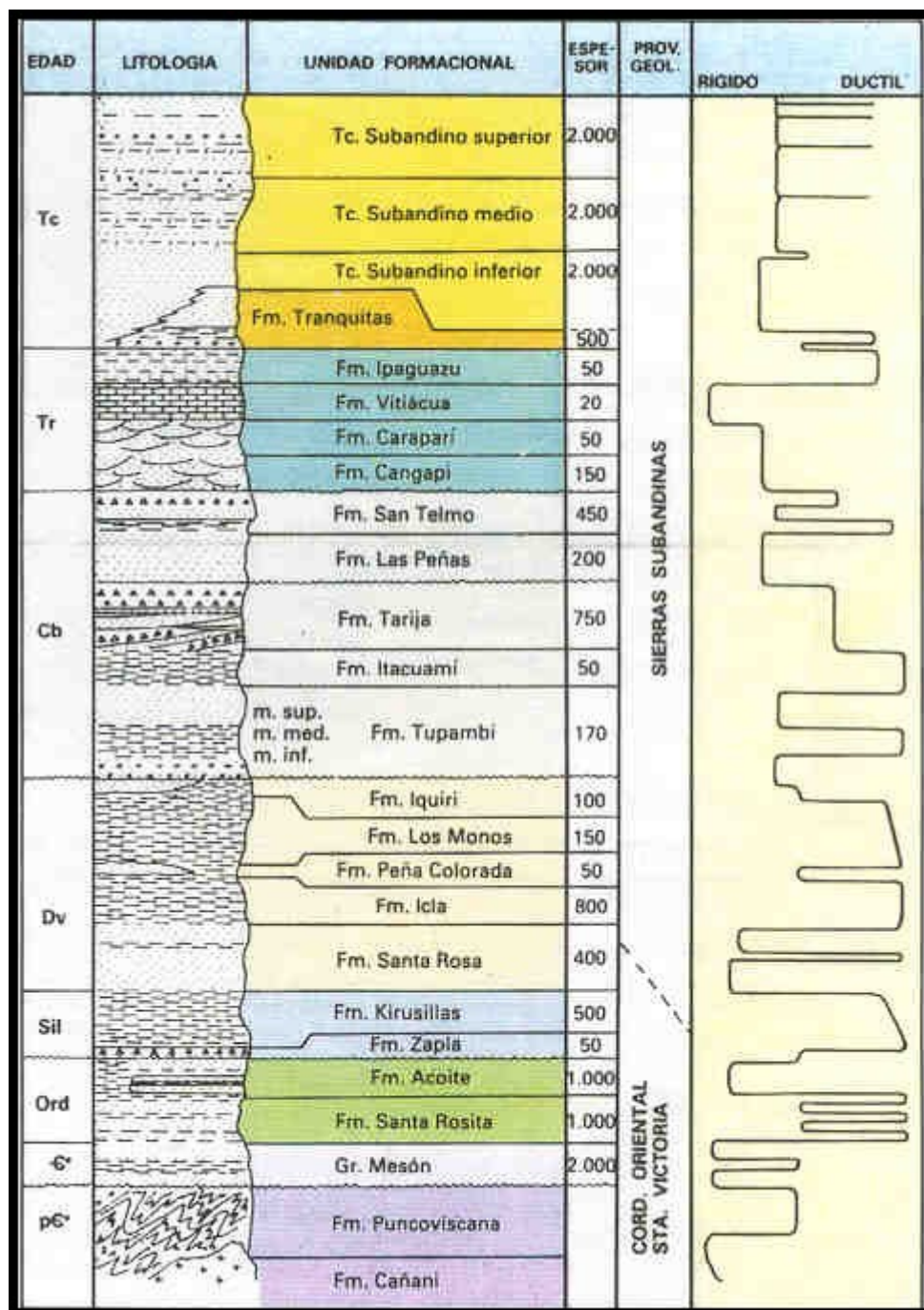


- Modelo sedimentario para la cuenca Silúrico - Devónica en la latitud de Tartagal
- Modelo sedimentario para la cuenca Carbónica superpuesta a la secuencia Silúrico Devónica suavemente plegada y erosionada

En la parte más profunda de la cuenca, esta secuencia habría alcanzado espesores del orden de los 2500 m, inmediatamente por encima del Ordovícico. Alrededor del 70% de este espesor es susceptible de tener condiciones oleogénicas, por lo que es evidente su importancia petrolera.

Existe cierta incertidumbre en cuanto a la edad de las areniscas cuarcíticas de la Fm. Ramos y las pelitas suprayacentes, productivas en el yacimiento homónimo. Originalmente homologadas a la Fm. Acoite de la Cordillera Oriental, podrían formar parte de la secuencia devónica.





Columna estratigráfica integrada de las cuencas paleozoicas del norte Argentino

## CUENCAS CARBONICAS

Al igual que en el caso de las cuencas siluro-devónicas, han sido discriminadas dos cuencas carbónicas, también separadas por un alto paleogeográfico.

### CUENCA CARBONICA OCCIDENTAL

Sus límites coinciden aproximadamente con los límites de la Cuenca Siluro-Devónica Occidental descripta anteriormente.

Son muy pocos los afloramientos registrados en esta área del noroeste argentino. La Fm. Cerro Oscuro asignada al Carbónico al sur del Cerro Rincón, en la Puna Salteña, está constituida por areniscas rojizas y

limolitas portadoras de restos vegetales. La asociación sugiere la homologación con facies continentales similares, afloradas en la parte oriental de la Precordillera de San Juan y Mendoza.

El espesor de la secuencia carbónica registrada en esta parte del territorio argentino, no supera los 200 m, yaciendo en relación de discordancia sobre los depósitos devónicos de la Fm. Salar del Rincón.

Hacia el oeste de esta ubicación, las facies carbónicas deberían ser quizás depósitos de carácter mixto marino - continental, tal como ocurre en la Precordillera Occidental de San Juan y Mendoza.

## **CUENCA CARBONICA ORIENTAL**

Esta cuenca es la continuación meridional de la Cuenca Boliviana o de Tarija. Su extensión en territorio argentino alcanza los 4.000 km<sup>2</sup> desde el límite con Bolivia.

Está limitada hacia el oeste por la Cordillera Oriental. Su superficie actual sólo representa una fracción del área total de sedimentación que originalmente debieron cubrir estos depósitos, por haber sufrido acortamiento en sentido oeste - este como consecuencia de corrimientos generados en el frente de la Cordillera Oriental y las Sierras Subandinas durante la orogenia terciaria.

Las facies sedimentarias registradas por algunos pozos perforados en las cercanías del extremo sur de la cuenca, no son de borde, por lo que se interpreta que la secuencia carbónica ha sido aquí erosionada. Parte de ella ha sido suprimida por la discordancia preterciaria, que bisela hacia el sudeste términos carbónicos cada vez más bajos.

### **Estratigrafía y modelo sedimentario para la Cuenca Carbónica Oriental**

Antes de la depositación de la secuencia carbónica, los espesores devónicos e infrayacentes sufrieron un proceso de suave plegamiento evidenciado en planos isócronos referidos a términos estratigráficos del Paleozoico medio e inferior, en la plataforma chaqueña. Esta estructuración puede verse también en algunas localidades de la Cordillera Oriental, donde las capas carbónicas se asientan en discordancia angular sobre el Siluro-Devónico.

Así comprimida la secuencia paleozoica media e inferior, fue en parte levantada por sobre el nivel del mar. Ello trajo aparejada la erosión de términos superiores del Devónico. En este estado se instaló la Cuenca Carbónica Oriental.

Los ambientes sedimentarios de las distintas unidades que integran su secuencia, no han sido hasta ahora totalmente dilucidados. Sin embargo y con interés descriptivo, se ensaya un modelo sedimentario válido para el extremo sur de la Cuenca Carbónica Oriental.

Esta secuencia carbónica se caracteriza por presentar dos eventos sedimentarios bien diferenciados. El primero corresponde a la depositación de las Fms. Tupambi – Itacuami, Tarija y Las Peñas, la mayoría con características predominantes marinas pero con fuertes evidencias de la cercanía de un medio glacial en el extremo meridional.

Las facies de la Fm. Tupambi, depositadas en discordancia sobre el Devónico varían de acuerdo a su ubicación en el marco de la cuenca. Hacia los bordes muestran predominio psamítico y pueden ser asociadas a ambientes litorales. La cercanía de la costa aparece asegurada por la abundancia de contenido de esporas y granos de polen. A su vez, las intercalaciones pelíticas contienen microplancton.

Hacia posiciones de centro de cuenca, la participación de pelitas grises oscuras aumenta considerablemente. En secuencias afloradas y perforaciones cercanas se identifica como T2 o Fm. Itacuami a estas facies pelíticas que aparecen interdigitadas con areniscas de Tupambi, y resultan un equivalente lateral distal de estas últimas.

La Fm. Tarija suprayacente es la unidad carbónica más característica de la región. Está constituida predominantemente por fangolitas grises diamictíticas masivas, que incluyen diseminados granos de cuarzo tamaño arena y bloques estriados de cuarcitas negras y granitos rojizos.

Estos depósitos, originalmente depositados en una plataforma de suave pendiente por un frente glaciario en retroceso, están sucesivamente afectados por fenómenos de flujos de densidad. Son característicos los cuerpos arenosos deformados y fragmentados incluidos en la matriz fangolítica como consecuencia de deslizamientos sin sedimentarios.

Los espesores de fangolitas diamictíticas aparecen alternadas con intercalaciones tipo mantiforme y lenticulares, con estructuras sedimentarias que las vinculan a la línea de costa, en muchos casos con características de depósitos de canales. Este hecho denota que durante la sedimentación de la Fm. Tarija alternan períodos de diferente estabilidad en el hecho.

El carácter de ambiente periglacial está avalado por la presencia de clastos y bloques estriados incluidos en la matriz fangolítica. La masa de hielo fue meridional, puesto que estas facies engranan hacia el norte con otras continentales de la Fm. Chorro, desarrolladas en territorio boliviano a menos de 100 Km de distancia.

Inmediatamente por encima de la Fm. Tarija y en contacto basal erosivo asientan las areniscas de la Fm. Las Peñas. También en este caso es posible separar asociaciones litológicas que varían de acuerdo a su posición de cuenca. Las areniscas de la Fm. Las Peñas corresponden a una etapa de retroceso de la línea de la costa. Así, es posible encontrar gruesos conglomerados basales en discordancia erosiva sobre la Fm. Tarija, en posiciones cercanas a la parte media de la cuenca, por lo menos para la latitud del norte argentino (Sierra de Aguarague). Su vinculación con el ambiente marino aparece en las intercalaciones pelíticas con contenido de acritarcas, cada vez frecuentes hacia el tope de la formación. Lateralmente y en posiciones más distales, aumenta la participación de sedimentos más finos.

El tercio inferior de la Fm. San Telmo (identificado como miembro Yaguacua en la estratigrafía subandina de Bolivia) se depositó en la continuación del ciclo sedimentario de Las Peñas, aunque aquí participan nuevamente condiciones relacionadas con flujos de densidad.

El segundo evento sedimentario claramente diferenciado en la secuencia carbónica de esta cuenca oriental, corresponde a la depositación de los dos tercios superiores de la Fm. San Telmo (miembros Chimeo y Ciguami). Aquí, las condiciones ambientales son francamente continentales, por lo menos para esta latitud, con facies fluviales de areniscas y fangolitas rojizas, e intercalaciones de cuerpos conglomerádicos superpuestos, propios de cauces anastomosados.

Por encima de estas capas carbónicas continentales y en relación de discordancia, se asientan las sedimentitas triásicas de la Fm. Cangapi, de ambiente continental eólico y fluvial.

### **Marco estructural y tectónico**

Una rápida observación al gráfico 2 mostrará que a pesar de la importante extensión regional de la Cuenca Devónica Oriental en el sector argentino, los yacimientos fueron descubiertos en su mayor parte en horizontes profundos y someros del Cinturón Plegado Subandino.

De la misma manera, los yacimientos productivos de niveles carbónicos también se ubican en esta provincia geológica, por lo que es evidente su importancia para los prospectos petroleros.

La figura 4 muestra el marco tectónico de la ubicación de las cuencas sedimentarias siluro-devónicas en el momento de su relleno y la situación actual del Cinturón Plegado Subandino, esto último en una adaptación del esquema de Dickinson llevado a la latitud de la ciudad de Tartagal, en el norte argentino.

### **Geología del petróleo**



La tarea exploratoria realizada en esta región del país, en la provincia geológica conocida como Cinturón Plegado Subandino condujo entre 1926 y 1930 al descubrimiento de los yacimientos de Lomitas, Aguas Blancas, San Pedro, Vespucio y Tranquitas. Los reservorios carbónicos de las Fms. Tupambi, Tarija y Las Peñas de estos yacimientos, continuaron produciendo petróleo aún en la década de los años 60. En esta primera etapa exploratoria se investigaron objetivos pocos profundos, alcanzados entre 500 y 1000 mbbp, con profundidades finales de hasta 1.200 metros.

Una segunda etapa, llevada a profundidades mayores en las Sierras Subandinas orientales y la Plataforma Chaqueña, condujo entre 1951 y 1962 al descubrimiento de los yacimientos Campo Durán, Madrejones, Icuá, Jollin y Tonono. Los horizontes productivos se ubicaron igualmente en capas carbónicas de las Fms. Tupambi y Tarija, alcanzadas entre 2700 y 4050 mbbp; estos yacimientos aun continúan en producción de condensados.

En 1976 se inició la tercera etapa exploratoria con el objeto de investigar horizontes devónicos profundos. Esto condujo al descubrimiento de los yacimientos de Ramos y Aguaraque, productivos de las Fms. Los Monos, Santa Rosa, Kirusillas y Ramos. La Fm. Santa Rosa es, en el estado actual de la exploración, el objetivo más importante de los mencionados. Fue alcanzada a profundidades que varían entre 2800 y 4000 mbbp, y produce caudales importantes de condensado y gas.

Las pelitas grises oscuras de la Fm. Los Monos, son las rocas generadoras más importantes de la Cuenca Siluro-Devónica Oriental. Su carácter oleogénico ha sido confirmado por estudios geoquímicos realizados para los anticlinales de Ramos y Aguaraque. Los hidrocarburos generados son únicamente livianos, dadas las condiciones de profundidad (presión y temperatura) a las que fueron sometidas las rocas madres.

Por su parte, la Fm. Kirusillas habría generado únicamente gas, como se desprende de análisis realizados para el Yacimiento Ramos.

En cuanto a las pelitas carbónicas de las Fms. Itacuamí y Tupambi, son consideradas potencialmente generadoras, aun cuando no se cuenta con datos geoquímicos definitivos.

Los horizontes siluro-devónicos con características de reservorio son las areniscas cuarcíticas de las Fms. Santa Rosa y Ramos cuya permeabilidad es consecuencia de un estado de fisuración en posiciones cretales de los pliegues. Este es el caso de los yacimientos de Aguaraque, Ramos y Aguas Blancas.

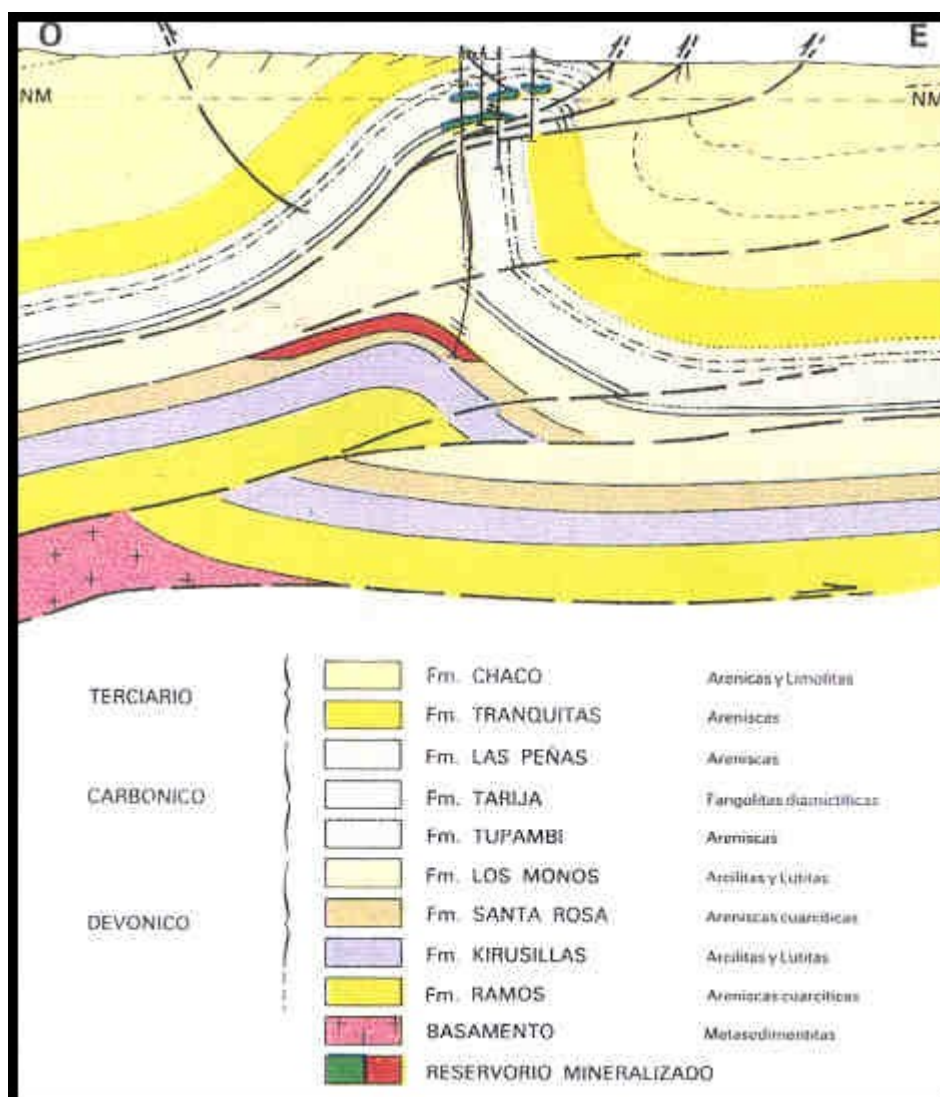
Por su parte, los reservorios arenosos carbónicos de las Fms. Tupambi y Tarija, poseen buena porosidad primaria, a veces obliterada por variaciones laterales o verticales en el tamaño de grano.

Dado su carácter impermeable, las mismas pelitas generadoras constituyen los horizontes sellantes, al cubrir totalmente las rocas reservorio infrayacentes en los yacimientos productivos del Paleozoico inferior y medio.

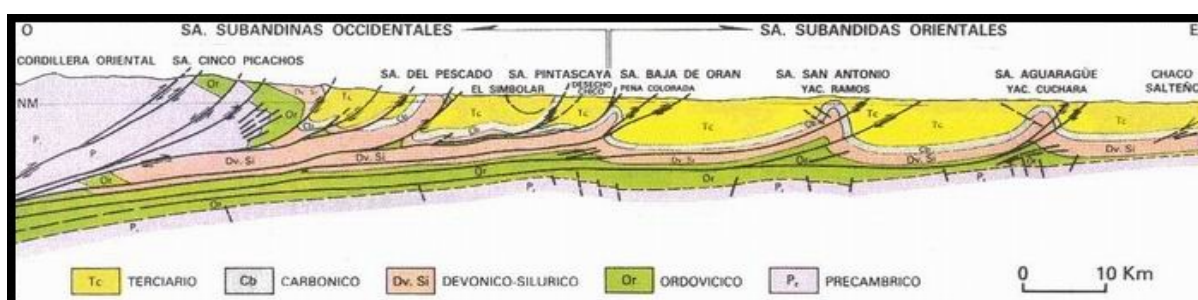
Para los yacimientos productivos de niveles carbónicos, tanto las fongolitas diamictíticas de la Fm. Tarija como las pelitas de la Fm. Itacuamí, constituyen el sello de sus respectivos horizontes reservorio infrayacentes.

El entrapamiento es en general estructural en los yacimientos del Cinturón Plegado Subandino. Los anticlinales son elongados y guardan una dirección sur - suroeste nor - noroeste, en actitud coincidente con el arrumbamiento de los cordones serranos.

Conviene destacar que el carácter de entrapamiento estructural, se repite en profundidad para láminas corridas sucesivas.



### Estructura y modelo de entrapamiento en sierra de Aguargüe (Yacimiento Aguargüe)



### Sección geológica del cinturón plegado subandino

Si bien hay desplazamientos variables entre las crestas anticlinales profundas y las superficiales, guardan en general una relación vertical que se traduce en la presencia de yacimientos superpuestos.

A nivel individual, cada alineación constituye un tren de estructuras anticlinales separadas por sillas, a consecuencia de las inflexiones del eje regional. A ello se relacionan las distintas trampas hasta ahora conocidas.

La perforación de las estructuras subandinas frontales modeladas con características de pliegues en cajón, ha llevado al descubrimiento de importantes yacimientos de condensados y gas (Madrejones, Campo Durán, Aguarague, Ramos y Aguas Blancas). CUENCA CRETACICA DEL NOROESTE

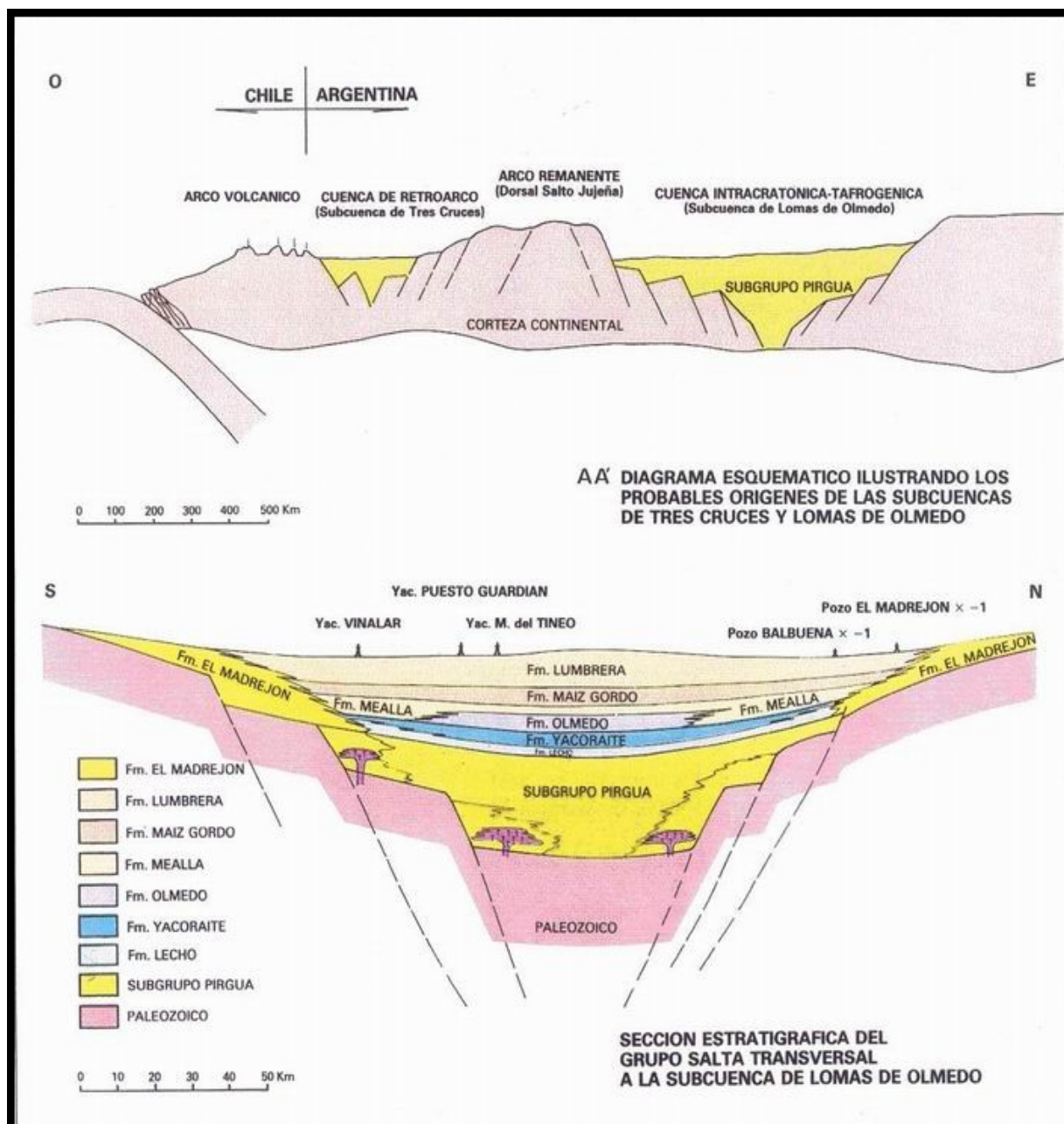
Los sedimentos que integran la llamada Cuenca Cretácica del Noroeste Argentino se extienden sobre gran parte de las Provincias de Salta, Jujuy, Tucumán y Formosa.

Dentro de esta amplia región se conocen varios depocentros y por esta razón se ha generalizado el concepto de dividirla en Subcuencas al menos dentro de la terminología usada por Y.P.F. El sector occidental o región cordillerana se caracteriza por estar mayormente aflorado mientras que el oriental subyace a los sedimentos terciarios post-Paleocenos, encontrándose mejor preservados desde el punto de vista petrolero.

### **Marco tectónico**

La génesis del grupo Salta está vinculada a una combinación de efectos que acontecieron entre el Cretácico inferior y superior. Las subcuencas occidentales se habrían generado en un estadio particular de la convergencia entre las placas Sudamericana y de Nazca, conformando una cuenca de retroarco. Mientras que la subcuenca de Lomas de Olmedo se habría instalado sobre un ambiente intracratónico, aun cuando existen suficientes argumentos que aseguran su vinculación tanto con el margen activo del continente como el margen pasivo.





### Origen subcuencas cretácicas y sección estratigráfica subcuenca de Lomas de Olmedo

Distintos elementos paleogeomórficos externos e internos enmarcaron a la Cuenca del Grupo Salta, actuando como borde activos con diferente movilidad y habiendo sufrido reactivaciones diversas durante su historia geológica. Entre los más importantes se destacan:

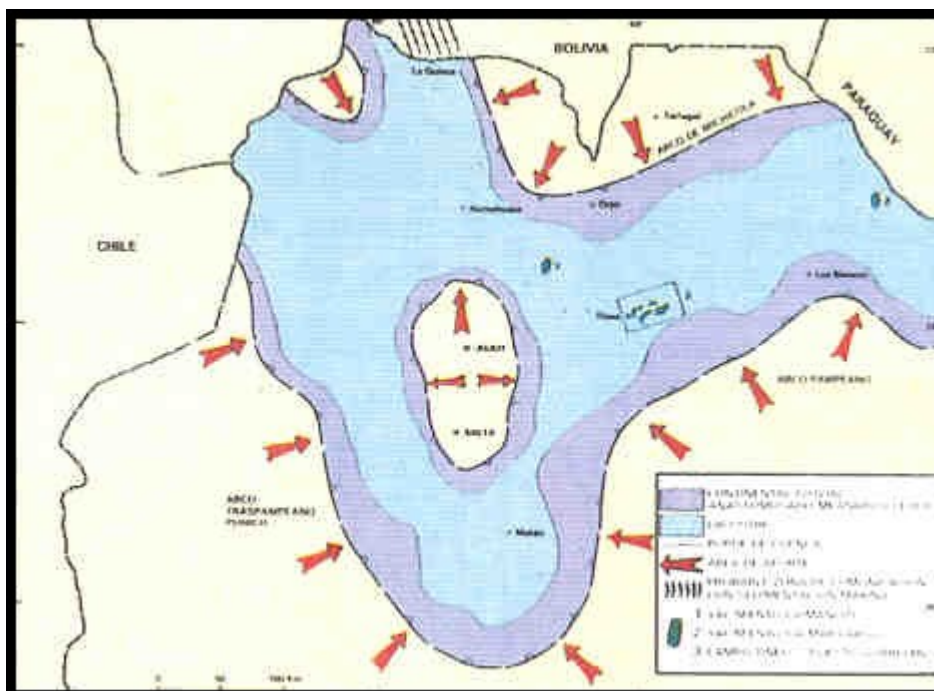
- a. **Arco Pampeano; b- Arco Transpampeano – Púnico; c- Arco de Michicola; d- Dorsal Salto – Jujéa.**

#### Estratigrafía

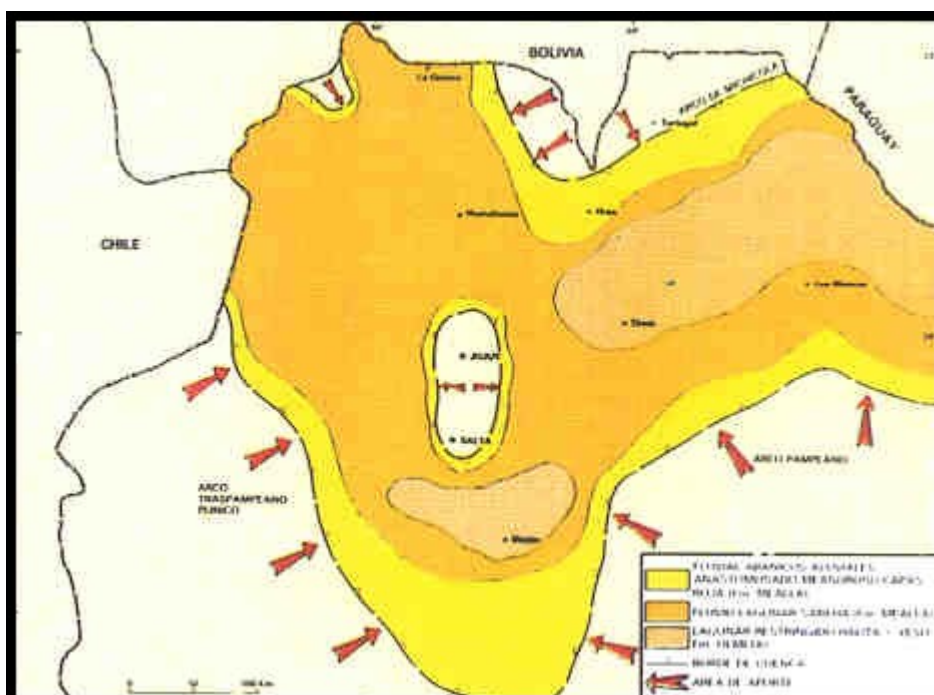
Esta cuenca se asienta sobre un zócalo, que involucra a rocas con edades comprendidas entre el Precámbrico y el Carbónico, el cual se encontraba al comienzo de la deposición del Grupo Salta parcialmente estructurado.

El relleno inicial se produjo con los sedimentos del Subgrupo Pirgua caracterizado por una secuencia continental de capas rojas, asociadas con coladas volcánicas que aparecen con mayor frecuencia en la base de la unidad.

En este intervalo se han reconocido todos los ambientes fluviales típicos, eolianitas y eventos lagunares, estos últimos restringidos a las partes más deprimidas de las subcuencas. En general la energía disminuye notablemente de base a tope y el máximo espesor supera los 3000 m. Es posible delimitar distintos depocentros (Subcuencas de Tres Cruces, Alemania, Metán y Lomas de Olmedo) separadas por altos internos y umbrales, que luego fueron perdiendo influencia hasta quedar soterrados totalmente con la posterior sedimentación del Subgrupo Balbuena y Santa Bárbara.



**Mapa paleogeográfico y litofacial del subgrupo Balbuena**



### **Mapa paleogeográfico y litofacial del subgrupo Santa Barbara Fm. Mealla y Fm. Olmedo**

En continuidad estratigráfica se depositó el Subgrupo Balbuena, representado por un par sedimentario fluvial (Fm. Lecho)-lacustre (Fm. Yacoraite). Este Subgrupo evidencia un ascenso del nivel del agua que provocó una inundación (transgresión) de carácter regional en el noroeste argentino que se corresponde con la Fm. Yacoraite (Maastrichtiano).

La Fm. Lecho, fundamentalmente arenosa, es de carácter fluvial con frecuente participación eólica e interdigita con las areniscas, carbonatos y pelitas de la Fm. Yacoraite.

Las evidencias sedimentológicas, los elementos faunísticos y palinológicos permiten relacionar a la Fm. Yacoraite con un ambiente lacustre con influencia marina, habiendo existido una conexión probablemente por el norte, a través de la Subcuenca de Tres Cruces.

Posteriormente a esta etapa de inundación se produjo una gran retracción del cuerpo de agua (desección) acompañado de un ascenso de las áreas de aporte, debido a efectos tectónicos quizá vinculados a la orogenia Peruana, depositándose como consecuencia las series basales del Subgrupo Santa Bárbara (Fm. Mealla- Fm. Olmedo), quedando únicamente con agua las zonas más internas de la cuenca, produciéndose simultáneamente una progradación clástica continental (Fm. Mealla) en algunos casos sobre la Fm. Yacoraite y en otros sobre la Fm. Olmedo (evaporítica- Clástica) que se depositó con exclusividad en coincidencia con las áreas de mayor subsidencia.

La Fm. Mealla representa a un medio fluvial y lagunar caracterizado por areniscas y arcilitas rojizas, mientras que la Fm. Olmedo responde a un medio lagunar restringido hipersalino con depósitos evaporíticos de yeso y halita principalmente.

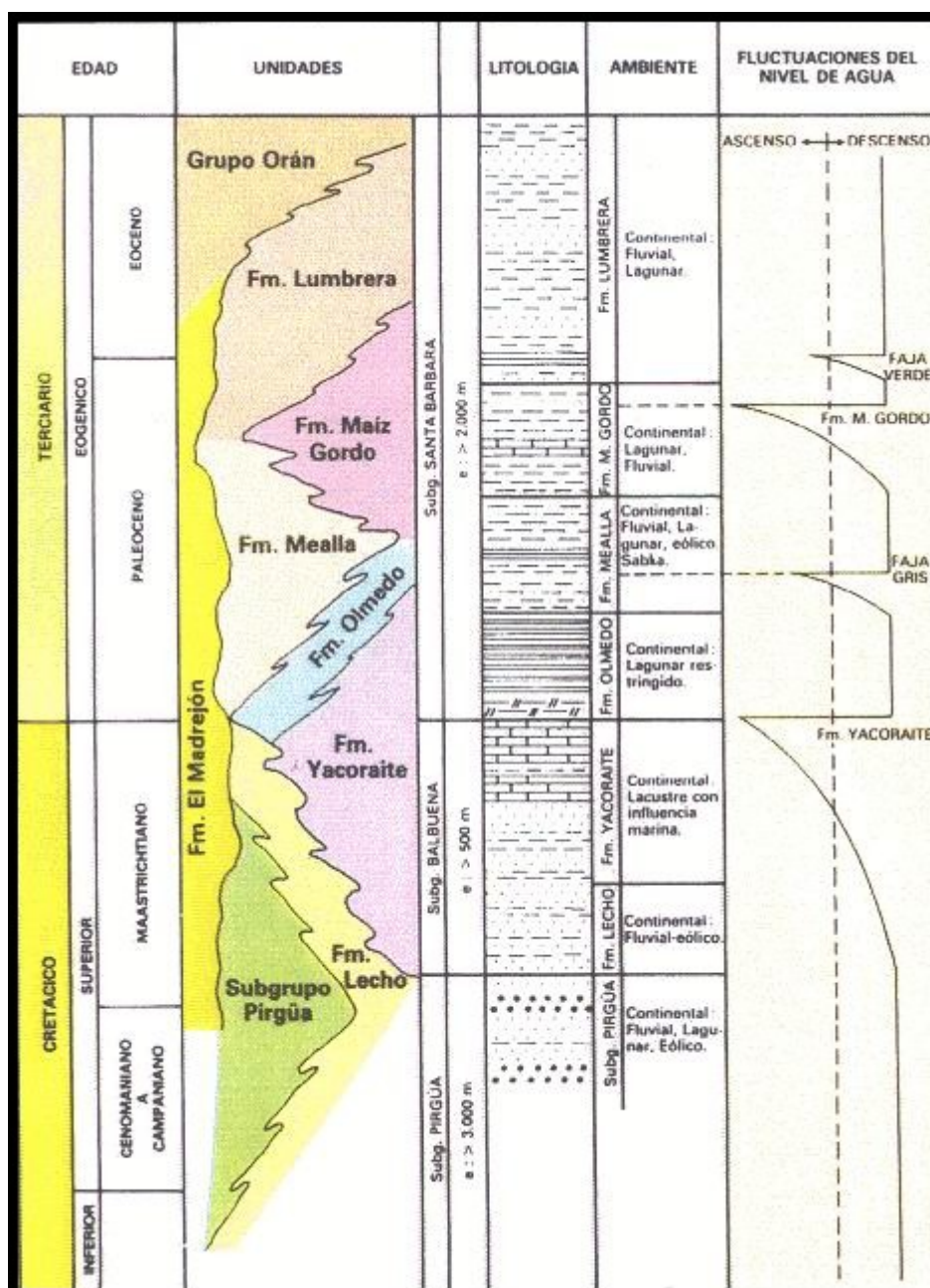
En transición con la Fm. Mealla se produjo otra inundación en la cuenca, de carácter regional pero de menor extensión que la de Yacoraite, depositándose la Fm. Maiz Gordo (Paleoceno) respondiendo a un medio lagunar somero con condiciones subaéreas constantes, constituida por arcilitas verdosas, grises y niveles calcáreos subordinados.

Posteriormente, ya en el Eoceno se produjo, la desección final de la cuenca, con los depósitos fluviales de la Fm. Lumbrera que progradaron sobre la Fm. Maiz Gordo, culminando la historia sedimentaria del Grupo Salta.

En las posiciones marginales, se depositó una serie clástica de alta energía (arenisca y conglomerado) definida como Fm. El Madrejón que resultaría un equivalente lateral de todas las unidades del Grupo Salta. Es de destacar también en las áreas de influencia de los bordes deposicionales la existencia de breves hiatus entre algunos de los eventos formacionales (Mealla – Yacoraite; Olmedo- Yacoraite; Lumbrera – Maiz Gordo) en tanto que la sedimentación es continua hacia el interior de los depocentros.

Posteriormente y en transición con el Grupo Salta se depositó en el noroeste argentino el Grupo Orán (Terciario medio y superior), caracterizado por rocas clásticas continentales, fluviales fundamentalmente que en conjunto sobrepasan los 7000 m de espesor y que obedecen a procesos tecto – sedimentarios diferentes a los que caracterizaron la sedimentación neocretácida.





### Cuadro estratigráfico del grupo Salta

#### Estructura

La cuenca del Grupo Salta se encuentra actualmente estructurada en diferentes ambientes tectónicos (Cordillera Oriental, Sierras Subandinas, Chaco – Salteño) cada uno definido por estilos estructurales con características propias.

Se presentan dos secciones geológicas, como ejemplo de zonas estructurales diferentes prospectadas por pozos. La región más conocida por sismica y perforaciones se ubica en la parte oriental de la cuenca, en el ambiente tectónico del Chaco – Salteño, caracterizado por una tectónica vertical de bloques, que afectan principalmente al basamento paleozoico provocando por acción refleja la configuración de anticlinales y hemianticlinales en los sedimentos cretácidos superpuestos, en algunos casos fallados.



En esta región se han encontrado la mayoría de los yacimientos descubiertos, habiéndose perforado aproximadamente un total de 100 pozos exploratorios, cuya profundidad final varía entre 3000 y 4000 m.

### **Geología del petróleo**

El principal horizonte productor de hidrocarburos está relacionado a la Fm. Yacoraite. Los reservorios encontrados son areniscas con porosidad intergranular, calizas fisuradas y calizas oolíticas.

Otros niveles reservorios se han constatado en arcilitas calcáreas fisuradas de la Fm. Maiz Gordo y en vulcanitas (andesita) de edad cretácica superior. Intervalos como las areniscas de la Fm. Lecho presentan inmejorables condiciones para albergar hidrocarburos, no habiéndose encontrado todavía yacimientos vinculados con ella.

De toda la columna del Grupo Salta los mejores horizontes generadores, de acuerdo a los estudios geoquímicos realizados se relacionan con arcilitas y carbonatos de baja energía de la Fm. Yacoraite. El ciclo provocando por acción refleja la configuración de anticlinales y hemianticlinales en los sedimentos cretácicos superpuestos, en algunos casos fallados.

En esta región se han encontrado la mayoría de los yacimientos descubiertos, habiéndose perforado aproximadamente un total de 100 pozos exploratorios, cuya profundidad final varía entre 3000 y 4000 m.

Con respecto a las edades de generación y expulsión de los hidrocarburos, si bien sólo se tienen datos puntuales, es posible que éstas varíen considerablemente entre las diferentes áreas, ya que la cuenca presenta historias de subsidencia diferenciadas, gradientes geotérmicos variables y una evolución tectónica posterior a la sedimentación muy compleja y distinta.

Las series sedimentarias del Grupo Salta, salvo en las áreas proximales contienen excelentes litofacies pelíticas que actúan como sellos efectivos.

No obstante, dado el medio sedimentario que caracterizó a Yacoraite, esta posee secciones de arcilitas y carbonatos impermeables, interdigitados con los reservorios, confiriendo un sello inmejorable.

La Fm. Olmedo que la suprayace ofrece un buen sello dado sus tipos litológicos (arcilitas – evaporitas).

Los yacimientos descubiertos obedecen a distintos tipos de entrapamientos:

### **Trampas Estructurales**

Ejem. Yacimiento Caimancito

Se trata de una estructura anticlinal, de orientación N – S, con el flanco oriental fallado y más empinado que el occidental. Los horizontes productivos se ubican en la Fm. Yacoraite y en la Fm. Maiz Gordo, en ambos casos el comportamiento del yacimiento presenta todas las características de un "fisurado".

### **Trampas Combinadas**

Ejem. Martinez del Tineo – Puesto Guardian – Dos Puntitas, Cañada Grande y Palmar Largo

Las figuras estructurales a las cuales se asocian los yacimientos son de distinto tipo: a) anticlinales; b) hemianticlinales, espolones, en todos los casos relacionados con el ambiente tectónico del Chaco-Salteño.

El factor estratigráfico del entrapamiento está dado en algunos casos por lenticularidad en arenas, por diagénesis diferencial, y por disolución en carbonatos.

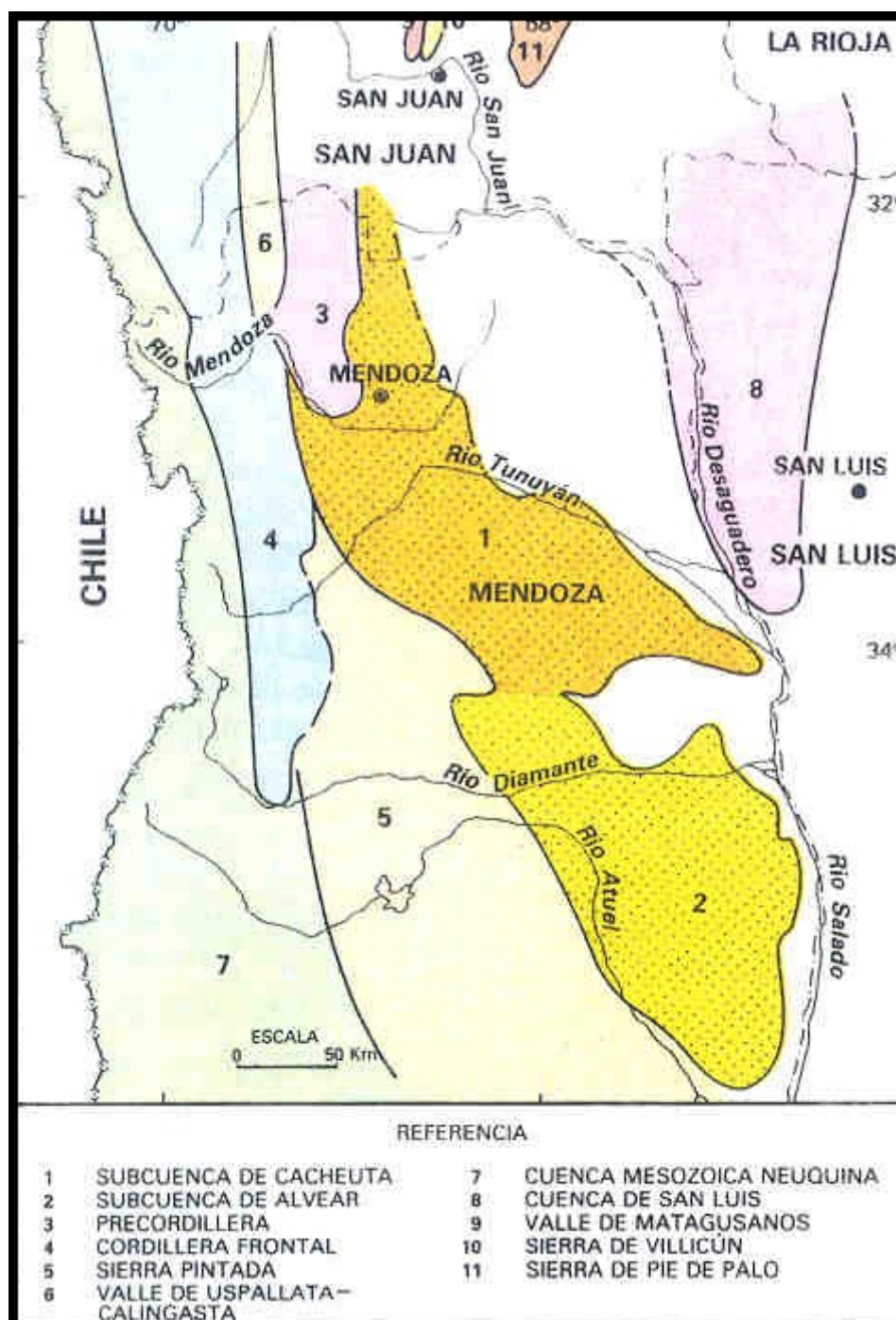
Como una variante se menciona la presencia de altos fondos internos en la cuenca, de origen volcánico que controlaron la sedimentación localmente, los que en el caso particular de estar cubiertos por la Fm. Yacoraite (generadora) entramparon petróleo tanto en las rocas volcánicas como también en las secciones vulcanoclásticas basales de Yacoraite (Ejem. Yacimiento Palmar Largo).

## CUENCA CUYANA

La provincia petrolera conocida como Cuenca Cuyana, se localiza en la porción septentrional de la provincia de Mendoza y se extiende hacia el sur de su ciudad Capital.

Tiene forma elongada en sentido NNO – SSE acorde con su origen tafrogénico. El límite occidental lo constituyen dos importantes sistemas orográficos: La Precordillera y la Cordillera Frontal. Al sur oeste está limitada por el Sistema de la Sierra Pintada que la desvincula de la Cuenca Mesozoica Neuquina – Sur Mendocina. El límite oriental lo integran meta- morfitas y rocas ígneas del Pericratón Pampeano (proterozoicas y paleozoicas) y vulcanitas permotriásicas del Grupo Choiyoi. Por el norte las sedimentitas triásicas trascienden los límites de la provincia de Mendoza y afloran en un vasto sector precordillerano de la provincia de San Juan.

La superficie útil desde el punto de vista petrolero es aproximadamente de 30.000 Km<sup>2</sup>.



### Cuenca Cuyana (Subcuencas de Cacheuta y de Alvear)

#### Marco Tectónico

Se trata de una cuenca tafrogénica clásica conformada a partir de los albores del ciclo magmático Perno – Triásico, denominado por Polanski "Ciclo Magmático Variscico".

La fracción volcánica de este magmatismo se expande hacia el este, constituyendo gran parte del zócalo económico de la Cuenca Triásica de Cuyo.

La disposición del arco magmático Variscico con respecto a la estructura precordillerana es oblicua, de tal forma que se pudo haber generado una cupla tangencial que provocó movimientos de transcurrancia en fallas preexistentes. En forma simultánea se generó un efecto de tracción debido al arqueamiento de la losa

Pampeana. Esta interacción sobre el patrón de dislocación antiguo provocó depresiones en "echelón" de tipo tafrogénico a comienzo del Triásico constituyendo una sucesión de cuencas transtensionales.

Este estilo tectónico dio lugar a la formación de fosas longitudinales con una orientación predominante NNO – SSE con fondo irregular que provoca variaciones muy notables en el relleno sedimentario.

La historia depositacional de la cuenca se puede resumir como sigue:

- a. Durante el Triásico medio se produce el relleno inicial con depósitos epiclásticos y piroclásticos que identifican la Fm. Río Mendoza. En relación paraconcordante en el centro de la cuenca y discordante en los bordes, mediando en algunos casos importantes hiatus y vacíos erosionales, se dispone un espeso paquete de sedimentitas, representado por las Fm. Potrerillos, Cacheuta y Río Blanco.
- b. A fines del Triásico o, según algunos autores, probablemente en tiempos del Jurásico, y relacionados con los movimientos intermálmicos, el sustrato es reactivado con movimientos diferenciales de bloque y las áreas deprimidas comienzan a ser rellenadas por capas rojas de origen fluvial de alta energía que caracterizan a la Fm. Barrancas. La reactivación se manifiesta fundamentalmente en los bordes de la cuenca, observándose en algunos casos una marcada discordancia. Los límites depositacionales (oriental y occidental) de esta unidad, migran hacia el centro de la cuenca, quedando los bordes expuestos a la erosión.
- c. Con posterioridad, la cuenca es sometida a una reactivación general como consecuencia de las orogénias Preandina y Andina, que son las responsables de la configuración estructural actual.

## **Estratigrafía**



ERA	PER.	FORMACIÓN	LITOLOGIA	AMBIENTE
CENOZOICO	CUAR- TARIO	MODERNO		
		Fm. MOGOTES Fm. SERIE AMARILLA TB. GRISES SUP. Fm. LA PLONA		CONTINENTAL FLUVIAL Y BARREALES
		TB. GRISES INFERIOR Fm. MARINO		
	TERCIARIO			
		Fm. DIV. LARGO Fm. PAPAGAYOS		CONTINENTAL FLUVIAL Y BARREALES
	PALEOCENO			
MESOZOICO	CRETACICO			
		Fm. PUNTA DE LAS BARRAS		
	JURASICO			
	TRIASICO	Fm. BARRANCAS		CONTINENTAL FLUVIAL
		Fm. RIO BLANCO		FLUVIAL Y LACUSTRE
		Fm. CACHEUTA		LACUSTRE Y DELTAICO
		Fm. POTRERILLOS		FLUVIAL Y LACUSTRE
		Fm. RIO MENDOZA		CONTINENTAL DE ABANICOS ALUVIALES
	INF. Y MEDIO			
		GRUPO CHOYOI		
PALEOZOICO	PER.	PAGANZON		CONTINENTAL
	CARB.			
	DEV.	Fm. VILLAVICENCIO		MARINO PROFUNDO
	SIL.			
	ORD.	Fm. EMPOZADA		MARINO PROFUNDO
	CAMB.	Fm. SAN GORDO		MARINO SOMERO

### Cuadro estratigráfico. Cuenca Cuyana

La columna sedimentaria descansa sobre rocas de diversas naturalezas:

- Metamórficas compuestas por gneisses, esquistos micáceos, filitas, metacuarcitas, etc., atribuidas al Precámbrico y pertenecientes al Sistema de las Sierras Pampeanas.
- Paleozoicas, como calizas, pelitas negras, filitas y metacuarcitas de edades cámbricas, ordovícicas y devónicas respectivamente.
- Permo –Triásico, compuesto por sucesivas coladas, aglomerados volcánicos, brechas y tobas cristaloclásticas y litoclásticas asociadas que se conocen como "Serie Porfirítica" o Grupo Choiyoi.

Los espesores máximos medidos en subsuelo para las sedimentitas triásicas alcanza los 3.700 m mientras que para el Cretácico – Terciario – Cuartario 3.800 m en el Sector productivo.

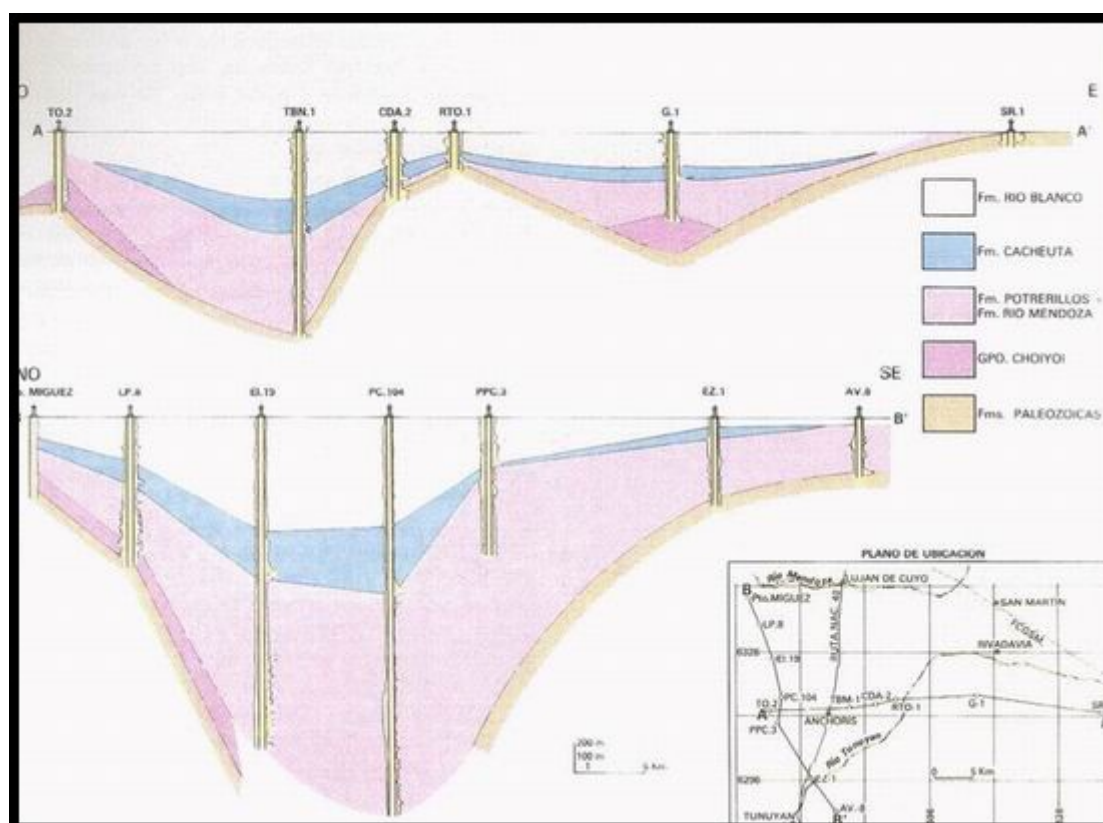
El Triásico sedimentario se engloba dentro del Grupo Uspallata (representado por cuatro unidades formacionales), caracterizado por rocas clásticas predominantes y piroclásticas subordinadas de origen continental, con variaciones faciales rápidas, principalmente en sentido transversal al eje mayor de la cuenca.

La Fm. Río Mendoza se apoya en discordancia sobre el sustrato y representa el depósito inicial de la cuenca que rellena irregularidades del mismo, en un ambiente de alta energía con facies de abanicos aluvionales y cauces asociados, de paraconglomerados y vaques de colores rojizos.

Se yuxtapone en paraconcordancia o discordancia según la posición de cuenca la Fm. Potrerillos con una litología dominante de areniscas, con intercalaciones pelíticas de colores verdosos, grises y negros bituminosos en la sección superior, y tobas varicolores.

En líneas generales esta unidad se depositó en un ambiente de tipo fluvial de cauces anastomosados y meandrosos mientras que la porción superior se vincula a un sistema de llanura de inundación con condiciones reductoras. El material tobáceo, predomina en la base de la secuencia en algunos sectores de la cuenca.

En transición se dispone una sucesión monótona de lutitas negras muy bituminosas en la base, con delgadas intercalaciones tobáceas en la parte media e inferior. Son depósitos originados en un ambiente lacustre altamente reductor, reconocidos como Fm. Cacheuta, que infrayacen a la Fm. Río Blanco con características paleoambientales similares a la Fm. Potrerillos aunque con predominio tobáceo, ahora en la sección superior de la secuencia.



Cortes de correlación estratigráfica nivelada al techo de la Fm. Río Blanco

La Fm. Barrancas es una entidad estratigráfica conocida exclusivamente en el subsuelo, denominada también "Conglomerado Rojo Inferior". En su composición participan conglomerados, areniscas, limolitas y arcilitas, de colores rojos y morados caracterizada por depósitos originados en un ambiente fluvial de tipo anastomosado principalmente y meandrosos en forma subordinada.

Apoya en discordancia erosiva sobre los depósitos triásicos y es sobrepuesto en discordancia por la Fm. Punta de las Bardas; unidad esta última conocida únicamente en el subsuelo.

Se trata de un complejo efusivo representado por basaltos olivínicos amigdaloides.

Existen discrepancias en cuanto a su edad, aunque en base a dataciones radimétricas se le asigna una cronología Jurásico superior-Cretácico inferior.

En relación también discordante, se dispone por encima la Fm. Paragayos, conocida en subsuelo como "Conglomerado Rojo Superior", constituida por conglomerados polimícticos, areniscas y limolitas de colores rojizos pálidos.

Son depósitos originados en un ambiente fluvial de moderada energía y soporta en forma concordante y transicional a la Fm. Divisadero Largo. Se le atribuye una edad eocena inferior.

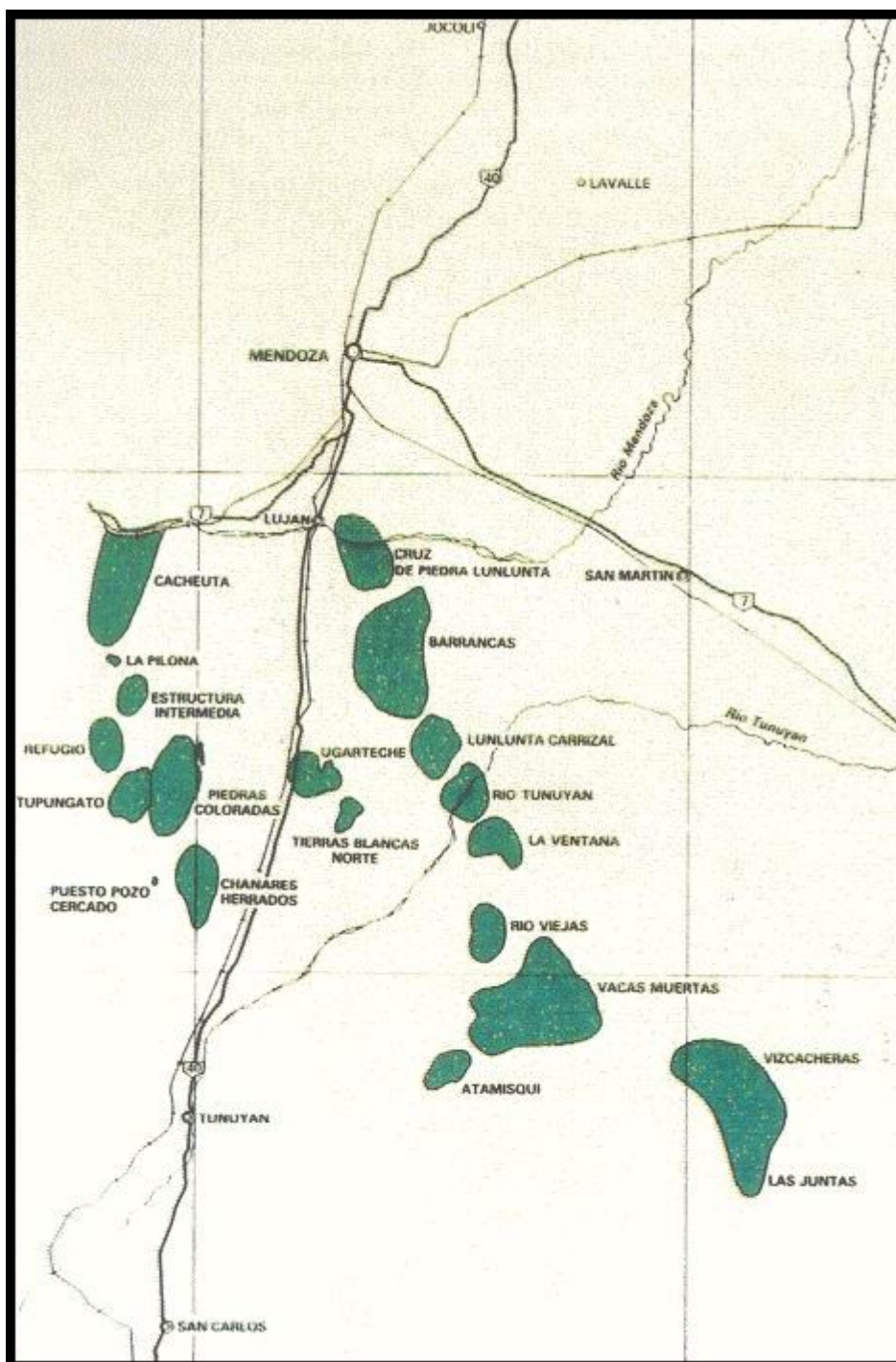
La Fm. Divisadero Largo la constituyen areniscas finas limoarcilitas y niveles de yeso y anhidrita, siendo el color del conjunto rojo claro.

Responde a depósitos generados en un ambiente de barreales y lagunas efímeras, con predominio de exposición subaérea y clima árido. Se han hallado restos de mamíferos que permiten asignarle una edad eocena superior.

Es sobrepuesta mediante discordancia por la Fm. Mariño (Mb. Conglomerado Violáceo) con un potente espesor sedimentario que constituye con las demás formaciones terciarias la molasa orogénica con que se colmata la cuenca.

### **Estructura**

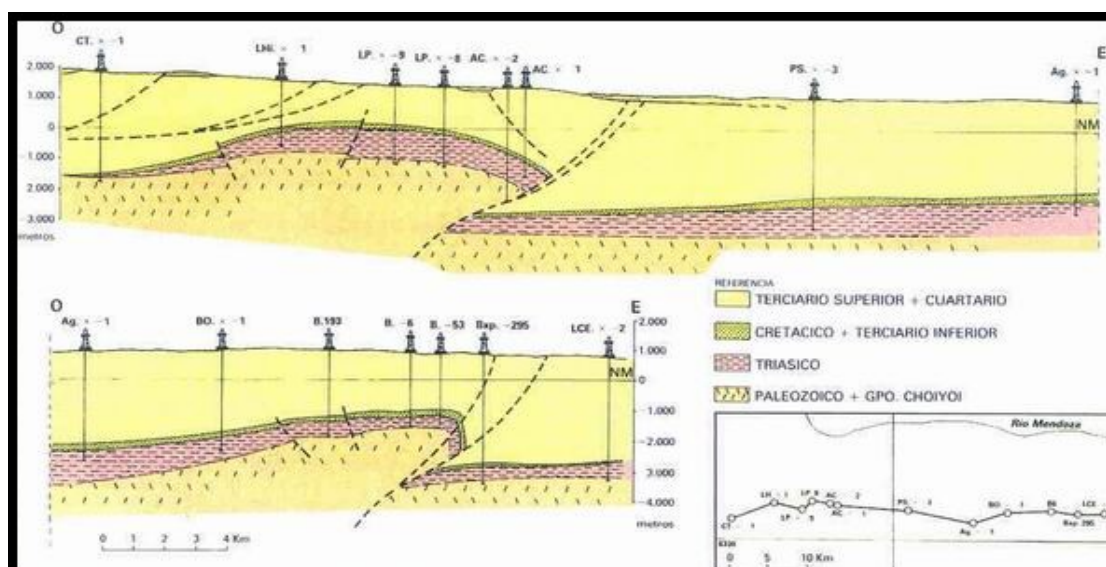
La Cuenca Cuyana se caracteriza estructuralmente por presentar en su porción noroccidental dos alineaciones de ejes anticlinales elongados en sentido NNO – SSE, a menudo fallados en distintas direcciones que incluyen la mayoría de los yacimientos descubiertos hasta la fecha.



### Yacimientos Cuenca Cuyana

Merced a los nuevos datos aportados por pozos, e información sísmica disponible en la actualidad, se puede argumentar que las fallas, sobre todo del área elevada occidental (Agua del Corral, Jaguel) y oriental (Barrancas, Cruz de Piedras), responden a un sistema de bloques compresivos de sustrato, con fallas del mediano ángulo, convergentes y subverticales en profundidad. Se asocian a los mismos pliegues "Drape" y sistemas sobrecorridos de baja magnitud.





### Corte estructural entre los pozos YPF. Md. CT. x-1 (Cuchilla del Totoral) - YPF. Md. LCE. x-2 (Lunlunta Carrizal Este)

En general las estructuras son asimétricas con un flanco abrupto asociado a la falla y el opuesto tendido. Es importante destacar además la presencia de fallas de componente lateral en forma subordinada, que producen la rotación de los ejes y conforman trenes de estructuras menores escalonadas.

Hacia el este del eje de los máximos orientales (Lunlunta – Vacas Muertas) se localiza el Yacimiento Vizcacheras que responde a una figura estructural diferente a las anteriores. Se trata de un suave alabeo que conforma un máximo, casi circular de gran radio y escaso relieve estructural, cercano al borde oriental de la cuenca.

Vinculado al levantamiento de la Cordillera Frontal se desarrollan al oeste del tren de estructuras occidentales, una sucesión de pliegues sobrecorridos, con fallas de bajo ángulo, que no involucran al basamento y sólo se desarrollan en la molasa orogénica terciaria, con evidente migración de fases tectónicas que van del Terciario superior al Cuaternario inferior.

El estilo estructural de la cuenca cambia abruptamente hacia el norte a partir del cerro Cacheuta, cuando comienza a tener expresión morfológica la Precordillera Mendocina. Hacia el este del frente precordillerano, se desarrolla una faja adyacente de sobrecorrimientos con vergencia en esa dirección, que involucran inclusive rocas del Paleozoico.

Este estilo estructural es una de las bases del esfuerzo exploratorio actual.

### Geología del Petróleo

El tipo de sedimentación que caracteriza a la "Cuenca Cuyana" determina una escasa variedad de rocas reservorios en las distintas formaciones productivas.

En general son de niveles arenosos o arenotobáceos que responden tanto a depósitos de cursos anastomosados como meandrosos. La Fm. Cacheuta caracterizada por depósitos de ambiente lacustre no se comporta como reservorio aunque en algunos casos al estar fisurada aportó pequeños caudales de hidrocarburos.

El Grupo Choiyoi conocido hasta hace muy poco tiempo como el basamento económico de la cuenca, pasó a tener una importancia manifiesta luego de obtener en varios sondeos producciones muy interesantes de hidrocarburos. En general se trata de depósitos tobáceos e ignimbríticos especialmente estos últimos con excelentes valores de porosidad efectiva y permeabilidad por fracturación.

La roca madre por excelencia la constituyen las pelitas negras del tercio superior de la Fm. Potrerillos y especialmente las lutitas de la Fm. Cacheuta que responden a facies lacustres con condiciones euxínicas adecuadas para la preservación de la materia orgánica.

Los espesores atravesados mediante sondeos son variables de acuerdo a la posición que se los haya investigado dentro de la cuenca. En general no sobrepasan los 600 metros.

Como resultado de la interpretación de los recientes estudios geoquímicos se puede afirmar que todos los petróleos de la cuenca son genéticamente iguales, es decir provienen de la misma materia orgánica.

Dicha generación estaría vinculada a posiciones de cuenca bien profunda, en virtud de la escasa madurez que alcanza la materia orgánica en las zona próximas a los yacimientos.

De lo expuesto, se deduce que la relación espacial entre roca generadora y roca reservorio tuvo componentes laterales y verticales importantes.

Como se menciona con anterioridad casi la totalidad de los yacimientos de la Cuenca Cuyana descubiertos hasta el presente, están asociados a trampas estructurales de tipo anticlinal, hemianticlinal y homoclinal.

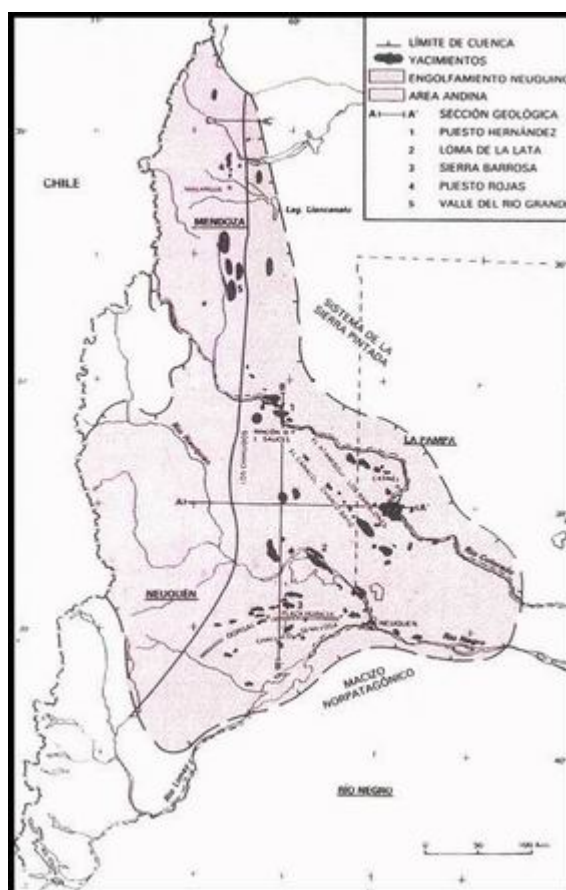
Se vinculan a este tipo de estructuras fallas tensionales, compresivas y de desplazamiento horizontal que particularizan a cada uno de los yacimientos. Las estructuras positivas son en general asimétricas.

Si bien el factor estructural es el que ha primado en el entrapamiento, es necesario destacar que descubrimientos de hidrocarburos del último decenio están vinculados a trampas estratigráficas o combinadas.

## CUENCA NEUQUINA

La cuenca Neuquina, constituye una extensa comarca petrolera que abarca la provincia del Neuquén, sector occidental de La Pampa y Río Negro y la porción meridional de la provincia de Mendoza hasta aproximadamente los 34 grados de latitud sud.

Los límites noreste y sudeste son de naturaleza cratónica y están constituidas respectivamente por el Sistema de la Sierra Pintada y el Macizo Nordpatagónico; mientras que por el oeste está dado por una estructura de arco volcánico.



### Cuenca Neuquina

En la actualidad la cuenca se halla moderadamente explorada considerando la relación entre número de pozos perforados y superficie total. Esta aseveración tiene vigencia para los sectores adosados a los bordes nororiental y sudoriental, donde los principales rasgos morfoestructurales ya han sido evaluados, restando en dichas zonas la prospección de trampas sutiles.

El resto de la cubeta se encuentra en un estadio inicial, fundamentalmente en lo referente a niveles estratigráficos localizados a más de 3.500 m de profundidad.

### Marco Tectónico

La Cuenca Mesozoica comienza a desarrollarse a partir del Jurásico inferior, con depósitos de origen volcánico que se acumulan en depocentros discontinuos generados a partir de una fase tectónica tensional que afectó a rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas de edad paleozoica superior y triásica.

Ya durante el Jurásico, se produce en un amplio sector del oeste de la República Argentina la depositación de sedimentos marinos que encuentran en este ámbito una marcada depresión a través de la cual se expanden en dirección oriental.

A partir de ese momento el relleno sedimentario se caracteriza por una notable ciclicidad definida por la presencia de sedimentos marinos y continentales en forma alternada; situación que perdura hasta el Terciario.

### Estratigrafía

Los depósitos que rellenan la cubeta Neuquina, pueden subdividirse en tres grandes ciclos sedimentarios: "Ciclo Jurásico", "Andino" y "Riograndico", separados por discordancias de carácter regional. A su vez dentro de cada evento ha sido posible identificar discontinuidades de menor rango temporal.

La denominación de "Ciclo Sedimentario Jurásico", adquiere un sentido restringido respecto de su extensión original, ya que abarca desde el Hettangiano hasta el Oxfordiano superior inclusive (Discordancia Intramálmica). Dicho intervalo puede ser subdividido en dos subciclos denominados "Cuyano" y "Loteniano-Chacayano".

El Subciclo Cuyano abarca la totalidad de los depósitos entre el Hettangiano y el Caloviano medio. Está constituido por niveles clásticos de ambiente continental (Formaciones Punta Rosada y Challaco) y marinos (Formaciones Lajas y Los Molles), de plataforma talud y cuenca respectivamente; durante este subciclo la máxima expansión del mar ocurre en tiempos del Pliensbaquiano; posteriormente el área de sedimentación marina comienza a retraerse para culminar con un período de restricción durante el cual se produce la depositación de los niveles evaporíticos de la Fm. Tabanos.

Mediante contacto discordante (Movimientos Intercalovianos), aunque sin relación angular manifiesta, se produce la depositación del Subciclo Loteniano-Chacayano. El mismo está constituido por sedimentos clástico – carbonáticos (Formaciones Lotena y Barda Negra) que representan un ciclo transgresivo – represivo. Finalmente remata con un potente espesor de evaporitas de hasta 350 m (Formación Auquilco).

Luego de una intensa deformación acaecida durante el diastrofismo Intramálmico, se inició una nueva etapa de sedimentación que constituye el Ciclo Andico. Sobre la topografía labrada por la citada orogenia sobreviene un período de sedimentación continental (Formación Tordillo), cuyos depósitos actúan como sustratos para la transgresión marina del Titoniano.



PERIODO	EPOCA	E D A D		UNIDADES ARGENTINAS		UNIDADES CHILENAS		CICLO SEDIM.	FASE		
TERCIARIO	INF.	OLIGOCENO		« SERIE ANDESITICA »		Fm. FARELLONES		RIO GRANDICO	RETRO ARCO		
		EOCENO									
		PALEOCENO		GRUPO MALARGÜE							
CRETACICO	SUP.	SENONIANO		GRUPO NEUQUEN		Fm. COYA MACHALI - Fm. LAS CHILCAS		RIO GRANDICO	TRANSICION		
		ALBIANO		Fm. RAYOSO	Grupo RAYOSO	Fm. COLIMAPU					
	APTIANO		Fm. HUITRIN								
	INFERIOR	BARREMIANO		Mbro. Superior	Fm. AGRIO	Fm. BANOS DEL FLACO  Fm. LENAS ESPINOZA		ANDICO			
		HAUTERIVIANO		Mbro. Avila							
				Mbro. Inferior							
		VALANGINIANO	Sup.	Fm. MULICHINCO							
			Inf.	Fm. QUINTUCO							
		BERRIASIANO		Fm. VACA MUERTA							
	JURASICO	MALM	TITHONIANO		Fm. TORDILLO		Fm. RIO DAMAS		« JURASICO »	« MAR MARGINAL »	
			OXFORDIANO	Sup.	Fm. AUQUILCO	M. STA. ELENA					
				Inf.	Fm. LAMANGA						
		DOGGER	CALOVIANO	Sup.	Fm. LOTENA	Miembro RINCONADA					
Med.				Fm. TABANOS							
Inf.				Fm. CHALLACO	ESTRATOS INFERIORES						
				Fm. LAJAS							
BATHONIANO			Fm. LOS MOLLES								
BAJOCIANO											
AALENIANO											
LIAS		TOARCIANO									
		PLIENSBAQUIANO									
		SINEMURIANO		Fm. CHACAICO y sincrónicas							
HETTANGIANO											
TRIASICO	INF. SUP.			Fm. PASO FLORES				INTRA ARCO			
LEOZOICO											
				BASAMENTO INDIFERENCIADO (PORFIRITAS; GRANITOS Y METAMORFITAS).							

Cuadro estratigráfico Cuenca Neuquina (Jurásico y Cretácico)

Esta primera ingresión (Fm. Vaca Muerta) representa la máxima expansión del mar durante esta etapa configurando a grandes rasgos una megasecuencia regresiva; el importante volumen de sedimentitas carbonáticas acumuladas indican una relación de equilibrio entre subsidencia y sedimentación que culmina con depósitos marinos someros (Formaciones Loma Montosa y Quintuco).

Luego de un importante descenso del nivel del mar producido como consecuencia de los movimientos Intravalanginianos se deposita en los sectores más deprimidos una litofacies clástica continental conocida como Fm. Mulichinco. Sobre la misma se produce una nueva ingresión marina durante el Hauteriviano (Formaciones Agrio – Centenario) que puede subdividirse en dos secuencias progradantes separadas por un episodio continental (Miembro Avile), producto de un importante descenso del nivel del mar de carácter regional.

Finalmente, el Ciclo Andico se completa con sedimentos continentales, marinos someros y evaporitas de las Fms. Huitrin y Rayoso de edad aptiana – albiense.

En la base del Cretácico superior, se produce una nueva fase de deformación de gran intensidad (Movimientos Intraseñonianos) que reactiva viejas líneas de debilidad y origina importantes cambios paleogeográficos en la cuenca.

Luego de este diastrofismo se desarrollan los depósitos del Ciclo Riograndico constituidos por una entidad inferior de carácter continental (Grupo Neuquén), que abarca el Cretácico superior y la restante con importante participación marina generada entre el Maastrichtiano y el Paleoceno.

Finalmente el relleno de la cuenca se completa con un complejo volcánico – piroclástico que alterna con sedimentos continentales, que abarca el Terciario medio y superior hasta el Cuaternario.

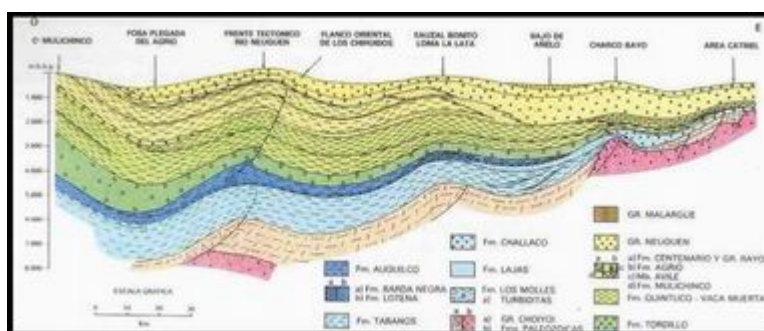
## Estructura

De acuerdo a sus rasgos estructurales la Cuenca Neuquina puede subdividirse en dos grandes sectores: "Área Andina" y "Área del Engolfamiento".

El Área Andina se caracteriza por una intensa deformación de la cobertura con amplios anticlinales y sinclinales elongados y afectados por falla de flancos, de arrumbamientos predominantemente meridianos. Se desarrolla en las proximidades del arco volcánico y coincide en líneas generales con las posiciones más profundas de cuenca de la mayoría de los ciclos sedimentarios que colmatan la cubeta.

El Área de Engolfamiento, posee un estilo tectónico distinto cuyo modo de deformación predominante implica dislocaciones de basamento con intensidad decreciente hacia el borde de cuenca y suaves arqueamientos de la cubierta sedimentaria. Se observa una importante influencia del basamento sobre todo en los sectores adosados al macizo Norpatagónico y al sistema de la Sierra Pintada. De tal forma los lineamientos más importantes adquieren rumbos subparalelos a los límites de la cuenca, condicionando de esa manera la paleogeografía de las unidades mesozoicas.

Uno de los rasgos más conspicuos en este ámbito es el denominado Dorso de los Chihuidos localizado inmediatamente al este del curso norte – sur del río Neuquén. Se trata de un extenso eje anticlinal de gran radio de cobertura y arrumbamiento meridiano de unos 70 Km de largo que presenta varias culminaciones menores.



## Cuenca Neuquina - Sección geológica - A. -A'

Un segundo rasgo de notable relieve se desarrolla con orientación subparalela al borde meridional y constituye una faja de intensa deformación que se extiende por más de un centenar de kilómetros, conformando una estructura anticlinal denominada Dorsal de Huincul. Genéticamente se define a la misma como una "zona de falla" de tipo transcurrente, afectada por un sistema de transpresión (estructura en flor). Esta megaestructura ha sido escenario de sucesivos diastrofismos acaecidos desde el Malm hasta el Terciario. Al deformar de diversas maneras el área han posibilitado el desarrollo de una gran variedad de entrapamientos.

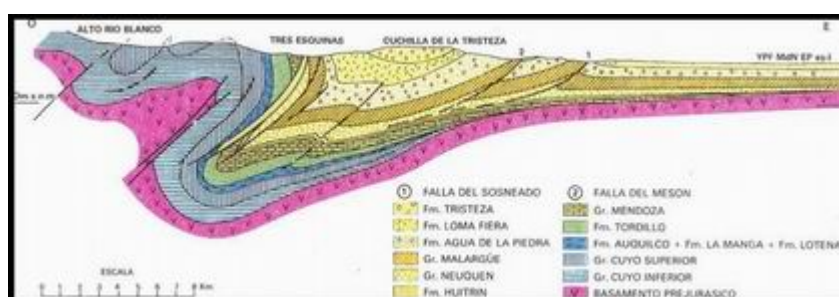
### Cuenca Neuquina - Sección geológica - B.-B''

En general se observa un marcado carácter compresivo en las estructuras, luego de una fase tensional inicial, generadora de los rasgos primarios de la cuenca.

El sector septentrional de la cuenca, conocido informalmente como sur – mendocino por estar ubicado al sur de dicha provincia, tiene características distintas a las del resto.

La estructuración va cambiando parcial y gradualmente respondiendo al efecto provocado por los movimientos Andinos sobre una porción enangostada de la cuenca. La influencia de las alineaciones originadas en las fases orogénicas anteriores, con participación del basamento se evidencia en el control de facies y la reactivación de antiguas fracturas.

Pueden diferenciarse tres ambientes orientados perpendicularmente a la dirección de los esfuerzos compresivos.



### Cuenca Neuquina - Sección geológica - C.-C'

En el occidente hay un área que se caracteriza por el desarrollo de estructuras de amplio radio de curvatura, en general abiertas hasta niveles próximos al basamento.

Hacia el este existe una zona central que corresponde al ambiental estructural de pie de sierra de la cordillera, con fuerte afectación tectónica. Sus rasgos dominantes son pliegues disarmónicos condicionados por la presencia de dos complejos plásticos que actúan como planos de despegue afectados por fallas de empuje de bajo ángulo.

El tercer ambiente estructural abarca desde el pie de sierra hasta el borde de cuenca y corresponde a un tectoambiente de plataforma poco estructurada.

### Geología del Petróleo

La columna estratigráfica de la cuenca cuenta fundamentalmente con tres secciones con marcadas condiciones oleogénicas: Formaciones Los Molles, Vaca Muerta y Agrio, que en algunas zonas exceden en conjunto los 2.800 m de espesor.

Los hidrocarburos generados en ellas se alojan en los más diversos tipos de trampas en la mayoría de las unidades litoestratigráficas descriptas.

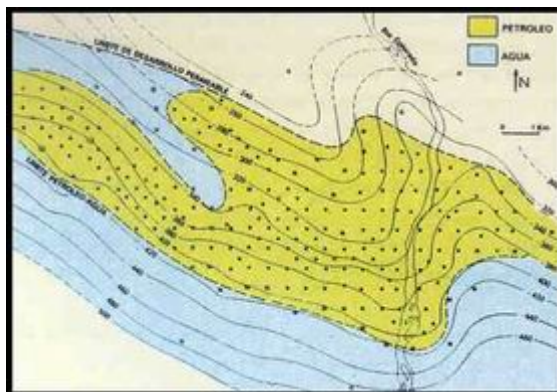
En la actualidad, la gran mayoría de las trampas estructurales ya han sido prospectadas. Resta aún desarrollar más intensamente la exploración de trampas estratigráficas o combinadas. Desde este punto de vista la cuenca ofrece muy interesantes perspectivas dada la ciclicidad que caracteriza a su relleno, posibilitando la existencia de importantes cambios de facies, capaces de generar entrampamientos dentro de prácticamente todas las unidades citadas.

Cabe destacar que el sector Andino se encuentra escasamente explorado y otro tanto ocurre con los niveles profundos.

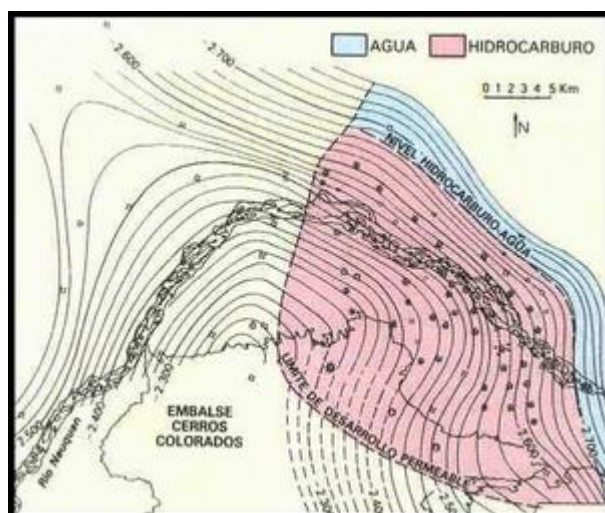


La Fm. Quintuco – Vaca Muerta, es la unidad que ha brindado el mayor volumen de hidrocarburos líquidos extraídos hasta la fecha, de facies carbonáticas depositadas en ambientes sabkha, lagunar y plataforma proximal. De menor magnitud resultan los volúmenes de hidrocarburos líquidos recuperados en secciones clásticas fluvio – deltaicas y fluviales de las Formaciones Lajas, Challaco y Tordillo, infrayacentes todas ellas a la Formación Vaca Muerta que actúa como roca madre y sello.

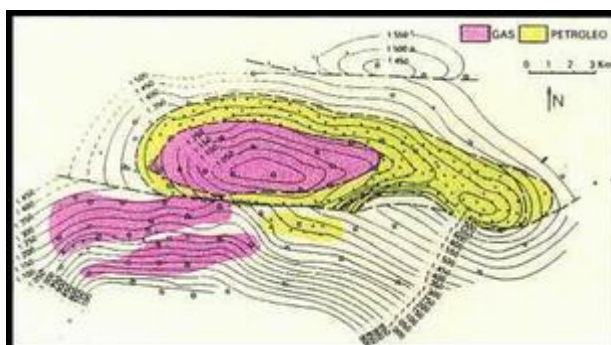
Ejemplos clásicos de entrapamiento estratigráfico lo constituyen los yacimientos de Puesto Hernández (petróleo) y Loma de la Lata (gas y condensado). El ejemplo más representativo de trampa estructural lo constituye el campo petrolero de Sierra Barrosa.



Yacimiento Puesto Hernandez - Plano estructural al techo de la arenisca de Avilé



Yacimiento Loma La Lata. Plano estructural al techo de la Fm. Tordillo



Yacimiento Sierra Barrosa. Plano estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta

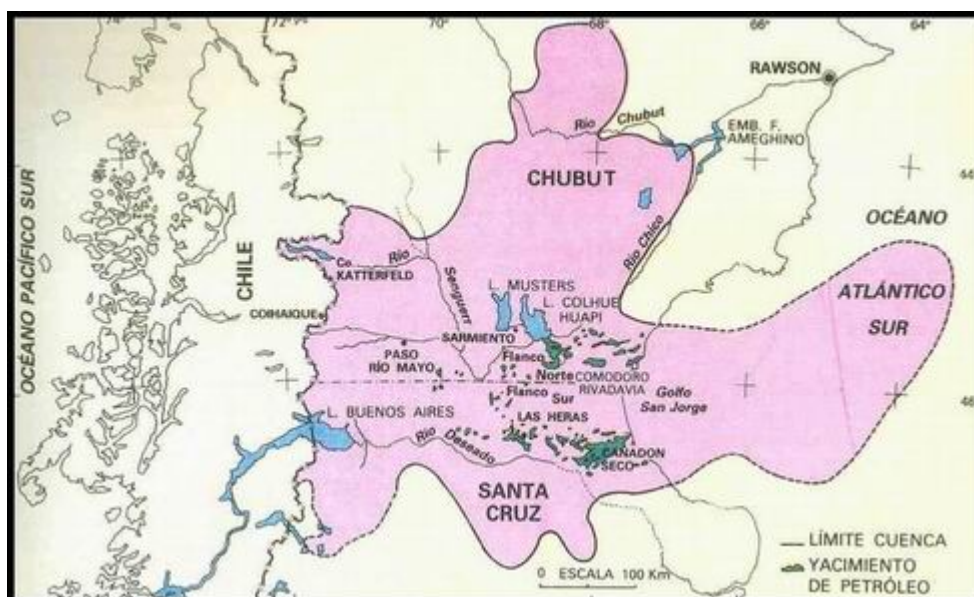


Los yacimientos ubicados en el sur de la provincia de Mendoza (Puesto Rojas, Sierra Palauco, Valle del Río Grande, etc) responden a un esquema estructural, con porosidad y permeabilidad secundarias en la zona plegada central. En este sentido, han ido adquiriendo progresiva importancia exploratoria, debido a su excelente productividad, los filones de andesitas terciarias intruidos dentro de las secciones de roca madre de las Formaciones Agrio y Vaca Muerta. Hacia la zona de plataforma hay escasos yacimientos, de importancia relativa menor, de carácter estratigráfico.

### CUENCA GOLFO SAN JORGE

La Cuenca del Golfo San Jorge es una amplia región ubicada en la Patagonia central entre los paralelos 43 y 47 grados de latitud sur. Comprende la zona meridional de la provincia del Chubut, la parte norte de la provincia de Santa Cruz y gran parte de la plataforma continental argentina en el Golfo San Jorge. O sea que abarca áreas dentro del actual continente (65%), como de la plataforma continental (35%).

Tiene una forma bastante irregular, presentando una mayor elongación en la dirección este – oeste. Hacia el norte sobrepasa el curso medio del río Chubut, por el sur se extiende más allá del río Deseado, hacia el este llega hasta el alto de basamento oriental ya fuera de las aguas del engolfamiento mientras que hacia el oeste llega hasta la Cordillera de los Andes.



### Cuenca Golfo San Jorge

El área total de la cuenca se estima en unos 200.000 Km<sup>2</sup> de los cuales 70.000 Km<sup>2</sup> (35%) tienen interés petrolero (posibilidades potenciales de contener hidrocarburos) según los conocimientos y datos actuales.

### Marco tectónico

Es una cuenca intracratónica, limitada por dos zonas que han permanecido relativamente estables: el Macizo Norpatagónico en el norte de Chubut y el Nesocratón del Deseado en el centro y norte de Santa Cruz. A lo largo de fallas tensionales se forma una gran fosa tectónica alargada en la dirección este – oeste y directamente relacionada en su generación con la deriva continental.

Las distintas velocidades de migración hacia el oeste de los diferentes bloques limitados por fallas que componen a la Placa Sudamericana producen la curvatura de su margen occidental y probablemente la separación entre el Macizo Norpatagónico y el Nesocratón del Deseado.

## Edad de la iniciación y de la finalización de la subsidencia

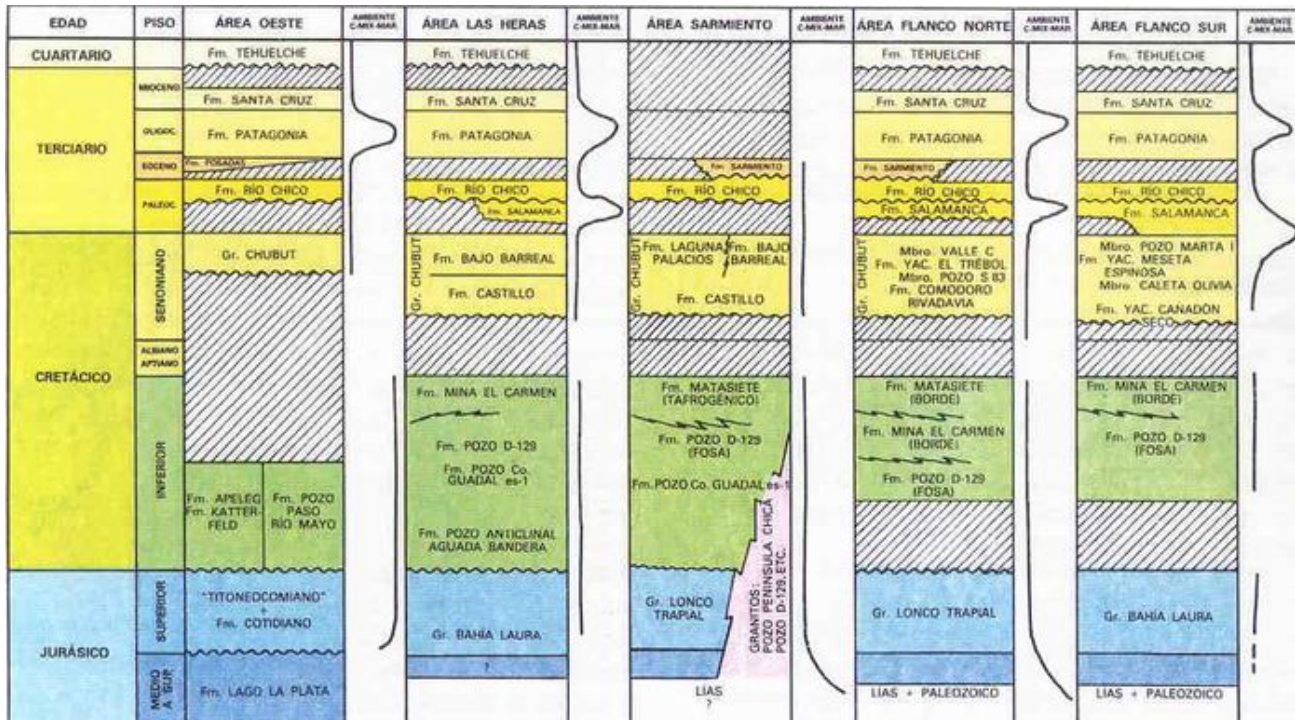
Hace aproximadamente 160 millones de años (Jurásico medio) y debido al movimiento de separación entre los continentes sudamericano y africano, se produce una serie de fracturas regionales de orientación preferencial este – oeste. Los bloques delimitados por estos planos de fracturas se hunden en forma escalonada hacia el centro de cuenca, ya sea desde el Flanco Norte en la provincia del Chubut como desde el Flanco Sur en la provincia de Santa Cruz, coincidiendo la zona más profunda y con mayor espesor sedimentario con el eje de orientación este – oeste que pasa por la actual mayor entrada de mar en el Golfo San Jorge (sur de Lobería), donde ha llegado a acumularse más de 7.000 metros de sedimentos. El sondeo más profundo perforado a unos 15 Km al norte de Lobería, el YPF. SC. PD. Es -1 (Punta Delgada), perforó 5.160 metros sin llegar al basamento. Este considerable espesor va disminuyendo progresivamente hacia el norte y hacia el sur (bordes de cuenca) hasta tener pocos cientos de metros o bien desaparecer.

Ese sistema de fracturas originó durante el hundimiento de los distintos bloques una entrada del mar desde el océano Pacífico, a manera de un gran golfo que alcanzó su máximo avance hacia el este hace unos 120 millones de años (Cretácico inferior), de modo tal que la acumulación de sedimentos netamente marinos fue mayor en el oeste que en el este durante ese período.

Posteriormente dicho mar retrocede hacia el océano Pacífico debido al levantamiento general de la región occidental, transformándose la oriental, actualmente petrolera, en un gran lago, el cual continuó recibiendo sedimentos continentales prácticamente sin interrupción hasta hace unos 65 millones de años (base del Terciario). Ese retroceso del mar Neocomiano está indicado por la aparición regional de sedimentos piroclásticos que rellenaron no sólo la cuenca sino también cubrieron gran parte de la Patagonia a partir del Aptiano, delimitando una sección sedimentaria inferior constituida por elementos netamente epiclásticos (Fm. Katterfeld, Fm. Apeleg, Fm. Coyhaique, Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera es-1 y Fm. Pozo Cerro Guadal es-1) y otra sección superior con gran participación piroclástica (Fm. Matasiete, Fm. Pozo Diadema 129, Fm. Mina Del Carmen, Fm. Castillo, Fm. Bajo Barreal, Fm. Laguna Palacios, etc). Desde la base del Terciario hasta nuestros días la sedimentación fue intermitente por ascensos y descensos del nivel del mar proveniente desde el océano Atlántico.

Es decir, primitivamente la Cuenca del Golfo San Jorge tuvo conexiones con el océano Pacífico, variando posteriormente su pendiente regional y vinculándose con el océano Atlántico.

## Estratigrafía



Cuadro estratigráfico Cuenca Golfo San Jorge

Basamento

El basamento de la cuenca está constituido por varios tipos litológicos. Dentro de los más comunes están las plutonitas y entre ellas sobresalen los granitos, que han sido detectados en algunos sondeos del Flanco Norte, Flanco Sur, sector noroeste y también aflorando en el norte, sur y oeste del relleno sedimentario. De numerosas dataciones radimétricas y algunas relaciones de campo se considera que la mayoría de los cuerpos graníticos son el Paleozoico, fundamentalmente del Carbónico – Pérmico. En menor proporción hay granitos referidos al Eopaleozoico, Triásico y Cretácico.

Estos granitos intruyen a distintas rocas metamórficas originando un variado grado de metamorfismo y que son atribuidas al Paleozoico. Entre ellas figuran esquistos, anfíbolitas, gneises, etc.

Sobre este basamento, en el sector oriental se apoyan sedimentos cretácicos o bien vulcanitas del Jurásico medio, mientras que el sector occidental es cubierto por sedimentos carbónico – pérmicos o liásicos depositados en un ambiente en partes marino y en otras continentales.

Existe también una unidad eminentemente volcánica y aglomerádica con intercalaciones piroclásticas que hasta el momento se ha considerado como el Basamento Económico para la explotación de hidrocarburos en la Cuenca del Golfo San Jorge.

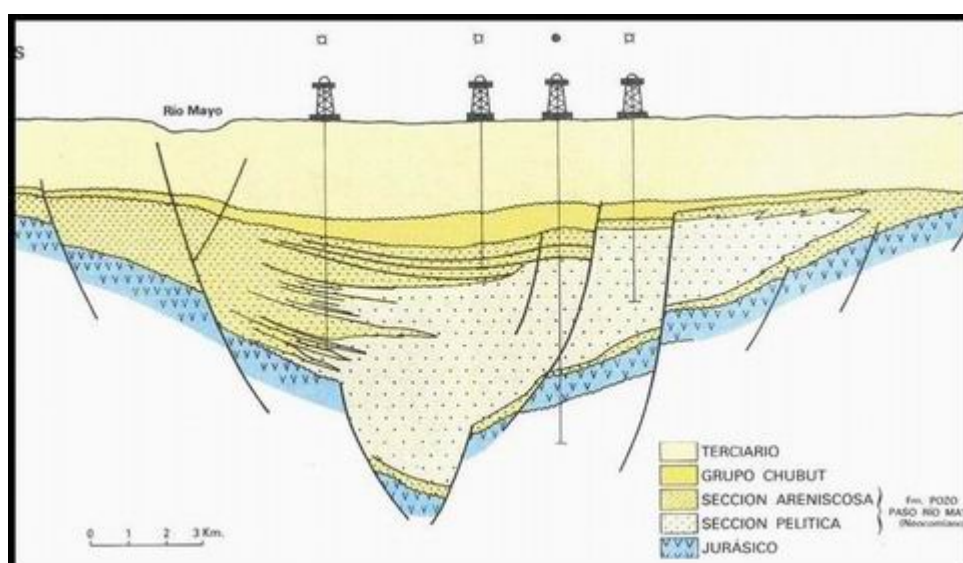
Este "Complejo Porfírico" ha recibido distintas denominaciones de acuerdo al lugar geográfico y a las variaciones en su composición química. Así, en el norte de Santa Cruz se lo conoce como Grupo Bahía Laura, constituido por las Formaciones Chon Aike (rocas efusivas), Los Pirineos (rocas ignimbríticas), La Matilde (rocas sedimentarias y piroclásticas), El Quemado, etc. En la provincia del Chubut se lo conoce como Grupo Lonco Trapial, integrado por las Formaciones Cañadón Puelman, Marifil y Lago La Plata (vulcaníticas), Cajon de Ginebra (aglomerádica), etc. Esta compleja unidad, que se la encuentra representada en casi toda la Patagonia, con un espesor máximo medido de 1.500 metros, tiene variaciones en su quimismo en la dirección este – oeste, especialmente en la provincia del Chubut, donde puede distinguirse un vulcanismo básico en el oeste, intercalaciones básicas y ácidas en el centro y exclusivamente ácidas en el este, junto a la costa atlántica.

Dentro de este Grupo existen intercalaciones sedimentarias y piroclásticas de depositación lacustre (Fm. Cañadón Asfalto), con mantos vulcaníticos incluidos, de manera tal que, si bien la mayor parte del Complejo fue acumulado en un ambiente continental, localmente lo fue en un medio subacuático.

## Relleno Sedimentario

### a. Cretácico inferior marino

En el oeste de las provincias del Chubut y Santa Cruz se produce durante el Jurásico superior y el Cretácico inferior la acumulación de un gran espesor de sedimentos que incluyen niveles con fósiles marinos provenientes de una transgresión desde el océano Pacífico. Esa penetración marina se realiza gracias a la presencia de fallas tensionales y sobre un pre-relieve muy irregular, motivando esto último una importante variación en los espesores acumulados. Las fosas tectónicas y paleovalles originaron costas lobuladas y engolfadas, donde una densa red fluvial desarrollada en un medio húmedo produjo un rápido relleno de los mismos, con variaciones de un tipo litológico a otro en corto trecho, especialmente entre pelitas y areniscas tal como se ha graficado en el corte esquemático norte – sur en el noroeste de la localidad de Paso Río Mayo.



### Subcuenca Paso Río Mayo - Sección geológica - N. -S.

Su actual área de distribución, ya sea en afloramientos o en subsuelo, se encuentra reducida por erosión ya que su tope está normalmente indicado por una discordancia regional que elimina los términos superiores.

Los tipos litológicos predominantes los constituyen las pelitas gris oscuras (Fm. Katterfeld ) y las areniscas (Fm. Apeleg) cuyas mutuas proporciones varían rápidamente desde las zonas marginales o borde de cuenca a las distales tal como ocurre en los afloramientos que van desde el Lago Fontana hasta la Aldea Apeleg o bien en el subsuelo de la subcuenca de Paso Río Mayo donde esta unidad es conocida como Fm. Pozo Paso Río Mayo es-1.

Sólo en el miembro inferior es frecuente la presencia de rocas carbonáticas organógenas, siendo el resto eminentemente detrítico.

Como en toda esta secuencia neocomiana no hay evidencias importantes de rocas piroclásticas se considera que su depositación es anterior a la de la Formación Pozo D – 129. Con esta última unidad se reinicia un evento piroclástico de extensión regional, siendo este hecho un buen marcador cronológico.

Grupo Las Heras



Este Grupo, de acuerdo a la definición litoestratigráfica, está integrado por las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera es-1, Pozo Gerro Guadal es-1 y Pozo D-129.

En zonas de cuenca profunda no hay interrupciones importantes en la acumulación sedimentaria y se va pasando progresivamente desde la primera unidad mencionada, netamente epiclástica (pelitas y areniscas) a la última unidad, de composición piroclástica – epiclástica (tobas, pelitas, areniscas y calizas). Pero en zonas intermedias, o en proximidades del borde de cuenca pueden separarse claramente las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera es-1 y Pozo Cerro Guadal es-1 (Pre- Aptiano) de la Formación Pozo D-129 (Post – Aptiano), con un límite discordante y un cambio litológico ya que las dos unidades inferiores son de composición detrítica mientras que la superior es preferentemente piroclástica con intercalaciones epiclásticas, diferenciándose dos secuencias con relaciones similares como la apuntada entre el Neocomiano y la Fm. Pozo D – 129. O sea que la secuencia inferior puede compararse en tiempo con el Neocomiano con influencia marina, mientras que la superior (Fm. Pozo D – 129) ha evidenciado tener características lacustres, variando lateralmente hacia el borde de cuenca a sedimentos fluviales (Fm. Matasiete).

La Fm. Mina del Carmen es una unidad de subsuelo que siempre ha sido tratada como integrante del Grupo Chubut, pero paleontológicamente tiene más afinidad con las Formaciones Matasiete y Pozo D – 129 ya que, como ellas, también pertenece al Cretácico inferior.

### Grupo Chubut

Muchas son las formaciones descriptas por geología de superficie o de subsuelo que se han incluido dentro de este Grupo, cuyos sedimentos tienen una antigüedad que va desde el Cretácico inferior, hasta el Cretácico superior.

Su importancia radica en que son sus cuerpos arenosos intercalados los que han aportado la mayor cantidad de hidrocarburos extraídos en la cuenca.

En el noroeste, oeste y sudoeste se caracteriza por tener gran proporción de materiales piroclásticos, disminuyendo progresivamente hacia el este a favor de rocas epiclásticas (pelitas y areniscas).

También en ese sentido se va pasando desde una depositación en un medio fluvial – piroclástico a otro decididamente subacuático, pasando por ambientes mixtos (deltaicos).

Entre las diferentes formaciones que lo constituyen existe, en general, un pasaje gradual, representando en muchos lugares una migración lateral de ambientes. Su acumulación fue preponderantemente piroclástica en su comienzo y epiclástica al final.

De las numerosas unidades hasta el presente descriptas por distintos autores merecen citarse las siguientes:

Fm. Castillo representa el momento de mayor intensidad en la sedimentación piroclástica del sector oeste de la cuenca, hasta tal punto que aún donde aumenta la proporción de las areniscas, como sucede en el Codo del Río Senguerr, sus elementos constitutivos tales como líticos, plagioclasa y el escaso cuarzo presente son predominantemente intracuencales y con abundante matriz tobácea.

Fm. Bajo Barreal cubre a la unidad anterior en forma transicional. Tanto en los afloramientos como en el subsuelo pueden diferenciarse dos miembros.

El inferior está constituido principalmente por una alternancia de tobas y areniscas; constituye el intervalo productivo de hidrocarburos más frecuente del sector occidental. El miembro superior está compuesto por fangolitas y areniscas y actúa comúnmente como nivel sellante.

Fm. Laguna Palacios cubre gradualmente a la anterior, pero desarrollándose sólo en el borde de cuenca y representa una variación facial de la sección cuspidal de la Fm Bajo Barreal. Su característica más llamativa es la presencia de gran cantidad de paleosuelos intercalados.

Estas unidades del Cretácico superior que se identifican en el sector occidental van variando composicional y ambientalmente hacia el este donde se las conoce con otras denominaciones. Así, en el subsuelo del Flanco Norte (Chubut) se denominan Fm. Comodoro Rivadavia (productiva de hidrocarburos) y Fm. El Trebol, en tanto que en el Flanco Sur (Santa Cruz) se las conoce como Fm. Cañadón Seco (productiva de hidrocarburos) y Fm. Meseta Espinosa.

a. Terciario – Cuaternario

Durante este tiempo se depositan varias unidades marinas y continentales con una disposición geométrica bastante tabular.

En el Paleoceno inferior se produce una transgresión desde el océano Atlántico que deposita la Fm. Salamanca, cuyo miembro inferior ("Glaucónitico"), que fue el nivel donde se descubrió el petróleo en el país en 1907 en la profundidad de 535 metros, representa la sección transgresiva, el miembro intermedio ("Fragmentosa") las pelitas de plataforma y el miembro superior ("Blanco Verde") la sección regresiva.

Transicionalmente la Fm. Salamanca pasa a la Fm. Río Chico, de origen continental, la cual se compone de arcilitas varicolores depositadas en partes en un ambiente fluvial y en otras albuférico.

Encima y mediante un contacto neto se deposita la Fm. Sarmiento (Eoceno – Oligoceno), que es una unidad continental, fundamentalmente piroclástica y con mantos basálticos intercalados y que ha provisto una rica fauna de mamíferos.

La Fm. Patagonia (Oligoceno – Mioceno) es una unidad marina de distribución bastante tabular y con una extensión areal mayor que la Fm. Salamanca. En el sector oriental se asienta directamente sobre la Fm. Sarmiento, en partes con contacto neto y en partes transicional, pero en el sector occidental lo hace sobre distintos términos de la Fm. Sarmiento, Fm. Río Chico y también sobre rocas antiguas.

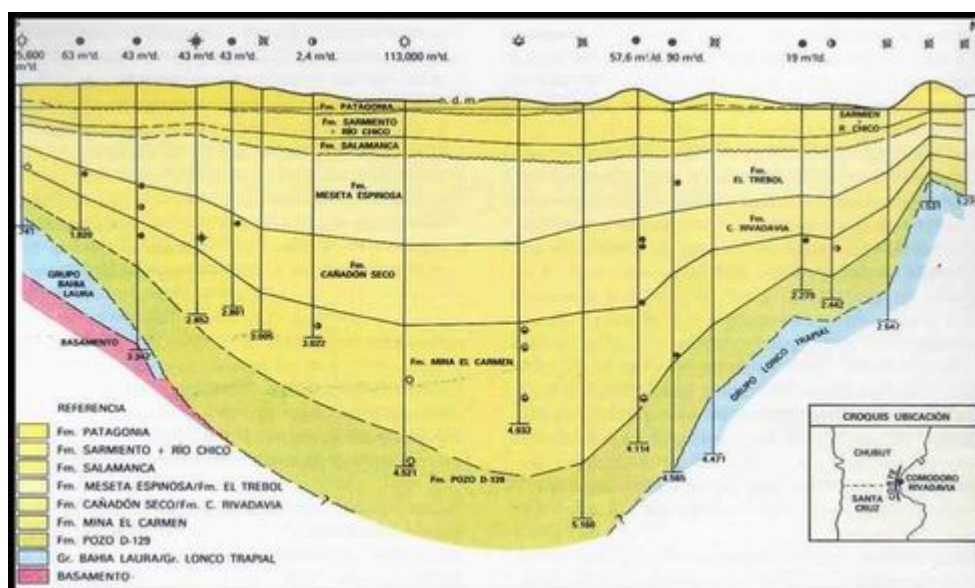
La Fm. Santa Cruz (Mioceno), de depositación continental, incluye areniscas de origen fluvial y eólicas, arcilitas, tobas y paleosuelos. Es el medio que colmata a la unidad anterior.

Posteriormente, cuando se produce la ablación de los extensos glaciares que cubrieron el oeste de la Patagonia, se realiza la redistribución del material tillítico depositado.

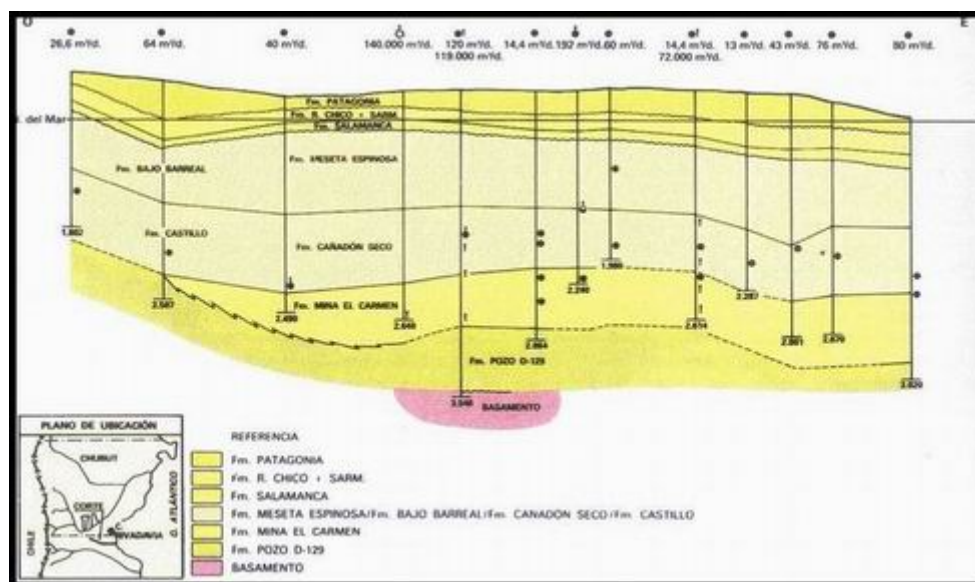
## Estructura

Desde el punto de vista estructural se distinguen dos zonas dentro de la cuenca, una oriental y otra occidental.

En la zona oriental (Flanco Norte y Flanco Sur) predomina la tectónica tensional, la cual origina los bloques descendentes hacia el centro de acumulación. A través de esas fracturas cuyos planos buzan alrededor de 60 grados, el petróleo generado en niveles inferiores sube hasta alojarse y entramparse en las areniscas de sección lenticular intercaladas en la secuencia superior. Aquí los anticlinales son suaves, en general, con buzamientos menores de 3 grados, rumbo predominante este – oeste, marginados por fallas longitudinales directas y contrarias, y con un rechazo estratigráfico que aumenta con la profundidad debido a las sucesivas reactivaciones de las mismas. Dentro de esta gran fosa tectónica se observan aislados pilares tectónicos del basamento que originan fosas secundarias.

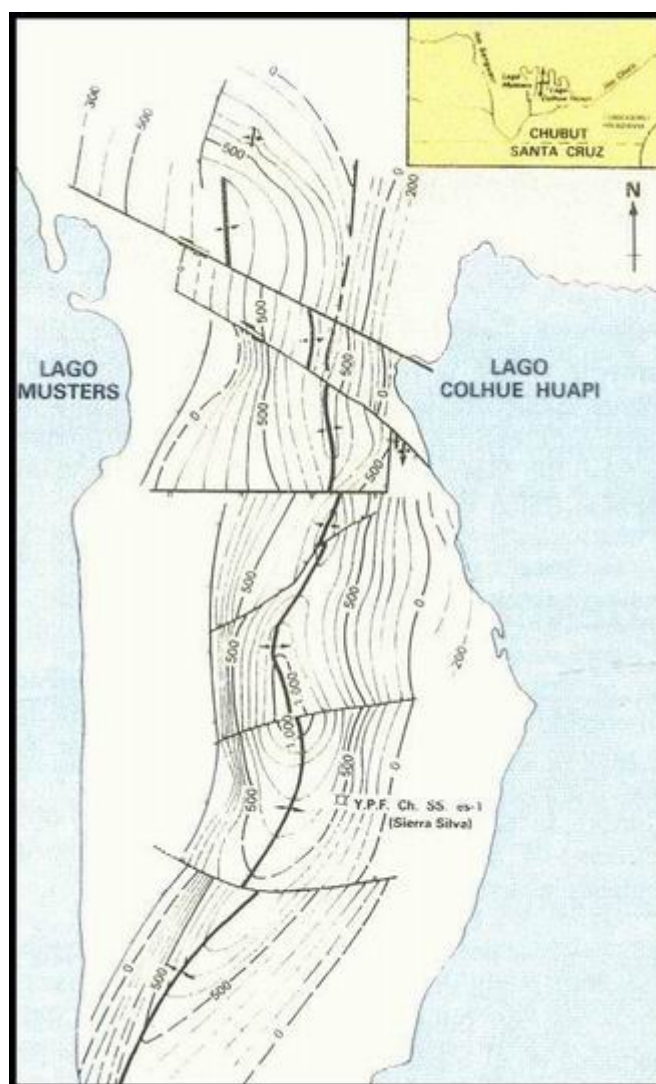


**Sección geológica - Norte - Sur**



**Sección geológica - Este - Oeste**

En la zona occidental, al oeste de la prolongación imaginaria del curso del río Chico, se sobreimpone al sistema de fracturas anteriores una tectónica compresiva responsable de los grandes anticlinales y sinclinales de la sierra de San Bernardo y su continuidad en el subsuelo hacia el sur. Esta última zona es más complicada y menos conocida que la anterior. Aquí, el rumbo de los anticlinales y sinclinales es fundamentalmente norte - sur, unos simétricos, otros asimétricos y dispuestos en forma alternante ("en echelón"). Las fallas longitudinales son de tipo inverso, rumbo general norte - sur, mientras que las fallas transversales a las estructuras producen movimientos horizontales que provocan desplazamientos laterales de los ejes de los pliegues, desvinculando los distintos bloques generados.



### **Anticlinal Sierra Silva - Plano estructural - Contacto Fm. Bajo Barreal - Fm. Castillo**

#### **Geología del petróleo**

El sector oriental de la cuenca, tectónicamente menos activo, ha aportado gran parte del petróleo extraído en el país. Su acumulación y entrapamiento en el subsuelo se ha producido a manera de fajas siguiendo el arrumbamiento regional de las fallas tensionales y de los suaves pliegues formados entre ellas. Además del entrapamiento estructural de los hidrocarburos (pliegues y fallas) también es importante el entrapamiento estratigráfico – sedimentario ya que las rocas reservorios (areniscas) no son tabulares, sino que tienen una sección irregular y lenticular y pueden, por lo tanto, constituir trampas por sí mismas al estar incluidas dentro de un material impermeable pelítico.

En un comienzo la producción provenía de la base del Terciario, más exactamente, del Miembro Inferior de la Fm. Salamanca, conocido petroleramente como "Glaucionítico". Posteriormente, los sondeos fueron profundizándose y en definitiva fue el grupo Chubut la entidad que ha aportado la mayor cantidad del petróleo extraído. Últimamente se ha incrementado la perforación de pozos profundos (más de 3.500 metros), existiendo buenas productividades en la Fm. Mina Del Carmen, aunque con la profundidad también se hacen más erráticos los niveles reservorios.

En el sector occidental de la cuenca, en cambio, muchas de las estructuras anticlinales están erosionadas, la distribución de fluidos es bastante variable y su productividad, hasta ahora, es considerablemente inferior a la oriental.



La faja productiva de petróleo de la cuenca tiene forma hemielíptica y la bordea internamente de manera más o menos ordenada desde el punto de vista regional, abarcando una amplia superficie de las provincias del Chubut y Santa Cruz.

El Grupo Chubut, con un espesor máximo atravesado mediante sondeos de 3.500 m, comprende a las unidades de mayor interés petrolero actual. Tienen un origen exclusivamente continental, a excepción hacia el este y ya bien adentro de la plataforma continental donde se interconexiona con el mar Atlántico durante el Senoniano.

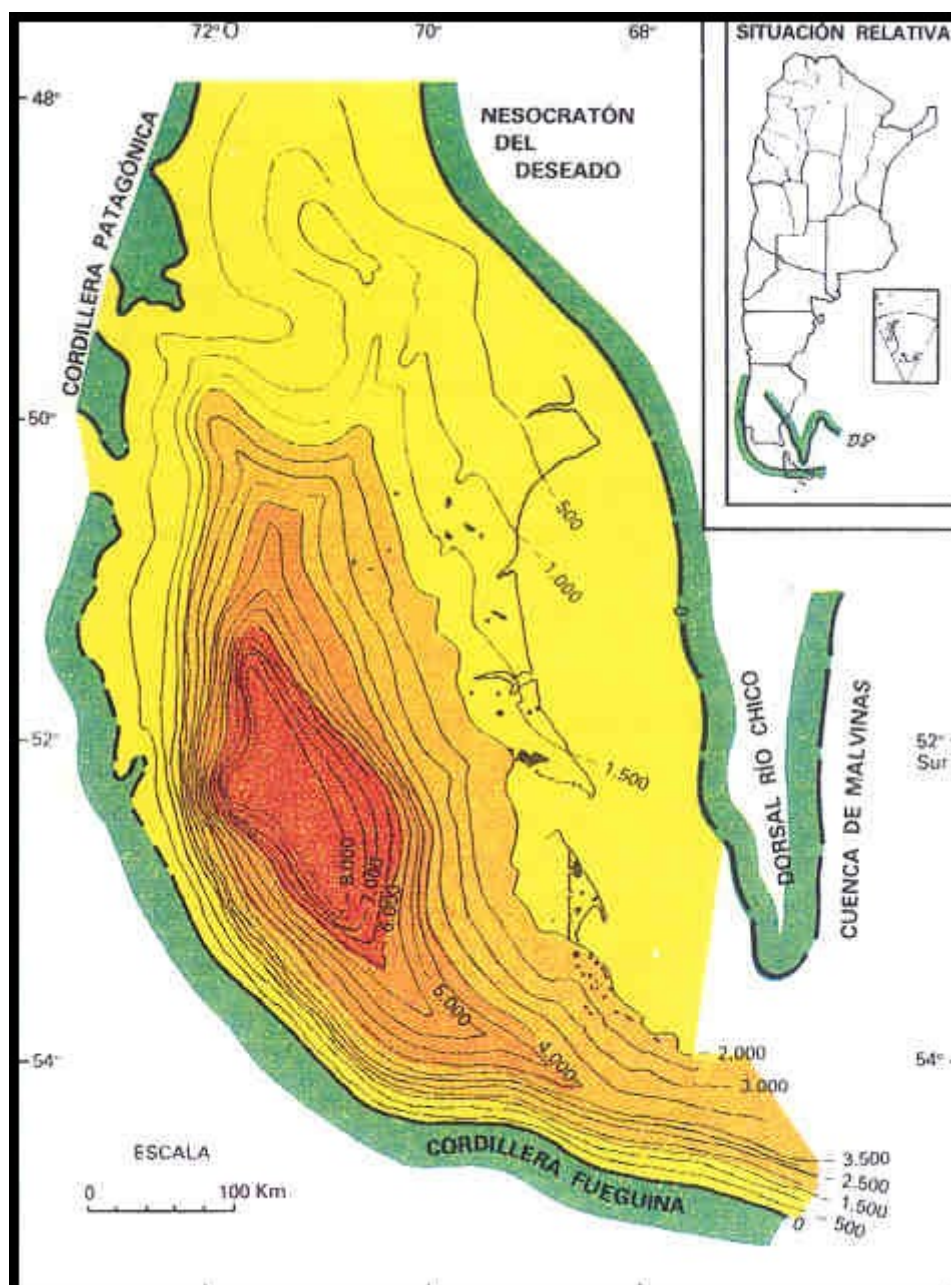
En el subsuelo del país el petróleo se descubrió en esta cuenca en la profundidad de 535 m y en la base del Terciario (Fm. Salamanca). Desde entonces se han perforado alrededor de 20.000 pozos, 26 de ellos en la plataforma continental. Resultaron productivos más de 10.000, permaneciendo actualmente 5.000 pozos en explotación de petróleo y/o gas. Su producción diaria oscila alrededor de 30.000 m<sup>3</sup> de petróleo.

Si bien en la mayoría de los yacimientos ya se han explotado con cierta intensidad los niveles superiores, aún faltan investigar y desarrollar casi todos los profundos.

A esto es necesario agregar, que permanece prácticamente virgen la zona continental del centro de cuenca (5.500 Km<sup>2</sup>) y, escasamente explorada toda la plataforma continental (20.000 Km<sup>2</sup>), la subcuenca de Paso Río Mayo y la extensa comarca al norte de los ríos Chico y Senguerr.

## CUENCA AUSTRAL

Se extiende en el extremo sur del continente americano. Abarca una parte importante de la provincia argentina de Santa Cruz, la chilena de Magallanes, la zona oriental del estrecho del mismo nombre, la isla Grande de la Tierra del Fuego y una porción de la plataforma continental argentina lindante al este de las mismas.



#### Límite de cuenca - Mapa estructural base Cretácico

Aparenta un triángulo rectángulo cuya hipotenusa, por el noreste y este, corre próximo el curso del río Chico y sigue esa dirección internándose en el océano Atlántico. Los otros catetos, correspondientes a la altura por el oeste y base por el sur, coinciden con el tramo Patagónico – Fueguino de la Cordillera de los Andes.

De una superficie total de 170.000 Km<sup>2</sup>, unos 23.000 Km<sup>2</sup> pertenecen al área costa afuera.

#### Marco tectónico

Se la ubica en el tipo "Cretónico marginal de retroarco". Su evolución y desarrollo es producto del movimiento interactivo entre las placas Sudamericana y Antártica. Ellas generaron en el extremo suroccidental patagónico; desarrollándose sobre el margen cratónico y al este del alineamiento volcánico, la cuenca de retroarco Austral o Magallanes.

La interacción de las placas se habría iniciado antes o a comienzos del Mesozoico medio. Durante el Jurásico se desarrolló un complejo efusivo, dejando como registro geológico un espeso y variado manto de depósitos vulcaníticos predominantemente mesosilíticos ácidos.

La subsidencia posiblemente se inició por el sur, en el Jurásico más superior y continuó durante todo el Cretácico y Terciario hasta el Plioceno, con algunos pulsos intermediarios que dejaron sus hiatus y discordancias locales o regionales.

Durante el Cretácico y el Terciario se desarrollaron cuatro secuencias sedimentarias correspondientes a ciclos transgresivos y regresivos, donde inclusive se registraron cambios en la pendiente de la cuenca. Este depocentro fue colmatado por depósitos que trascendieron los límites de esta cuenca, dado que cubren gran parte de la Patagonia, durante la última secuencia sedimentaria.

De acuerdo con la información sísmica, se estima que el máximo espesor acumulado en el actual eje más deprimido de la cuenca llega a unos 8 Km de sedimentos. No obstante, si se recuerda que los bordes occidental y sur de la cuenca son erosivos, es posible que al menos en algún sector de dichos márgenes, la acumulación sedimentaria haya superado los 10.000 metros.

### **Estratigrafía**

#### **Rocas del basamento petrolero**

Hasta hace una década se consideró a las vulcanitas mesosilíceas ácidas, piroclásticas y sedimentitas asociadas del Jurásico como basamento económico.

En este complejo efusivo, llamado Grupo Bahía Laura se han encontrado y desarrollado tres o cuatro yacimientos de hidrocarburos, que con distinta suerte incorporaron a las vulcanitas al listado de unidades productivas.

Por este motivo, basamento petrolero se considera a las sedimentitas y metamorfitas paleozoicas encontradas en superficie y en algunas "ventanas" del Grupo Bahía Laura en el subsuelo, al igual que cuerpos plutónicos de edad eopaleozoica localizados en forma aislada por algunas perforaciones.

#### **Relleno Sedimentario**

El relleno más antiguo correspondería, posiblemente en el sur, a los comienzos de la secuencia sedimentaria I en el Jurásico alto o con mayor seguridad en el Cretácico inferior.

Las vulcanitas jurásicas, eventuales metamorfitas paleozoicas o plutonitas eopaleozoicas, fueron cubiertas por la primera secuencia sedimentaria correspondiente a la transgresión máxima desde el Valanginiano al Turoniano.

SISTEMA	LITO-FACIES	SECUENCIA	PISO	SUPERFICIE			SUBSUELO	
				NORTE RIO SANTA CRUZ	ZONA LAGO ARGENTINO	CERRO CAZADOR RIO TURBIO	RÍO GALLEGOS	TIERRA DEL FUEGO
TERCIARIO		S4	PLIOCENO	Fm. SANTA CRUZ	Fm. SANTA CRUZ	Fm. SANTA CRUZ	Fm. SANTA CRUZ	Fm. PATAGONIA (= S. ARENOSA)
			MIOCENO	Fm. PATAGONIA	Fm. PATAGONIA	Fm. PATAGONIA	Fm. PATAGONIA	Fm. R. LEONA
		S3	OLIGOCENO	Fm. RÍO LEONA B. CHALIA	Fm. RÍO LEONA	Fm. RÍO GUILLERMO	Fm. R. LEONA	"MARGOSA SUP" "GLAUCONÍTICO A"
			EOCENO	Fm. MAN AIKE	Fm. CALAFATE	Fm. RÍO TURBIO	Fm. CAMPO BOLA	"MARGOSA MED" "INFERIOR" "SENONIANO"
		S2	PALEOCENO	Fm. CARDIELS	Fm. CHORRILLO	Fm. Co. DOROTEA		
			SENONIANO	Fm. MATA AMARILLA Fm. PIEDRA CLAVADA	Fm. ANITA	Fm. CERRO CAZADOR		Fm. CABEZA DE LEÓN
		S1	TURONIANO		Fm. PALIQUE "CAPAS CON INOCERAMUS"		Fm. PALERMO AIKE	Fm. ARROYO ALFA
			CENOMANIANO	Fm. LAGO SAN MARTÍN				Fm. NUEVA ARGENTINA
			ALBIANO			NO		
			APTIANO	Fm. SPRINGHILL				Fm. PAMPA RINCÓN
			BARREMIANO		Fm. SPRINGHILL	AFLORANTE	Fm. SPRINGHILL	Fm. SPRINGHILL
			HAUTERIVIANO					
			VALANGINIANO					
JURÁSICO				Gr. BAHÍA LAURA	Gr. BAHÍA LAURA	NO AFLORANTE	Gr. BAHÍA LAURA	Fm. LEMAIRE

### Cuadro estratigráfico - Cuenca Austral

En su base se encuentra la Formación Springhill, que es la unidad productiva por excelencia en toda la cuenca. Está cubierta por las pelitas de la Formación Palermo Aike o sus equivalentes laterales, los cuales constituyen las rocas generadoras y sello de los hidrocarburos extraídos de la Fm. Springhill.

Con la Formación Piedra Clavada se inicia la segunda secuencia sedimentaria, correspondiente a un ciclo regresivo que se extiende desde el Senoniano hasta la mitad del Oligoceno.

La tercera secuencia sedimentaria, es el registro geológico de una nueva transgresión máxima que se desarrolla entre el Oligoceno medio y el Mioceno medio. La misma tiene la característica de provenir desde el Atlántico y con ello se manifiesta una variación de la pendiente de la cuenca hacia el este, la cual persiste hasta el presente.

El relleno de la cuenca, aún más allá de sus límites se completa con la acumulación de la cuarta secuencia sedimentaria de neto contenido regresivo y continental.

Los procesos citados finalizan con profusos derrames basálticos como corolario de los últimos movimientos andinos.

Sin duda, la unidad que centra el mayor interés es la Formación Springhill. Su modelo paleogeográfico evolutivo de cómo debió depositarse se presenta en el siguiente gráfico:

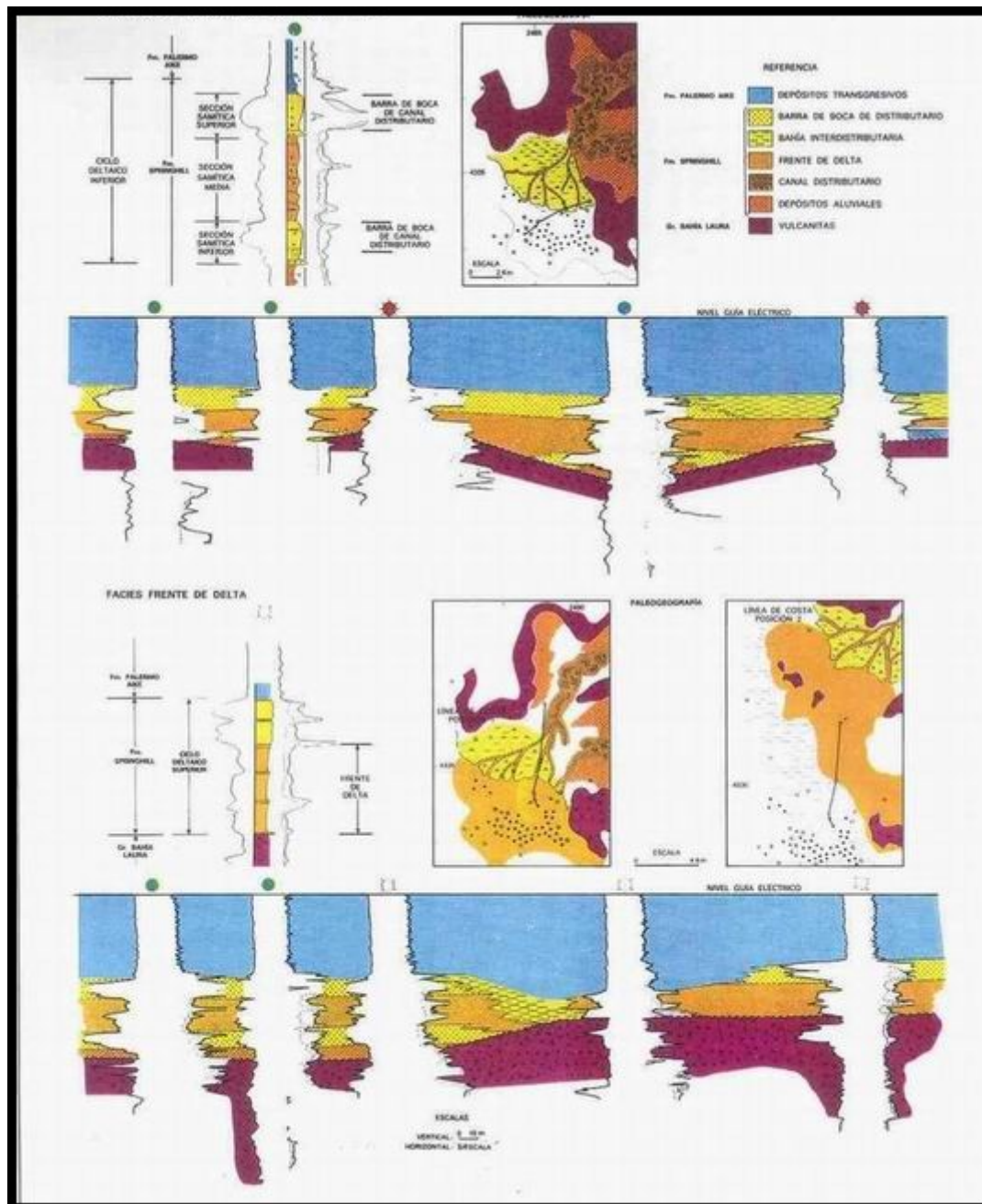




#### Modelo paleogeográfico evolutivo de la Fm. Springhill

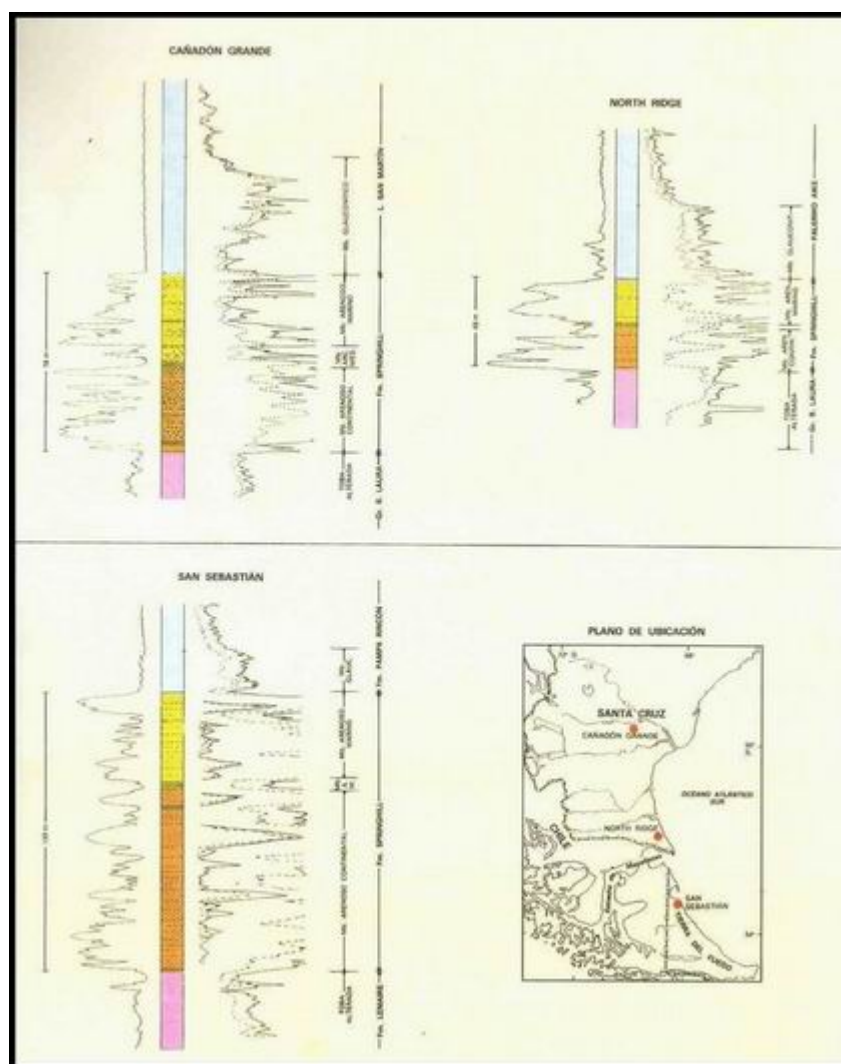
El modelo geológico correspondería a un relleno basal de ambiente fluvial a lagunar, en los bajos donde se alcanza el nivel de equilibrio, y la posterior redistribución parcial de aquellos sedimentos y nuevos aportes en ambientes costeros, litorales con lagoon, playas y barras en sucesivos deltas abortados, a medida que cada pequeño pulso transgresivo, durante el Cretácico inferior, movilizaba la línea de costa en dirección al norte y noreste.

La concepción del gráfico precedente se ve fortalecida y conformada por estudios de detalle realizados en el yacimiento Cañadón Salto, donde parte de los ambientes reconocidos se detallan a continuación:



### Ambientes Típicos en el yacimiento Cañadón Salto

La caracterización eléctrica y litofacial de la Formación Springhill se aprecia en el siguiente gráfico:



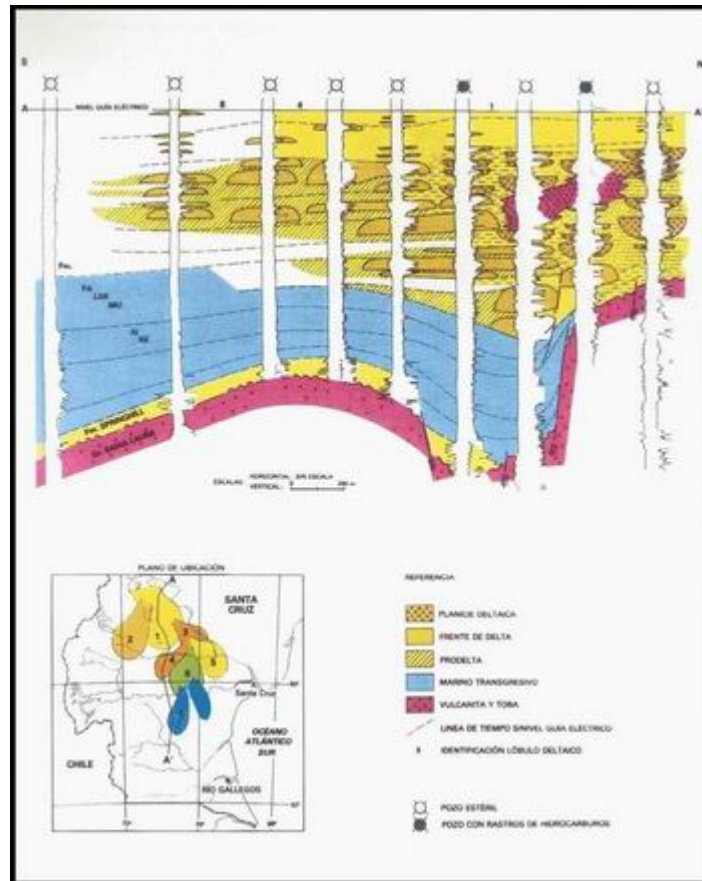
### Caracterización eléctrica de la Fm. Springhill en el subsuelo

Esta unidad fue paulatinamente cubierta a medida que la transgresión se desplazaba hacia el borde de la cuenca, por las pelitas marinas de la Formación Palermo Aike y sus equivalentes laterales, Río Mayer, Lago San Martín y Pampa Rincón o Inoceramus Inferior.

Estas pelitas son consideradas la principal roca madre de los hidrocarburos como lo atestiguan los estudios geoquímicos realizados.

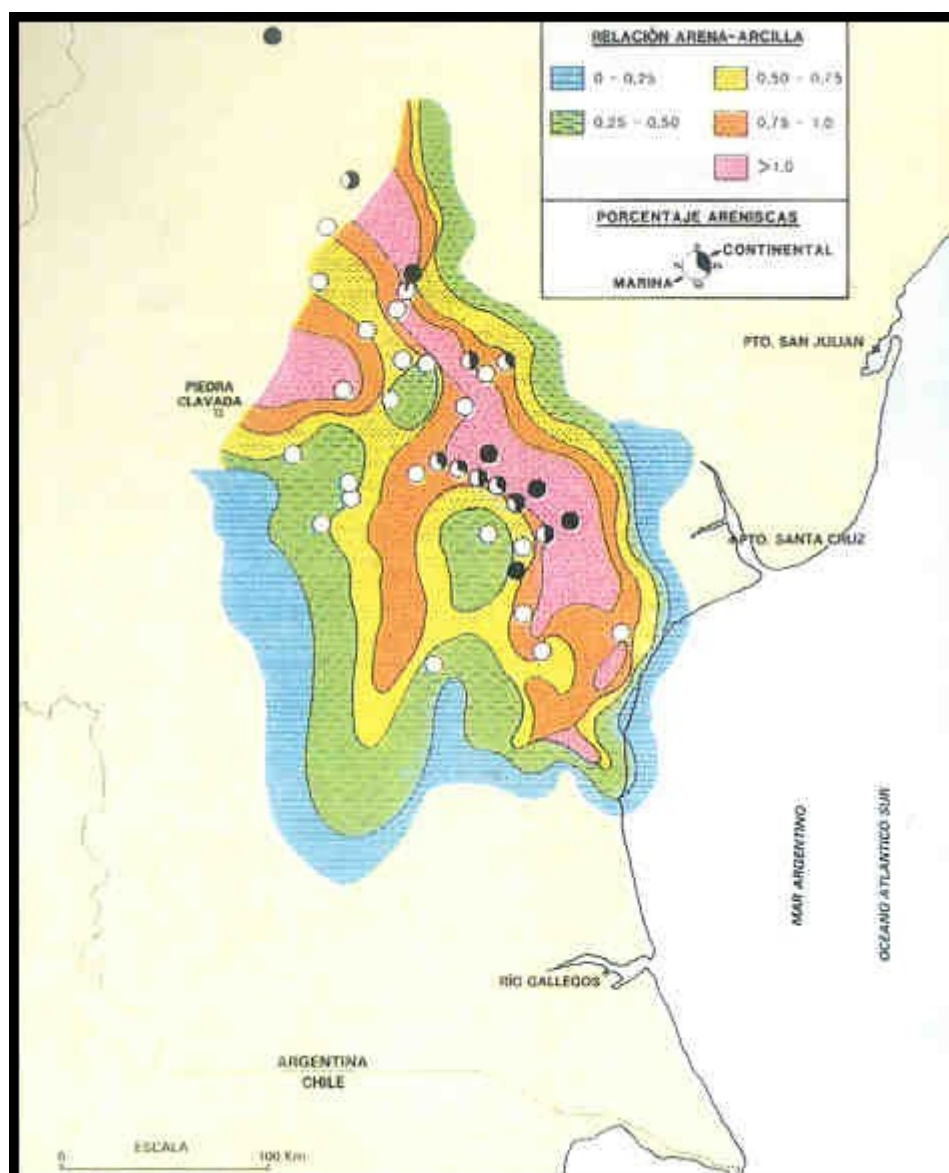
El inicio de la segunda secuencia sedimentaria, está representado por la regresión del mar cretácico y consecuente progradación del delta de la Formación Piedra Clavada.

Las variaciones faciales de esta unidad y la planimetría de la relación arena – arcilla se representan en los siguientes gráficos:



Sistema deltaico "Piedra Clavada" - Esquema de distribución de facies





Mapa de relación arena - arcilla (F.P. Clavada + parte sup. arenosa F. Lago San Martín o Palermo Aike)

En la Formación Piedra Clavada, a pesar de sus buenas condiciones como roca reservorio, aún no se han encontrado acumulaciones rentables de hidrocarburos.

Mientras se producía el citado relleno de la cuenca de la cuenca en la franja de plataforma; en áreas de ambientes profundos se acumulaban notables espesores de sedimentos turbidíticos como los correspondientes, en el oeste, a la Fm . Cerro Toro y equivalentes en las vecindades del lago Argentino y frontera argentino – chilena.

## Estructura

Corresponde a la franja de plataforma y borde de cuenca oriental y nororiental, siendo el menos afectado estructuralmente.

El sustrato volcánico jurásico y metamorfitas preexistentes están afectados por una trama de fallas de distensión de carácter regional y local.

Las mismas han conformado un campo de bloques interactivos que desde el comienzo de la subsidencia de la cuenca, han venido condicionando la depositación de la Formación Springhill y sus diferentes facies.

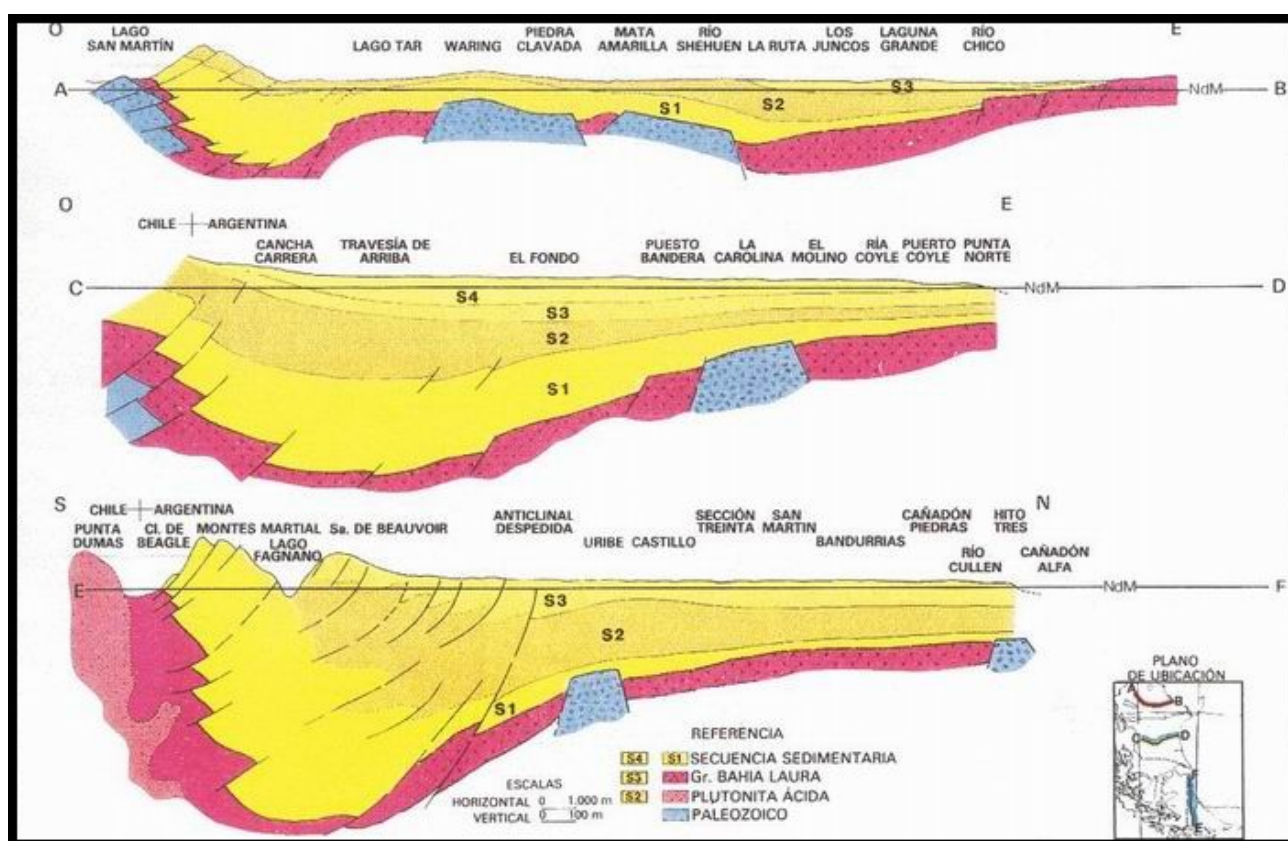
Un menor efecto han producido esas fallas a otras unidades más jóvenes, a medida que se producía la subsidencia.

También ese bloqueo debe de haber influido en la migración de fluidos y actual distribución de los yacimientos.

### Area pre – andina

A medida que el observador se aleja de la comentada franja de plataforma en dirección al oeste y sur, comienzan a detectarse los primeros plegamientos, los que se hacen cada vez más intensos hasta llegar a conformar un verdadero cinturón de pliegues sobrecorridos y escamas imbricadas.

Sus ejes y fallas se orientan subparalelos al cordón montañoso de los Andes Patagónico – Fueguinos, cuyo levantamiento le dio origen; afectando no sólo a la columna sedimentaria, sino al sustrato volcánico y posiblemente aun a rocas más antiguas.



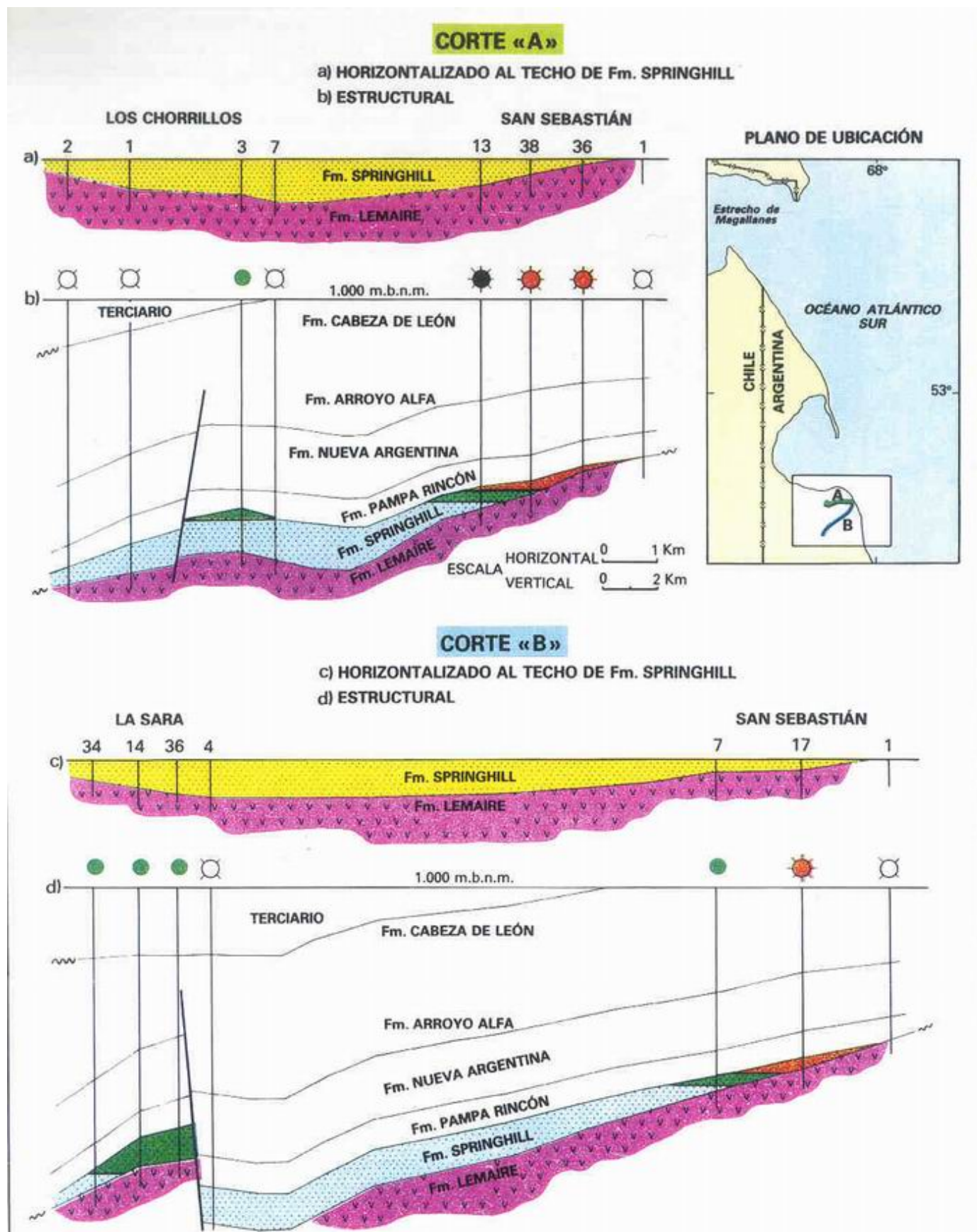
### Cuenca Austral - Cortes geológicos transversales

#### Geología del petróleo

La mayoría de los yacimientos descubiertos hasta el presente se encuentran en el área de plataforma.

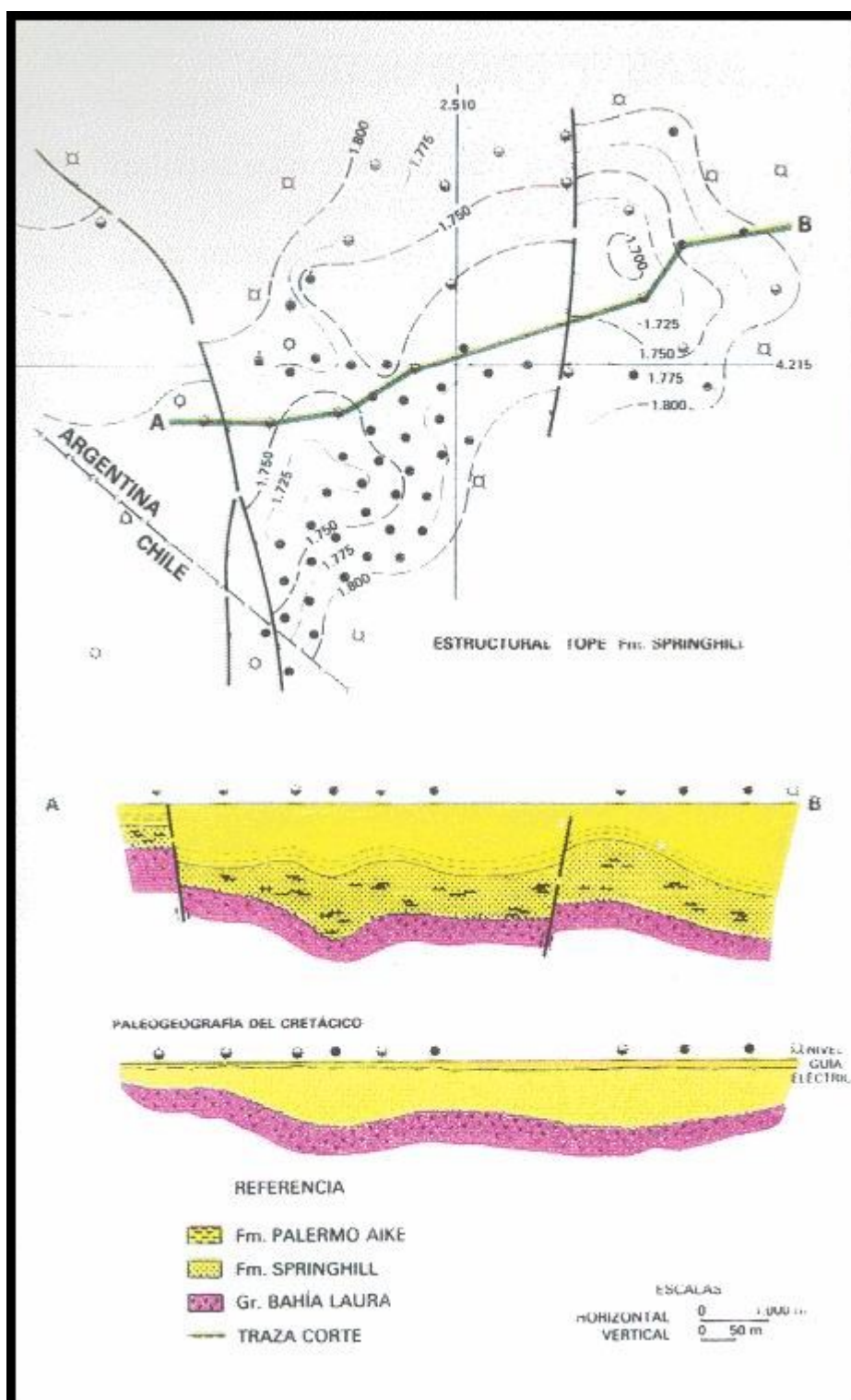
Corresponden a trampas combinadas con acuífero de lentes areniscosos de la Fm. Springhill hacia los "altos pelados" o zonas sin depositación de la citada unidad, sobre las vulcanitas jurásicas.

Otras trampas, con mayor influencia del factor estructural, se han conformado en antiguos paleovalles rellenos con Fm. Springhill y que fueron cruzados transversalmente por fallas de posible edad terciaria.



Trampas características en Tierra del Fuego





### Yacimiento Cóndor

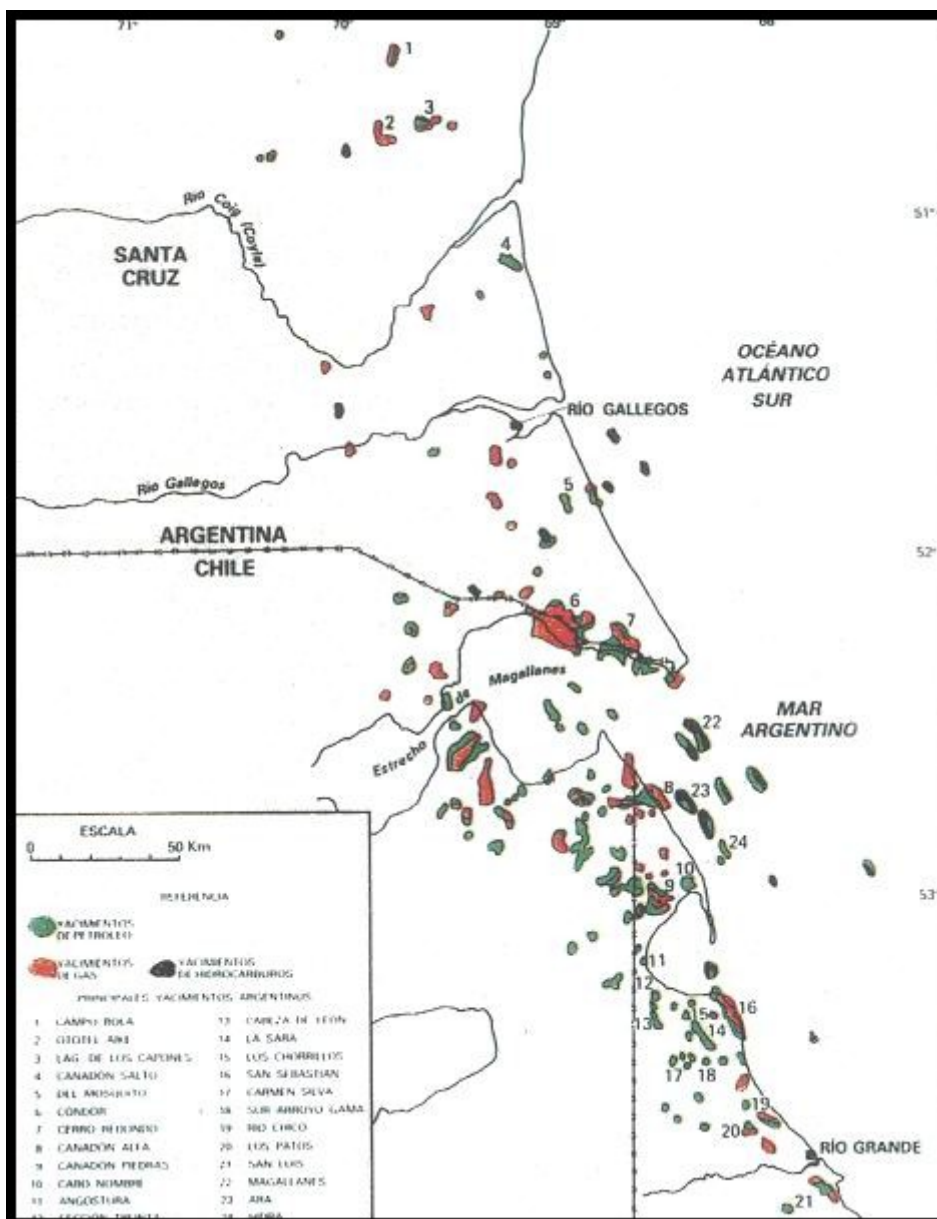
Escasos yacimientos aportan hidrocarburos del Grupo Bahía Laura, en ellos las porosidades y permeabilidades leídas por perfiles dan "cero", no obstante cuando se han comprobado zonas fracturadas, mediante testigos, dichos valores se consideran infinito.

La mayor parte de la producción de petróleo proviene de las areniscas intercaladas entre arcilitas de la Formación Springhill. En ellas las porosidades varían entre 14 y 26 con valores máximos de 30%, mientras las permeabilidades lo hacen entre 15 y 300 md con valores máximos de 2252, 4800 y 6100 md.



Se espera que en el futuro, hacia la franja del cinturón plegado, no sólo continúen apareciendo acumulaciones en el Cretácico inferior, sino en términos más altos y aun en el Terciario en trampas netamente estructurales.

La ubicación de los principales yacimientos de petróleo y gas de la cuenca se muestra en el siguiente gráfico:

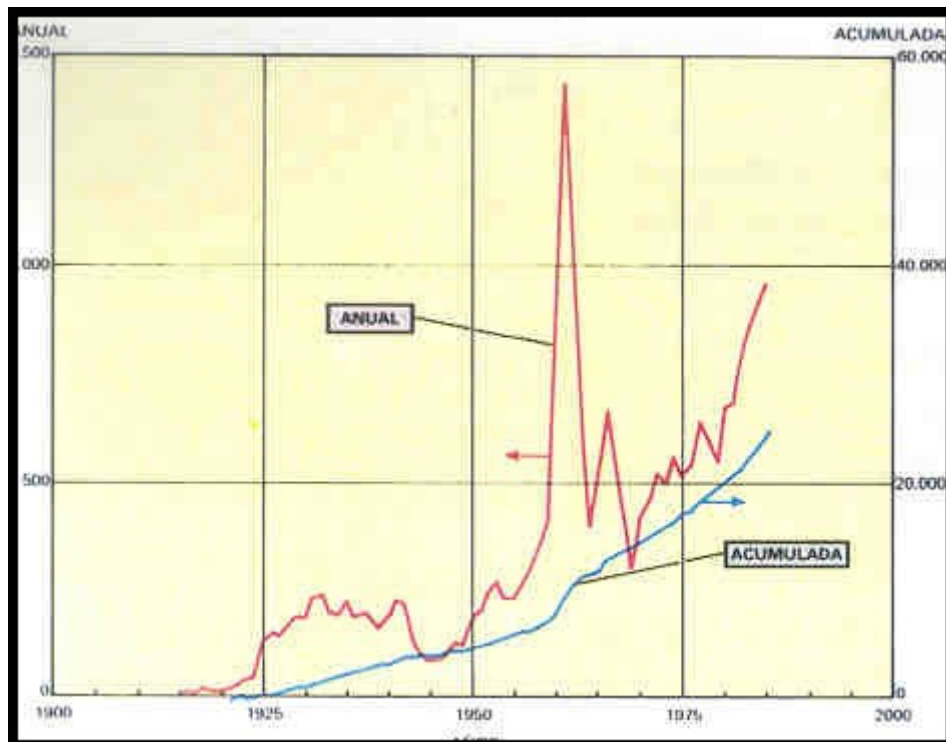


Distribución de los principales yacimientos de hidrocarburos de la Cuenca Austral

## DATOS ESTADÍSTICOS

### Pozos Terminados

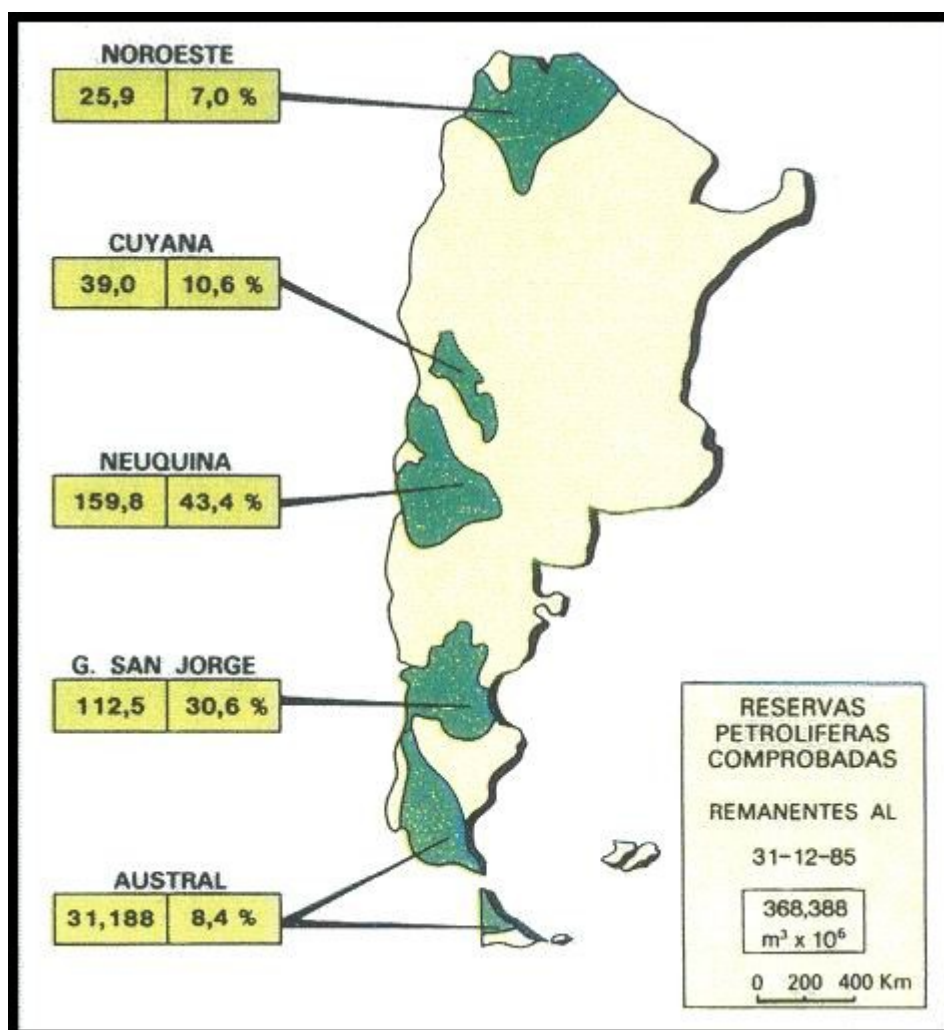
En el país se han terminado desde 1907 hasta fines de 1985 24.400 pozos, de los cuales un 22.5% han resultado estériles, mientras que los restantes fueron productivos: 17.466 de petróleo y 1.457 de gas, que sumados dan un total de 18.923 pozos, o sea un 77.5% lo cual evidencia el grado de eficiencia alcanzado.



Pozos terminados

## RESERVAS Y PRODUCCION

En los gráficos que se muestran a continuación se han representado a las reservas y la producción de forma tal que resulten rápidamente comprensibles en cuanto a su distribución.



Reservas petrolíferas comprobadas

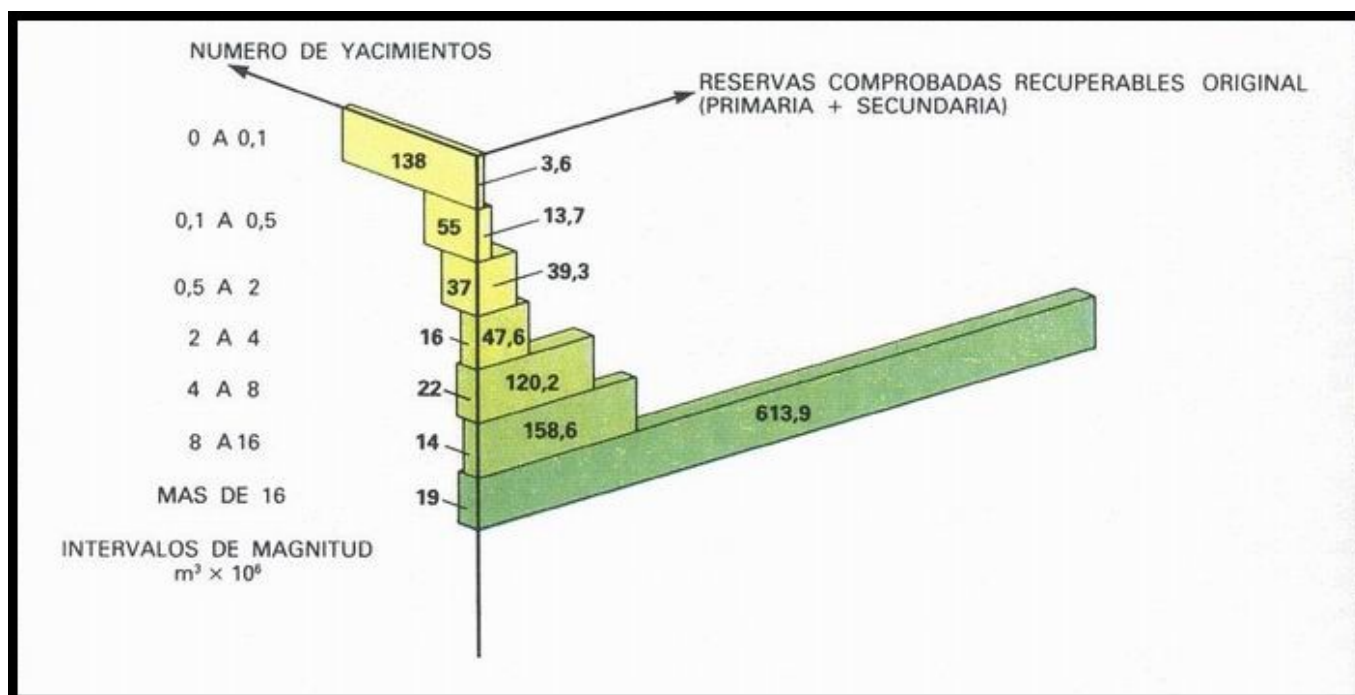
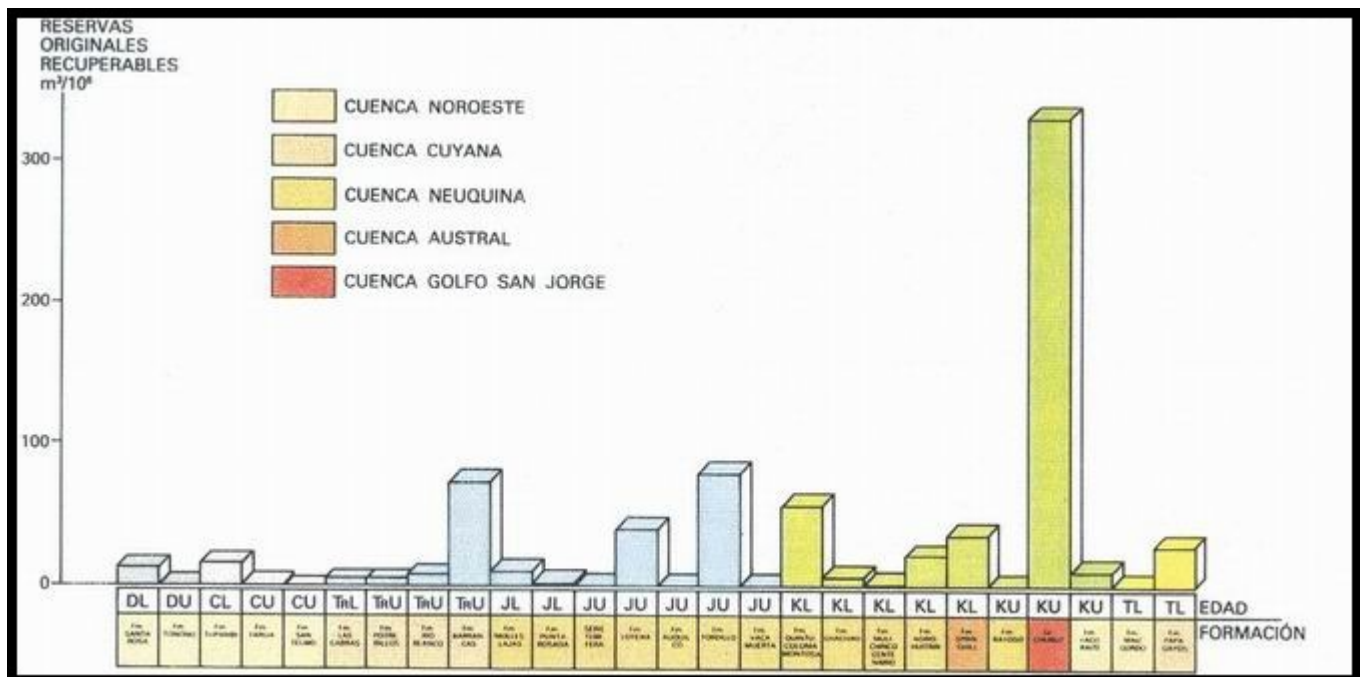
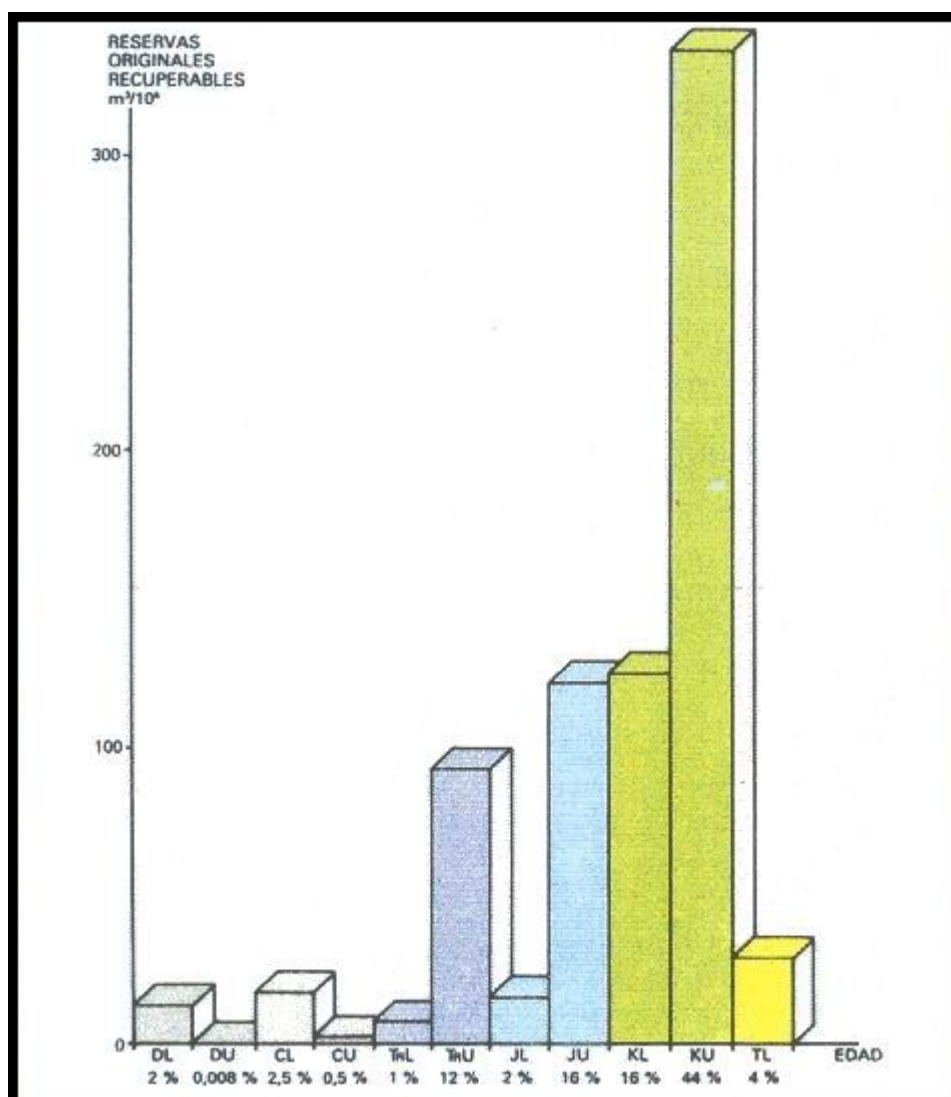


Diagrama de reservas de petróleo en Argentina en función de la magnitud y número de yacimientos

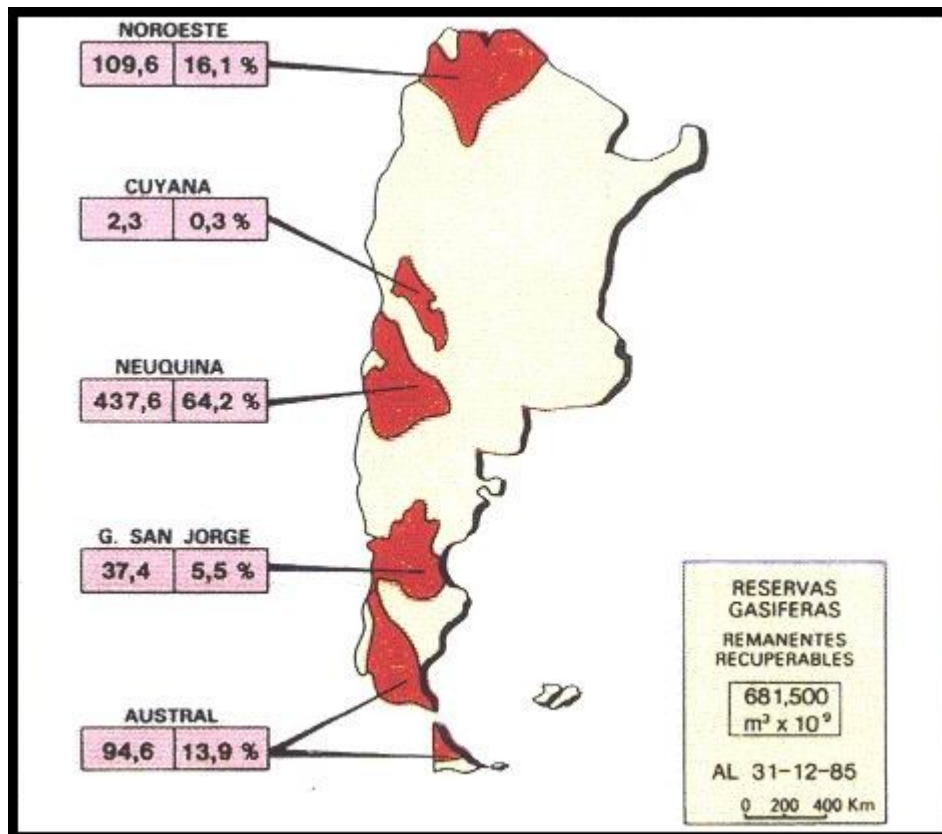


República Argentina. Distribución de las reservas de petróleo





República Argentina. Distribución de las reservas de petróleo



Reservas gasíferas en Argentina

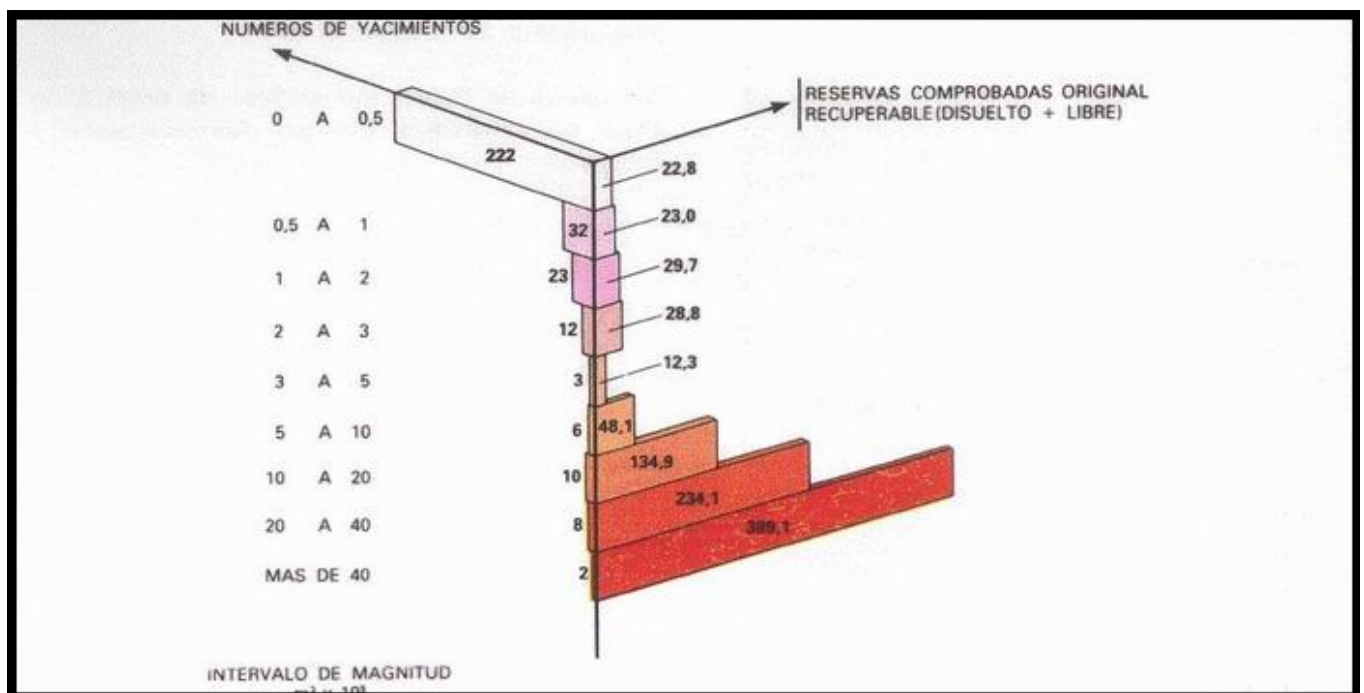
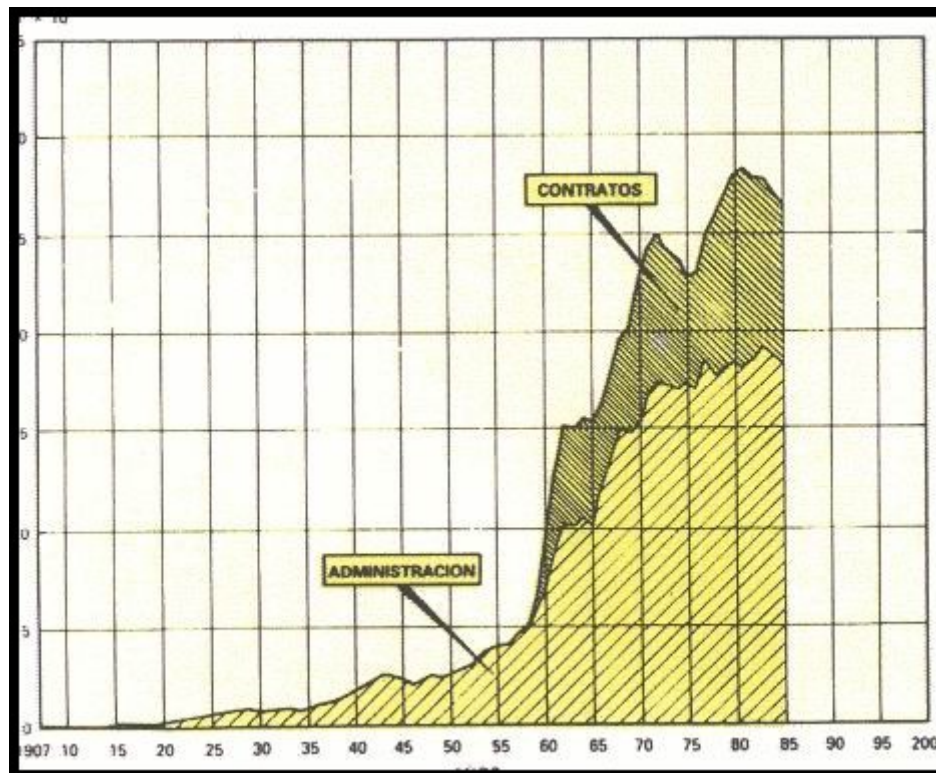
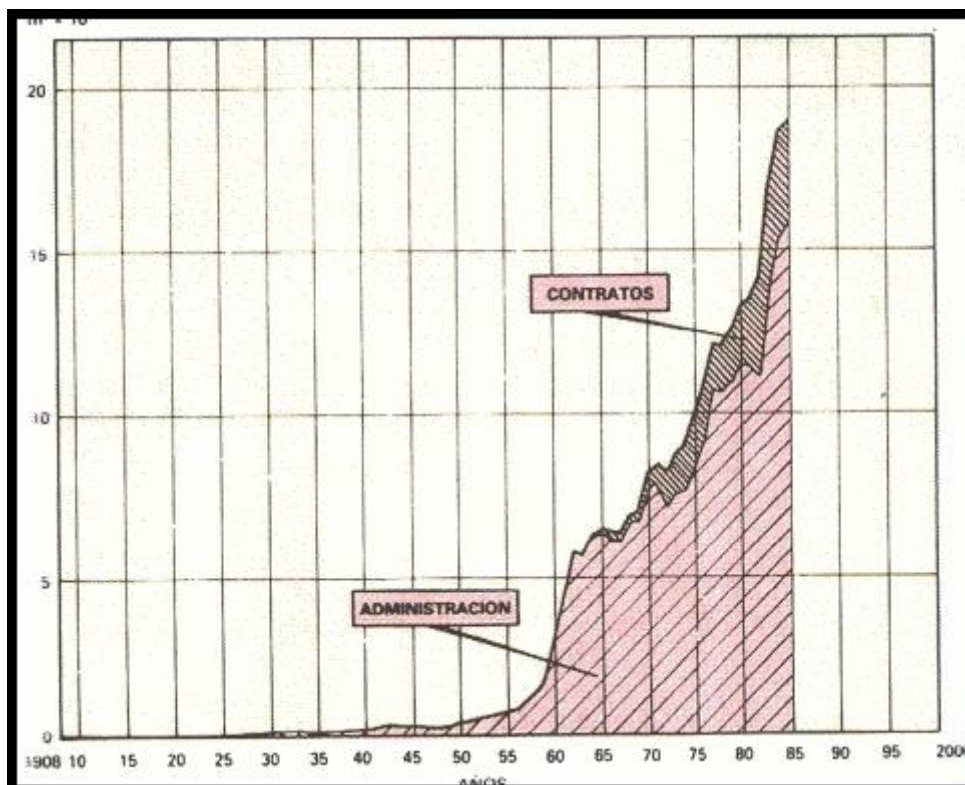


Diagrama de reservas de gas en Argentina en función de la magnitud y número de yacimientos



República Argentina. Producción de petróleo 1907 - 1985



República Argentina. Producción de gas 1908 - 1985

En los mapas se encuentran las magnitudes y la incidencia porcentual de cada cuenca respecto al total del país.



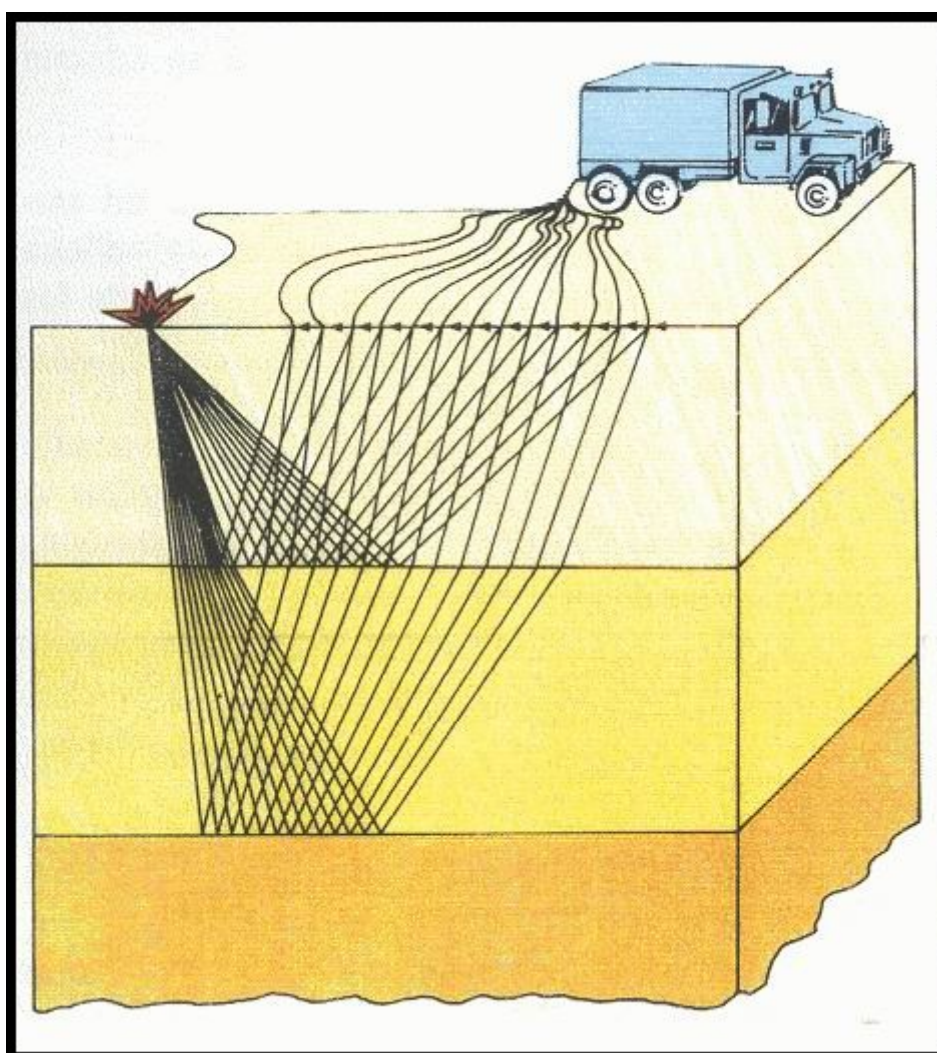
Los diagramas de reservas sintetizan que cantidad de yacimientos de un determinado volumen se tienen, los que sumados representan el volumen comprobado originalmente recuperable.

Con esquemas columnares se ha representado la distribución de las reservas de petróleo por edades geológicas y administraciones.

Por último se tienen los gráficos de producción anual de petróleo y gas por Administración y Contrato.

## SÍSMICA DE POZO

La exploración sísmica de hidrocarburos consiste básicamente en la adquisición y análisis de los eventos generados por un microsismo expresamente provocado. El dispositivo de emisión – recepción que se utiliza con este fin se encuentra habitualmente ubicado en, o próximo a la superficie. Sin embargo, en 1917, pocos años antes de realizarse las primeras experiencias de sísmica de reflexión (1919 – 1921), hizo su aparición un método para detectar cuerpos minerales mediante un dispositivo diferente, fuentes y receptores acústicos sumergidos en un pozo.

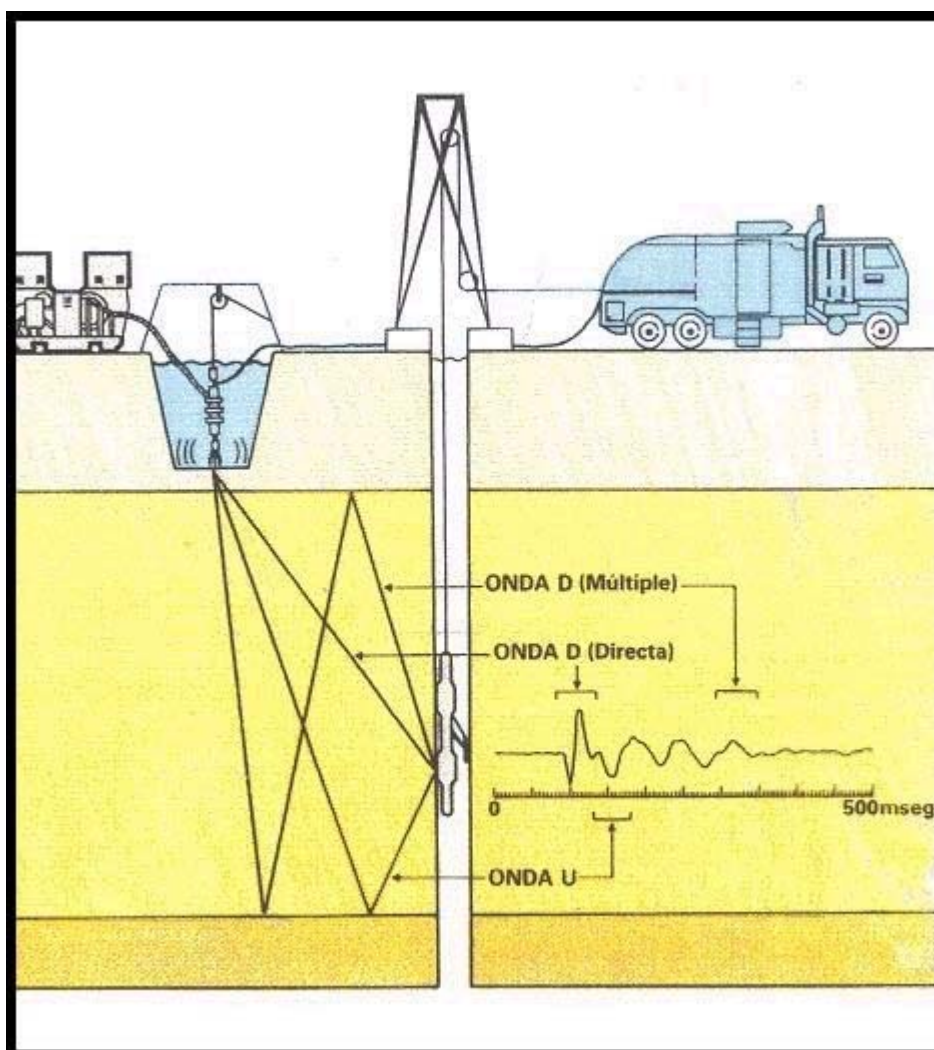


### Sísmica de superficie

Este método puede ser considerado como el primer antecedente de la "Sísmica de Pozo" (Hardage, 1983), pero el uso de pozos profundos con propósitos sísmicos tuvo lugar recién medio siglo más tarde. Desde



entonces, se ha constituido en una técnica que concita la atención de las compañías petroleras más allá del interés primario de obtener velocidad de propagación de la onda generada por el microsismo.



### Sísmica de pozo

En los últimos años, se han introducido en Argentina tecnología avanzada en materia de adquisición, procesamiento e interpretación de datos de Sísmica de Pozo.

Por este motivo se cuenta hoy con ejemplos de aplicación, en prácticamente todos los campos donde la Sísmica de Pozo es un importante aporte a la exploración y el desarrollo de campos petrolíferos y/o gasíferos.

Una de las tareas habituales que realiza un intérprete sísmico es la de volcar la información obtenida de la perforación de un pozo profundo sobre una sección sísmica de superficie. Su objetivo es obtener una relación clara entre los eventos sísmicos y geológicos. Esto le permite valerse de la sísmica de superficie para extrapolar lateralmente la información de pozo y elaborar mapas más confiables o ajustar los ya existentes.

La Sísmica de Pozo es la herramienta óptima para lograr este objetivo. Por ello, la Ley de velocidad de Pozo (perfil sónico ajustado mediante una Prueba de Velocidad), el Sismograma Sintético con los perfiles en escala de tiempo (GEOGRAM) y el Perfil Sísmico Vertical (VSP) resultan hoy de uso cotidiano.

Las técnicas enunciadas, si bien son las más usuales, constituyen sólo una parte de la Sísmica de Pozo. Otras más sofisticadas, como predecir, en una carrera intermedia de perfilaje, la geología del tramo aún no perforado (VSP predictivo) o definir la geometría del subsuelo en un radio de centenares de metros alrededor

del pozo (Offset Seismic Profile, OSP y Walkaway Seismic Profile, WSP), han demostrado también su aplicabilidad para optimizar la perforación o hacer más efectivo el programa de desarrollo de un campo.

## SÍSMICA DE REFLEXIÓN

### El dato sísmico

La resistencia que ejerce un medio homogéneo al paso de una onda de sonido, se conoce como "impedancia acústica" y se define como el producto entre la velocidad de propagación de dicha onda en ese medio y la densidad total de dicho medio.

$$Z = \rho \cdot V \quad (\rho \text{ en gr/cm}^3, V \text{ en m/s})$$

Si se imagina al subsuelo estratificado por interfaces definidas por cambios en la impedancia acústica, se puede definir al "dato sísmico" como aquel que resulta de registrar en escala de tiempo, mediante receptores sensibles, una onda compleja que, generada por un microsismo provocado, ha viajado a través de la tierra transmitiéndose y reflejándose en los contrastes de impedancia acústica.

Si se imagina al subsuelo estratificado por interfaces definidas por cambios en la impedancia acústica, se puede definir al "dato sísmico" como aquel que resulta de registrar en escala de tiempo, mediante receptores sensibles, una onda compleja que, generada por un microsismo provocado, ha viajado a través de la tierra transmitiéndose y reflejándose en los contrastes de impedancia acústica.

Los receptores empleados son generalmente geófonos o hidrófonos, la fuente de sonido puede ser una carga explosiva, un sistema Vibroseis, un cañón de aire, etc y la onda compleja se conoce como "Ondícula".

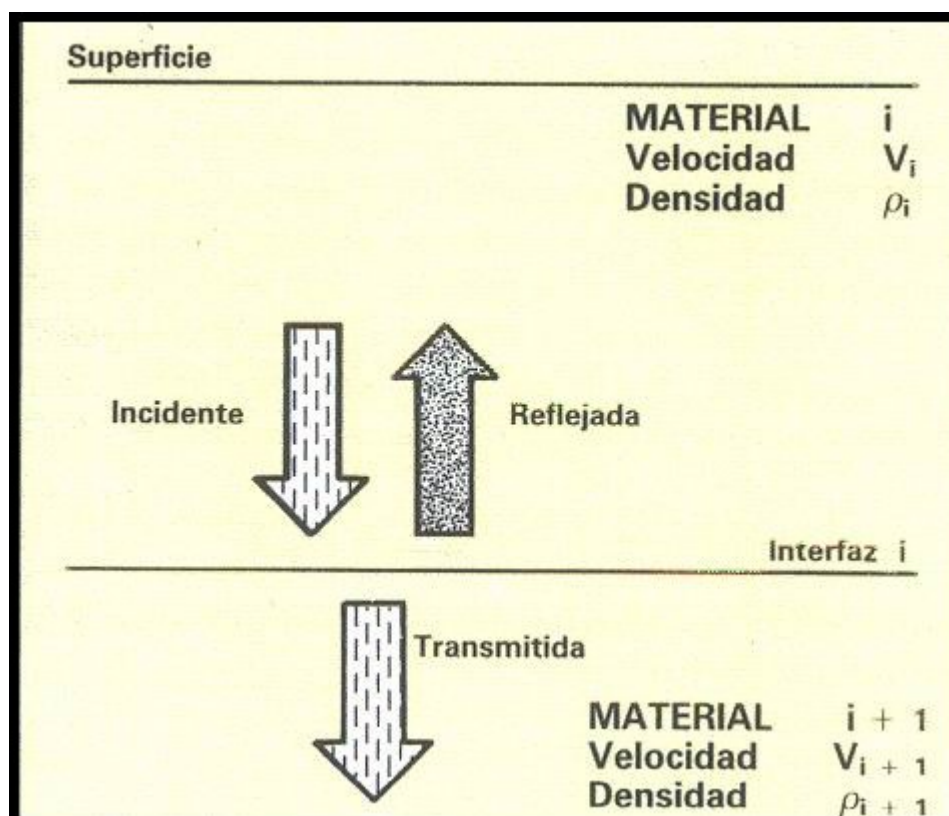
La magnitud de tales contrastes se mide en términos de "coeficientes de reflexión" y la valiosa información que contienen puede extraerse de las reflexiones primarias registradas.

Se habla de "reflexiones primarias" cuando ocurre una sola reflexión de la onda antes de arribar al receptor, para distinguirlas de las "reflexiones múltiples", en las que la onda sufre más de una reflexión antes de arribar al receptor. Las reflexiones múltiples son por lo general consideradas "ruido", siendo, por lo tanto, su eliminación un objetivo deseable.

### Modelo de traza sísmica

La propagación de una onda sísmica a través de un medio, origina el desplazamiento de las partículas que lo componen. Existen dos tipos básicos de ondas elásticas de acuerdo con la dirección relativa del movimiento de las partículas respecto a la dirección de propagación de la onda: las ondas "compresionales" (ondas P) en las cuales la dirección del movimiento de las partículas es paralela a la dirección de propagación y las ondas "transversales" (ondas S) en las que la dirección del movimiento de las partículas es perpendicular a la dirección de propagación de la onda.

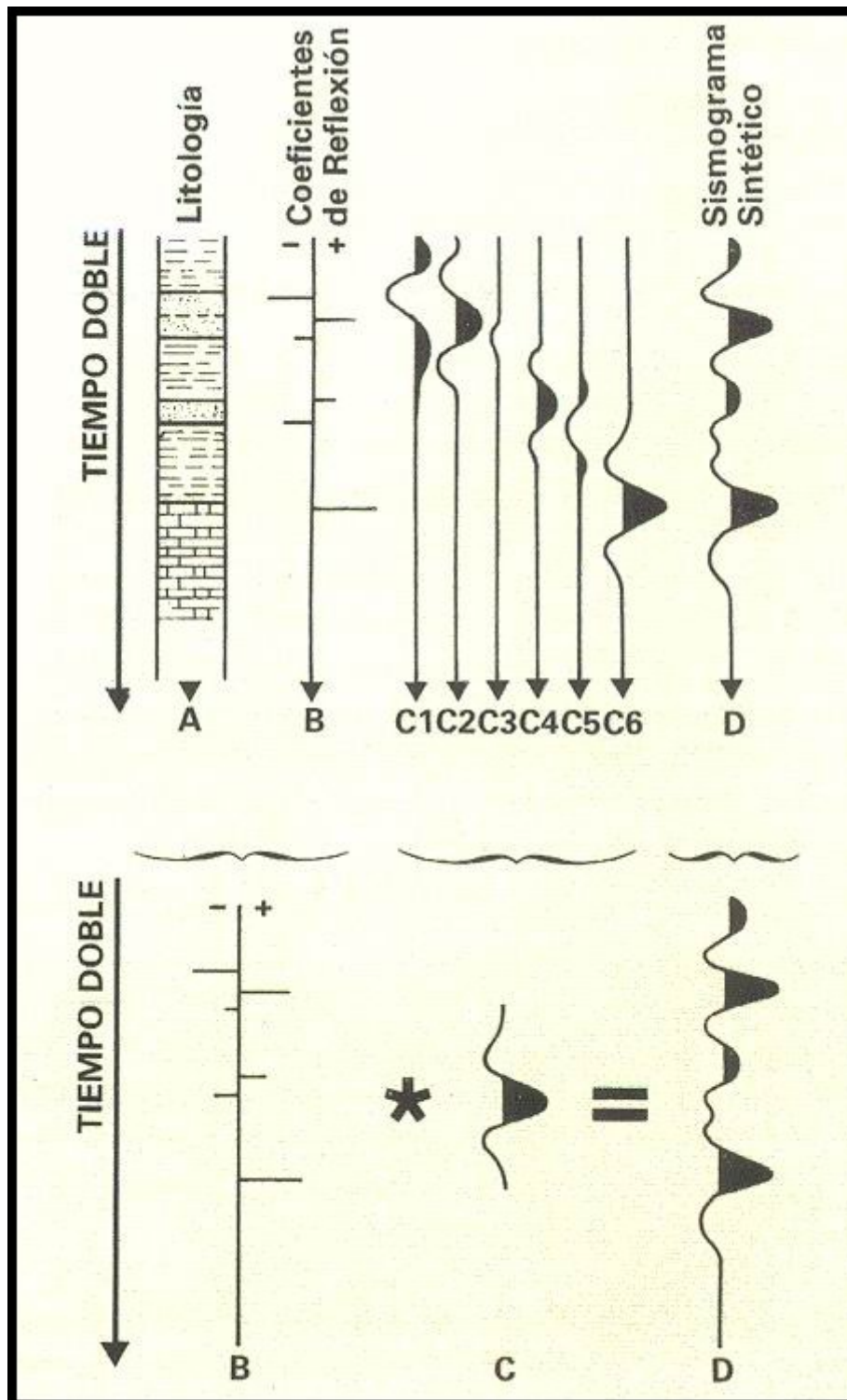
A los efectos de simplificar el análisis de la información geológica contenida en el dato sísmico, se asumirá que éste resulta solamente de ondas P planas incidiendo y reflejándose verticalmente en interfaces horizontales y que la operación matemática "convolución" es capaz de sintetizar el "viaje" a través de la tierra de una ondulícula que permanece invariante con el tiempo.



Modelo de traza sísmica: Ondas planas e incidencia - emergencia vertical.

La hipótesis de planaridad implica considerar que las interfaces reflectoras están suficientemente lejos de la fuente como para considerar que el frente de ondas esféricos es casi plano. Más adelante se analizan ejemplos que involucran no sólo ondas P sino también ondas S aunque se mantendrá la hipótesis de frente de onda plano.

En el proceso de "convolución", "A" es la columna litológica y "B" la serie de coeficientes de reflexión correspondiente a cada cambio de impedancia acústica en "A". "C1" a "C5" muestran la ondícula "C" asociada a cada uno de los cinco coeficientes de reflexión considerados con su amplitud y signo correspondiente, es decir aquella onda compleja que partiendo de la fuente se refleja en ese contraste y regresa al receptor. Como es obvio, no es posible detectar estas ondículas individualmente. Los eventos simultáneos se interfieren dando origen al sismograma "D", que es la simple superposición (suma) de todos ellos.



#### Modelo de traza sísmica: Convolución

El sismograma registrado, conocido como "traza sísmica",  $T(t)$ , puede sintetizarse entonces mediante la convolución de los coeficientes de reflexión,  $R(t)$ , con la ondícula  $O(t)$ .

$$T(t) = R(t) * O(t)$$



Donde "t" es el tiempo empleado por la onda sísmica para recorrer el camino desde la fuente hasta las interfaces reflectoras y desde allí hasta el receptor. Cuando se hacen coincidir fuente y receptor en un plano de referencia sísmica común este tiempo se conoce como "tiempo doble".

Donde "t" es el tiempo empleado por la onda sísmica para recorrer el camino desde la fuente hasta las interfaces reflectoras y desde allí hasta el receptor. Cuando se hacen coincidir fuente y receptor en un plano de referencia sísmica común este tiempo se conoce como "tiempo doble".

Bajo estas mismas consideraciones el coeficiente de reflexión de la interfaz "I" es:

$$R_{i+1} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}, \quad Z_i = \rho_i \cdot V_i$$

Para tener idea del orden de magnitud, puede considerarse que cuando en una interfaz se produce un incremento del 10% en la velocidad y del 5% en la densidad, por ejemplo:

$$V_1 = 3000 \text{ m/s}, V_2 = 3300 \text{ m/s}$$

$$\rho_1 = 2,2 \text{ gr/cm}^3 \text{ y } \rho_2 = 2,3 \text{ gr/cm}^3$$

el coeficiente de reflexión en esta interfaz será:

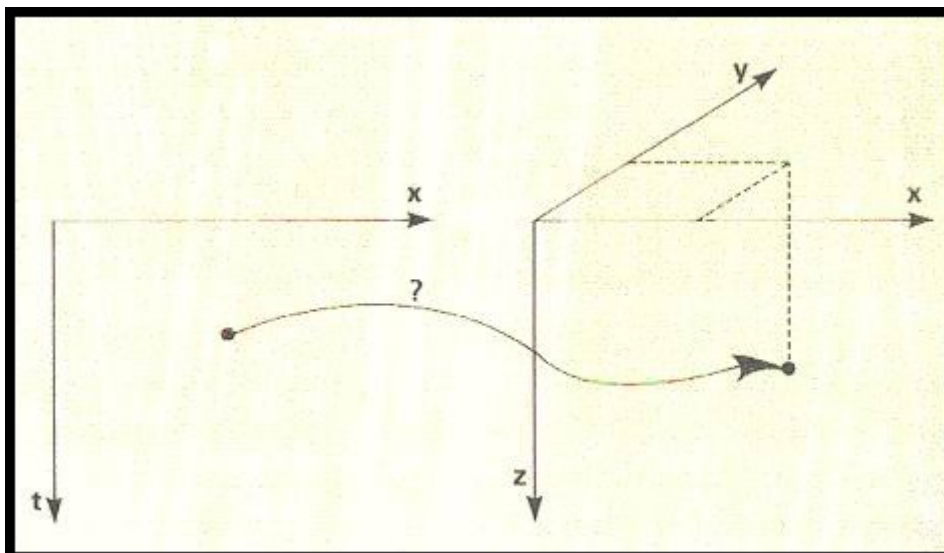
$R_2 = 0,07$  lo que indica que el 7% de la energía incidente es reflejada hacia la superficie mientras que el 93% restante continúa su viaje transmitiéndose al estrato siguiente. El problema "inverso"

Se denomina problema "directo" al que partiendo de la columna litológica termina en la traza sísmica.

Su resolución no es trivial pero resulta comprensible e intuitivamente posible aceptando el modelo de traza sísmica antes enunciado.

Por el contrario el camino inverso, es decir obtener información de la geometría y la litología del subsuelo a partir de la traza sísmica, resulta más complejo y para resolverlo es necesario tener bien claras las limitaciones del método que se utiliza.

Cuando se analiza una traza sísmica o un conjunto de ellas como en el caso de una sección sísmica, se estudian "eventos en escala de tiempo" y se pretende obtener como resultado "información del subsuelo en profundidad". Es precisamente aquí, al individualizar un evento sísmico cuando surgen los dos problemas básicos a los que se enfrenta el intérprete: ¿Se corresponde con un evento geológico? Y en tal caso, ¿Cuál es su posición en el espacio?



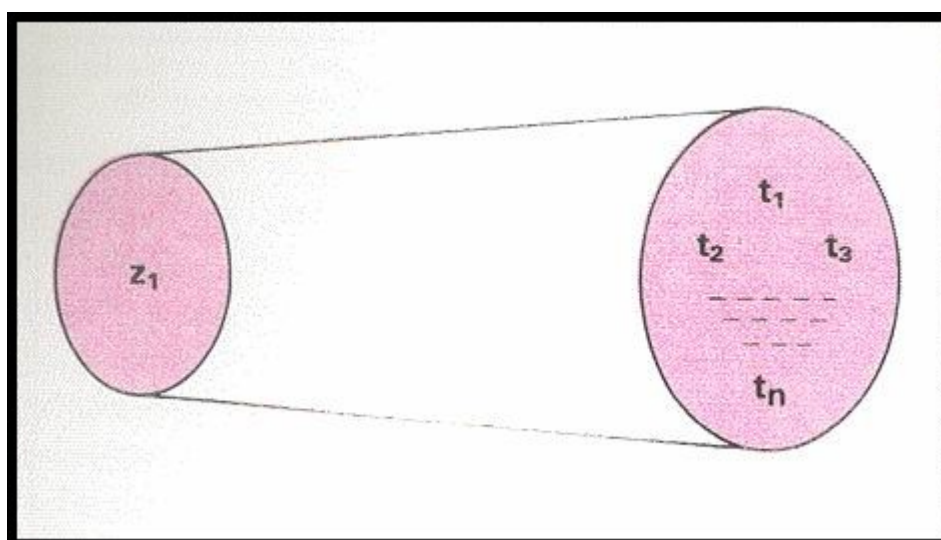
### El problema inverso

Tradicionalmente, la solución a este problema (habiendo eliminado previamente la componente en la dirección del eje  $y$ ) ha pasado por resolver la falta de unicidad en la relación "tiempo – profundidad":

"A una profundidad le corresponde un conjunto de valores de tiempo. Podría decirse que, tantos valores como el producto entre el número de técnicas empleadas para medir el tiempo y el número de leyes de velocidad de que se disponga".

La lista de técnicas para medir el tiempo puede ser interminable; sólo variando la fuente de energía pueden establecerse diferencias significativas entre Vibroseis, dinamita, cordón detonante y cañón de aire, con el agravante de que estas diferencias no son menos significativas si se consideran variantes dentro de un mismo tipo, como por ejemplo cambiar la cantidad de vibradores o sus parámetros de barrido o en el caso de explosivos, el utilizar pozos profundos o pozos múltiples.

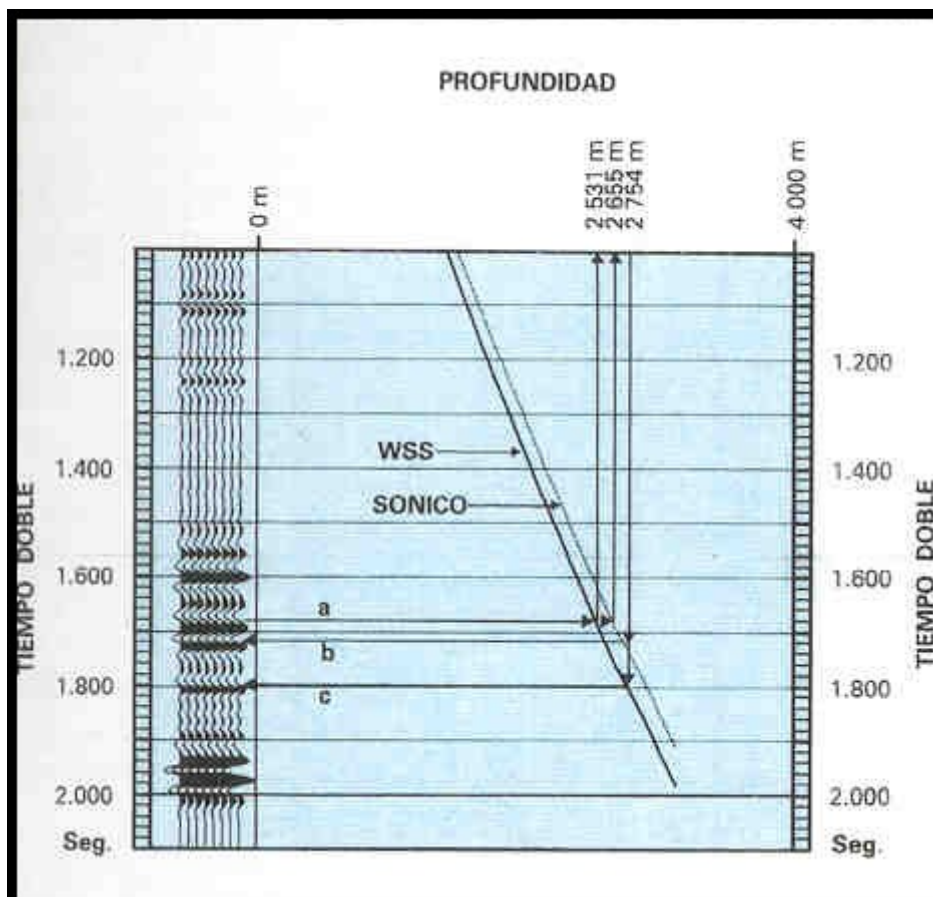
Si se trata de las leyes de velocidad las opciones también son múltiples: refracción, velocidades de stacking, perfil sísmico, sísmica de pozo, etc.



### Falta de unicidad en la relación Tiempo - Profundidad

En la siguiente figura puede apreciarse la ambigüedad que resulta al pretender asignar una profundidad al evento sísmico "a" mediante dos leyes de velocidades de distinto origen. Recíprocamente, la misma ambigüedad aparece cuando se trata de identificar el reflector sísmico correspondiente al evento geológico ubicado a 2754 metros. Como se ve, la duda supera ampliamente el error de un ciclo, comúnmente aceptado, ya que se trata de dos reflectores totalmente independientes, el "b" a 1.720 seg y el "c" a 1.796 seg.

Sin embargo el resolver la falta de unicidad, es decir haber encontrado una ley (z,t) satisfactoria, no debería conformar al intérprete.



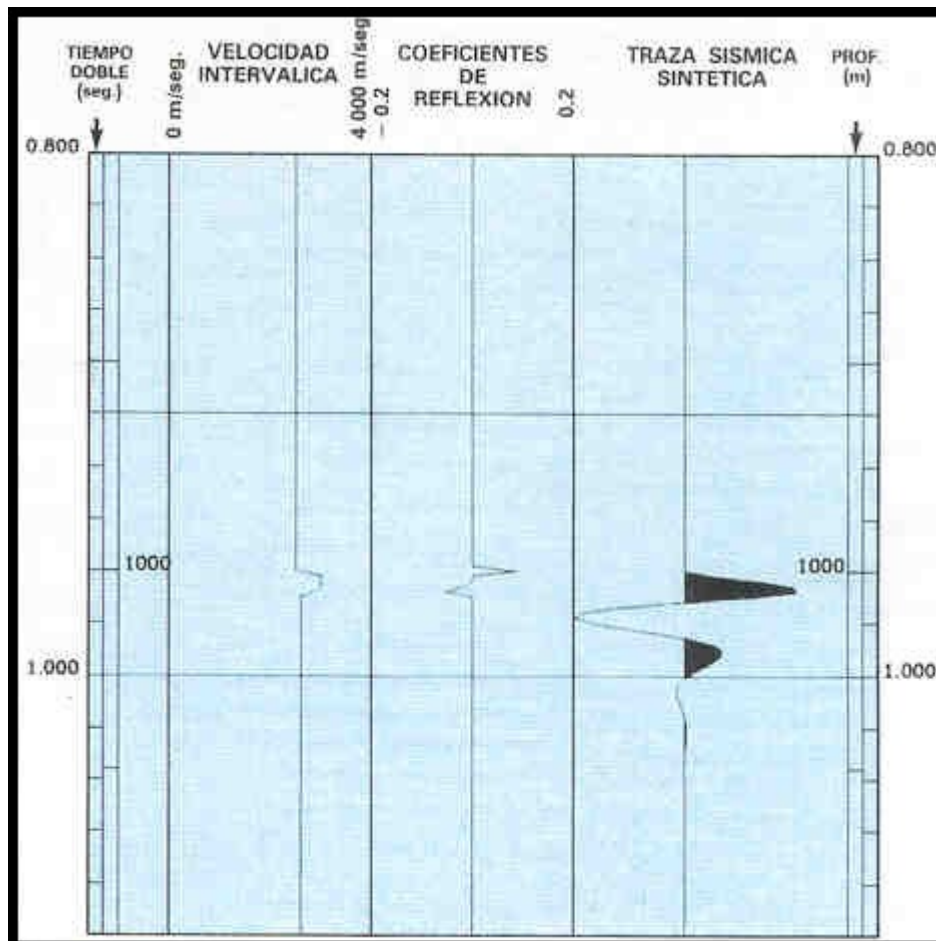
El uso de leyes de velocidad de distinto origen produce ambigüedades en la correspondencia entre eventos geológicos y sísmicos

El problema es en realidad más complejo y puede plantearse como la diferencia existente entre la relación formal "tiempo – profundidad" y otra más práctica y realista que contemple además el sistema de emisión – recepción y la respuesta del terreno frente a la ondícula que lo excita. Es decir, la relación "reflexión sísmica primaria – profundidad", ya que:

"A toda profundidad le corresponde un tiempo, pero no a toda profundidad le corresponde una reflexión sísmica primaria"

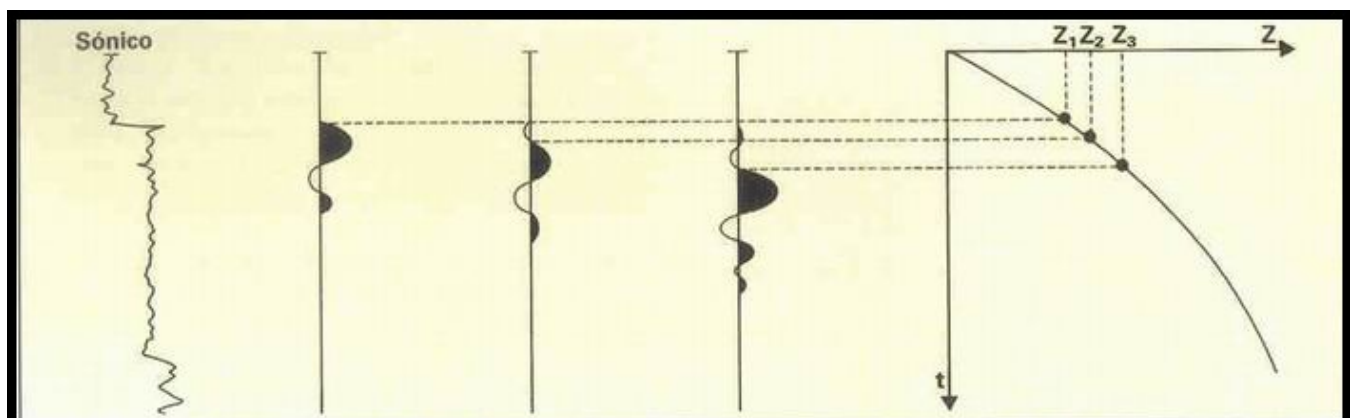
En otras palabras (y citando algunos ejemplos):

- No todo evento geológico es mapeable sísmicamente, como puede observarse en el caso de superposición destructiva, donde aparentemente sólo el techo del cuerpo ubicado a 1000 metros tiene respuesta sísmica.



#### Superposición destructiva

- la relación  $(z,t)$  depende también del tipo de ondícula



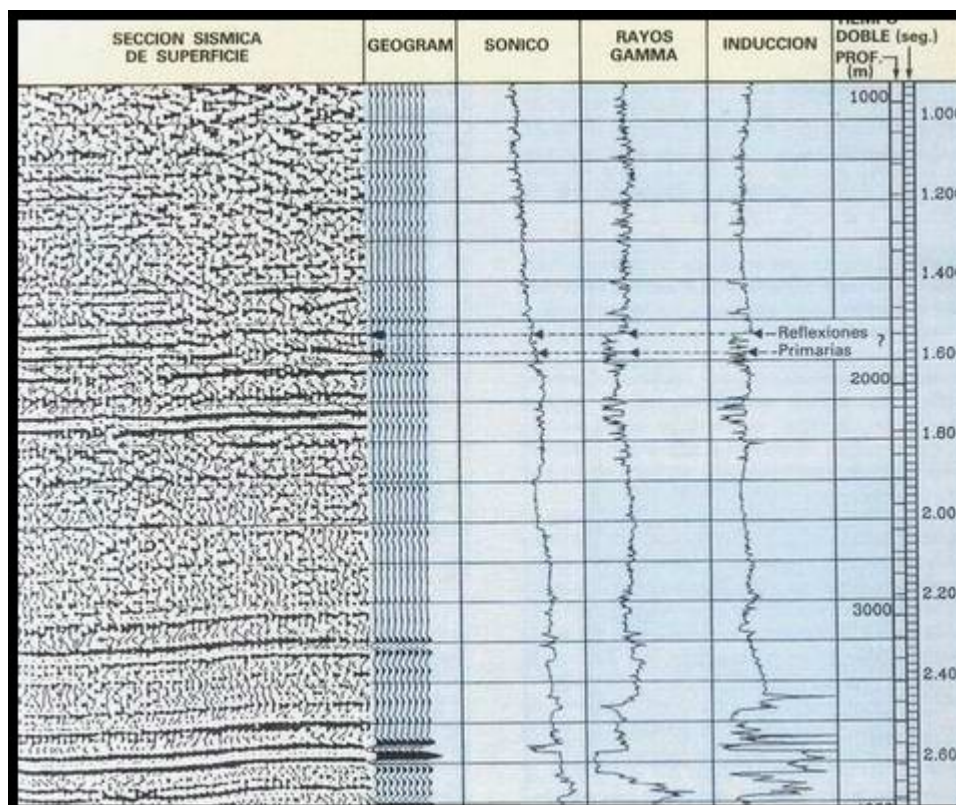
#### La relación Tiempo - Profundidad depende del tipo de ondícula

- no todo evento sísmico tiene una correlación geológica. Si no se tuviera en cuenta esta premisa se podría cometer un error de interpretación al correlacionar los eventos de sísmica de superficie a 1,540 s (valle) y 1,580 s (pico) con los cambios litológicos que a esos mismos tiempos producen variaciones importantes en los perfiles de rayos gamma e inducción, cuando en realidad no existen evidencias de su existencia ni en el sismograma sintético ni en el perfil sónico.



Por lo tanto, si se pretende inferir la geología del subsuelo a partir de la sísmica de superficie, tomando como punto de partida el trasladar la información de pozo sobre dicha sección sísmica, la búsqueda de una ley de velocidad aceptable deberá necesariamente complementarse con otros elementos de trabajo que permitan identificar las reflexiones primarias entre todos los eventos sísmicos que componen una traza sísmica.

Este es precisamente uno de los objetivos fundamentales de la sísmica de pozo.



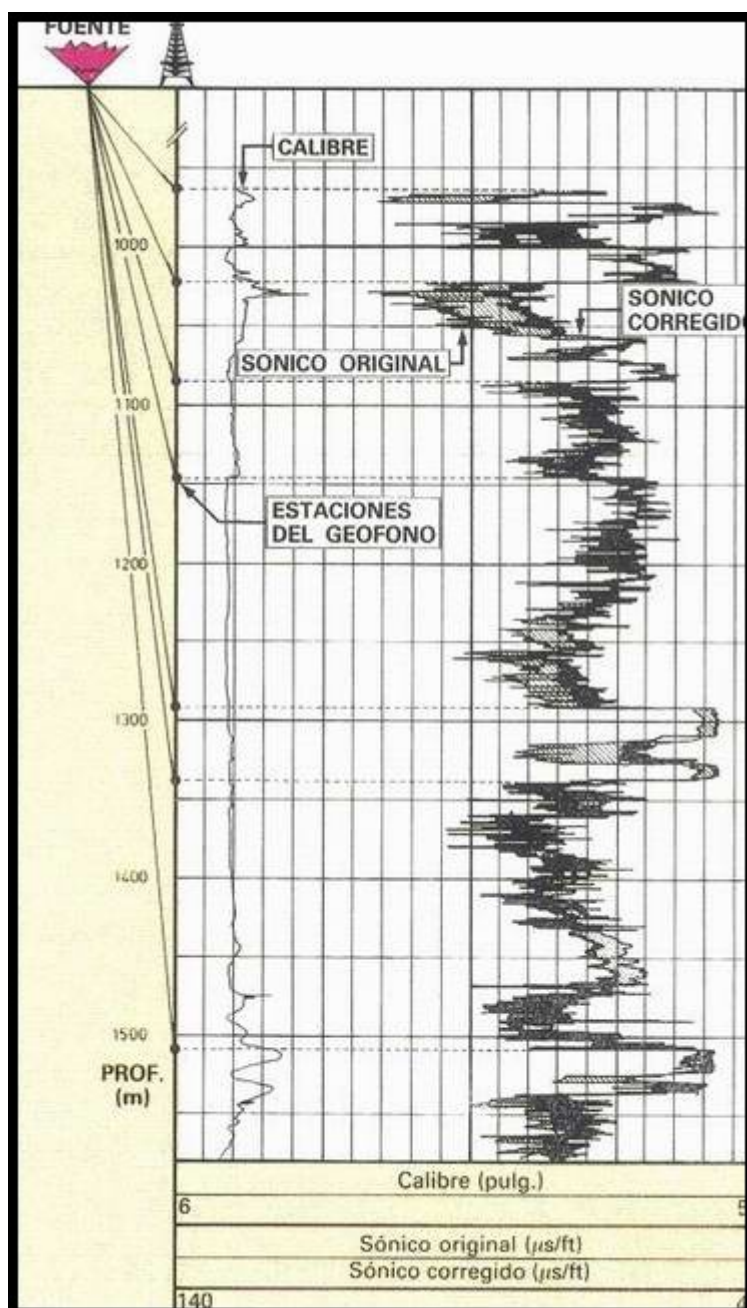
La asociación entre perfiles y sección sísmica sólo a través de una ley de velocidad, puede inducir a errores de interpretación

Si se imagina al subsuelo estratificado por interfaces definidas por cambios en la impedancia acústica, se puede definir al "dato sísmico" como aquel que resulta de registrar en escala de tiempo, mediante receptores sensibles, una onda compleja que, generada por un microsismo provocado, ha viajado a través de la tierra transmitiéndose y reflejándose en los contrastes de impedancia acústica.

### LEY DE VELOCIDAD UNICA

Para disminuir la ambigüedad en la relación tiempo – profundidad se debe obtener una ley de velocidad única.

Esto se logra calibrando o ajustando el perfil sónico con el registro del tiempo de arribo de la onda "D" directa a distintas profundidades, elegidas de forma tal que permitan dividir al sónico en zonas donde el carácter del perfil es más o menos constante.



#### Prueba de velocidad (WSS. para calibrar al perfil sísmico)

En el gráfico, sobre los perfiles de un pozo de la Cuenca del Golfo San Jorge pueden verse las posiciones elegidas para este registro de sismica de pozo conocido como "Prueba de velocidad" (WSS), como así también la magnitud del ajuste del perfil sísmico al aplicar el proceso de calibración.

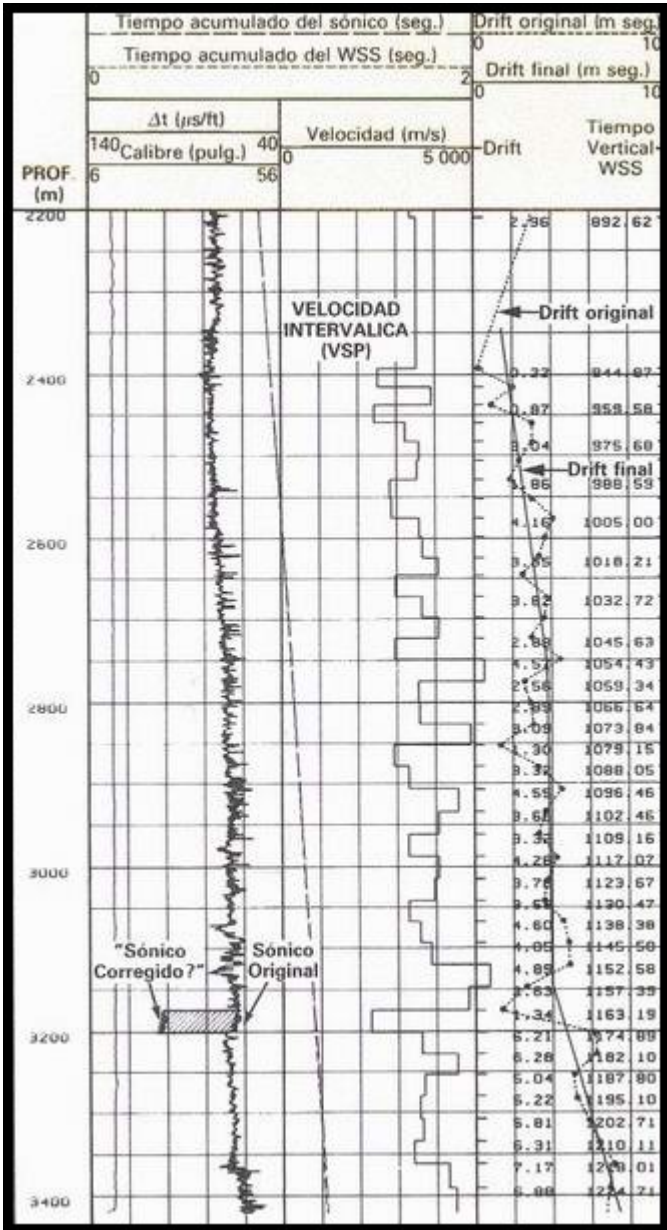
Calibrar el perfil sísmico, puede definirse como un proceso capaz de conferirle un carácter "sísmico", es decir el de un registro en zona virgen de una señal sísmica cuyo contenido de frecuencias está habitualmente en la banda de 10 a 100 Hz, sin quitarle las ventajas de su alta resolución.

Esto permite, en definitiva, contar con una ley de velocidad prácticamente continua, una muestra cada dos milisegundos de tiempo doble, y por ende con una transformación tiempo – profundidad de alta resolución.

El método clásico de calibración pasa por aplicar al perfil sónico las correcciones indicadas por una curva de "drift" obtenida a partir del análisis de las diferencias entre los tiempos registrados mediante la prueba de velocidad y los correspondientes obtenidos del tiempo de tránsito integrado (TTI) del perfil sónico.

$DRIFT = T_{sismico} - T_{sonico} = T_{wiss} - TTI$

Estos "puntos de drift" aparecen graficados para su análisis con círculos pequeños, conjuntamente con el perfil de velocidades interválicas obtenido de la prueba de velocidad y el sónico correspondiente, registrados en un pozo de la Cuenca Noroeste.



Calibración del perfil sónico: construcción de la curva de Drift

El análisis cuidadoso de éstos datos permite concluir que, estrictamente hablando, la prueba de velocidad no calibra al sónico, pues en realidad se trata de un proceso interactivo. Si se aplicara sin dudar el drift positivo que se observa entre 3175 y 3202 metros, debería efectuarse una corrección en bloque de 55 us/ft resultando el "sónico corregido" que se indica en el gráfico. La simple aplicación del sentido común indica que éste no es un resultado aceptable pues resulta más razonable admitir un error de +/- 2 ms en los tiempos de la prueba de velocidad que un error por exceso de 55 us/ft en las lecturas del sónico, de no existir una falla de la

herramienta. Si por el contrario, se decidiera aceptarlo, se habrían literalmente "inventado" dos reflectores sísmicos.

Este ejemplo muestra claramente que la calibración del sísmico dista mucho de ser un proceso mecánico e implica un riguroso trabajo de análisis e interpretación. Este consiste básicamente en "suavizar" el drift original mediante una curva "promedio" con un concepto sinérgico de interpretación, es decir, elegida de forma tal que satisfaga toda la información disponible, produciendo cambios que se ubiquen dentro del margen de error aceptable para cada curva.

De haber un error en la curva de drift el sísmico corregido estaría afectado en la misma proporción.

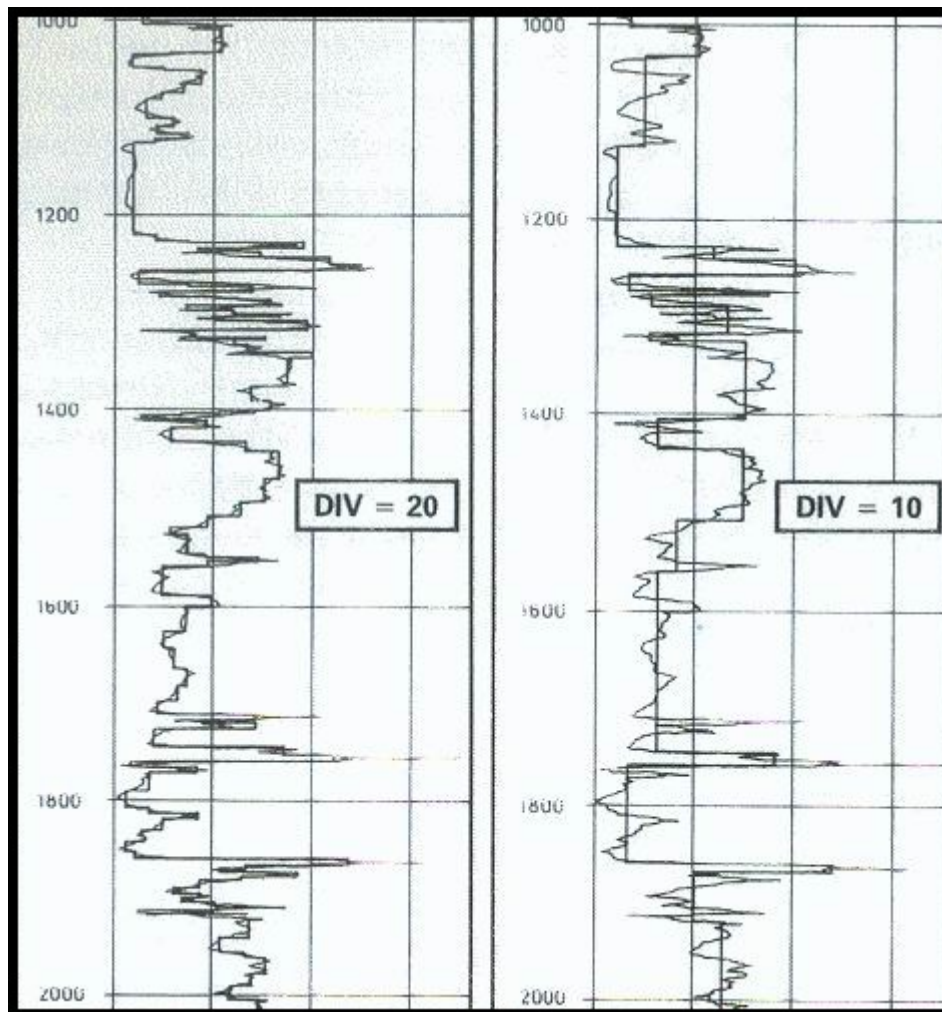
Por esta razón la investigación en este campo se ha propuesto minimizar la probabilidad de error desarrollando una técnica menos subjetiva: el método de calibración de sísmico por modelado 2D iterativo llamado "Calife".

Este nuevo método hace uso de las técnicas de partición en bloques ("squaring" o "zoning") utilizadas para identificación de litofacies. Estas permiten dividir el perfil en zonas donde sus lecturas varían suavemente. En el caso del perfil sísmico, estas zonas, también llamadas bloques, pueden verse como estratos de velocidad constante.

La metodología empleada para calibrar el sísmico es la siguiente:

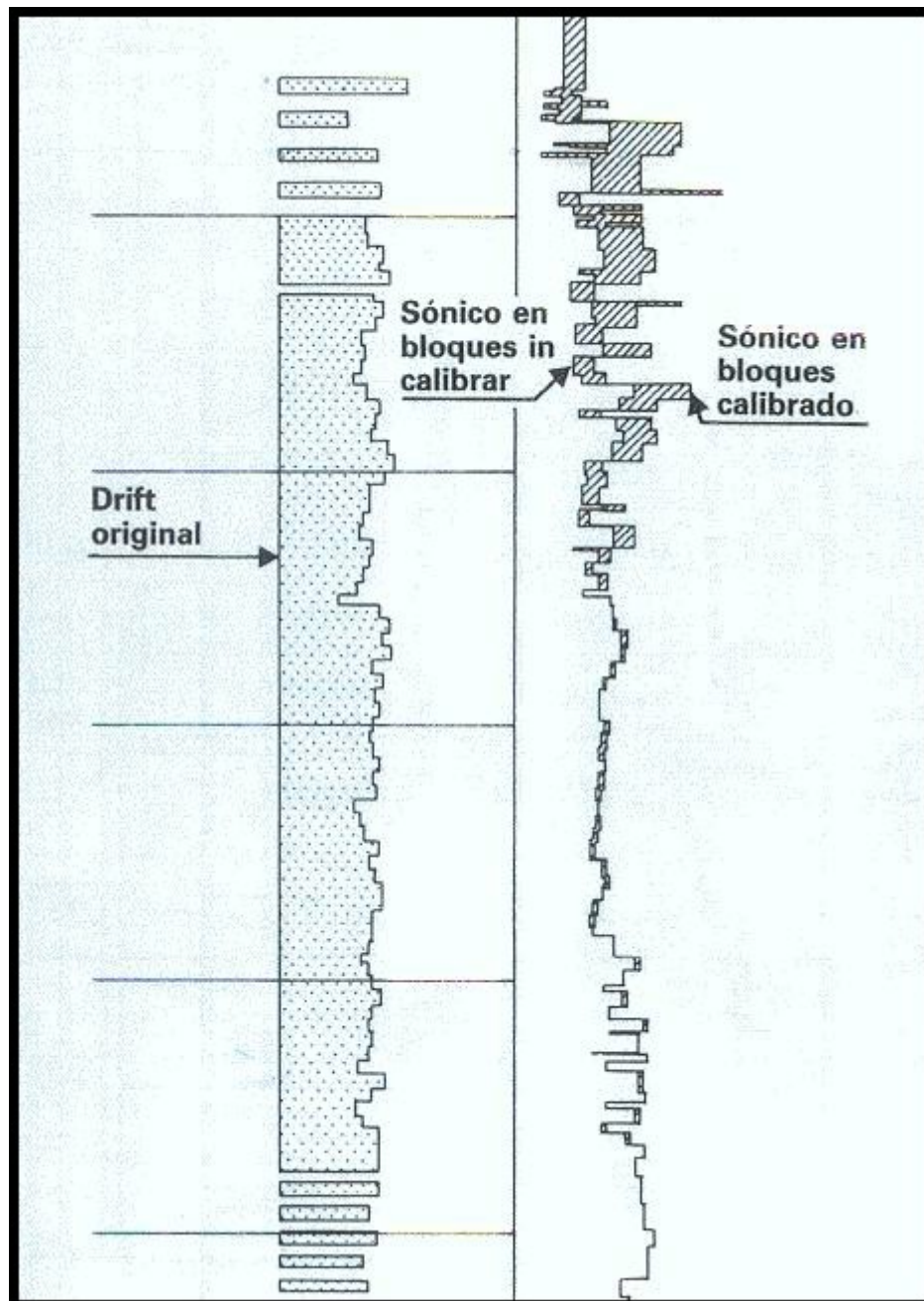
- Se toma como solución inicial un modelo de estratificación en capas planas, definido por el sísmico en bloques, siendo cada bloque un estrato. El analista tiene control sobre la zonificación del sísmico a través del parámetro "DIV", cuanto mayor es el valor de éste, menor es la dispersión admitida para los valores del sísmico dentro de cada bloque, menor el tamaño de cada bloque y mayor la discretización del sísmico.





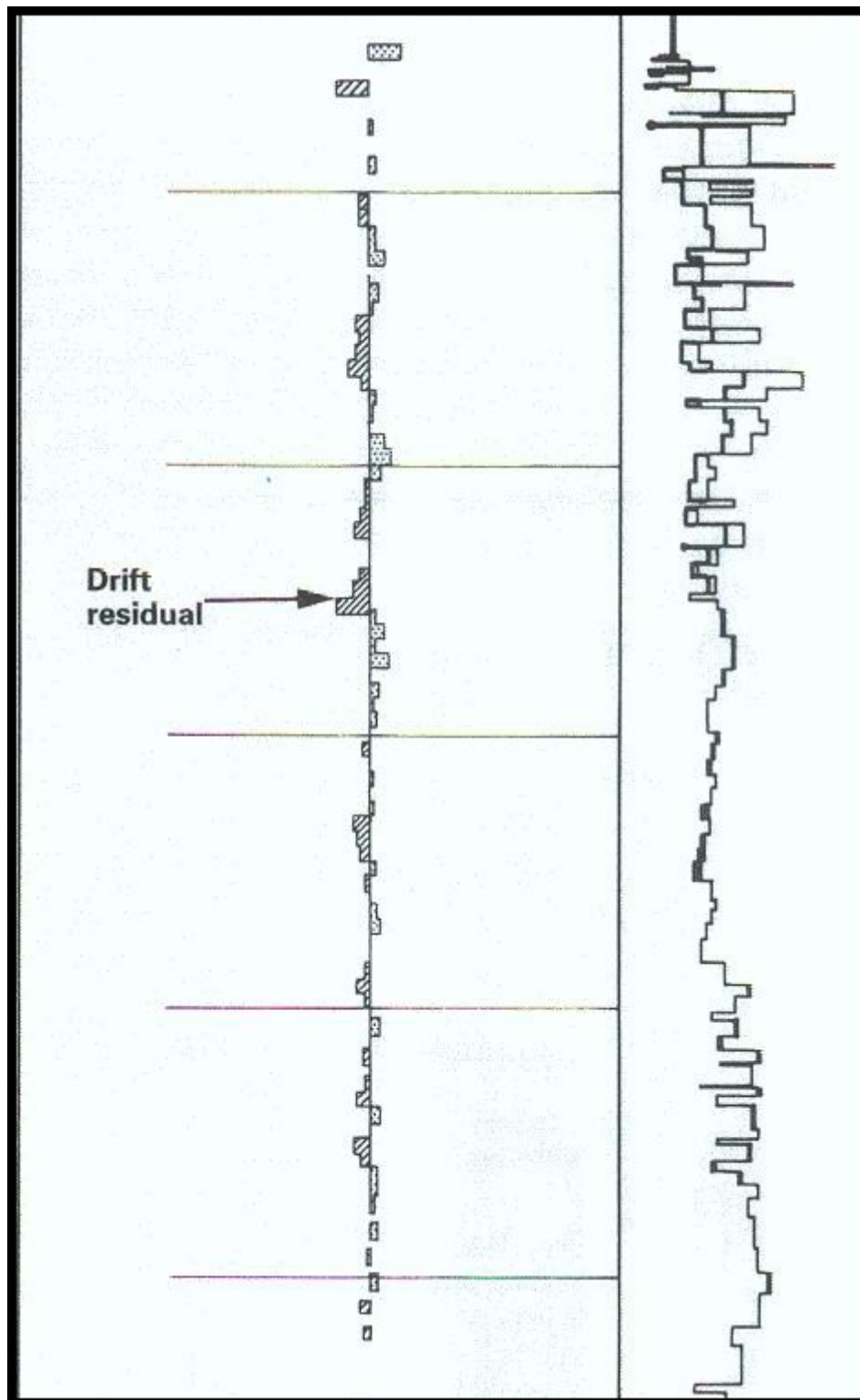
CALIFE: zonificación del perfil sónico

- Se estiman con este modelo, para cada fuente – receptor, los tiempos de arribo directo mediante un trazado de rayos.
- Se calculan las diferencias (drift) entre esos tiempos y los medidos en el registro de campo



CALIFE: calibración iterativa, solución inicial

- Se modifica el modelo inicial iterativamente, cambiando las velocidades intervállicas definidas para cada bloque del sónico, hasta que las diferencias entre los tiempos sintéticos y los registrados sean tan pequeñas como se desee.



CALIFE: calibración iterativa, solución final

El programa "Calife" elimina la posibilidad de inventar reflectores sísmicos, ya que el proceso iterativo sólo modifica las velocidades intervállicas y no afecta la posición de las interfaces, que se suponen bien ubicadas luego del proceso de puesta en profundidad que siempre antecede a toda interpretación computada de perfiles.

GEOGRAM

## Relación sintética " reflexión sísmica primaria – profundidad"

Como se indicó al plantearse el problema inverso, una buena ley de velocidad sólo satisface la relación "formal" entre el tiempo y la profundidad. En realidad la posición en tiempo, e inclusive la existencia "sísmica" de un evento geológico dependen además del sistema de emisión – recepción empleado y de la respuesta del terreno a la ondícula que lo excita.

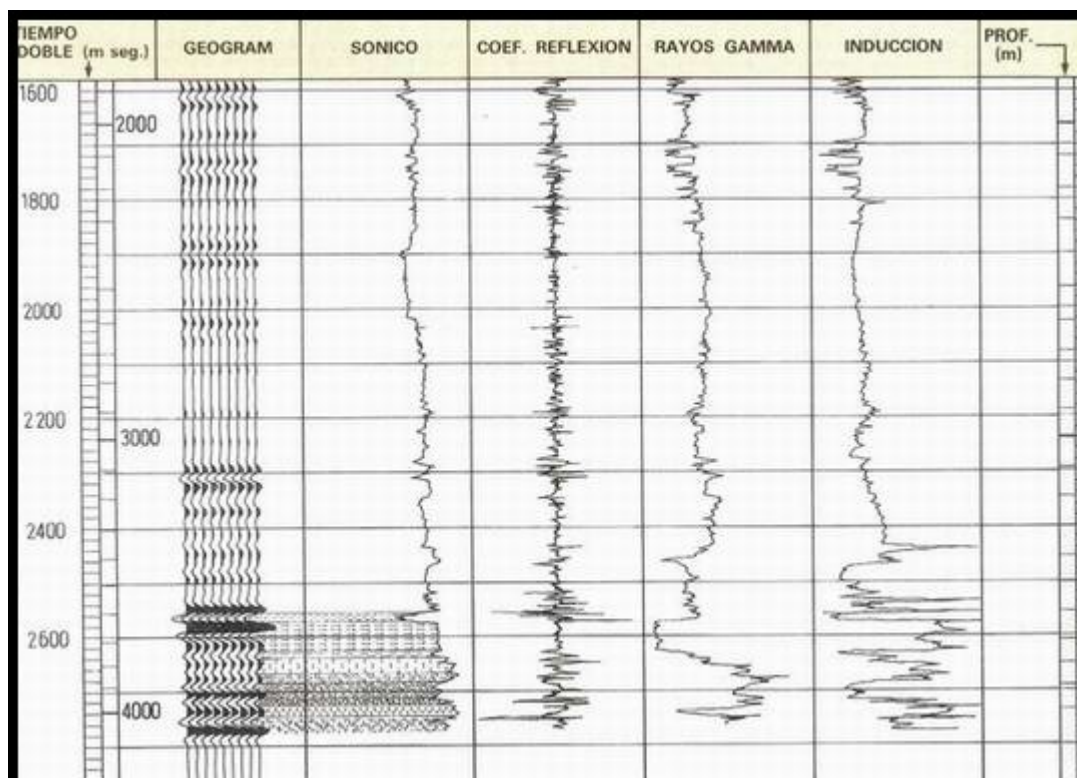
Haciendo uso del modelo de traza sísmica visto previamente, el procesamiento Geogram hace intervenir todos estos elementos para obtener un sismograma sintético que ayude a la identificación correcta de la posición en tiempo de un determinado evento del que se conoce su posición en profundidad.

### Identificación de reflectores

Un buen ajuste entre el Geogram y la sección sísmica posibilita, con cierto grado de confianza, la transferencia de la información de pozo (pases de formación, litología, perfiles, etc) a la sección sísmica correspondiente.

Para lograr este ajuste, además de contar con los perfiles sínicos y densidad correctamente ajustados, es imprescindible efectuar una cuidadosa elección de la ondícula de acuerdo con los parámetros de registración y procesamiento utilizados para obtener la sección sísmica.

El Geogram, obtenido con los datos del mismo pozo de la Cuenca Noroeste permite, mediante una correcta identificación de las reflexiones sísmicas primarias, transferir la información del perfil de control geológico a la sección sísmica correspondiente.



### Identificación geológica de los reflectores

#### Modelado Geosísmico

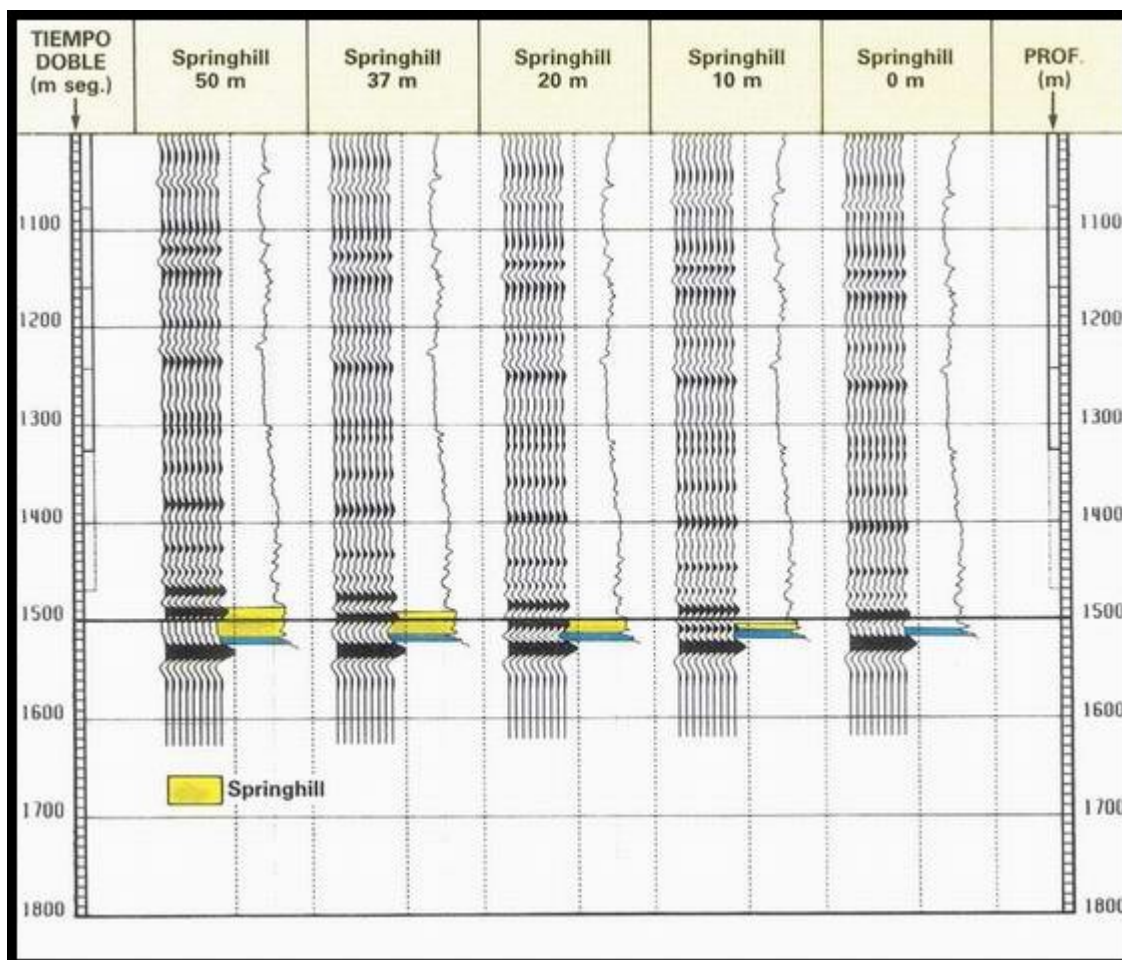
Una vez identificada la respuesta sísmica de un determinado evento geológico es posible intentar extrapolar la información de pozo analizando la variación lateral de dicha respuesta. Un ejemplo del uso del Geogram para



extrapolar información se presenta en el modelado geosísmico realizado sobre un pozo de la Cuenca Austral, a partir del cual fue posible encontrar una relación entre "espesor de capa" y "forma de onda".

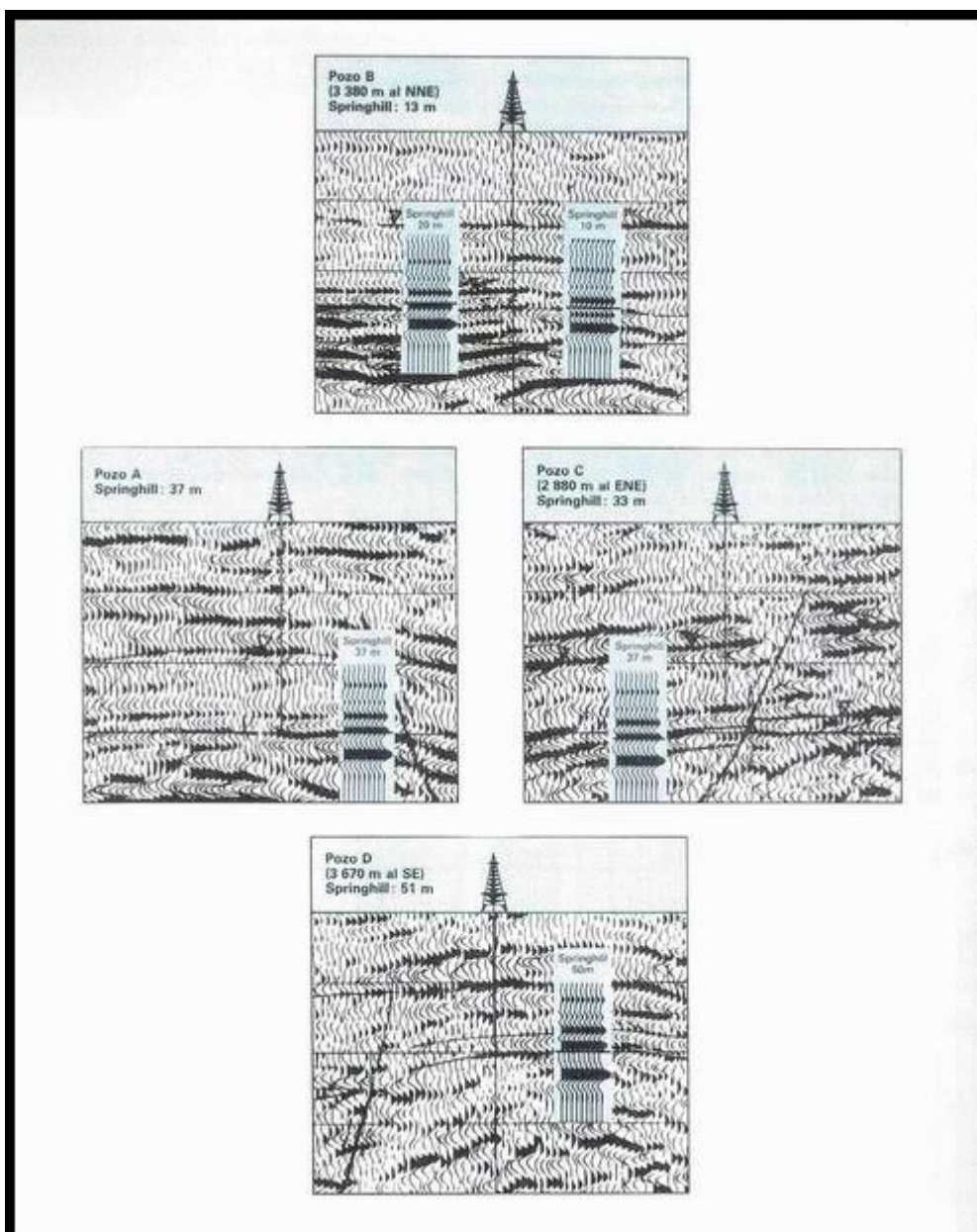
El modelado geosísmico consiste en considerar los perfiles sónico y de densidad como una función de aquellos parámetros cuya incidencia en la respuesta sísmica se desea analizar, para luego modificarlos, variando uno o más parámetros según un modelo establecido. Recalculando el sismograma con los perfiles así obtenidos, puede establecerse una relación entre los valores de los parámetros modificados y el sismograma sintético.

En este ejemplo el parámetro sobre el que se trabajó fue el espesor de la formación Springhill. Se generaron perfiles sónicos por simple compresión o expansión del perfil original, es decir suponiendo que el "formato" sónico no cambia. El resultado es una relación "forma de onda vs espesor" que permite predecir espesores de Springhill mediante la sísmica de superficie.



**Modelado Geosísmico: el perfil sónico registrado corresponde al espesor de 37m.**

Para comprobar la efectividad del método en el siguiente gráfico se indican los espesores medidos en tres pozos ("B", "C" y "D") con sus correspondientes respuestas sísmicas, perforados con posterioridad al pozo "A" donde se realizó el modelado.



**Predicción de espesores mediante modelado Geosísmico. Las distancias y acimuts indicados, son relativos al Pozo A y los espesores de Springhill son los medidos en la correspondiente perforación.**

## VSP

### Relación sísmica "reflexión primaria – profundidad"

El Geogram resulta de gran utilidad en la interpretación de datos sísmicos de superficie, particularmente cuando se lo presenta conjuntamente con los perfiles. Esta presentación permite un manejo dual de la información. Identificado un evento geológico por su formato en alguno de los perfiles, el Geogram permitirá analizar su existencia sísmica y si es el caso entonces, ubicarlo en la sección sísmica. Recíprocamente, todo evento sísmico registrado en superficie podrá ser confirmado o no como reflexión primaria, y si lo es, ubicado en los perfiles.

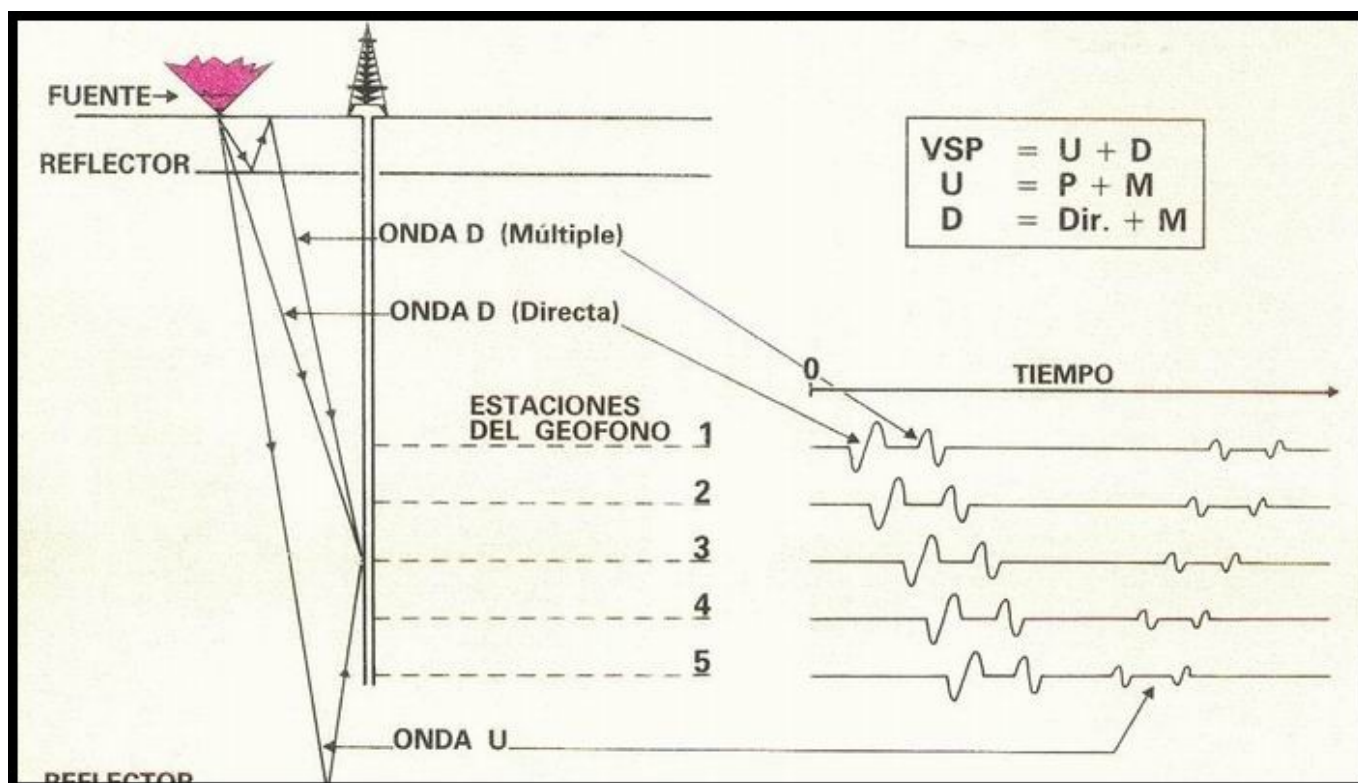
Sin embargo, para que las conclusiones obtenidas sean válidas, se debe tener presente que el Geogram tendrá las limitaciones inherentes a los modelos teóricos que le dan origen.

Como se vio, estos modelos suponen la estratificación horizontal del medio, la incidencia – emergencia vertical del rayo sísmico, el conocer el tipo de ondícula, etc y se encuentran además, limitados por la extensión del pozo, es decir, sólo son capaces de suministrar información sobre los estratos atravesados por el pozo, pero no de los ubicados por debajo de él.

Una forma de independizarse de estas limitaciones es utilizar una técnica que comprenda la adquisición de nuevos datos sísmicos independientes de la sísmica de superficie, y que cumpla con el requisito impuesto al Geogram de obtener una traza sísmica de reflexiones primarias. Esta técnica es el Perfil Sísmico Vertical (VSP).

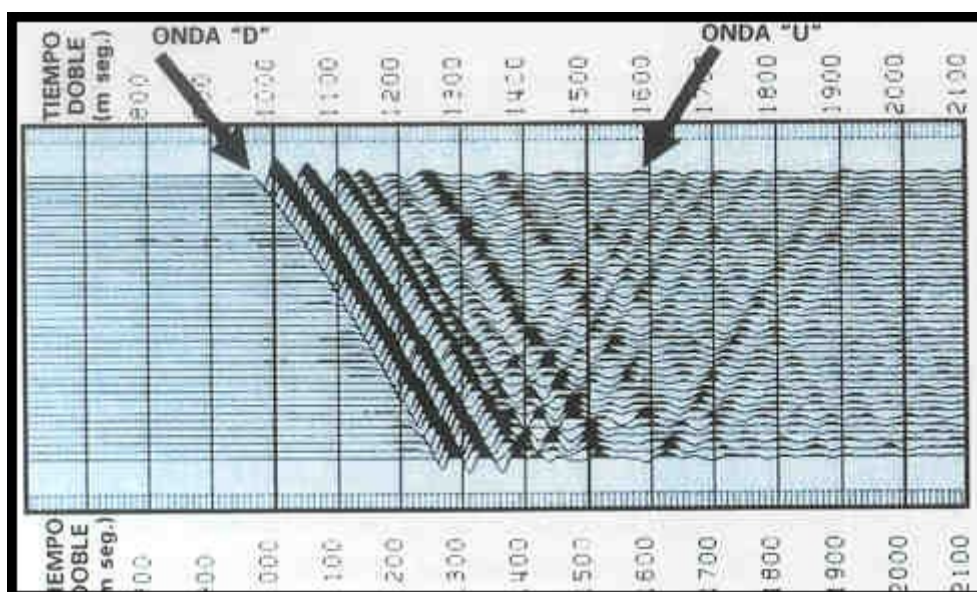
El VSP es una evolución de la Prueba de Velocidad donde se analiza no sólo el arribo directo sino la onda completa, generalmente 3 o 4 segundos de registro y donde las estaciones del geófono están equiespaciadas en unas pocas decenas de metros o en el espesor correspondiente a unos pocos milisegundos de tiempo de tránsito integrado (TTI). Habitualmente, un registro de 3 segundos cada 30 metros o 7 milisegundos de TTI.

El campo de ondas presente en un VSP puede dividirse en dos grandes grupos: los eventos sísmicos que llegan al geófono desde arriba hacia abajo, ondas "D", y los que lo hacen desde abajo hacia arriba, ondas "U".



Perfil Sísmico Vertical (VSP)



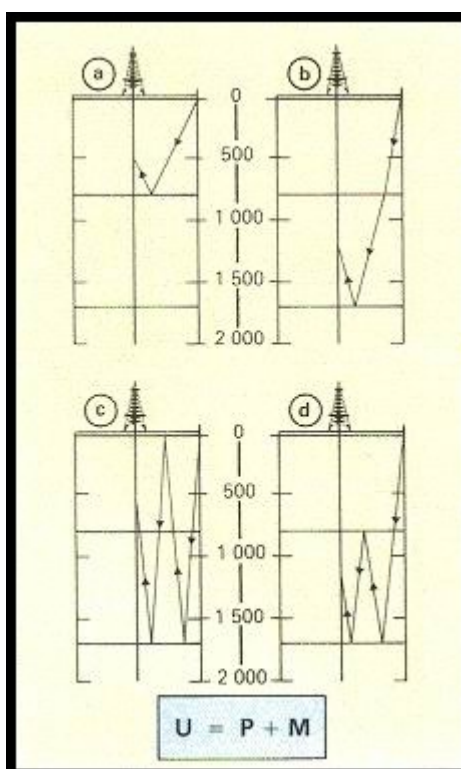


### Registro de campo ("Stacks") de un VSP

El campo de ondas "U" es a su vez comparable, en cuanto a su estructura, a un registro sísmico de superficie, es decir que los eventos de reflexión registrados pueden separarse en reflexiones primarias y múltiples.

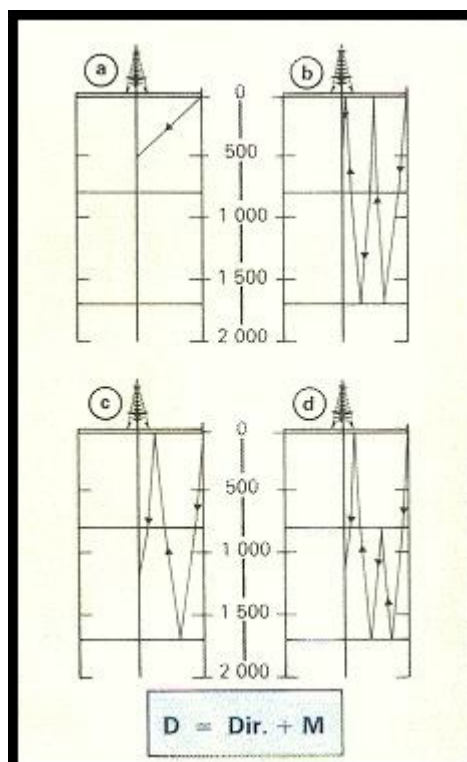
El campo de ondas "D" puede a su vez subdividirse en dos partes fundamentales, el arribo directo y reflexiones múltiples.

Una conclusión inmediata que surge del análisis de la estructura de las ondas "D" es que en ellas no existen reflexiones primarias. Esta es quizás, la característica cinemática más importante del VSP, pues para negar su validez, debe recurrirse a situaciones estructurales exóticas.





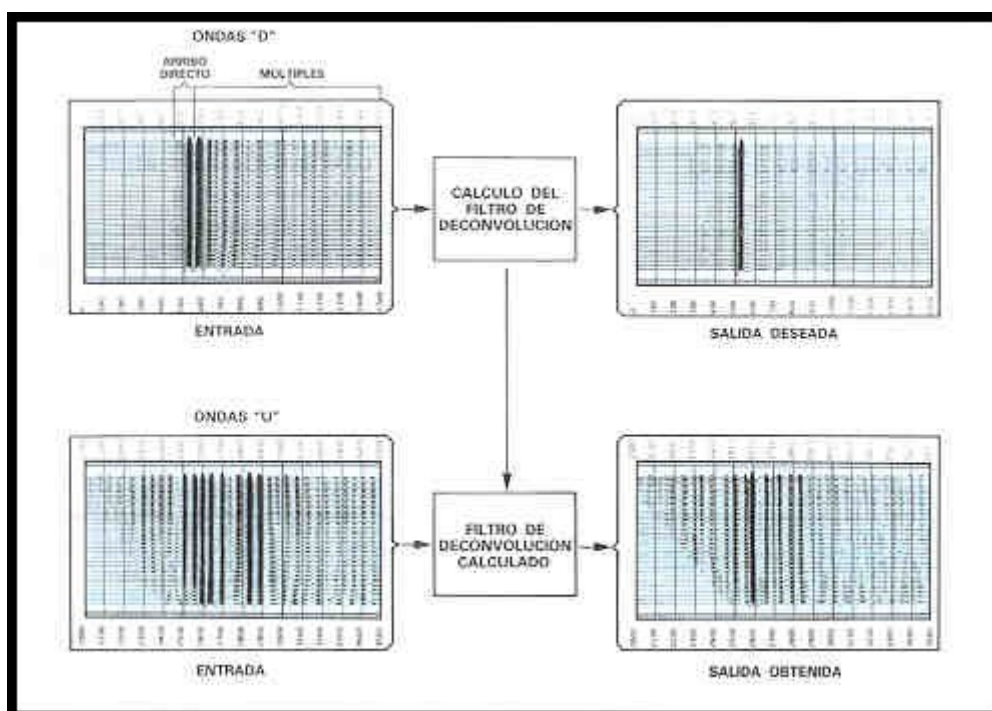
Ondas ascendentes ("U"): básicamente primarias más múltiples



Ondas descendentes ("D"): básicamente arribo directo más múltiples

Si se separa en sus dos componentes el campo total de ondas registrado en un VSP, y se alinean los eventos que reflejados en la misma interfaz alcanzan el receptor ubicado a distintos niveles, se obtendrán dos registros complementarios. Uno el de las ondas "U", al igual que la sismica de superficie en escala de tiempo doble, compuesto de reflexiones primarias más múltiples generadas por encima y por debajo del nivel al que se encuentra el receptor y otro el de las ondas "D" compuesto del arribo directo más múltiples generadas por encima de la posición del receptor.

Luego, si para cada estación del receptor se diseña sobre el registro de ondas "D", un filtro de deconvolución para atenuar múltiples, es decir un filtro al que entre la onda "D" completa y del que salga sólo el arribo directo, y se lo aplica al registro de las ondas "U" correspondiente, se obtiene como resultado, un registro compuesto casi exclusivamente de reflexiones primarias.



El diseño de un filtro de deconvolución sobre las ondas D, permite obtener un registro compuesto casi exclusivamente por reflexiones primarias.

Las reflexiones múltiples generadas en interfaces cercanas a la superficie, son predominantes en todo registro sísmico de reflexión. Como puede apreciarse, el patrón de múltiples de las ondas "D" es constante para las diferentes estaciones del geófono.

Si se tiene en cuenta que para cada nivel del receptor se dispone de un registro de reflexiones primarias y que, obviamente, un receptor será capaz de registrar como tales sólo las que provienen de horizontes reflectores ubicados debajo de él, se concluye que el resultado final de un VSP significa "ver, sísmicamente hablando, aproximadamente la misma zona desde profundidades diferentes". En consecuencia si se trata de localizar horizontes reflectores, se deberá buscar amplitud, carácter y esencialmente continuidad a lo largo de las trazas de un registro de onda "U" después de la deconvolución.

#### Principales avances introducidos por el VSP:

##### 1. Respecto de observaciones en superficie

- Permite estudiar el proceso de generación y propagación de ondas.
- Un arreglo vertical de receptores atraviesa los ciclos sedimentarios.
- Cuando un dispositivo vertical es ubicado debajo de estratos heterogéneos, el campo de ruidos se reduce significativamente.
- Incremento de la banda de frecuencia.
- La familia de soluciones posibles al programa inverso se reduce considerablemente.

##### 2. Respecto de un sismograma sintético

- Su origen sísmico.
- Determinación de un operador de deconvolución para atenuación de múltiples.
- Ubicación de horizontes reflectores por debajo del fondo del pozo.
- No son necesarias suposiciones sobre estratificación del medio, incidencia – emergencia vertical y/o tipo de ondícula.

### Campos de aplicación del VSP:

#### 1. Exploración y desarrollo

- Calibración de sísmica de superficie: identificación de horizontes reflectores, dentro y por debajo del pozo.
- Determinación de parámetros de procesamiento de líneas sísmicas: velocidades, recuperación de amplitud y deconvolución.
- Identificación de reflexiones múltiples.
- Conversión tiempo – profundidad de alta precisión.
- Determinación de propiedades de las rocas mediante análisis de amplitud, contenido de frecuencias y determinaciones de anisotropías de velocidad.
- Estimación de un perfil de impedancia acústica ( $p. 1/ Dt$ ) por debajo del fondo del pozo.

#### 2. Perforación

- Predicción de profundidades de horizontes reflectores.
- Predicción de condiciones geológicas adversas a la perforación.
- Se exponen a continuación algunos casos particulares que ejemplifican las posibles aplicaciones.

### Calibración de sísmica de superficie

El objetivo del programa de sísmica elaborado para este pozo de la Cuenca Neuquina, fue identificar con precisión los reflectores sísmicos asociados con las formaciones Quintuco y Vaca Muerta con el propósito de eliminar la ambigüedad en la interpretación de la sección sísmica de superficie correspondiente, provocada por el hecho de no poder precisar la polaridad de dicha sección.

La interpretación conjunta de perfiles y VSP permitió alcanzar el objetivo con certeza, e identificar además del basamento, los pases de formación:

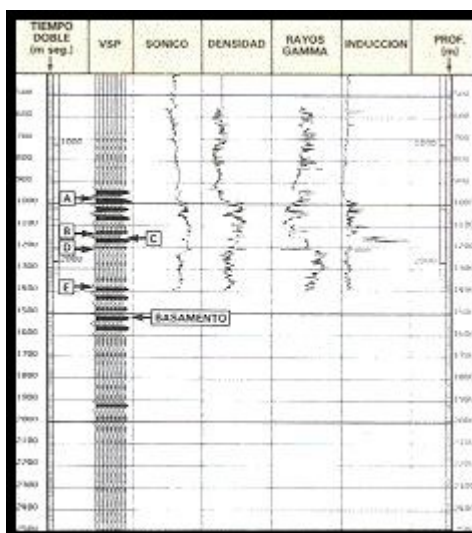
A: Quintuco

B: Vaca Muerta

C: Tordillo

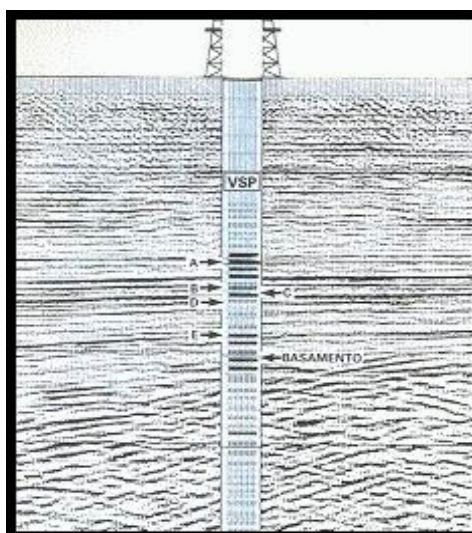
D: Grupo Cuyo

E: Pre – Cuyano



La interpretación conjunta de perfiles y VSP permite una identificación cierta de los reflectores perforados

Correlacionando el VSP con la sección correspondiente se pueden trasladar fácilmente estos resultados a los datos de sísmica de superficie.



El VSP es el nexo entre el pozo y la sísmica de superficie

En particular, la convención de polaridad resulta evidente al comparar el VSP con los perfiles sónico y de densidad.

En este caso particular, los pases de formación coinciden con contrastes de impedancia acústica. Sin embargo, esto no puede adoptarse como regla general, y una correcta interpretación debería incluir un análisis más detallado que permita determinar exactamente cual es el camino litológico o línea de tiempo asociado con cada reflexión primaria.

### Predicción por debajo del fondo del pozo

Predecir el acontecimiento de un determinado evento es a diario motivo de dedicación de los científicos en casi todos los campos del conocimiento humano. Como tal, la prospección sísmica de hidrocarburos no puede escapar a la regla; la obtención o confirmación de un modelo geológico, a partir del procesamiento y análisis del dato sísmico, lleva implícita una predicción.



Numerosas y sofisticadas técnicas de interpretación y procesamiento sísmico, se han desarrollado específicamente con este fin, algunas de ellas englobadas bajo el título "inversión de datos sísmicos".

Entre éstas una de las más destacadas es la obtención de datos sísmicos o de impedancia acústica (densidad por velocidad) a partir de la traza sísmica.

En ciertos casos, partiendo de estos pseudo perfiles es posible elaborar propuestas de perforación más refinadas.

Como se indicó previamente, bajo ciertos supuestos, es posible sintetizar una traza sísmica mediante las expresiones:

$$T(t) = R(t) * O(t)$$

$$\overline{\frac{1}{Z_i}} R_{i+1} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}, \quad Z_i = \rho_i \cdot V_i = \frac{\rho_i}{\Delta t_i}$$

Así calculado,  $R(t)$  es función de la litología. En consecuencia, se entiende por inversión a la capacidad de obtener los coeficientes de reflexión a partir de una traza sísmica o sea:

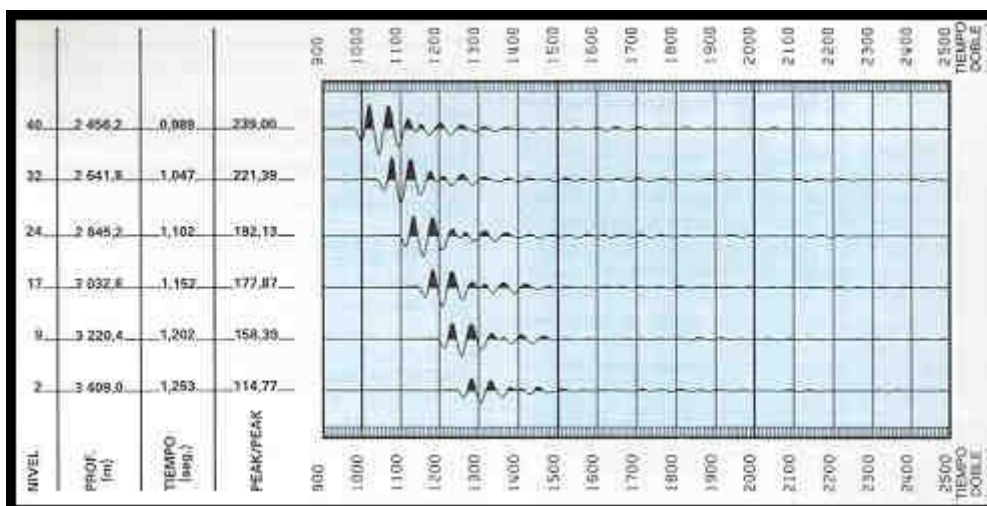
$$R(t) = T(t) * O^{-1}(t)$$

Como puede observarse, calcular  $R(t)$  implica conocer  $O(t)$  y ésta desafortunadamente no permanece invariante durante la propagación. En consecuencia los coeficientes de reflexión serán en posición y magnitud, función de la litología y de la ondícula.

Algunos de los factores que introducen importantes modificaciones a la onda generada en superficie y que deberán indefectiblemente ser estimados para efectuar la inversión son: la atenuación, las reflexiones múltiples (especialmente en las interfaces más superficiales), las interferencias, etc.

Esto constituye una limitación para los registros efectuados desde la superficie en los que la ondícula deberá estimarse conociendo únicamente la traza sísmica.

Las ondas "D", marcan precisamente la principal diferencia entre el VSP y la sísmica de superficie a los efectos de la inversión de datos sísmicos, ya que su análisis permite medir la ondícula con gran precisión, permitiendo saber como se propaga y modifica a lo largo de su viaje a través de la corteza terrestre.

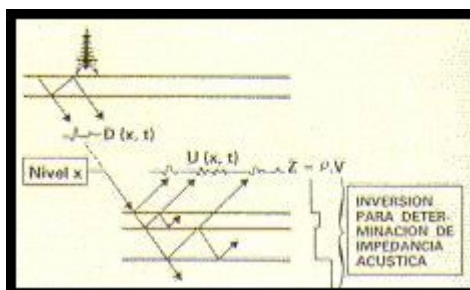


En un VSP la ondícula forma parte del registro y puede separarse (Ondas D)

En esta figura se muestran sólo las ondas "D" para 6 de los 41 niveles. La columna "peak/peak" indica la amplitud entre el pico y el valle del arribo directo en unidades arbitrarias, lo que representa una valiosa información para medir la atenuación de la ondícula.

Una de las mayores ventajas del VSP es entonces la de proporcionar un conocimiento perfecto de las ondas descendentes y su amplitud relativa respecto a la de las ondas ascendentes.

Esto explica porque el método de inversión por modelado iterativo – cuyo principio básico consiste en encontrar los parámetros que den la respuesta sintética que mejor ajuste al sismograma real – parece adaptarse muy bien a la inversión de datos del VSP.



La inversión de un VSP permite estimar un perfil de impedancia acústica por debajo del fondo del pozo.

Para un nivel de adquisición "x", entre los campos de ondas "U" y "D" puede establecerse la relación:

$$U(x, t) = D(x, t) * I(t)$$

Donde  $I(t)$  es la respuesta impulsiva por debajo de "x".

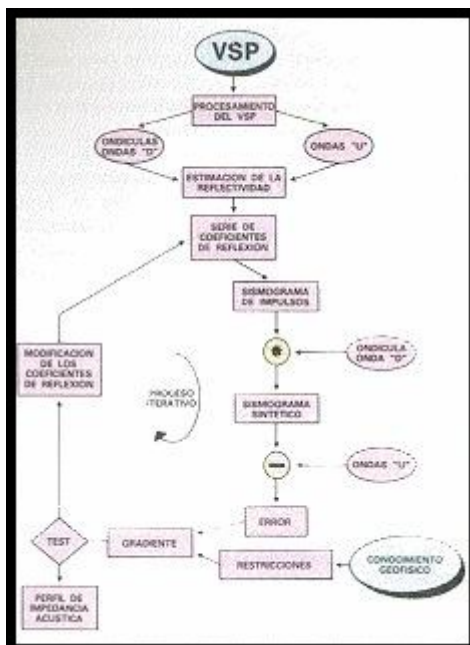
$I(t)$  es una función de los coeficientes de reflexión  $R(t)$  que incluye pérdidas de amplitud y reflexiones múltiples.

Si se estima  $R(t)$  como se indica en el diagrama de flujo de la siguiente figura, puede obtenerse:

$$Z_{i+1} = Z_i \frac{1 + R_{i+1}}{1 - R_{i+1}}$$

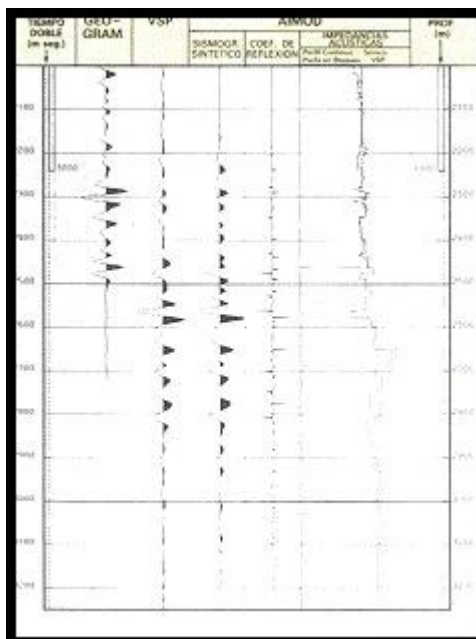
$$Z_i = Z_0 \prod_{j=1}^i \frac{1 + R_j}{1 - R_j}$$

Donde  $Z_0 = \rho_0 \cdot V_0$  es la impedancia acústica al tiempo cero, origen de la inversión, que es un punto que ya ha sido atravesado por el pozo, y por lo tanto, ésta puede calcularse a partir de los perfiles sísmico y densidad de formación.



Proceso iterativo de inversión de VSP para determinación de impedancia acústica

El resultado es un perfil de impedancia acústica discretizado en bloques en escala de tiempo doble. Esta corresponde al mismo pozo de la cuenca Noroeste.



AIMOD: Impedancia acústica estimada a partir de un VSP

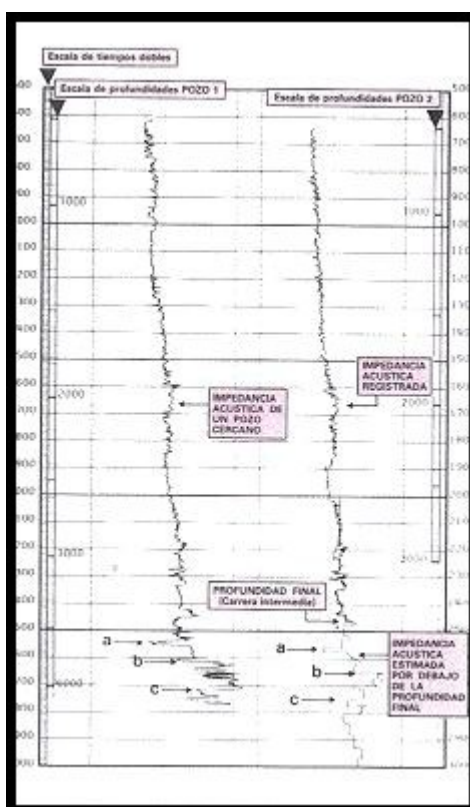
Una característica importante del cálculo es la posibilidad de introducir restricciones, forzando a que la solución pase por puntos establecidos o pertenezca a un intervalo dado, satisfaciendo de esta forma los datos reales de los perfiles en el tramo ya perforado, o el conocimiento geológico de la zona por debajo de él.

La imposición de restricciones reduce considerablemente la familia de soluciones posibles, y permite determinar la tendencia general (contenido de bajas frecuencias) del perfil.

En síntesis esto significa que el perfil producto de los perfiles sísmico y de densidad ha sido extendido por debajo del fondo del pozo y, en consecuencia, las propiedades de las rocas que pueden inferirse de ellos (porosidad, litología, zonas sobrepresionadas, etc), podrán estimarse a partir del perfil calculado.

Si se limita la interpretación a su faz cualitativa, el camino a recorrer pasa por la comparación del perfil estimado con el registrado en un pozo vecino donde las características del perfil resulten familiares y claramente asociables con los objetivos geológicos.

La siguiente figura muestra esta comparación entre el Pozo 2 donde se ha realizado el VSP de predicción en una carrera intermedia de perfilaje y el Pozo 1 ubicado aproximadamente a 5,5 Km del 2, que fue utilizado como referencia para esta interpretación.



Interpretación cualitativa por debajo de la profundidad donde se realizó una carrera intermedia de perfilaje

Resultan así claramente identificables entre otros los eventos a, b y c correspondientes a una arcilita sobrepresionada, una caliza compacta y masiva y una vulcanita con intercalaciones de fangolitas respectivamente.

Ahora bien, se ha efectuado una predicción, pero, si se pretende emplear el VSP como una guía para la perforación del pozo, no es apropiado presentar los resultados en escala de tiempo. Se impone entonces una conversión tiempo – profundidad.



Nuevamente, haciendo uso de los perfiles registrados y del conocimiento geológico de la zona (concretamente registros sísmicos y de densidad de pozos vecinos), es posible encontrar una relación entre la velocidad y la densidad como la propuesta por Gardner  $p = K \cdot V^r$  u otra similar.

Otra opción es el emplear las ventajas de un banco de datos para construir un perfil de densidad por bloques a partir del perfil de impedancia acústica estimado.

Cualquiera sea la alternativa elegida se puede pasar de impedancia a velocidad y con ésta de tiempo a profundidad.

En este ejemplo se utilizó:

$$p_i = 0,32 V_i^{0,25}$$

reemplazando en

$$Z_i = p_i \cdot V_i$$

Resulta

$$Z_i = 0,32 V_i^{0,25} \cdot V_i = 0,32 V_i^{1,25}$$

Con lo cual

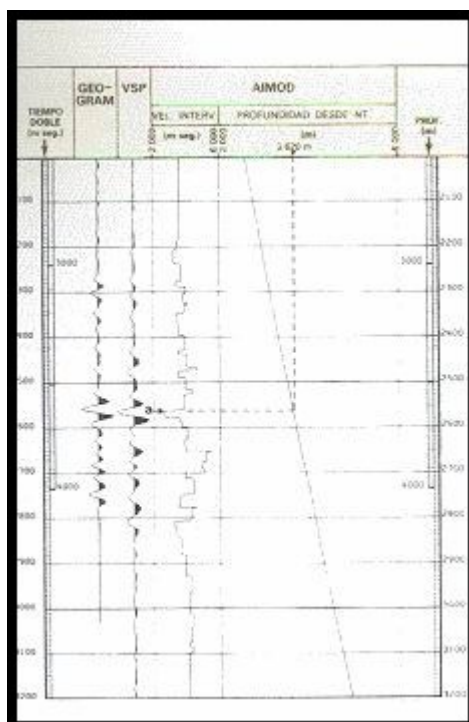
$$V_i = 2,49 Z_i^{0,8}$$

De donde se obtiene

$$P_n = p_o + \sum_{i=1}^n V_i \frac{t_{i+1} - t_j}{2}$$

Donde  $p_n$  es la profundidad al tiempo  $t_n$  y  $p_o$  es la profundidad inicial, origen de la inversión.

La predicción de la profundidad para el tope del evento "a" del gráfico precedente fue de 3620 metros.

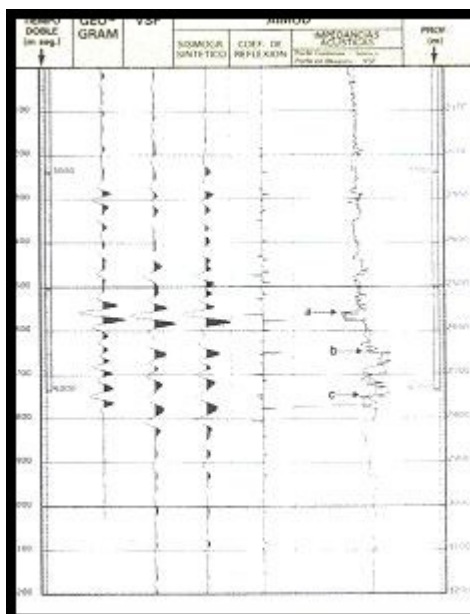


Predicción de la profundidad a partir de la velocidad intevalica estimada con un VSP.

El pozo en cuestión continuó su perforación y todas las predicciones fueron confirmadas. El tope del evento "a" resultó estar ubicado a 3619 metros de profundidad.

### Predicción de condiciones adversas a la perforación

Teniendo en cuenta que el evento "a" es una arcilita sobrepresionada y que la correlación con el pozo cercano, aún en valores absolutos es muy buena, se puede intentar, con la impedancia acústica estimada, una interpretación cuantitativa de la zona sobrepresionada tal como normalmente se haría con un perfil sísmico registrado pero con la ventaja de disponer de él antes de perforar dicha zona.



Confirmación de la predicción. El perfil de impedancia acústica superpuesto al estimado (en bloques) es el registrado en la carrera final de perfilaje.

Para calcular a partir de la profundidad de la zona sobrepresionada "h", el valor de la profundidad de equilibrio "h<sub>e</sub>", es posible estimar la densidad de lodo necesaria para atravesar dicha zona sin inconvenientes, mediante la siguiente expresión:

$$P_m = 0,96 \left[ P_b \left( 1 - \frac{h_e}{h} \right) + \lambda \frac{h'_e}{h} \right]$$

Donde

$r_m$  = densidad del lodo en gr/cm<sup>3</sup>

$r_b$  = densidad total de la formación, promedio entre h y h<sub>e</sub> en gr/cm<sup>3</sup>

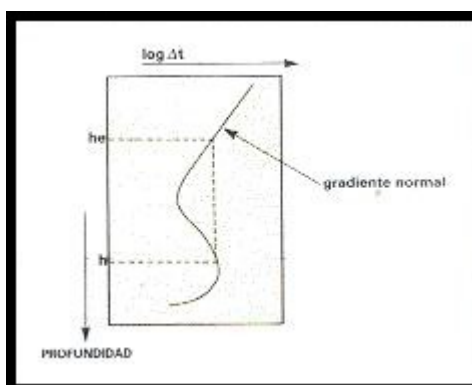
$\lambda$  = gradiente hidrostático en gr/cm<sup>3</sup>

$h'_e$  = h<sub>e</sub> menos el nivel piezométrico

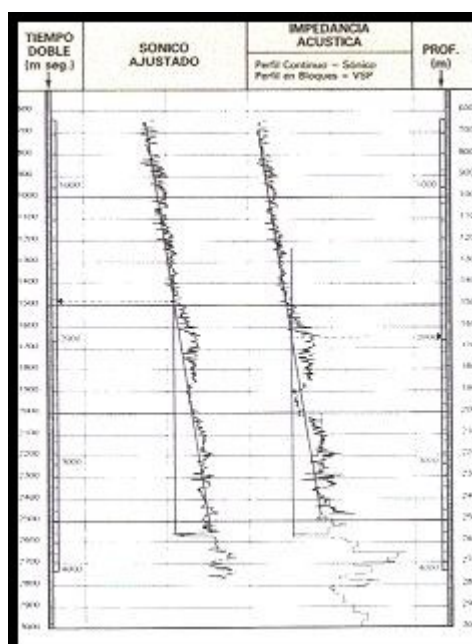
Efectuado este análisis sobre la impedancia acústica resulta

Efectuado este análisis sobre la impedancia acústica resulta

$h = 3620$  m y  $h_e = 2000$  m



Cálculo de la profundidad de equilibrio, h<sub>e</sub>, a partir de la profundidad, h, de la zona sobrepresionada para estimar la densidad óptima del fluido de perforación.



Cálculo de la profundidad de equilibrio,  $h_e$ , sobre el perfil de impedancia acústica estimado y sobre el perfil sónico registrado en la carrera final de perfilaje.

Como la densidad promedio es  $p_b = 2,5 \text{ gr/cm}^3$  considerando que el nivel piezométrico coincide con la superficie y que el gradiente hidrostático es  $0,48 \text{ psi/ft}$  ( $1,1 \text{ gr/cm}^3$ ), la densidad del lodo necesaria para equilibrar presiones resulta:

$$p_m = 0,96 \left[ 2,5 \left( \frac{1 - 2000}{3620} \right) + 1,1 \left( \frac{2000 - 200}{3620} \right) \right]$$

$$p_m = 1,6 \text{ gr/cm}^3$$

El pozo en cuestión continuó su perforación y la densidad del lodo utilizada para perforar esta zona sobrepresionada fue  $p_m = 1,9 \text{ gr/cm}^3$ , mientras que la calculada con el sónico real fue:

$$p_m = 0,96 \left[ 2,5 \left( \frac{1 - 1730}{3620} \right) + 1,1 \left( \frac{1730 - 200}{3620} \right) \right]$$

$$p_m = 1,7 \text{ gr/cm}^3$$

Los valores de  $p_m$  estimados podrían ser mejorados si se contara con una medida de la presión poral en la profundidad " $h_e$ " obtenida mediante una herramienta específica como el RFT.

## EXTRAPOLACIÓN LATERAL

Hasta el momento se han utilizado de la sísmica de pozo sismogramas sintéticos y reales, los cuales tienen una característica común: su análisis se efectúa en una dimensión, la profundidad, " $z$ ", o el tiempo " $t$ ".

Se trata ahora de extender el alcance de la sísmica de pozo a la solución de problemas en dos dimensiones (2D), distancia lateral " $x$ " versus " $t$ " o " $z$ ".

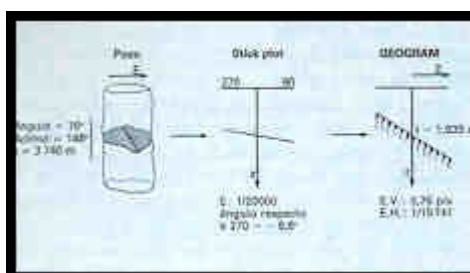
Al igual que antes, se utilizarán tanto perfiles sintéticos como sísmicos.



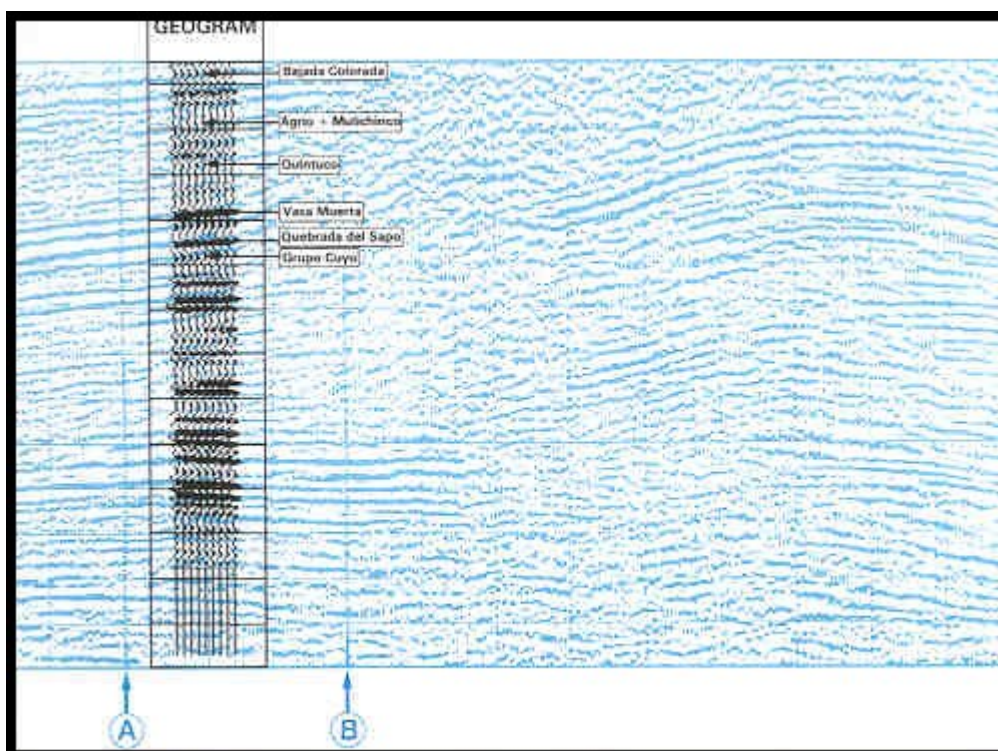
## GEOGRAM modelado con DIPMETER

La aptitud del DIPMETER para medir, mediante perfiles eléctricos, el ángulo y acimut del buzamiento de las capas en el entorno del pozo, lo convierte en una herramienta apta para modelar al GEOGRAM, transformándolo en un producto apto para la calibración de sísmica de superficie en dos dimensiones.

La técnica empleada consiste en seleccionar los buzamientos estructurales y generar trazas sintéticas laterales donde la posición de las reflexiones se modifican según líneas rectas, que resultan de proyectar los buzamientos seleccionados en la dirección de la línea sísmica que se desea ajustar. En particular el gráfico de estas rectas en escala de profundidad se conoce como "Stick Plot"



## GEOGRAM modelado con DIPMETER



Confirmación del origen estructural del efecto de divergencia que se observa entre "A" y "B" a través de un GEOGRAM modelado con DIPMETER

El objetivo del GEOGRAM modelado procesado para el pozo de la Cuenca Neuquina que se usará de ejemplo, fue el de resolver si el efecto de divergencia hacia la derecha que se observa entre "A" y "B" en la sección sísmica, era de origen estructural o sólo el resultado de variaciones laterales de velocidades.

Como puede observarse, el GEOGRAM modelado con DIPMETER presenta el mismo efecto de divergencia.

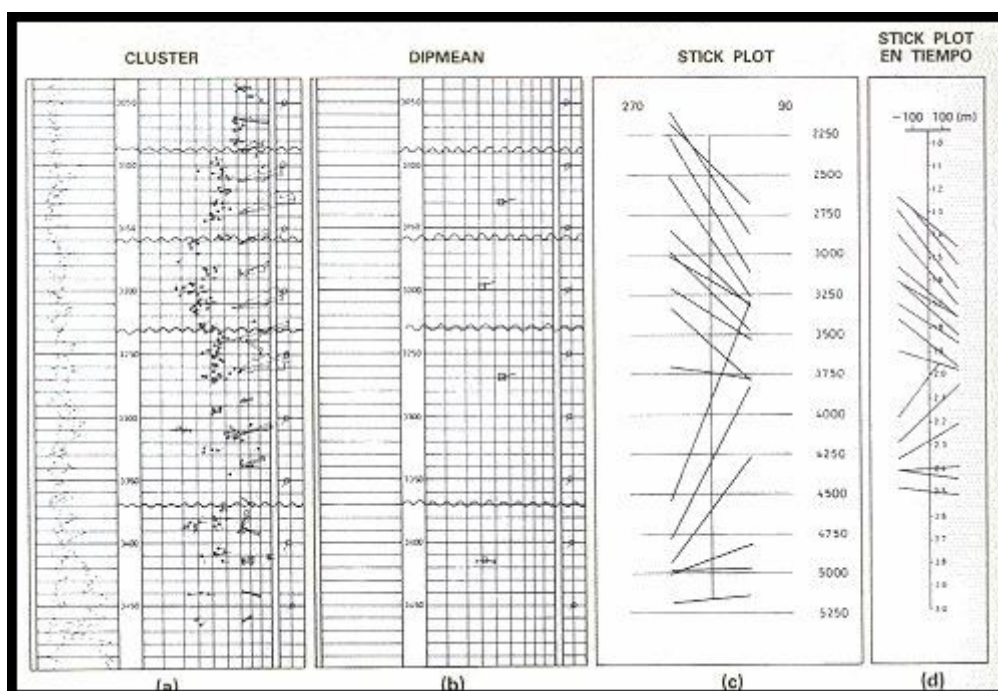
En consecuencia, teniendo en cuenta que los datos de buzamientos fueron obtenidos mediante perfiles eléctricos, que no están afectados por variaciones en la velocidad de propagación de una onda sísmica, puede concluirse que la divergencia observada es efectivamente de origen estructural.

### "Time Stick Plot"

Es la versión en tiempo del Stick Plot, es decir se trata de un programa capaz de graficar la proyección de los buzamientos sobre un plano de acimut dado, pero con unidades de tiempo en el eje vertical. Su construcción puede dividirse en cuatro etapas fundamentales:

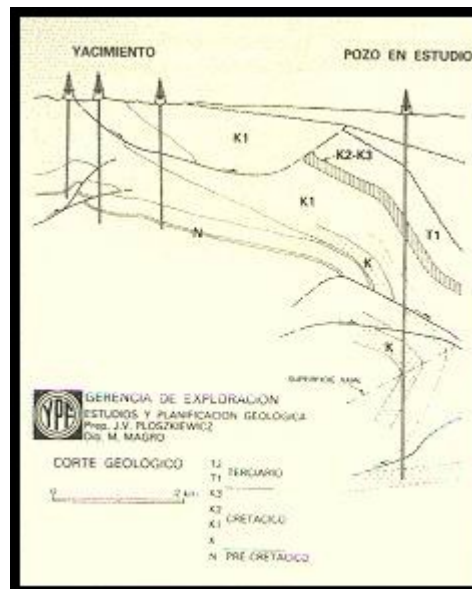
- Zonificado del CLUSTER (HDT) o MSD (SHDT): este proceso consiste en una partición en zonas de buzamiento aproximadamente constante.
- Cálculo del buzamiento promedio (Dipmean) en las zonas determinadas en a)
- Asignación de los valores promedio al tope de cada zona. Se obtiene así la versión especial del tradicional Stick Plot. El acimut elegido es el que corresponde a la sección sísmica en estudio.
- Conversión profundidad – tiempo. Esta etapa se realiza utilizando la ley de velocidad obtenida mediante la calibración del perfil sísmico. Resulta muy interesante ver el efecto de convertir el modelo de profundidad a tiempo sobre las barras (Sticks) más profundas comparando los tramos c y d de la figura que se muestra a continuación. Mientras que graficadas en escala de profundidad dichas barras buzaban hacia el oeste, sus correspondientes en tiempo lo hacen hacia al este. Esto se debe a la variación lateral de la velocidad media a cada barra por efecto de la variación lateral de los espesores. El objetivo del time Stick Plot obtenido con los datos de un pozo del sur de la Provincia de Mendoza fue el de calcular los buzamientos aparentes, es decir aquellos que podrían medirse sobre la sección sísmica.

Los buzamientos, así calculados, se utilizaron para modelar el GEOGRAM, el que sólo así pudo ser correlacionado con la sección sísmica de superficie correspondiente.

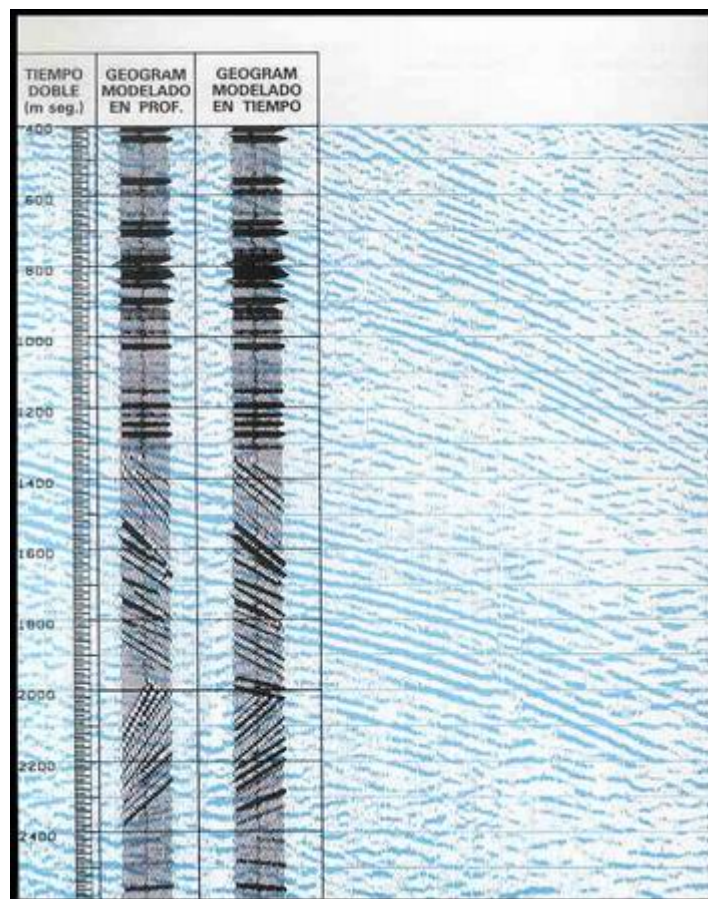


Time Stick Plot: graficación en escala de tiempo de la proyección de los buzamientos sobre un plano (Stick Plot)

Como se ve en el corte geológico de la siguiente figura, se trata de una zona cuya estructura es particularmente compleja.



En este tipo de estructuras, el GEOGRAM y aún el modelado con DIPMETER resultan insuficientes para la identificación de reflectores.



En zonas estructuralmente complejas, el "caracter" de las reflexiones juega un papel importante para efectuar una correlación precisa entre un GEOGRAM y la correspondiente sección sísmica. Notar el rol decisivo de los reflectores ubicados por debajo de 1950 milisegundos.

Puede apreciarse la eficacia del método para modelar el sismograma sintético en el caso de zonas complejas.



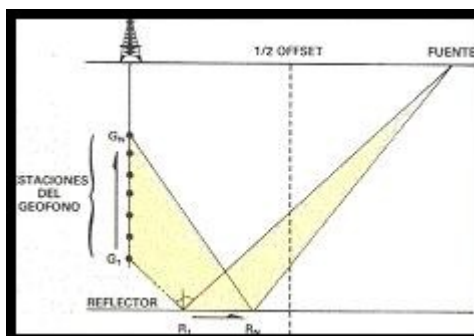
Si se comparan entre sí, y con la sección sísmica correspondiente, el GEOGRAM modelado en profundidad (Stick Plot) con el modelado en tiempo (Time Stick Plot) se obtendrán conclusiones por demás interesantes a favor de este último, particularmente si se analizan detenidamente los buzamientos alrededor de 2,0 segundos y por debajo de 2,4 segundos.

Es importante hacer notar que en este ejemplo los reflectores por encima de 2250 metros aparecen con buzamiento cero ya que el Dipmeter sólo fue registrado por debajo de esa profundidad y no hay datos para modelar el GEOGRAM.

### VSP con fuente alejada de la boca del pozo

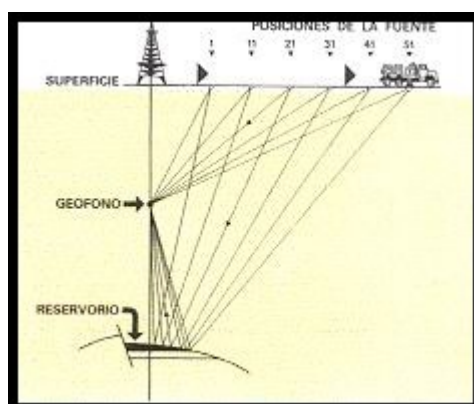
Cuando el objetivo es estudiar la continuidad lateral de los reflectores más allá del entorno del pozo, el perfil sísmico vertical (VSP) es una herramienta muy limitada. La técnica empleada en estos casos es disponer la fuente a cierta distancia ("offset") de la boca del pozo, de manera que los puntos de reflexión se muevan significativamente a lo largo de los reflectores.

En el OSP (Offset Seismic Profile), perfilando como si se tratase de un VSP pero disponiendo la fuente a grandes distancias del pozo, se logra una cobertura lateral de alta resolución horizontal. Usualmente el offset varía entre 300 y 3000 metros y la zona iluminada es del orden de 3/10 de la profundidad del reflector de interés.



### Offset Seismic Profile (OSP)

En el WSP (Walkaway Seismic Profile), la cobertura lateral se logra desplazando sucesivamente la fuente una pocas decenas de metros dejando fija la posición del geófono. Esta operación se repite entre 5 y 11 veces desplazando, cada vez, el receptor unos pocos metros. En consecuencia, un WSP es en realidad un conjunto de mini – OSP.



### Walkway Seismic Profile (WSP)



El tratamiento adecuado de estos datos, apoyándose fundamentalmente en el modelado por trazado de rayos, permite determinar el modelo para delinear la continuidad lateral de una estructura en la vecindad del pozo; este modelo transforma al perfil registrado en una mini – sección sísmica de alta resolución en la dirección pozo – fuente. A esta sección se la conoce como VSPCDP. La obtención de información geológica a partir de esta sección sísmica puede hacerse aplicando las mismas técnicas de interpretación empleadas en sísmica de superficie.

Un importante aporte para esta interpretación es el conocimiento detallado del campo de ondas en un perfil sísmico vertical. Este conocimiento hace posible emplear un método de inversión 2D para obtener el modelo geológico que corresponde a los datos registrados.

Esta técnica de inversión consiste básicamente en emplear el VSP, el DIPMETER, y el conocimiento geológico de la zona, para construir un corte estructural con sus correspondientes velocidades como modelo inicial. A partir de este modelo se genera, por trazado de rayos, un perfil sísmico sintético que se compara con los datos registrados (tiempos de arribo de ondas "U" y "D").

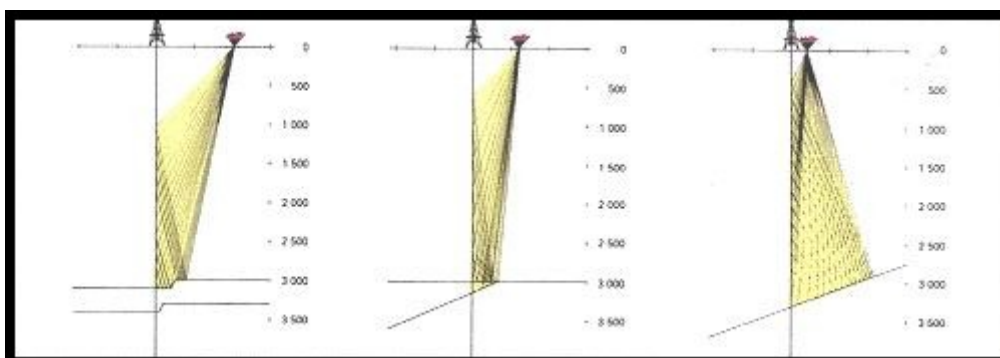
Mediante un proceso iterativo se modifica la forma de las interfaces y/o las velocidades del modelo hasta lograr el ajuste deseado entre los datos sintéticos y los reales.

El modelo así obtenido, se utiliza también para realizar la corrección geométrica (NMO) y migración de los datos sísmicos registrados.

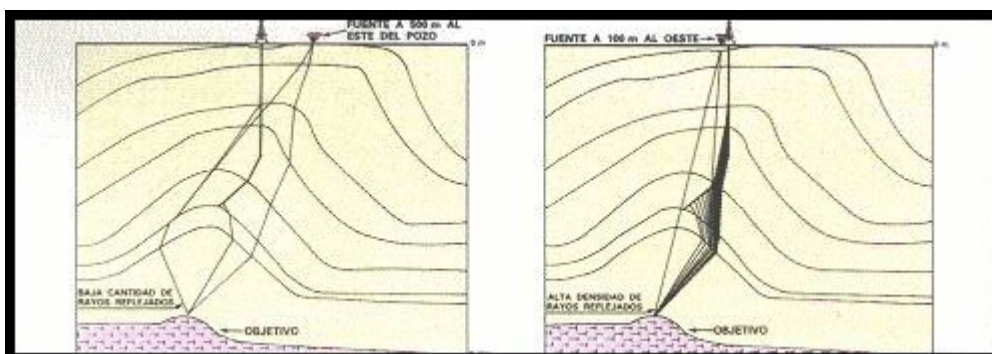
La corrección NMO consiste en quitar el efecto de la geometría del sistema de emisión – recepción, es decir, transformar los datos del dominio del registro a otro donde se supone que "fuente – receptor y punto de reflexión" pertenecen a la misma vertical, tal como aproximadamente ocurre en un VSP.

La migración es una transformación del dominio profundidad – tiempo, en el que quedaron los datos luego de la corrección geométrica, al dominio al que realmente pertenece la sección sísmica registrada, es decir (X,  $T_0$ ). "X" es la distancia desde el punto de reflexión a la pared del pozo (offset) y " $T_0$ " es el tiempo doble entre el reflector y el plano de referencia sísmica.

De esta manera, pueden ser estudiados en detalle: estratos fallados, truncamientos, capas inclinadas, etc, siempre que los datos sean registrados mediante un dispositivo de emisión – recepción adecuado. El trazado de rayos juega un papel importantísimo para el diseño de la geometría del sistema de adquisición de datos. Este diseño es quizás el eslabón más sensible de la cadena que va desde el objetivo buscado al resultado obtenido y probablemente la mayor fuente de abusos en el uso de la Sísmica de Pozo.



Fallas, truncamientos, reflectores buzantes, etc, pueden ser estudiados mediante un OSP o un WSP con una geometría de emisión - recepción adecuada.



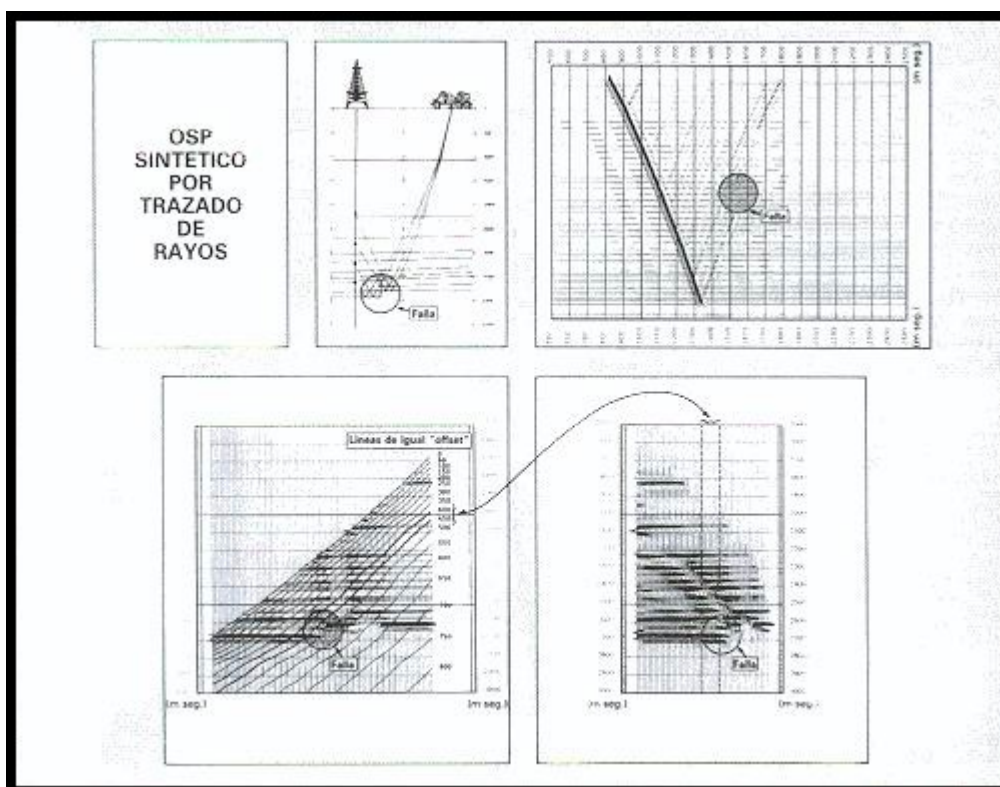
La simulación por computadora del VSP en el caso de estructuras complejas y del OSP o WSP es imprescindible para diseñar el dispositivo de campo adecuado para iluminar la zona de interés.

La introducción del OSP y el WSP incrementa notablemente las aplicaciones del VSP en el área de Desarrollo a la que, precisamente, pertenecen los ejemplos que se exponen a continuación.

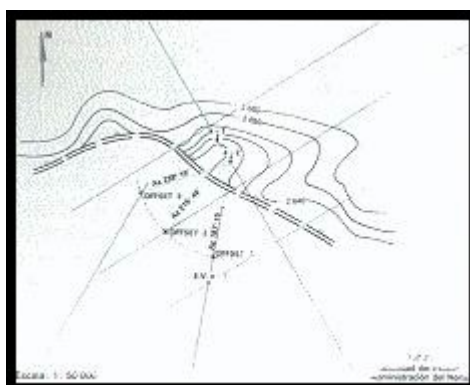
#### Multi – Offset VSP:

El objetivo de este completo registro de sismica de pozo, realizado en un pozo de la Cuenca Noroeste, fue precisar la ubicación de una falla mediante la determinación de tres parámetros: su distancia respecto a la boca del pozo, su dirección y la magnitud del rechazo. Se intentó así definir la extensión del yacimiento para el que esta falla constituye un límite.

El modelado por trazado de rayos y el correspondiente OSP sintético, permitieron conocer las aptitudes, limitaciones y precisión del método para la solución del problema, como así también definir la posición óptima de las fuentes y receptores.

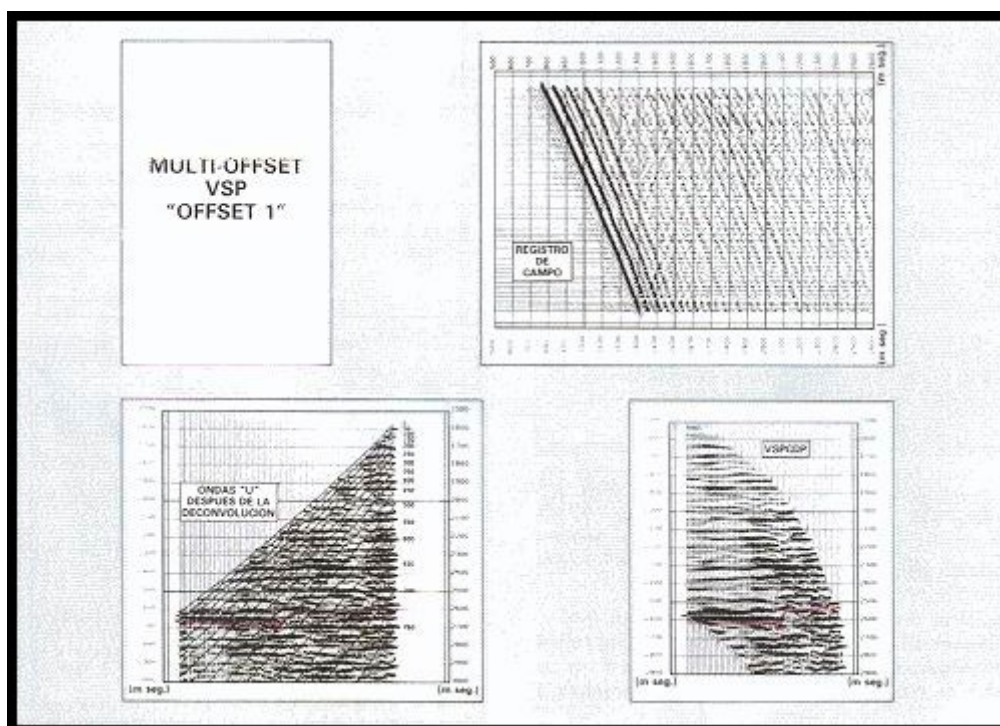


Análisis de las posibilidades del método para resolver el problema y preparación de la operación de campo mediante un OSP sintético por trazado de rayos.



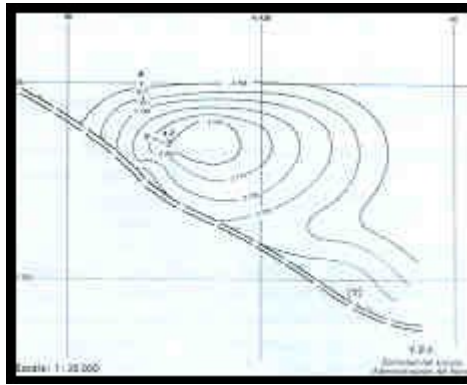
### Multi - offset VSP para definir la posición, el rechazo y la dirección de la falla

La operación de campo consistió en tres OSP a 2000 metros identificados como OFFSET 1, 2 y 3 y un VSP a 100 metros. Se registraron más de 1.000 disparos empleando como fuente un sistema Vibroseis en sólo 48 horas (incluyendo disparos de control con cañón de aire), obteniéndose datos de excelente calidad con un ancho de banda de 2 o 3 octavas.



La interpretación de los resultados del procesamiento de los datos registrados en el OFFSET 1 para la formación de interés (aprox 2,4 seg) permitió ubicar la falla a 460 metros del pozo con un rechazo de 95 metros.

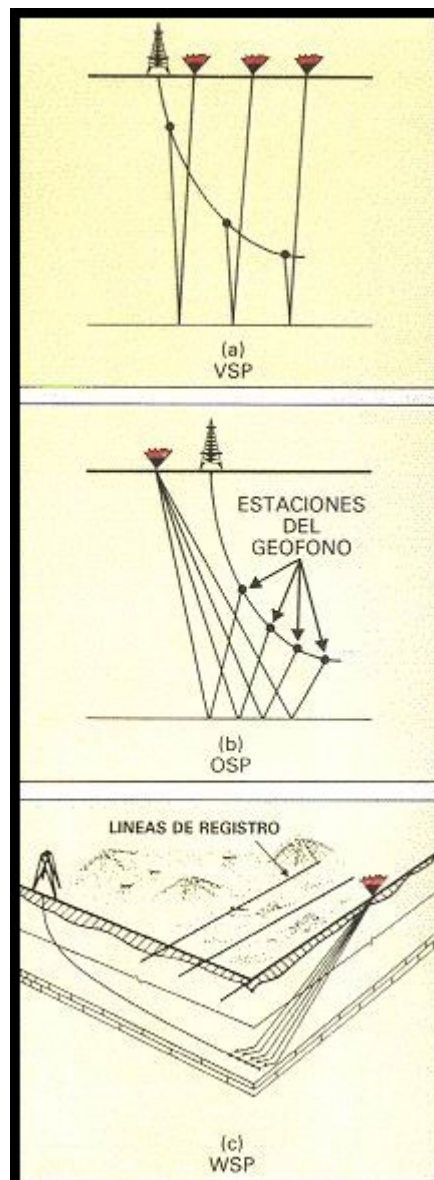
Procediendo en forma análoga con los resultados de las otras dos posiciones, se obtuvo el mapa en profundidad del yacimiento con el nuevo trazado de la falla.



Redefinición del mapa estructural a partir de los resultados del Multi - offset VSP

Perfilaje sísmico en pozos dirigidos

Registros similares a los de las figuras 20, 43 y 44 pueden obtenerse en pozos dirigidos. En todos los casos se obtiene una cobertura lateral excelente.





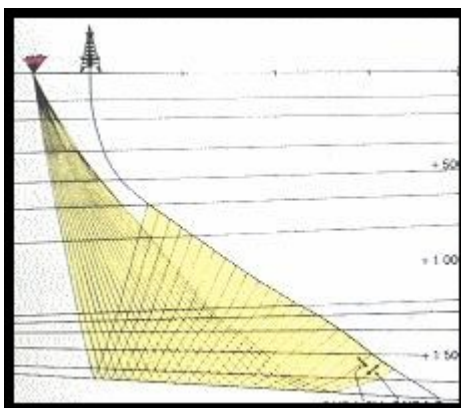
Perfilaje sísmico en pozos dirigidos. Aún con un dispositivo simple (b), la cobertura lateral es excelente

De ser conveniente, estos registros pueden efectuarse montando los geófonos con uniones cardánicas en la herramienta de adquisición, las cuales aseguran que los geófonos se mantengan en posición vertical, cualquiera sea la inclinación de la herramienta. En adelante para referirse a esta forma especial de montar los geófonos, se hablará de Sistema o Dispositivo Inercial.



Sistema de uniones cardánicas (gimbals) para mantener el geófono en posición vertical, independientemente de la inclinación de la herramienta.

El ejemplo siguiente proviene de la Cuenca Austral; corresponde a un OSP registrado utilizando como fuente de cañón de aire sumergido en una pileta ubicada 300 metros a "espaldas" del pozo. Nuevamente aquí, las estaciones de geófono y la posición de la fuente fueron determinadas a través del modelado por trazado de rayos.



OSP en pozo dirigido. El uso del dispositivo inercial optimiza el registro de onda P ascendentes, mientras que el estándar lo hace con el de ondas SV ascendentes.

El objetivo buscado con este perfilaje sísmico en un pozo dirigido desde la costa hacia el mar fue "atar" la información de sísmica de superficie, marina y terrestre. Como referencia la máxima desviación del pozo en este caso es de 55 grados.

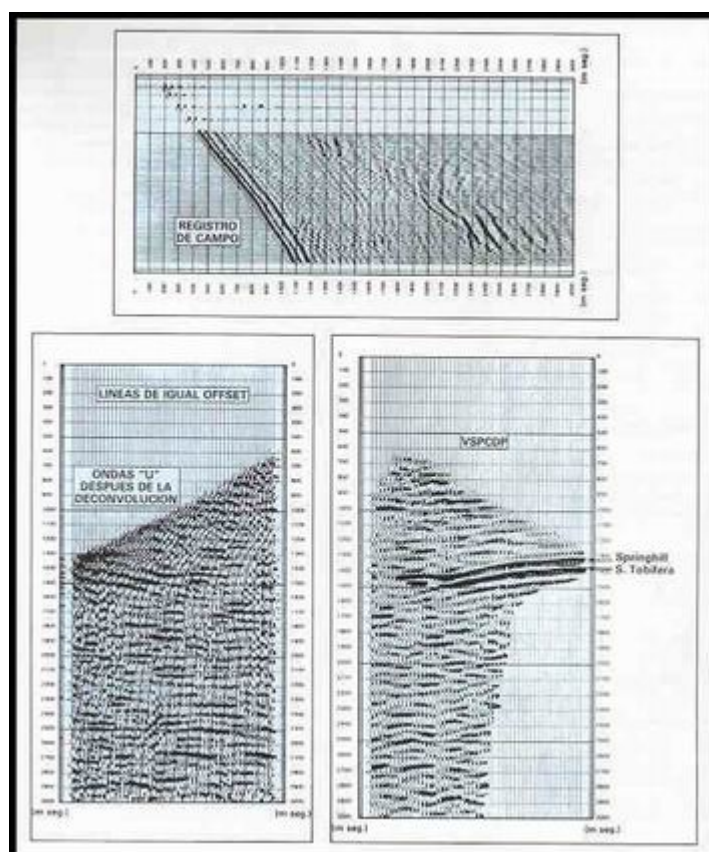
La falta de información sísmica de superficie en este corredor costero de 3 Km de ancho es usual debido a las condiciones desfavorables para la navegación, lo que se traduce en un alto costo de operación.

La obtención de esta información resulta particularmente importante en este caso. De acuerdo con la información marina, el buzamiento de la formación de interés es hacia la costa, mientras que de acuerdo con la información de tierra, el pozo debía atravesar, tal como sucedió, dicha formación a una profundidad mayor a la que lo hizo el pozo vertical ubicado en la misma locación de este pozo dirigido.



El objetivo del OSP fue obtener una sección sísmica, en la dirección del pozo, que permita atar la información marina y terrestre ya disponible.

En la figura siguiente puede verse el registro de campo y el resultado final del procesamiento basado como siempre en el modelo de ajuste óptimo.



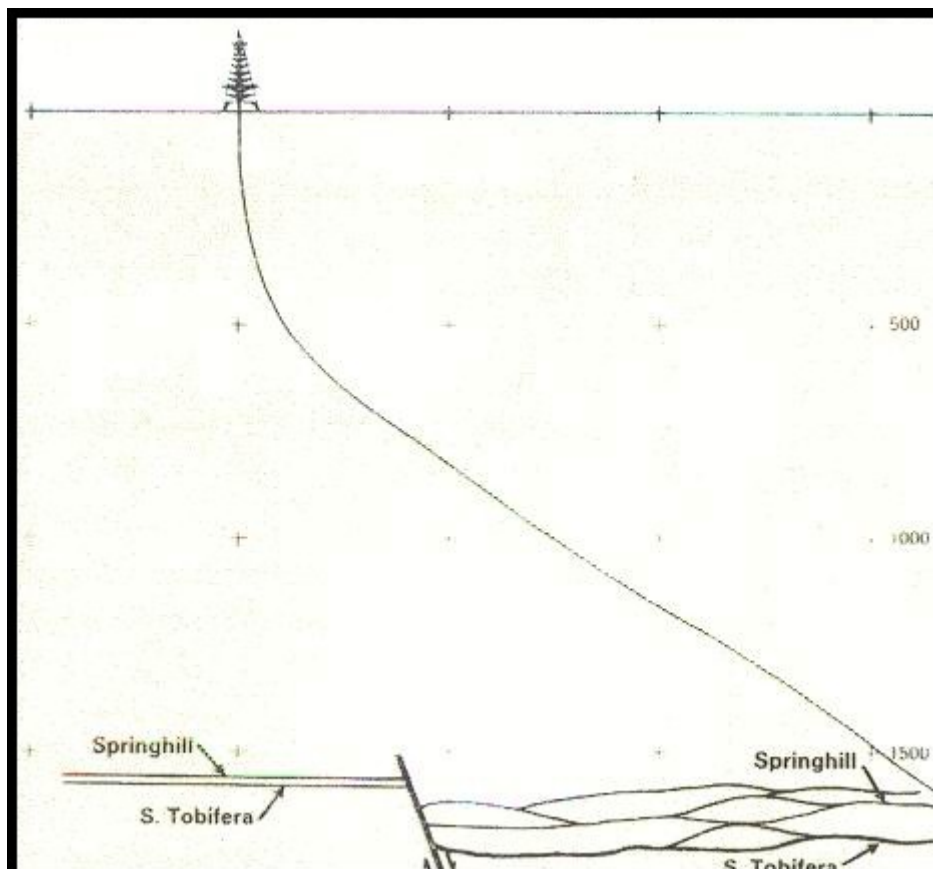
Registro de campo, etapas del procesamiento e identificación de los reflectores de interés para el OSP en pozo dirigido. Una fuente ubicada a 300 metros a "espaldas" del pozo permitió una cobertura lateral que superó los 1500 metros para un reflector ubicado a sólo 1600 metros de profundidad.

Para interpretar correctamente estos datos es necesario recurrir al trazado de rayos, ya que teniendo en cuenta que el registro se efectuó con una herramienta equipada con un dispositivo de geófonos estándar, y que el ángulo de incidencia de las ondas "U" es cercano a los 90 grados, el geófonos estará en condiciones

óptimas para registrar las ondas S polarizadas verticalmente (ondas SV) correspondientes al desplazamiento de las partículas en el plano perpendicular a la dirección de propagación determinado por la fuente y el pozo.

Con la suposición de onda P incidente y S reflejada, se modificó iterativamente el modelo inicial hasta obtener el perfil sísmico sintético 2D que mejor ajusta con el real, resultando el corte estructural de las formaciones Springhill y Serie Tobífera.

Esta interpretación reconcilia las predicciones, aparentemente contradictorias, efectuadas con datos marinos y terrestres.



Corte estructural obtenido mediante la interpretación del OSP en pozo dirigido, bajo la suposición de ondas P incidentes y SV reflejadas

### SÍSMICA TRI - AXIAL: SAT

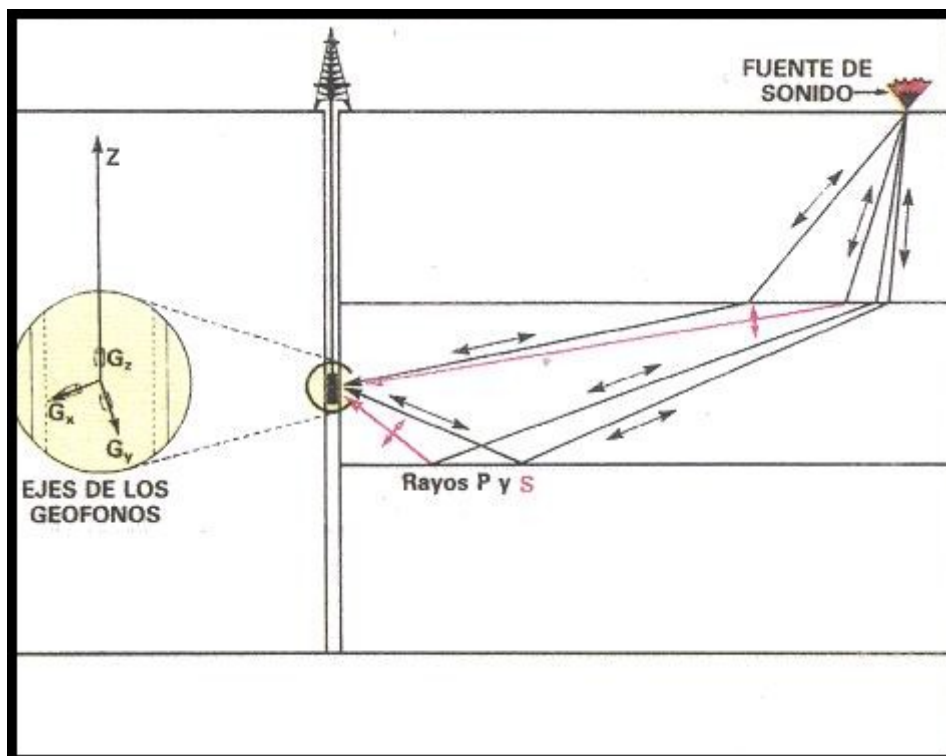
En ausencia de efectos estructurales severos, una traza sísmica de superficie, un GEOGRAM, o un VSP, proveen, normalmente, suficiente información para una interpretación completa. Sin embargo, estas tres trazas se obtienen asumiendo, en mayor o menor grado, que la tierra está horizontalmente estratificada en la zona donde está ubicado el pozo.

Cuando éste no es el caso, los rayos ya no son verticales, las reflexiones no ocurren con incidencia normal a la interfaz y los puntos de reflexión pueden ubicarse a gran distancia del pozo.

Este también es el caso del OSP y WSP donde fuente y geófono están separados lateralmente para lograr mayor cobertura del reflector de interés.

En el caso de estratificación no horizontal y/o de VSP con fuente alejada, la dirección del vector de movimiento de las partículas no coincide con la del eje de polarización del geófono de componente vertical, como el de la herramienta convencional WST (Well Seismic Tool) utilizada en todos los registros dados como ejemplo.

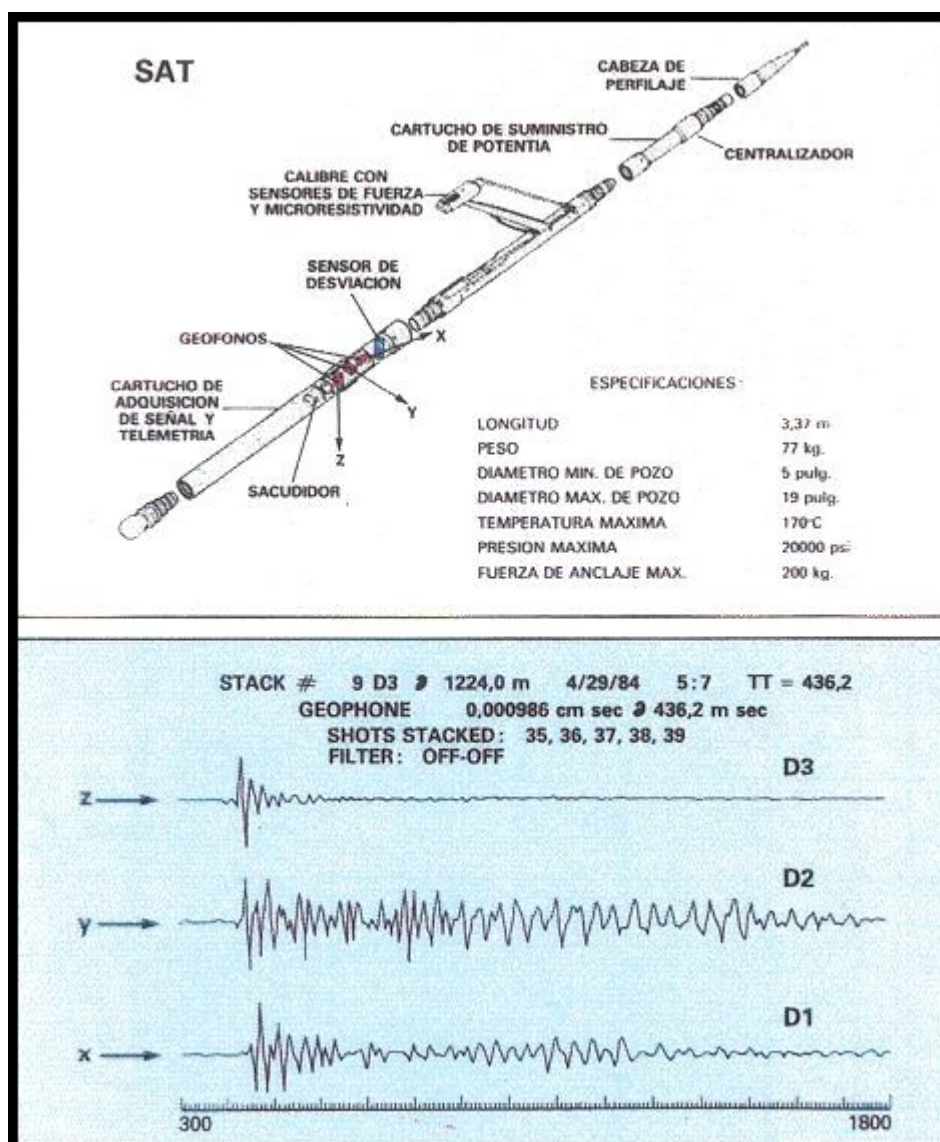
Para poder trabajar con rayos no verticales, dadas las conversiones de modo que ocurren cuando un rayo alcanza una interfaz con incidencia no normal, es necesario registrar las tres componentes del campo de ondas.



Seismic Acquisition Tool (SAT). Para poder trabajar con rayos no verticales y con las conversiones de modo que ocurren cuando un rayo alcanza una interfaz con incidencia no normal, es necesario registrar las tres componentes del campo de ondas.

La nueva herramienta de adquisición de datos, el SAT, está equipada con tres geófonos (X, Y, Z) ortogonales entre sí.





### SAT, registros convencionales óptimos y sismica de ondas P y S

A un tiempo dado, los tres geófonos del SAT registran los tres componentes del vector de velocidad de desplazamiento de las partículas a lo largo de tres ejes ortogonales:

el eje Z: en pozos verticales, es siempre vertical y su polarización coincide con la del eje de la herramienta. En pozos desviados, es también vertical si los geófonos están montados en un sistema inercial sino, es tangente al pozo.

el eje X: es perpendicular al eje Z en la dirección de abertura del sistema de anclaje y está en un plano horizontal si el pozo es vertical o si se utiliza el dispositivo inercial.

el eje Y: es perpendicular a los otros dos, y al igual que X, está en un plano horizontal si el pozo es vertical o si los geófonos están montados mediante un dispositivo inercial.

### Mejoras introducidas por el SAT

Acoplamiento con la pared del pozo

Un geófono de pozo ideal debería ser un receptor puntual en un pozo de radio cero, lo que es físicamente impracticable, aunque marca la dirección que debe seguir la tecnología de adquisición de datos sísmicos. El SAT, siguiendo este camino tiene una longitud de 3,35 metros y pesa 77 Kg valores que son aproximadamente la mitad de los correspondientes en el WST.

La fuerza de aplicación de la herramienta contra la pared del pozo tiene también un efecto importante en la calidad del acoplamiento acústico entre la formación y el receptor. La incidencia de este factor es muy importante en formaciones blandas, en particular para registros de VSP donde un acoplamiento constante, nivel a nivel, es condición necesaria para obtener un registro de calidad. En pozo entubado o en el caso de formaciones duras este factor no es tan importante.

El SAT es capaz de aplicar contra la pared del pozo una fuerza, variable y monitoreable de hasta 200 Kg, siendo 60 Kg el máximo posible con el WST.

Nuevamente, esto representa un avance hacia el geófono ideal.

Todas estas mejoras se traducen en definitiva en un considerable aumento de la relación señal – ruido.

#### Digitalización y telemetría

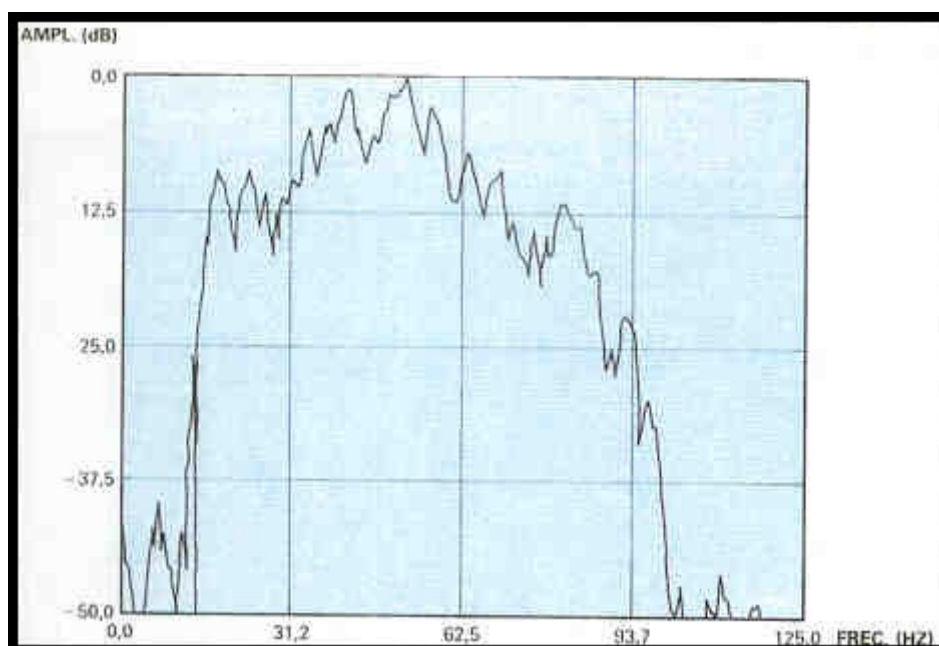
A diferencia de un registro realizado con WST, donde la señal registrada es enviada al CSU en forma analógica para ser allí digitalizada, en el SAT, la señal es digitalizada y transformada en un número de 12 bits (11 bits para la amplitud y 1 bit para el signo) en la misma herramienta, para luego, con el agregado de otros 3 bits para la ganancia aplicada, ser enviada a superficie por el sistema telemétrico.

En consecuencia la señal arriba al CSU libre de distorsión por efecto del cable, debido a su naturaleza digital.

#### Control de calidad

- a. La inclusión de un "sacudidor" en la herramienta, permite un chequeo completo del sistema in – situ. Este consiste en el uso de un excitador mecánico que produce una vibración controlada de la herramienta. El análisis de la señal resultante, registrada por el SAT, indicará si ésta está funcionando correctamente, siendo también un indicador de la calidad del acoplamiento entre la herramienta y la formación.
- b. La posibilidad de registrar con el SAT, un perfil de micro – resistividad y un calibre, hacen posible un control preciso de la profundidad por comparación de estos perfiles con los ya existentes, permitiendo en consecuencia elegir los niveles de registro sísmico con precisión.
- c. Al igual que con el WST, también es posible analizar el contenido de frecuencia de cada disparo individual o suma de ellos. Esto resulta particularmente importante en el caso de un registro con Vibroseis, pues permite optimizar los parámetros del barrido de frecuencias.

En la siguiente figura puede verse este espectro de frecuencias para un disparo individual. Este análisis puede hacerse para el geófono X, Y o Z.



Calcular in situ el espectro de amplitud de la señal registrada, permite ajustar los parámetros de emisión a la respuesta del terreno.

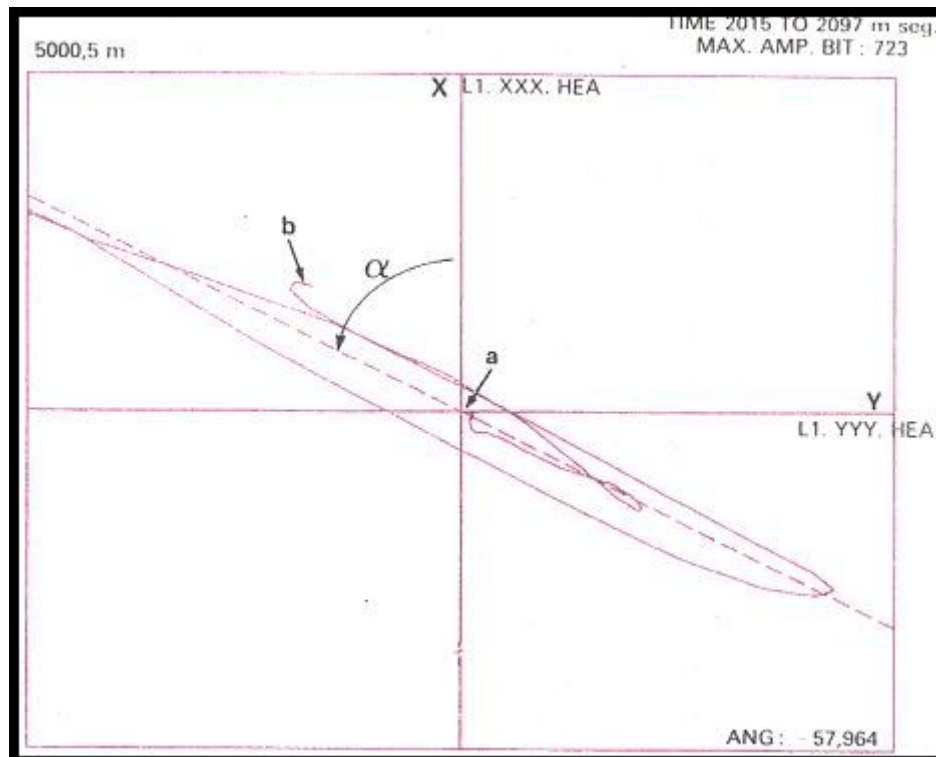
## APLICACIONES

Un procesamiento adecuado de los datos registrados con el SAT, permite contar con perfiles sísmicos de mejor calidad, en comparación con el WST, cuando es utilizado como herramienta mono-axial, es decir sólo analizando el registro del geófono vertical "Z". En consecuencia todas las interpretaciones computadas de perfiles sísmicos, resultarán en general más confiables cuando se realicen sobre datos registrados con el SAT.

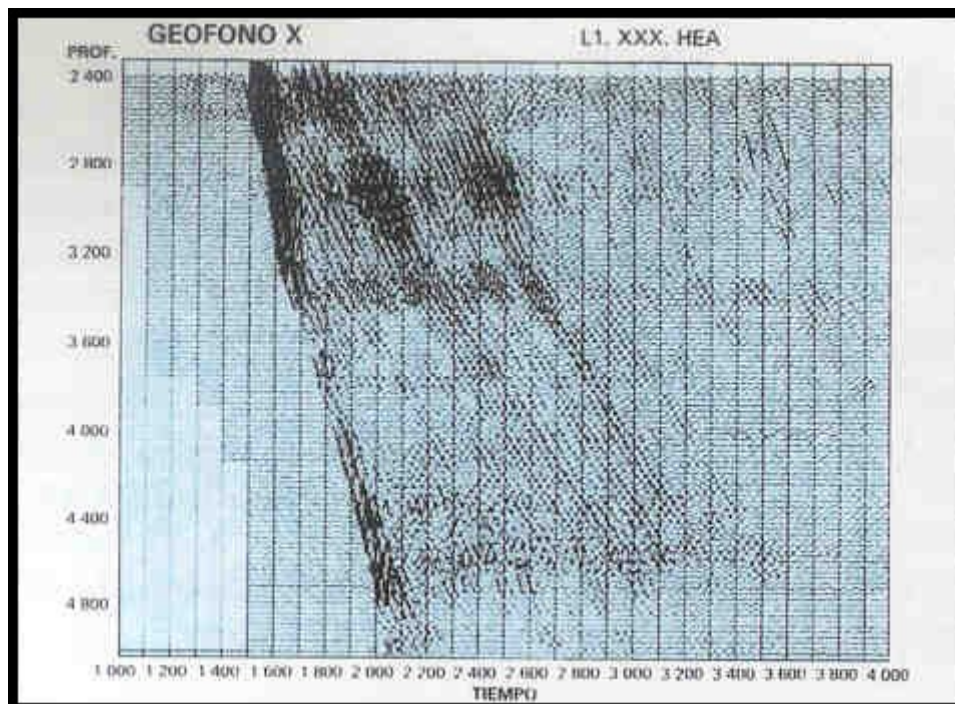
Por otra parte, el campo de aplicaciones crece cuando el registro se hace sobre los tres ejes "X", "Y" y "Z" incrementando en consecuencia las ventajas del SAT. Entre las nuevas aplicaciones se pueden citar las siguientes:

- Determinación del ángulo de arribo:

El hodograma de las amplitudes de la señal registrada en "X" e "Y" en una ventana de tiempo que incluya el arribo directo, permite computar el ángulo "a" respecto a "X" e "Y" y en consecuencia proyectar la señal registrada sobre un sistema de coordenadas consistente, llamado "HMX" y "HMN", que no varíe aleatoriamente nivel a nivel como lo hacen "X" e "Y" por efecto de la rotación de la herramienta al desplazarse de un nivel a otro. El plano vertical que contiene fuente y pozo resulta así el definido por las componentes "Z" y "HMX".

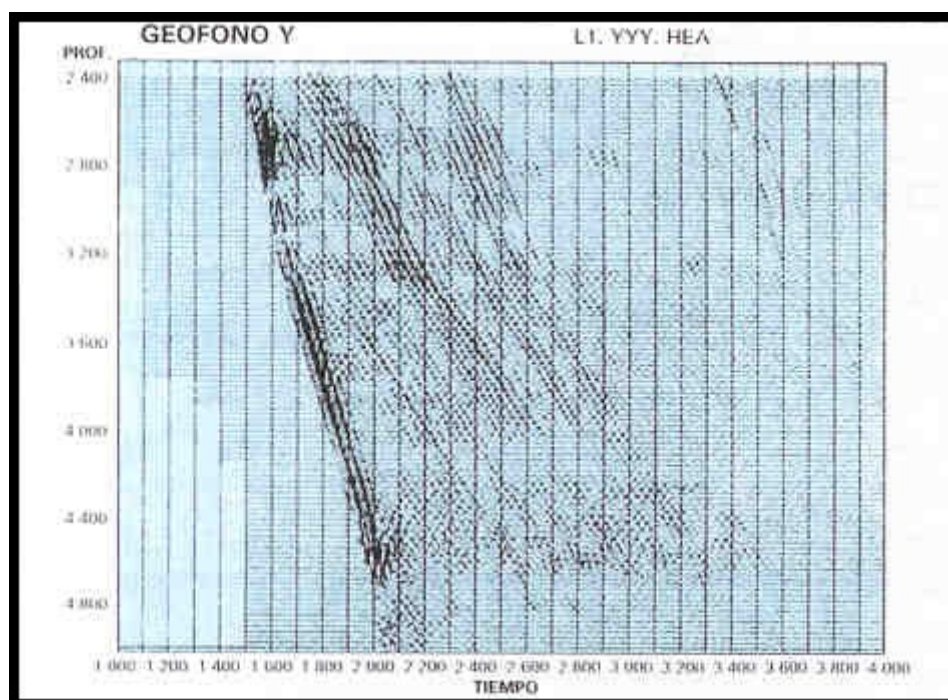


Cálculo del ángulo "a" de rotación de la herramienta para cada nivel

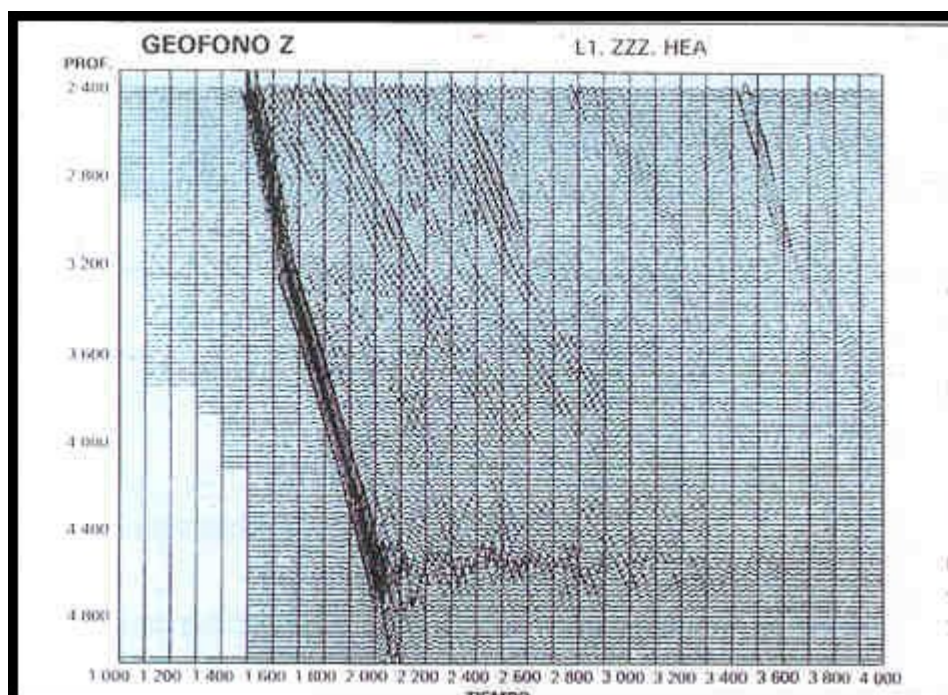


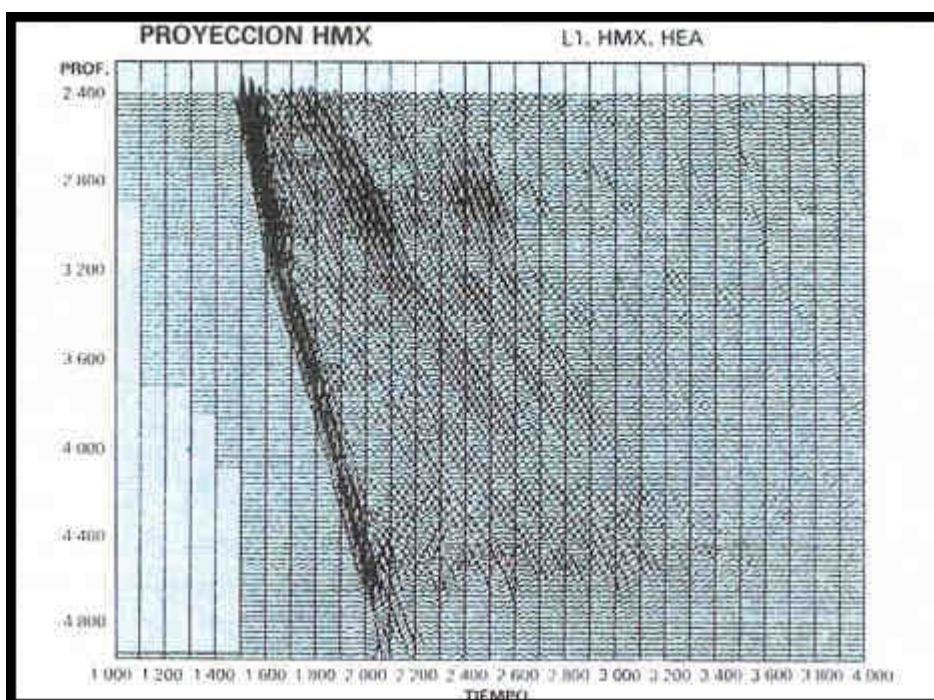
Componente horizontal "X" del registro tri-axial con SAT



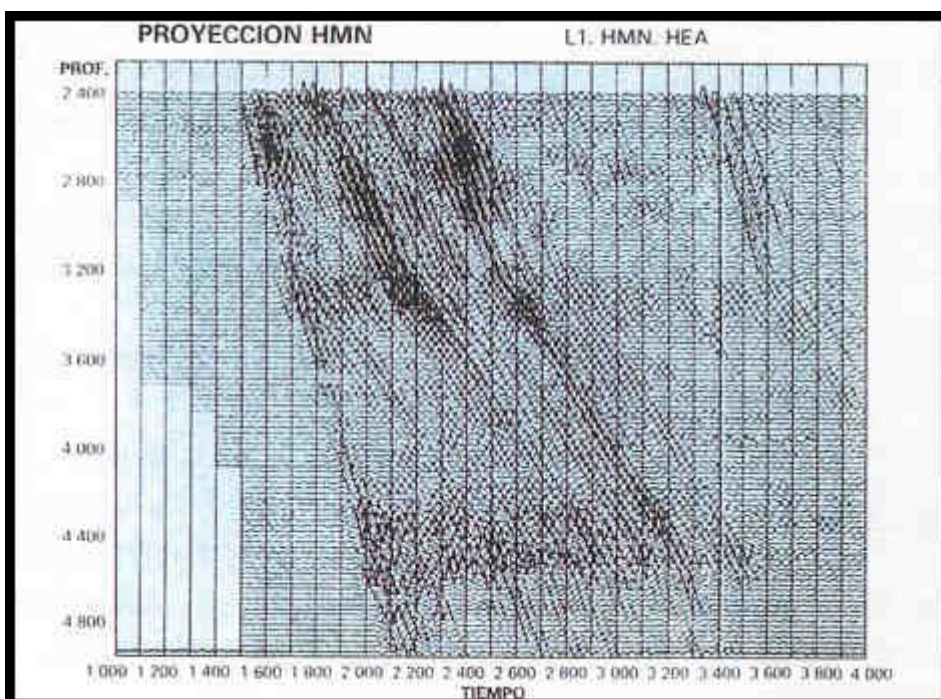


Componente horizontal "Y" del registro tri-axial con SAT





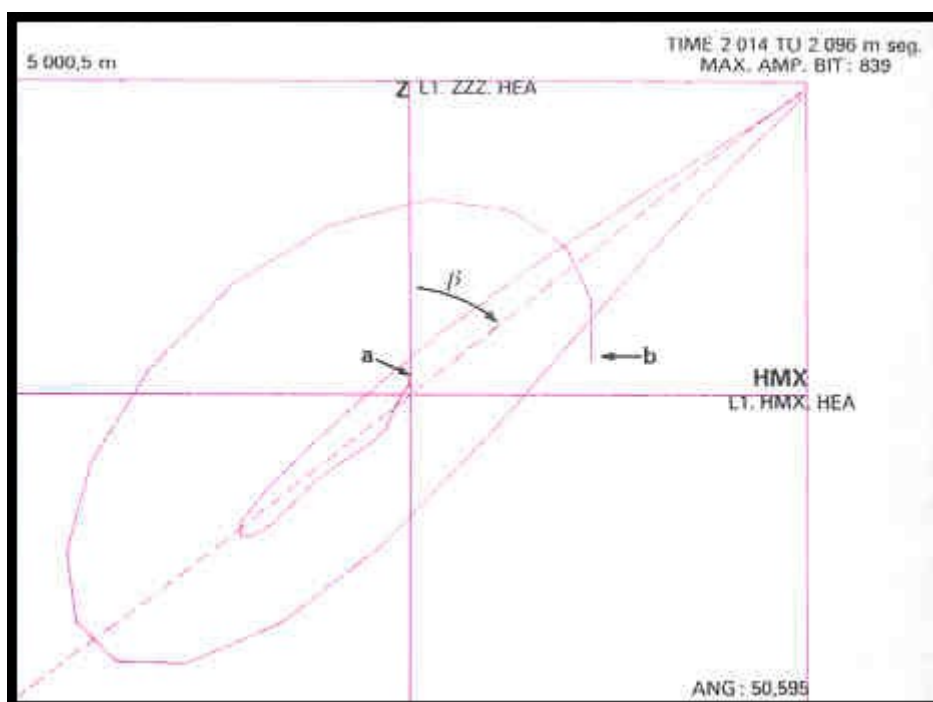
El eje "HMX" resulta de rotar "X" en "a" grados



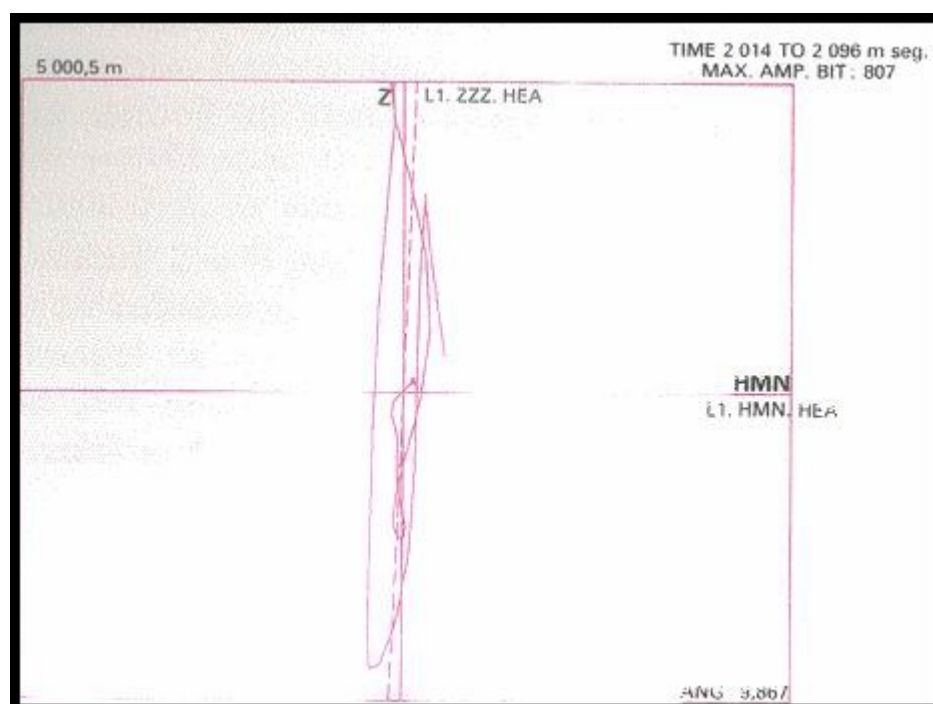
El eje "HMN" resulta de rotar "Y" en "a" grados

Nuevamente mediante hodogramas, ahora entre "Z" y "HMX" es posible determinar el ángulo " $\beta$ " de arribo de la onda "D" directa. Por otra parte, si la información registrada está confinada al plano (Z, HMX) y el efecto de rotación ha sido removido correctamente, el hodograma entre "Z" y "HMN" deberá medir un ángulo cercano a cero grado.





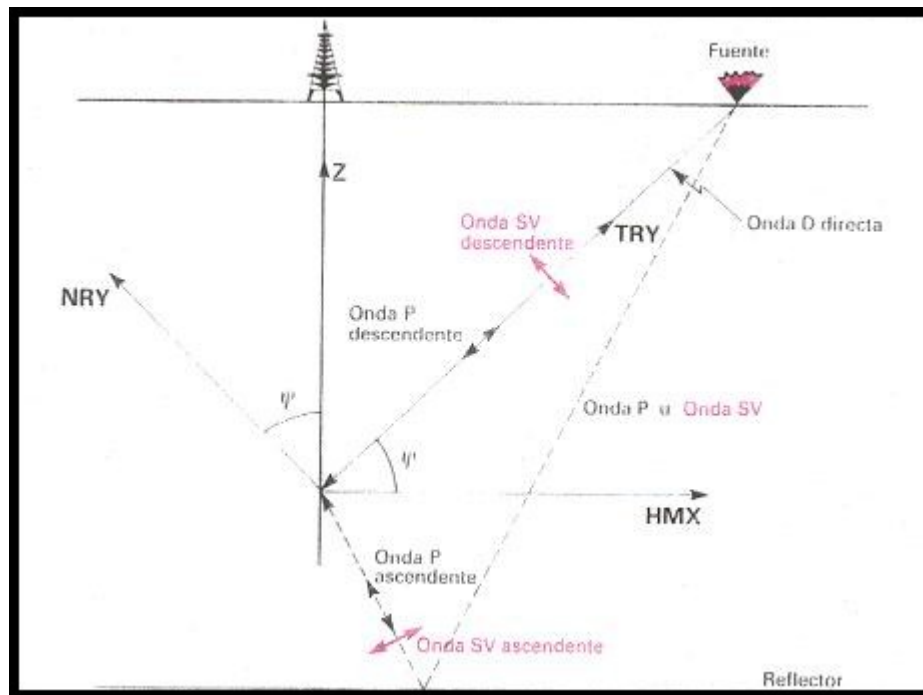
Cálculo del ángulo "b" del arribo directo compresional



Si la rotación ha sido eliminada y la señal pertenece a (Z, HMX), este ángulo es pequeño

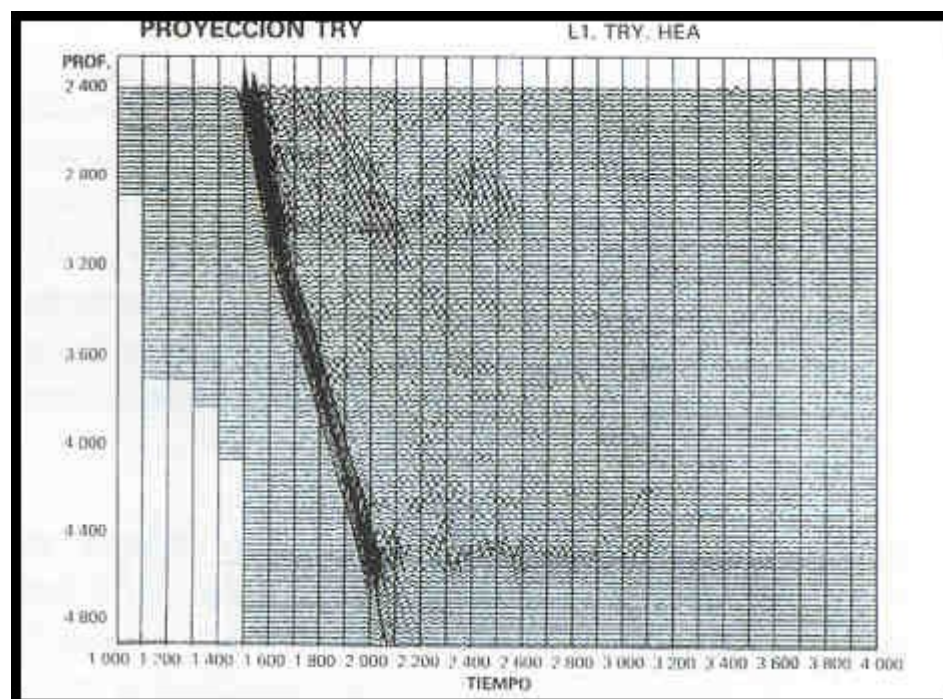
- Identificación de eventos en base a su dirección de propagación:**

Si se rotan los ejes "Z" y "HMX" hasta hacer coincidir este último con la dirección del arribo directo compresional resulta un nuevo sistema ortogonal (TRY, NRY) donde se ha maximizado la amplitud de dicho arribo sobre el eje "TRY". La proyección del vector de movimiento de las partículas sobre estos ejes realzará las ondas D compresionales y las ondas U de corte polarizadas verticalmente (ondas SV) en "TRY", y simultáneamente las ondas descendentes SV y las ondas U compresionales en "NRY".



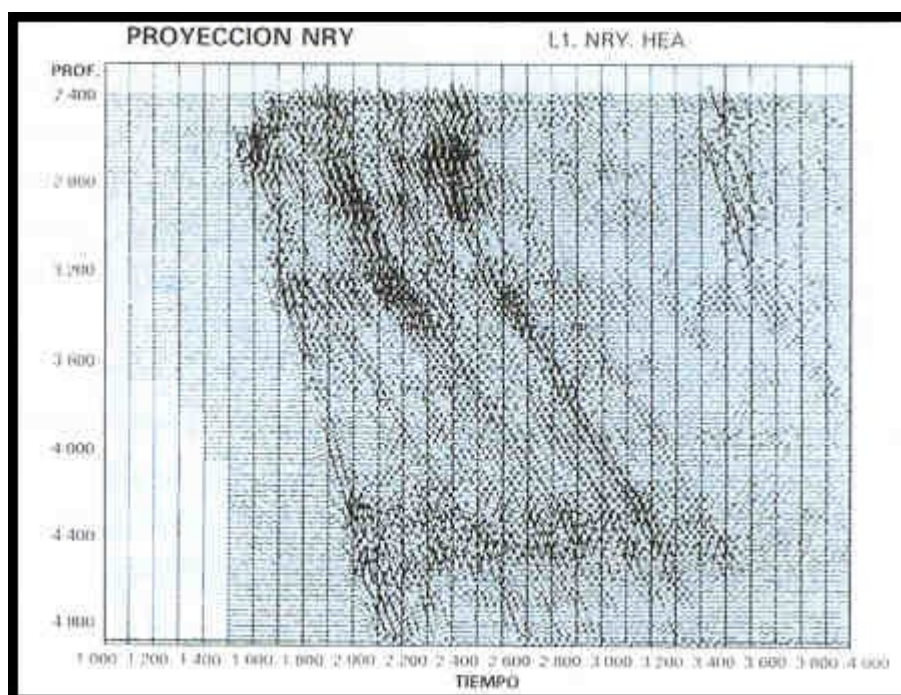
- Rotar "Z" y "HMX" en  $\gamma = 90 - \beta$  grados, permite separar eventos por su dirección de propagación

El resultado de estas proyecciones sobre los datos del OSP que se está analizando puede verse en las figuras siguientes:



El eje "TRY" resulta de rotar "HMX" en  $\gamma = 90 - \beta$  grados





El eje "NRY" resulta de rotar "Z" en  $\gamma = 90 - \beta$  grados

Por otra parte la proyección sobre el eje HMN, ortogonal a los otros dos, realzará los eventos cuyo movimiento esté fuera del plano vertical fuente – pozo, es decir ondas de corte polarizadas horizontalmente, SH.

- Separación de ondas P y S:

Teniendo en cuenta la descripción de la información contenida en los ejes TRY y NRY, puede concluirse que la simple aplicación de un filtro de velocidades permitirá separar el campo de ondas presente en TRY en dos registros, el de las ondas P descendentes y el de las ondas SV ascendentes. Sin embargo, es conveniente enfatizar que este método de proyecciones no produce una separación rigurosa aunque sí es un método práctico para realzar las distintas componentes del campo de ondas.

Particularmente en el caso en que la fuente está ubicada a corta distancia de la boca del pozo, tal como ocurre con el VSP y con algunas posiciones de la fuente en un WSP, el eje NRY pierde su propiedad de contener ondas P ascendentes.

En estas condiciones se puede usar otro método que utiliza un modelo estructural predefinido para localizar (en tiempo) y separar los diferentes tipos de ondas.

Este método consiste básicamente en utilizar el trazado de rayos para computar en cada nivel los ángulos de arribo al geófono, tanto para ondas P como para ondas S. Los datos registrados son entonces proyectados sobre un plano perpendicular al movimiento de las partículas de un determinado tipo de ondas logrando así realzar el movimiento de las partículas correspondientes al tipo de onda opuesto.

Por ejemplo, para realzar la onda P ascendente a un tiempo dado, se proyecta el campo de ondas contenido en el plano "Z,HMX" sobre el plano perpendicular al movimiento de las partículas previsto para la onda ascendente SV que arribó al geófono a ese mismo tiempo.

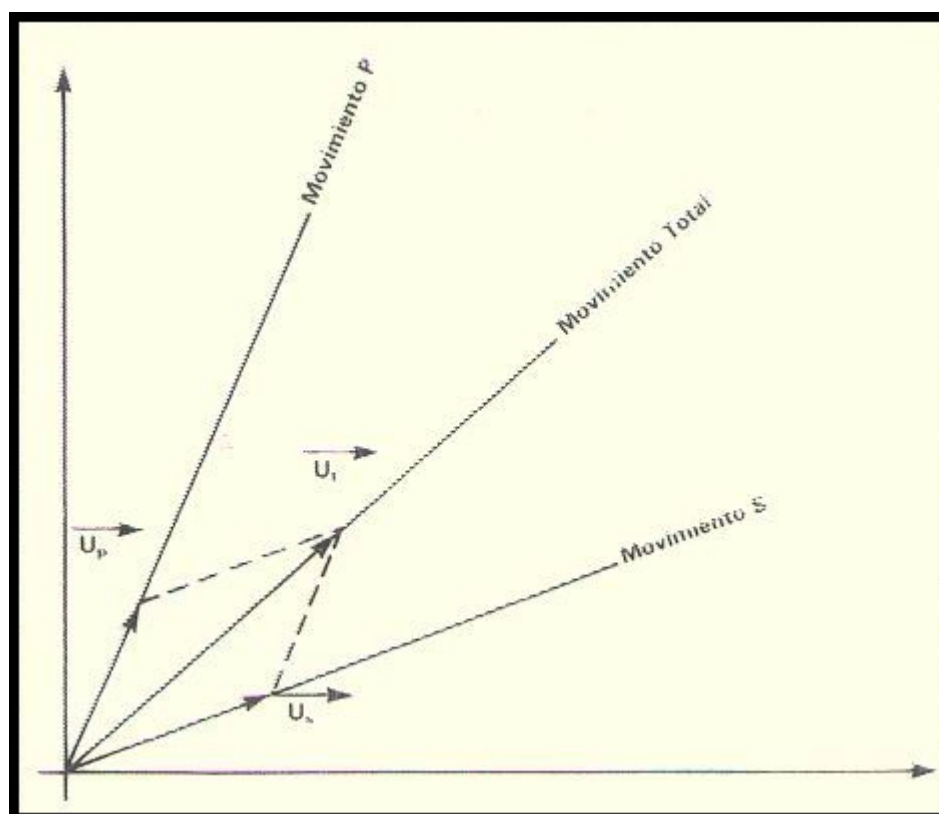
Una conclusión inmediata es que si bien este método supera al anterior en el caso de fuentes a corta distancia, al ser dependiente de un modelo, tendrá limitaciones en áreas de tectónica compleja.

Por otra parte ambos métodos producen distorsiones en la amplitud y por lo tanto su uso deberá limitarse a aquellos casos donde sólo se pretende "picar" tiempos e identificar energía coherente y reflectores. Cuando se pretende lograr una separación rigurosa y además preservar la amplitud, se debe recurrir a un tercer método basado en la solución de la ecuación de ondas elásticas.

En este método, la hipótesis más importante es que el movimiento de las partículas sobre Z y HMX se debe solamente a ondas P y SV que están "viajando" en un plano vertical que contiene a la fuente y al pozo. También es necesario asumir que todos los eventos arriban al geófono en una dirección consistente, es decir, todas de izquierda a derecha o de derecha a izquierda. Finalmente, la formación debe ser localmente homogénea.

Matemáticamente, este método parte de la hipótesis de que los datos registrados pueden descomponerse como una suma de ondas planas elementales P y SV. Esta suposición asegura que las amplitudes individuales de cada onda plana podrán calcularse utilizando una doble transformada de Fourier en tiempo y en profundidad.

Las direcciones de los movimientos P y S quedan determinadas por sus respectivas velocidades  $V_p$  y  $V_s$  y en consecuencia, su separación se logrará simplemente proyectando, en el dominio F-K, el movimiento total sobre los correspondientes movimientos P y S.



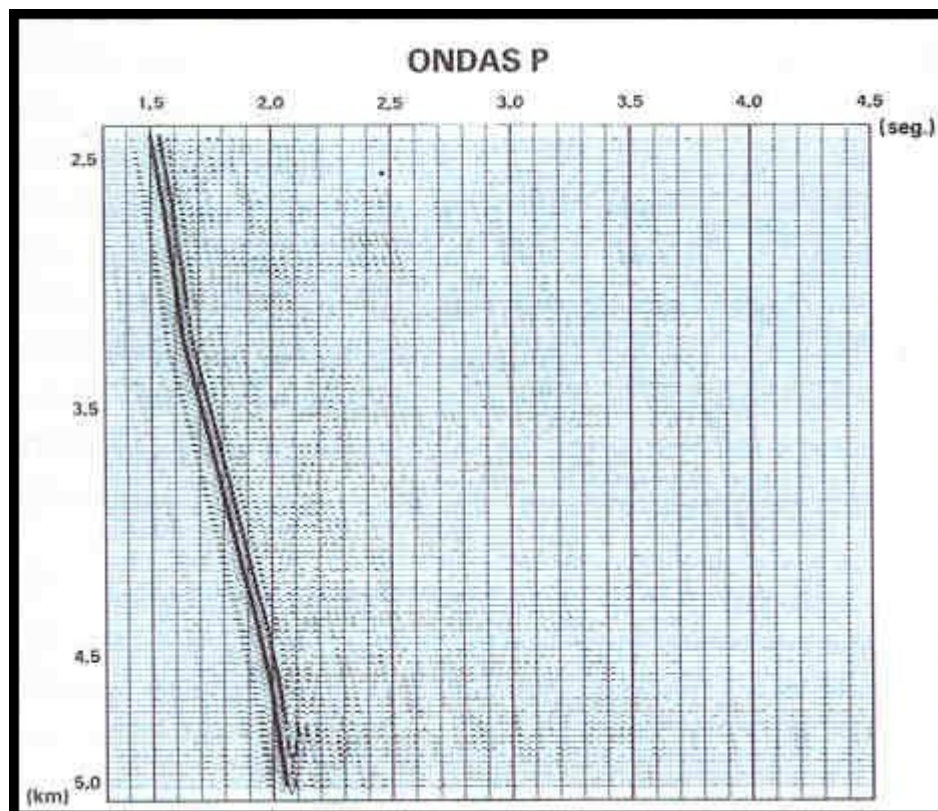
Proyección en el dominio F-K. Interpretación geométrica del método de separación de ondas P y S basado en la solución de la ecuación de ondas elásticas.

La aplicación de una doble transformada de Fourier inversa sobre estas proyecciones concluirá con la separación en el dominio profundidad – tiempo.

Este método es similar al que se basa en un modelo para lograr la separación, pero aquí las direcciones de arribo están determinadas directamente a partir de los datos en lugar de ser el resultado de una predicción por trazado de rayos. Además, este método puede resolver aquellos casos donde dos o más ondas arriban al mismo tiempo con ángulos diferentes.

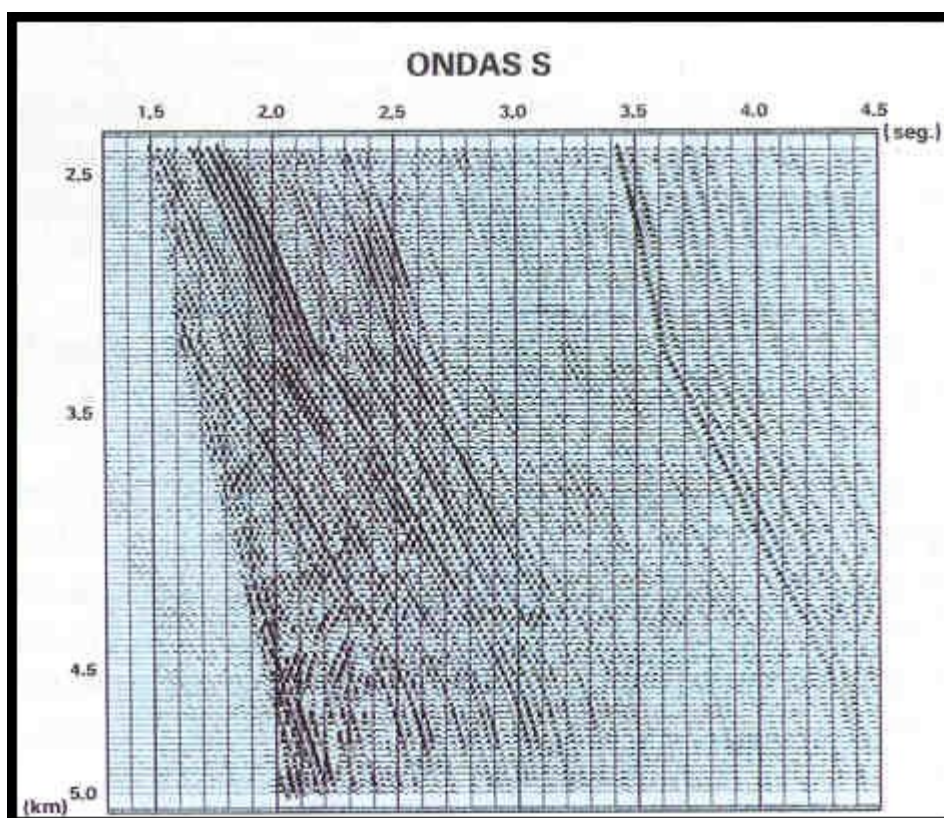
Las características del vector de los diferentes campos de ondas se preservan durante la separación, de tal manera que podrán estudiarse tanto la componente horizontal como la vertical de los campos de ondas P y S. Por otra parte, el método permite también calcular los campos de ondas escalares P y S que representan los potenciales escalares de las ondas P y S. Finalmente, teniendo en cuenta que el método involucra una transformada F-K, la separación de ondas U y D, puede hacerse simultáneamente con la separación de ondas P y S.

Utilizando este último método con los datos de "Z" y "HMX" se obtuvieron los campos escalares de ondas P y de ondas S.



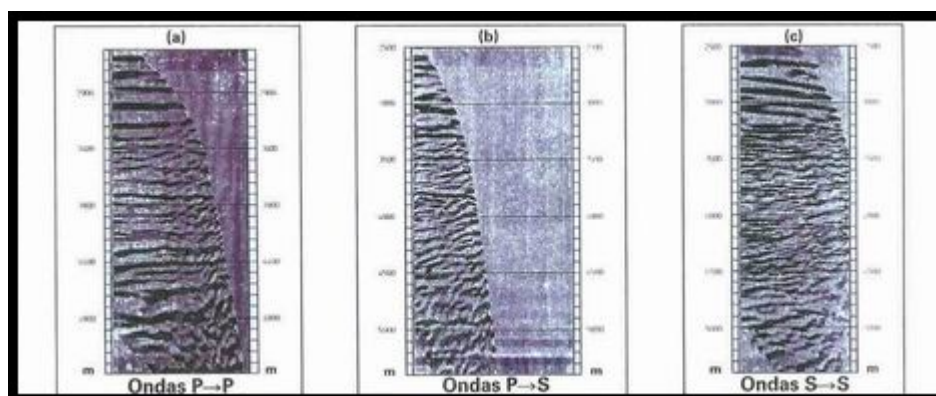
Campo de ondas P obtenido de "Z" y "HMX" mediante la solución de la ecuación de ondas elásticas





Campo de ondas S obtenido de "Z" y "HMX" mediante la solución de la ecuación de ondas elásticas

Procesando estos datos como se hizo con los del OSP, registrado con WST, que fuera oportunamente mostrado como ejemplo, es posible obtener las tradicionales secciones sísmicas de ondas "U" compresionales.



El registro de un OSP o un WSP con SAT permite agregar a la tradicional sección sísmica de ondas ascendentes P, (a), las ondas ascendentes S, (b) y (c), mejorando la resolución vertical sin necesidad de aumentar el contenido de frecuencias y posibilitando, en algunos casos, el uso del dato sísmico como indicador directo de hidrocarburos.

Estas secciones sísmicas de ondas S podrían resultar de gran aplicación para el desarrollo de yacimientos en zonas como la Cuenca Austral donde los esfuerzos para aumentar la resolución del método sísmico a través del incremento de la banda de frecuencias han resultado poco alentadores.

La menor velocidad de propagación de las ondas S permite obtener mayor resolución vertical para el mismo contenido de frecuencias.



Por otra parte el uso combinado de secciones sísmicas P y S puede utilizarse, bajo ciertas condiciones, como un indicador directo de hidrocarburos.

- **Determinación de velocidades de las ondas P y S:**

El cálculo preciso de estas velocidades permite utilizar el dato sísmico en la determinación de las propiedades mecánicas de las rocas, mediante el cálculo de constantes dinámicas elásticas como la Relación de Poisson, como así también establecer criterios para la evaluación de porosidad e identificación de litologías.

La introducción del SAT y particularmente el uso de técnicas de procesamiento que preservan amplitudes, abre un campo muy promisorio para la exploración y más aún para el desarrollo de reservorios al permitir evaluaciones cuantitativas de las formaciones en un entorno del pozo que puede superar, en algunos casos, un radio de dos kilómetros.

## CONCLUSIÓN Y PERSPECTIVAS

Se ha recorrido un largo camino de aplicaciones de la Sísmica de pozo, desde la Prueba de Velocidad hasta las secciones sísmicas de ondas de corte, resolviendo problemas concretos en todas las cuencas sedimentarias; sin embargo, se está recién al comienzo de una nueva etapa, la de la Sísmica de Reservorio, donde la adquisición simultánea de sísmica de pozo y de superficie permitirá una descripción precisa del entrapamiento mediante mapas tridimensionales del subsuelo, los que combinados con los perfiles, a través del VSP, harán posible, por ejemplo, la construcción de mapas de porosidad o espesores del reservorio.

Una aproximación concreta a este futuro cercano lo constituyen sin duda las técnicas de VSP con fuente alejada y el modelado en 1 y 2 dimensiones ya introducidos con éxito en Argentina.

Estas nuevas técnicas combinadas con las ya tradicionales de apoyo a la sísmica de superficie hacen de la Sísmica de pozo una herramienta de interpretación, ya sea estructural o estratigráfica, como lo confirman los ejemplos que sobre unas y otras se han analizado anteriormente.

## INGENIERÍA DE RESERVORIOS

Los principales objetivos que se persiguen en la Ingeniería de Reservorios son:

- a. Determinar el volumen de hidrocarburos existentes en los yacimientos,
- b. Predecir el comportamiento futuro de los mismos,
- c. Y optimizar su recuperación final

Es posible alcanzar las metas enunciadas mediante una adecuada descripción de los reservorios y un correcto seguimiento de su evolución.

Los perfiles suministran gran parte de la información necesaria para efectuar una descripción estática inicial de los reservorios. El conocimiento a través del tiempo de las presiones de los reservorios y de la producción de todos los fluidos extraídos, permite ajustar la descripción inicial y controlar la evolución de los yacimientos.

## HERRAMIENTA RFT

Los datos de presión de un reservorio son indispensables para efectuar un control adecuado del desarrollo del mismo. Tradicionalmente estos datos son obtenidos en base a ensayos de pozo, los cuales pueden presentar los siguientes inconvenientes:

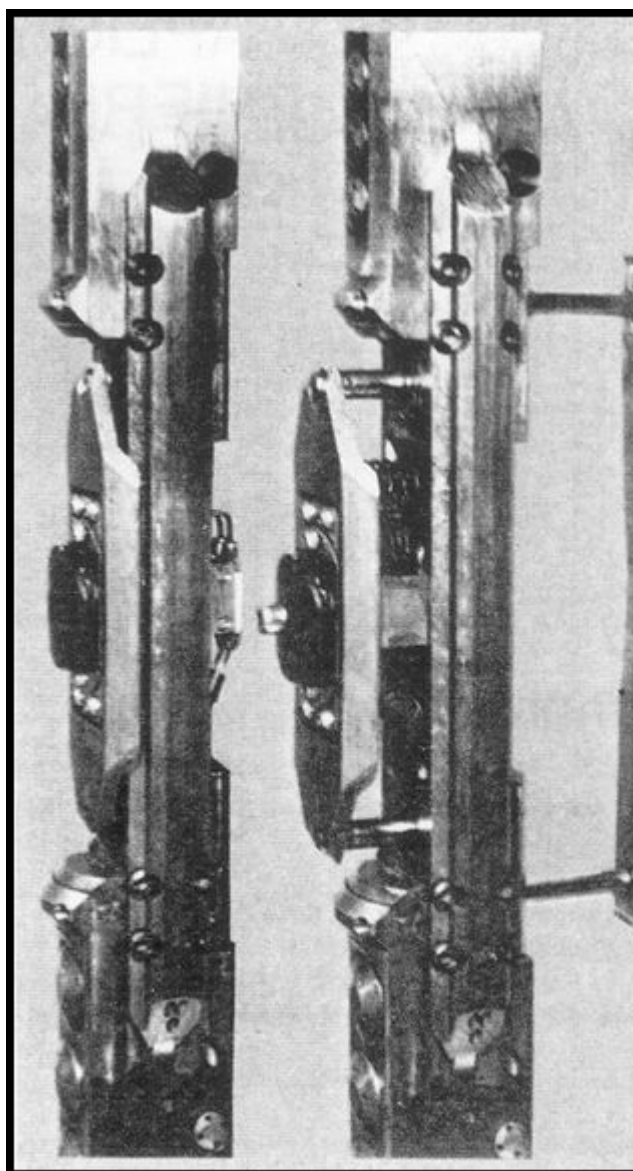
Son muy largos, y por ende costosos.

No siempre se cumplen las condiciones teóricas para obtener la presión media del reservorio a partir de la extrapolación de la recuperación de presión durante el cierre.

Se requiere efectuar un ensayo por cada reservorio.

La herramienta RFT permite obtener una cantidad ilimitada de medidas de presión en una sola bajada, en profundidades diferentes durante la operación a pozo abierto y hasta cuatro medidas en pozo entubado. Permite además establecer un índice de permeabilidad en la zona vecina a cada medición y obtener hasta dos muestras de fluido por bajada al pozo, en la misma o en profundidades diferentes.

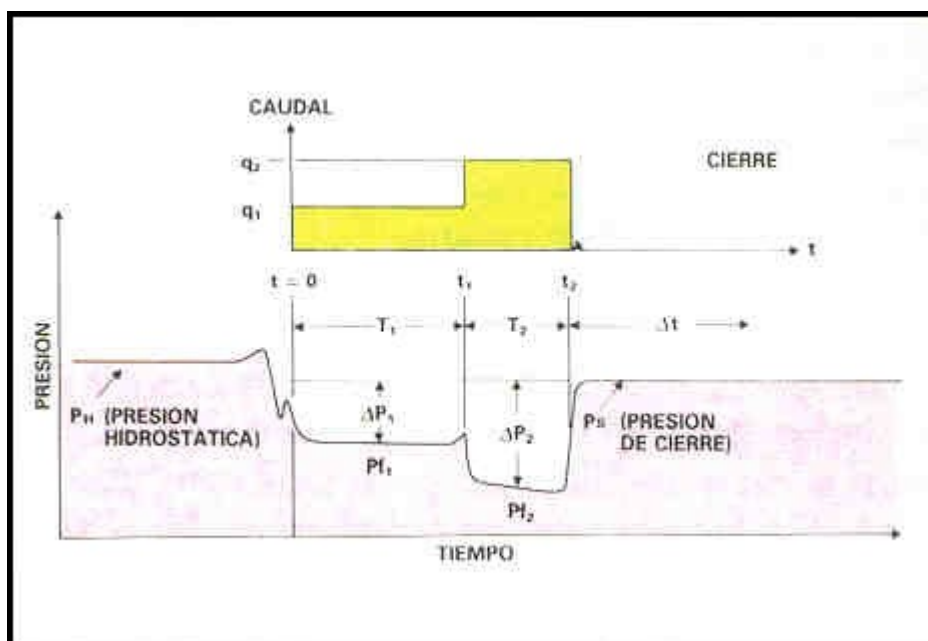
La herramienta tiene un patín (figura siguiente) que se aplica contra la pared del pozo a la profundidad seleccionada aislando la columna hidrostática de la formación.



### **Ensayador de formaciones RFT**

Por medio de una secuencia hidráulica, accionada eléctricamente desde la superficie, se efectúa un pre-ensayo que permite determinar la presión de la formación y un índice de permeabilidad. Si este índice de

permeabilidad es bueno, y se tiene interés en obtener una muestra, se acciona otra secuencia que toma una muestra de la formación (o dos) en tanques de 1 y/o 2<sup>38</sup> galones.

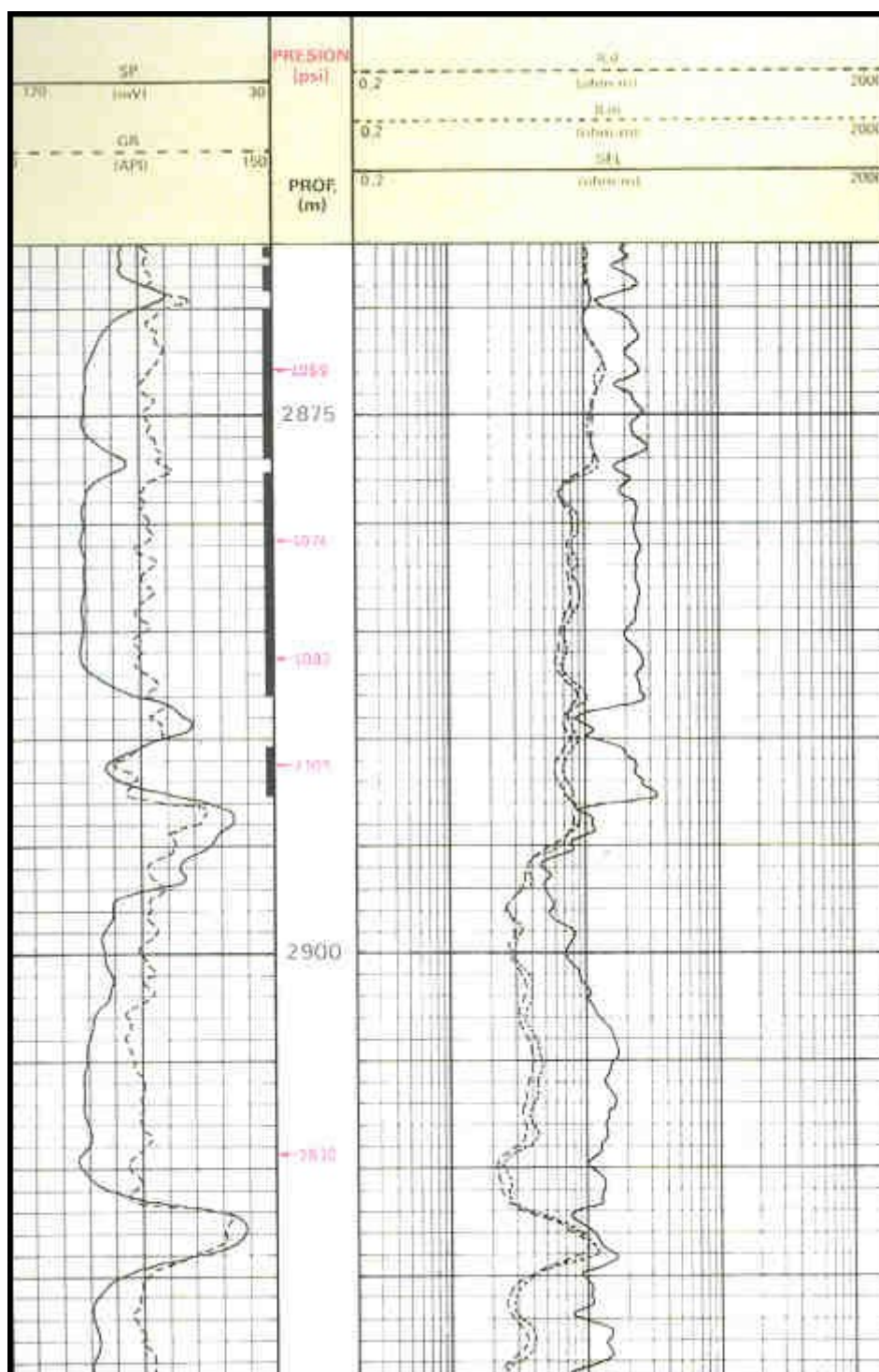


### Registro analógico de presiones de la herramienta RFT

Los índices de permeabilidad se calculan como función de las caídas de presión durante el período de fluencia del pre-ensayo (figura anterior) efectuado a dos caudales consecutivos diferentes, o en función de la recuperación de presión al final del pre-ensayo.

### Ejemplos del uso de las medidas de presión

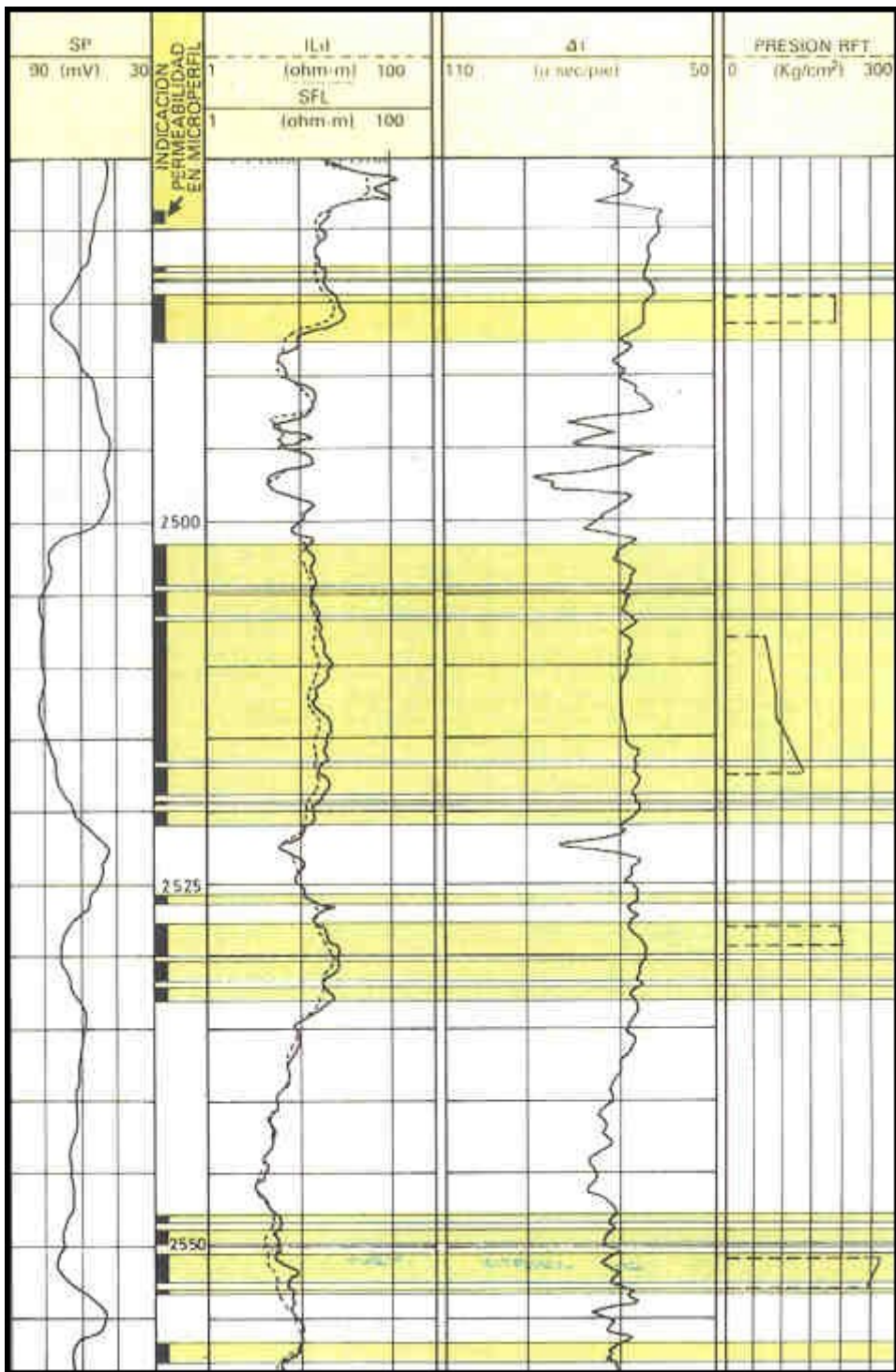
En la subsiguiente figura se muestran sobre el perfil de inducción los valores de presión medidos en un pozo de desarrollo de la Cuenca Neuquina. La capa de 2894 metros hacia arriba contiene hidrocarburos y la capa de 2894 a 2912 metros es acuífera. Obsérvese que las presiones de ambas zonas son diferentes, lo que indica que son reservorios independientes (por lo menos en el entorno del pozo). Es más, la presión de la capa acuífera es inferior a la petrolífera, lo que implica que en otra posición estructural más alta ese reservorio tiene una acumulada importante. El dato de la presión del acuífero es fundamental para controlar el desarrollo del reservorio inferior, y en realidad es tan importante como conocer la presión del reservorio en el pozo productor. Este tipo de información se puede obtener sólo con el RFT, pues es muy difícil imaginar que una compañía productora ensaye una capa acuífera.



### Presiones medidas con RFT en reservorios independientes. Presión del acuífero.

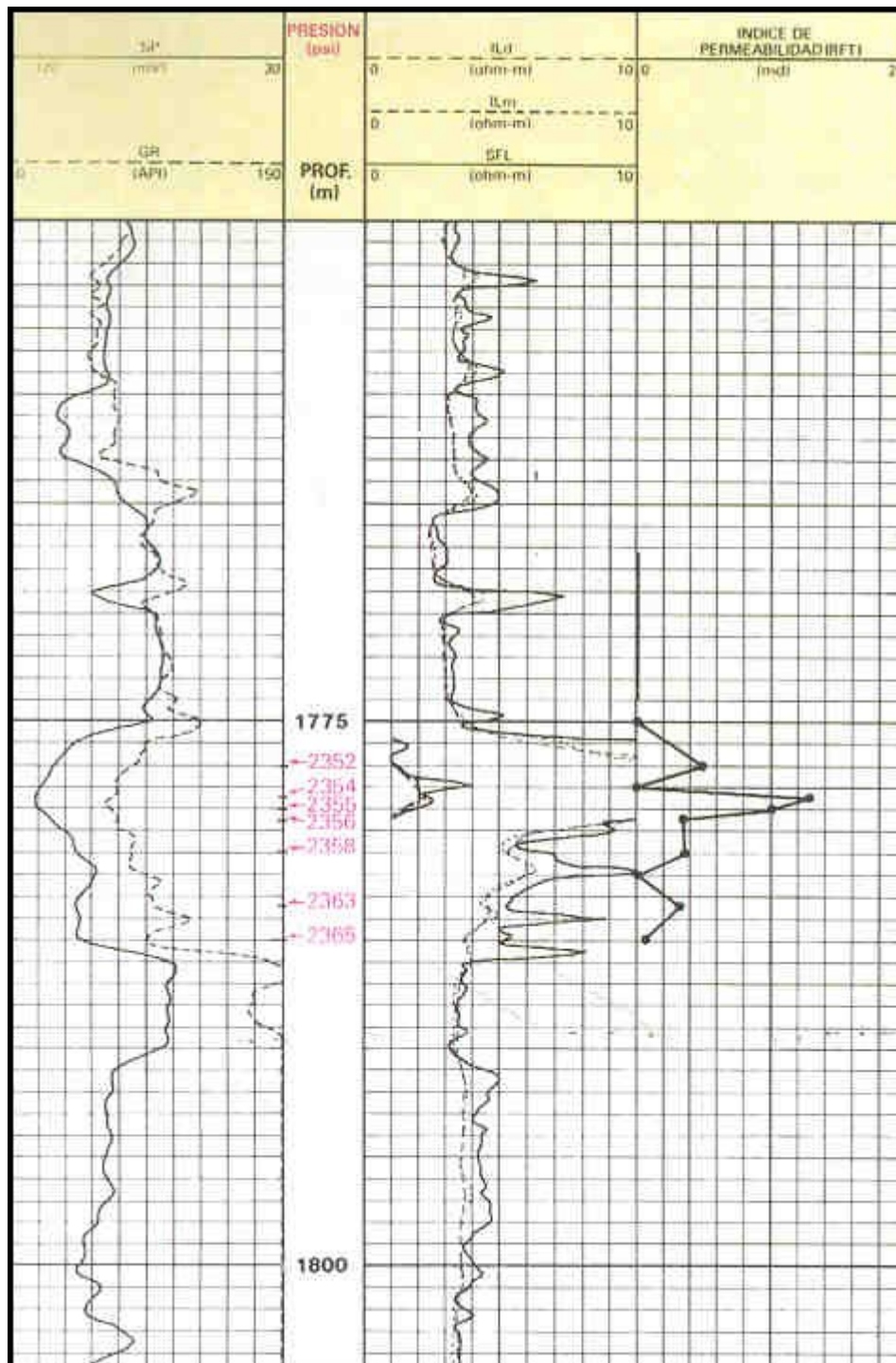
Otro ejemplo de la misma cuenca puede observarse en la sucesiva figura, donde se muestra un perfil de un yacimiento muy heterogéneo, con barreras de permeabilidad verticales, difíciles a veces de reconocer en los perfiles convencionales. Nótese la diferencia de presiones entre las zonas de 2518 y 2514 metros, indicando una barrera de permeabilidad que se insinúa en la respuesta de la SP y el Microperfil a 2516.5 metros, pero cuya magnitud no es posible predecir con perfiles. En este tipo de yacimientos es muy difícil obtener la presión de los reservorios por medio de ensayos convencionales.





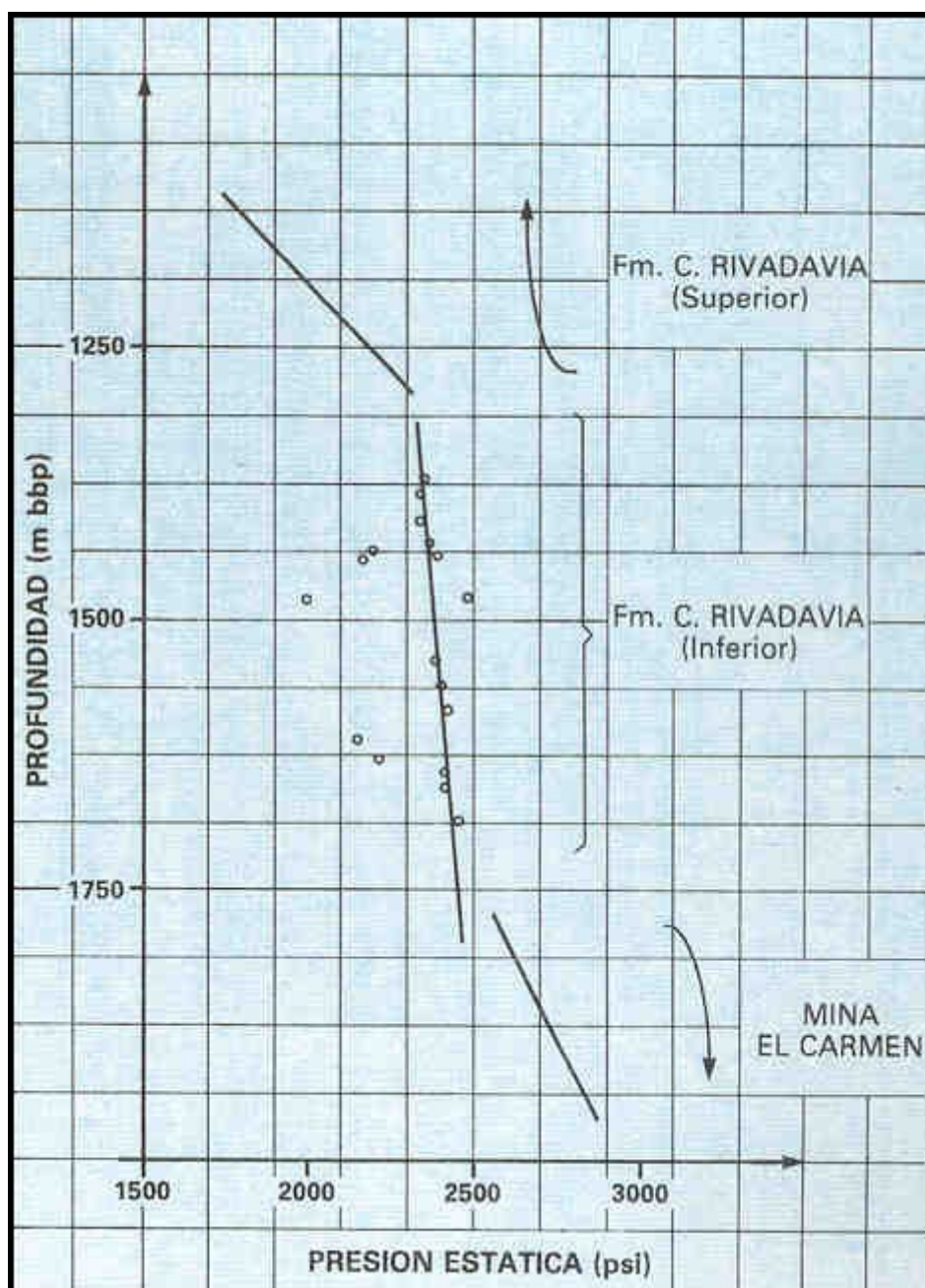
**Aplicación de las medidas de RFT para detección de barreras de permeabilidad.**

En la posterior figura se muestra un ejemplo de la Cuenca Austral donde en un pozo de un yacimiento en explotación se deseaba confirmar el espesor permeable total. La evaluación de los perfiles indicaba una mayor arcillosidad aparente y dudosa continuidad vertical desde 1780 metros hacia abajo. Dado que no se conocía el límite de arcillosidad ("cut off") que discrimina entre espesor neto y espesor total, se bajó la herramienta RFT y se efectuaron mediciones de presión como se indica en la mencionada figura. Se comprobó que la zona dudosa, aún con menor permeabilidad, constituye un mismo reservorio con el resto de la arena ya que presenta un mismo grado de depleción.



### Confirmación de la continuidad vertical del reservorio con mediciones de RFT

La siguiente figura indica los valores de presión obtenidos con RFT en función de la profundidad en varios pozos de un yacimiento típico multicapa de la Cuenca del Golfo San Jorge.



### Utilización de mediciones de RFT para correlación entre capas

Los reservorios están constituidos por lentes de tamaño variado, y es difícil efectuar la correlación entre pozos de las capas productoras y de las no productoras. Las capas vírgenes se alinean según un gradiente particular para cada formación. Los puntos que caen por debajo del gradiente normal corresponden a capas que, al momento de la medición en el pozo recién perforado, estaban parcialmente depletadas por la producción de pozos vecinos. La medición de la presión de capa es utilizada en este campo para mejorar la correlación entre los pozos.

Además de su aplicación para correlacionar y de su uso en el control general de la evolución de los reservorios, los datos de presión ayudan en este yacimiento para definir la conveniencia de efectuar fracturas hidráulicas durante las reparaciones de los pozos. Muchas capas del yacimiento tienen la característica de tener una producción inicial muy alta, la que luego de unos meses baja considerablemente. Esto se puede deber a dos causas: que el reservorio sea muy pequeño ó, que se haya inducido daño por un probable arrastre de finos. El primer paso en la reparación de esos pozos consiste en efectuar un ensayo de presión. En función de la producción acumulada de la capa durante los meses que estuvo en producción, y la diferencia de

presión inicial (RFT) y actual (ensayo) se efectúa un balance de materia y se establecen las reservas de la lente para finalmente decidir la conveniencia o no de la fracturación. Un ejemplo de este tipo de cálculos está indicado en la siguiente tabla. Todas las fracturas efectuadas utilizando este análisis previo han resultado ser rentables.

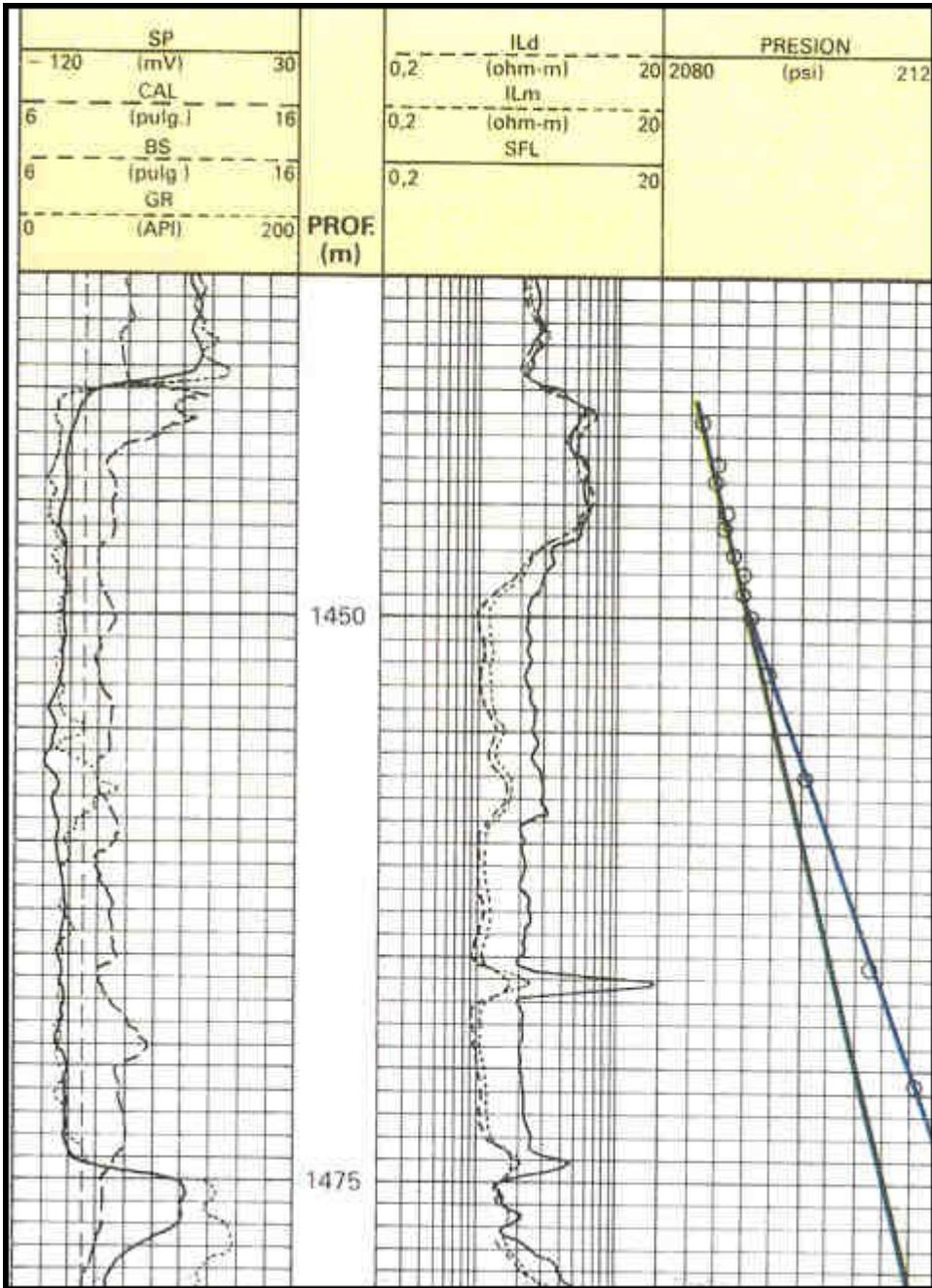
Pozo	Zona	Producción por ensayo	Producción Acumulada	Pres. Est. Original	Pres. Est. Drenada	Cálculo Reservas	
						Original	A recuperar
A	2799.5/803.0	3000 L/hr N=540m 8% A.S.F. Dens.=0.850	1550m <sup>3</sup>	3297 psi	2280 psi	13200m <sup>3</sup>	2640m <sup>3</sup>
B	2774.5/777.5	3000 L/hr N=800m 10% A.S.F. Dens.=0.871	400m <sup>3</sup>	3309 psi	2015 psi	5000m <sup>3</sup>	1000m <sup>3</sup>

En yacimientos vírgenes, o reservorios en explotación relativamente homogéneos que permiten la segregación vertical de las diferentes fases, un registro de las presiones en función de la profundidad permite determinar los planos de contacto entre fases.

La siguiente figura corresponde a un pozo de exploración de la Cuenca Austral. Sobre ella se indica el contacto agua-petróleo a 1449.5 metros. Obsérvese que, por encima del contacto, el gradiente de presiones corresponde a una densidad de 0.78 g/cm<sup>3</sup> que es precisamente la densidad del petróleo a condiciones de reservorio. El gradiente en la zona acuífera es 1.03 g/cm<sup>3</sup> que corresponde al agua salada. Lo interesante del método de intersección de gradientes de presión para obtener los contactos de fluidos, es que se puede utilizar aun cuando en el pozo estudiado el contacto se ubique a la altura de una intercalación arcillosa.

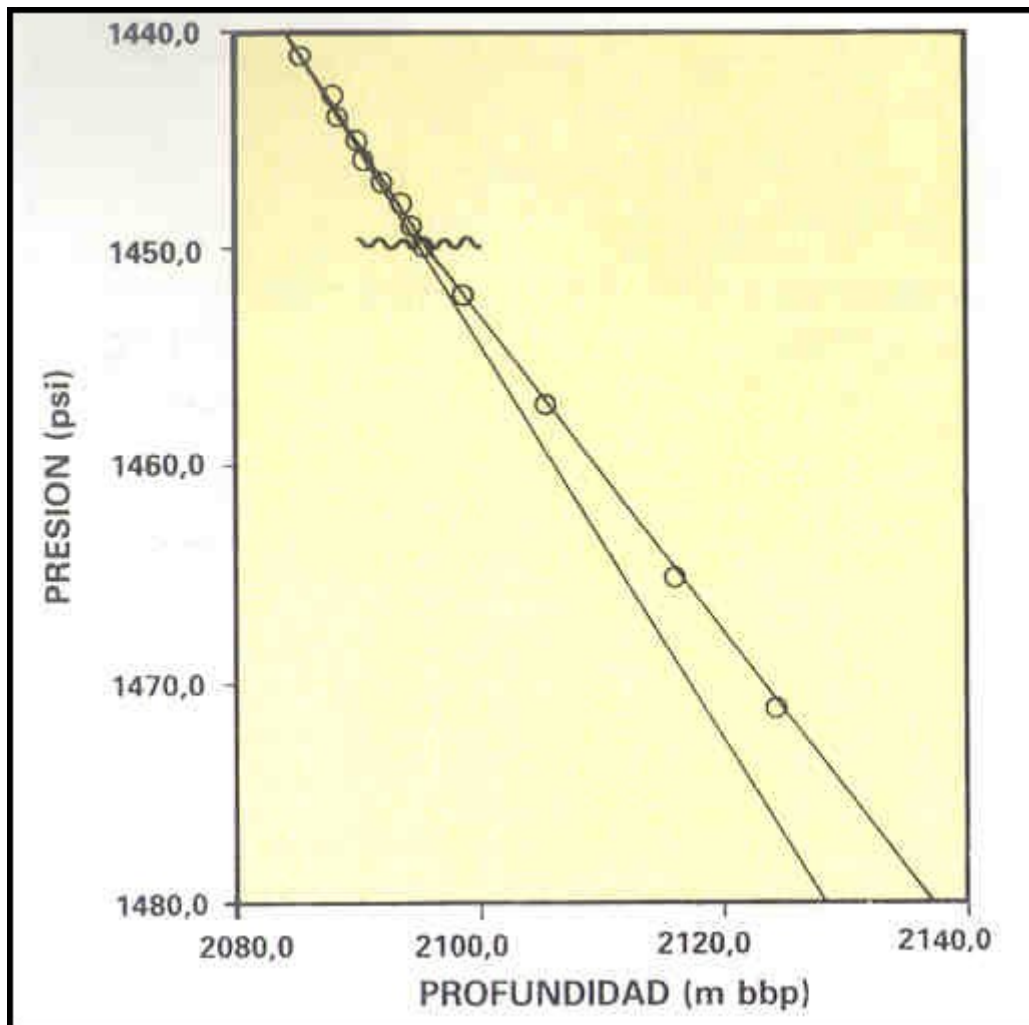
Para este análisis, en capas de poco espesor, donde se analizan diferencias de presión muy pequeñas, es conveniente utilizar un manómetro de cuarzo montado en la herramienta RFT que posee una resolución de 0.1 psi. El manómetro convencional (medidor de deformación, "strain gauge") tiene una resolución de 1 psi.

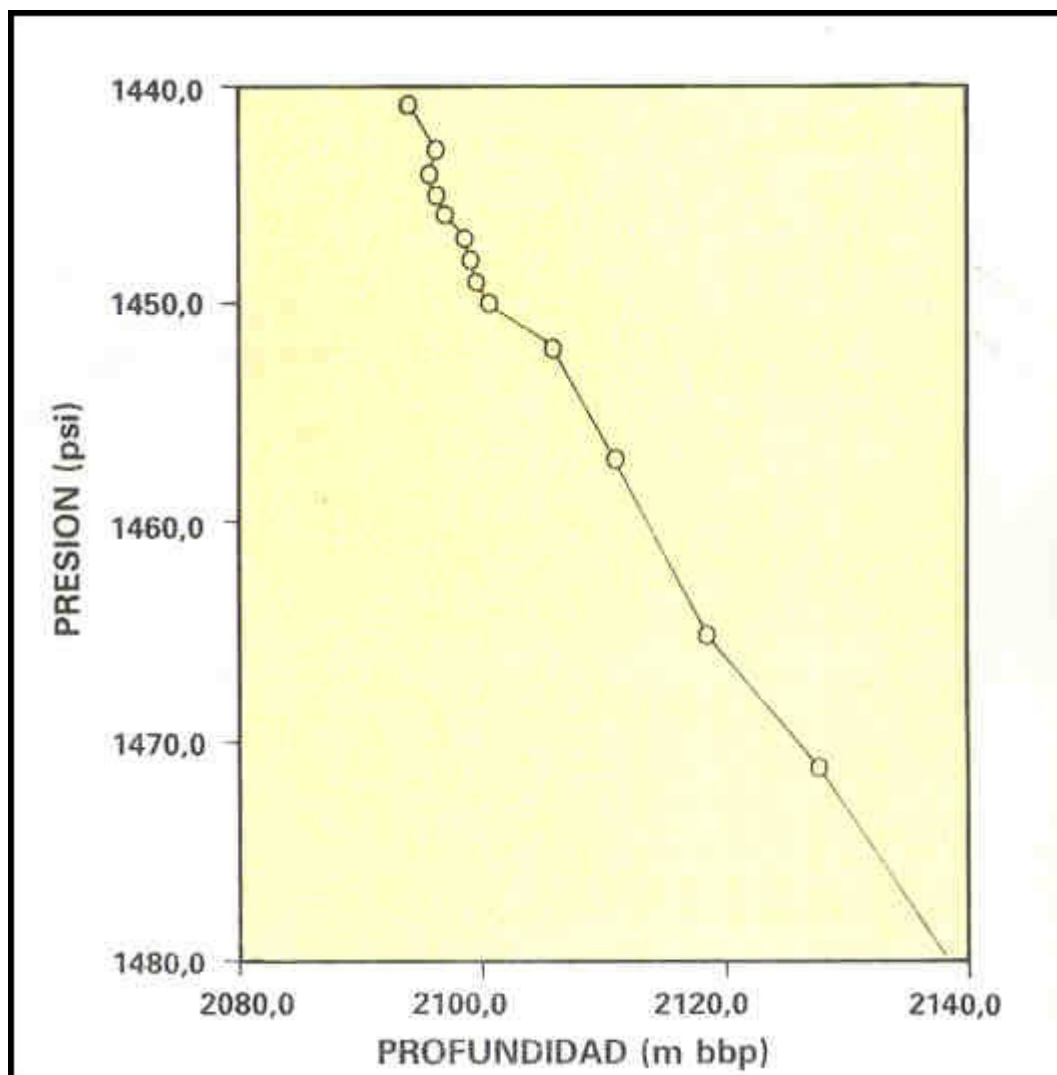




**Determinación de contactos de fluidos con mediciones de RFT**

Las siguientes figuras ilustran las diferencias en los gradientes obtenidos con ambos manómetros en el mismo pozo. La primera de las figuras indica la determinación de gradientes con manómetro de cuarzo, mientras que la segunda ilustra la determinación de gradientes con manómetro convencional.





La hipótesis de que el gradiente vertical de presiones corresponde a la densidad del fluido de la formación es válida en condiciones estáticas (yacimientos nuevos) o cuando los gradientes dinámicos son despreciables. En condiciones de equilibrio estático, las variaciones de presión en función de la profundidad se deben a causas gravitacionales, que expresada en términos de gradiente resultan:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{\text{GRA}} = \rho g$$

donde  $\rho$  es la densidad y  $g$  la aceleración de la gravedad.

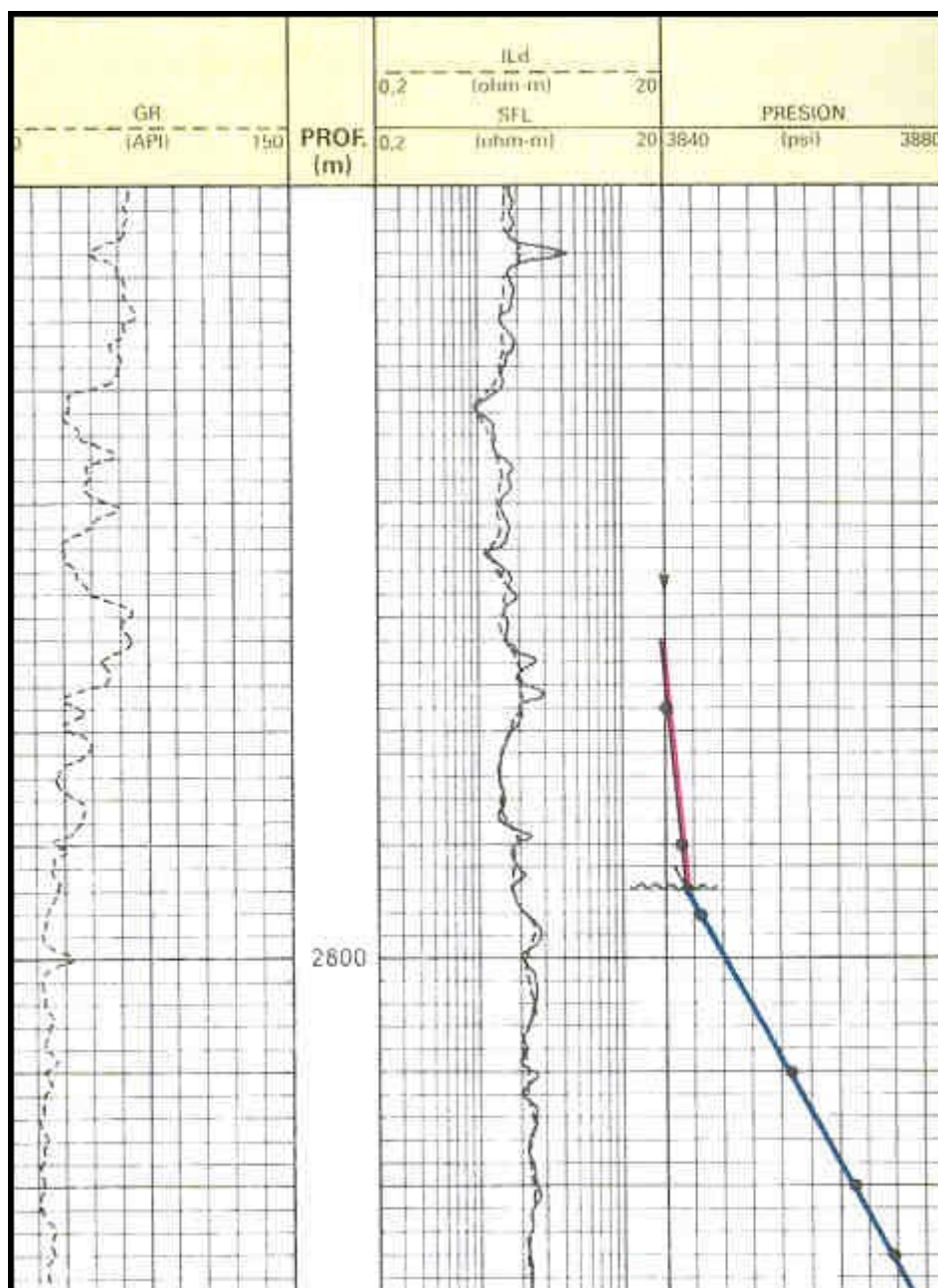
En condiciones dinámicas hay un gradiente adicional de caída de presión debido a las fuerzas viscosas definidas en la ley de Darcy.

$$\left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{\text{VIS}} = - \frac{\mu}{k_z} V_z = - \frac{\mu}{k_z} \frac{Q_z}{A}$$

donde  $V_z$  y  $Q_z$  por la convención adoptada son positivos cuando el movimiento es hacia abajo.

El gradiente medido con el RFT es la suma de los componentes gravitacionales y viscosos. El gradiente obtenido en la zona acuífera, en la siguiente figura, es equivalente a  $1.29 \text{ g/cm}^3$ , superior a la densidad del agua, estimada en  $1.01 \text{ g/cm}^3$ . El gradiente originado por el movimiento del agua hacia arriba es equivalente a

$0.28 \text{ g/cm}^3$ . Esta conclusión está confirmada en la práctica con estudios de balance de materia en el campo, que confirman la existencia de un acuífero activo.



### Efecto del movimiento de fluidos en los gradientes

Como quedó ilustrado en los ejemplos precedentes los gradientes verticales de presión son función de la permeabilidad vertical, de las barreras impermeables y de la historia de producción. La utilización de los gradientes obtenidos con RFT durante ensayos de interferencia será descripta posteriormente.

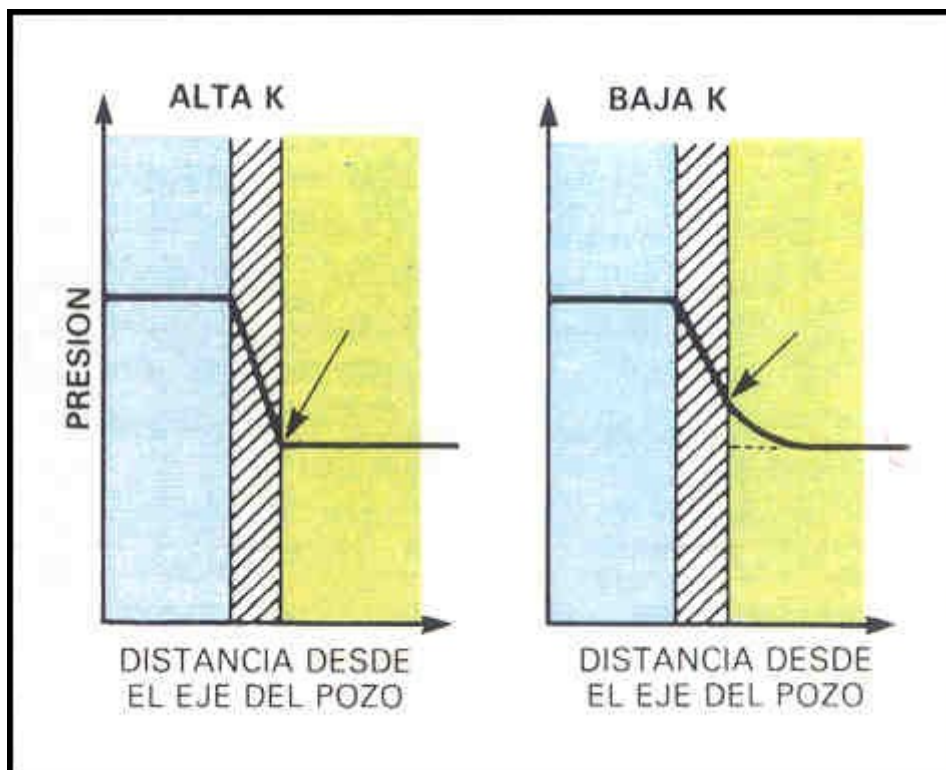
### Sobrecarga

Los estudios en detalle de gradientes en capas de poco espesor sólo tienen validez en formaciones de media o alta permeabilidad. En formaciones de baja permeabilidad los efectos de la sobrecarga pueden distorsionar a los gradientes.



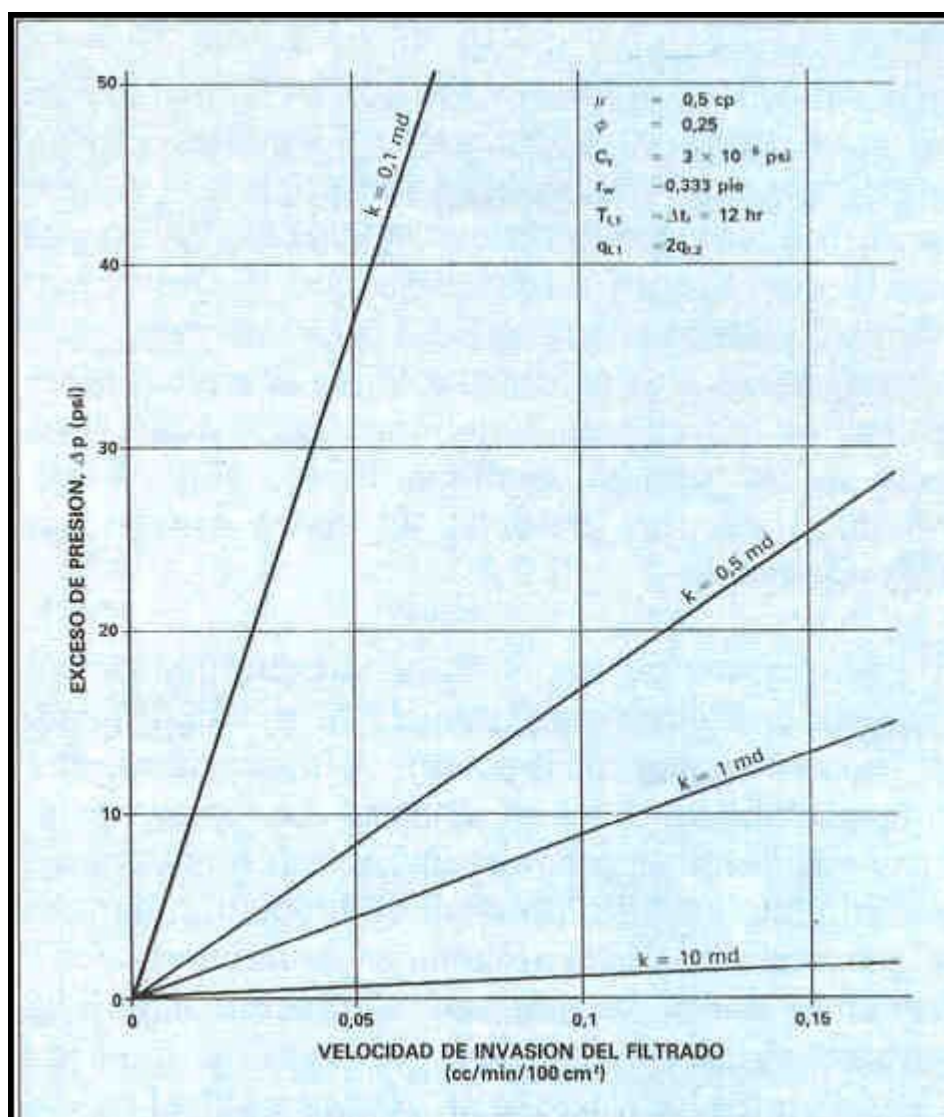
En los alrededores del pozo, a medida que se perfora, las formaciones están sobrepresionadas debido a la filtración del lodo. Cuando se forma el revoque, éste actúa como sello y la filtración disminuye notablemente. La sobrepresión se disipa con el tiempo, pero esta disminución de presión es lenta en formaciones de baja permeabilidad.

En la siguiente figura se ilustra el efecto de sobrecarga en formaciones de alta y baja permeabilidad. La sobrecarga no sólo depende de la permeabilidad de la formación, sino también de las propiedades del fluido de perforación y del tiempo transcurrido entre las medidas de RFT y la última "circulada".



#### Efecto de sobrecarga en formaciones de alta y baja permeabilidad

El efecto de la permeabilidad de la formación en el exceso de presión leído con el RFT, está indicado en la figura a continuación, para un lodo de perforación típico. Se puede apreciar que para formaciones de más de 10 md el efecto de la sobrecarga es despreciable.



### Exceso de presión debido a la invasión del filtrado en un reservorio

### ENSAYOS DE POZOS

Los ensayos de pozos consisten en ocasionar una perturbación en el caudal y analizar la respuesta de presión asociada a dicha perturbación con el objeto de obtener información de la transmisividad de la formación ( $kh/\mu$ ) del factor de daño ( $s$ ), y eventualmente de la presión estática de la formación ( $p$ ).

#### Ensayos convencionales

Cuando a un reservorio con un fluido líquido poco compresible, en condiciones de equilibrio estático, infinito en extensión, homogéneo e isotrópico se le aplica un escalón de caudal constante, la presión dentro del pozo decae siguiendo muy aproximadamente una ley logarítmica, al poco tiempo de iniciado el ensayo.

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{162,6 q B \mu}{kh}$$

$$\left[ \log t + \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_{w2}} - 3,2275 + 0,87 s \right]$$

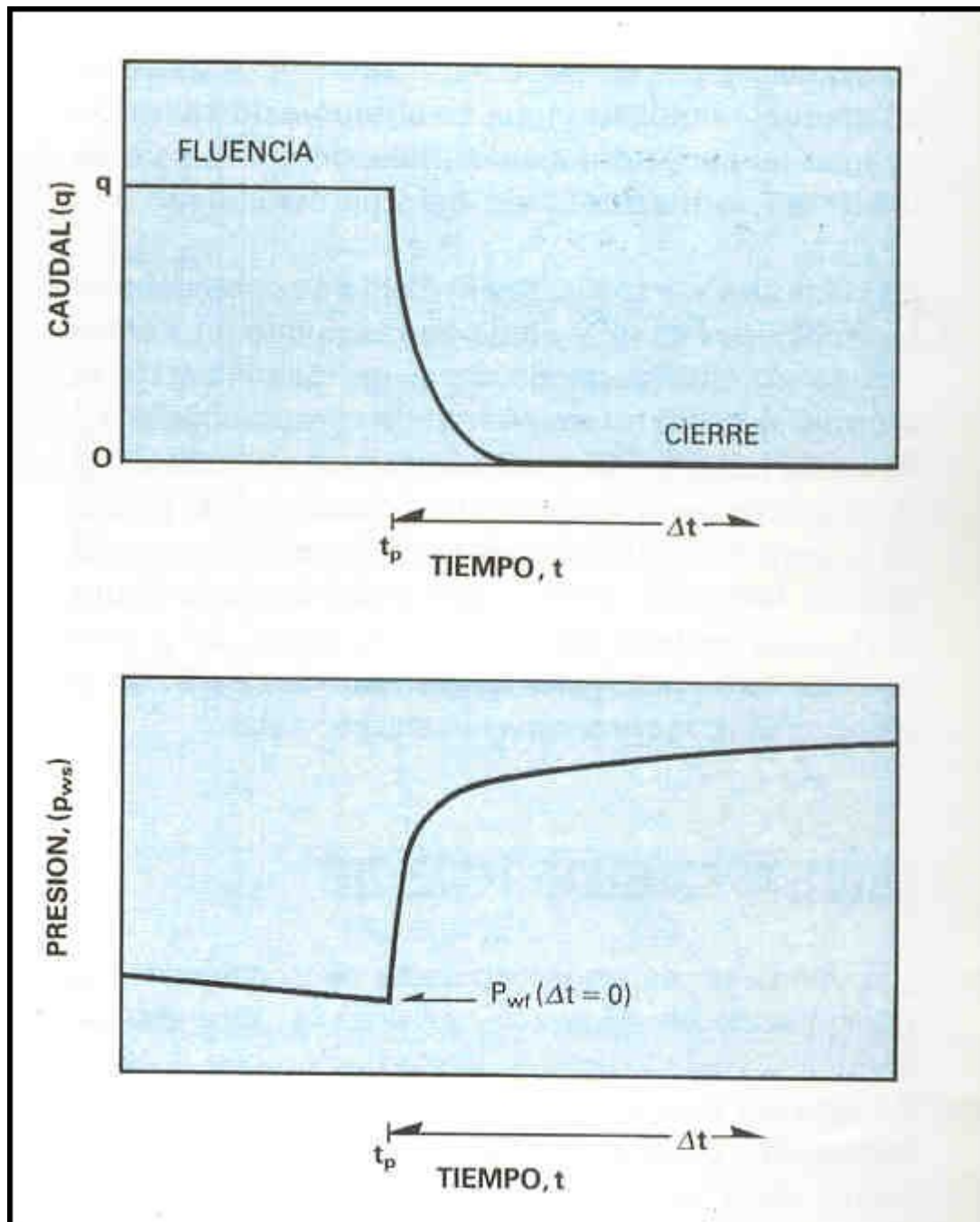
Graficando la presión vs.  $\log t$  se obtiene una recta de cuya pendiente es posible obtener la transmisividad de la formación y de la ordenada al origen el factor de daño.

El factor de daño que se obtiene incluye los efectos de la convergencia de fluidos en terminaciones parciales y/o punzados.

Los ensayos de fluencia a caudal constante no son los más comúnmente utilizados dada la dificultad de mantener el caudal a valor constante.

El ensayo de pozo que mayor aceptación ha alcanzado es el ensayo de Recuperación de Presión. En este tipo de ensayo se mantiene el pozo en fluencia durante un tiempo  $t_p$ . Luego se cierra en superficie y la respuesta de presión se registra frente a la formación, como función continua del tiempo  $\Delta t$ .

La primera de las siguientes figuras muestra la secuencia de caudales y la respuesta de presión de un ensayo típico. Se demuestra que si se grafica la variación de presión vs.  $\log (t_p + \Delta t) / \Delta t$ . (gráfico de Horner), figura posterior, de un ensayo de recuperación de presión frente a un reservorio isotrópico y homogéneo, se obtiene una recta de cuya pendiente es posible estimar la transmisividad,  $kh/\mu$ . Este gráfico también permite calcular el factor de daño,  $s$ , y además la presión extrapolada,  $p^*$ , para  $\Delta t$  tendiendo a infinito o sea para  $(t_p + \Delta t) / \Delta t$  tendiendo a 1. Si el tiempo de producción  $t_p$  es mucho mayor que  $\Delta t$ , se obtienen resultados similares graficando sólo presión vs.  $\log \Delta t$ .



Secuencia de caudales y respuesta de presión de un ensayo típico de Recuperación de Presión



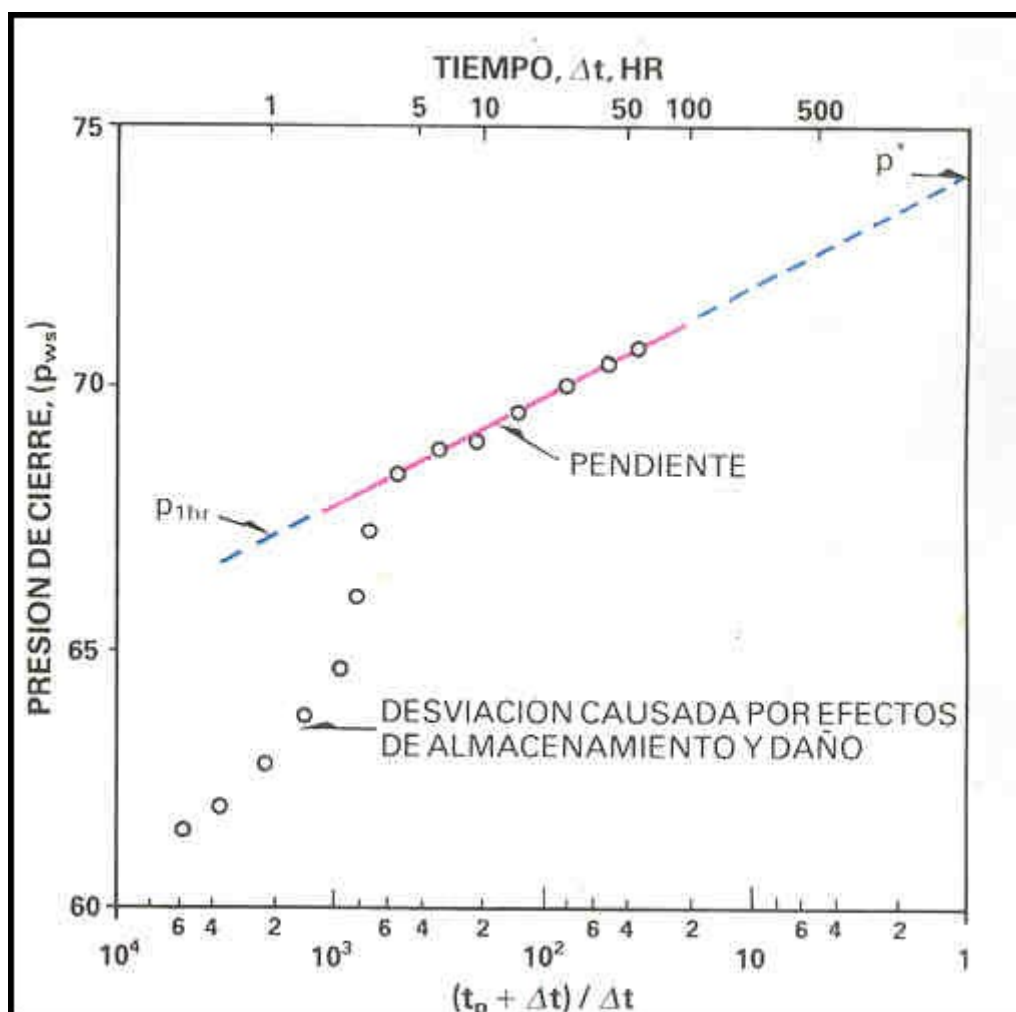


Gráfico semilog de un ensayo de Recuperación de Presión

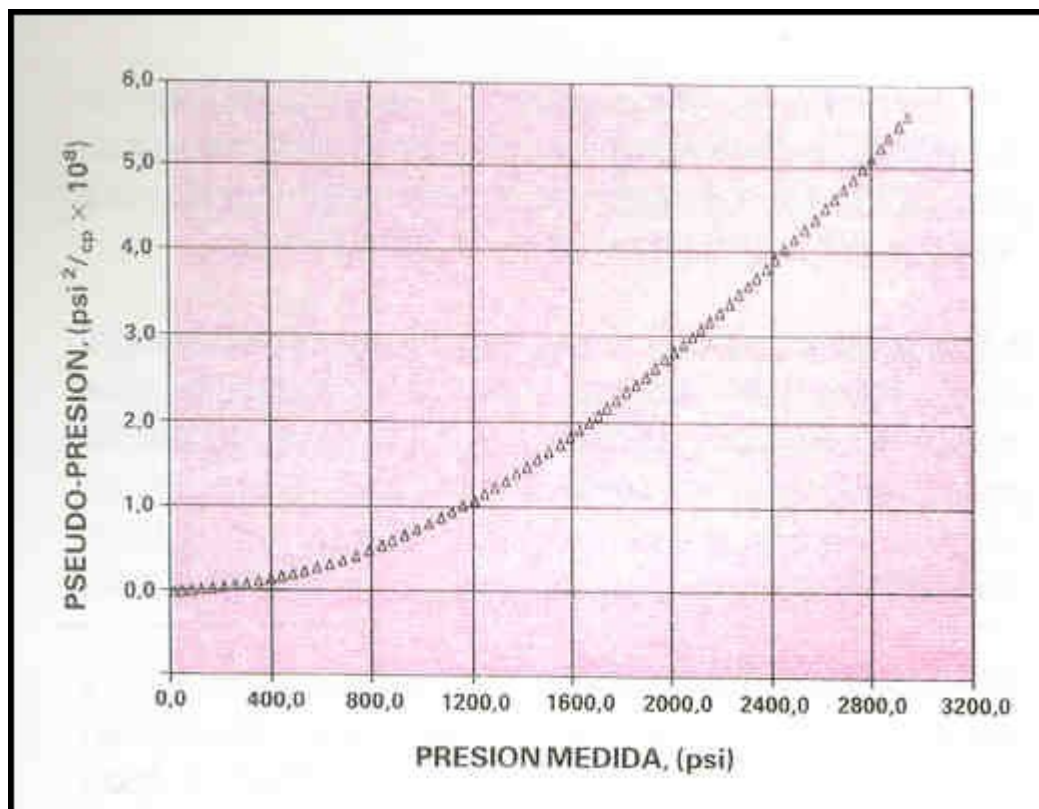
Si la acumulada de fluido durante el tiempo de producción  $t_p$  es despreciable frente al volumen in situ, el valor de  $p^*$  corresponde a la presión del reservorio. Si no es así, es necesario incluir un balance de materia y a partir de  $p^*$ , obtener el valor de la presión media ( $p$ ) en el área de drenaje del pozo.

Cerrar el pozo en superficie no significa que el caudal se anule instantáneamente frente a la formación, tal como se indica en la primera de las figuras anteriores. Esto se debe a que el pozo posee capacidad de almacenamiento. La respuesta de presión se ve enmascarada por este efecto de post - producción haciendo que los puntos no se alineen inmediatamente sobre una recta en el gráfico semilogarítmico (segunda figura de las anteriores). Debido a ello los tiempos de cierre suelen ser prolongados.

En yacimientos gasíferos no se cumple una de las hipótesis asumidas para deducir la ley logarítmica de las variaciones de presión: el fluido tiene alta compresibilidad. Para el análisis de ensayos de pozos gasíferos se recomienda utilizar una variable denominada pseudo-presión, o función potencial del gas real  $m(p)$ . Esta variable es definida matemáticamente como función de la presión según la integral:

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p dp}{\mu Z}$$

Como  $m$  y  $Z$  son función de la presión,  $m(p)$  resulta ser función única de la presión para una determinada temperatura de reservorio y una composición determinada de gas real. En la siguiente figura se indica una típica relación entre  $m(p)$  y la presión



#### Relación típica entre pseudo-presión del gas real y presión

Se puede demostrar que al graficar la pseudo - presión en función de  $\log t$  durante un ensayo a caudal constante los valores se alinean según una recta y se pueden obtener los valores de transmisividad y del factor de daño en forma similar al método explicado para los líquidos. Esto también se aplica a los ensayos de recuperación de presión.

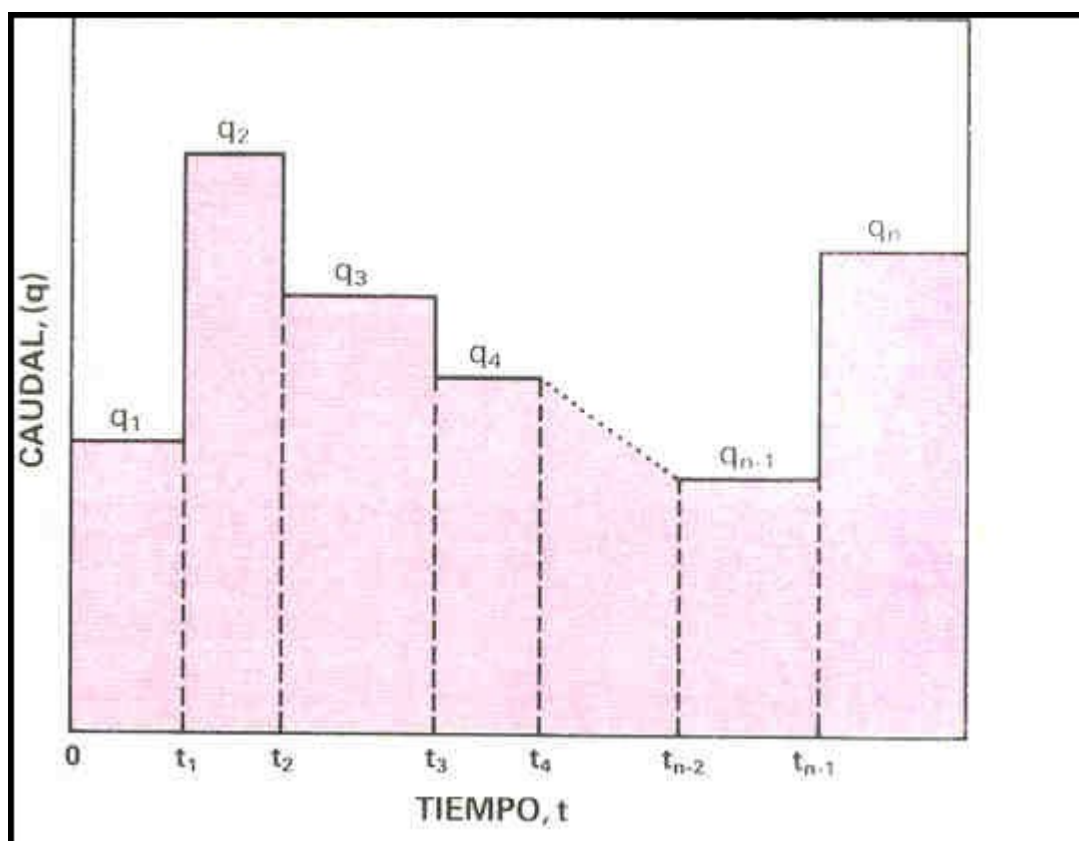
En resumen: los ensayos convencionales suelen analizarse graficando la presión vs.  $\log t$ , (o vs.  $\log (t_p + \Delta t) / \Delta t$ ), cuando el fluido es líquido. Cuando el fluido es gas se transforman los valores de presión registrados en pseudo - presiones según una ley que depende del PVT del gas; luego se grafican las pseudo - presiones en función de  $\log t$  (o  $\log (t_p + \Delta t) / \Delta t$ ). En ambos casos se trata de alinear los puntos en una recta de la cual se derivan las propiedades de la formación.

#### **Ensayos con medición simultánea de presión y flujo**

La ecuación básica que describe el movimiento de fluidos en un medio poroso es una ecuación diferencial en derivadas parciales que, para el caso de líquidos poco compresibles, es lineal. Para el caso de gases se la puede linealizar utilizando variables intermedias (pseudo - presiones y pseudo - tiempos).

Esta clase de ecuaciones goza de una propiedad tal que pueden ser resueltas aplicando un método conocido como principio de superposición.

Imagínese un pozo produciendo a una serie de caudales constantes durante diferentes períodos como se indica en la siguiente figura:



#### Representación esquemática de un Ensayo a Flujo Variable

Aplicando el principio de superposición se obtiene que la respuesta de presión frente a la formación es igual a la suma de las respuestas de presión a cada una de las variaciones de caudal.

En el caso particular en que el sistema permite aplicar la aproximación logarítmica a cada variación de caudal resulta:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_{wf} t_n} = m' \left[ \sum_{j=1}^n \frac{\Delta q_{wfj}}{q_{wf} t_n} \log (t_n - t_{j-1}) \right] + b'$$

$$m' = \frac{162,2\mu}{kh}$$

$$b' = \left[ \log \frac{k}{8\mu c_{t2} r_{w2}} - 3,2275 + 0,87 s \right]$$

Si el flujo, en lugar de variar escalonadamente, lo hace en forma continua, la sumatoria se transforma en una integral.

$$\sum (q, t) = \int_0^t \frac{dq(\tau)}{q(t)} \log (t - \tau) = \int_0^t \frac{q'(\tau)}{q(t)} \log (t - \tau) d\tau$$

La integral precedente se conoce como integral de convolución.

Estas ecuaciones indican que si se grafica la variación de presión normalizada vs. la integral de convolución, los puntos deben alinearse en una recta de pendiente  $m'$  y ordenada al origen  $b'$ . De la pendiente se obtiene la transmisividad y de la ordenada al origen el factor de daño.

Nótese que al registrar en fondo simultáneamente presión y flujo ya no es necesario mantener constante el caudal durante un ensayo de fluencia, principal limitación práctica de este tipo de ensayos.

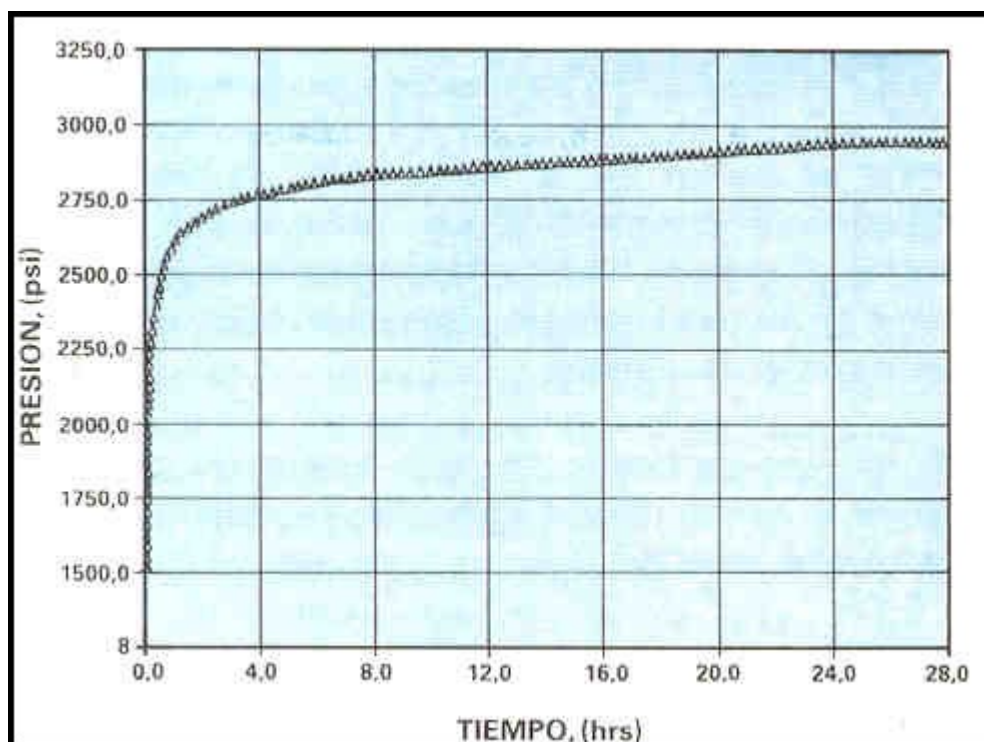
La técnica de superposición puede también aplicarse para analizar los ensayos de recuperación de presión durante el período de post – producción considerándolo como período de flujo variable.

Puede demostrarse que para estos casos se pueden efectuar gráficos normalizados equivalentes a los que se realizan para ensayos convencionales. Por ejemplo, el gráfico de Horner modificado incluye en su construcción las variaciones de caudal durante a post – producción y se analiza en forma similar al convencional.

La principal ventaja de los gráficos normalizados que utilizan la integral de convolución es que permiten efectuar análisis de ensayos aun cuando estos son de muy corta duración.

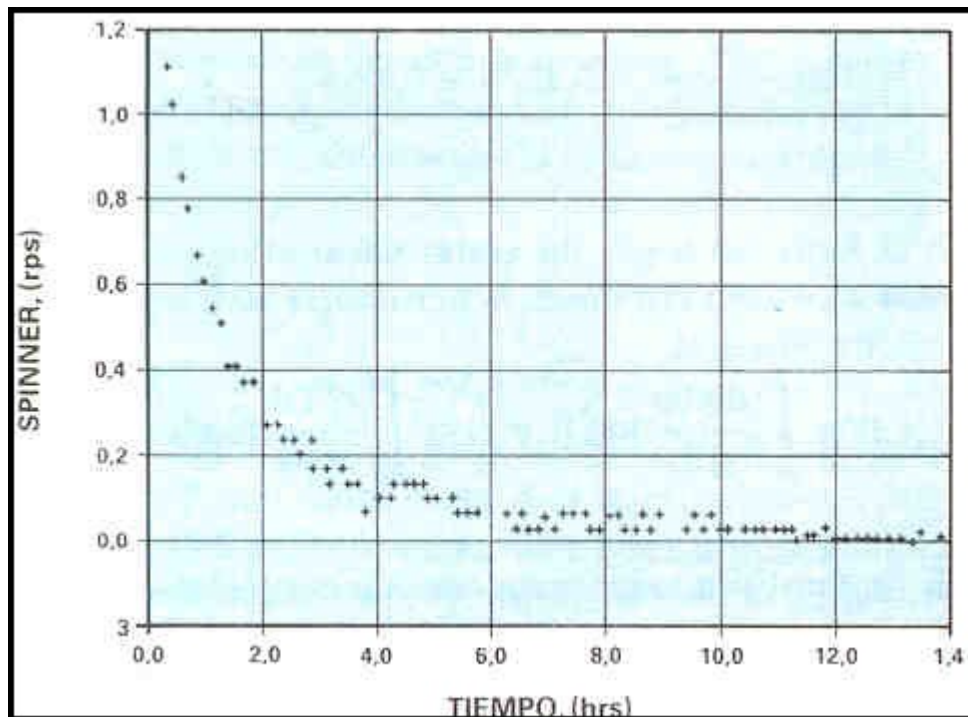
### Ejemplo

En la siguiente figura se indican los valores de presión y caudal de un ensayo de recuperación de presión efectuado en un pozo gasífero de la Cuenca Neuquina.



Registro de presiones durante un Ensayo de Recuperación de Presión





#### Registro de la post-producción durante un Ensayo de Recuperación de Presión

En la parte superior de la subsiguiente figura está graficada la función potencial de gas real  $m(p)$ , en función del  $\log t$ . Se observa que los puntos se alinean en una recta luego de 3 horas de ensayo. En la parte inferior de la misma figura se ven los datos de la pseudo – presión normalizada registrados entre 0.01 hrs y 0.3. horas de ensayo, graficados en función de la integral de convolución normalizada.

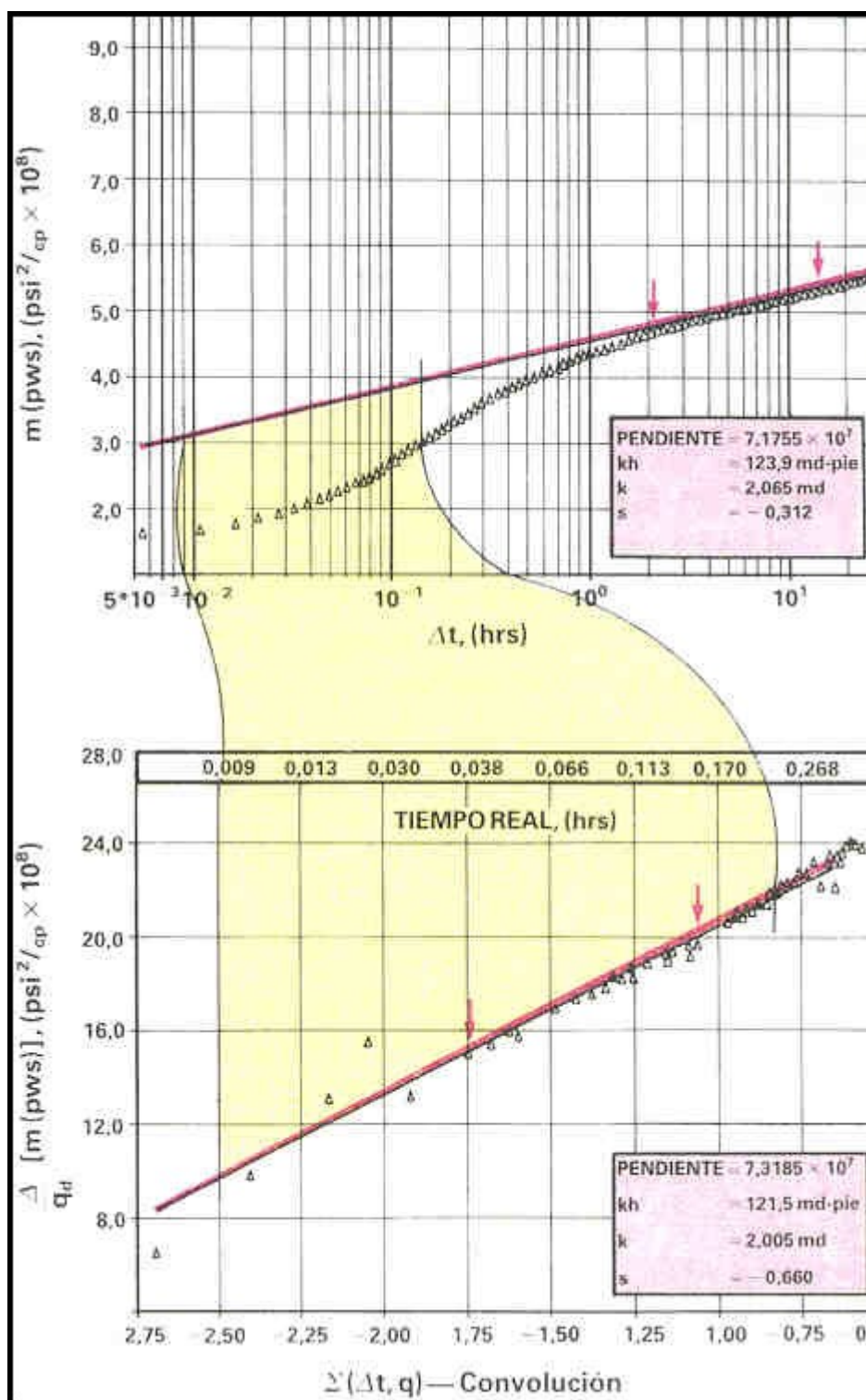


Gráfico Semilog y Gráfico de Convólucion

Los valores de permeabilidad y daño calculados con ambos gráficos son prácticamente idénticos, con la salvedad que para el análisis convencional son necesarias 30 horas de ensayo mientras que para la técnica que utiliza mediciones simultáneas de presión y flujo son necesarias 0.3 horas de registro.

En la parte superior de la siguiente figura, se indican los resultados del mismo ejemplo en un gráfico de Horner convencional utilizando las 30 horas de registro de presión, y en la parte inferior los resultados en un gráfico de Horner modificado utilizando los datos de presión y flujo de las primeras dos horas de registro.

Ambas técnicas obtienen resultados semejantes. Estos gráficos pueden hacerse en tiempo real durante el ensayo.

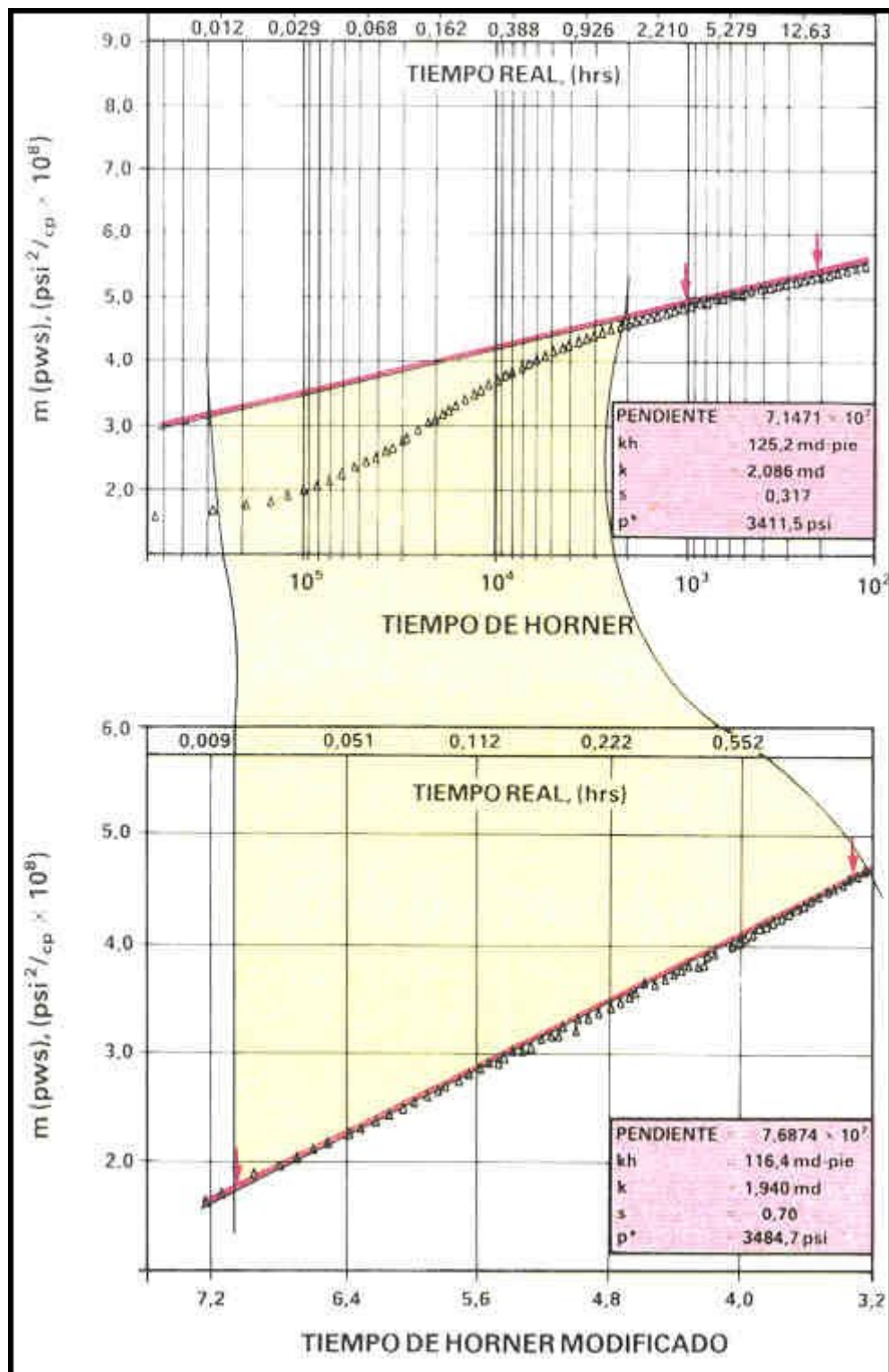


Gráfico de "Horner" y "Horner Modificado"

#### Conclusiones

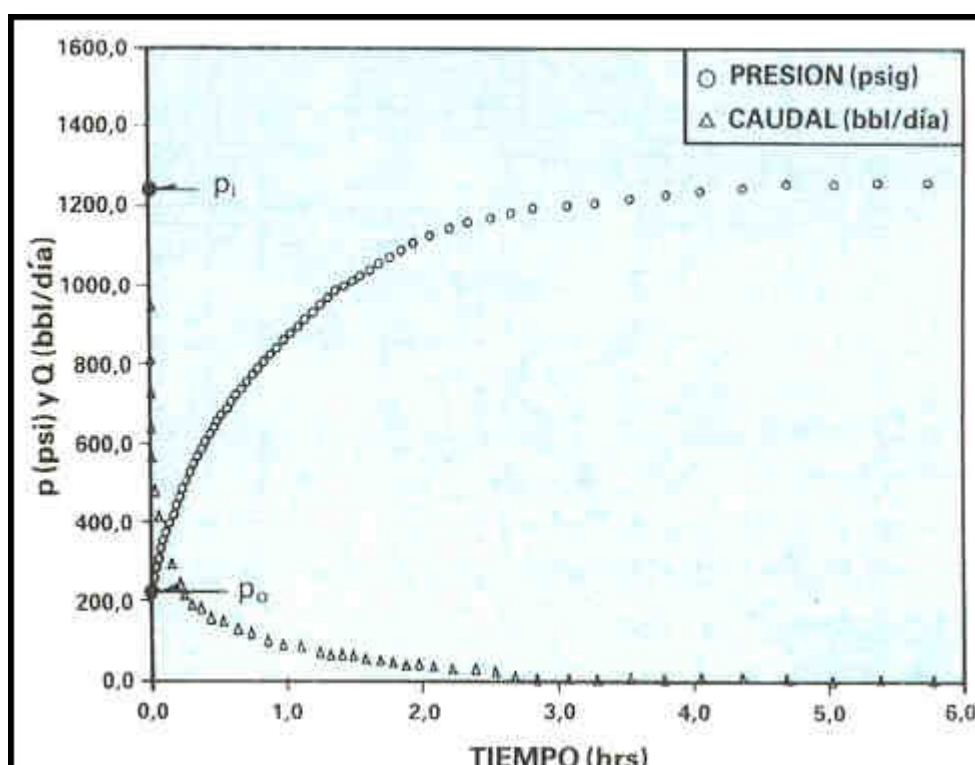
- Las técnicas de ensayo que utilizan simultáneamente medidas de presión y flujo permiten reducir la duración de los ensayos de recuperación de presión en por lo menos un orden de magnitud.

- Los ensayos de fluencia pueden ser analizados correctamente aun cuando la condición de caudal constante no se cumpla.
- Los ensayos de corta duración aseguran que los cálculos de transmisividad y daño no estén afectados por condiciones de borde externo.

### **Punzado y Ensayo de pozo en una misma operación**

Cuando se punza con la técnica TCP existe un diferencial de presión de la formación hacia el pozo. Debido a este diferencial de presión se origina un flujo inmediatamente después de disparar el cañón. El flujo comienza con un caudal instantáneo máximo que luego decrece hasta su eventual anulación. El caudal disminuye como consecuencia de la creciente contrapresión ejercida por el ascenso de la columna líquida. Cuando esta columna ejerce una presión igual a la presión de formación, el caudal se anula.

La siguiente figura muestra la variación típica del caudal y la presión luego de punzar con la técnica TCP. Las condiciones antes de punzar están representadas por  $p_i$  (presión estática de la formación) y  $p_o$  (presión ejercida por el colchón de fluido existente dentro de la tubería de producción). Este colchón está calculado para controlar el diferencial de presión. Un diferencial de presión excesivo puede resultar perjudicial ya que los punzados podrían taparse como consecuencia del arrastre de finos.



### Variación de presión y caudal luego de punzar con la técnica TCP

Registrando la variación de caudal y presión con el tiempo es posible aplicar la técnica descrita para el flujo variable y estimar la transmisividad,  $kh/\mu$  y el factor de daño,  $s$ .

Otra forma de analizar el período de llenado de la tubería de producción luego de punzar, es mediante el empleo de curvas tipo.

Las curvas tipo son soluciones precomputadas que representan la respuesta de presión de los reservorios teóricos con características determinadas tales como: la capacidad de almacenamiento del pozo, daño, condición de flujo radial, etc.. Generalmente están graficadas en escalas log – log o semilog, como presiones



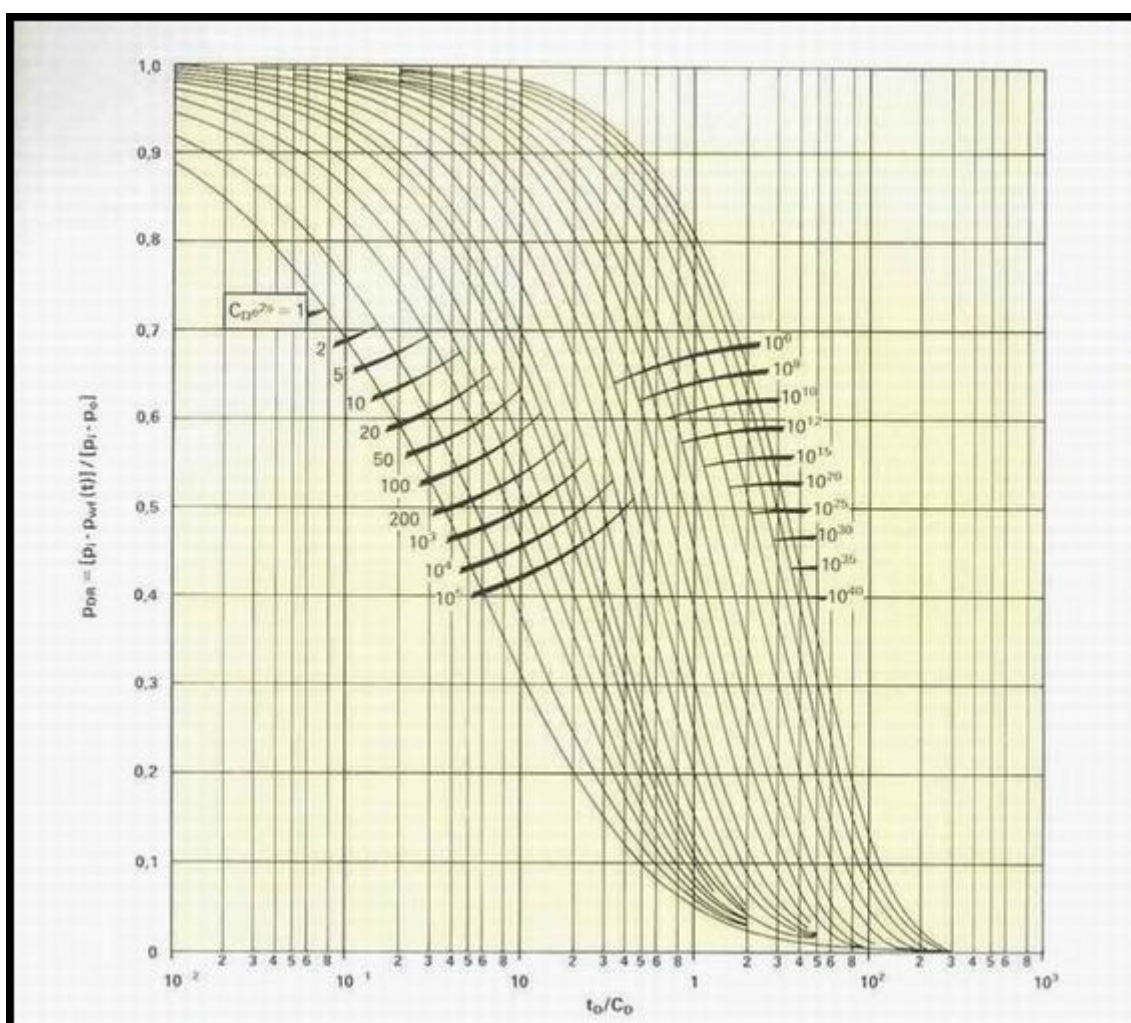
adimensionales vs. tiempos adimensionales, con cada curva caracterizada por un parámetro adimensional que depende del modelo de reservorio específico.

Ramey, Agarwal & Martin resolvieron el problema para el análisis del período de flujo de un ensayo de DST en el cual el caudal va disminuyendo paulatinamente hasta que el pozo se ahoga, presentando los resultados como curvas tipo (siguiente figura), en los que la relación adimensional de presiones,

$$p_{DR} = \frac{p_i - p_{wf}(t)}{p_i - p_o}$$

Es graficada versus

$$\frac{t_D}{C_D} = 0,000295 \frac{kh}{\mu} \frac{t}{C}$$



Curvas tipo semilog para el análisis del período de llenado de la tubería, Ramey et al

Cada curva está caracterizada por un parámetro de correlación  $C_D e^{2s}$ , donde  $C_D$  es la constante de almacenamiento adimensional, relacionada con la constante de almacenamiento real a través de la siguiente expresión:

$$C_D = \frac{5,6146C}{2\pi\phi c_{hr_w}^2}$$

Puede verse que los parámetros adimensionales es abscisas están definidos como el parámetro real tiempo, multiplicado por un coeficiente que incluye las características del reservorio. Por lo tanto, en un gráfico semilogarítmico, las curvas reales y teóricas son idénticas en forma, aunque desplazadas una con respecto a la otra.

El proceso de análisis consiste en graficar la relación de presiones vs.  $\log t$  en una escala idéntica a la de la figura anterior. Luego mediante desplazamientos horizontales se busca la curva tipo que mejor se ajusta a la curva registrada. Una vez logrado el ajuste correcto se elige un punto cualquiera sobre el gráfico, M, y se leen sus correspondientes valores de  $t_M$  y  $(t_D/C_D)_M$ . Reemplazando estos valores en la ecuación 6 y despejando, se obtiene la transmisividad  $kh/\mu$ .

El parámetro de correlación  $C_D e^{2s}$  correspondiente a la curva tipo ajustada permite calcular el factor de daño.

Las ecuaciones (3) y (5) muestran que es necesario conocer la presión inicial, tanto para el análisis usando gráficos de convolución, como para el análisis con curvas tipo. Este dato se puede medir utilizando la herramienta RFT antes de entubar. En aquellos casos en que  $p_i$  no se haya registrado antes de punzar deberá obtenerse al finalizar el período de llenado de la tubería, o si el pozo resultara surgente se deberá cerrar el pozo en superficie y efectuar una recuperación de presión.

### Ejemplos de campo

La siguiente figura muestra un registro de presión obtenido luego de punzar la formación Barrancas en un pozo de la Cuenca Cuyana.

Debido a la emulsión presente no fue posible obtener un registro continuo de caudales. No obstante ello se lo pudo sintetizar a partir de la definición del coeficiente de almacenamiento del pozo, C.

Si se conoce la variación de la presión con el tiempo,  $dp/dt$ , el caudal como función continua del tiempo queda expresado por:

$$q(t) = 24C \frac{dp}{dt}$$

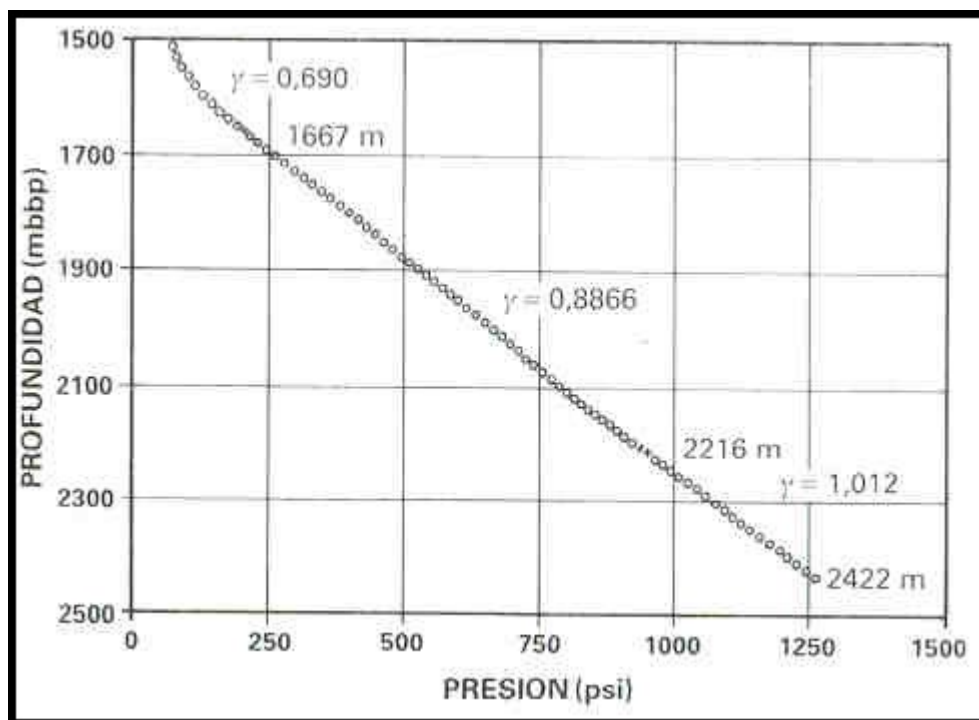
La figura anterior muestra también el caudal sintetizado mediante el uso de la ecuación precedente.

En el caso en que el nivel de líquido dentro de la tubería de producción asciende a medida que la formación aporta fluido, el coeficiente C queda definido por:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{\pi d^2}{4 \times 144 \times 5,6146} \times \frac{\Delta h}{0,4335 \gamma \Delta h} \times \frac{1}{\cos \alpha}$$

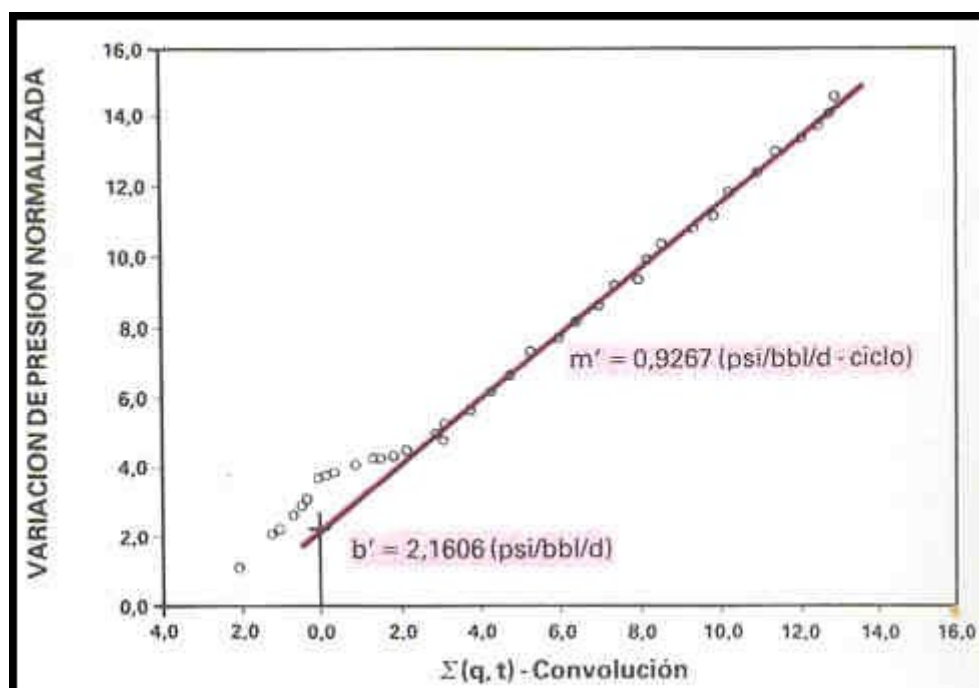
$$= \frac{0,00244d^2}{\gamma \cos \alpha}$$

La densidad promedio se obtuvo del ensayo de gradiente estático efectuado al final de la operación (siguiente figura). Con este valor y el diámetro de la tubería se estimó el valor C.



#### Ensayo de Gradiente Estático

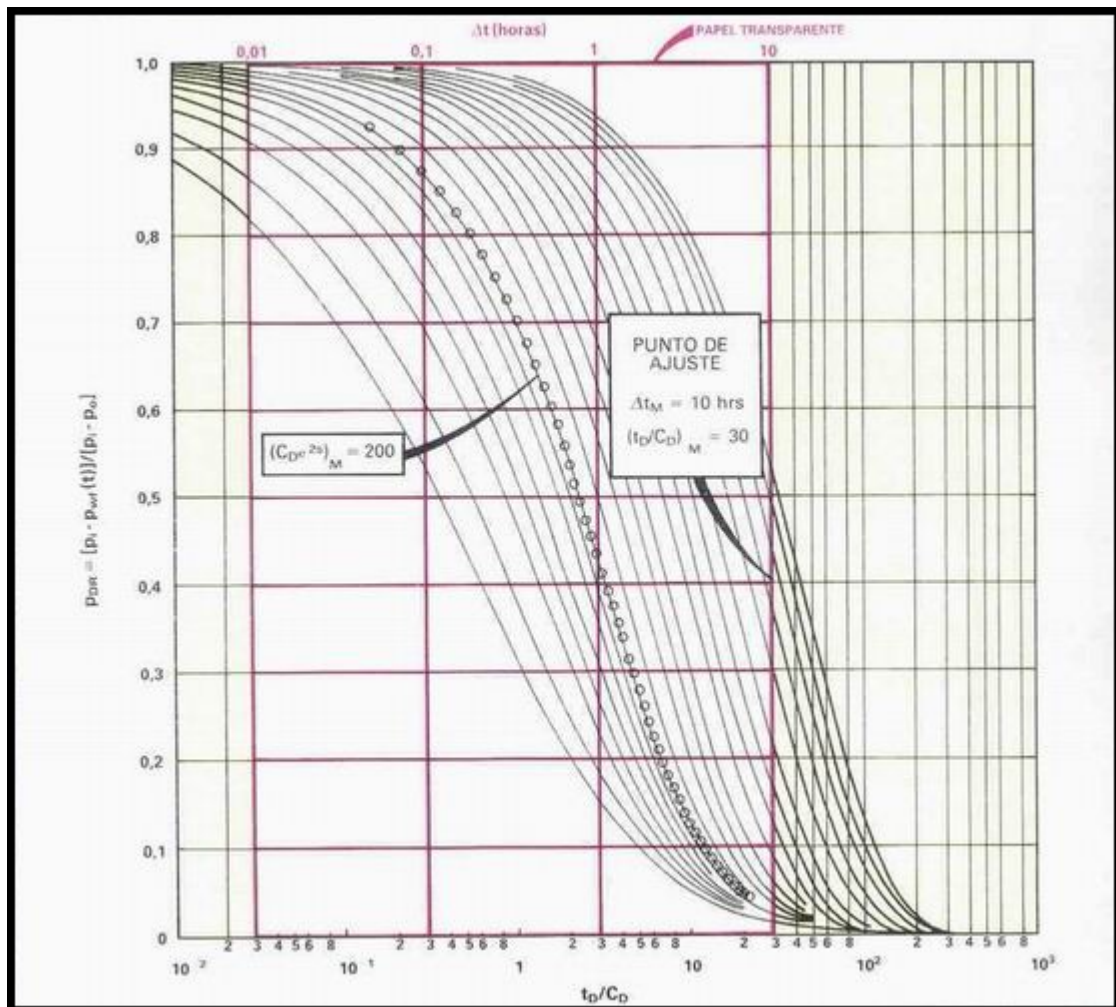
La subsiguiente figura muestra el gráfico de convolución. De la pendiente  $m'$  se obtuvo una transmisividad,  $kh/\mu = 174.9$  md-ft/cp y de la ordenada al origen  $b'$  un factor de daño  $s = -3.2$ .



#### Gráfico de Convolución

La posterior figura muestra los datos del ensayo graficados en la misma escala que las curvas de Agarwal et al. Del análisis según este método se obtuvo,  $kh/\mu = 167.7$  md-ft/cp y  $s = -2.2$ .

Se observa muy buena correspondencia entre ambos métodos.



#### Ajuste de valores medidos con curva tipo

Este pozo en particular fue coroneado y de los ensayos de laboratorio se obtuvieron valores de permeabilidad que confirmaron los valores obtenidos con el ensayo efectuado simultáneamente con el punzado.

El factor de daño negativo indica que el pozo se comporta como si estuviese estimulado, lo que confirma las bondades de punzar con cañones bajado con tubería.

Otro ejemplo, efectuado en la Cuenca del Golfo San Jorge, se muestra en la siguiente figura. Nuevamente el facto de daño resultó negativo luego de punzar con la técnica TCP.



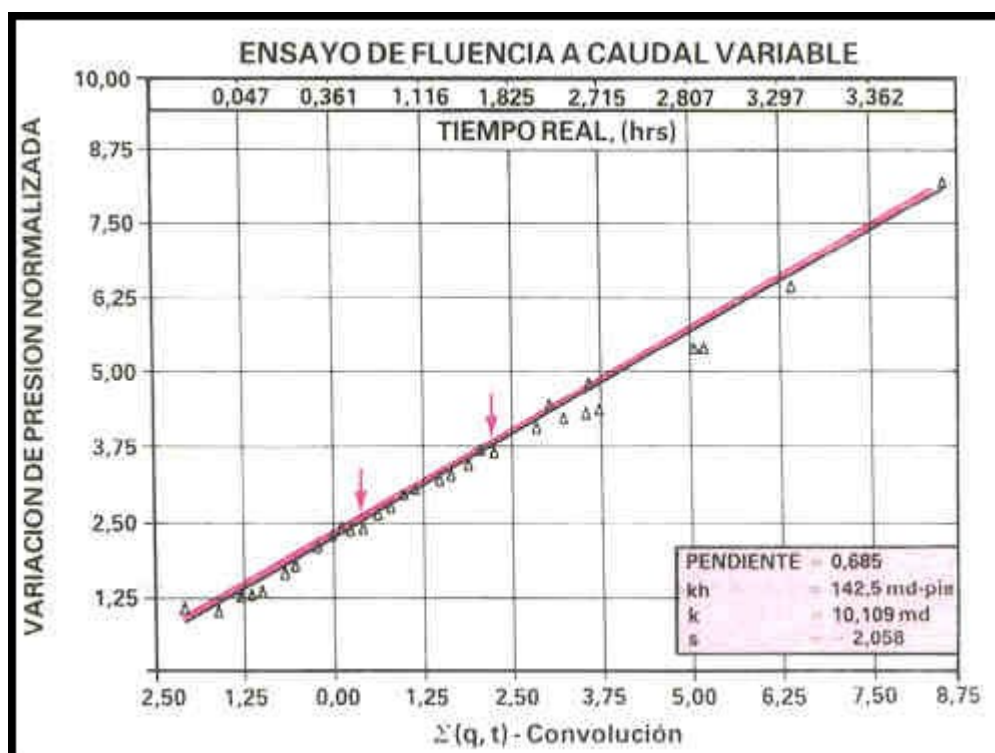


Gráfico de Convolución

## Conclusiones

- El registro simultáneo de presión y caudal durante el período de llenado después de punzar permite efectuar estimaciones rápidas y confiables de la transmisividad,  $kh/\mu$  y del factor de daño,  $s$ .
- Los valores de factor de daño obtenidos confirman que la técnica de punzado TCP es sumamente beneficiosa para incrementar la productividad de los pozos.
- Esta técnica puede ser tan eficaz como los ensayos de DST especialmente cuando se trate de pozos que no surgen.
- En el caso de pozos surgentes pueden hacerse estimaciones rápidas de las características de la formación. En este caso es posible analizar el período de llenado como así también una recuperación de presión posterior midiendo simultáneamente presión y flujo.
- Para analizar el período de llenado es importante contar con un valor confiable de la presión inicial,  $p_i$ , antes de punzar. De lo contrario la ventaja de la reducción en los tiempos de ensayo queda eliminada.

## Yacimientos heterogéneos – deconvolución

La respuesta de la presión en yacimientos heterogéneos, con grandes contrastes de permeabilidad, no necesariamente se alinea en una recta al graficarla vs.  $\log t$ . Por lo tanto la convolución del caudal con una función logarítmica del tiempo, tal como se realiza en la ecuación (3) no es estrictamente correcta en estos yacimientos.

Los diferentes casos de heterogeneidad originan respuestas características de presión ante un escalón de caudal han sido estudiadas por diversos autores. En muchos de estos casos es muy importante contar con la evolución de la presión desde tiempos muy tempranos, para poder analizar las propiedades de la formación. En los ensayos convencionales esta información está enmascarada por la capacidad de almacenamiento del pozo.

Cuando se registra simultáneamente presión y flujo en un reservorio heterogéneo, el primer paso es tratar de conocer como hubiera sido la respuesta de presión ante un escalón ideal de caudal. Una vez obtenida esta respuesta ideal, hay que intentar reconocer el sistema en función de la forma de la curva de presión, comparándola con la respuesta teórica de diferentes sistemas.

Asúmase que  $P(t)$  sea la respuesta del sistema a un escalón unitario de caudal. Aplicando un caudal variable, la respuesta de presión será (principio de superposición):

$$\Delta p(t_n) = \sum_{j=1}^n (q_j - q_{j-1}) \mathcal{P}(t_n - t_{j-1})$$

Y cuando el flujo varía continuamente la sumatoria se transforma en una integral

$$\Delta p(t) = \int_0^t \mathcal{P}(t-\tau) dq(\tau) = \int_0^t q'(\tau) \mathcal{P}(t-\tau) d\tau$$

Durante el ensayo se mide  $\Delta p(t)$  y  $q(t)$ ; de esta última medida se obtiene  $q'(\tau)$ . El ejercicio matemático consiste en despejar  $P(t)$  de la ecuación anterior. Este ejercicio se conoce como deconvolución.

Conceptualmente esto significa que mediante la deconvolución se trata de reconocer al sistema. Por el contrario, en los procesos en los cuales se aplica la convolución se asume que se conoce parcialmente el sistema y sólo se trata de obtener algunas de sus propiedades.

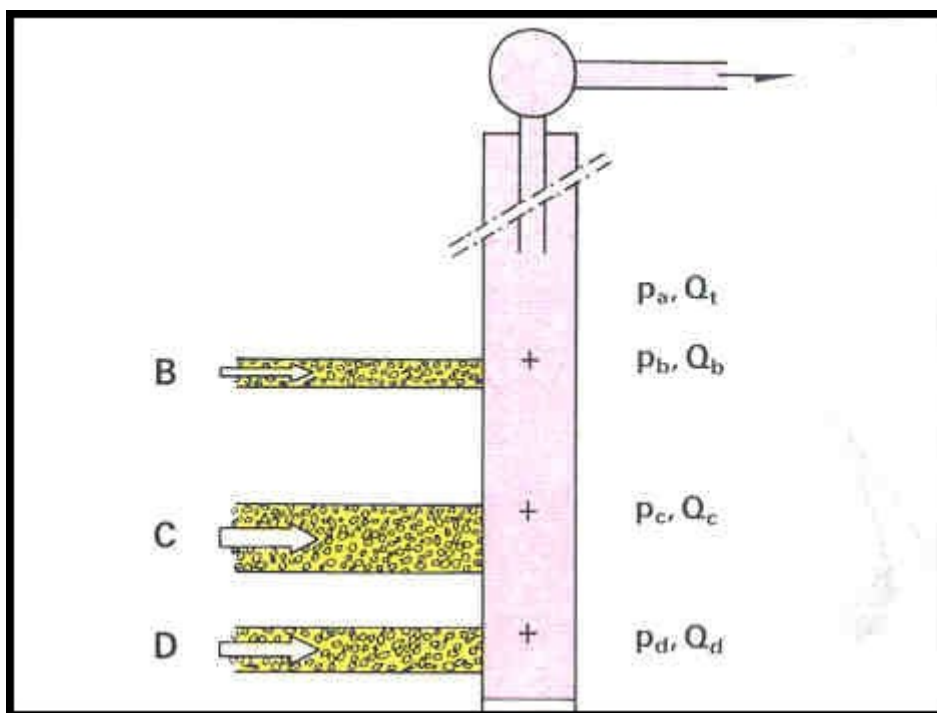
Por ejemplo, al asumir que el sistema es homogéneo e isotrópico se impone que  $P(t)$  es una función logarítmica del tiempo. Reemplazando  $P(t)$  por esa aproximación se desarrollan los métodos descriptos en las secciones anteriores. Estos métodos no necesariamente son válidos para sistemas heterogéneos.

La deconvolución a partir de las medidas de la presión y del caudal se puede efectuar en el centro de cómputos con el programa ADVRT.

### **Ensayos en pozos con múltiples reservorios. Técnica SIP**

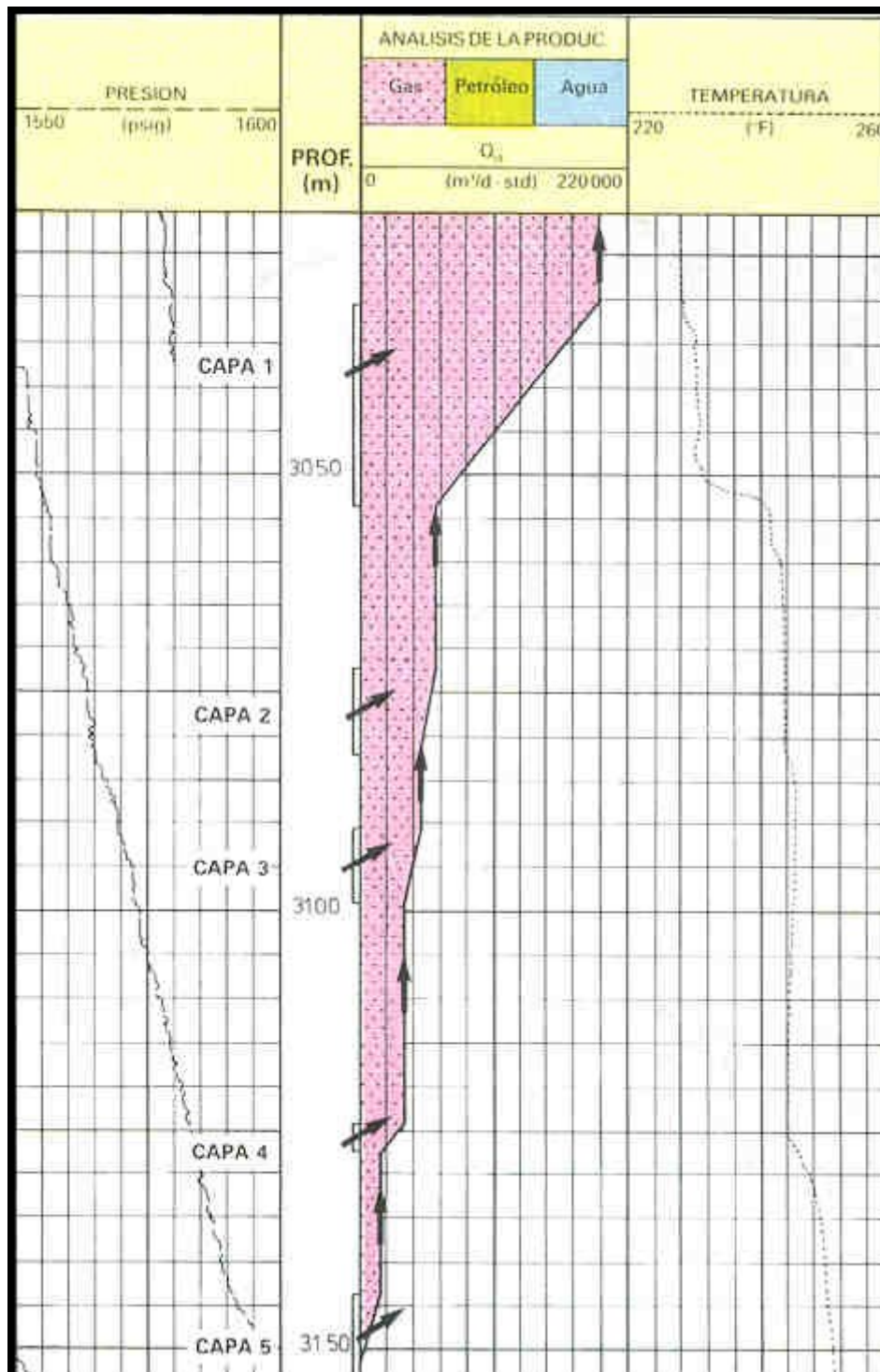
En yacimientos con reservorios independientes que poseen diferentes grados de depleción, el análisis convencional de ensayos puede llevar a interpretaciones erróneas.

El ensayo recomendado consiste en medir con herramientas de producción (siguiente figura) los caudales y presiones frente a cada capa para diferentes regímenes de producción estabilizada en boca de pozo (técnica denominada "Selective Inflow Performance").



#### Técnica SIP – Mediciones selectivas por capas

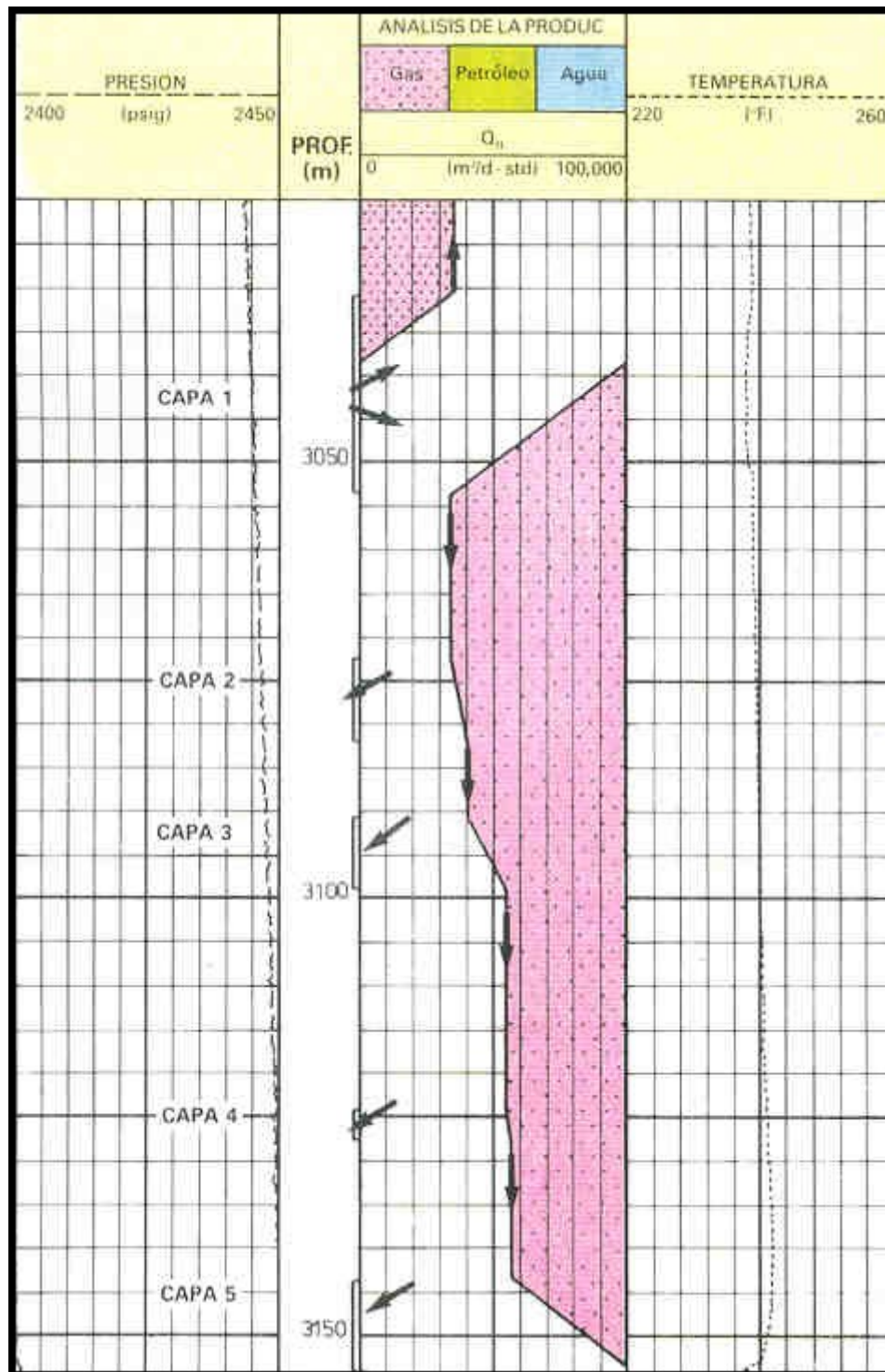
En la siguiente figura se muestra la interpretación de un perfilaje de producción en un pozo gasífero de la Cuenca Neuquina, que al momento del registro producía 200.000 metros cúbicos por día. La presión dentro del pozo en función de la profundidad está indicada en la pista 1, y los porcentajes acumulados de caudal en función de la profundidad están indicados en la pista 2. En este ejemplo, en el cual todas las capas aportan a la producción, el movimiento del fluido siempre es ascendente, y el caudal de cada capa se calcula como la diferencia entre el caudal por encima de la capa y el caudal que se observa en el pozo por debajo de la capa.



Interpretación de un perfil de producción. Presión de fluencia menor que presiones de formación

En la posterior figura se observa la interpretación en el mismo pozo de un perfil realizado tres días después mientras el pozo producía 35.000 metros cúbicos por día. Para este régimen de producción hay algunas capas que admiten. Es más, desde la capa 1 hacia abajo se observa que el movimiento de fluido es descendente.

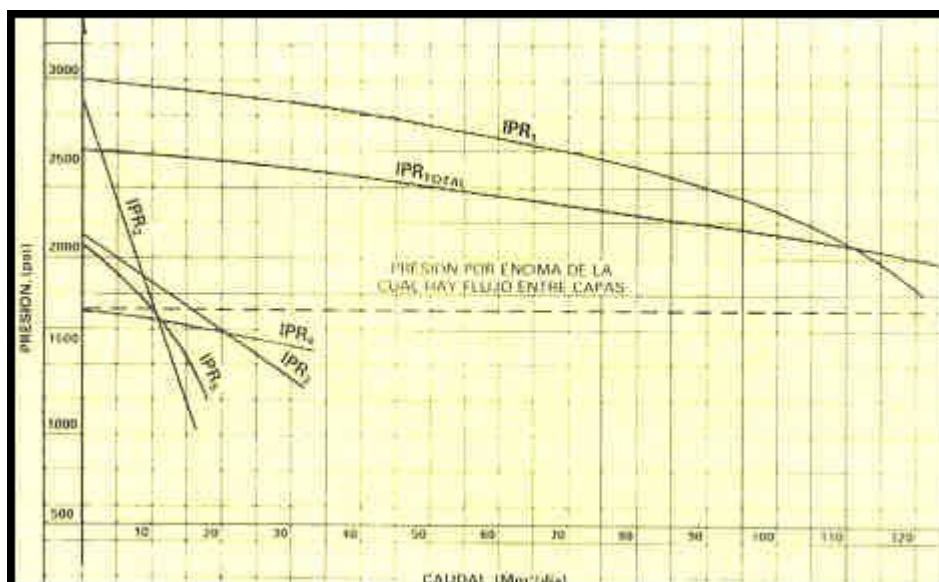




Interpretación de un perfil de producción. Presión de fluencia mayor que presión de formación de algunas capas

Para disminuir el caudal a 35.000m³/d fue necesario aumentar la contrapresión en boca de pozo y por ende la presión en el fondo del pozo. Ocurre que en esas condiciones la presión de fluencia es mayor que la presión de formación de algunas capas, las cuales comienzan a admitir (capas 2, 3, 4 y 5).

Efectuando la interpretación precedente para varios regímenes de producción se puede construir la siguiente figura:



### Curvas de performance de cada capa

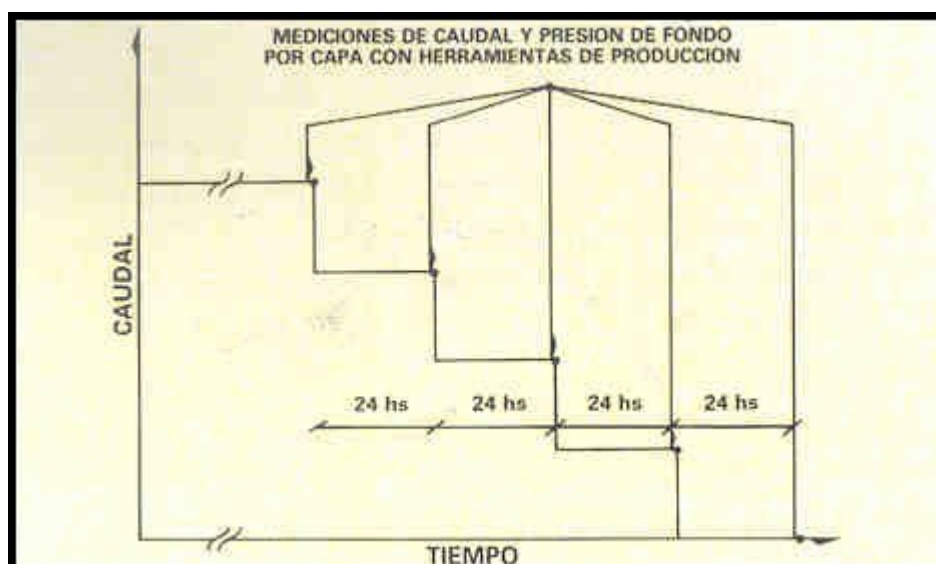
En ella se grafica el valor de la presión en el fondo a un plano de referencia y el correspondiente caudal de cada capa para cada régimen de producción. Uniendo los puntos de una misma capa se obtiene la curva de performance del reservorio correspondiente; la extrapolación para el caudal cero obtiene la presión de formación del reservorio. La extrapolación se efectúa utilizando una ley del tipo  $\Delta m(p) = BQ + FQ^2$ .

Sobre el gráfico se incluye la performance total del pozo. También está indicada la presión de fondo por encima de la cual comienza a verificarse flujo cruzado entre capas.

Es notable observar en este ejemplo que la presión de los reservorios va desde 1.700psi hasta 3.000psi, valores que se obtienen leyendo en la intersección de las curvas de performance con el eje de las abscisas en la figura anterior.

En teoría las curvas de performance son correctas y la presión de la formación es la correspondiente a la extrapolación para el caudal cero, sólo cuando se está en condiciones estabilizadas de producción. En formaciones con baja permeabilidad y diferentes presiones entre capas el tiempo de estabilización para cada régimen de producción es muy grande, y resulta prohibitivo económicamente efectuar ensayos en esas condiciones.

Con un modelo de pozo se simulaban distintas alternativas y secuencias de ensayos para compatibilizar una duración razonable del ensayo con la precisión requerida en los resultados de cada capa. El ensayo que cumple los requisitos es el indicado en la siguiente figura, el cual se llevó a la práctica. Los resultados presentados en las figuras tituladas "Interpretación de un perfil de producción. Presión de fluencia menor que presiones de formación" e "Interpretación de un perfil de producción. Presión de fluencia mayor que presión de formación de algunas capas" corresponden a la primera y a la cuarta serie de mediciones indicadas en la siguiente figura.



### Ensayo programado con el simulador

Los valores de presión por reservorio coincidieron con los datos de RFT de los pozos vecinos (nuevos), y sirvieron para efectuar un control del ajuste histórico realizado con un simulador de reservorio en este campo. Los datos de las curvas de performance de cada capa permitieron distribuir adecuadamente los caudales durante la historia de la producción. La técnica SIP ha sido adoptada para efectuar ensayos periódicos de controlen este yacimiento y ya se han efectuado varios trabajos.

Es conveniente remarcar que la técnica SIP permite determinar la curva de performance por capa, pero no permite evaluar la permeabilidad y el daño.

### Conclusiones

- En los pozos surgentes (o inyectores) es posible efectuar ensayos válidos en yacimientos multicapas.
- La técnica requiere mediciones simultáneas de presión y flujo.
- La técnica permite, para cualquier régimen de producción, establecer el porcentaje de aporte y/o admisión de cada capa, además de proveer la presión de cada reservorio.

## RESERVORIOS PARA ENSAYOS DE POZO

En esta sección se presentan simuladores diseñados para resolver problemas relacionados con ensayos de pozo, ensayos de interferencia, métodos de completación, productividad de los pozos y modelaje del reservorio para el flujo de fluidos hacia el pozo.

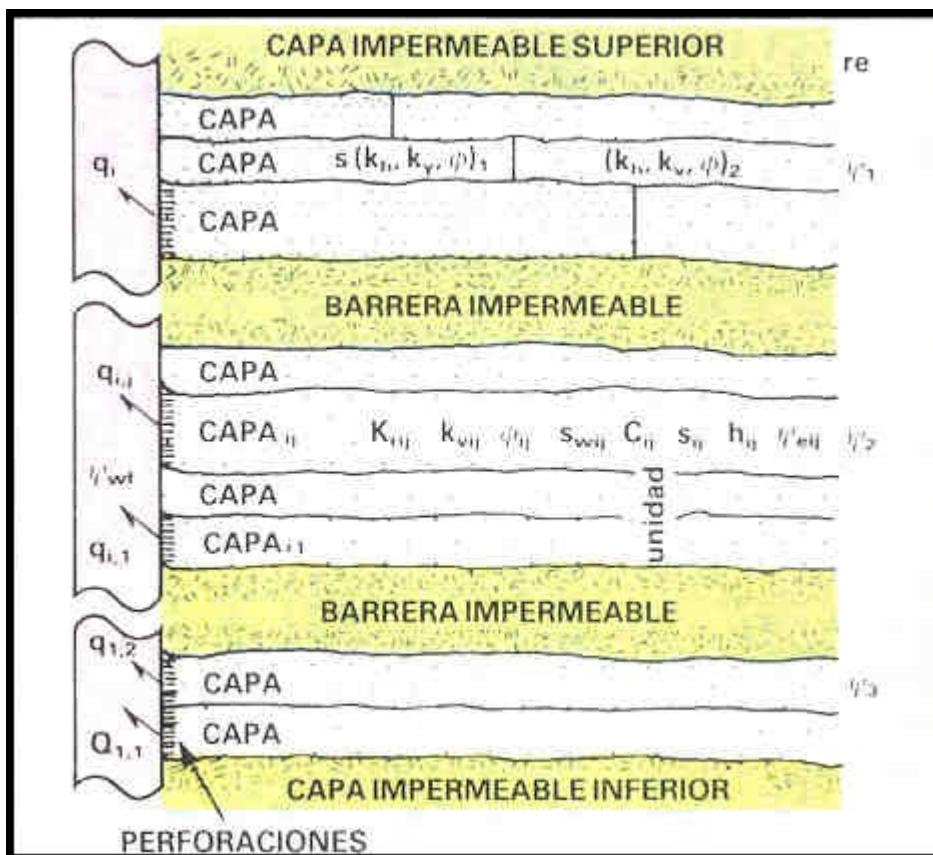
Los modelos de pozo más simples son simuladores que resuelven las ecuaciones apropiadas del flujo de una sola fase en las direcciones radial y vertical asumiendo simetría axial. Para resolver problemas que involucran más de una fase o que necesitan una descripción en tres dimensiones sin asumir simetría axial, son necesarios modelos más complejos.

Los simuladores de reservorio generalmente no son muy eficientes como modelos de pozo debido a que están diseñados maximizando su eficiencia para resolver otro tipo de problemas, en otra escala y con otras condiciones de borde. De ahí la necesidad de contar con otras herramientas para problemas a nivel de pozo. Los ejemplos de aplicación que se incluyen ilustran el uso de estos simuladores.

### **Modelo de pozo monofásico para líquidos**

En este modelo el reservorio está descrito como se indica en la siguiente figura. El reservorio está considerado como una serie de unidades separadas por barreras impermeables. Toda unidad puede ser

subdividida en capas, cada una de las cuales tiene diferentes características petrofísicas, de terminaciones, presiones o daño de formación. El modelo permite en cada capa, un cambio de las propiedades petrofísicas en un determinado radio.



Modelo de pozo – Simulador monofásico

El flujo de un líquido poco compresible según las direcciones r-z está descrito por la siguiente ecuación de difusividad:

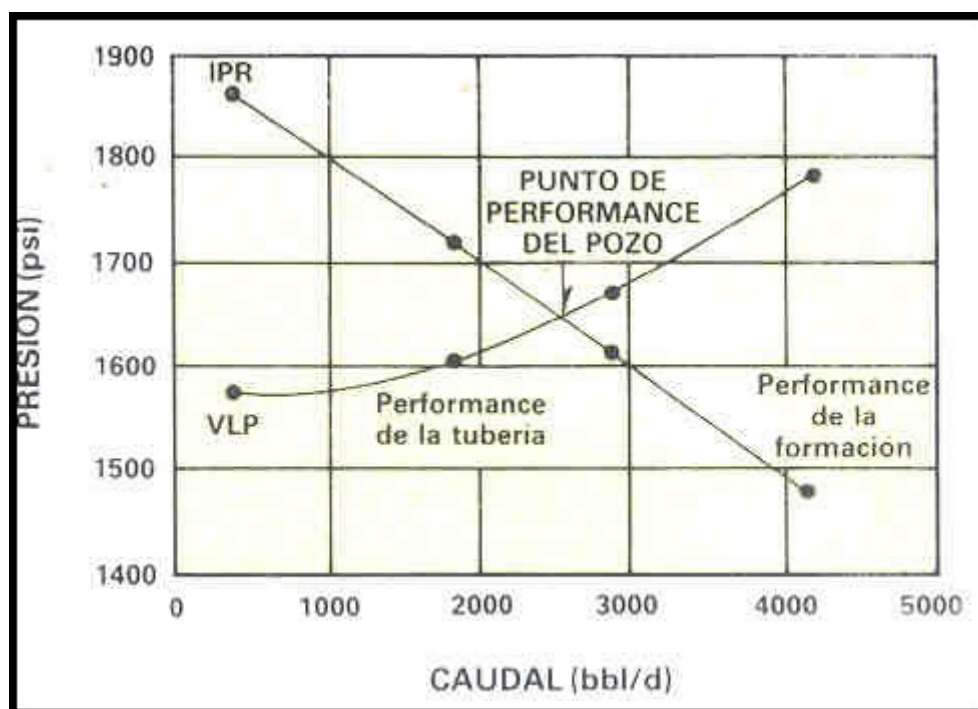
$$\frac{1}{r} \frac{\partial \left( k_r r \frac{\partial \psi}{\partial r} \right)}{\partial r} + \frac{\partial \left( k_z \frac{\partial \psi}{\partial z} \right)}{\partial z} = \phi \mu c_t \frac{\partial \psi}{\partial t}$$

Se ha utilizado el potencial  $\Psi = p - \rho g z$  para normalizar la presión a un plano de referencia.

Esta ecuación es resuelta por el modelo en dos modos diferentes. El primero es denominado condición estable, en el cual el miembro de la derecha de la ecuación de difusividad se hace cero y la solución es independiente del tiempo. El otro modo de operación se denomina no-estable o dinámico.

Para el modo estable, la condición externa está especificada por una presión constante al radio externo ( $r_e$ ). La condición interna dentro del pozo se satisface fijando la presión de fluencia, o el caudal total. En este último caso, los caudales se especifican en superficie y el modelo resuelve simultáneamente la performance del reservorio y la pérdida de carga en la tubería, determinando las curvas de performance de la formación y de la tubería (siguiente figura).





### Solución para el modelo estabilizado

Para el modo estable, la condición externa está especificada por una presión constante al radio externo ( $r_e$ ). La condición interna dentro del pozo se satisface fijando la presión de fluencia, o el caudal total. En este último caso, los caudales se especifican en superficie y el modelo resuelve simultáneamente la performance del reservorio y la pérdida de carga en la tubería, determinando las curvas de performance de la formación y de la tubería (figura anterior).

Para el modelo dinámico, dos condiciones pueden ser consideradas en el radio externo:

a. Yacimiento cerrado, lo que significa

$$\left. \frac{\partial \psi}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0$$

b. Empuje activo, que mantiene el potencial constante.

La condición interna para el modo dinámico tiene en cuenta los efectos resultantes de la capacidad de almacenamiento del pozo

$$q_{wvf} = B_o q_{sup} + C \frac{\partial \psi_{wvf}}{\partial t}$$

Se especifica  $q_{sup}$  y  $C$ ; ambos datos de entrada pueden ser función del tiempo. El modo de operación dinámico es necesario para el análisis y/o diseño de ensayos en régimen transitorio, tal como posteriormente se verá en los ejemplos.

Para ambos modos de operación, las terminaciones parciales son consideradas a través de las siguientes condiciones adicionales de borde:

para las capas abiertas

$$\psi = \psi_{wf}$$

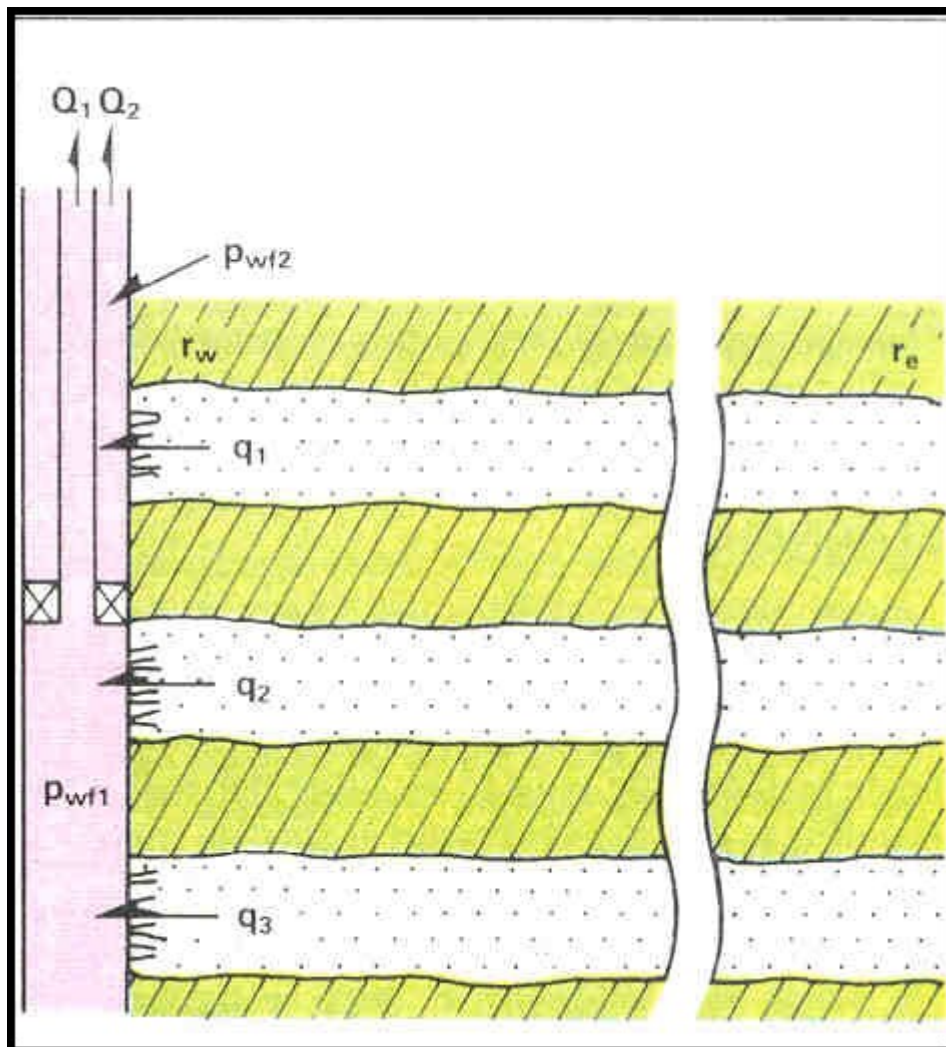
para las capas no abiertas

$$\left. \frac{\partial \psi}{\partial r} \right|_{r=r_w} = 0$$

Las barreras impermeables están definidas en las interfaces con la siguiente condición:

$$\frac{\partial \psi}{\partial z} = 0 \text{ para todo } r \text{ que satisfaga } r_w \leq r \leq r_e$$

El modelo permite analizar terminaciones duales. Para ello es necesario especificar la profundidad de la empaquetadura, los diámetros y las constantes de almacenamiento de la tubería y la cañería (siguiente figura). Esta configuración también es apropiada para el diseño y el análisis de ensayos de interferencia vertical.



Condiciones de borde interno del simulador

Modelo de pozo para gas

La geometría del reservorio, los modos de operación estable y dinámico, y las condiciones de borde son similares al modelo de pozo para líquidos.

Las principales diferencias con aquel son:

Se utiliza la ley de Forchheimer en lugar de la ley de Darcy.

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2$$

El último término de la igualdad se debe a los efectos de aceleración y desaceleración en el movimiento del fluido a través de los poros.

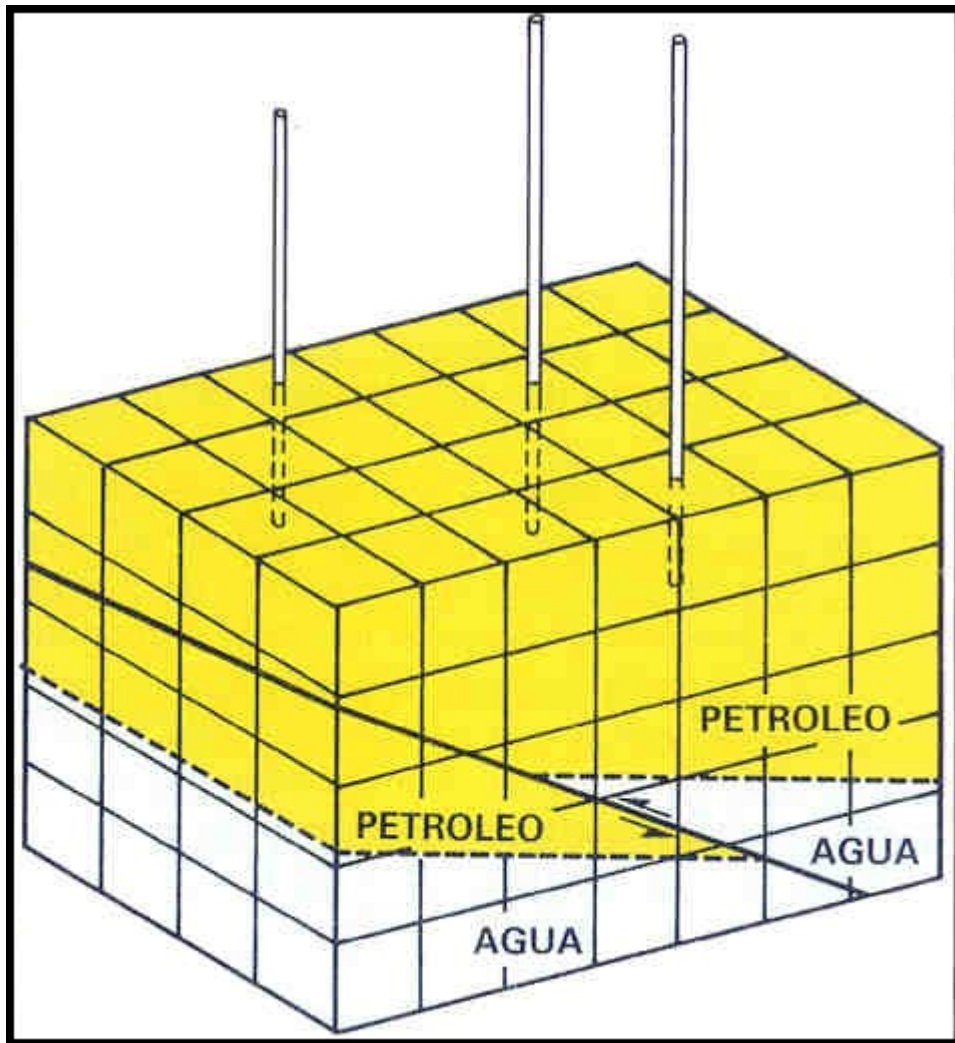
Las velocidades del fluido en los alrededores del pozo son muy altas en reservorios gasíferos, y no se pueden despreciar los efectos inerciales y de turbulencia como asume la ley de Darcy.

- Todos los coeficientes PVT son función de la presión.
- La permeabilidad puede ser función de la presión (efecto Klinkenberg).
- Se pueden calcular pseudopresiones (o función potencial del gas real) que es equivalente a  $\Delta p^2$  cuando  $(\mu \cdot Z)$  es constante.

$$k = k_o \left( 1 + \frac{b}{p} \right)$$

### **Modelo tridimensional bifásico para análisis de ensayos de interferencia**

Este simulador ha sido diseñado para analizar ensayos de interferencia. Es un modelo tridimensional bifásico (siguiente figura) en el que se resuelve una única ecuación de presión en lugar del sistema de ecuaciones presión – saturación acopladas, ya que se asume que durante el ensayo no hay cambios de saturación.



### Modelo Tridimensional bifásico

El modelo incluye fenómenos capilares y gravitacionales así como variaciones en las propiedades de los fluidos y de la roca. El sistema es inicializado con una distribución arbitraria de saturaciones. Las presiones iniciales son luego calculadas teniendo en cuenta las presiones capilares y la distribución inicial de saturaciones.

Las ecuaciones de flujo para cada una de las fases quedan expresadas por la siguiente relación:

$$\nabla \cdot [\lambda_i (\nabla p_i - \gamma_i \nabla z)] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_i}{B_i} \right) + \sum_{l=1}^{NW} q_{ij}$$

donde  $i = o, w$

y

$$\lambda_i = \frac{k k_{ri}}{\mu_i B_i} \quad (\text{transmisibilidad de la fase } i)$$

Las otras dos ecuaciones que describen al sistema son:



$$S_w + S_o = 1$$

$$p_c(S_w) = p_o - p_w$$

El sistema de ecuaciones se resuelve mediante técnicas de diferencias finitas con condiciones de flujo cero en los bordes y tratamiento implícito de las presiones de fluencia en cada uno de los pozos.

Para la solución del problema se asume que:

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \frac{\partial S_o}{\partial t} = 0$$

lo cual significa que no varían las saturaciones durante el ensayo.

El caudal de cada fase en cada uno de los pozos queda expresado por:

$$q_i = \frac{2\pi}{\left(\ln \frac{r_b}{r_w} - 0.5\right)} \sum_{L=1}^M \left( \frac{k h k_{fi}}{B_i \mu_i} \right)_L (p_i - p_{wf})_L$$

donde L representa a cada una de las capas punzadas.

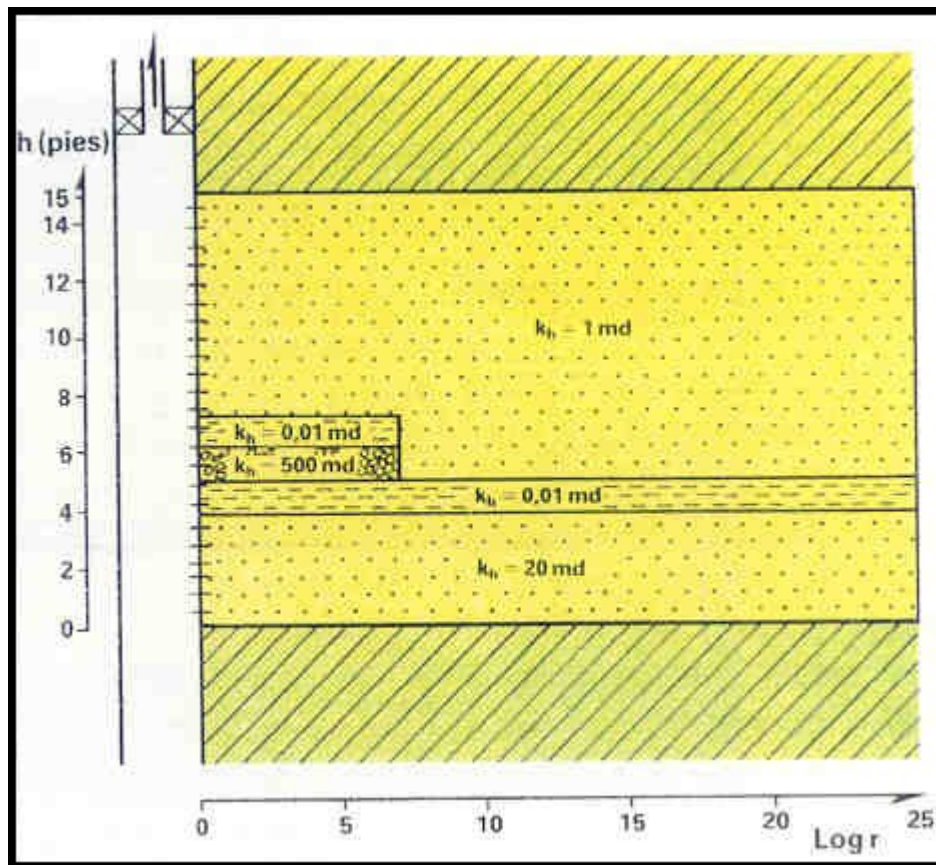
## **Ejemplos de aplicación**

### **Ejemplo A**

Este caso corresponde a un yacimiento de petróleo de la Cuenca Neuquina donde se desea confirmar un modelo de reservorio que pueda explicar ensayos de recuperación de presión de pozos en producción. En dichos ensayos, aún luego de tres meses de tener el pozo cerrado la presión continúa incrementándose. Esto contradice los cálculos teóricos que utilizan fórmulas analíticas desarrolladas para yacimientos homogéneos y que predicen, para dichos pozos, recuperaciones de presión mucho más rápidas.

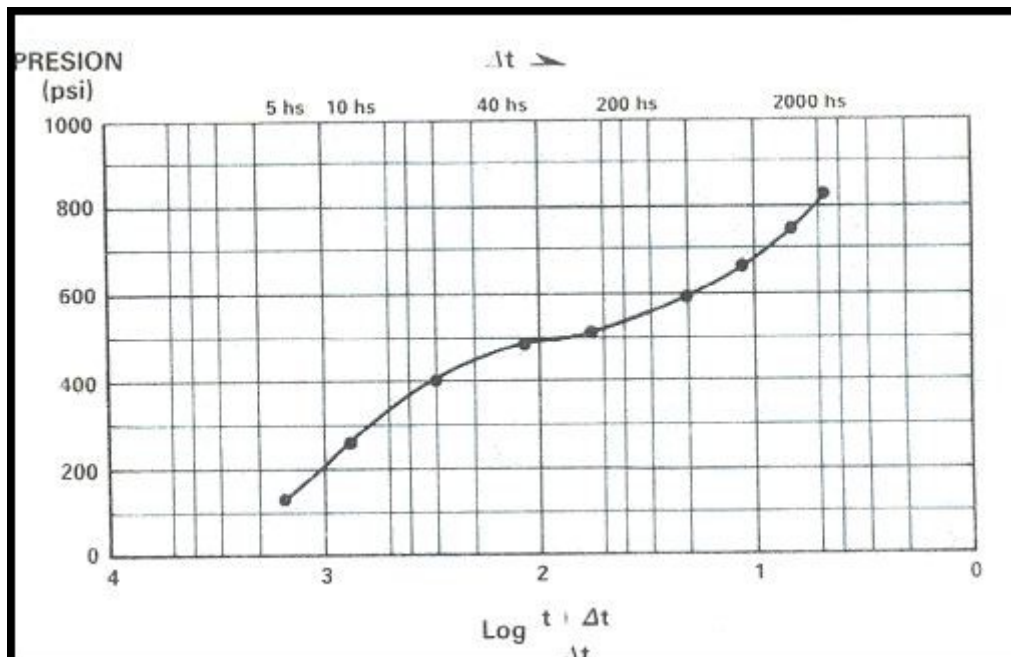
Sin embargo, el reservorio es muy heterogéneo con zonas de muy alta y baja permeabilidad. Durante la producción del yacimiento quedan bloques con diferentes presiones de acuerdo al grado de dificultad de comunicación hidráulica entre ellas y el pozo. Cuando el pozo se cierra, se inicia la ecualización de presiones en el reservorio y el tiempo necesario para llegar al equilibrio puede resultar muy largo.

En la siguiente figura se describe un ejemplo de este tipo de yacimientos. Se asume que un pozo ubicado en el centro de este reservorio produce durante once meses y luego se cierra por tres meses.



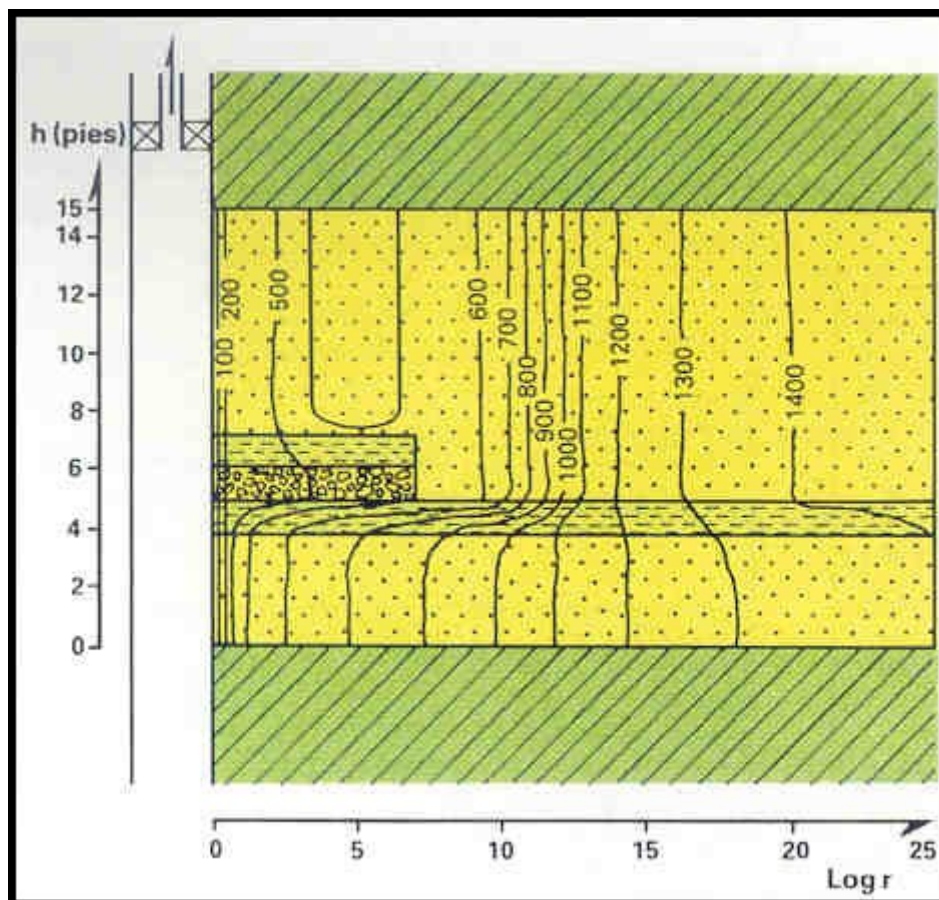
Reservorio muy heterogéneo de petróleo

El gráfico de Horner simulado, representando la evolución de la presión dentro del pozo, está indicado en la siguiente figura. Después de tres meses la presión continúa subiendo.



Recuperación de presión en un reservorio muy heterogéneo

En la siguiente figura se muestra el mapa de presiones antes de cerrar el pozo. Se ha hecho un corte radial, graficándose sobre el mismo la línea de potencial (presión) constante. Se puede apreciar que existen zonas contiguas con presiones diferentes.

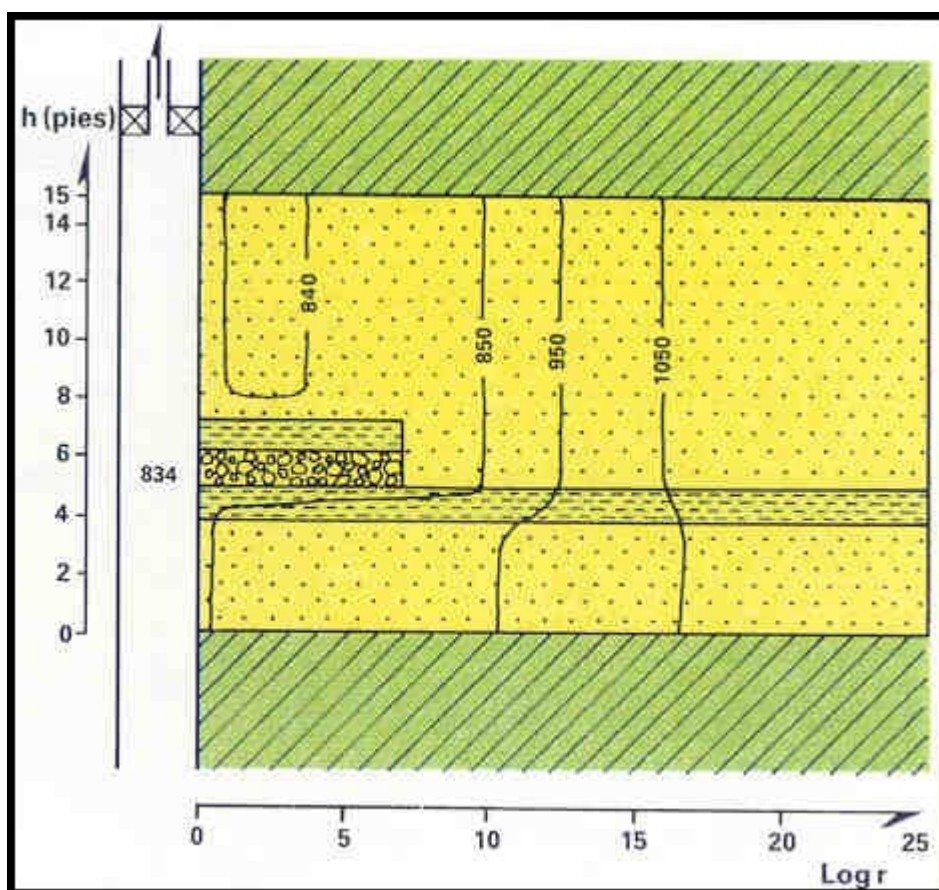


#### Mapa de presiones en el reservorio durante la producción

Obsérvese que la capa inferior tiene más presión que la suprayacente cerca del pozo, y tiene menos presión lejos del pozo. Las líneas de flujo tienden a ir hacia abajo lejos del pozo y a subir cerca del pozo. En la zona superior se indica sobre el diagrama un alto de la presión que origina una divisoria de aguas: el fluido encuentra la misma dificultad en llegar hasta el pozo en forma directa que en alejarse inicialmente para poder ingresar a la capa de alta permeabilidad y llegar a través de ésta hasta el pozo.

Cuando se cierra el pozo, las zonas de mayor presión ubicadas en las zonas menos permeables, alimentan a las otras zonas a un ritmo lento, lo que determina una muy larga recuperación de presión.

El mapa de presiones luego de tres meses de pozo cerrado está indicado en la figura a continuación. La presión dentro del pozo es 834psi, mientras que la presión media del reservorio es superior a 1000psi.



Mapa de presiones luego de 3 meses de cerrado el pozo

Las conclusiones de este trabajo fueron las siguientes:

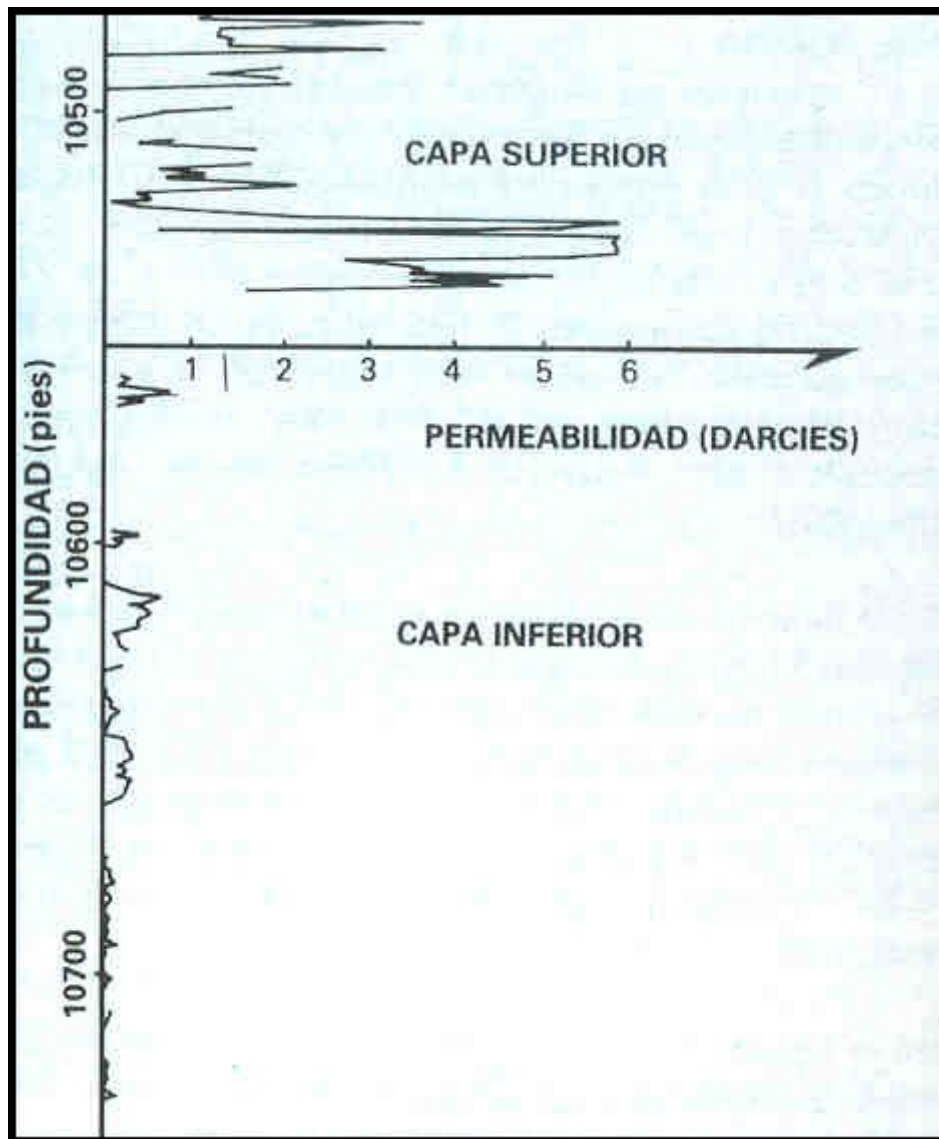
- Para lograr ensayos de recuperación de presión semejantes a los observados en el yacimiento, el reservorio debe estar constituido por lentes de permeabilidad muy variable.
- Deben existir zonas de 0,01 a 0,001md separando las zonas más permeables.
- Los valores de presión obtenidos con gradientes estáticos luego de tres meses de cerrado el pozo no siempre representan la presión de formación.

#### Ejemplo B

Este ejemplo corresponde a un ensayo efectuado en el Mar del Norte. El ensayo se efectuó en un campo que se encontraba bajo inyección de agua por aproximadamente dos años. El objetivo del ensayo fue mejorar la descripción del reservorio, especialmente en la ubicación de barreras verticales de permeabilidad.

El reservorio está compuesto por dos zonas principales. Una capa superior de alrededor de 20 m de espesor con permeabilidades del orden de 1 a 5 Darcies y una capa subyacente de unos 45 m de espesor con permeabilidades de 100 a 200 md.





Perfil de permeabilidades (datos de corona)

El ensayo consistió en cerrar los inyectores por un período de 44hrs. La carrera de RFT se efectuó 42 horas después de haber cerrado los pozos. Luego se recomenzó nuevamente la inyección y 38 horas más tarde se efectuó una segunda carrera de RFT. Las siguientes figuras muestran la secuencia del ensayo y los registros obtenidos, respectivamente.

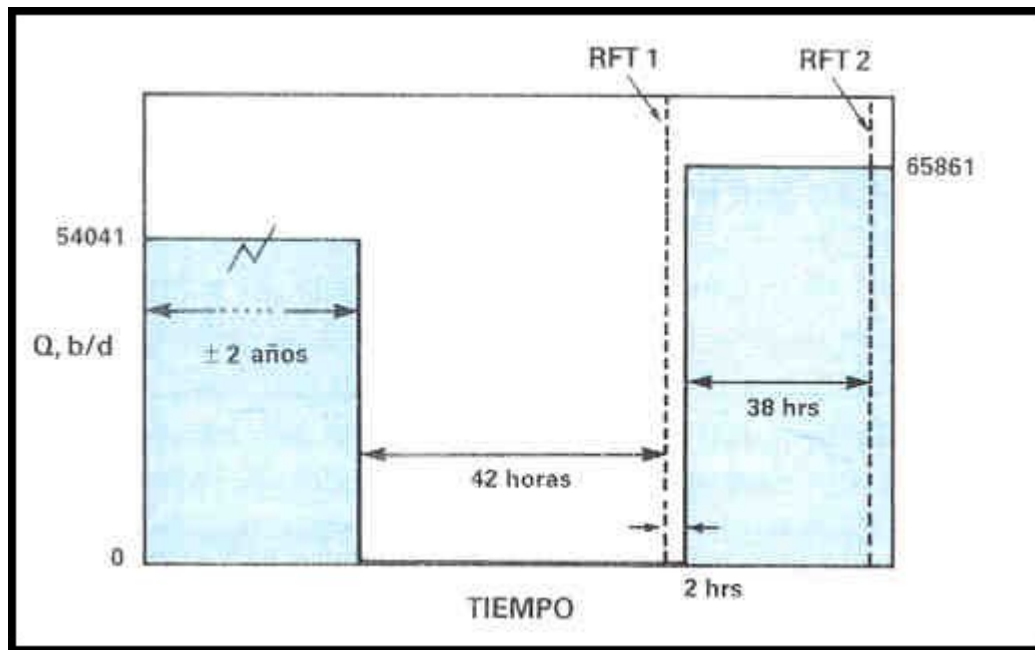
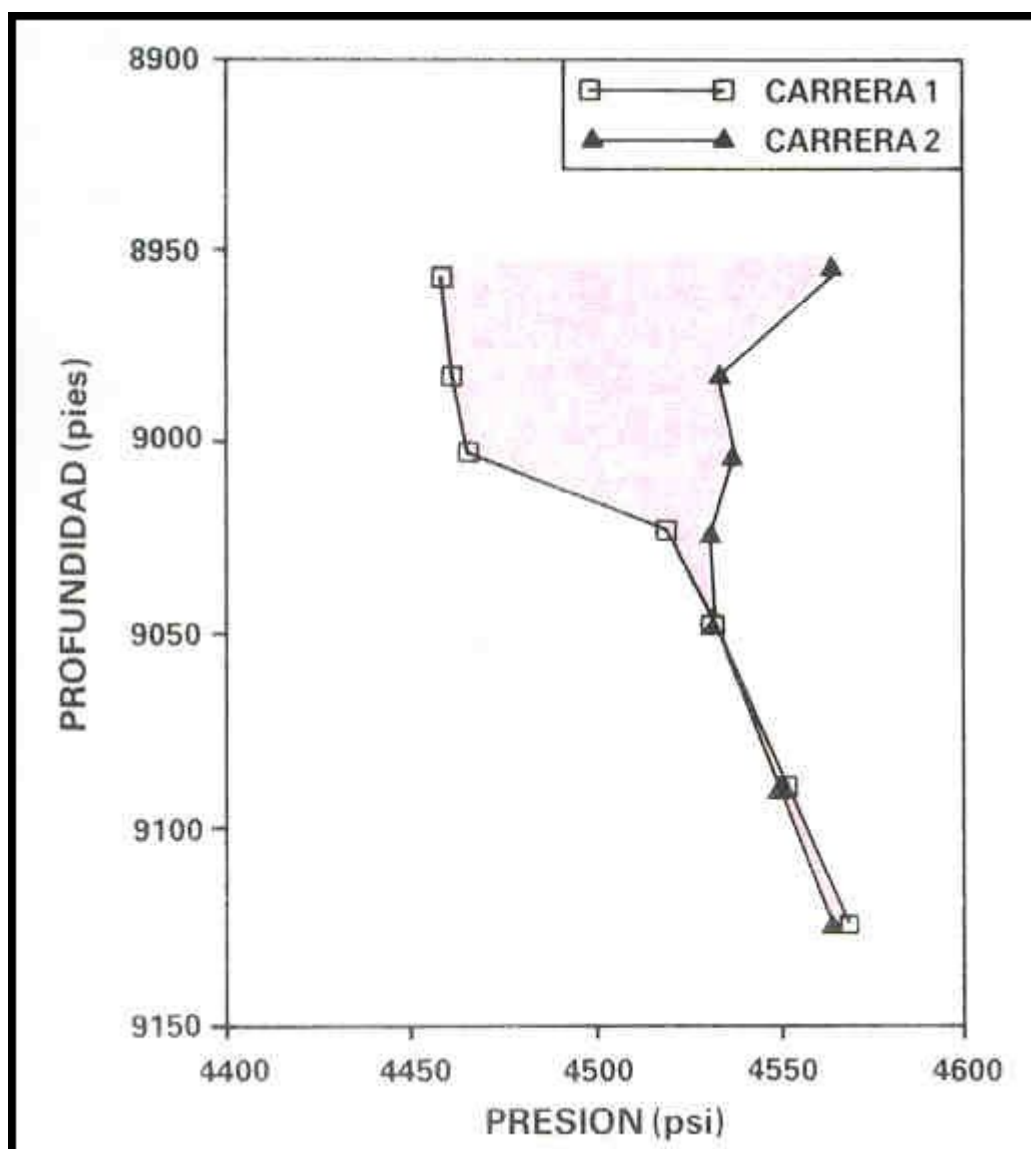


Diagrama esquemático de un ensayo de interferencia

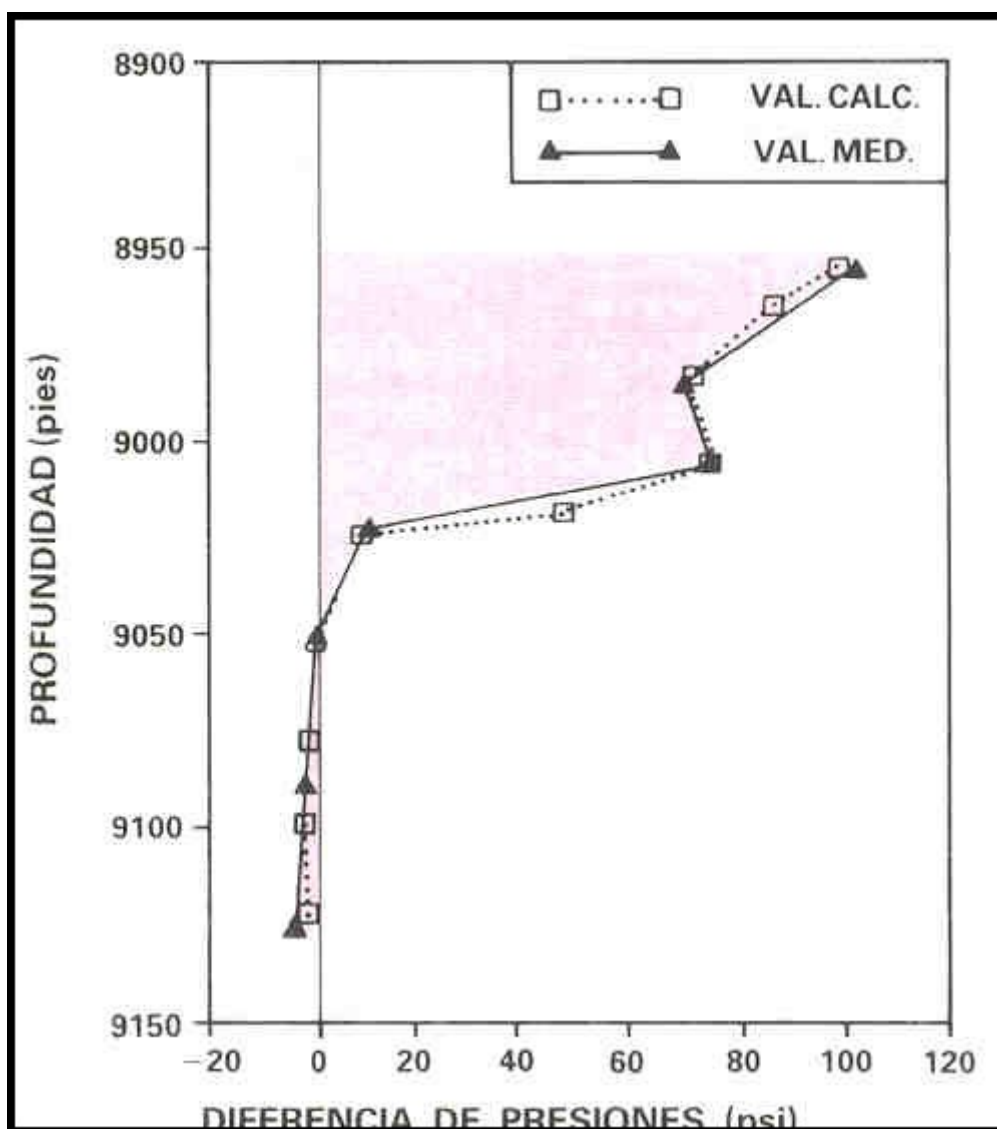


Perfil de presiones registrado con la herramienta RFT

La razón por la cual se efectuaron dos carreras de RFT radica en el hecho que es preferible observar la diferencia de presiones en lugar de analizar el valor absoluto de ellas. De este modo es posible independizarse de cualquier otro fenómeno transitorio que pueda estar afectando al sistema y estudiar sólo la respuesta al pulso de caudal originado cerrando y abriendo los inyectores.

El análisis consistió en modificar la descripción del sistema hasta lograr reproducir la diferencia entre los perfiles verticales de presión, obtenidos con ambas carreras de RFT. Durante el proceso de ajuste se modificaron las permeabilidades horizontales, comprensibilidad de la roca, permeabilidades verticales, transmisibilidades de las barreras así como sus ubicaciones.

La siguiente figura muestra la correspondencia entre valores medidos y calculados. Para lograr este ajuste fue necesario agregar 3 barreras de permeabilidad vertical muy baja en la capa superior y permitir cierto flujo vertical desde la capa inferior a la superior.



### Comparación entre valores medidos y calculados

Este ejemplo demuestra que la diferencia de distribuciones verticales de presión obtenida con dos carreras de RFT puede ser analizada con un simulador tridimensional que resuelve sólo una ecuación de presión. Esto último se debe a la suposición de que no hay cambios de saturación durante el ensayo y se traduce en un ahorro importantísimo de tiempo de CPU.

### Conclusiones

1. Los simuladores presentados pueden ser utilizados con éxito en los siguientes casos:

- Ensayos de pozos en reservorios con grandes contrastes de permeabilidad.
- Ensayos de pozos en yacimientos multicapas.
- Ensayos de interferencia vertical en un mismo pozo.
- Ensayos de interferencia entre pozos.
- Efectos del sistema de completación y terminaciones parciales.
- Comprensión de los mecanismos del movimiento de fluidos hacia el pozo y la distribución de presiones en la formación.

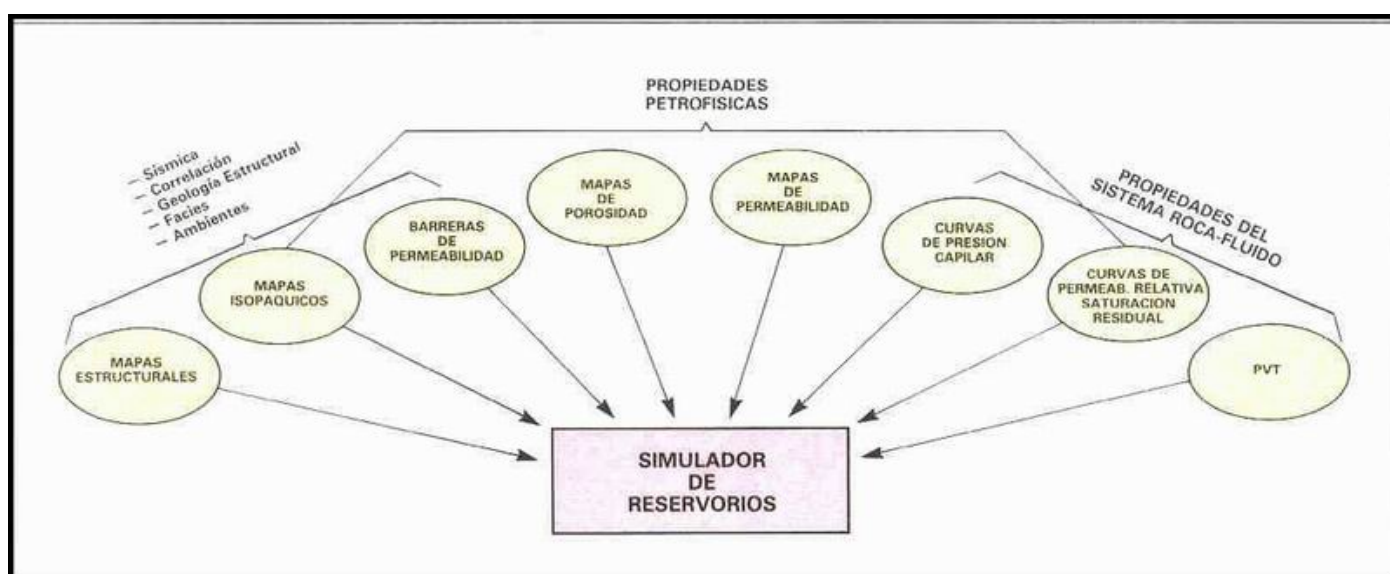


2. La principal aplicación de estos simuladores es en el diseño de los ensayos. Simulando con antelación el ensayo programado, asumiendo propiedades de la formación variables dentro de un determinado rango, se puede establecer si el ensayo cumplirá con sus objetivos. Muchas veces se descubre que el tiempo o secuencia del ensayo no es el correcto para cubrir todas las posibilidades, o que la precisión de las herramientas utilizadas no es lo suficientemente buena. Es preferible descubrir las falencias antes de realizar el ensayo.

## YACIMIENTOS: DESCRIPCIÓN ESTÁTICA

El objetivo final que persiguen los servicios de Descripción de Reservorios consiste en proveer los datos que necesita un simulador de yacimientos. En las etapas intermedias de un estudio de campo se puede definir un programa optimizado de perfilaje, organizar un Banco de Datos y establecer un método de interpretación para el yacimiento.

La siguiente figura muestra los principales datos de entrada que requiere un simulador de reservorios.



### Datos de entrada requeridos por un Simulador de Reservorios

#### Normalización de perfiles

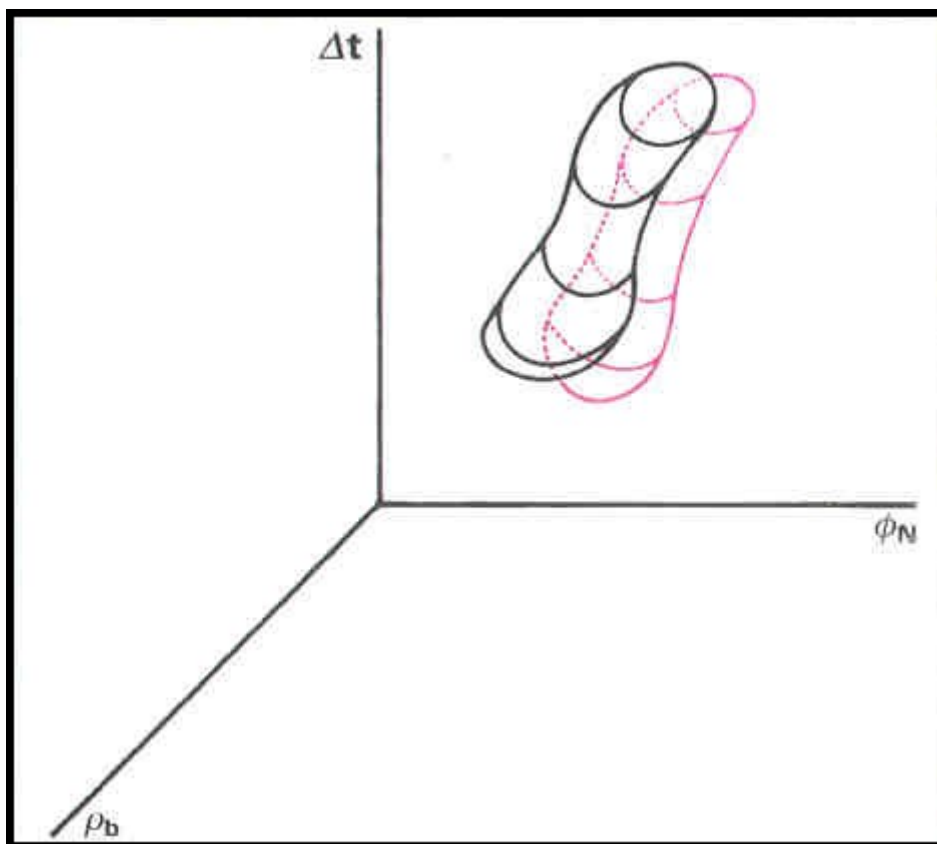
En esta etapa del Estudio de campo se procede a corregir los corrimientos relativos entre perfiles de diferentes pozos, corrimientos originados por las diferentes condiciones ambientales que existen durante los registros.

La normalización se divide en dos etapas. En la primera se efectúan las correlaciones especificadas en las cartas de interpretación, las cuales permiten un ajuste aproximado de los datos. Después de aplicadas estas correcciones, pueden persistir ciertos corrimientos relativos entre pozos y para normalizar la respuesta de todos los perfiles se comparan histogramas de los datos en los diferentes pozos.

La normalización no consiste en lograr que todos los pozos sean idénticos, sino analizar coherentemente las diferencias entre los datos de los perfiles. Por ejemplo, si en un pozo comparado con otros aumenta en las zonas limpias la porosidad calculada a partir de la densidad, hay que comprobar si su lectura mantiene similitud en las arcillas, o que la porosidad obtenida con otros perfiles sigue la misma tendencia que la mostrada por el perfil de densidad.

Si se detecta el corrimiento de algún perfil en un pozo determinado, es necesario corregir sus lecturas. Existe una calibración automática que obtiene el valor del desplazamiento óptimo de manera estadística. Obsérvese la siguiente figura; en ella se ha representado en negro, en tres dimensiones, el histograma del campo para los perfiles  $\rho$ ,  $\Delta t$  y  $\Phi$ . En rojo se superpone el histograma de un pozo en el que se ha detectado que el

neutrón necesita una calibración adicional. El programa mueve la nube roja de puntos según la dirección del eje  $\Phi_N$  hasta encontrar un coeficiente máximo de correlación con la nube negra, e indica el desplazamiento que es necesario aplicar al neutrón.

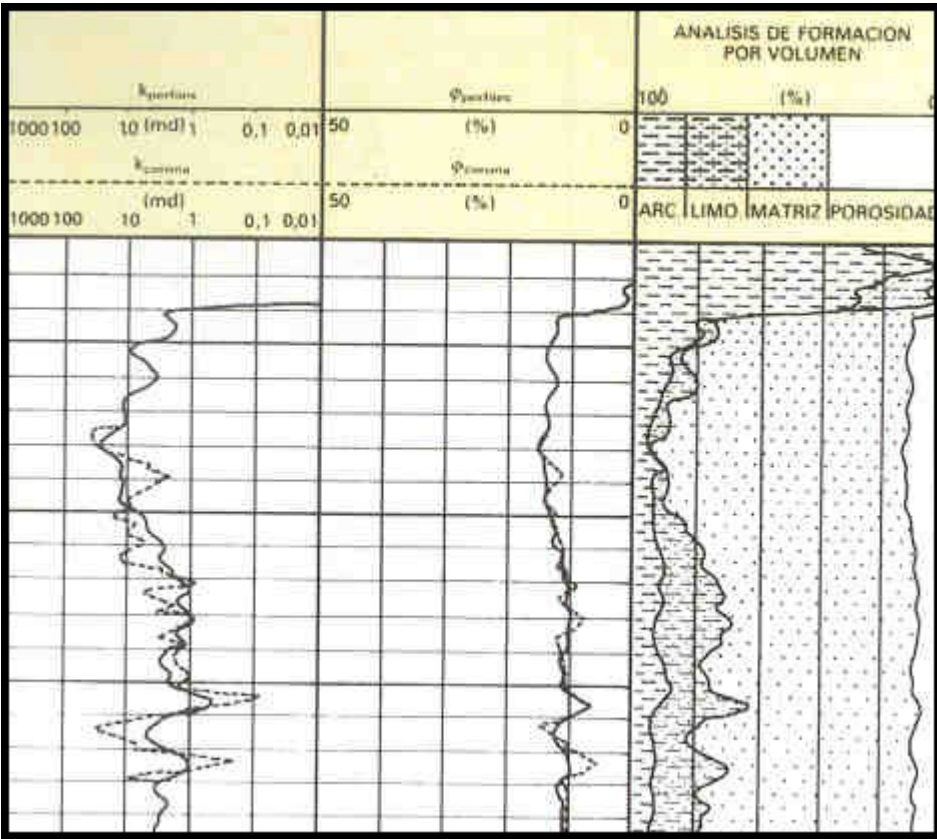


### Normalización con histogramas en 3 dimensiones

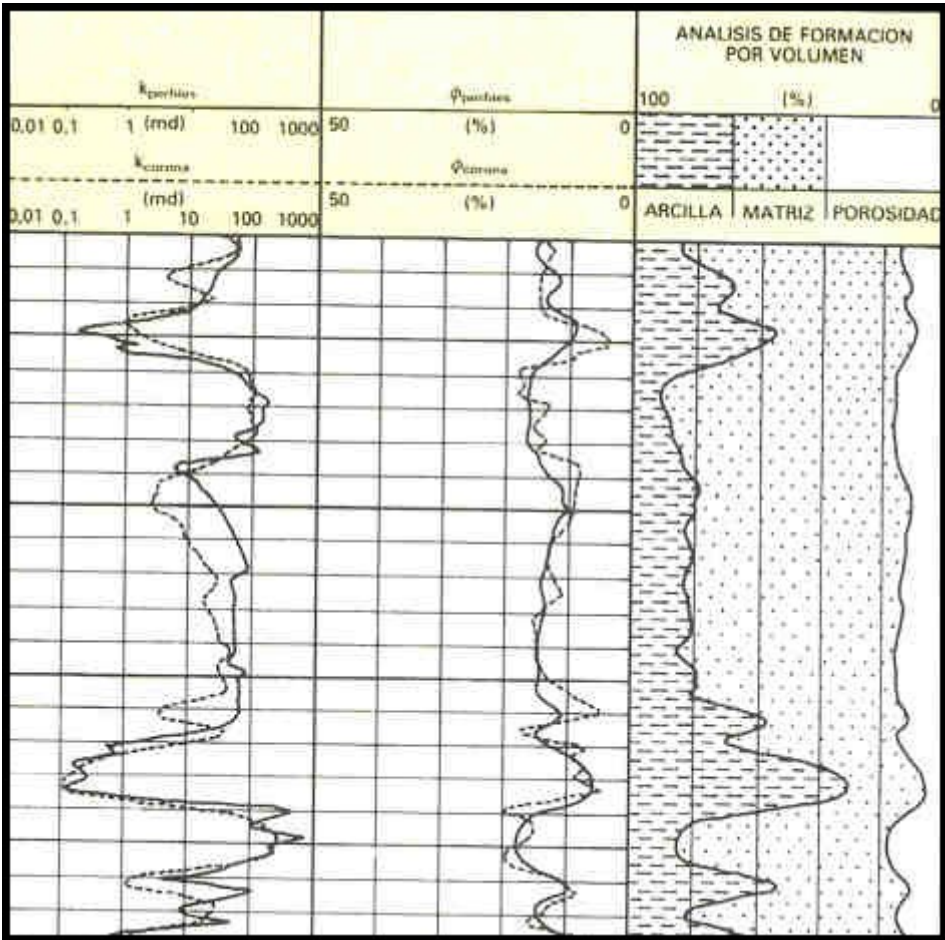
#### Estudio de pozos claves

Durante el estudio de pozos claves, se comparan los datos de coronas y perfiles hasta encontrar el modelo interpretativo que ajusta los resultados de ambos conjuntos de valores o datos.

En las siguientes figuras se observan comparaciones entre valores de porosidad y permeabilidad obtenidos a partir de perfiles y coronas, en pozos claves de yacimientos de las Cuencas Neuquina y Cuyana. En general el ajuste de porosidad se obtiene más fácilmente, pues las leyes que vinculan la respuesta de los perfiles con la porosidad son similares en todas las formaciones. Es así que en la mayoría de los casos, cuando se registra un programa completo de perfilaje, la porosidad computada por los programas no difiere significativamente con la porosidad de coronas. Para lograr una mejor coincidencia sólo es necesario un cambio en los parámetros de computación, o una mejor selección del modelo litológico.



Datos de porosidad y permeabilidad. Comparación entre datos de corona y de perfiles



Datos de porosidad y permeabilidad. Comparación entre datos de corona y de perfiles

Para el ajuste de la permeabilidad de perfiles con coronas el problema es más complicado ya que no existe una ley universal que vincule la respuesta de los perfiles con la permeabilidad de las formaciones. En general para una misma formación la permeabilidad aumenta con el aumento de porosidad, con la disminución de la saturación irreducible de agua, valores que pueden estimar con perfiles. Pero hay otros factores, tales como la distribución de los granos, no detectables por los perfiles que afectan a la permeabilidad y que no permiten establecer una ley general para todas las formaciones.

Las fuentes externas a los perfiles para obtener los datos de permeabilidad con tres:

- Ensayos de pozos
- Coronas
- Ensayos con RFT

Los ensayos de pozo son los que mejor representan la permeabilidad horizontal promedio efectiva de la formación, pero no permiten obtener una distribución vertical de los valores de permeabilidad dentro de la formación. El único modo de calibrar los perfiles con los ensayos es comparar el promedio de permeabilidad obtenido en la capa a partir de perfiles con el valor obtenido durante el ensayo. De todos modos hay que recordar la dificultad del análisis de los ensayos en yacimientos heterogéneos.

Los datos de permeabilidad absoluta obtenidos de las coronas tienen la ventaja de poder ser distribuidos en función de la profundidad. La desventaja que poseen es que son datos de muestras en superficie que pueden no representar las condiciones "in situ". En las figuras anteriores se graficó la calibración de la permeabilidad derivada con perfiles con la permeabilidad de las coronas.

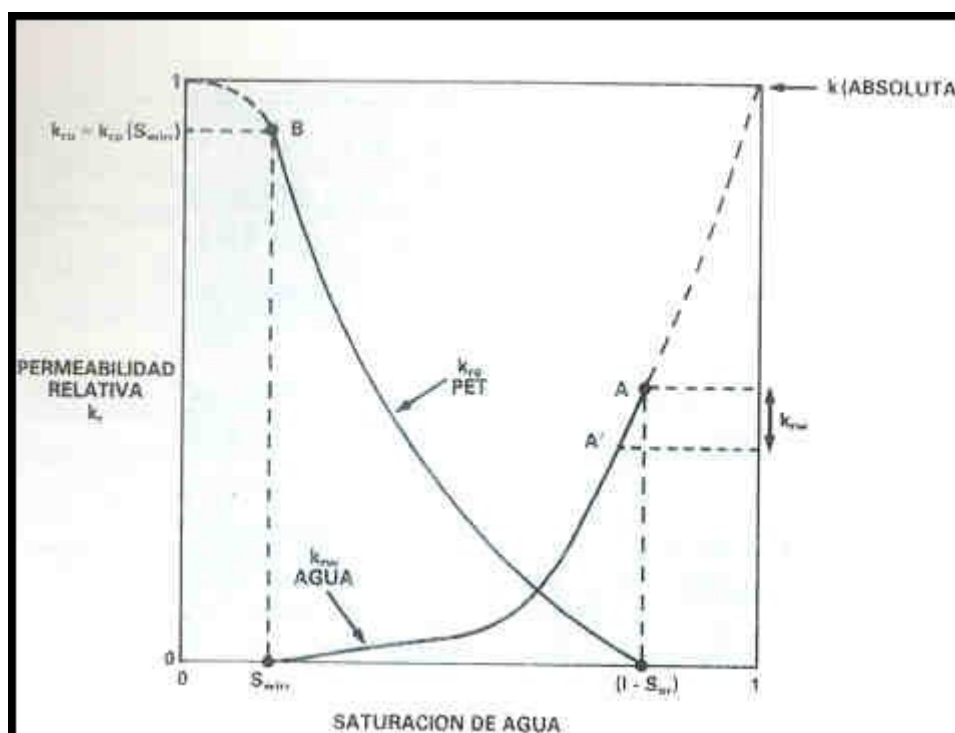
Los índices de permeabilidad derivados de las caídas de presión durante el ensayo de fluencia del RFT, representan la permeabilidad esférica efectiva al agua en los alrededores de la punta de prueba, zona posiblemente dañada por el fluido de perforación.

La caída de presión es consecuencia de un flujo cuasi-esférico hacia la punta de prueba, y la permeabilidad obtenida está relacionada con las permeabilidades vertical y horizontal a través de la siguientes expresión:

$$k_{\text{esf}} = k_h^{2/3} \times k_v^{1/3}$$

Además, como el diámetro de investigación es muy pequeño, la permeabilidad obtenida es la correspondiente al fluido móvil en la zona invadida. Con lodos normales, la zona invadida en capas petrolíferas tiene una saturación de hidrocarburos cercana a la residual y el fluido móvil es el agua. La permeabilidad efectiva al agua es aproximadamente un 25% de la permeabilidad absoluta como se ilustra en la siguiente figura.

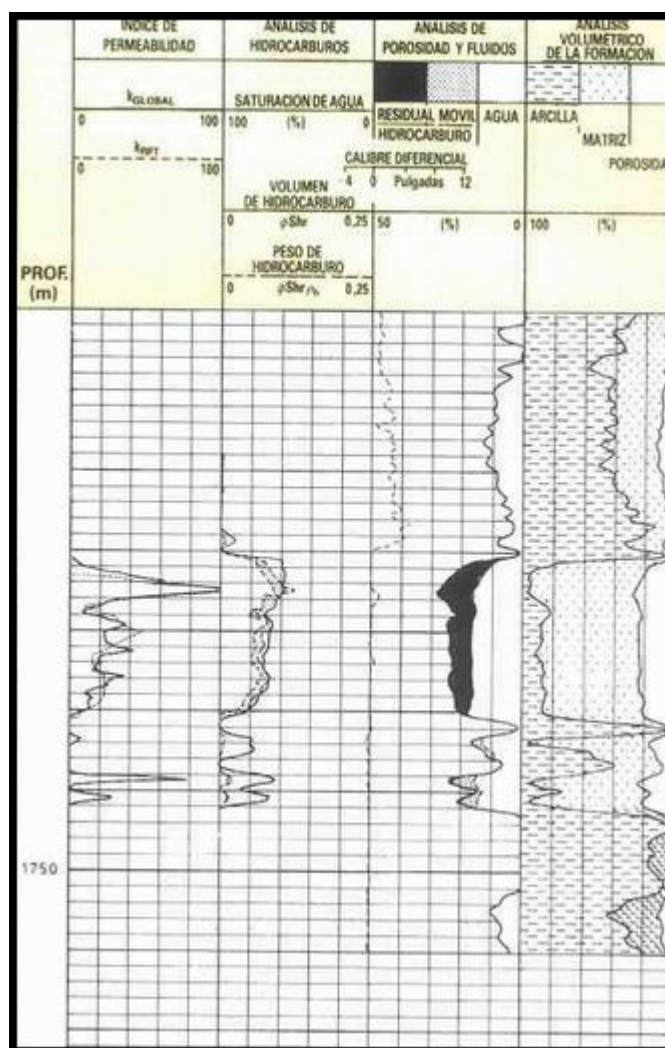




Curvas típicas de permeabilidades relativas para un reservorio donde el agua es la fase mojante

Como resultado del efecto del daño, de la influencia de la permeabilidad vertical y de la saturación de agua en la zona invadida, la permeabilidad derivada del ensayo de fluencia del RFT puede ser un orden de magnitud inferior a las permeabilidades de coronas.

En la siguiente figura se muestra la calibración de las permeabilidades de perfiles con índices de permeabilidad obtenidos con ensayos de fluencia del RFT, efectuados cada medio metro en la formación Springhill de un pozo en Chile. El método permite obtener una adecuada distribución relativa de las permeabilidades en función de la profundidad. Los valores absolutos finales se pueden obtener escalando los índices de la permeabilidad de tal modo que su promedio ajuste con permeabilidad media obtenida con un ensayo frente a la misma capa.



Comparación entre valores de permeabilidad de perfiles con índices de permeabilidad obtenidos con RFT

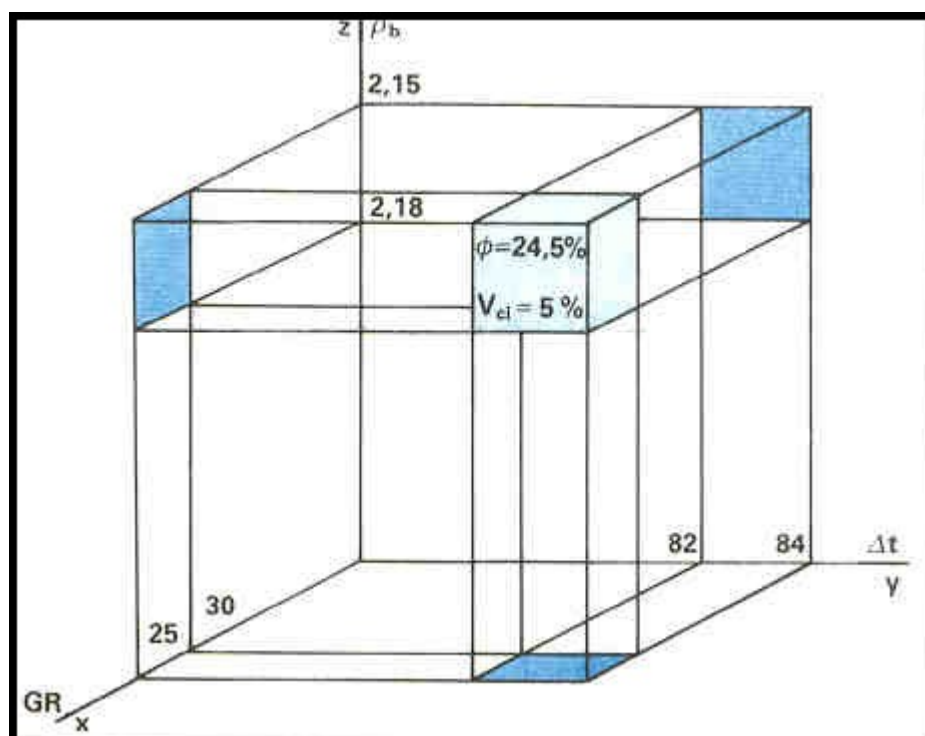
Los inconvenientes que presenta una calibración absoluta de la permeabilidad de perfiles de ven atenuados por una consideración práctica: un ingeniero de reservorios experimentado sabe que los resultados de una simulación numérica no se modifican mayormente al variar, por ejemplo, la permeabilidad de 40 a 60 milidarcies en una zona del yacimiento.

La calibración de los valores de saturación de agua derivados de los perfiles con datos de corona se puede efectuar de dos maneras. Una de ellas utilizar los valores de los exponentes "m" y "n" de la fórmula de Archie, obtenidos en ensayos de laboratorio. La otra es comparar la curva de presión capilar promedio obtenida de testigos en el laboratorio con la curva promedio obtenida con perfiles. Estimación estadística

Luego del estudio de los pozos clave se posee un modelo litológico para efectuar interpretaciones de los perfiles. La evaluación final, utilizando ese modelo litológico computa  $\Phi$ ,  $S_w$  y  $V_{CL}$ , en dichos pozos, y se construye

con los perfiles originales y los valores computados un Banco de Datos.

La organización del Banco de Datos está ilustrada en la siguiente figura:



#### Definición de una celda del Banco de Datos

En los ejes X, Y, Z se representan en este caso los valores de GR,  $\Delta t$  y  $\rho_b$  respectivamente. Por ejemplo, en los pozos claves se seleccionan todos aquellos intervalos que cumplen las condiciones:

$$25 < GR \leq 30$$

$$2.15 < \rho_b \leq 2.18$$

$$82 < \Delta t \leq 84$$

En cada intervalo se han calculado previamente "durante la evaluación", los valores de porosidad y arcillosidad. Se determina el valor medio la desviación estándar de  $\Phi$  y  $V_{cl}$ , calculados en esos intervalos, y se los "guarda" en la "celda" definida por las limitaciones impuestas (ver figura anterior).

La misma operación se efectúa para todas las celdas del espacio tridimensional, de manera que finalmente a cada terna de valores GR,  $\Delta t$ ,  $\rho_b$  le corresponde una "celda" en la que se puede leer

$$\Phi \pm \delta(\Phi), V_{cl} \pm \delta(V_{cl})$$

Al construir el Banco de Datos como se ha explicado, implícitamente ha quedado definida una relación entre los perfiles y los valores de porosidad y arcillosidad.

$$\begin{matrix} GR \\ \Delta t \\ \rho_b \end{matrix} \Rightarrow \begin{matrix} \Phi \pm \sigma_{(\Phi)} \\ V_{cl} \pm \sigma_{(V_{cl})} \end{matrix}$$

En el ejemplo anterior, los perfiles GR,  $\Delta t$ ,  $\rho_b$  son los "estimadores", mientras que la porosidad y arcillosidad son los valores estimados. Se denomina ESTIME al programa que efectúa una evaluación de perfiles utilizando un Banco de Datos organizado como el descripto.

En los pozos que no son claves, se leen los valores de GR,  $\Delta t$ ,  $\rho_b$  y se estima la porosidad y arcillosidad entrando en el Banco de Datos formado con los pozos claves.

De un modo similar se puede crear un Banco de Datos guardando en las celdas la permeabilidad obtenida en las coronas, y usar el programa para estimar la permeabilidad a partir de los perfiles.

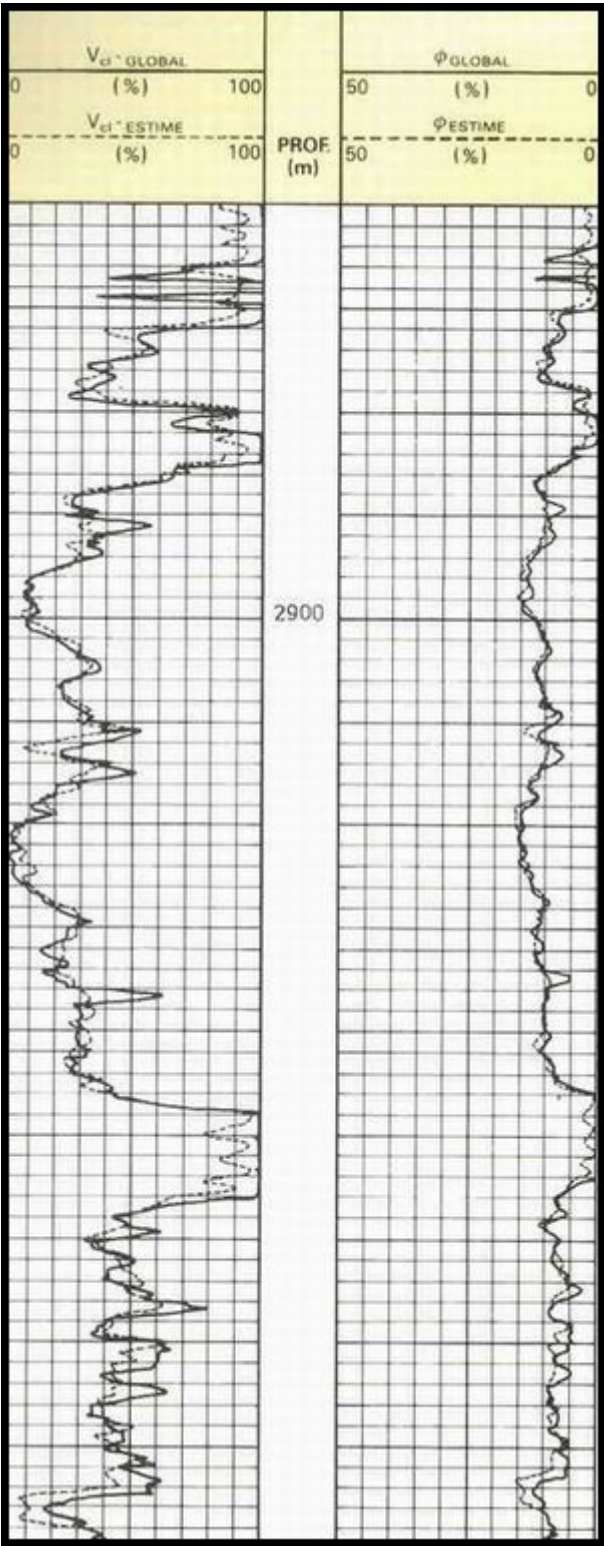
El efecto de eliminar un perfil en el Banco de Datos equivale en el ejemplo de la figura anterior a reducir el problema a dos dimensiones.

Esta simplificación en la organización del Banco de Datos permite utilizar únicamente dos "estimadores" en lugar de tres. Si al utilizar los dos estimadores se obtienen valores de porosidad y arcillosidad similares a los obtenidos con los tres estimadores, dentro de un rango tolerable de errores, se concluye que hay redundancia de información y se puede reducir el programa de perfilaje.

Luego del estudio de cinco pozos clave en un yacimiento de la Cuenca Neuquina se concluyó que un programa reducido en pozos intermedios de desarrollo, que incluyera DIL-BHC-GR era suficiente en dicho campo para evaluar las formaciones.

En la siguiente figura se observa la comparación de los valores de porosidad y la arcillosidad computados utilizando los perfiles  $\Delta t$ -GR-SP, el programa ESTIME y un Banco de Datos, con los valores obtenidos en el mismo pozo utilizando un programa completo de perfilaje.





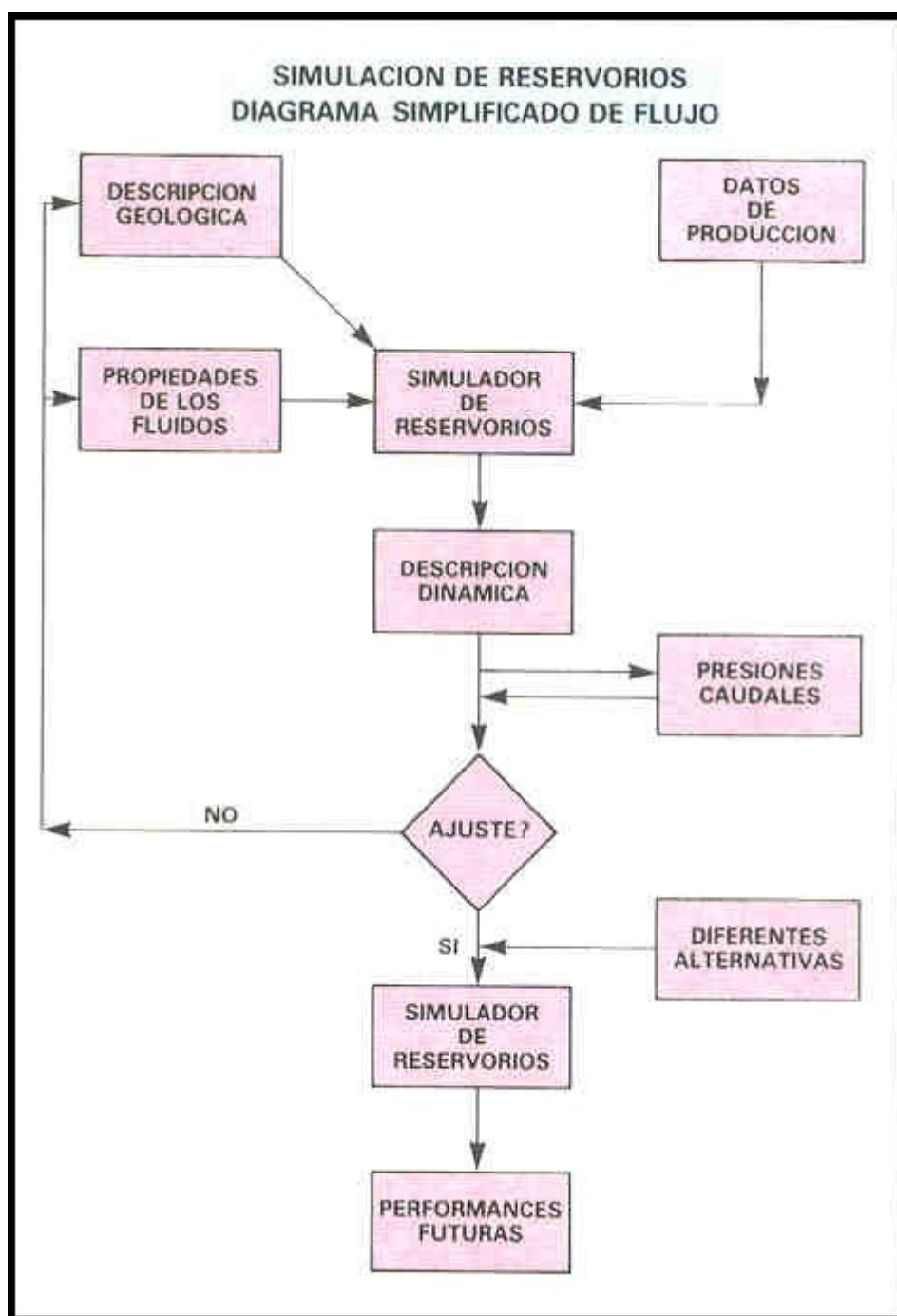
Comparación entre valores de porosidad y arcillosidad obtenidos con ESTIME y un Banco de Datos y GLOBAL

Cabe mencionar que a priori, antes del estudio de los pozos claves, no se podía asegurar esta correspondencia entre los resultados.

YACIMIENTOS: SIMULACIÓN NUMÉRICA

En la ingeniería tradicional de reservorios se trabaja con la descripción inicial y se trata al yacimiento como un todo, donde todas las variables se promedian, por lo tanto no es posible tener en cuenta variaciones de los parámetros que caracterizan al sistema roca-fluido. Sin embargo es bien sabido que esos parámetros cambian tanto en el espacio, como en el tiempo. La simulación numérica permite efectuar un estudio en detalle mediante la división del reservorio en pequeños bloques y la aplicación a cada bloque, de principios básicos, como la conservación de la masa y la ley de Darcy.

La posibilidad de comparar valores calculados con la historia pasada convierte a la simulación de reservorios en una herramienta sumamente poderosa ya que permite confirmar, o en la mayoría de los casos mejorar, la descripción inicial del sistema. Esto se logra mediante un proceso iterativo conocido como ajuste de historia. Una vez concluido este proceso y obtenida una descripción confiable, se utiliza al simulador para investigar la performance del reservorio ante distintas alternativas de operación. La siguiente figura muestra un diagrama simplificado de flujo de un estudio de yacimiento efectuado con un simulador numérico.



## Diagrama de flujo simplificado de un estudio de Simulación de Reservorios

Los siguientes son algunos de los interrogantes que debe satisfacer cualquier simulación de yacimientos:

¿Cuál es el efecto de las distintas fuentes de energía (empuje de un acuífero natural, inyección de agua y/o gas, etc.)?

¿Qué tipo de esquema de inyección debe usarse?

¿Dónde deben perforarse los pozos?

¿Cuál es el número óptimo de pozos?

¿Cuál es el espaciamiento más efectivo?

¿Cuál es el efecto del caudal de producción en la recuperación final?

La selección del modelo depende de la clase de problema que se pretende resolver y de los objetivos perseguidos por el estudio a efectuar.

El modelo de reservorios más comúnmente utilizado es el de Petróleo Negro. En este modelo, el petróleo no contiene fracciones volátiles, pero sí gas en solución. Existen también modelos de petróleo volátil y composicionales. Estos últimos son particularmente apropiados para estudiar los sistemas de gas y condensado.

### **Modelo de petróleo negro**

Este modelo se deduce aplicando los principios básicos de la conservación de la masa y combinándolos con la ecuación de Darcy extendida al flujo multifásico a través del concepto de permeabilidades relativas. Las ecuaciones de flujo para cada una de las fases están expresadas por:

$$\nabla \cdot \left[ \frac{K k_{ro}}{B_o \mu_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla z) \right] - q_o = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (1)$$

$$\nabla \cdot \left[ \frac{K k_{rw}}{B_w \mu_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla z) \right] - q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (2)$$

$$\nabla \cdot \left[ \frac{K k_{rg}}{B_g \mu_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla z) + \frac{R_s k_{ro}}{B_o \mu_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla z) \right] - q_g = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + R_s \frac{S_o}{B_o} \right) \right] \quad (3)$$

Las ecuaciones (1) a (3) contienen seis variables dependientes (presiones y saturaciones de cada fase). Por lo tanto es necesario incluir tres relaciones adicionales para completar la descripción del sistemas. Ellas son:

$$p_{cpw} = p_o - p_w = f(S_w, S_g) \quad (4)$$

$$p_{cog} = p_g - p_o = f(S_w, S_g) \quad (5)$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (6)$$

Las ecuaciones (1) a (6) definen el modelo de "Petróleo Negro".

Todo simulador de Petróleo Negro comercial debe considerar:

- La estructura del reservorio, las variaciones en los espesores y la ubicación de los pozos.

- La distribución areal y vertical de las porosidades y las permeabilidades.
- La comprensión de la roca y las propiedades de los fluidos dependientes de la presión.
- La disolución del gas dentro de la fase líquida.
- La liberación del gas desde la fase líquida.
- Las curvas de permeabilidad relativa y la interacción de las fuerzas capilares y gravitacionales.
- Flujo a través de los bordes del reservorio.

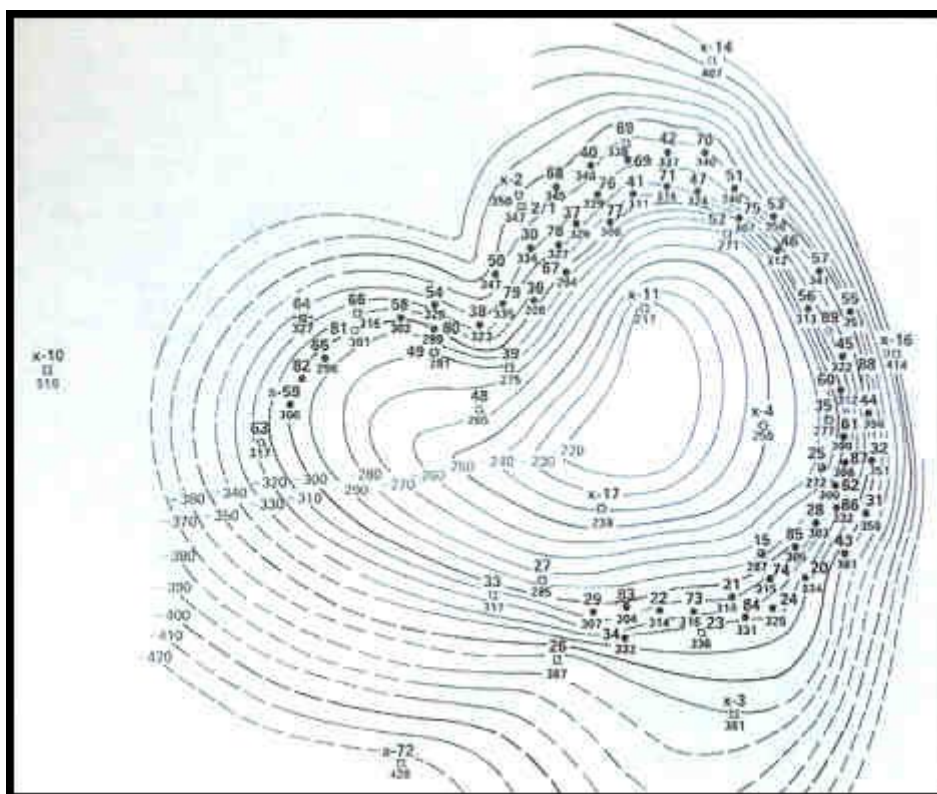
El simulador utilizando en el ejemplo presentado en la siguiente sección satisface esos requerimientos y muchas otras características adicionales. Entre ellas se encuentran:

- La inicialización en condiciones de equilibrio estático o dinámico.
- Opciones para resolver sólo problemas con dos fases (agua-gas, y petróleo-agua)
- Punto de burbuja variable
- Contactos de fluido múltiples
- Fallas total y parcialmente sellantes
- La posibilidad de utilizar distintos modelos de acuíferos.

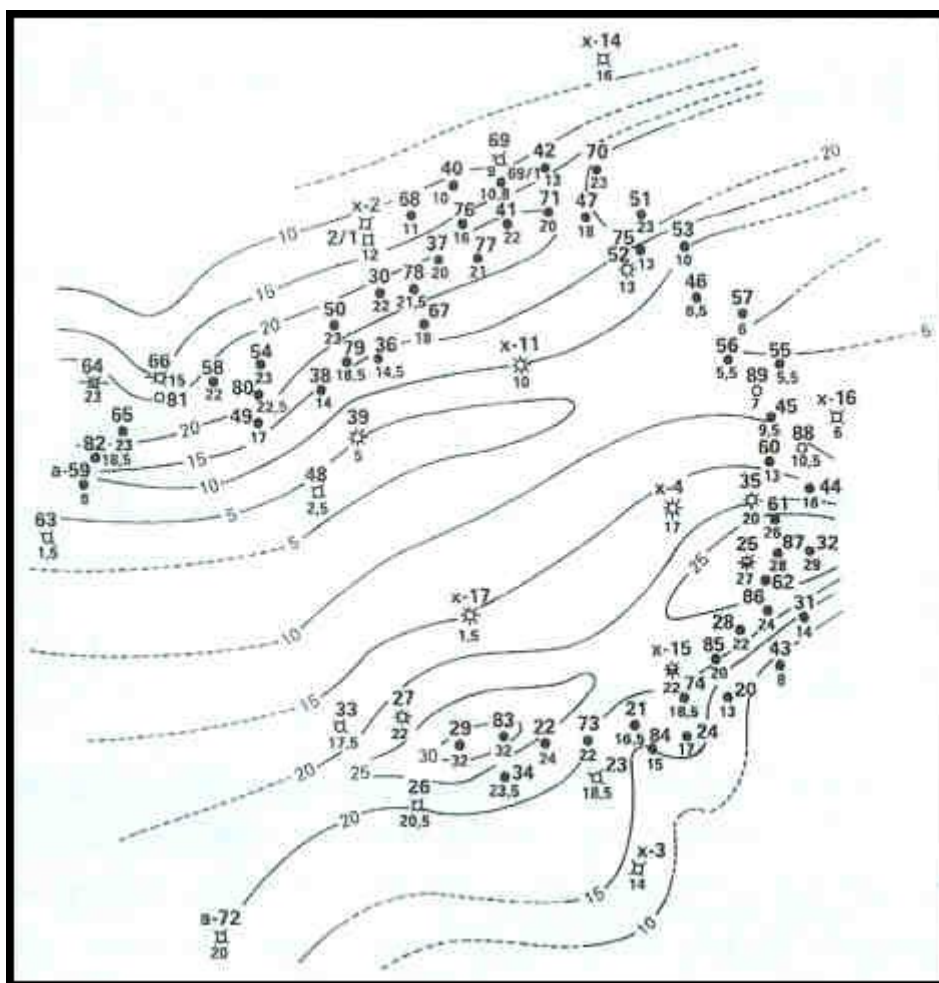
### **Ejemplo de Campo**

#### **Descripción inicial**

Este ejemplo corresponde a un yacimiento de la Cuenca Neuquina, consistente en un casquete gasífero con un halo petrolífero donde se ubican los pozos productores. Las siguientes figuras muestran el mapa estructural y el isopáquico respectivamente.



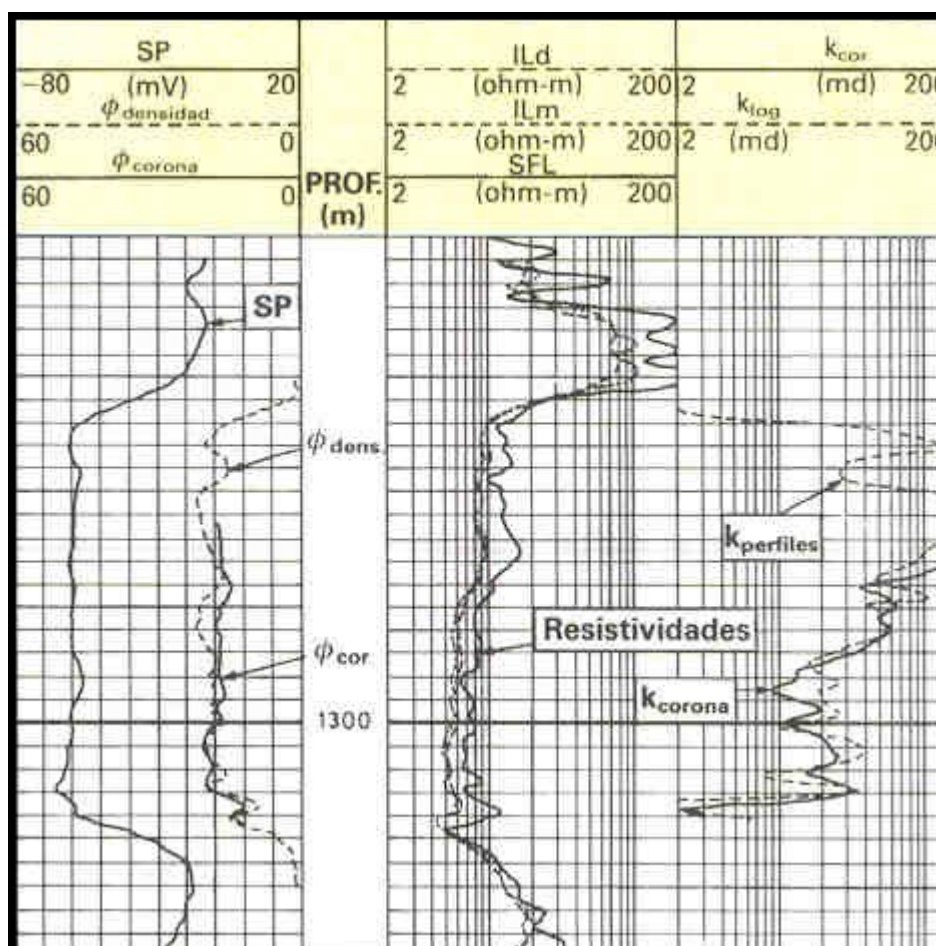
Mapa estructural de un yacimiento en la cuenca Neuquina



Mapa de espesores permeables

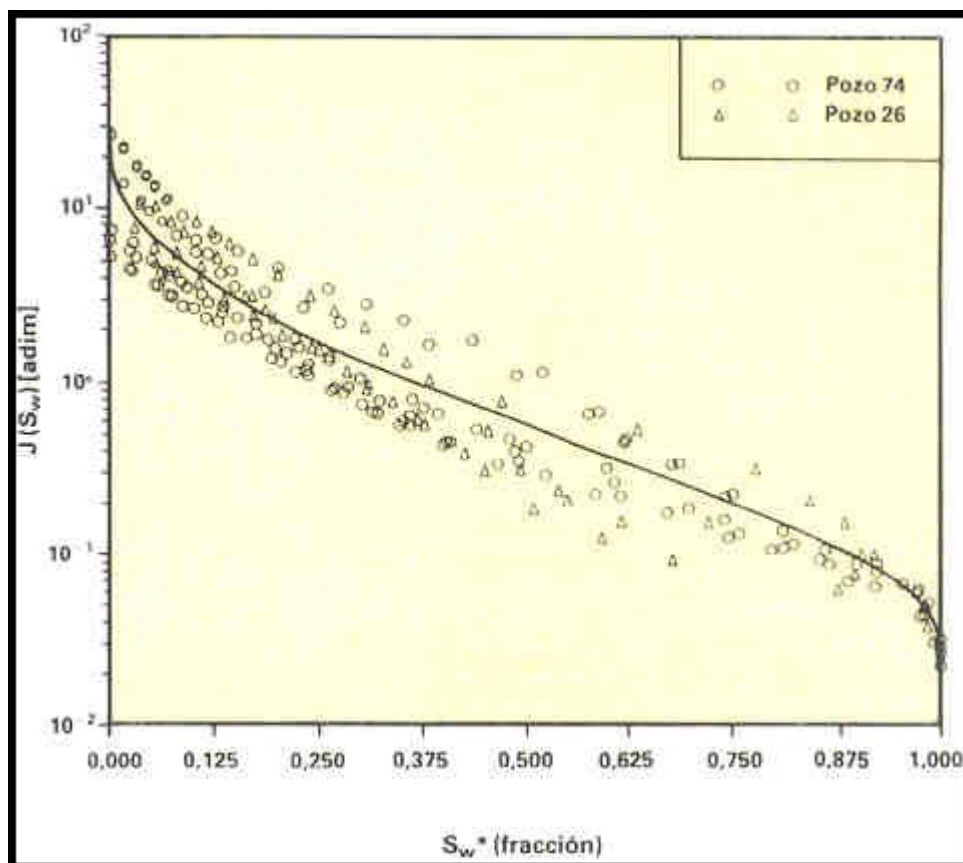
Previo a la construcción de los mapas de porosidad y de permeabilidad se comparó la respuesta de los perfiles contra los datos de las coronas. La siguiente figura muestra la correspondencia existente. Una vez calibrados los perfiles contra las coronas, y efectuada la normalización a nivel de campo, se utilizaron los datos de los perfiles para generar los mapas de porosidad. Los mapas de permeabilidad se obtuvieron a partir de la correlación  $\Phi - k$  obtenida con los datos de laboratorio.





#### Comparación entre valores de porosidad y permeabilidad obtenidos de perfiles y de corona

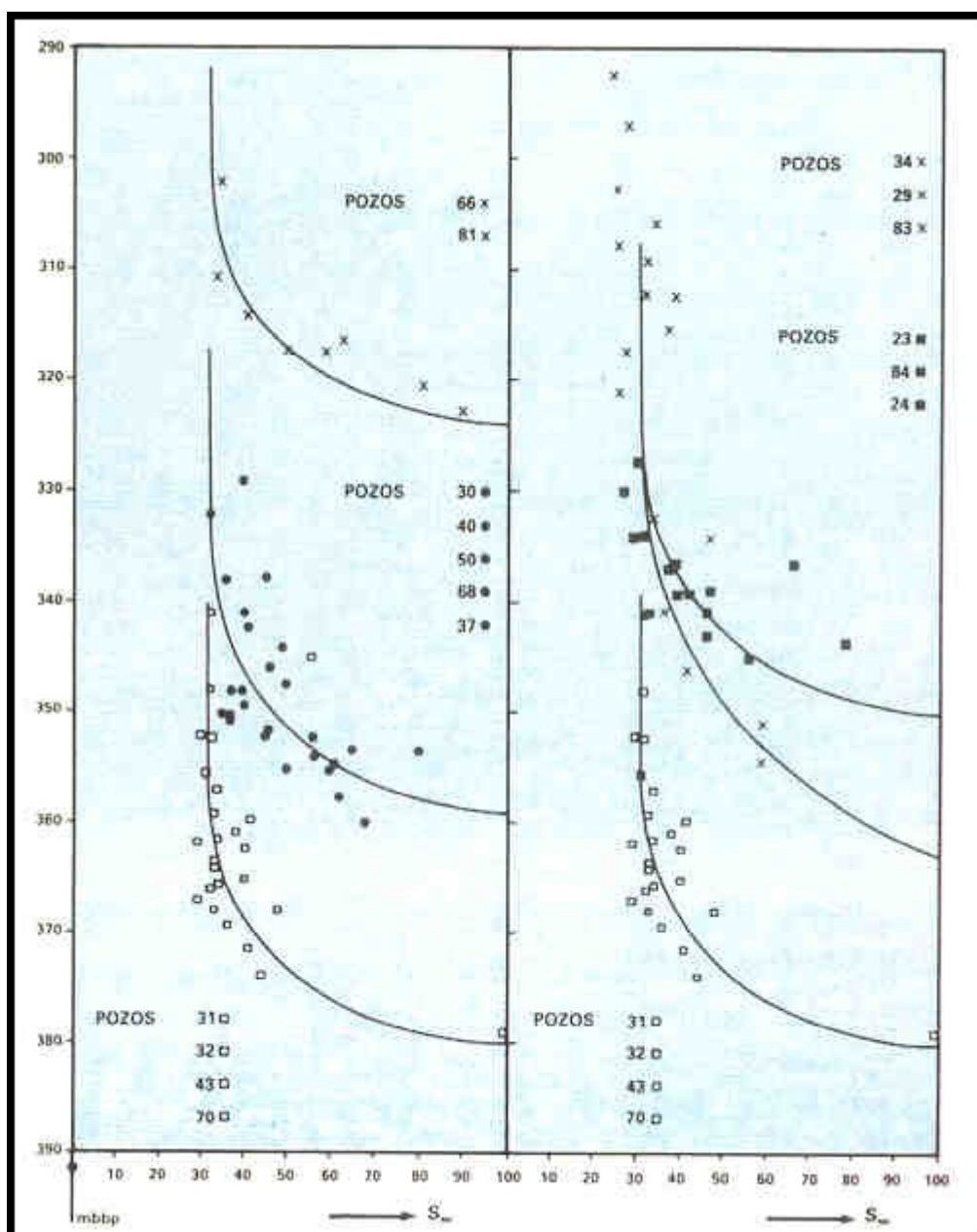
Para la inicialización de las reservas es importante la distribución de saturaciones. Se optó por definirlas en condiciones de equilibrio estático a través de las curvas de presión capilar. Para ello se analizaron los ensayos de presión capilar mercurio-aire obtenidos en el laboratorio. La siguiente figura muestra la función J de Leverett construida con dichos ensayos, la que al invertirse a variables reales determina la curva de presión capilar promedio.



#### Función J de Leverett

Para comparar con los resultados de laboratorio, se analizó la distribución de las saturaciones en función de la profundidad obtenida con los perfiles en varios pozos próximos al contacto agua - petróleo.

La distribución de la saturación en función de la profundidad se transforma en una curva de presión capilar conociendo las densidades de los fluidos. Sin embargo como se aprecia en la siguiente figura, cuando se grafican las interpretaciones de los pozos ubicados en las diferentes zonas del campo, se detectan contactos de agua – petróleo a distintas profundidades.

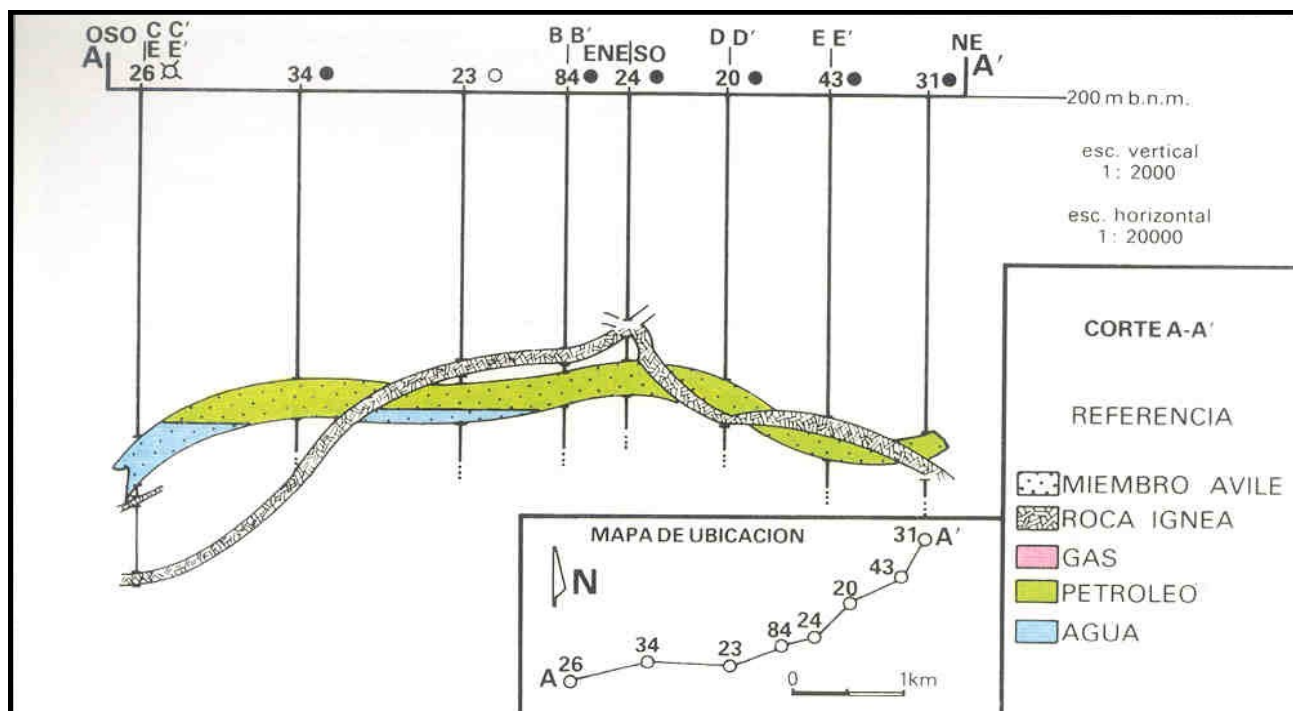


### Curva de presión capilar obtenidas a partir de perfiles

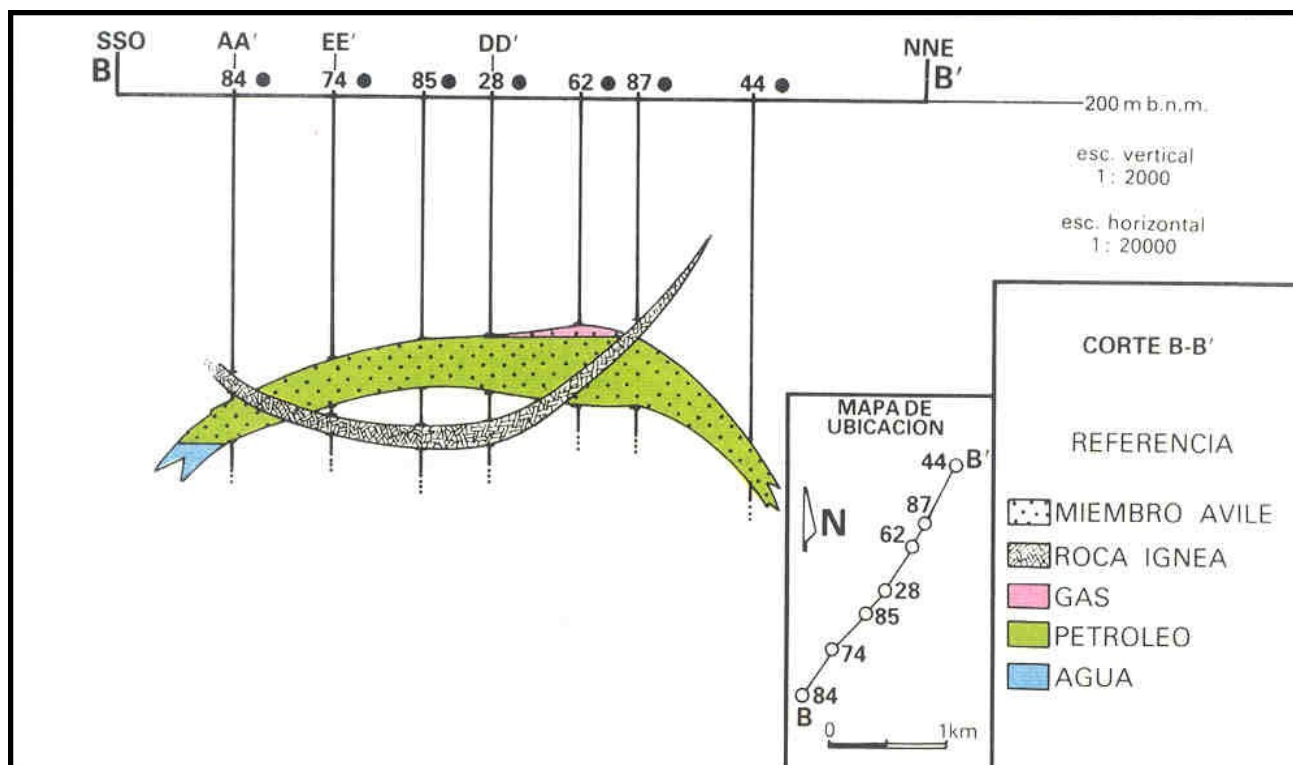
Se pueden efectuar dos interpretaciones: una tabla de agua inclinada ó barreras de permeabilidad.

La primera hipótesis es improbable por las siguientes razones: este tipo de situaciones se da con aguas meteóricas de baja salinidad. Los análisis de los perfiles indican que el agua del acuífero contiene más de 100.000 ppm y no se pudo identificar zonas de carga y descarga de aguas. Además, durante el ajuste de la historia se verificó que acuífero no es activo.

El análisis detallado de los perfiles registrados permitió inclinarse por las barreras de permeabilidad. Se descubrieron, en la mayoría de los pozos, rocas ígneas intrusivas que no mantienen una posición fija en la columna estratigráfica, sino que van cruzando los sedimentos. Las siguientes figuras muestran ejemplos de algunos de los casos encontrados. Cada vez que una roca intrusiva cruza a la arena, puede constituir una barrera de permeabilidad. Algunos de los diferentes contactos agua – petróleo identificados quedan plenamente justificados.



Corte estructural de detalle



Corte estructural de detalle

El modelo se inicializó con cinco zonas distintas de equilibrio. Se utilizó una única curva de presión capilar, pero posicionada en cada zona de acuerdo a las profundidades de su contacto agua – petróleo. Estas profundidades corresponden a  $S_w = 100\%$  en la primera de las figuras anteriores.

Las propiedades PVT se obtuvieron de ensayos de laboratorio efectuados sobre muestras representativas de los fluidos contenidos en el reservorio.

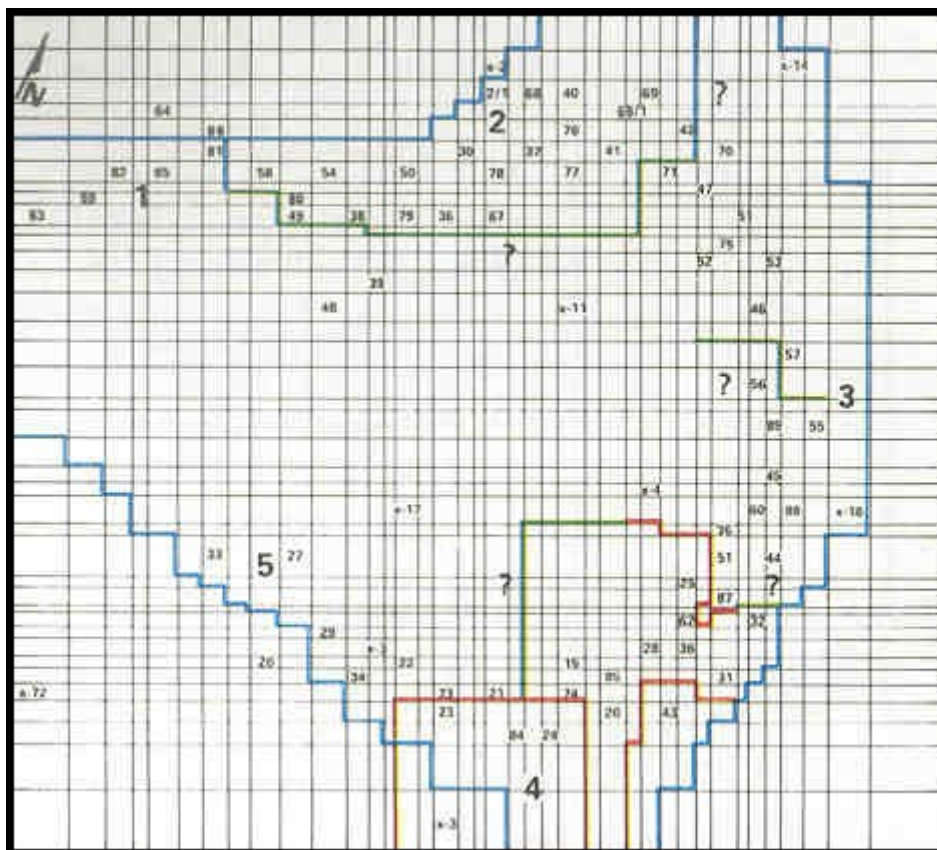


Todas las mediciones de presión fueron cuidadosamente analizadas. Se seleccionaron como válidos los datos de los gradientes estáticos efectuados en los pozos no productores, y los ensayos de recuperación en los que se observó la estabilización de la presión.

### **Discretización**

El área de estudio fue circunscripta por una grilla de 39 x 39 celdas. Las celdas fueron elegidas de tal modo que los pozos productivos no pertenecieran a celdas contiguas.

En la siguiente figura se indica la grilla utilizada. Se muestran las distintas zonas de equilibrio capilar-gravitacional definidas para las condiciones iniciales y las barreras de permeabilidad incluidas en el modelo.



### **Límites del reservorio, barreras y zonas de equilibrio**

Se ha utilizado una codificación de colores para identificar las distintas barreras; en rojo se indican las barreras definidas en base a cortes en los que se comprueba que la capa permeable está cortada por una roca intrusiva. En azul se indican las barreras definidas por diferentes contactos agua – petróleo y en verde las barreras incluidas durante el ajuste de la historia para lograr concordancia entre valores calculados y medidos de las presiones. Los signos de interrogación señalan las barreras más dudosas.

El contorno azul de la figura anterior indica el límite externo del acuífero.

Verticalmente el reservorio fue dividido en dos subcapas con el objeto de manejar mejor los punzados en pozos cercanos a los contactos de los fluidos. Por otro lado la zona de transición definida por las curvas de presión capilar es del mismo orden de magnitud que el espesor de la capa. Por lo tanto, existe una variación de la saturación en función de la profundidad en las celdas cercanas a los contactos, que complica su simulación sin considerar una discretización vertical.

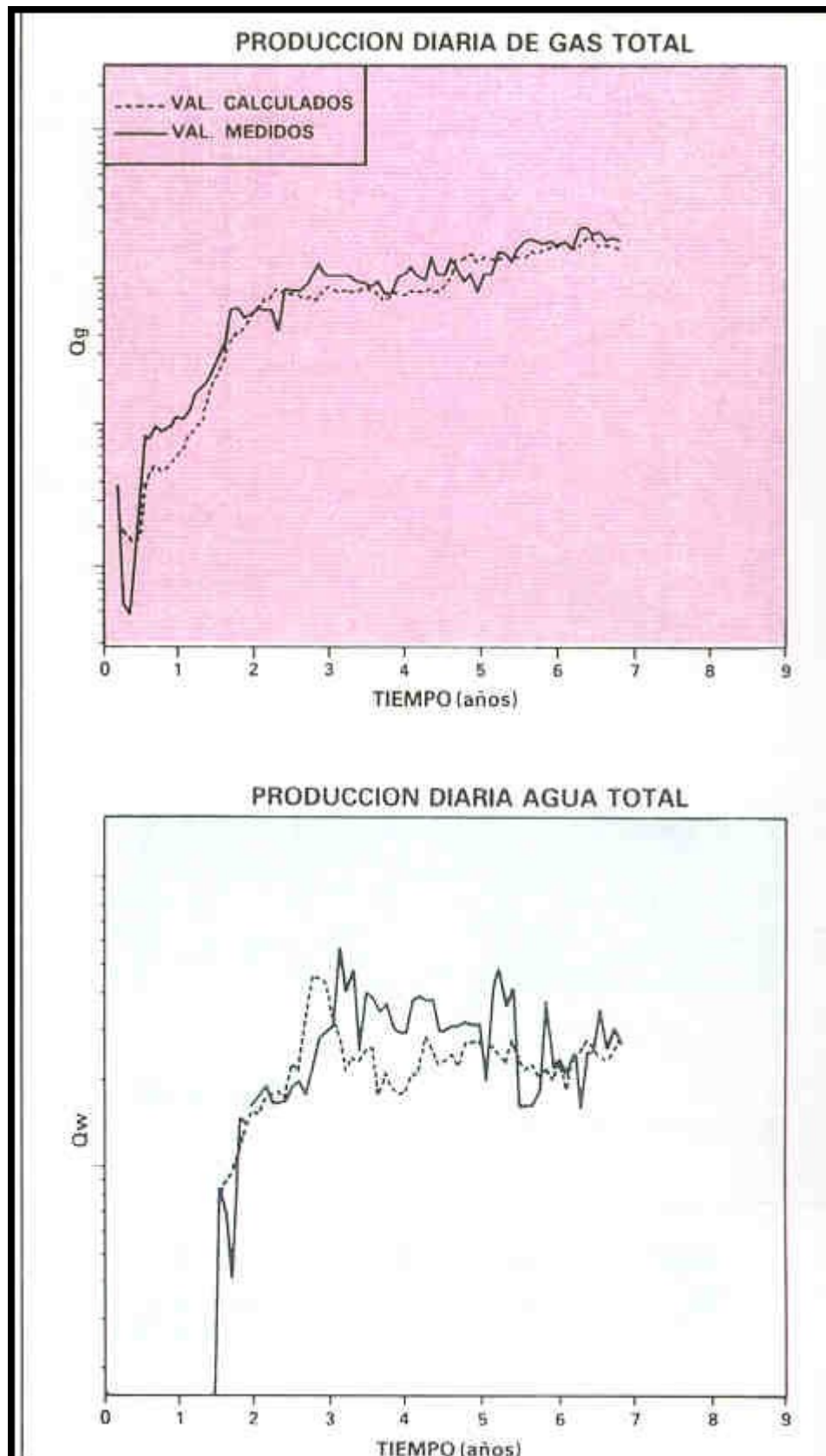


La historia de producción se discretizó en forma mensual y se tomaron como dato de entrada al modelo sólo las producciones de petróleo. Las producciones de gas y agua se utilizaron, en conjunto con los datos de presión, como parámetros de control durante el proceso de ajuste de la historia.

### **Ajuste de la historia**

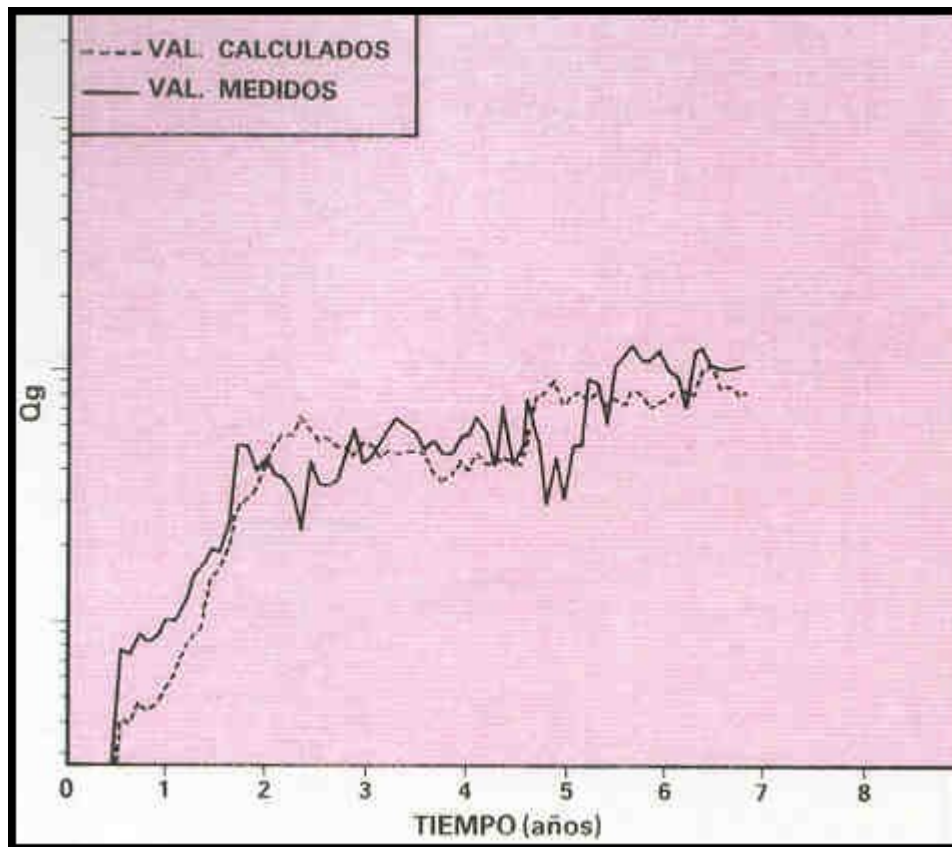
La historia de producción fue simulada después de 40 corridas del modelo. La simulación fue avanzando por etapas.

Las primeras corridas tuvieron como objetivo lograr simular la totalidad de los volúmenes producidos. En la siguiente figura se observan los ajustes logrados en las producciones conjunta de gas y agua. En una segunda fase se ajustaron las producciones de gas a nivel de batería. Durante esta etapa se efectuaron análisis de sensibilidad ante la variación de diferentes parámetros.



Comparación entre valores medidos y calculados

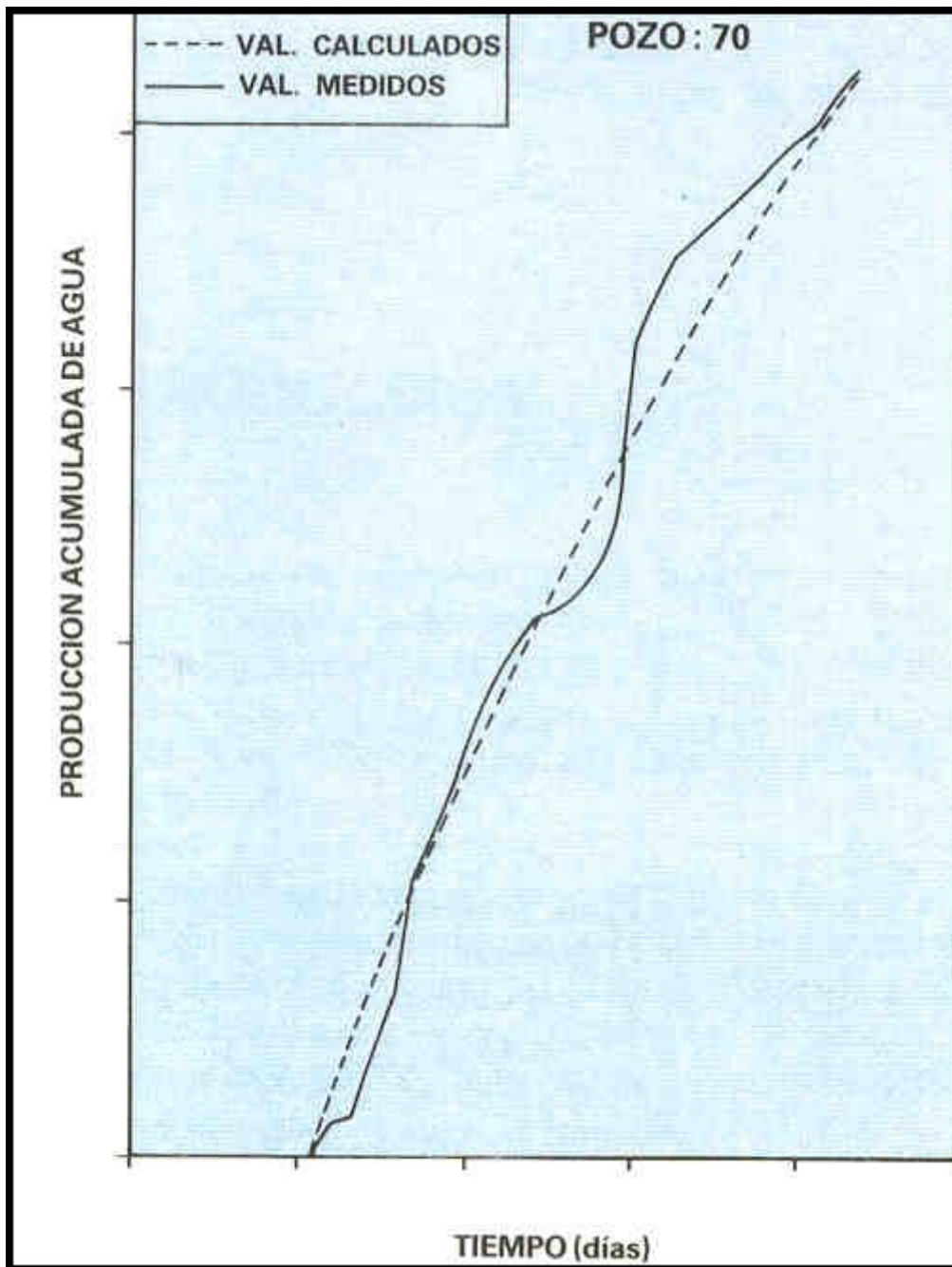
La siguiente figura muestra el ajuste logrado en una de las baterías:



#### Producción diaria de gas por batería. Comparación entre valores medidos y calculados

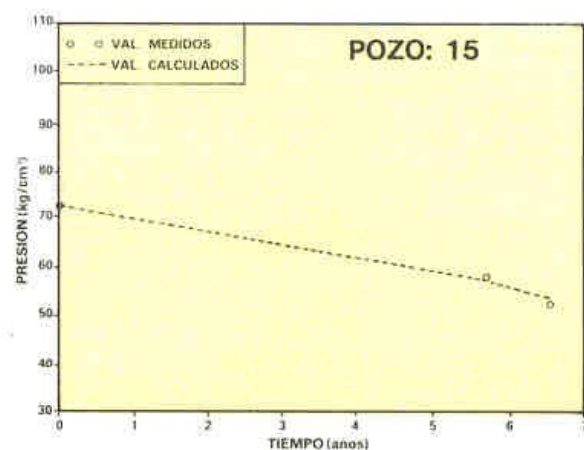
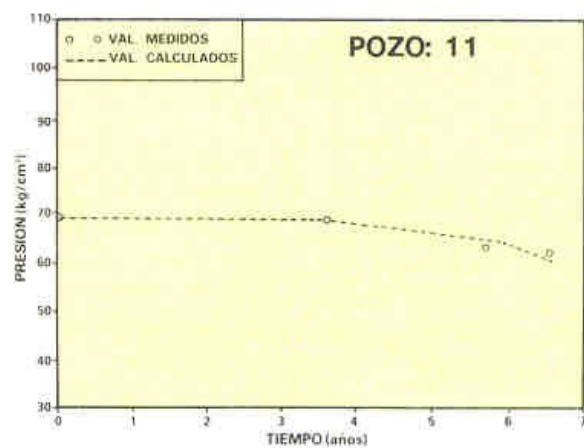
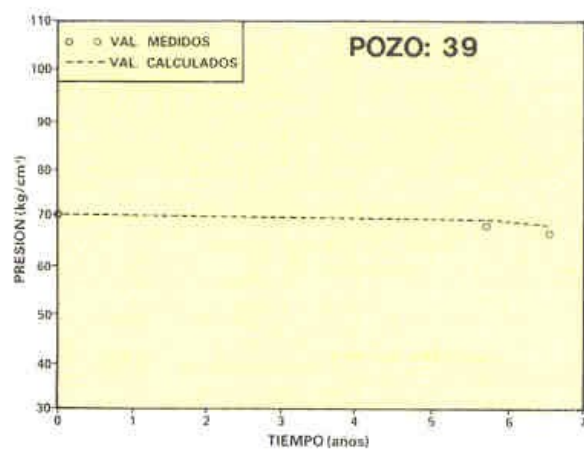
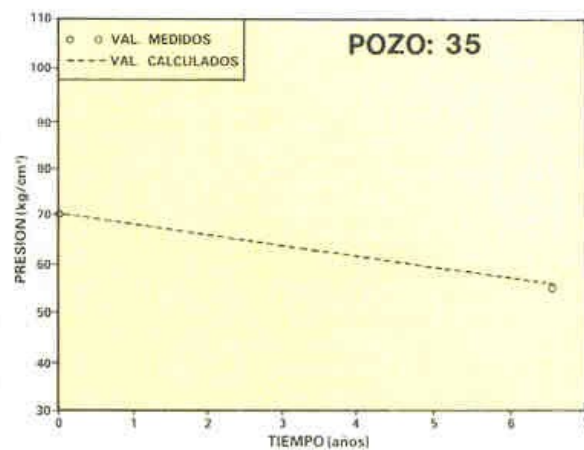
El ajuste en la producción de agua fue logrado considerando el acuífero como inactivo.

Una vez logrado el ajuste total del agua, se procedió a ajustarla a nivel de pozo. De este modo se logró una distribución correcta de la extracción de los fluidos. En la siguiente figura se observa el ajuste logrado en uno de los pozos del yacimiento.



#### Producción acumulada de agua. Comparación entre valores medidos y calculados

Finalmente se procedió a comparar las presiones calculadas por el modelo con las presiones medidas. Durante esta etapa se agregaron algunas barreras y se suprimieron otras. La figura a continuación muestra el ajuste logrado en algunos de los pozos ubicados en el casquete de gas.





### Presión versus tiempo. Comparación entre valores medidos y calculados

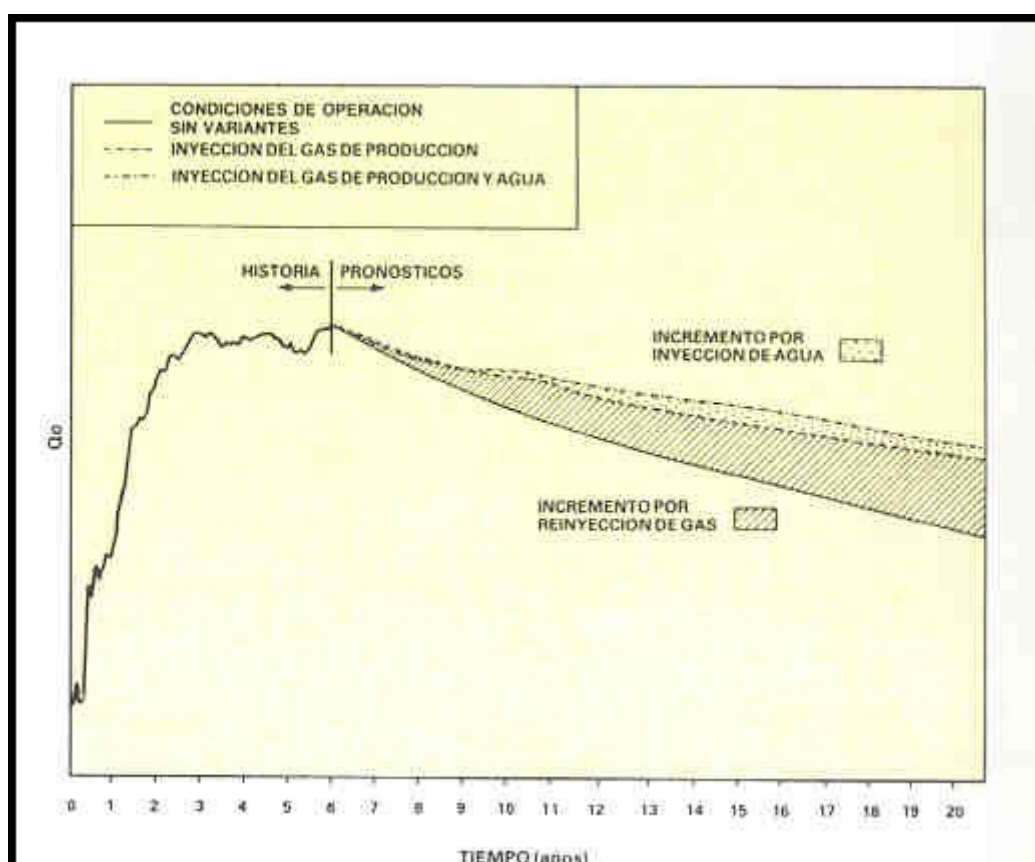
Una vez concluido el ajuste de la historia, el simulador fue utilizado para efectuar las predicciones.

### **Pronósticos**

Se investigaron tres alternativas distintas:

- Manteniendo idénticas condiciones de operación a las simuladas durante el ajuste de la historia.
- Reinyectando el gas producido
- Reinyectando el gas producido e inyectando agua

En la siguiente figura se muestra la evolución del caudal de petróleo para cada una de las alternativas analizadas. Se observa, para el período pronosticado, un incremento del 35% en la producción por reinyección del gas de producción y si además se reinyecta agua se calcula un 12 % adicional.



### Pronósticos de producción ante distintos esquemas de explotación

Nótese que éstas no son las únicas alternativas posibles. En este estudio se analizaron sólo aquellas que involucraban un mínimo de inversión.

## NUEVAS TÉCNICAS

### Herramienta dieléctrica de propagación profunda (DPT)

La herramienta de propagación electromagnética profunda conocida como DPT, es una herramienta de perfilaje que alcanza a medir la constante dieléctrica, la permitividad y la resistividad de la zona no – invadida.

El DPT, como el EPT, responde principalmente al volumen de agua contenida en la formación. La mayor profundidad de investigación del DPT y la relativamente baja sensibilidad de la técnica a la salinidad del agua hacen que sea interesante para la evaluación de la saturación de agua en la zona virgen. Cuando la formación posee agua de baja salinidad la utilización del perfil DPT permite:

detectar hidrocarburos;

evaluar cuantitativamente la saturación  $S_w$ ;

en combinación con el EPT, evaluar la proporción de hidrocarburo móvil.

La herramienta posee 1 transmisor de ondas electromagnéticas y 4 receptores montados en una sonda de tipo mandril. Tanto el espaciamiento entre el transmisor y los receptores como la frecuencia de trabajo han sido optimizados a través de un extenso programa de modelaje numérico con el fin de obtener un mayor diámetro de investigación en la formación. El DPT mide la amplitud y la fase de la onda electromagnética de 25 mhz en cada uno de los 4 receptores. Ambas medidas son función de la atenuación y de la velocidad de la onda respectivamente.

A partir de la medición de estas amplitudes y fases se obtiene la atenuación y el desplazamiento de fase en dos pares de receptores denominados par cercano y par lejano.

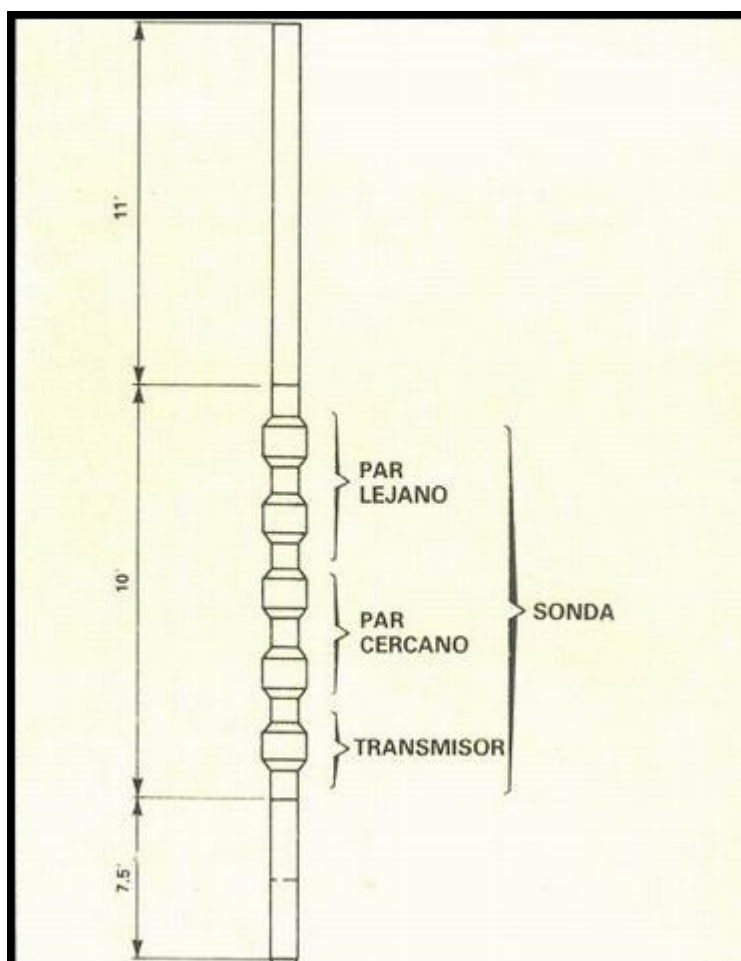
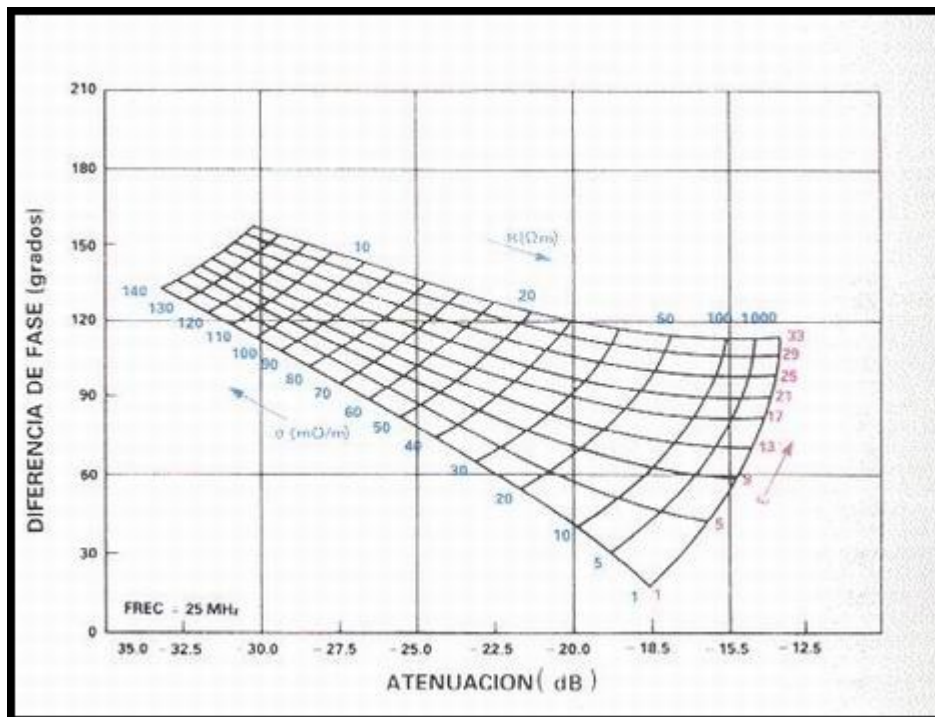


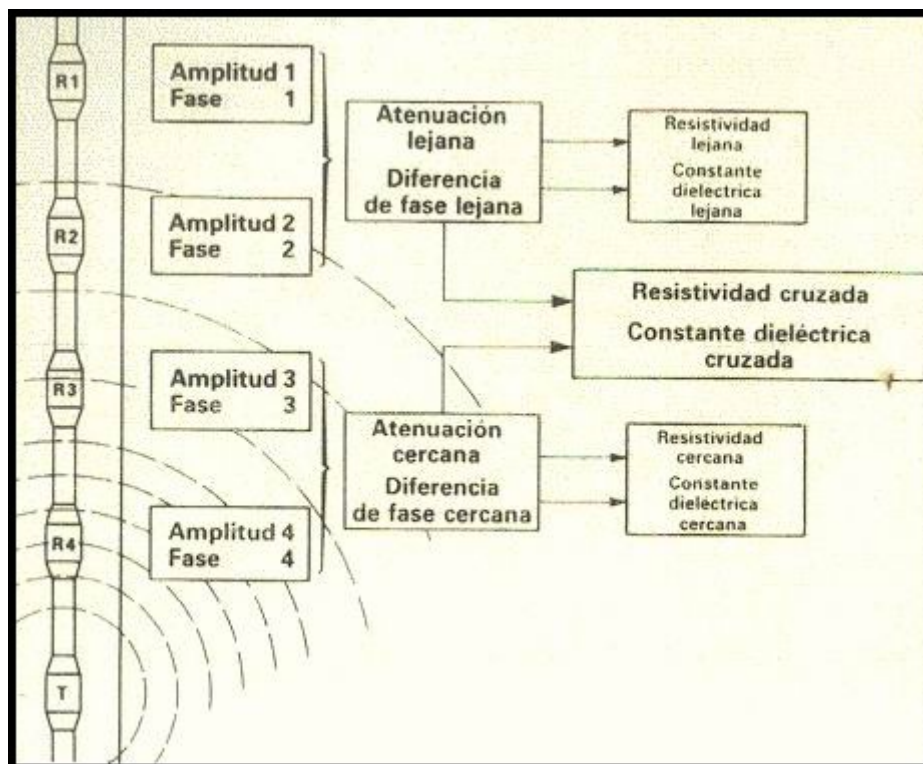
Diagrama de la herramienta DPT

La constante dieléctrica y la resistividad se derivan de la atenuación y el desplazamiento de fase.



Relación entre la constante dieléctrica de la formación, la resistividad y las medidas de la herramienta DPT

El modelaje de la propagación de una onda electromagnética demuestra que la medición de fase tiene menor diámetro de investigación que la atenuación. También a partir del modelado surgen las denominadas mediciones cruzadas que utilizan la fase del par lejano y la atenuación del par cercano.



Mediciones que se efectúan con la herramienta DPT

Generalmente los resultados que tienen la mayor profundidad de investigación son los provenientes de la resistividad lejana y la constante dieléctrica cruzada.

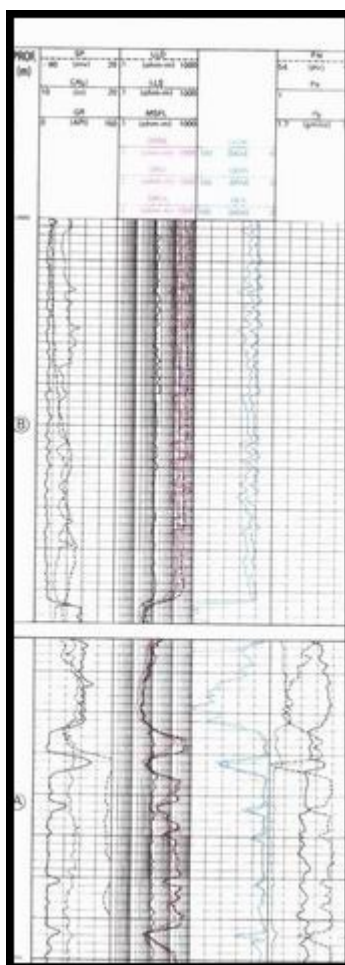
Cuando la conductividad de la formación o del fluido de perforación es alta, las señales se ven fuertemente atenuadas y por esta razón es muy importante mencionar que los límites operativos del DPT son los siguientes:

$R_m > 0.1$  (pozo de 8") o  $0.4$  (pozo de 10")

$R_t > 3$  ohms para el par cercano

$R_t > 10$  ohms para el par lejano y las mediciones cruzadas

La resolución vertical es del orden de los 6 pies.



Perfil compuesto que incluye al DPT

La figura es una presentación compuesta de los perfiles clásicos junto con el DPT. Las curvas dieléctricas están expresadas en DCU, unidad de constante dieléctrica. Los receptores cercanos (DENE), lejanos (DEFA), y cruzados (DEX), "leen" valores bajos en zonas con petróleo y altos en las arcillas (zona A); estas curvas son extremadamente sensibles a las variaciones en el contenido de agua. A grandes rasgos, una zona limpia con hidrocarburos muestra un valor dieléctrico menor de 10 DCU mientras que una zona limpia acuífera lleva ese valor por encima de los 20 DCU; las arcillas (alto valor DCU) y las variaciones de saturación por supuesto complican la interpretación. Las curvas de resistividad del DPT se muestran como referencia junto a las del Dual Laterolog. Se puede observar que la zona B, acuífera con agua dulce, posee resistividades similares a las de la zona petrolífera, mientras que la constante dieléctrica diferencia perfectamente ambas zonas.

Existe un programa en el CSU que corrige las lecturas del perfil por efecto de pozo, de invasión y de borde.

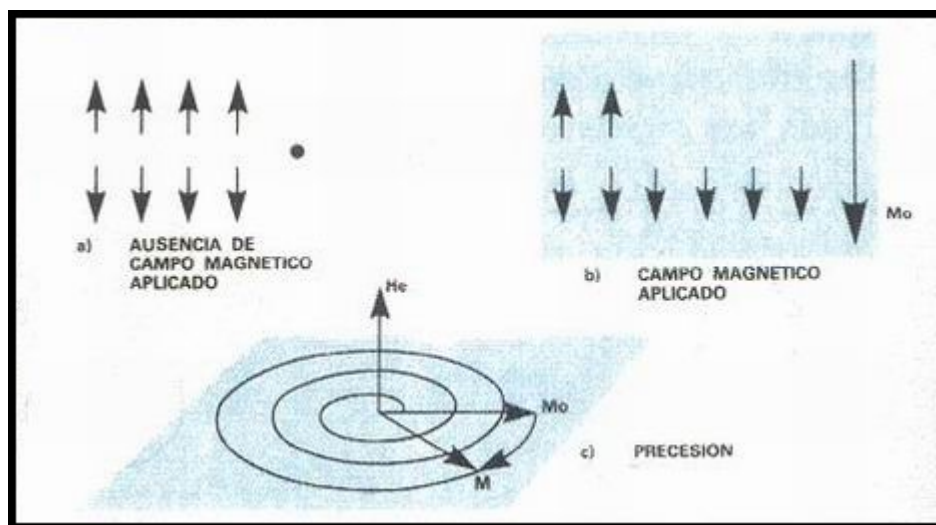
Las interpretaciones cuantitativas de este perfil pueden realizarse tanto en el pozo como en el centro de cómputos. En casos favorables, como arenas limpias de agua dulce, la combinación de mediciones dieléctricas y eléctricas permite calcular en cada nivel la saturación y la salinidad del agua de formación.

### NML: Registro Magnético Nuclear

Las herramientas convencionales de porosidad miden el contenido total de fluido de la formación (hidrocarburos, agua libre y agua de las arcillas). El registro NML en cambio, introduce un concepto diferente, definido como el índice de fluidos libres FFI.

El parámetro FFI caracteriza las fracciones volumétricas de fluidos de la formación (hidrocarburo o agua) libres de moverse y excluye las cantidades no producibles, que resultan de la saturación irreducible. Es posible también relacionar el FFI con la permeabilidad, mediante fórmulas empíricas.

Las mediciones de la herramienta NML permiten observar el comportamiento de los núcleos de hidrógeno contenidos en la formación ante la aplicación de un campo magnético. En ausencia de un campo magnético aplicado, la población total de núcleos posee cantidades iguales de protones con momento angular (o spin) positivo y negativo. Al aplicar un fuerte campo magnético la mayoría de los spin se alinean según la dirección de dicho campo.

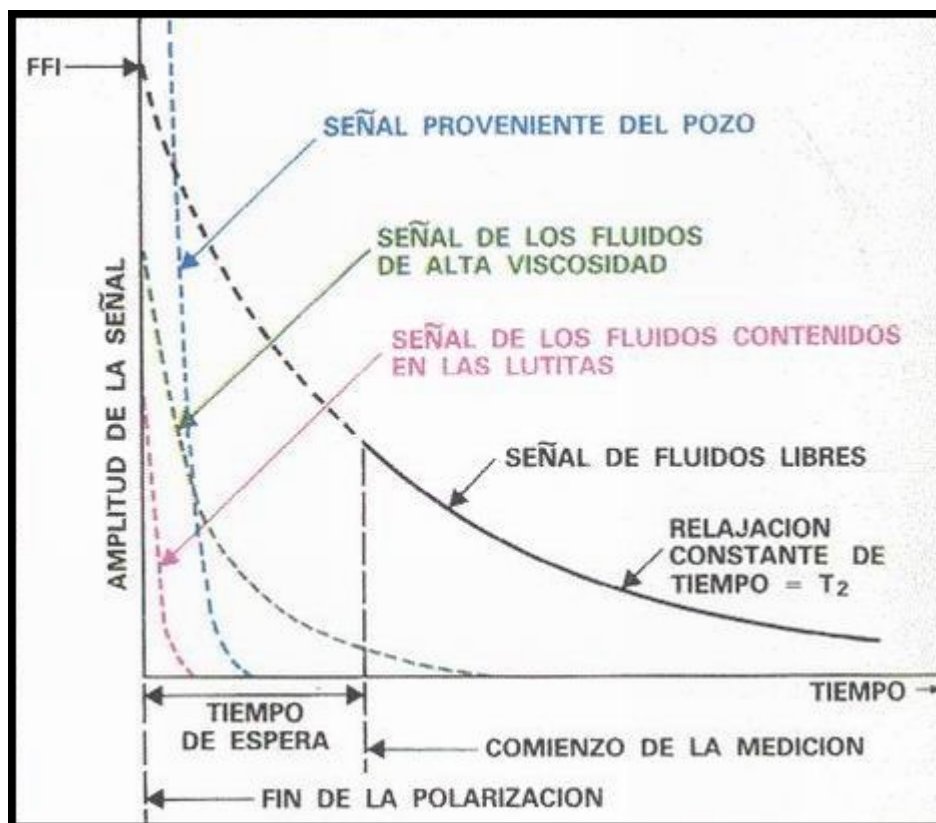


### Principio físico de la herramienta NML

Después de un lapso adecuado, se anula el campo de excitación y los spin que han sido perturbados pueden retornar a su estado normal según un proceso de precesión que es analizado por la herramienta. El tiempo de relajación es función de la cantidad de energía que puede ser transferida por el protón al medio ambiente que lo rodea.

Los protones en los núcleos de la matriz, arcillas y aguas de arcillas tienen un tiempo de relajación muy corto debido a la fuerte cohesión que los une; su contribución desaparece antes que empiece el ciclo de medición de la herramienta. En general, la única señal que se puede observar después de cierto lapso es la proveniente de los fluidos libres, lo cual origina la medición del parámetro FFI.





#### Principio de medición de la herramienta NML

Para reducir el tiempo de relajación del fluido de perforación éste debe ser mezclado con un compuesto de magnetita. Debido a la baja amplitud de las señales involucradas, es necesario aplicar un procesamiento bastante sofisticado para extraer la información deseada. La herramienta NML se corre solamente en pozo abierto con un diámetro mínimo de 7 pulgadas, obteniéndose resultados confiables en diámetros de hasta 10 pulgadas; la herramienta puede medir en forma continua o estacionaria.

Las principales aplicaciones de la herramienta NML incluyen:

1. Determinación de la saturación de agua irreducible.

La porosidad efectiva de una formación  $\Phi_e$ , puede ser calculada a partir de los registros convencionales mientras que la porosidad de fluido libre medida por la herramienta NML no incluye los fluidos ligados a las arcillas o a la matriz.

En formaciones arenosas, la diferencia entre estas dos porosidades representa el volumen de agua irreducible  $\Phi_e \cdot S_{wirr}$ . Por el contrario los carbonatos tienen una actividad superficial muy reducida y el NML tiende a leer en ellos la porosidad total.

Fórmulas empíricas, como la ecuación de Timur, son utilizadas en las arenas para derivar una estimación de permeabilidad a partir de los valores de  $\Phi$  y  $S_{wirr}$ .

2. Saturación de Petróleo residual

El registro NML es el único que mide directamente el volumen de petróleo residual; es más, la técnica empleada no depende de la ecuación de saturación escogida. El procedimiento consiste en agregar

iones paramagnéticos en el fluido de perforación para inhibir la señal generada por el filtrado. En ese caso el volumen de fluido libre se reduce al volumen de petróleo residual en la zona invadida  $\Phi_e \cdot S_{or}$ .

### ACT (Aluminium Clay Tool)

La herramienta ACT mide la concentración de Aluminio en la formación. Esta curva es en sí un excelente indicador de arcilla y puede ser combinada con otros perfiles que miden concentraciones de elementos, tales como Potasio y Hierro, para determinar la mineralogía de las arcillas.

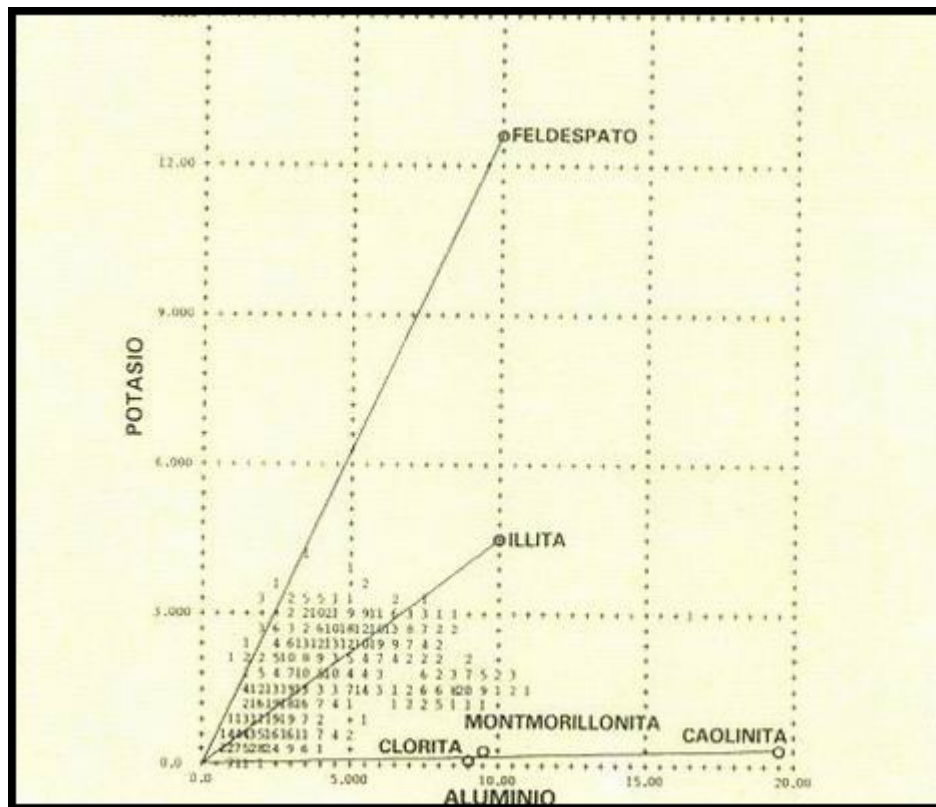
Una fuente de neutrones de baja energía (en este caso Californium 252) es utilizada para activar el aluminio presente en la formación. Los rayos gamma inducidos por dicha activación son detectados con el fin de determinar la concentración de Aluminio. La herramienta completa comprende una herramienta NGT estándar, que mide las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio, un juego estándar de detectores de neutrones para obtener la porosidad  $\Phi_N$ , una herramienta NGT modificada que mide los resultados de la activación del Aluminio y una herramienta GST en modo de captura que mide la concentración de otros elementos significativos tales como Hierro, Calcio, Silica y Azufre.

El Aluminio forma parte de la estructura química de los minerales arcillosos, tal como lo muestra la siguiente tabla:

Geoquímica	Elementos
ILLITA	Al, Si, O, H, K, Mg, Fe
CAOLINITA	Al, Si, O, H
SMECTITA	Al, Si, O, H, Na, Mg, Fe
CLORITA	Al, Si, O, H, Mg, Fe
FELDESPATOS	Al, Si, O, H, K, Na, Ca
MICAS	Al, Si, O, H, K, Mg, Fe

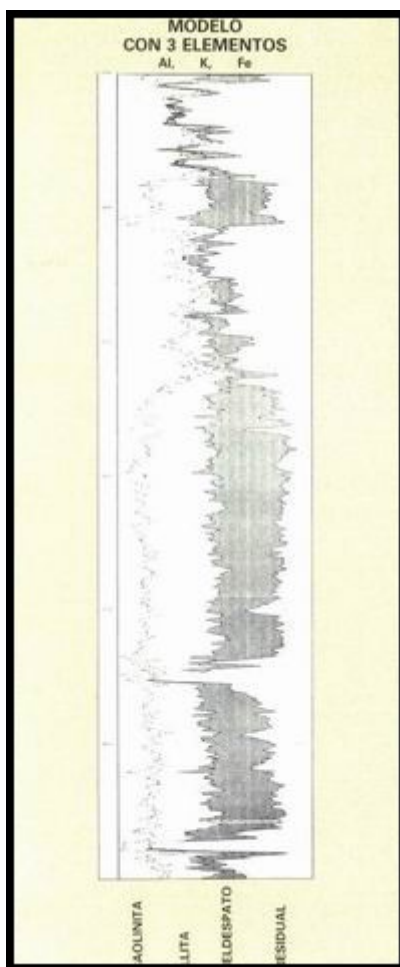
Minerales comunes que poseen aluminio

Un crossplot de Potasio versus Aluminio, como el de la siguiente figura, permite determinar el tipo de arcilla presente en la formación.



"Crossplot" Potasio vs. Aluminio

Para llegar a una interpretación cuantitativa, las concentraciones elementales medidas pueden relacionarse al porcentaje de los minerales presentes en la formación.

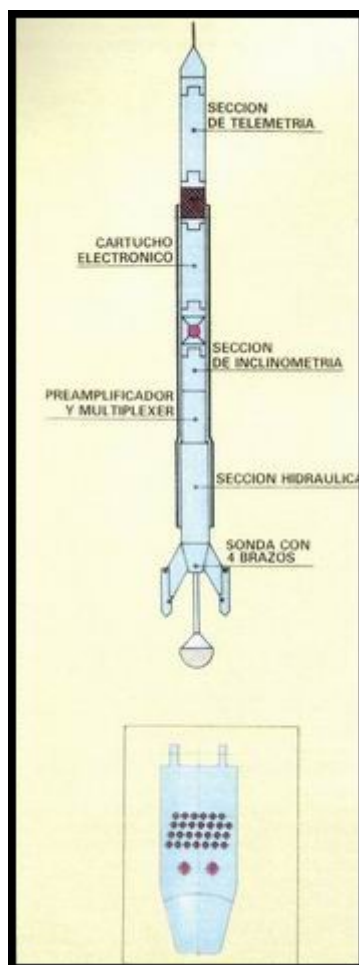


### Computación de mineralogía de arcillas

La figura anterior muestra un ejemplo de análisis de mineralogía de arcilla, en el cual los tres elementos Aluminio, Potasio y Hierro se utilizan para derivar el análisis de tres minerales: caolinita, illita y feldespato.

### Herramienta de imagen de formación microeléctrica (FMS)

Esta herramienta está diseñada para obtener en pozo abierto imágenes de la formación de muy alta resolución. Incluye dos configuraciones de sensores eléctricos ubicados en dos patines ortogonales, y todas las funciones de una herramienta SHDT.



#### Herramienta FMS

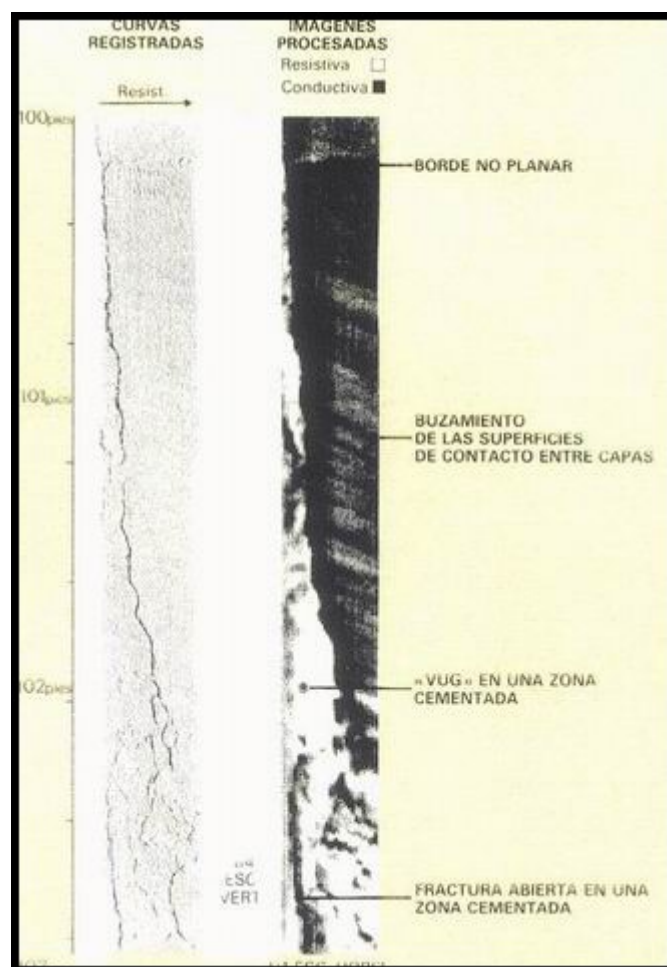
Los datos del SHDT permiten orientar la herramienta en el espacio, conocer la aceleración durante el registro y computar el buzamiento de las formaciones.

La sección inferior de la herramienta genera una corriente enfocada hacia la formación, y se registra el contraste de resistividad observado por cada electrodo. La microrresistividad derivada de cada uno de los 27 electrodos que componen cada patín es procesada en superficie para producir dos imágenes orientadas de la pared del pozo.

Los resultados pueden ser presentados como una serie de curvas de conductividad o como imágenes con intensidad variable de grises, o en color. Los cambios en la tonalidad de grises, o un cambio de color, representan contrastes de conductividad en la formación.

Los eventos de alta conductividad están representados con tonos oscuros, mientras que las altas resistividades se indican en blanco o colores claros.



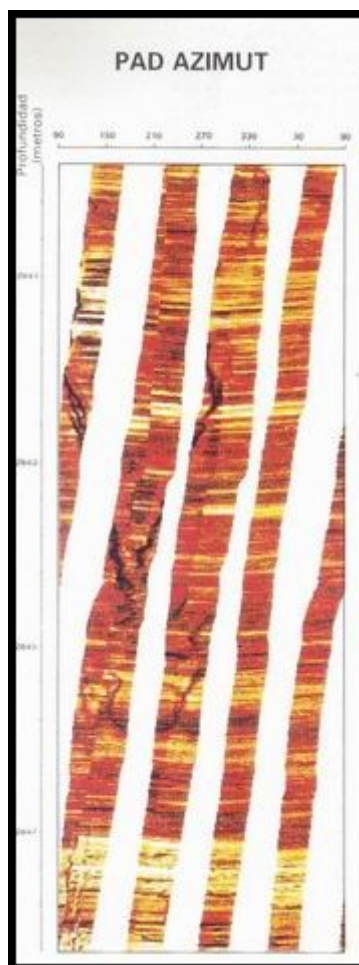


Reconocimiento de características sedimentarias y diagenéticas a escala muy pequeña, en una zona fallada y cementada

En la figura anterior se muestra un ejemplo de los resultados derivados con los datos de un patín. La estratificación de capas está claramente definida en la parte superior, mientras que características de textura, como vesículas y fracturas, pueden ser reconocidas en la sección inferior del perfil.

La excelente resolución que se obtiene se debe al reducido tamaño de los electrodos (0,2 pulgadas de diámetro). Para un estudio detallado se utilizan escalas verticales de 1:4 o 1:5.

Con un procesamiento adecuado se corrigen los efectos de aceleración de la herramienta, y se resaltan los contrastes entre capas sucesivas. La cobertura de la pared del pozo no es completa, correspondiendo cada imagen a un ancho de 7 cm. Es posible combinar en una sola imagen los resultados de varias pasadas de registro, posicionando la imagen con su correspondiente acimut.



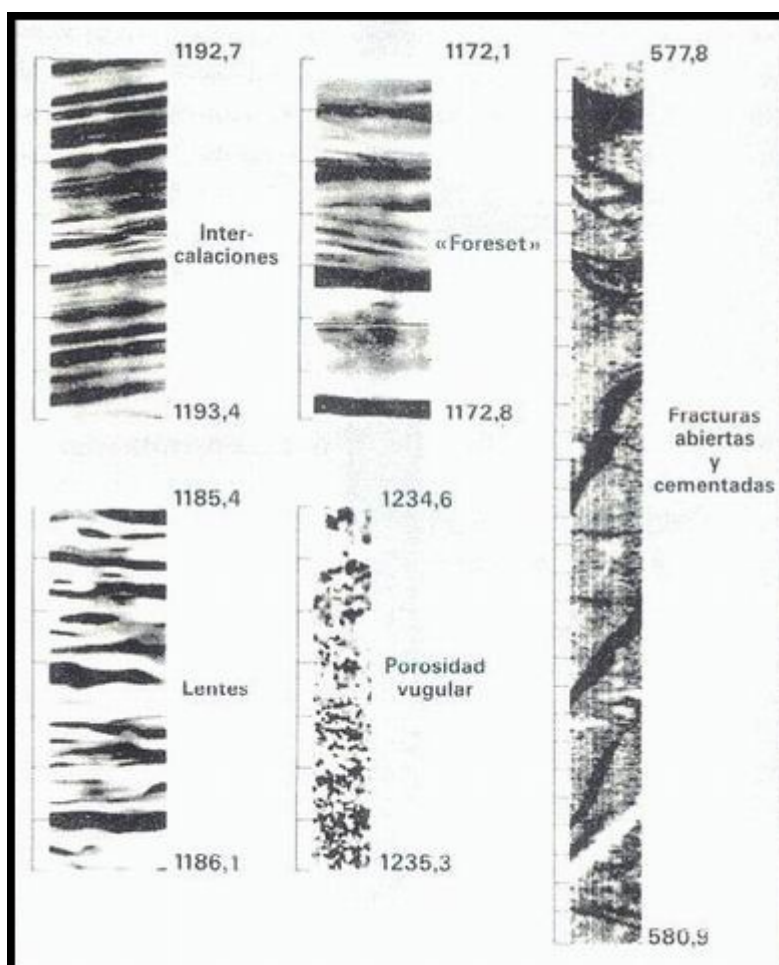
Composición orientada de varias pasadas con la herramienta FMS

La herramienta FMS puede ayudar a reconocer características estratigráficas y diagenéticas, a resolver problemas estructurales complejos y a detectar y caracterizar fracturas.

Las fracturas son fácilmente reconocibles en las imágenes. Una fractura abierta, invadida con lodo, se verá como una línea conductiva u oscura. Una fractura sellada se verá como resistiva o con tonos claros.

En las imágenes pueden reconocerse eventos estratigráficos tales como la forma de la deposición, la evolución del tamaño de grano, bioturbación, y varias formas de diagénesis tales como vesículas, nódulos o estilolitas.

Además, el reconocimiento visual de los buzamientos de la formación puede ayudar a resolver problemas estructurales difíciles



Ejemplos obtenidos con la herramienta FMS. La figura anterior muestra algunos ejemplos de eventos que pueden ser reconocidos por la herramienta.

La única limitación práctica para la utilización de la herramienta es que el lodo sea conductivo, por ejemplo lodos a base de agua.

#### Herramienta de imagen ultrasónica (BHTV)

Esta herramienta investiga la circunferencia del pozo con un transductor sónico rotativo y registra la amplitud y el tiempo de arribo del primer eco que recibe.

De estos datos deriva una imagen del radio del pozo y de la reflectividad de la pared del pozo. Su aplicación principal a pozo abierto es la detección de fracturas y a pozo entubado la inspección de la cara interior de la cañería.

El transductor efectúa 250 medidas por cada ciclo completo. A cada profundidad se puede generar una sección transversal del radio y de la reflectividad. Un ejemplo registrado en pozo entubado se muestra en la siguiente figura, donde la medida del radio se compara con los diámetros nominales internos y externos, indicando una corrosión severa a esta profundidad.

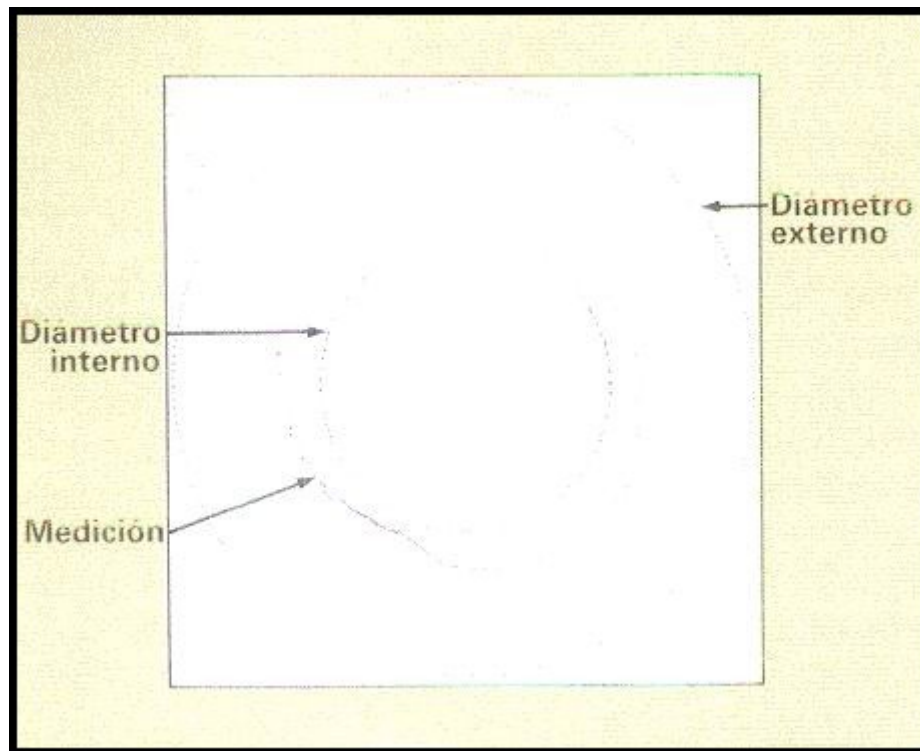
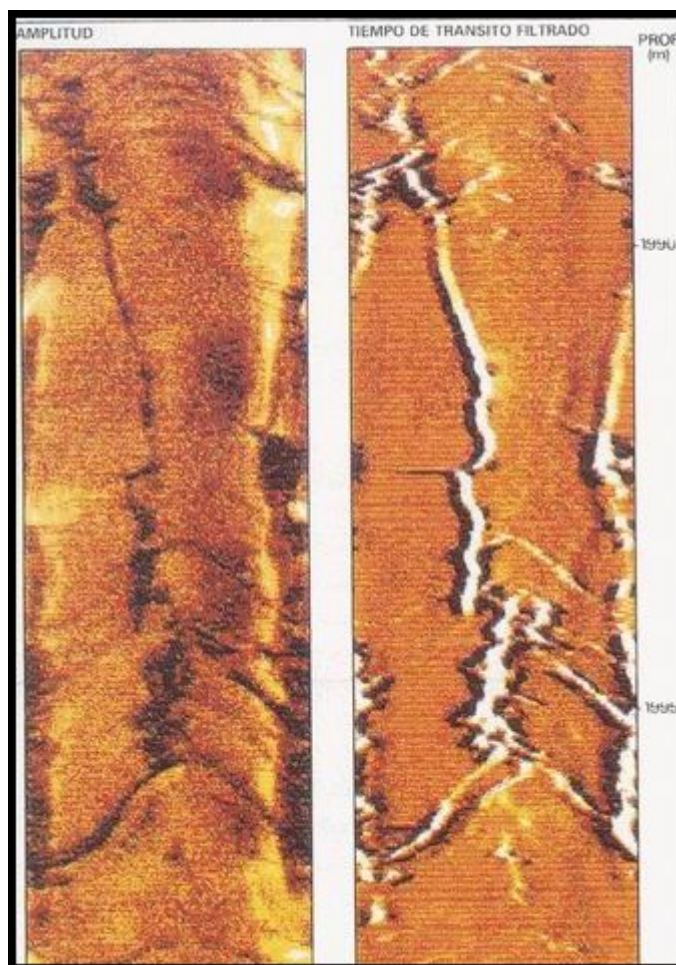


Diagrama radial obtenido a una profundidad determinada con la herramienta BHTV

Los resultados a lo largo del pozo pueden ser presentados como imágenes de densidad variable, siendo los colores más oscuros indicadores de mayores radios o pobre reflectividad. Un ejemplo de esta presentación está indicado en la siguiente figura, donde se reconoce claramente la presencia de una fractura vertical. Las fracturas inclinadas se deben observar en estas imágenes como ondas senoidales.



Registro en pozo abierto en una zona fracturada con la herramienta BHTV

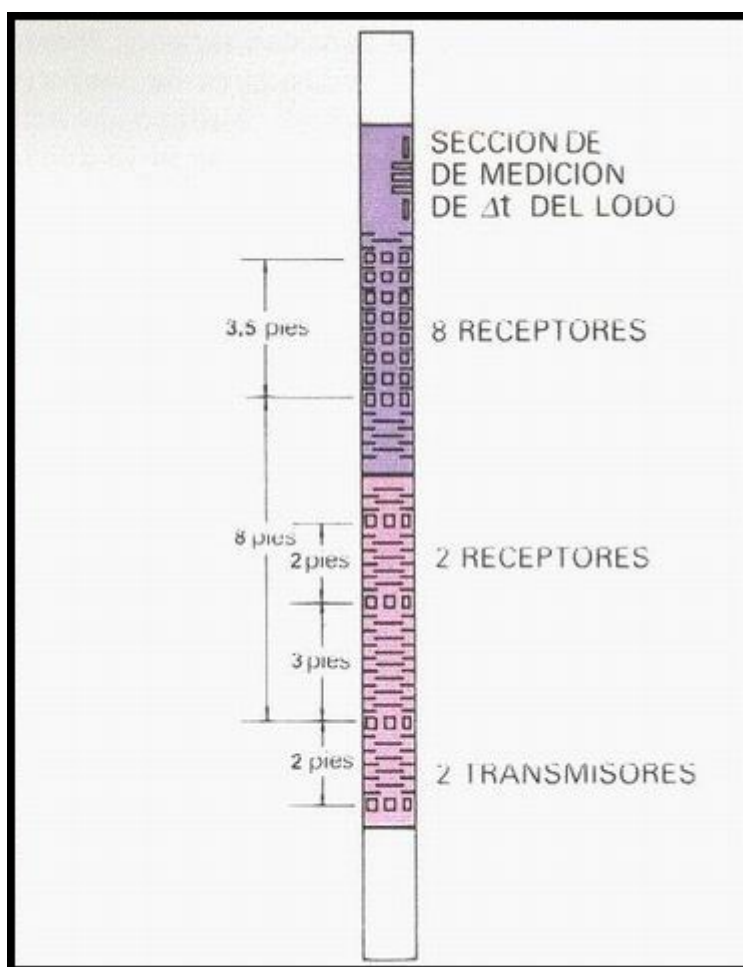
Una limitación importante de la herramienta está dada por el peso del lodo y su heterogeneidad, que pueden atenuar excesivamente la señal. En la práctica el límite superior para el peso del lodo es del orden de 12 libras/galón en un pozo de 6 pulgadas.

### Herramienta de sónico digital (SDT)

Para obtener mayor información del tren de ondas sínicas, se diseñó la herramienta SDT que digitaliza la forma de onda completa y utiliza un procesador central para el tratamiento de los datos.

La siguiente figura muestra la configuración de las sondas utilizadas en el registro.



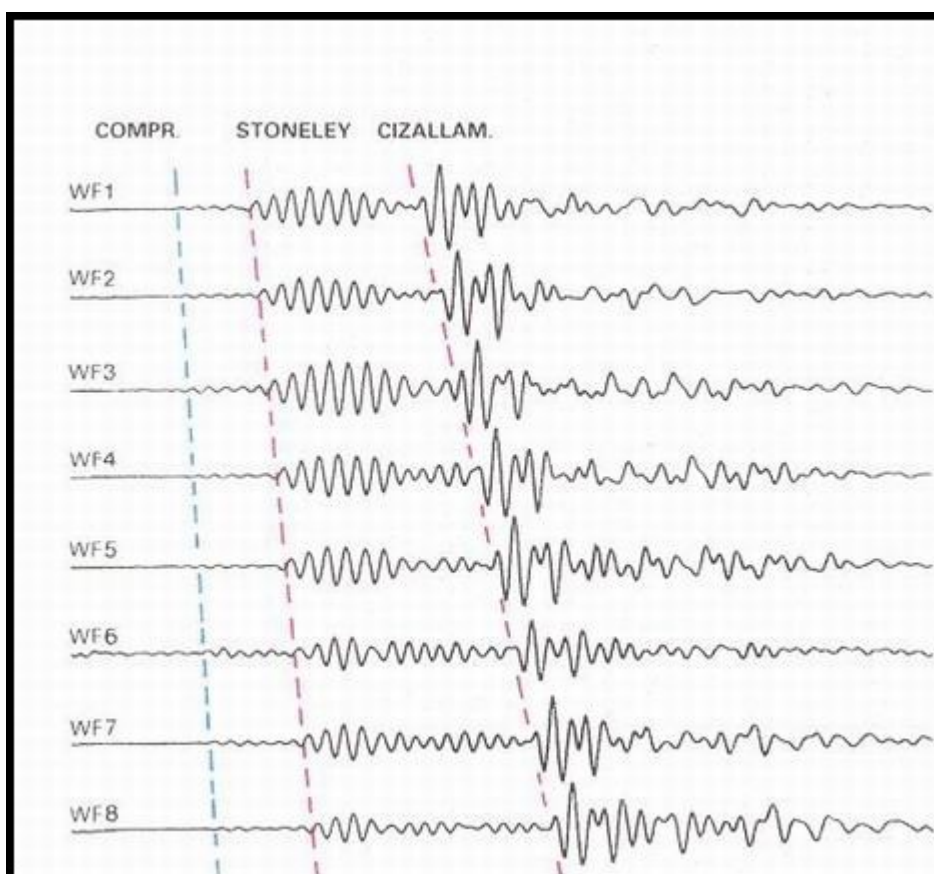


#### Sonda de la herramienta SDT

La sección inferior de la sonda contiene transductores con espaciamientos de 3 pies – 5 pies y 5 pies – 7 pies con los que se registran en pozo abierto los perfiles de sónico convencionales y en pozo entubado el perfil de CBL (3 pies) y VDL (5 pies).

La sección superior contiene una configuración de 8 receptores montados a 6 pulgadas uno del otro, utilizados para la adquisición del tren de ondas completo. Es posible utilizar esta configuración para derivar mediciones de tiempo de tránsito compresional de 6 pulgadas de resolución vertical. Dos de esos receptores son utilizados en la configuración DDBHC de espaciamiento 8 pies – 10 pies y 10 pies – 12 pies.

La siguiente figura muestra un conjunto de formas de onda digitalizadas, registradas simultáneamente con el arreglo de 8 receptores y listas para ser procesadas por el método STC (Slowness Time Coherence, Coherencia Tiempo Velocidad). El programa STC está diseñado para encontrar y analizar las distintas componentes presentes en la onda compuesta. Utiliza un método de semblanza digital para identificar y alinear los diferentes eventos detectados por la configuración de receptores y para determinar las velocidades de todas las componentes coherentes de la señal.

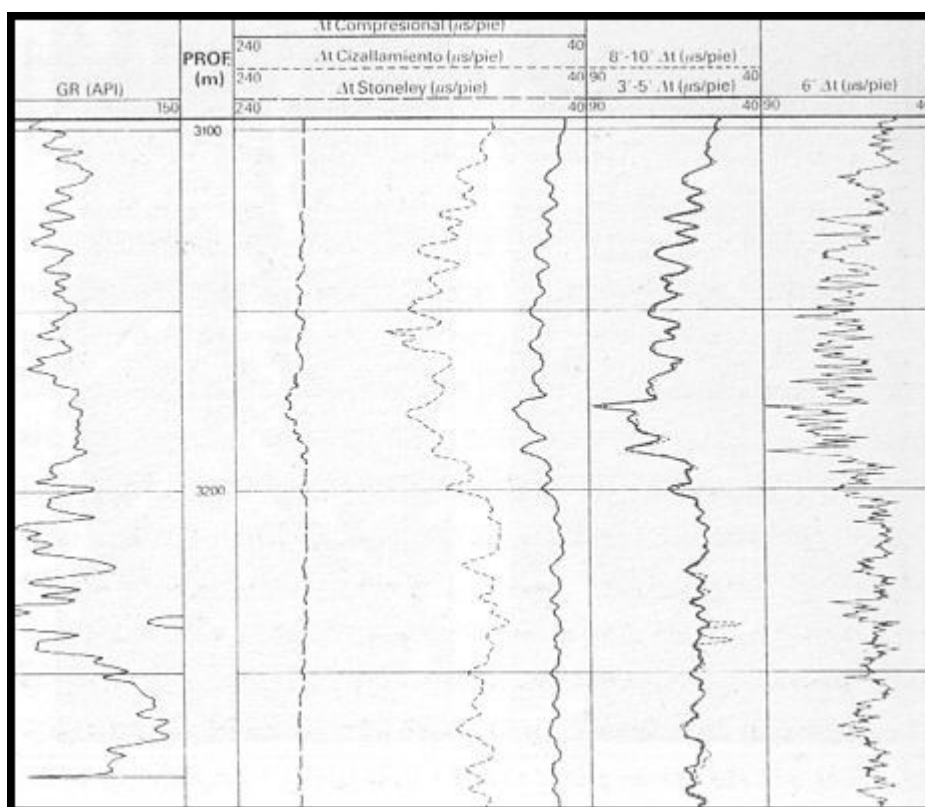


Formas de ondas registradas en el conjunto de 8 receptores

Las ventajas inherentes al método STC son:

1. Una relativa inmunidad a las condiciones de baja energía de la señal que podrían producir saltos de ciclo en las herramientas convencionales.
2. Una respuesta más definida en las interfaces de formación con alto contraste de velocidad; en el caso de capas menores de 2 pies, se necesita una pasada en el modo de resolución vertical de 6 pulgadas para obtener valores exactos de tiempo compresional.
3. El procesamiento STC, por el mayor espaciamiento transmisor – receptor provee normalmente valores de tiempo de tránsito más exactos en zonas alteradas.

La siguiente figura ilustra las varias posibilidades de medición de la herramienta.



Registro con la herramienta SDT

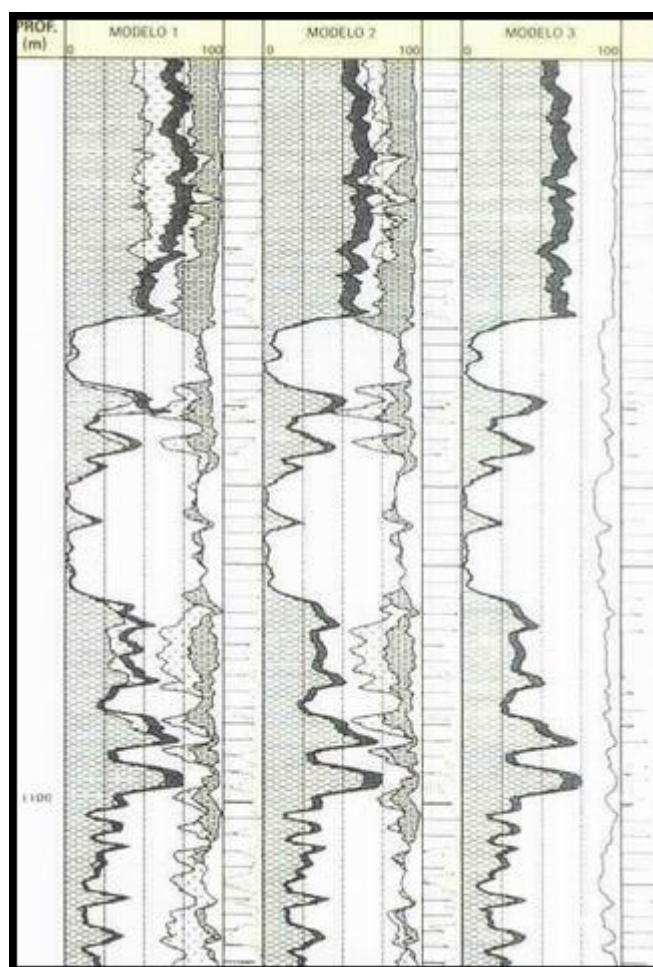
En la pista 1 aparece una curva de correlación; la pista 2 muestra el resultado del procesamiento STC o sea los tiempos de tránsito compresional, de cizallamiento y de Stoneley; la pista 3 compara el resultado de dos procesamientos DDBHC de diferente espaciamiento y finalmente en la pista 4 se observa el tiempo de tránsito medido con una resolución vertical de 6 pulgadas.

#### ELAN

Los modelos de interpretación complejos se pueden utilizar cuando el análisis del reservorio así lo exige o cuando se dispone de un número importante de registros.

Un nuevo sistema de evaluación de formaciones se encuentra ahora disponible en los centros de computación. Este sistema denominado ELNA, por Análisis Elemental presenta las siguientes ventajas:

- Un alto nivel de interactividad que facilita el trabajo del analista de perfiles.
- Se utiliza en lo posible un lenguaje explícito
- Todos los perfiles existentes, incluyendo al ACT, pueden ser incluidos en el sistema; también existe la posibilidad de incluir perfiles aún no definidos y/o información externa tales como datos de corona.
- Puede hacerse referencia a una base de datos para ayudar en la definición de todos los parámetros de los constituyentes de la formación. Obviamente, esos parámetros pueden ser cambiados por el analista si fuera necesario.
- Un enfoque global hacia la solución óptima; todos los perfiles son analizados en forma simultánea. La teoría matemática ha sido optimizada para acelerar las computaciones de tal modo que los resultados pueden ser visualizados rápidamente en la terminal.
- Existe la posibilidad de analizar la formación con 5 modelos diferentes en forma simultánea. El resultado final puede ser escogido manualmente por el analista o automáticamente mediante una función de probabilidad. Por ejemplo un modelo arenisca – pirita puede ser seleccionado cuando la densidad sea superior a cierto umbral. La siguiente figura muestra una interpretación hecha con tres modelos litológicos con la respuesta final obtenida a partir de ellos.



Computaciones con el programa ELAN

- En el futuro un sistema de inteligencia artificial se encargará de la selección del modelo mineralógico.

Ninguna de estas ventajas elimina la necesidad de tener un analista de perfiles y datos del cliente. Sin embargo, el sistema aprovecha los avances alcanzados en las ciencias de la computación para hacer más fácil el trabajo del analista, disminuir el tiempo de computación y mejorar la calidad de los resultados.

#### "Dipmeter Advisor"

Al desarrollarse el área de la inteligencia artificial en el campo de la computación, surgió la necesidad de crear sistemas capaces de generar decisiones a nivel de experto. El Dipmeter Advisor es uno de esos sistemas, pudiendo considerarse como un banco de reglas de interpretación que tiene como objetivo asesorar al intérprete ayudando a identificar aspectos geológicos de las rocas del subsuelo. Las reglas son generadas para un determinado ambiente sedimentológico, por la correlación de un evento observado (por ejemplo en coronas) y la respuesta de la herramienta dipmeter a ese evento.

Al existir cierta consistencia y repetibilidad en la correlación, se puede generar una regla que pasa a formar parte de la base de conocimientos de la computadora. Estas reglas se agrupan en diferentes conjuntos de acuerdo a sus funciones (reglas estructurales o estratigráficas).

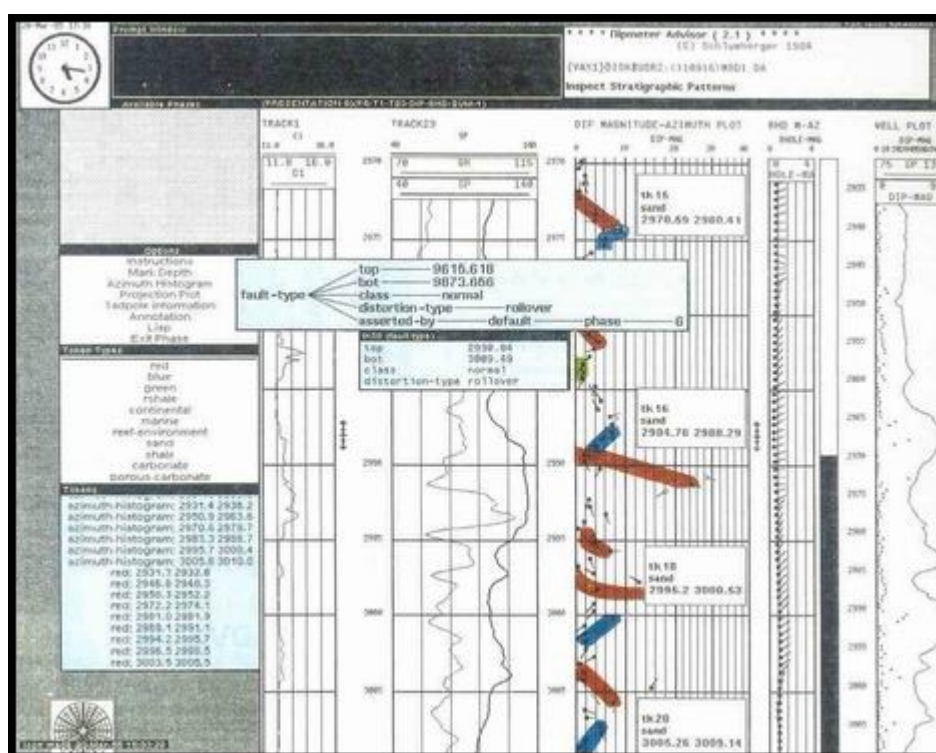
A esa base de conocimientos, está asociada una base de datos constituida por lecturas de perfiles y los resultados de cualquier tipo de procesamiento de dipmeter (Cluster, MSD, Geodip, Duadip).

La correlación de los datos con las reglas está a cargo de una parte del sistema conocida como "motor de inferencia". Cada conclusión alcanzada por el Dipmeter Advisor está almacenada como un "objeto" en la base de datos.

El sistema se encarga del análisis de los datos, de la identificación de datos dudosos, de la estrategia de búsqueda de patrones de buzamientos, etc. Estas funciones se conocen como "fases". Cada fase utiliza un juego de reglas específicas mediante el uso del motor de inferencia.

Dicho juego de reglas considera solamente las situaciones más comunes; el usuario tiene la posibilidad de modificar las reglas existentes para adaptar el sistema al ambiente geológico local o de crear nuevas reglas con la meta de incluir situaciones no consideradas. Al completar una fase, el sistema inicia un diálogo con el usuario en el cual las conclusiones alcanzadas pueden ser examinadas, modificadas y hasta rechazadas; también puede el usuario agregar sus propias conclusiones y/o volver a una fase previa en caso de que los resultados no hayan sido satisfactorios.

La siguiente figura es copia de una presentación típica del sistema en la pantalla.



"Dipmeter Advisor": presentación en pantalla de esquemas estratigráficos

se pueden presentar perfiles de pozo abierto en las tres primeras pistas. En este caso se presentó en la primer pista uno de los calibres para visualizar el estado del pozo; en las pistas 2 y 3 se presentaron los perfiles SP y GR como identificación rápida de litología; en la pista 4 aparece un diagrama de flechas (en este caso un resultado de MSD) junto con la desviación del pozo. La pista en el extremo derecho contiene información seleccionada de todo el intervalo perfilado.

En la parte izquierda de la pantalla aparecen las ventanas de interacción con el usuario. A través de estas ventanas el usuario tiene acceso a la base de datos y puede aceptar las conclusiones del sistema o imponer las suyas para pasar luego a la siguiente fase.

Todos los resultados aparecen en forma dinámica en la pantalla. Opciones tales como modificación de escala, presentación de cualquier intervalo de profundidad, diagramas de proyección, etc., siempre son disponibles para facilitar el trabajo del geólogo utilizando una forma de comunicación muy sencilla y agradable.



Este sistema se encuentra actualmente en fase de desarrollo y está siendo probado en algunas pocas locaciones con la idea de expandir el juego de reglas para ambientes geológicos distintos.

Se está investigando también la posibilidad de incluir más datos al análisis (perfiles, análisis de coronas, etc.) de forma de obtener un sistema integrado de análisis geológico.

## PERFILES EN LA GEOLOGÍA

Los objetivos principales de la geología petrolera son la selección de las zonas favorables para la acumulación de hidrocarburos y la estimación del tamaño de los reservorios. Para ello intenta describir la geometría y las variaciones de las propiedades petrofísicas de las capas resolviendo las siguientes incógnitas geológicas:

1. Minerología, litología y facies de las rocas
2. Correlación
3. Geometría de los estratos

Las fuentes de información que se utilizan para resolver dichos problemas son los estudios de afloramientos en superficie, la sísmica, los recortes de terreno o las coronas durante la perforación, los testigos laterales y los perfiles registrados en los pozos.

Una descripción correcta de los yacimientos es indispensable para cualquier estudio de factibilidad económica de los proyectos de producción.

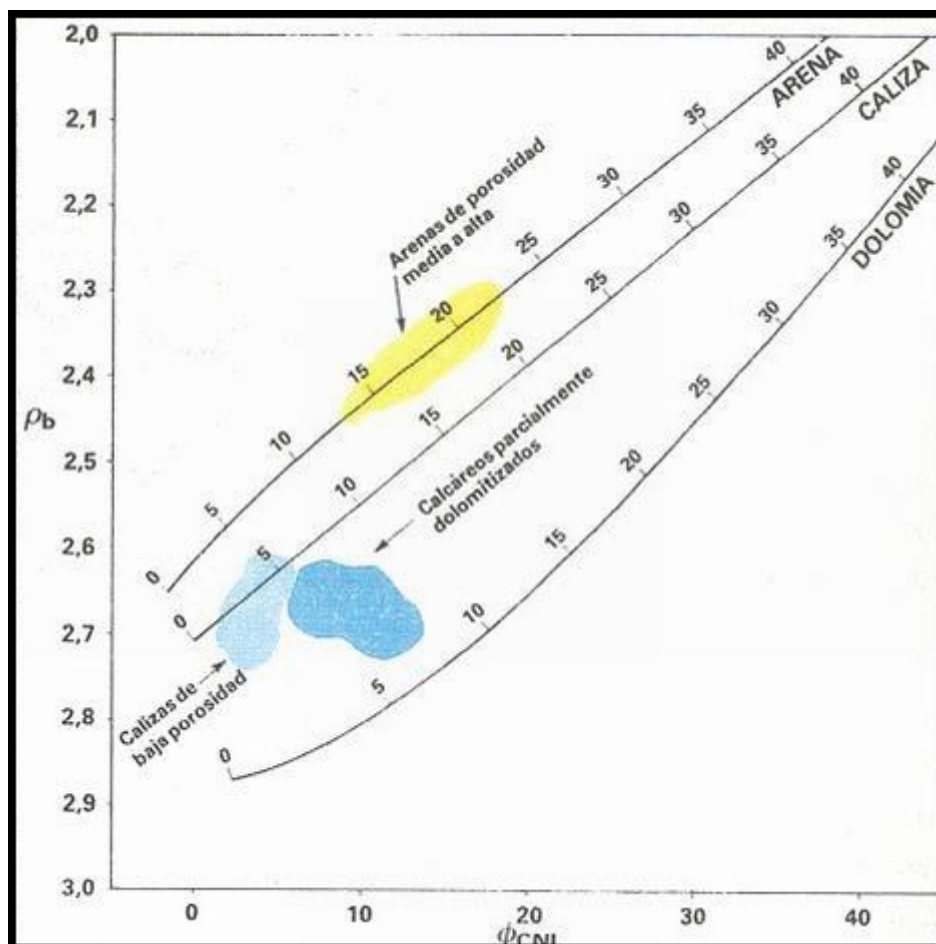
A continuación se mostrarán ejemplos concretos de aplicación de los perfiles. Se optó por no incluir los principios físicos del funcionamiento de las herramientas, ni la explicación teórica de los diferentes programas de interpretación ya que existen numerosas publicaciones que desarrollan estos temas.

Se intenta satisfacer el interés de los geólogos de exploración y desarrollo, mostrando ejemplos de aplicación a nivel regional y de yacimientos.

## MINERALOGÍA, LITOLOGÍA Y FACIES

Ciertos perfiles miden propiedades de las partículas sólidas de la roca, por lo tanto ayudan a resolver problemas relacionados con la mineralogía.

El reconocimiento es sencillo frente a composiciones mineralógicas simples como calcita o cuarzo. En la siguiente figura se observa un diagrama denominado "cross-plot" en el cual se indican los valores combinados que pueden adoptar los perfiles densidad y neutrónico para diferentes litologías simples y porosidades variables.

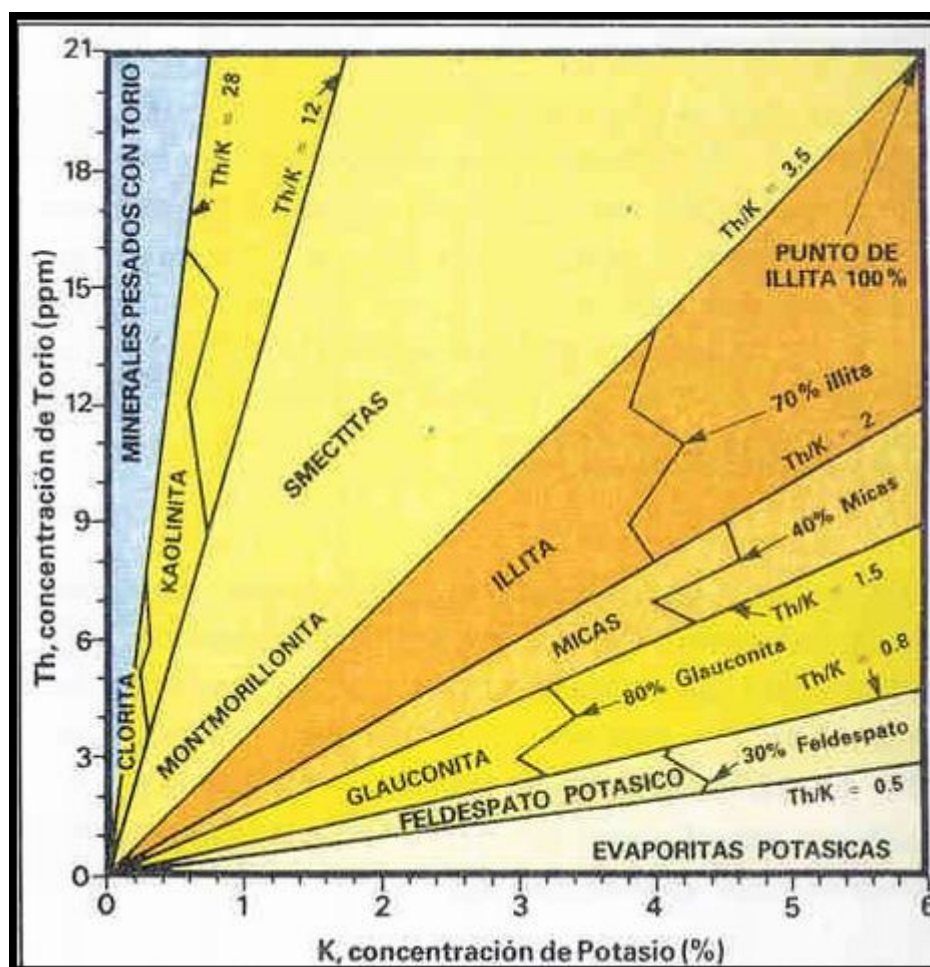


### Diagrama "cross-plot" para litologías simples

La mineralogía de las arcillas se pueden analizar con la espectrometría de rayos gamma naturales. La herramienta NGT determina las proporciones de Torio, Uranio y Potasio en las formaciones en base al espectro de rayos gamma naturales registrado en función de la profundidad.

Los diferentes minerales de arcilla poseen concentraciones de Torio y Potasio establecidas dentro de ciertos rangos.

Estos rangos no son universalmente absolutos y conviene calibrarlos contra información de testigos en cada cuenca.



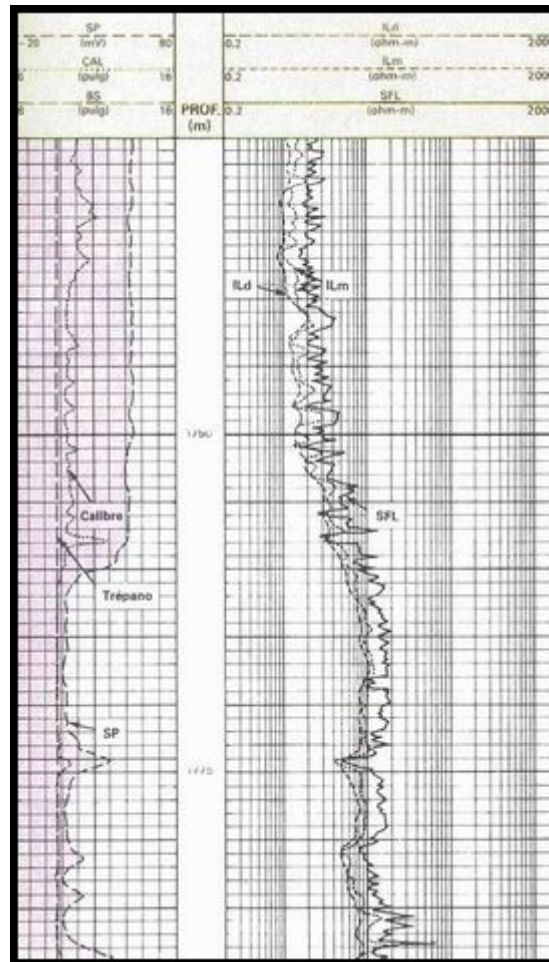
**"Cross-plot" de concentración de torio versus potasio para identificación de minerales por su espectrometría de rayos gamma naturales.**

Otro perfil importante para la identificación mineralógica es el registro Lito-densidad. Además de la densidad de la formación, este perfil grafica la curva del factor fotoeléctrico, PEF. En el gráfico que se muestra a continuación se indican los valores correspondientes del factor fotoeléctrico de diferentes minerales.

Mineral	Factor fotoeléctrico PEF
Cuarzo .....	1,81
Calcita .....	5,08
Dolomita .....	3,14
Feldespatos alcalinos (promedio aproximado)	2,86
Anhidrita .....	5,05
Sal (Cl Na) .....	4,65
Caolinita .....	1,83-1,84
Clorita .....	6,30-6,33
Illita .....	3,45-3,55
Montmorillonita .....	2,04-2,3

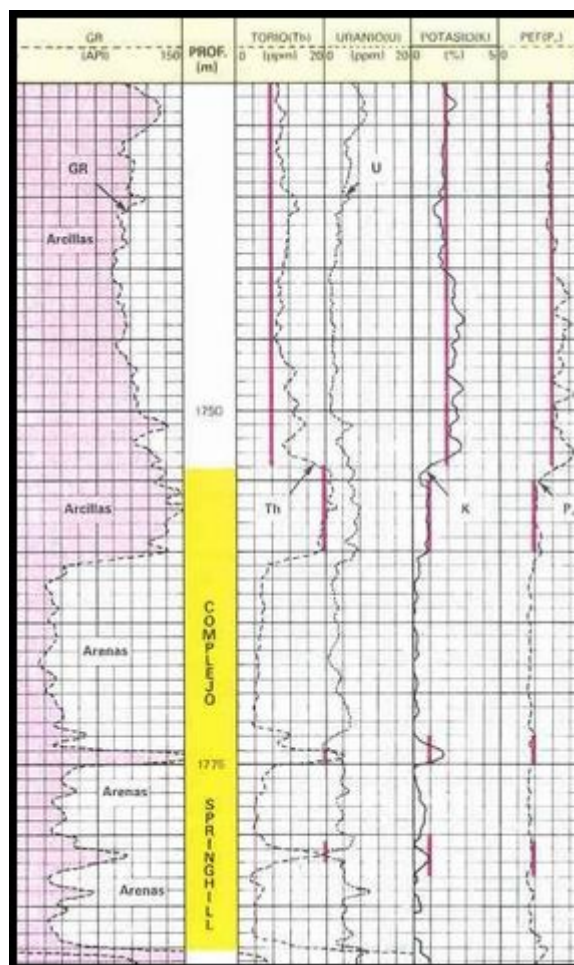
**Tabla de valores del factor fotoeléctrico para los minerales más comunes y rangos de las diferentes arcillas**

La utilización de los perfiles de espectrometría de rayos gamma y lito-densidad queda ilustrada en los siguientes ejemplos, correspondientes a la formación Springhill en Chile. Se observa que la zona permeable de interés comienza en 1760 metros. Se han graficado además la curva de rayos gamma, las concentraciones de Torio, Uranio, Potasio y el perfil del factor fotoeléctrico. Se puede apreciar claramente que el pase al complejo Springhill está a 1754 metros, por los cambios netos observados en los perfiles de Potasio, Torio y factor fotoeléctrico.



Perfiles de potencial espontáneo y resistivos sobre la formación Springhill y las arcillas suprayacentes. Note la posición del pase en la figura siguiente.





**Perfil de espectrometría de rayos gamma naturales y factor fotoeléctrico para el mismo tramo de la figura anterior. Las líneas rojas indican las concentraciones medias de los elementos en las arcillas**

Los valores promedio de los perfiles en las arcillas por encima del complejo Springhill son:

$$\text{PEF} = 2,8 ; K = 2 ; \text{Th} = 10$$

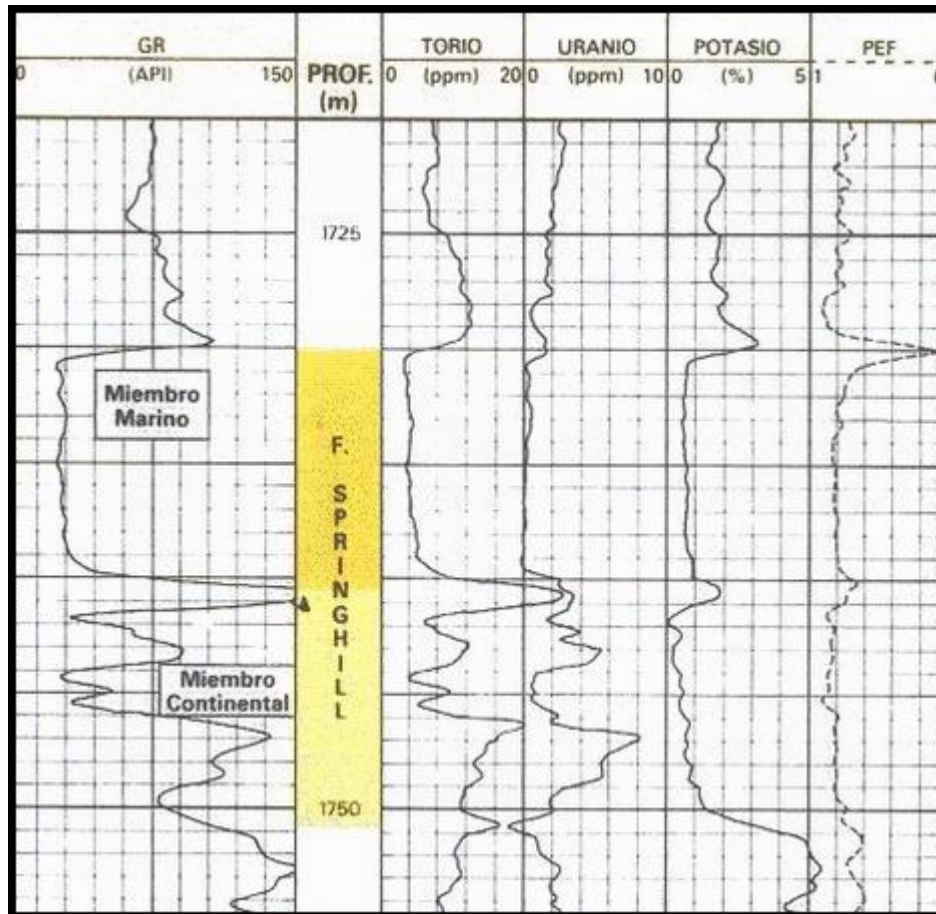
Los valores promedio en las arcillas de la formación Springhill son:

$$\text{PEF} = 2 ; K = 1 ; \text{Th} = 22$$

Estos valores sugieren que el principal componente de las arcillas es la caolinita. Estudios de difracción de rayos X sobre coronas obtenidos en la formación Springhill indican 90% de caolinita en la fracción arcillosa. En este pozo la formación es de ambiente continental

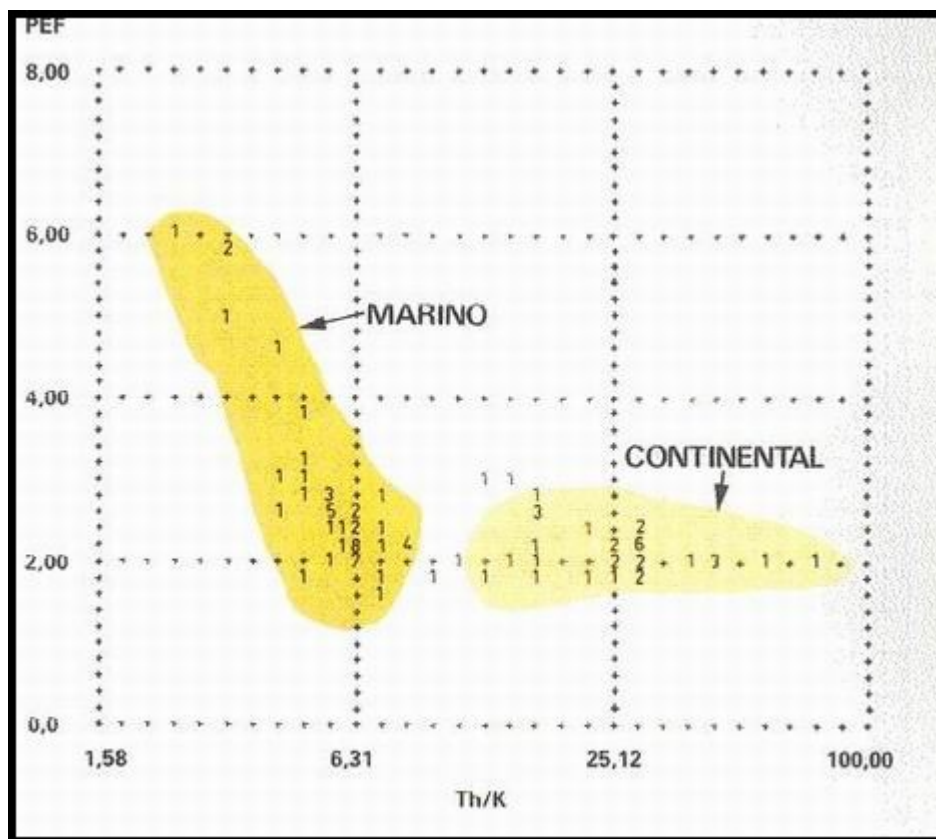
El techo de la formación Springhill en muchas ocasiones es de origen marino. En estos casos se suele observar algunos tramos con valores altos del factor fotoeléctrico correspondientes a intervalos glauconíticos, y relaciones Th/K más bajas.

En la próxima figura se indica en la entrada a la formación Springhill "marina" un pico del factor fotoeléctrico; también se observa el cambio de carácter de la curva de Potasio en la entrada al miembro "continental".



**Perfil de espectrometría de rayos gamma naturales y factor fotoeléctrico sobre la formación Springhill con desarrollo del miembro marino y continental**

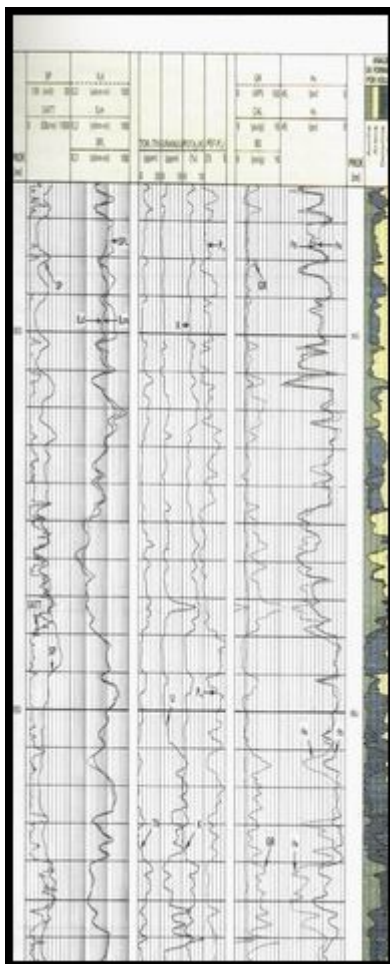
En la figura siguiente se observa donde se agrupan los puntos correspondientes a ambos miembros en un "cross-plot" PEF versus Th/K.



**"Cross-plot" del factor fotoeléctrico y la relación Torio a Potasio para los miembros marino y continental de la formación Springhill de la figura anterior.**

Cuando las formaciones poseen una litología variable compleja es necesario utilizar la información de varios perfiles.

El ejemplo de la próxima figura proviene de la Cuenca Neuquina.



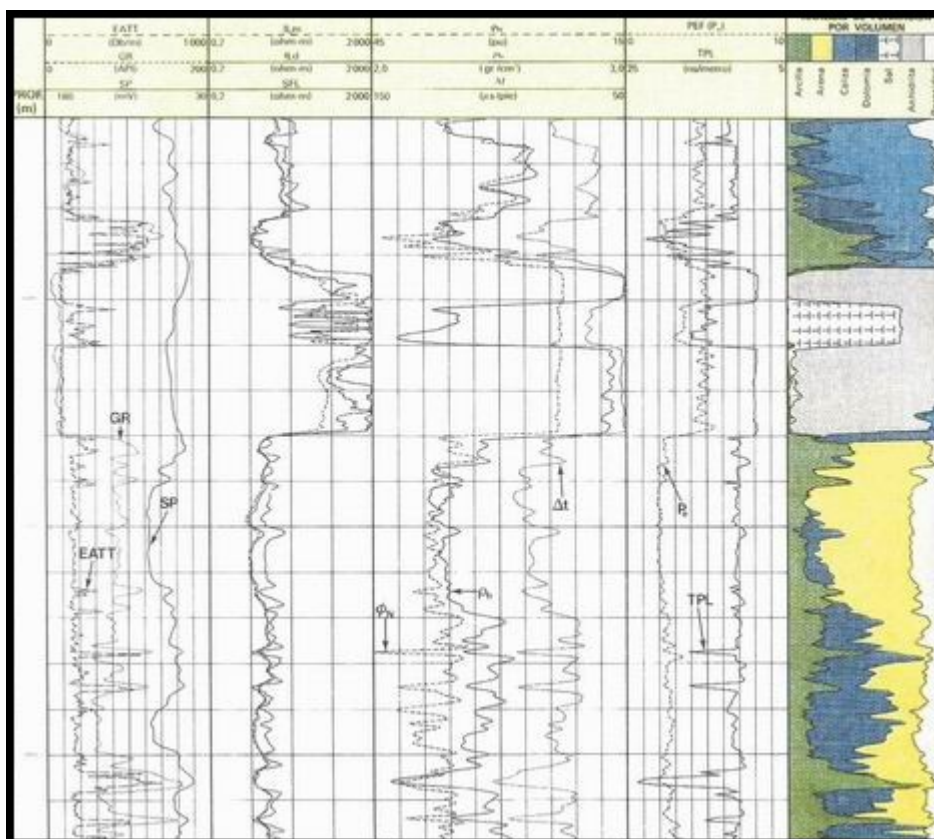
### Presentación conjunta y computación litológica "GLOBAL" sobre una sección de litologías complejas

Se pueden distinguir varias litologías en diferentes profundidades:

- 976/970 m: arcillas, reconocidas por los altos valores de Torio y Potasio, las lecturas muy altas del perfil neutrónico y la alta atenuación (EATT) en las ondas electromagnéticas obtenidas con el perfil EPT.
- 964/956 m: calizas y dolomías radioactivas. La radioactividad proviene del Uranio. Los valores de Torio, Potasio y atenuación electromagnética son bajos indicando poco contenido de arcillas. El reconocimiento entre dolomías y calizas se efectúa analizando la separación entre las curvas del densidad – neutrón, y los valores del factor fotoeléctrico; mayor separación de las curvas y menor valor del factor fotoeléctrico indican mayor porcentaje de dolomita hacia el tope de este intervalo.
- 945/940 m: caliza. A pesar que al observar únicamente el potencial espontáneo (SP) se pueda sospechar que se está frente a una arcilla, el análisis del resto de los perfiles indica poco contenido de arcilla (atenuación, radioactividad y perfil neutrónico bajos). La separación densidad – neutrón y el valor del factor fotoeléctrico indican que el mayor componente es calcita.
- 889/885 m: Los valores bajos del factor fotoeléctrico indican la preeminencia del cuarzo y feldespatos en la composición mineralógica; el perfil neutrónico lee menos porosidad (en la escala caliza) que el perfil de densidad confirmando la presencia de arenas cuarzosas. El valor relativamente alto de Potasio en la zona indicada como permeable por el potencial espontáneo sugiere la presencia de feldespatos.

Una interpretación con este detalle, metro a metro, a lo largo de todo el intervalo registrado se puede efectuar por computadora utilizando programas especializados.

En la pista de la derecha se indican la porosidad y los porcentajes de cada mineral respecto al volumen total, calculados con el programa "GLOBAL". Este programa necesita la definición del modelo mineralógico en el intervalo a computar; es decir; es necesario definir cuántos minerales componen la roca y las respuestas teóricas de los perfiles frente a ellos. En la siguiente figura se muestra otro ejemplo de la respuesta de varios perfiles frente a diversos minerales. Corresponde a un pozo del sur de Mendoza donde se observa una alternancia de minerales de arcillas, cuarzo, calcita, dolomita, anhidrita y sal. La correspondiente interpretación está indicada en la pista de la derecha.



## Presentación conjunta y computación litológica "Global" en un ambiente evaporítico y costanero.

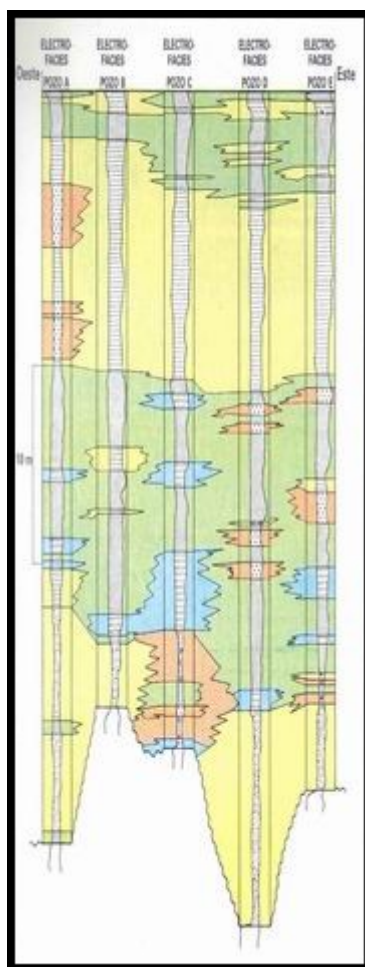
En geología se denomina facies a un conjunto de rocas que puede definirse y distinguirse de otras por su geometría, litología, estructura sedimentaria, paleocorrientes y contenido fosilífero. Podemos llamar electrofacies a un conjunto de rocas que se distingue de otras por su respuesta en los perfiles. El programa "FACIOLOG" agrupa dentro de una misma electrofacies los conjuntos de datos ubicados dentro de un cierto entorno en el espacio de n dimensiones que se construye en función de la cantidad y respuesta de los perfiles registrados.

Se puede incluir el perfil de buzamiento como dato para determinar las electrofacies, lo cual enriquece el contenido de los resultados del "FACIOLOG" debido a que el perfil de buzamiento no solo depende de la litología sino también de la estratificación, y en algunos casos de la granulometría y la textura de la roca.

En un yacimiento de la Cuenca Austral se dividió la formación de interés en siete electrofacies, en cinco pozos cercanos.

Se detecta una variación gradual de Oeste a Este en el techo de la formación, e incorporación de nuevas facies en la base a ambos lados de un alto, de rumbo NE – SO entre los pozos B y C.





### Correlación de electrofacies en la formación Springhill, a lo largo de cinco pozos de un yacimiento

#### CORRELACIÓN

Desde sus inicios, el perfilaje ha sido utilizado para establecer correlaciones por su capacidad para describir la superposición de electrobancos.

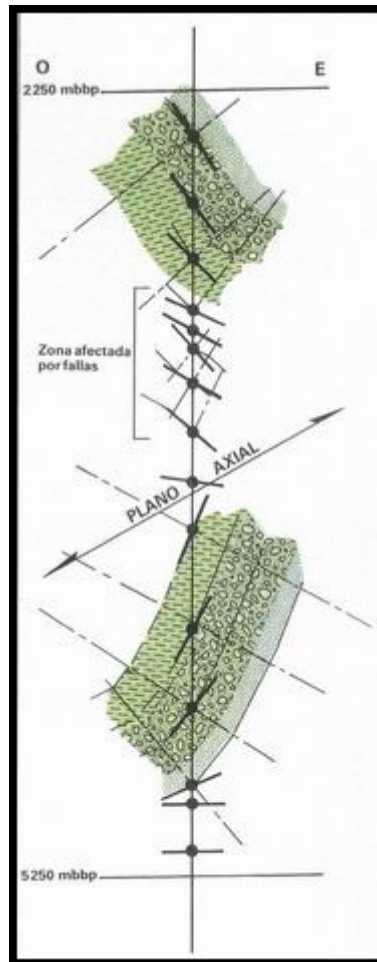
La correlación combina espacio y tiempo geológico.

En afloramientos es posible distinguir ambas dimensiones, midiendo la posición de las capas en el espacio (cota y buzamiento) y controlando la superposición a través de la secuencia bio o litoestratigráfica. La combinación de otros perfiles de pozos con el de buzamiento permite llegar a los mismos resultados. De haber microfósiles, los testigos laterales permiten realizar estudios bioestratigráficos.

En pozos verticales o sin deformación estructural la correlación es directa, pues los perfiles describen la sucesión vertical de capas con buena aproximación.

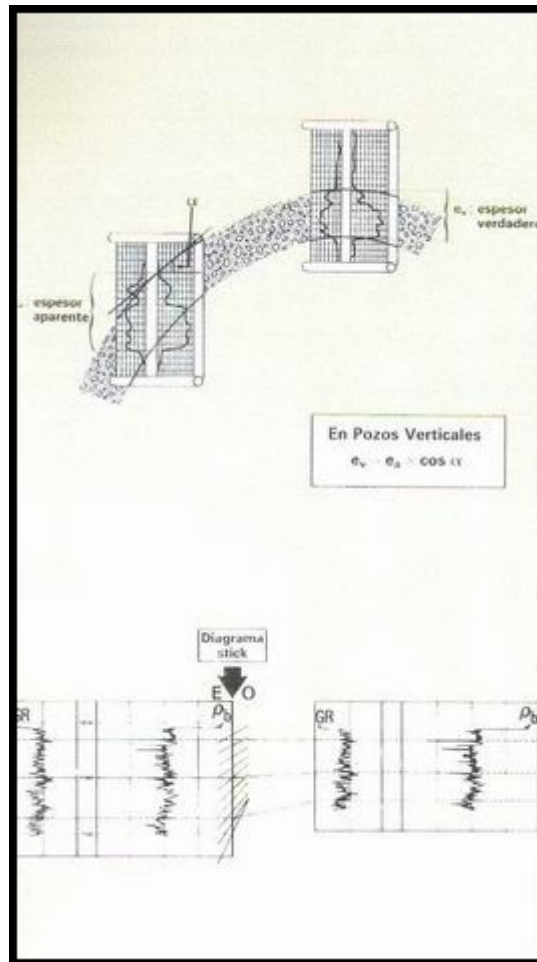
En los casos de pozos desviados o de buzamientos estructurales notables (alrededor de 20 grados, por tramos mayores de 200 m de pozo) es conveniente restar el efecto de la geometría para correlacionar convenientemente.

El gráfico siguiente muestra una reconstrucción de un pliegue por el método de la traza limitante a partir de los datos del perfil de buzamientos.

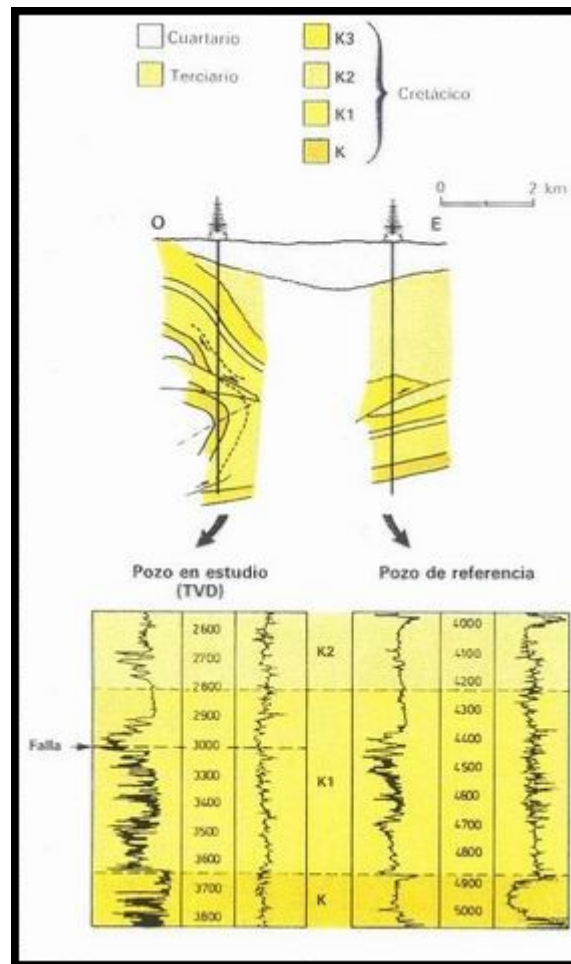


**Reconstrucción de un pliegue con repetición especular mediante la traza dominante, a partir de un diagrama "STICK". La zona no reconstruida ha sido afectada por fallas inversas**

Eliminando el efecto del pliegue –mediante una computación "TVD" (True Vertical Depth) y de las repeticiones por fallas en el entorno de 3000 m, se ha obtenido una columna apta para correlacionar con un pozo de referencia.

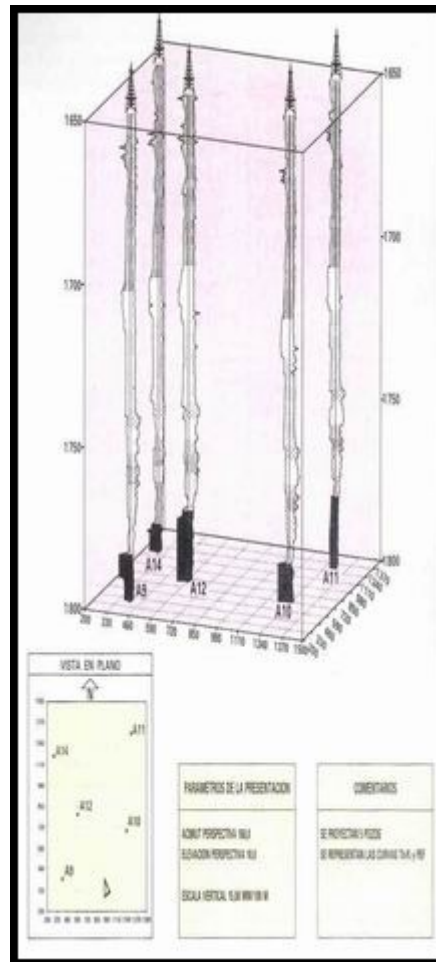


**Uso del diagrama TVD sobre perfiles registrados en capas afectadas por plegamiento**



**Correlación lograda con un pozo de referencia mediante la supresión de la repetición por fallas y utilizando el programa TVD para eliminar el efecto del pliegue en el pozo en estudio**

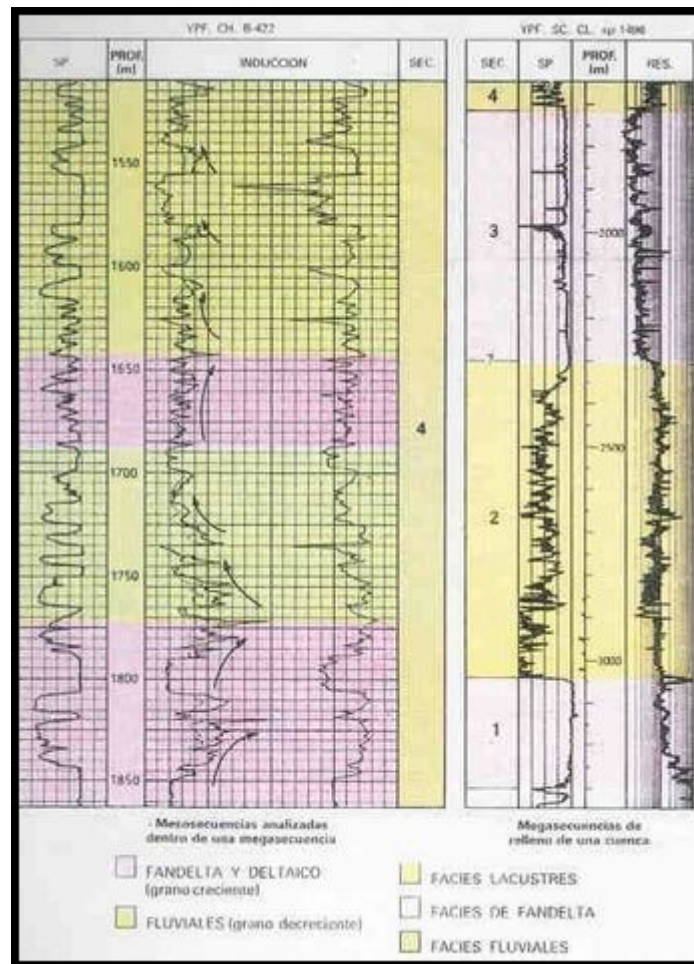
La correlación puede realizarse a diferentes escalas, desde un yacimiento, con el apoyo de una presentación "WELLPACK" hasta secuencias estratigráficas regionales de diferente magnitud.



**Presentación "WELLPACK" con cinco pozos de un yacimiento, con niveles de correlación identificados por rastras.**

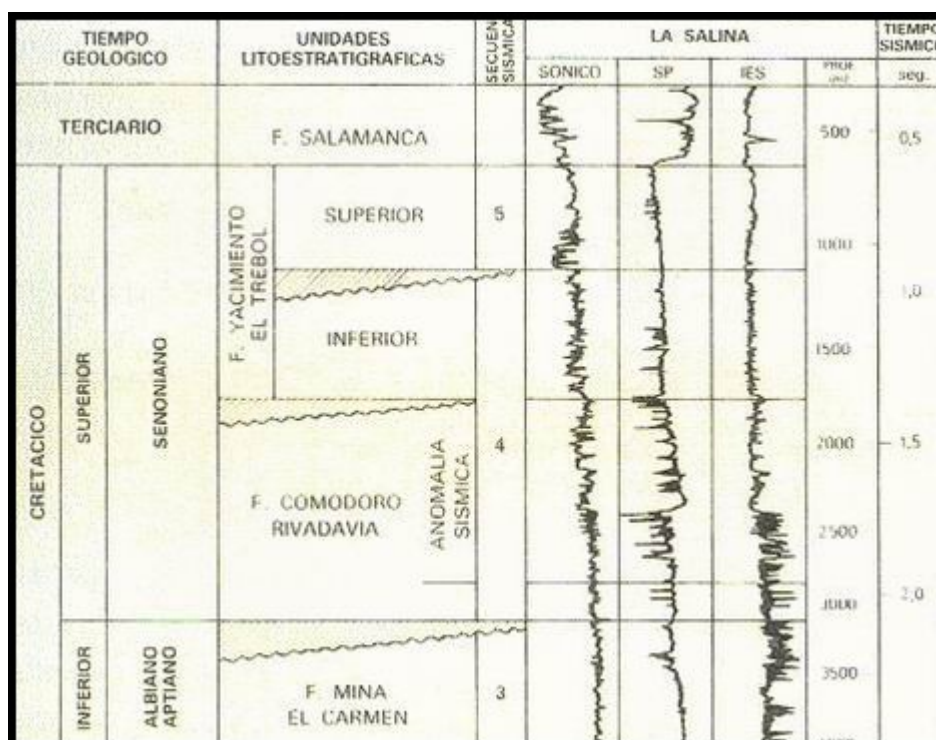
El siguiente gráfico muestra una secuencia de unidades sismoestratigráficas (megasecuencias) y el detalle de una de ellas en otro pozo distinguiendo sistemas sedimentarios sobre perfiles de la cuenca del Golfo de San Jorge.





### Mega y mesosecuencias sedimentarias descritas mediante perfiles

Para análisis sismoestratigráficos integrados, la representación de los perfiles en profundidad y tiempo doble sísmico permite vincular la información de pozo y de sísmica de reflexión, con el correspondiente flujo de información en ambas direcciones.

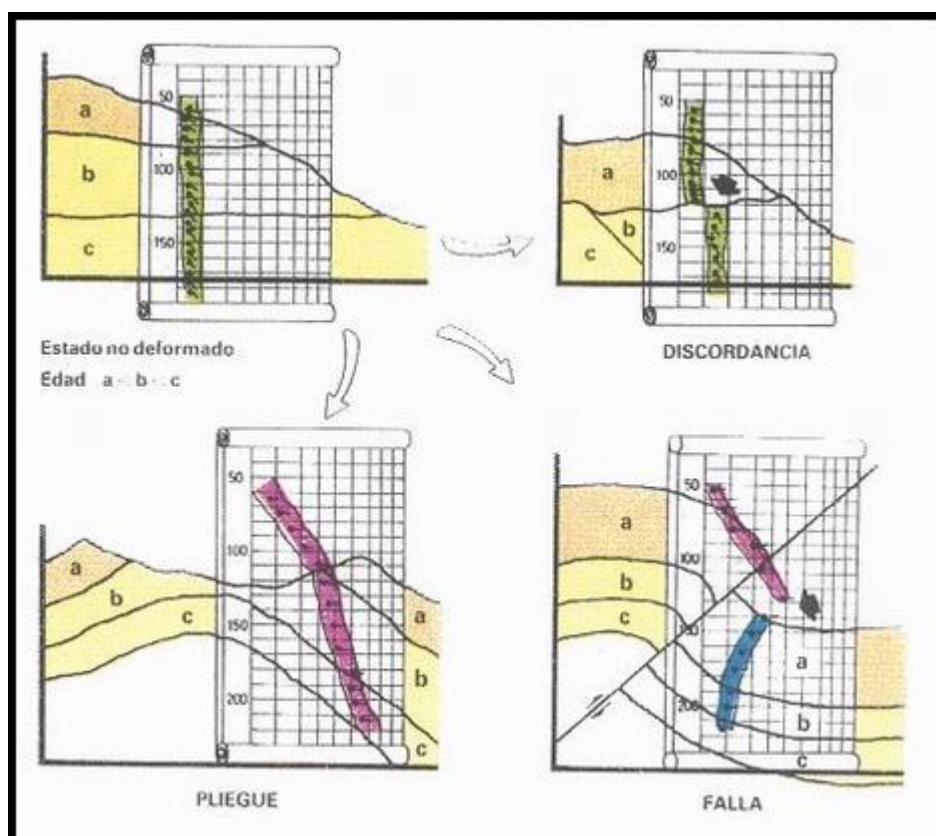


### Relación entre secuencias sísmicas, estratigráficas y perfiles

Nótese en las dos pistas de la derecha la vinculación profundidad – tiempo obtenida a partir del perfil sónico (BHC) calibrado con disparos de control (WST). La utilización de la sísmica de pozo para ayudar a la correlación está explicada con más detalle más adelante.

### GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La identificación de estructuras en su concepto tectónico se puede realizar en base al principio de Steno. Es necesario reconocer un estado no deformado como patrón.



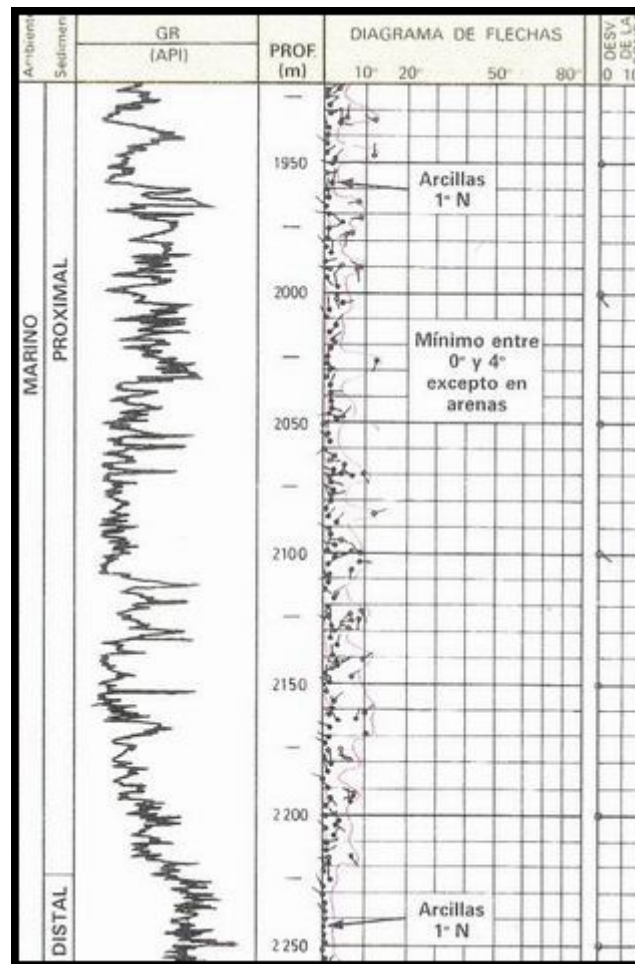
### Descripción de estructuras tectónicas mediante perfiles de buzamiento

Se observa el estado de referencia (no deformado) y las estructuras de interés petrolero posibles a partir de su modificación.

Tal estado de referencia se describe con perfiles sobre la base de las siguientes hipótesis:

1. la horizontalidad y la continuidad lateral pueden estimarse a través del perfil de buzamientos (esquemas verdes en arcillas laminadas).
- 2) la superposición se controla a través de la secuencia completa mediante correlación.

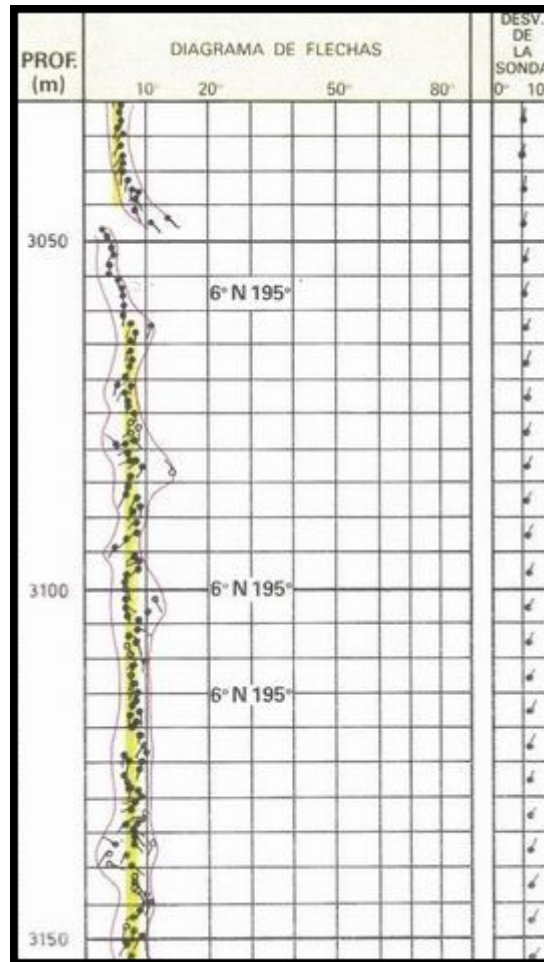
Un ejemplo de estado de referencia se presenta a continuación:



### Estado de referencia tectónica en un pozo de la Cuenca Neuquina

Las pendientes en las arcillas laminadas son del orden de un grado

Si la cuenca ha sufrido un efecto marcado de subsidencia, los estratos pueden presentar un cierto buzamiento conocido también como "pendiente regional".

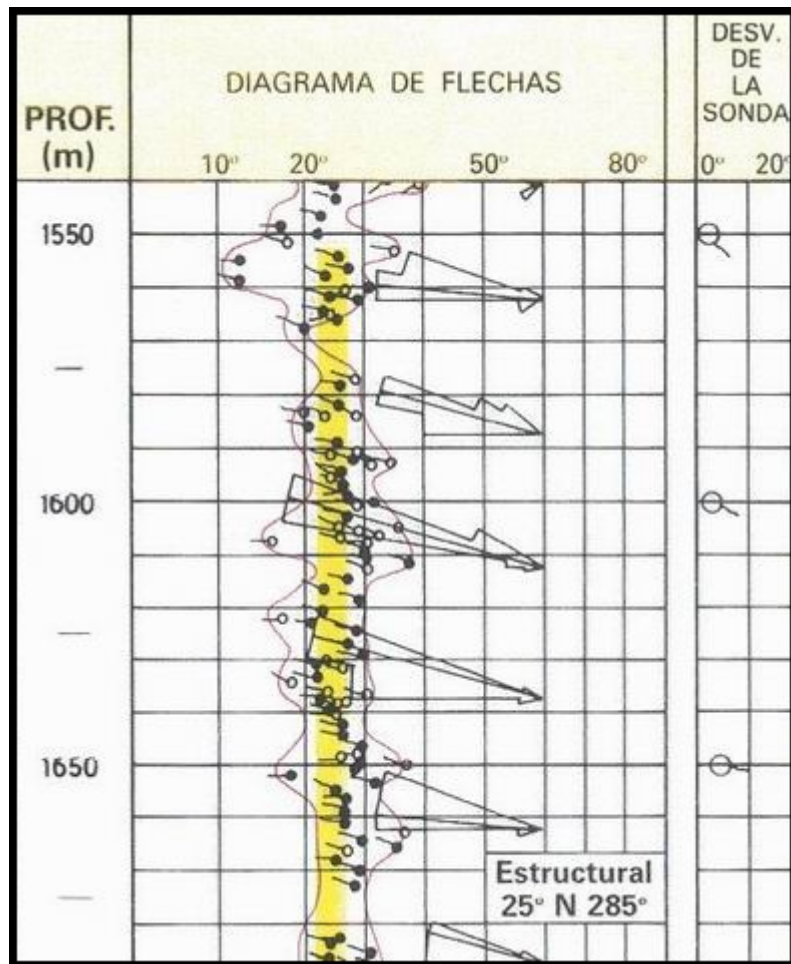


### Detección de la pendiente regional

Esas pendientes no superan los 8 o 10 grados por tramos importantes. Pendientes mayores requieren una explicación mecánica de mayor complejidad.

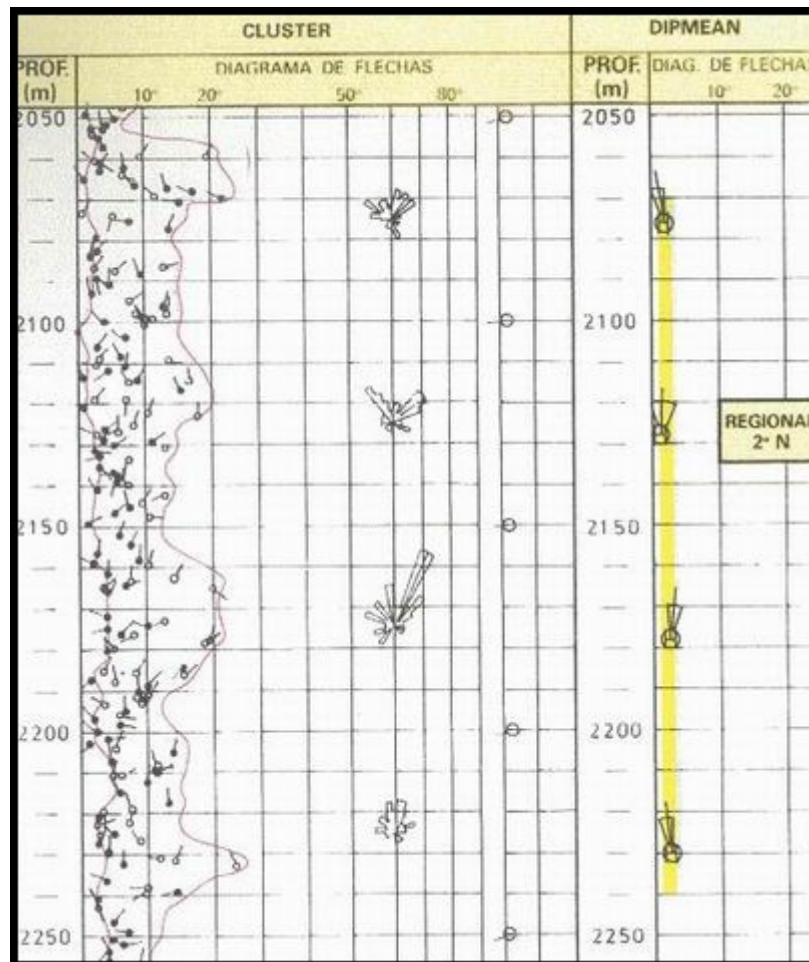
Los buzamientos de más de 10 grados por tramos mayores de 100 metros se denominan "pendiente estructural".





### Pendiente estructural en la formación Vaca Muerta

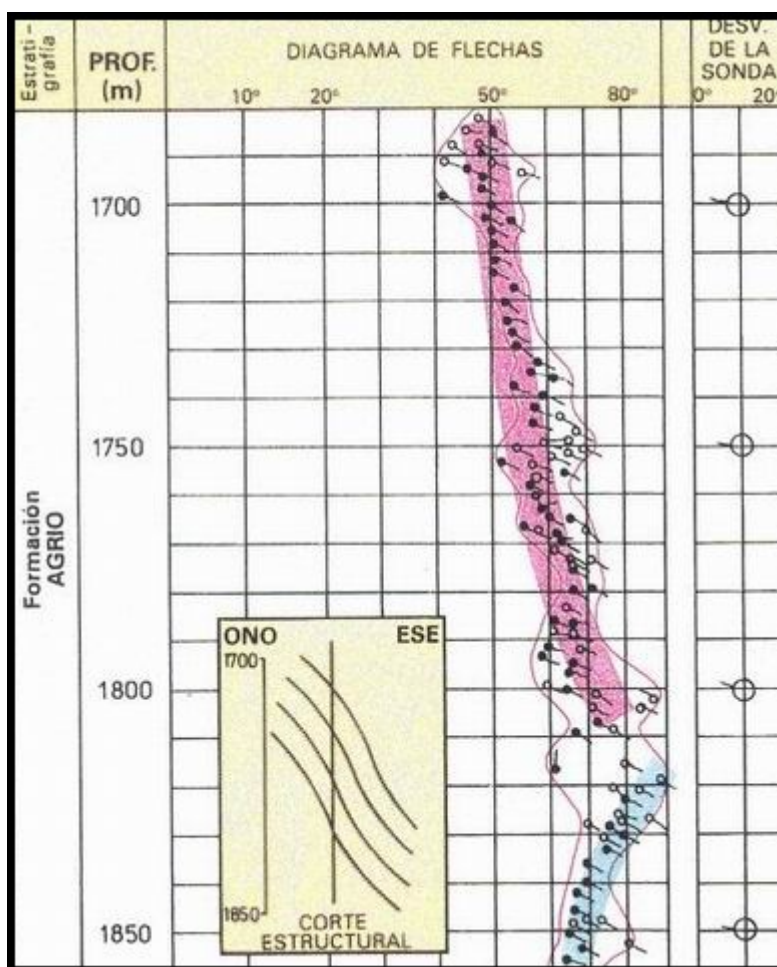
La computación "DIPMEAN" es muy útil para detectar estructuras mayores o buzamientos regionales bajos enmascarados por la dispersión durante la sedimentación, tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico, correspondiente a un pozo de la Cuenca del Golfo. El regional es de 2° N.



**Detección de la pendiente regional mediante la computación "DIPMEAN" en un ambiente de alta dispersión.**

### Pliegues, fallas y discordancias

Los pliegues se presentan en el perfil de buzamientos con valores mayores que el regional por tramos más o menos grandes, con ausencia de interrupciones y macroesquemas continuos rojos y/o azules.

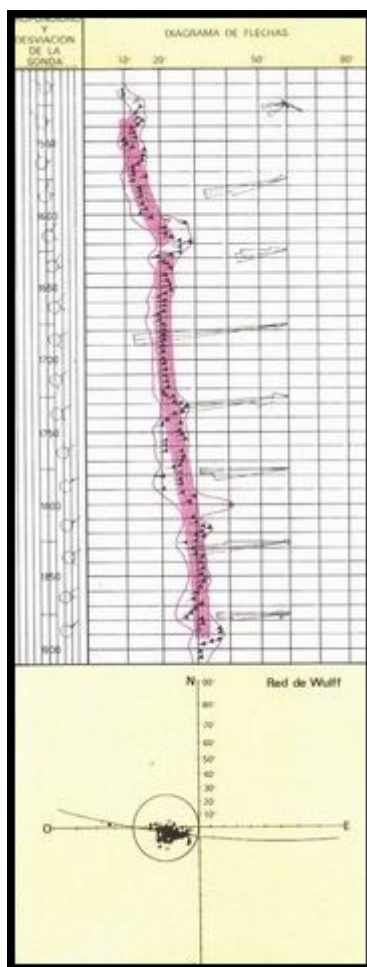


### Interpretación de un pliegue (flexura)

Estas características quedan definidas en la figura anterior, donde se ha atravesado una flexura en capas con alto ángulo, en un pozo de la provincia de Mendoza.

El control de correlación marcará un aumento de espesores respecto de una columna tipo no deformada, sin supresión de espesores. Las repeticiones especulares de espesores implican rebatimiento.

El uso de los diagramas de Wulff permite identificar pliegues cilíndricos por concentraciones de puntos sobre círculos máximos y determinar el hundimiento del pliegue, de la misma forma que en geología de superficie.



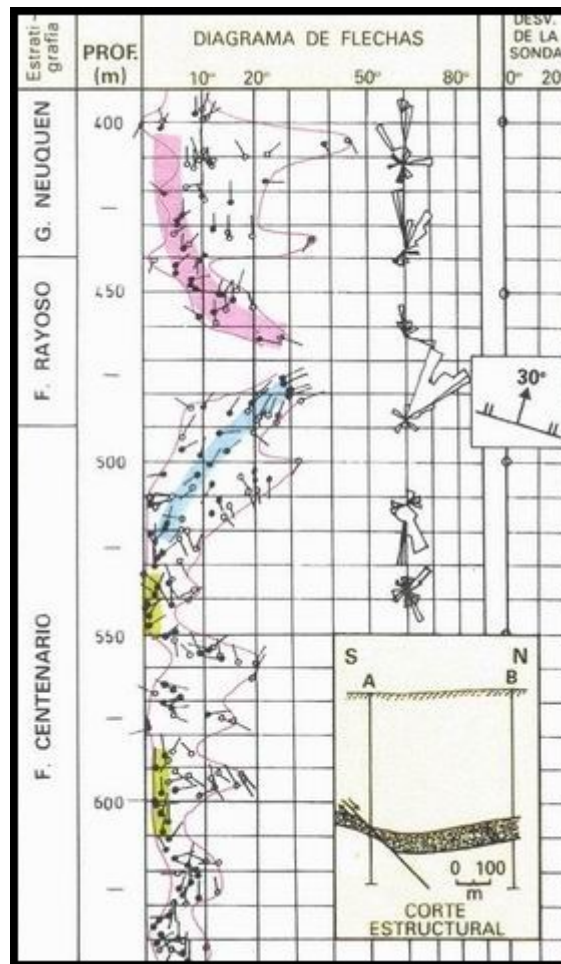
### Diagrama de flechas y de Wulff en un flanco de pliegue

Se observa sobre el perfil de buzamiento el flanco Oeste de un pliegue Norte – Sur con leve hundimiento de 5 grados al SSO deducido en base a la red de Wulff.

Las fallas presentan como principal característica en el perfil de buzamientos una interrupción neta que suele separar esquemas de colores.

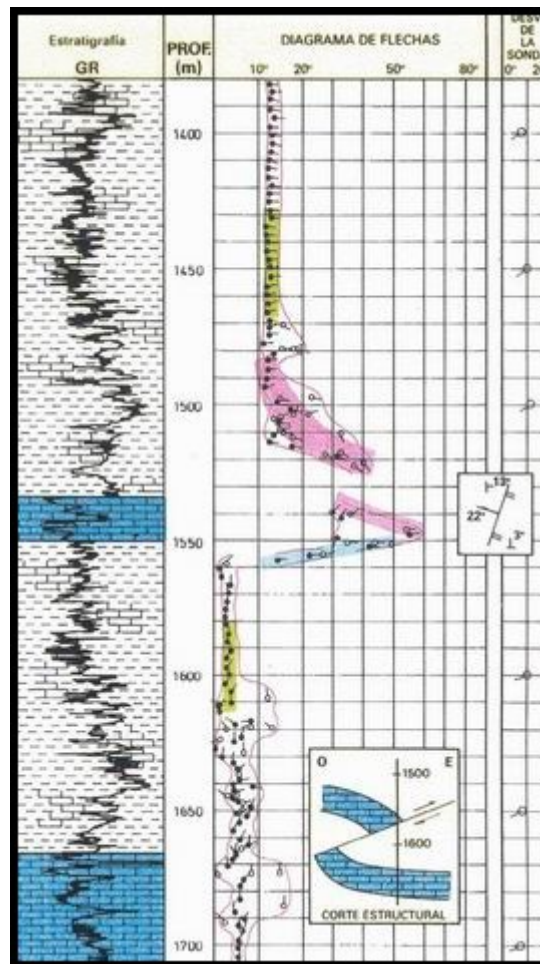
Los esquemas de color son consecuencia del arrastre de los estratos en las cercanías de las fallas y en general se puede deducir en base a ellos el rumbo de la falla y los movimientos relativos de los bloques. Es posible estimar el ángulo de inclinación del plano de falla.

En el caso de fallas directas se debe verificar la supresión de espesor – y en el caso de fallas inversas la repetición – comprobadas por perfiles o estratigrafía. Ambos ejemplos provienen del sur de Mendoza.



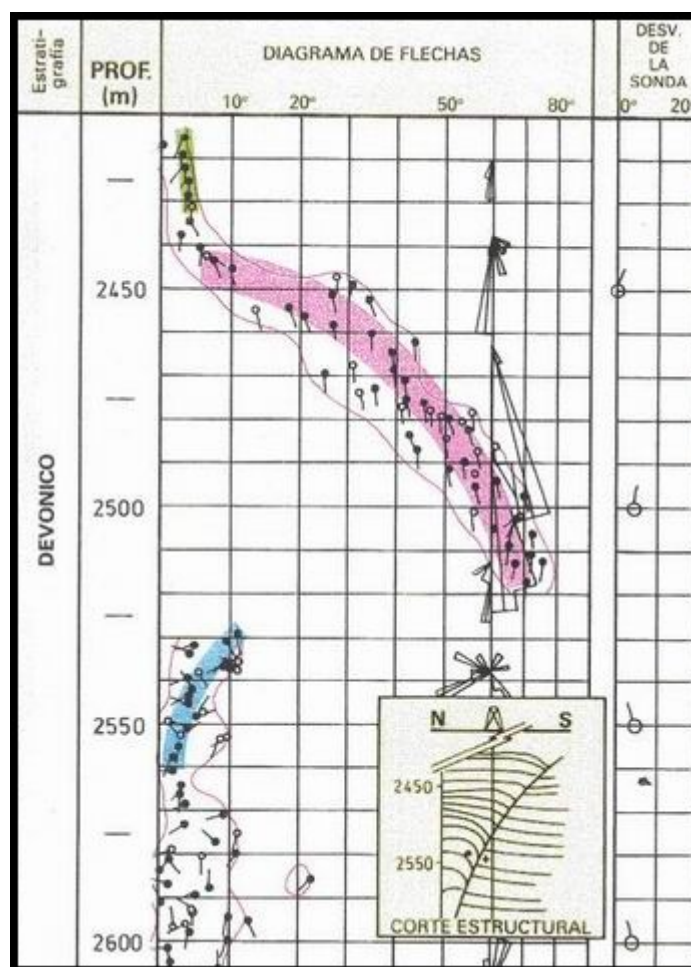
Falla directa con un rechazo vertical medido sobre perfiles de 25 m.





### Interpretación de una falla inversa

De existir arrastres visibles como esquemas rojos y/o azules y no verificarse modificación de espesores es posible encontrarse frente a estructuras de desplazamiento lateral.

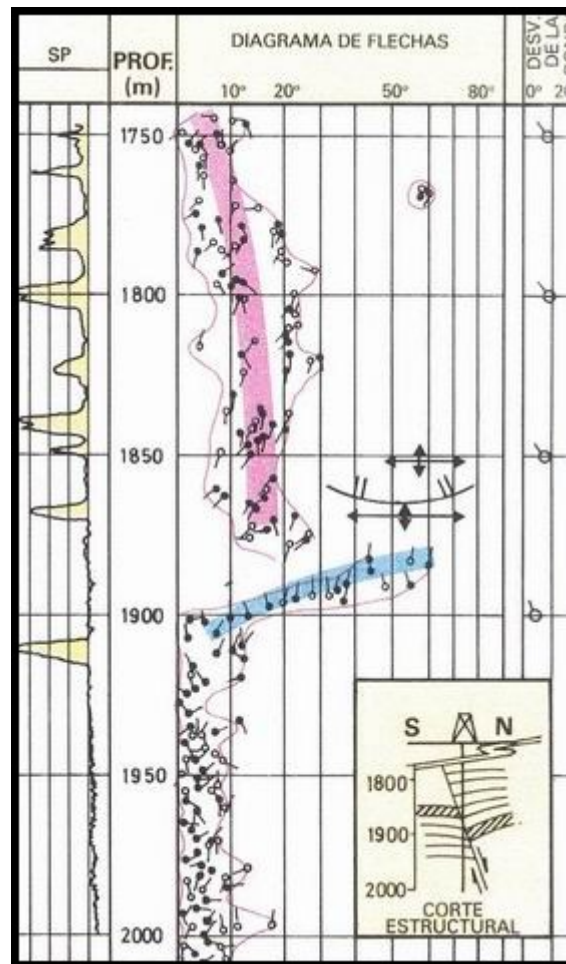


### Interpretación de una falla de desplazamiento lateral

Se muestra un ejemplo de falla de desplazamiento lateral comprobado por sismica de la Cuenca Paleozoica del Noreste.

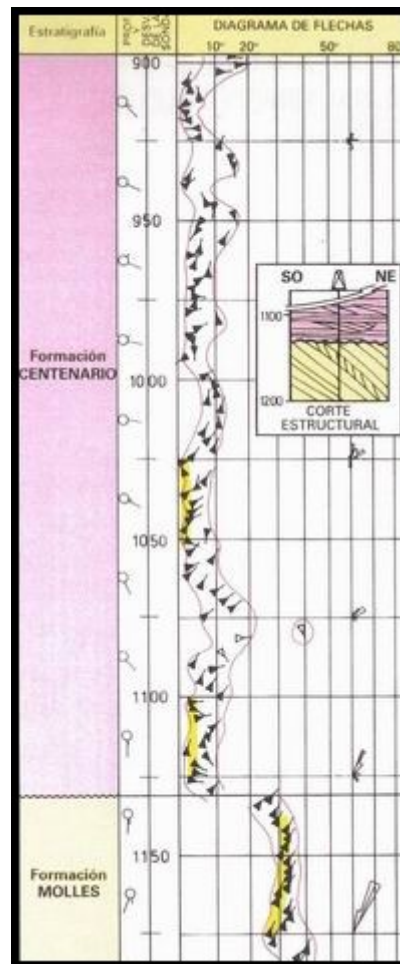
Las fallas de crecimiento se caracterizan por estar asociadas a sedimentación rápida en ambientes con inestabilidad de pendiente, generalmente deltas. Se las identifica por el incremento de espesores y mayor proporción de arenas en el bloque descendido, no correlacionables con otros niveles.

En la siguiente figura se indica una falla reconocida como de crecimiento en la Cuenca del Golfo San Jorge con la interpretación del rumbo de la falla y la presencia de mayor cantidad de arenas en el bloque descendido.



### Interpretación de una falla de crecimiento

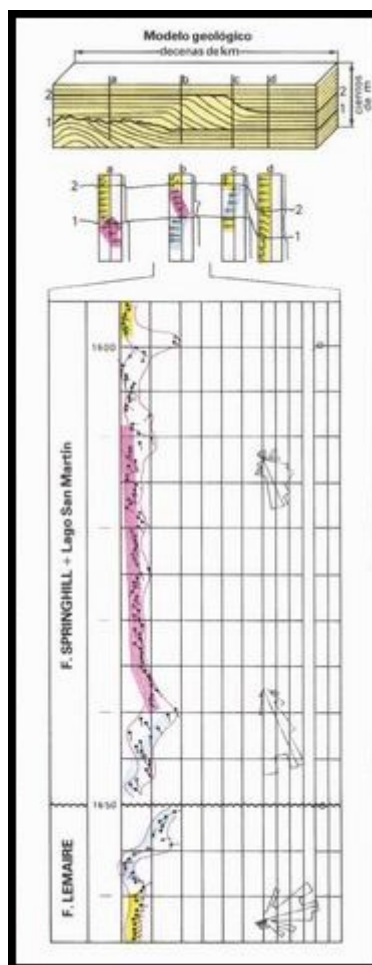
Las discordancias angulares suelen distinguirse en los perfiles de buzamientos con una neta interrupción separando pendientes estructurales de diferente magnitud y/o acimut por arriba y por debajo de la interrupción.



### Discordancia angular

En la misma, la discordancia intravalanginiana suprime unos 900 m de columna estratigráfica de 1126 m bajo boca de pozo. La formación Molles (infrayacente) muestra un flanco de pliegue con 30 grados de inclinación al NE, en tanto que la formación Centenario (suprayacente) está horizontal.

Algunas discordancias suelen presentar esquemas azules o rojos.



### Esquema de límites de secuencias sismoestratigráficas y ejemplo de "DOWNLAP-TOPLAP"

Se ejemplifican algunos casos posibles cuya interpretación correcta es fundamental para asignar sentido regional al relleno de una cuenca, y evitar su confusión con una pendiente relacionada a compactación o deformación. El perfil de buzamientos ilustra un caso de "downlap" seguido de "toplap", en una zona intermedia entre los ejemplos a y b del modelo geológico graficado.

### Estudios estructurales de yacimientos

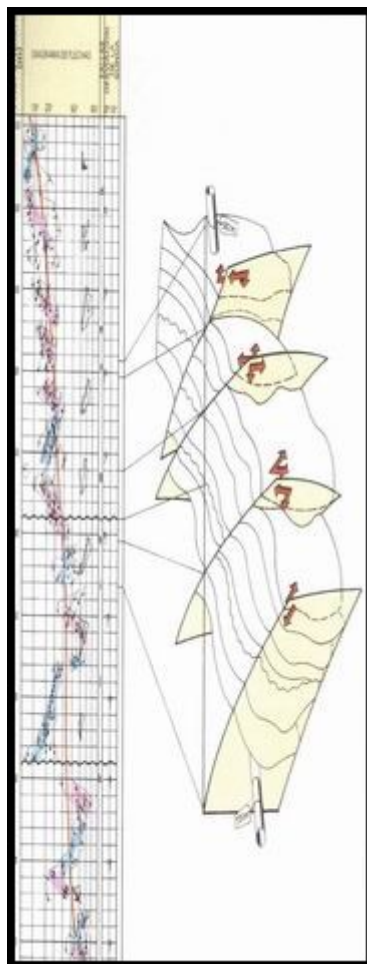
Para un análisis estructural de un yacimiento es necesario poseer la estratigrafía bien resuelta, para contar con una columna completa de referencia como elemento de control. Una buena aproximación se logra seleccionando la información proveniente de pozos con máximos espesores y que no sobrepasen el buzamiento regional.

Regionalmente dicha estructura se ha interpretado como resultante de una tectónica de desplazamiento lateral.

El yacimiento cuenta al presente con cuatro pozos con perfil de buzamientos. En todos ellos se identifica un pliegue amplio que afecta todas las formaciones, con marcado aumento de la inclinación con la profundidad, y acimutes variando desde el OSO hasta el NE, confirmando una estructura cónica.

Dicho pliegue se manifiesta como un macroesquema rojo, integrado por numerosos esquemas rojos y azules separados por interrupciones. El control estratigráfico es fundamental en este caso, pues se han propuesto tres discordancias en la zona.





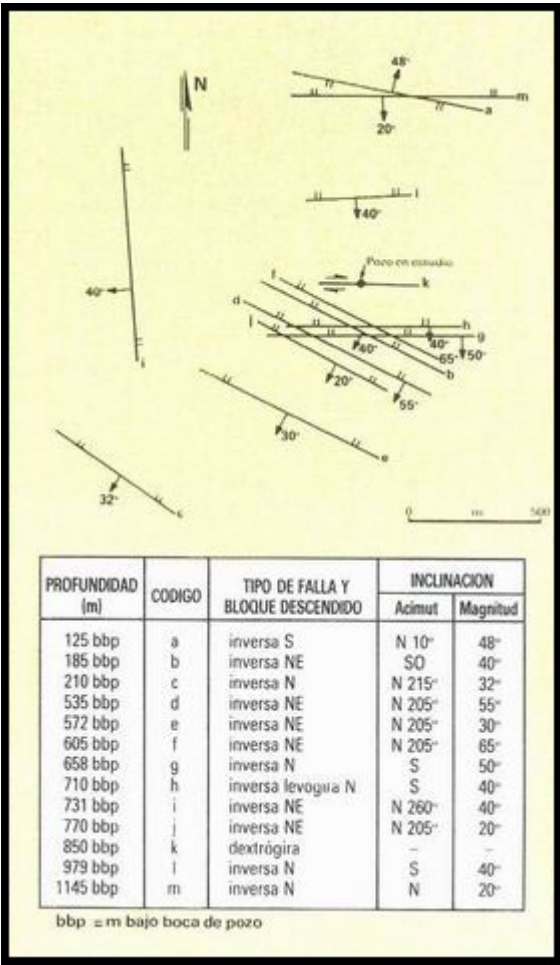
**Perfil de buzamiento de una estructura fuertemente deformada y bloque diagrama esquemático de un tramo del mismo**

Por ello cada interrupción es analizada en detalle con el resto de los perfiles, los recortes de pozo y la información regional disponible. De esta manera, se identifican las interrupciones de tipo estratigráfico y se reconocen las discordancias por su posición en la columna.

Las interrupciones restantes se analizan considerando:

- El tipo de falla, en función de la repetición o supresión de espesores
- La componente lateral de cada una mediante el estudio del acimut a lo largo de los esquemas de color.

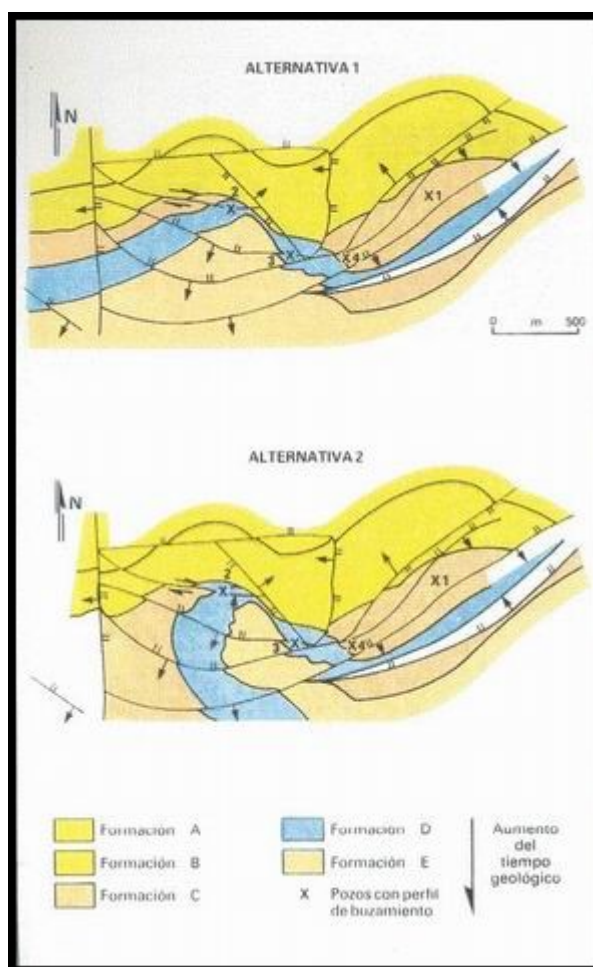
Utilizando la información derivada del perfil de buzamientos se calculan las trazas de los planos de falla sobre un plano de referencia. Para ello se asumen ciertas hipótesis simplificadoras, tales como suponer que se mantiene el ángulo de las fallas y que las mismas tienen continuidad desde el pozo hasta dicho plano. Este análisis se efectúa en todos los pozos con perfil de buzamientos.



**Diagrama nivelado a un plano de referencia de – 300m bajo el nivel del mar para describir las estructuras atravesada en el pozo de la figura precedente. La tabla corresponde a los datos tomados del perfil de buzamientos y la correlación para reconstruir las estructuras.**

Una vez confeccionadas todas las trazas para cada pozo se establece la correlación de las distintas fallas en función de sus movimientos relativos y rechazos. Se controlan las estructuras resultantes con la correlación en los pozos sin perfil de buzamiento.

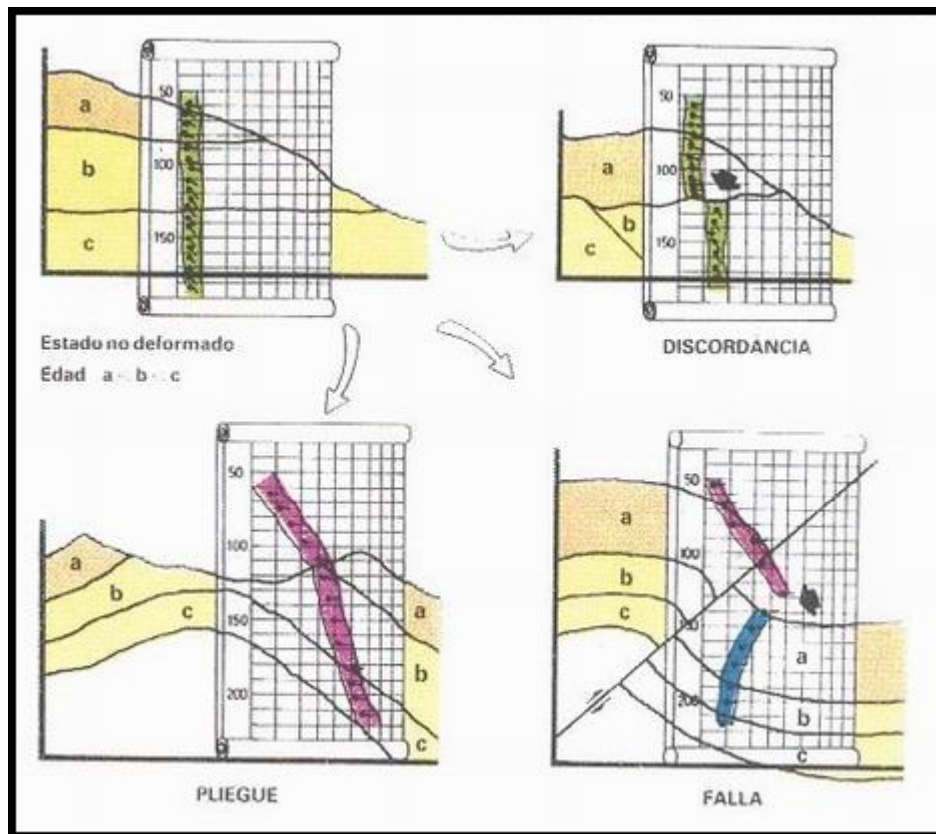
Del estudio realizado con esta metodología surgieron dos alternativas posibles para el yacimiento del ejemplo:



**Mapas geológicos de nivel constante (-300m bajo nivel del mar) de dos alternativas para un yacimiento, contruidos a partir de perfiles de buzamiento y correlación**

En cualquiera de las mismas, nótese el efecto de rotación del pliegue a través del tiempo geológico, que ocasiona la desaparición de la formación C en el entorno del pozo 2, por efecto de erosión.

En este pozo se verifican buzamientos al O y OSO en la formación B, por encima del nivel de referencia de la figura. Reconstruyendo geoméricamente estos datos es posible inferir el flanco Sud – Oeste de la estructura tal como se observa en la alternativa 2. La alternativa 1 requiere una mayor erosión en la discordancia que separa B y C.



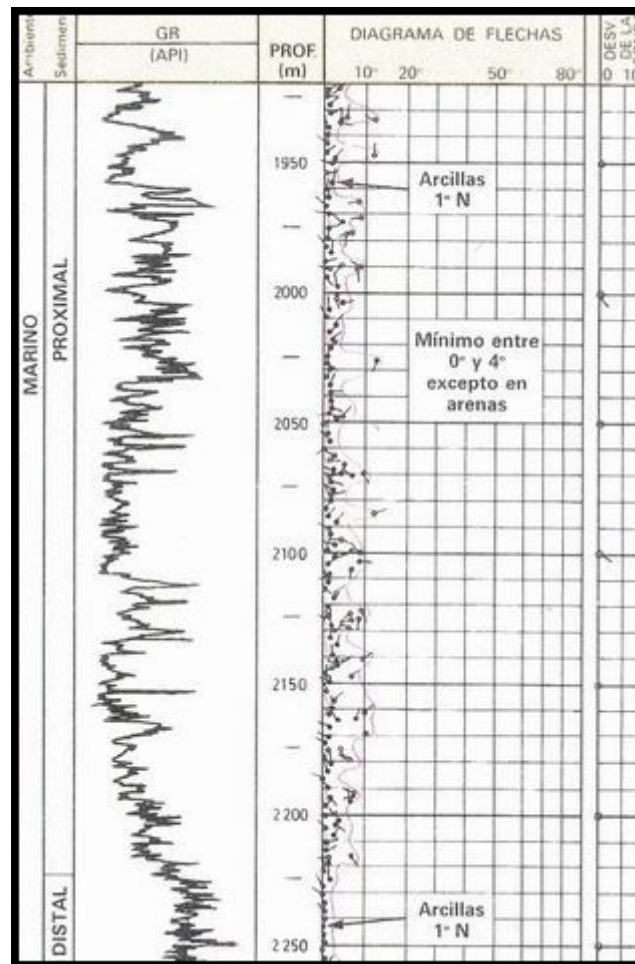
### Descripción de estructuras tectónicas mediante perfiles de buzamiento

Se observa el estado de referencia (no deformado) y las estructuras de interés petrolero posibles a partir de su modificación.

Tal estado de referencia se describe con perfiles sobre la base de las siguientes hipótesis:

1. la horizontalidad y la continuidad lateral pueden estimarse a través del perfil de buzamientos (esquemas verdes en arcillas laminadas).
- 2) la superposición se controla a través de la secuencia completa mediante correlación.

Un ejemplo de estado de referencia se presenta a continuación:

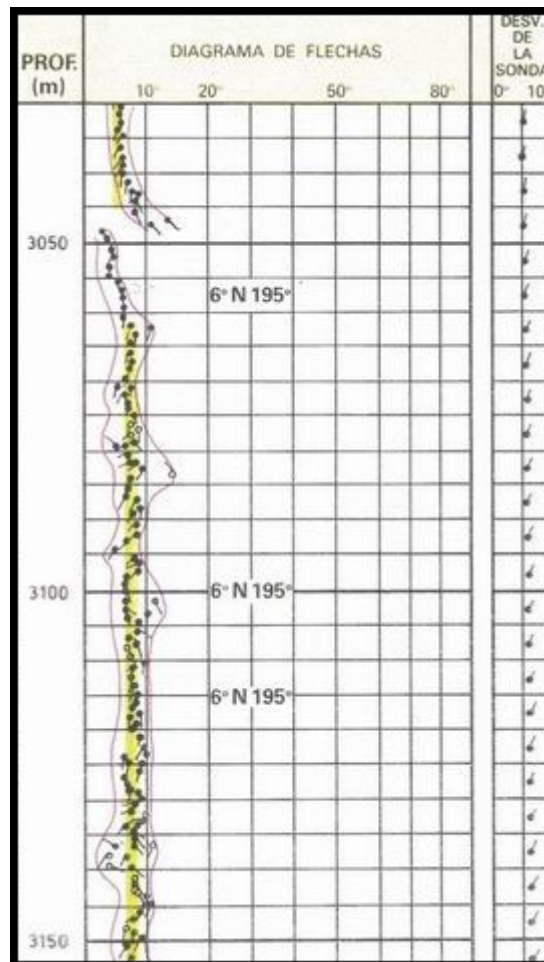


### Estado de referencia tectónica en un pozo de la Cuenca Neuquina

Las pendientes en las arcillas laminadas son del orden de un grado

Si la cuenca ha sufrido un efecto marcado de subsidencia, los estratos pueden presentar un cierto buzamiento conocido también como "pendiente regional".

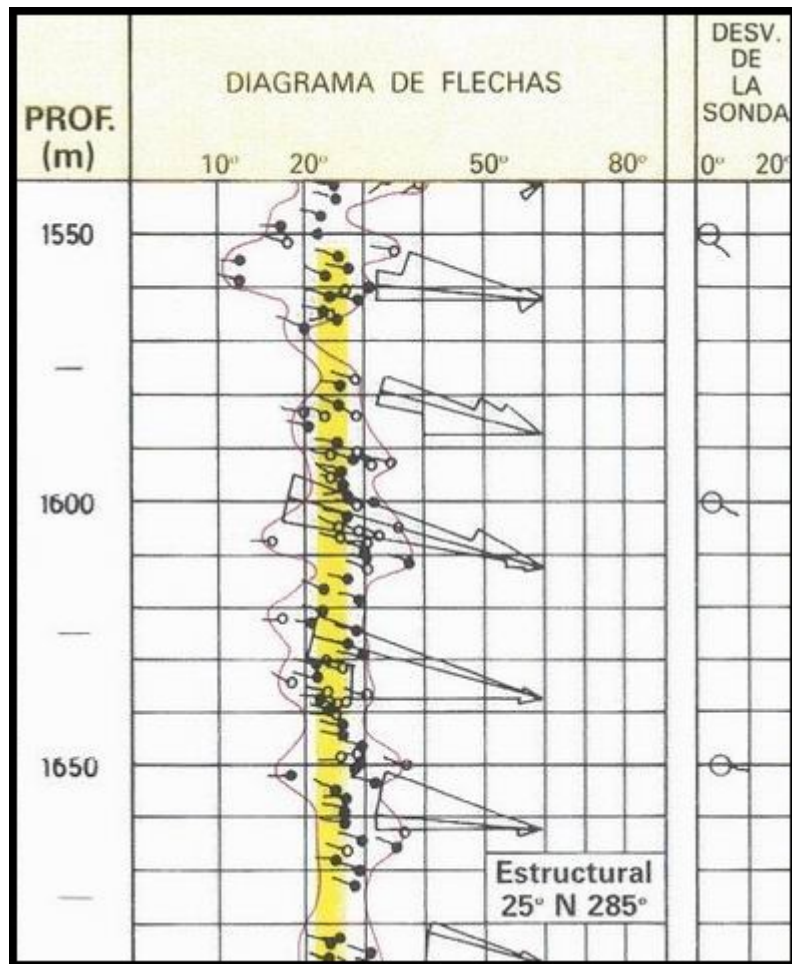




### Detección de la pendiente regional

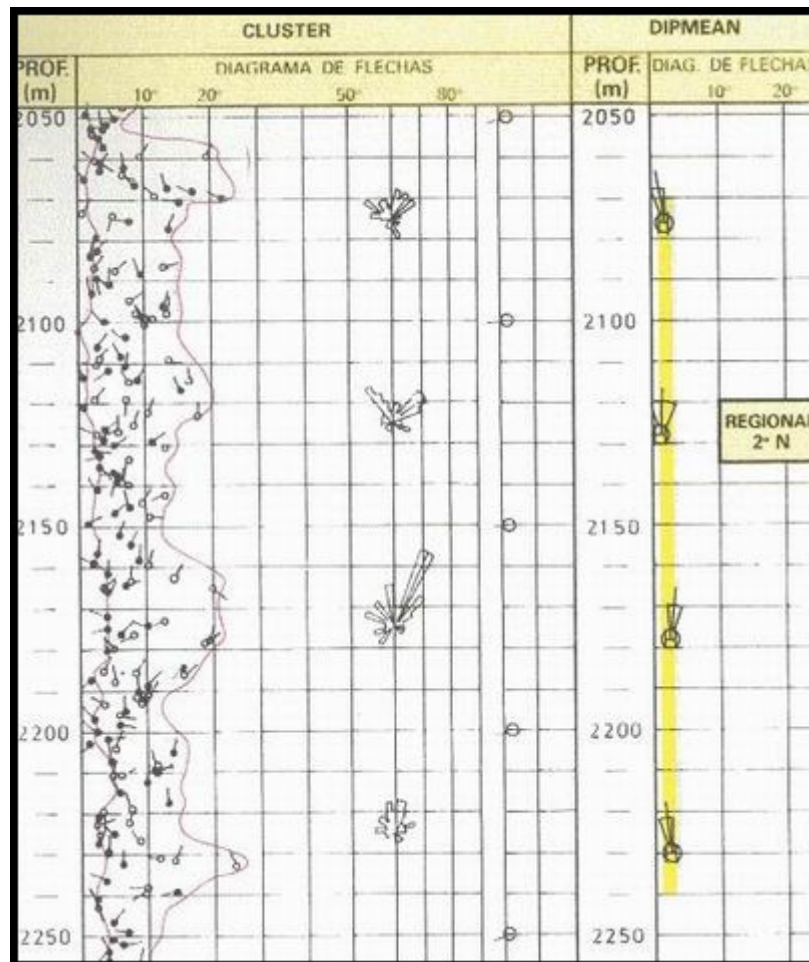
Esas pendientes no superan los 8 o 10 grados por tramos importantes. Pendientes mayores requieren una explicación mecánica de mayor complejidad.

Los buzamientos de más de 10 grados por tramos mayores de 100 metros se denominan "pendiente estructural".



### Pendiente estructural en la formación Vaca Muerta

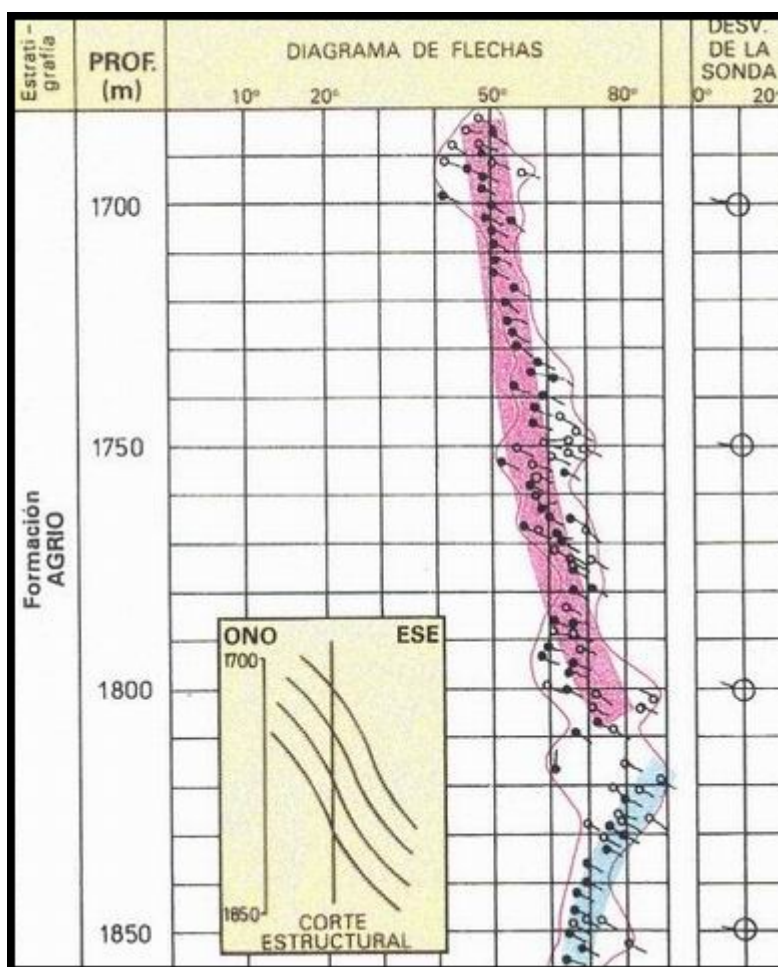
La computación "DIPMEAN" es muy útil para detectar estructuras mayores o buzamientos regionales bajos enmascarados por la dispersión durante la sedimentación, tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico, correspondiente a un pozo de la Cuenca del Golfo. El regional es de 2° N.



**Detección de la pendiente regional mediante la computación "DIPMEAN" en un ambiente de alta dispersión.**

### **Pliegues, fallas y discordancias**

Los pliegues se presentan en el perfil de buzamientos con valores mayores que el regional por tramos más o menos grandes, con ausencia de interrupciones y macroesquemas continuos rojos y/o azules.

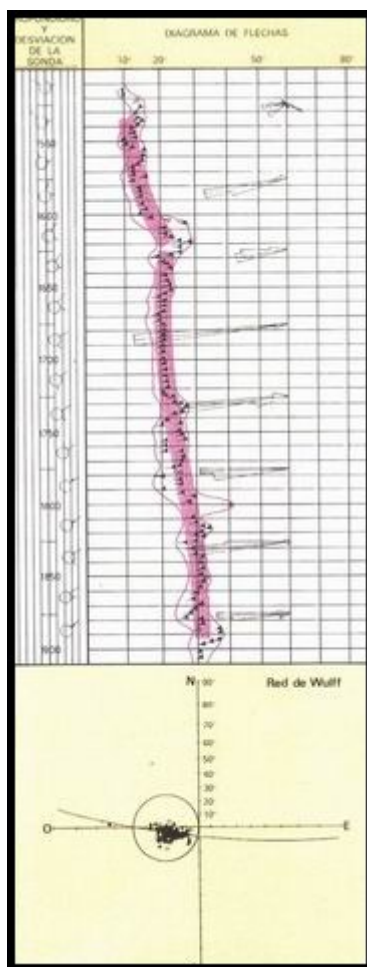


### Interpretación de un pliegue (flexura)

Estas características quedan definidas en la figura anterior, donde se ha atravesado una flexura en capas con alto ángulo, en un pozo de la provincia de Mendoza.

El control de correlación marcará un aumento de espesores respecto de una columna tipo no deformada, sin supresión de espesores. Las repeticiones especulares de espesores implican rebatimiento.

El uso de los diagramas de Wulff permite identificar pliegues cilíndricos por concentraciones de puntos sobre círculos máximos y determinar el hundimiento del pliegue, de la misma forma que en geología de superficie.



### Diagrama de flechas y de Wulff en un flanco de pliegue

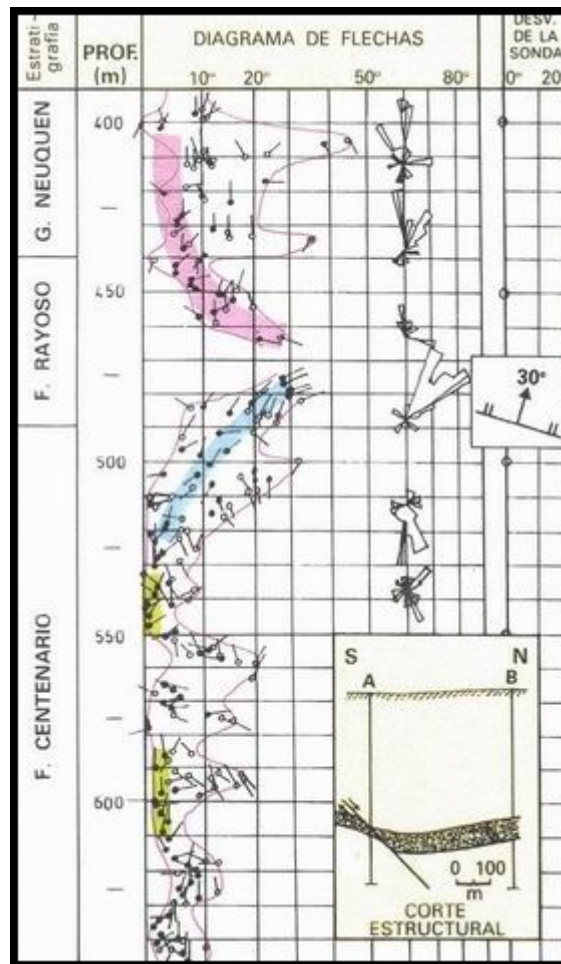
Se observa sobre el perfil de buzamiento el flanco Oeste de un pliegue Norte – Sur con leve hundimiento de 5 grados al SSO deducido en base a la red de Wulff.

Las fallas presentan como principal característica en el perfil de buzamientos una interrupción neta que suele separar esquemas de colores.

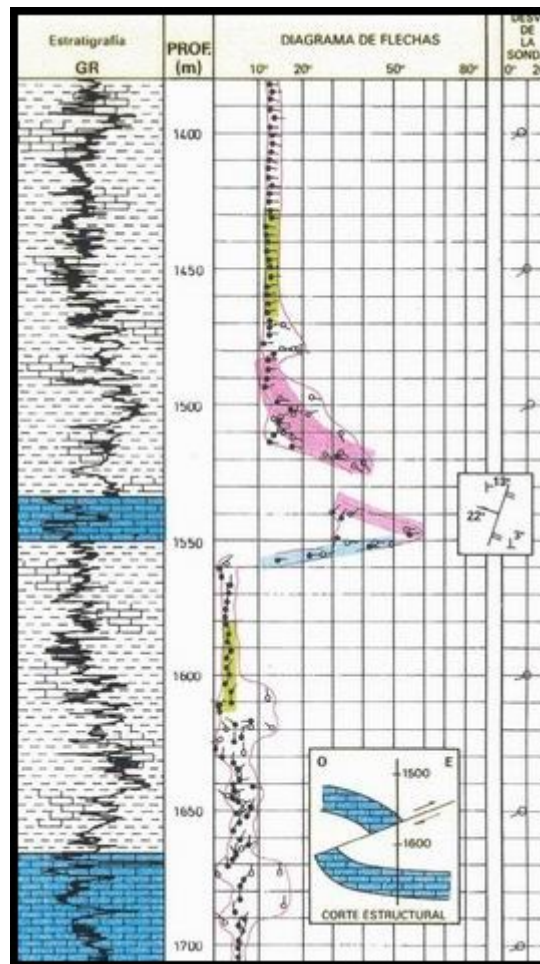
Los esquemas de color son consecuencia del arrastre de los estratos en las cercanías de las fallas y en general se puede deducir en base a ellos el rumbo de la falla y los movimientos relativos de los bloques. Es posible estimar el ángulo de inclinación del plano de falla.

En el caso de fallas directas se debe verificar la supresión de espesor – y en el caso de fallas inversas la repetición – comprobadas por perfiles o estratigrafía. Ambos ejemplos provienen del sur de Mendoza.



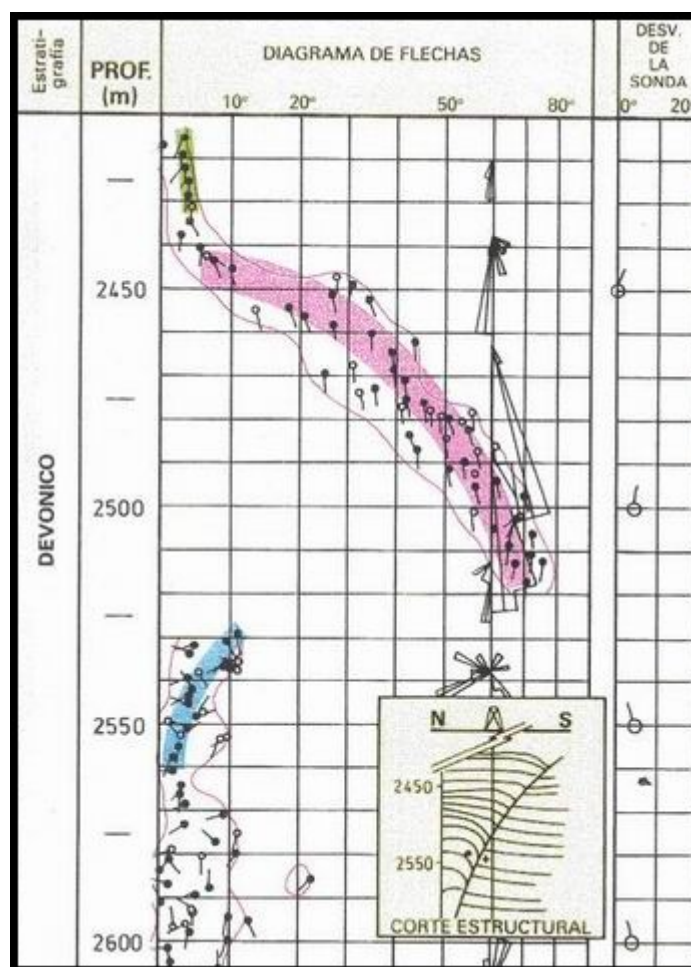


Falla directa con un rechazo vertical medido sobre perfiles de 25 m.



### Interpretación de una falla inversa

De existir arrastres visibles como esquemas rojos y/o azules y no verificarse modificación de espesores es posible encontrarse frente a estructuras de desplazamiento lateral.

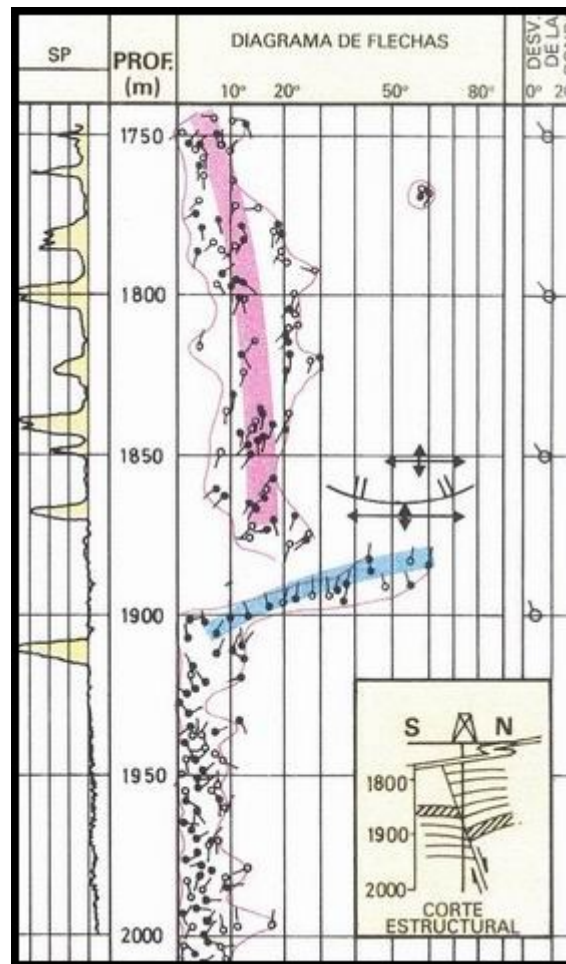


### Interpretación de una falla de desplazamiento lateral

Se muestra un ejemplo de falla de desplazamiento lateral comprobado por sismica de la Cuenca Paleozoica del Noreste.

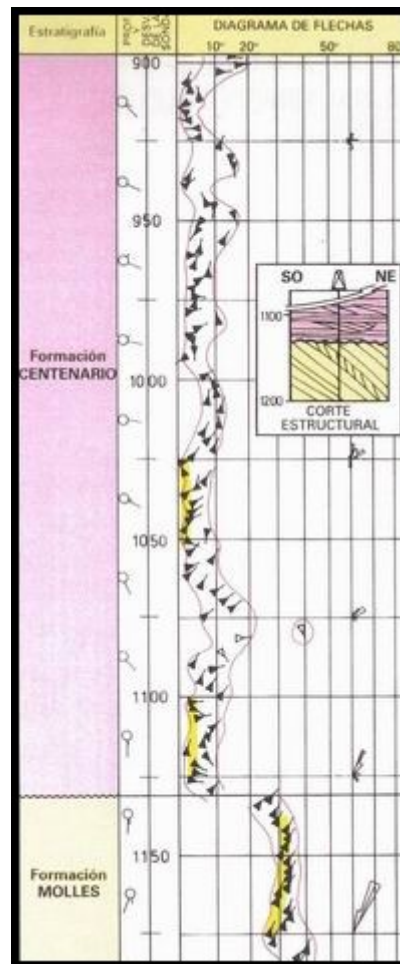
Las fallas de crecimiento se caracterizan por estar asociadas a sedimentación rápida en ambientes con inestabilidad de pendiente, generalmente deltas. Se las identifica por el incremento de espesores y mayor proporción de arenas en el bloque descendido, no correlacionables con otros niveles.

En la siguiente figura se indica una falla reconocida como de crecimiento en la Cuenca del Golfo San Jorge con la interpretación del rumbo de la falla y la presencia de mayor cantidad de arenas en el bloque descendido.



### Interpretación de una falla de crecimiento

Las discordancias angulares suelen distinguirse en los perfiles de buzamientos con una neta interrupción separando pendientes estructurales de diferente magnitud y/o acimut por arriba y por debajo de la interrupción.

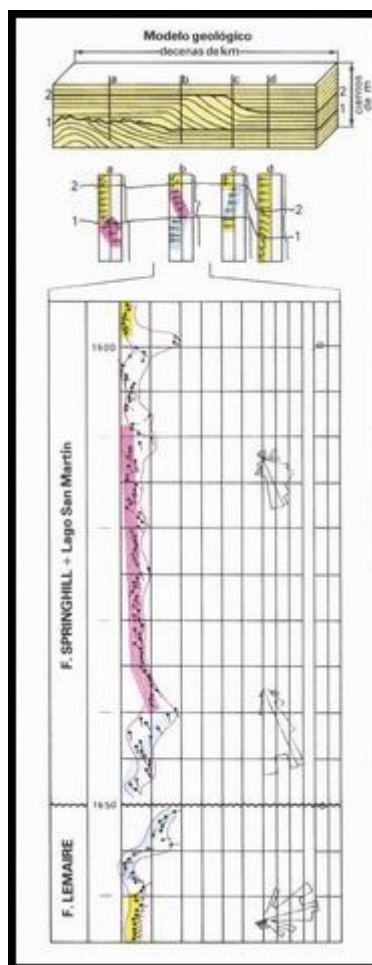


### Discordancia angular

En la misma, la discordancia intravalanginiana suprime unos 900 m de columna estratigráfica de 1126 m bajo boca de pozo. La formación Molles (infrayacente) muestra un flanco de pliegue con 30 grados de inclinación al NE, en tanto que la formación Centenario (suprayacente) está horizontal.

Algunas discordancias suelen presentar esquemas azules o rojos.





### Esquema de límites de secuencias sismoestratigráficas y ejemplo de "DOWNLAP-TOPLAP"

Se ejemplifican algunos casos posibles cuya interpretación correcta es fundamental para asignar sentido regional al relleno de una cuenca, y evitar su confusión con una pendiente relacionada a compactación o deformación. El perfil de buzamientos ilustra un caso de "downlap" seguido de "toplap", en una zona intermedia entre los ejemplos a y b del modelo geológico graficado.

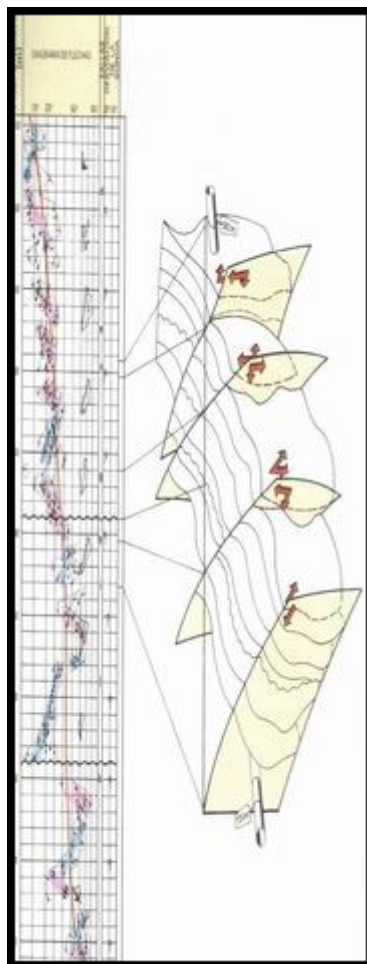
### Estudios estructurales de yacimientos

Para un análisis estructural de un yacimiento es necesario poseer la estratigrafía bien resuelta, para contar con una columna completa de referencia como elemento de control. Una buena aproximación se logra seleccionando la información proveniente de pozos con máximos espesores y que no sobrepasen el buzamiento regional.

Regionalmente dicha estructura se ha interpretado como resultante de una tectónica de desplazamiento lateral.

El yacimiento cuenta al presente con cuatro pozos con perfil de buzamientos. En todos ellos se identifica un pliegue amplio que afecta todas las formaciones, con marcado aumento de la inclinación con la profundidad, y acimutes variando desde el OSO hasta el NE, confirmando una estructura cónica.

Dicho pliegue se manifiesta como un macroesquema rojo, integrado por numerosos esquemas rojos y azules separados por interrupciones. El control estratigráfico es fundamental en este caso, pues se han propuesto tres discordancias en la zona.



**Perfil de buzamiento de una estructura fuertemente deformada y bloque diagrama esquemático de un tramo del mismo**

Por ello cada interrupción es analizada en detalle con el resto de los perfiles, los recortes de pozo y la información regional disponible. De esta manera, se identifican las interrupciones de tipo estratigráfico y se reconocen las discordancias por su posición en la columna.

Las interrupciones restantes se analizan considerando:

- a. El tipo de falla, en función de la repetición o supresión de espesores
- b. La componente lateral de cada una mediante el estudio del acimut a lo largo de los esquemas de color.

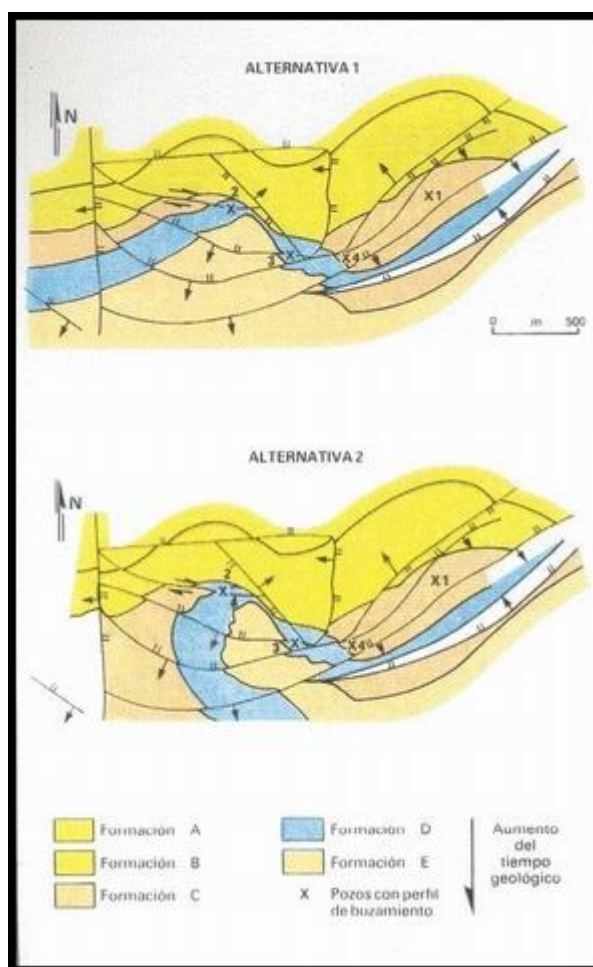
Utilizando la información derivada del perfil de buzamientos se calculan las trazas de los planos de falla sobre un plano de referencia. Para ello se asumen ciertas hipótesis simplificadoras, tales como suponer que se mantiene el ángulo de las fallas y que las mismas tienen continuidad desde el pozo hasta dicho plano. Este análisis se efectúa en todos los pozos con perfil de buzamientos.



**Diagrama nivelado a un plano de referencia de – 300m bajo el nivel del mar para describir las estructuras atravesada en el pozo de la figura precedente. La tabla corresponde a los datos tomados del perfil de buzamientos y la correlación para reconstruir las estructuras.**

Una vez confeccionadas todas las trazas para cada pozo se establece la correlación de las distintas fallas en función de sus movimientos relativos y rechazos. Se controlan las estructuras resultantes con la correlación en los pozos sin perfil de buzamiento.

Del estudio realizado con esta metodología surgieron dos alternativas posibles para el yacimiento del ejemplo:



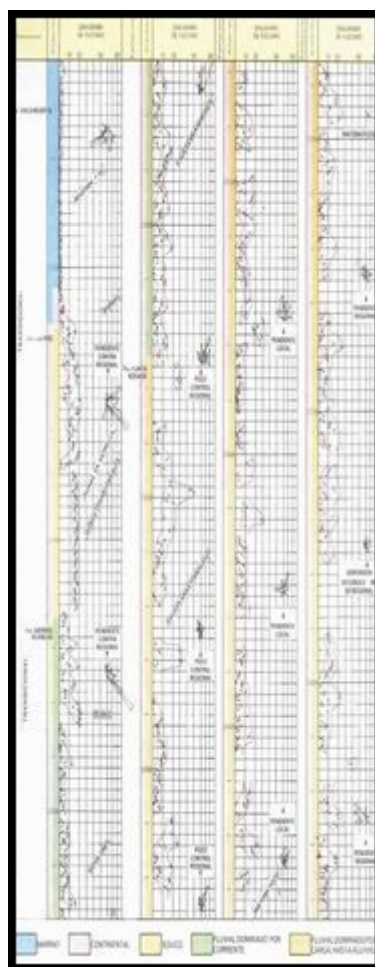
**Mapas geológicos de nivel constante (-300m bajo nivel del mar) de dos alternativas para un yacimiento, contruidos a partir de perfiles de buzamiento y correlación**

En cualquiera de las mismas, nótese el efecto de rotación del pliegue a través del tiempo geológico, que ocasiona la desaparición de la formación C en el entorno del pozo 2, por efecto de erosión.

En este pozo se verifican buzamientos al O y OSO en la formación B, por encima del nivel de referencia de la figura. Reconstruyendo geoméricamente estos datos es posible inferir el flanco Sud – Oeste de la estructura tal como se observa en la alternativa 2. La alternativa 1 requiere una mayor erosión en la discordancia que separa B y C.

## ESTRATIGRAFÍA

El análisis en una escala 1:200 o 1:1000 del perfil de buzamientos puede identificar mesosecuencias, como se describe en un pozo del centro de la Cuenca Neuquina.



**Análisis de megasecuencias hidráulicas. El conjunto forma un sistema dominado por la acreción vertical, y describe un tracto completo de sistemas sedimentarios.**

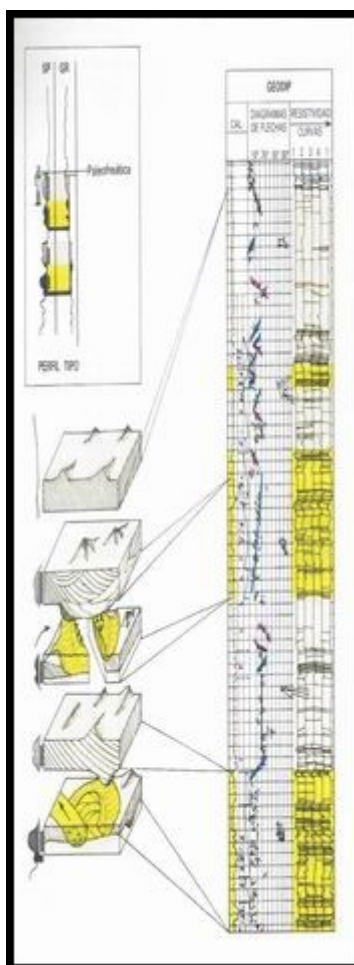
Se puede observar en este ejemplo una sucesión de ambientes sedimentarios desde las bajadas aluviales hasta el marino profundo en el techo.

La computación del perfil de buzamientos en el tramo inferior fluvioaluvial, o dominado por tracción, muestra poca densidad de buzamientos, con gran dispersión, aun cuando se trata de resultados en zonas con respuesta mayoritariamente arcillosa en los otros perfiles. Este hecho indica la alta energía del medio durante la sedimentación y la falta de una estratificación ordenada.

En la zona fluvial dominada por corrientes con tracción – decantación, la cantidad de buzamientos encontrados por el programa es mayor, indicando planos de estratificación más ordenados. Alrededor de los 2300 metros de profundidad se observa una estratificación ordenada con ángulo de 15 grados y acimut constantes, que corresponde a una sedimentación eólica de dunas transversales. El control mediante perfiles y recortes de pozo es muy importante para no confundir estos buzamientos con estructurales. Finalmente en el tope de la secuencia se encuentra una sección con buzamientos de muy bajo ángulo sin dispersión correspondiendo a un ambiente marino profundo.

Una vez reconocido el ambiente general en base a un estudio de mesosecuencias se procede a un análisis en detalle de las zonas de interés utilizando programas de computación de mayor resolución. La zona de transición de 2320 a 2340 metros del pozo estudiado que corresponde al tramo productivo, se recomputó con el programa "GEODIP" y se interpretó como se indica en la siguiente figura.





### Descripción detallada de un reservorio mediante la computación "GEODIP"

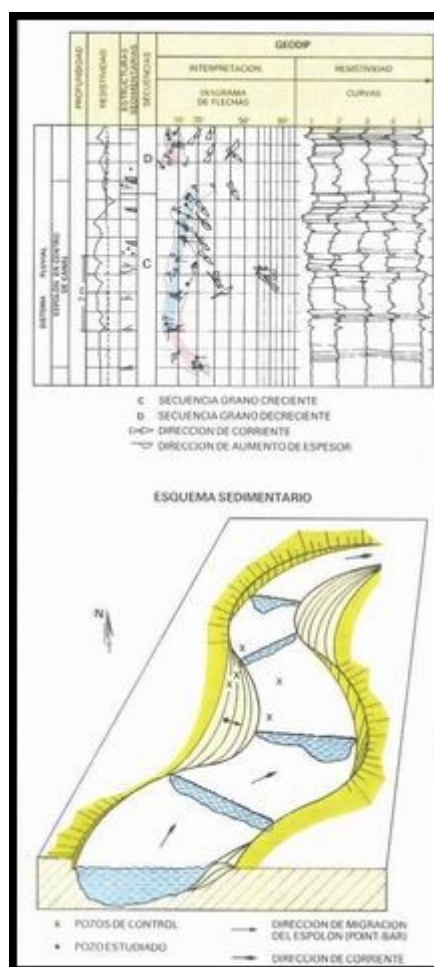
Las arenas eólicas se identifican por la homogeneidad de las curvas de resistividad y los ángulos altos de estratificación paralela, mientras que las arenas fluviales presentan una mayor actividad en la resistividad, ángulos de estratificación más bajos y esquemas de colores. Es así que en la base se reconoce un canal en el que rotan verticalmente los acimutes de la estratificación, interpretándose esta variación como migraciones laterales, por lo que el cauce debe ser sinuoso.

Seguidamente se observa una duna transversal por la clara estratificación paralela hacia el este, lo que implica una elongación norte – sur. Por encima de esta duna nuevamente se identifica un depósito fluvial, en este caso un espolón ("point – bar"). El acimut del megasquema azul indica la dirección de progradación del canal, tal como ocurre en un espolón solamente en el punto de máxima curvatura.

Nuevamente en el tope se presenta la estratificación eólica, esta vez interpretada como dunas en estrella en base a que el acimut de los buzamientos no se mantiene tan constante de paquete a paquete.

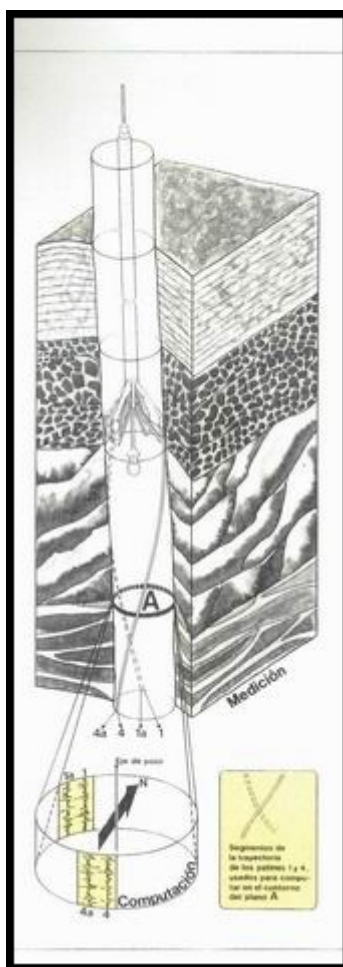
Teniendo en cuenta el ambiente inferido es posible hacer un mapa para cada arena, utilizando pozos vecinos como puntos de control.

Por ejemplo, en el caso particular de la arena identificada como espolón, se interpreta la dirección de los buzamientos como la dirección de migración del "point – bar" perpendicular a la corriente principal del canal y juntamente con la correlación obtenida con los pozos vecinos permite dibujar una geometría de la arena.



### Interpretación de detalle y esquema de paleocorrientes del tramo fluvial del nivel productor principal precedente

Los análisis estratigráficos realizados en base al programa "GEODIP" se basan en el reconocimiento de "eventos" correlacionables sobre por lo menos tres de las cuatro curvas registradas, para poder definir un plano. Lentes de poco espesor en relación al diámetro del pozo pueden acunarse dentro del mismo, sin ser detectadas por el número de electrodos necesarios para calcular un plano. La herramienta SHDT mejora la evaluación de estas capas, pues al tener dos electrodos en cada patín los desplazamientos relativos de sus curvas de resistividad conforman un buzamiento aparente.



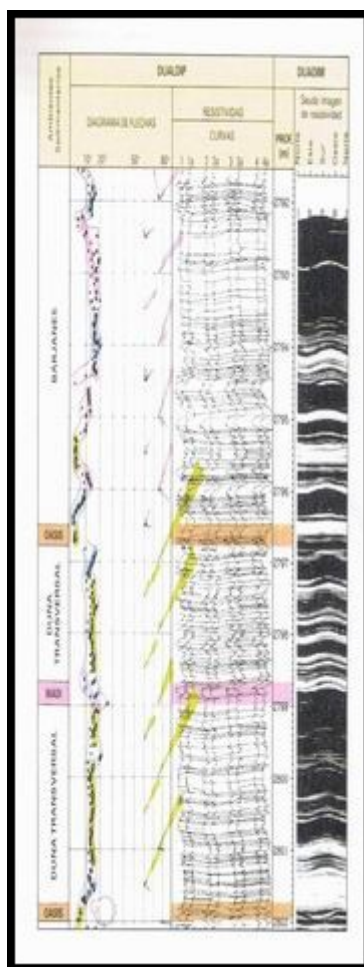
### **Esquema geométrico de medición de la herramienta SHDT y computación "CBS", usando el concepto de electrodos "lado a lado"**

Al detectarse la lente con dos patines (4 electrodos) es posible calcular su buzamiento verdadero mediante la computación "lado a lado".

Simultáneamente, se pueden reconocer "eventos" que atraviesan el pozo, o sea que estén presentes en siete u ocho curvas de resistividad. Se los conoce como "buzamientos locales". Los parámetros para computar éstos últimos pueden ajustarse para detectar "eventos" más o menos importantes según se desee.

Por lo tanto sobre los datos del perfil SHDT se pueden efectuar dos computaciones simultáneas para estudios estratigráficos: CSB o sea correlación "lado a lado" y "LOCDIP" – correlación entre patines.

La presentación conjunta a ambos resultados se denomina "DUALDIP".



### Presentación "DUALDIP" y "DUADIM" en un tramo de sedimentos eólicos de la Cuenca Neuquina

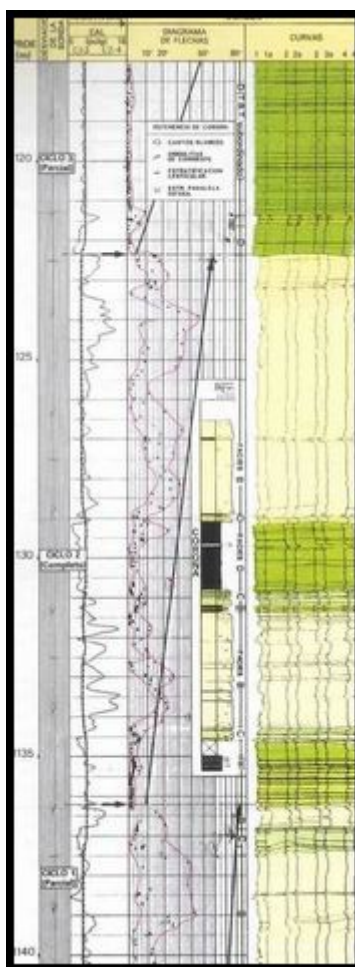
En las dos pistas de la izquierda se observa la computación "DUALDIP" y sobre la derecha la presentación "DUADIM" en un ambiente eólico. Esta última es una interpolación entre los electrodos siguiendo los buzamientos locales, para producir una "seudo – imagen" eléctrica del pozo.

Obsérvese los efectos de capas horizontales (líneas rectas sobre la imagen) y buzantes (líneas sinuosas) así como lentes que no cruzan el pozo.

Se puede reconocer el comportamiento de los buzamientos frente a dunas transversales seguidas de barjanas. Las primeras presentan diagramas de acimut marcadamente unimodales, con dominio de esquemas verdes, en tanto que las segundas muestran esquemas bipolares de hasta noventa grados, conformando megasquemas rojos y azules, con mayor número de interrupciones. Los ciclos sedimentarios son del orden de los 4 a 5 metros. El límite de cada ciclo queda marcado por una interrupción (wadis) o el desarrollo de capas planas (oasis y lagunas), de acuerdo a la evolución de la paleofreática.

El ejemplo siguiente corresponde a un ambiente marino profundo donde la sedimentación está dominada por flujo de granos y corrientes turbidíticas. Los sedimentos se mueven bajo la acción gravitatoria a través de canales, y son depositados en facies de lóbulos y canales. Los lóbulos progradan a medida que continúa el aporte de sedimentos por el canal alimentador, generando en la sucesión vertical un ordenamiento granocreciente.

Por el contrario los depósitos de canal corresponden a un proceso de relleno y generan en la vertical una sucesión granodecreciente.



### Interpretación de un ciclo turbidítico

Se indica la calibración de los resultados del perfil SHDT con coronas de este tipo de ambiente. Sobre el perfil SHDT se han reconocido cuatro facies (según la nomenclatura propuesta por Mutti y Ricci Lucci).

Facies "B": Curvas de resistividad sin actividad, escasas o nulas correlaciones, picos aislados que pueden estar asociados a clastos blandos y amalgamaciones, y una gran dispersión en los valores y acimutes de los buzamientos. Corresponden en la corona con areniscas medianas a gruesas sin laminación visible, con frecuentes amalgamaciones, niveles con clastos blandos de hasta 4 cm de diámetro, bases y techos abruptos. Se asocia esta facie con un proceso hidrodinámico de "flujo de granos".

Facies "C": Se reconocen donde aparecen frecuentes correlaciones completas definiendo capas de 10 a 30 cm. Los buzamientos son paralelos o indican esquemas de colores. Corresponden en las coronas a intervalos donde alternan areniscas medianas a finas y fangolitas definiendo ciclos de Bouma. Los niveles arenosos presentan gradación normal, laminación difusa en la porción intermedia y ondulitas al techo, gradando a fangolitas.

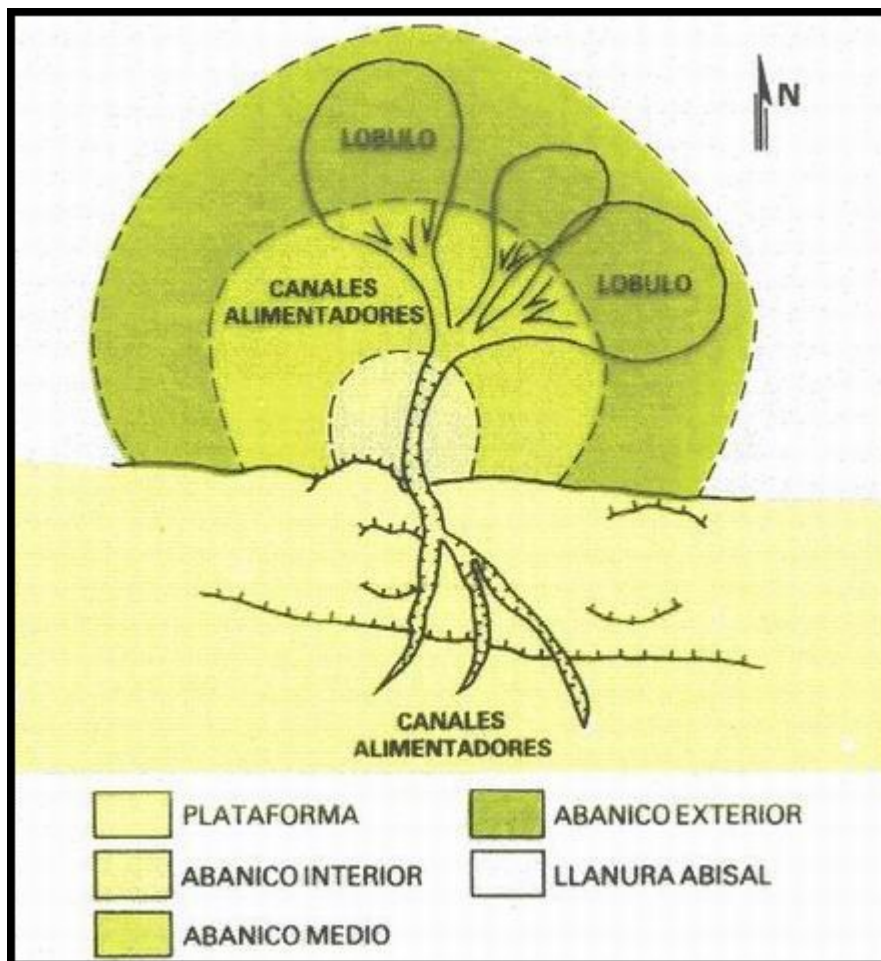
Facies "T.B.T": En el perfil SHDT se observan curvas muy activas mostrando una gran cantidad de correlaciones con una mínima dispersión de resultados en las computaciones. Corresponden a turbiditas finamente estratificadas, litológicamente integradas por fangolitas negro – grisáceas intercaladas con areniscas muy finas y limolitas con laminación paralela.

Facies "D": Se muestran en el perfil con resistividades relativamente bajas, y poca actividad. Los "eventos" resistivos no son lo suficientemente intensos como para reconocer muchos electrobankos con la computación



"LOCDIP"; la dispersión de resultados es muy baja. Son intervalos integrados por arcilitas negro – grisáceas masivas con esporádicas intercalaciones de láminas de arenisca muy fina o limolita.

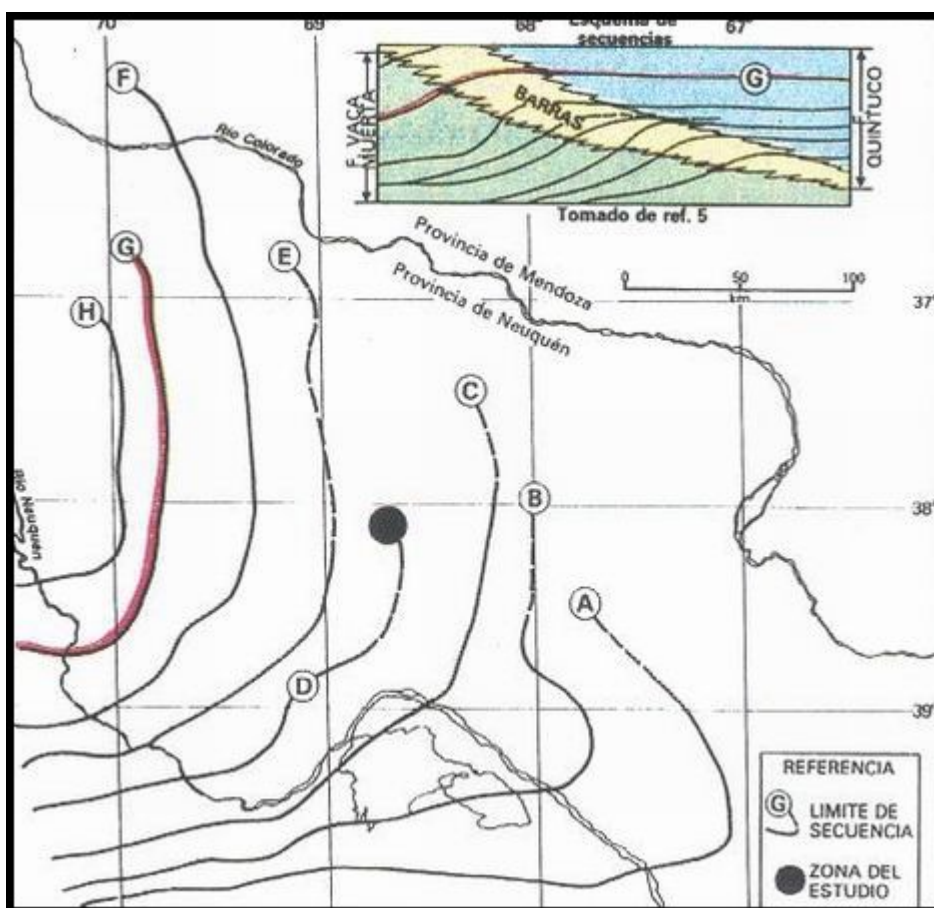
Habiendo calibrado el SHDT contra la corona se procedió a evaluar toda la formación, indicando sobre el perfil cada una de las facies descriptas. En base a este análisis se constató una tendencia grano y estrato creciente en cada ciclo, que termina generalmente con facies de areniscas masivas de techo abrupto sobre las que se ubican depósitos de turbiditas finamente estratificadas que inician un nuevo ciclo. Estas características también fueron verificadas con recortes de pozo. Dichos ciclos son muy frecuentes, por lo que se concluyó que se está en la zona externa de un abanico, con dominio de facies de lóbulo con aporte de sedimentos desde el Sur. Esta dirección se obtuvo al analizar los diagramas de acimutes a lo largo de toda la formación, luego de restar el buzamiento estructural. Para encontrar mayor cantidad de arenas es conveniente perforar hacia el ápice del abanico, es decir, hacia el Sur.



#### Esquema de facies para la secuencia turbidítica descrita en la figura precedente

La interpretación de facies y microfacies es una de las herramientas importantes en el estudio de sedimentos carbonáticos.

La siguiente interpretación está realizada en un sondeo ubicado en el sector oriental de la Provincia del Neuquén



### Mapa de ubicación y límites de la plataforma para el Valanginiano-Titoniano de la provincia de Neuquén

Se efectuó sobre niveles carbonático - clásticos de la Formación Quintuco, de edad Berriasiana – Valanginiana. Los componentes principales son calizas desde mudstone a grainstone, alternando con pelitas y escasas psamitas calcáreas finas.

De los últimos trabajos regionales que involucran el intervalo aludido merecen destacarse las referencias 5 y 6, donde se analiza el conjunto de los sedimentos depositados entre el Titoniano y Valanginiano medio, subdividiéndolos en 9 secuencias depositacionales, definidas tanto por métodos sísmicos como mediante geología de superficie.

Se mapearon los límites de plataforma de las mencionadas secuencias, delimitando de esta manera la ubicación de las respectivas facies de talud, cuenca y plataforma en los distintos ciclos.

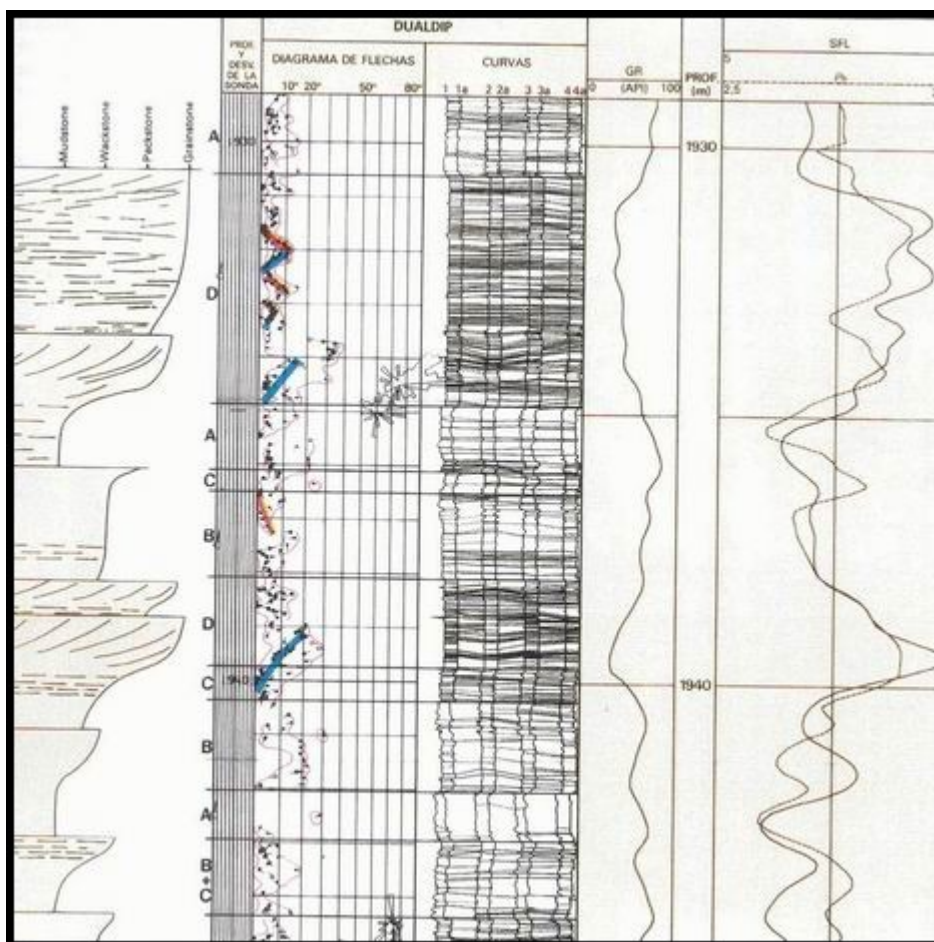
La interpretación se enfocó sobre la denominada secuencia "G" de Mitchum y Uliana, procurando identificar mediante la computación Dualdip los componentes sedimentarios presentes, como así también la forma de los cuerpos y el desarrollo de los mismos para poder de esa manera estimar su continuidad.

Los límites de la sección analizada, fueron definidos mediante correlación eléctrica, de manera que podrán ser ajustados exactamente mediante información sísmica.

Las consideraciones que se expresan a continuación pueden ser extrapoladas tanto a niveles supra como infrayacentes, en virtud de mantener ambientes sedimentarios similares.

En primera instancia, se identificaron los tipos litológicos presentes, en base a las descripciones de terrenos atravesados y a los perfiles efectuados, reconociéndose su respuesta en la computación Dualdip.

En base a esto, fueron segregadas 4 "facies", denominadas "A", "B", "C" y "D":



### Perfil compuesto utilizado para reconocer las facies en el sondeo en estudio

Las facies "A" está constituida por pelitas calcáreas y calizas micríticas. Se presenta en general con contactos netos o con una transición muy delgada al tope de los bancos. Está caracterizada por la baja resistividad y escasa a nula correlación entre las curvas de conductividad. Esto va acompañado por poca dispersión en los arreglos de flechas, prevaleciendo las correlaciones entre curvas de un mismo patín. En general las capas son delgadas con un espesor máximo de 1,5 metros y promedio de 0,40 a 0,60 m.

La facies "B" está representada por rocas de textura matriz sostén, pero con mayor número de componentes que en caso anterior; su composición es mixta, definiéndose de acuerdo a esto limolitas calcáreas o wackstones. Poseen rangos de resistividad algo más elevados, con moderada actividad en las curvas. Las correlaciones son moderadas a buenas entre 2 y 3 patines y escasas a moderadas entre los 4. Los diagramas rojos y azules no poseen una orientación definida y muestran moderada dispersión. Los espesores de esta facies oscilan entre 0,20 y 5 m.

La facies "C" se caracteriza por poseer elevada resistividad acompañada por una moderada a alta actividad en las curvas. La correlación entre patines es buena definiéndose límites netos, paralelos o entrecruzados. Tanto la base como en el techo, suelen ser transicionales, con excepción de los contactos con las facies "A". Los diagramas rojos y azules se orientan en forma bimodal, con direcciones predominantes N – S y en menor medida SE – NO. Los espesores oscilan entre 0,3 y 4 m. Con respecto a la litología, se produce un cambio a rocas de textura grano sostén, de composición mixta, como packstone bioclástico y areniscas calcáreas.

Finalmente, la facies "D" posee los mayores valores de resistividad, asociados con muy baja actividad en las curvas. La correlación es excelente, con límites paralelos o entrecruzados. La dispersión es moderada a alta y

presenta bimodalidad en la orientación de los esquemas rojos y azules con sentidos similares a los de la facies anterior.

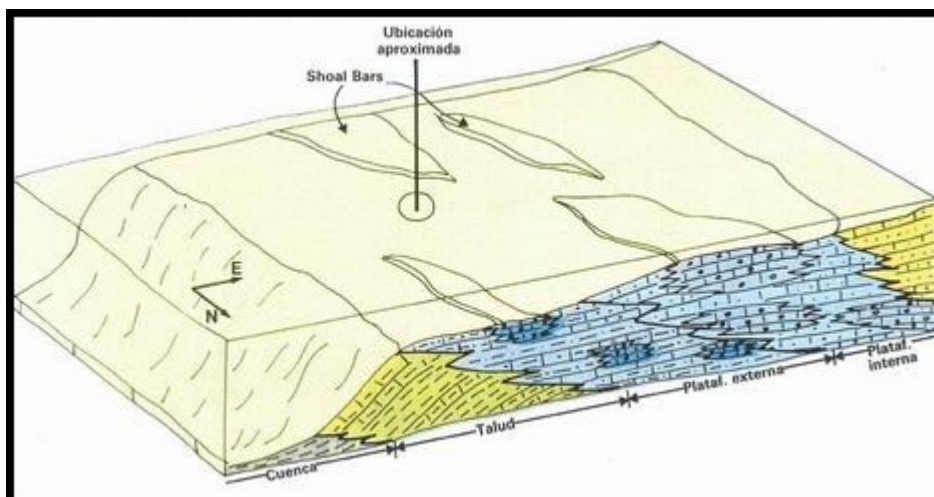
Litológicamente está constituida por grainstone oolítico, bioclástico o arenoso.

Los espesores oscilan entre 0,5 y 4 m.

Las distintas facies descriptas, poseen arreglo vertical que permite definir una secuencia tipo elemental. La misma está constituida por facies "A" en la base, sobre la que se desarrollan sucesivamente las facies "B", "C" y "D" en el caso de una sucesión completa. Suelen a veces estar interrumpidas o iniciarse con otra facies, pero siempre manteniendo una disposición con aumento de energía hacia el techo de los ciclos.

Los espesores totales oscilan entre 1 y 6 m, resultando difícil de predecir su extensión lateral dada la falta de información acerca de la morfología de los cuerpos, pero dado el ambiente en que se desarrollan, pueden estimarse longitudes de decenas a centenares de metros.

Con respecto a las direcciones de buzamientos es interesante resaltar la bimodalidad en los esquemas rojos y azules. Los niveles con estratificación cruzada marcada (facies D) en general configuran diagramas azules con dirección predominante hacia el E – NE; mientras que en el resto de los bancos cruzados de las facies "C" y "D", se presentan con orientaciones secundarias hacia el N/NE – S/SO.



### Block-diagrama que ilustra la relación de facies en un entorno del pozo analizado

Pueden observarse los quiebres de plataforma definidos por Mitchum y Uliana para las sucesivas secuencias que constituyen el Ciclo Titoniano – Valanginiano. De acuerdo a esto el sondeo tratado está ubicado en un sector donde el citado límite se encuentra orientado en sentido NNE – SSO.

En base a todos los elementos mencionados y como ya ha sido descripto por diversos autores, los arreglos de facies constituyen secuencias de somerización, integradas por ciclos superpuestos con progresiva pérdida de profundidad hacia el tope. De esa manera se interpreta que los cuerpos sedimentarios en estudio se orientan en forma subparalela al límite de la plataforma infiriéndose por lo tanto la presencia de barras alternantes con bancos de geometría tabular, cuya elongación principal es en sentido N – NE.

La necesidad de resolver estructuras sedimentarias y tectónicas muy pequeñas (del orden de cm), asociadas a la producción de hidrocarburos, llevó al desarrollo del concepto de imágenes eléctricas de la pared del pozo, como una evolución natural de las curvas de contraste de resistividad medidas por el perfil de buzamientos, al incrementar de 8 de 54 las mismas. Ello se logra con la herramienta FMS (Formation Microscanner Service).



En el ejemplo siguiente se obtuvieron imágenes sobre un intervalo de calizas micríticas dolomitizadas en un pozo del O – NO de la Cuenca Neuquina, el que atravesó una columna estratigráfica afectada estructuralmente.

Las imágenes permiten observar zonas con posibilidades como reservorio y diferenciarlas de aquellas no adecuadas.







**Imágenes orientadas a igual escala vertical y horizontal, obtenidas con la herramienta FMS, comparadas con las fotografías de la corona obtenida en la misma profundidad, ajustada por Rayos Gamma (de pozo y de corona), y a la misma escala**

Se ha impreso la fotografía de los testigos corona y las imágenes orientadas del FMS (BORMAP) del mismo tramo, ajustándose la profundidad entre ambos con el perfil de Rayos Gamma (de pozo y de coronas).

Entre 1306.6 y 1307.8 metros b.b.p el buzamiento de las capas es poco claro, observándose estratificación irregular reconocida en la porción inferior de caja 10.

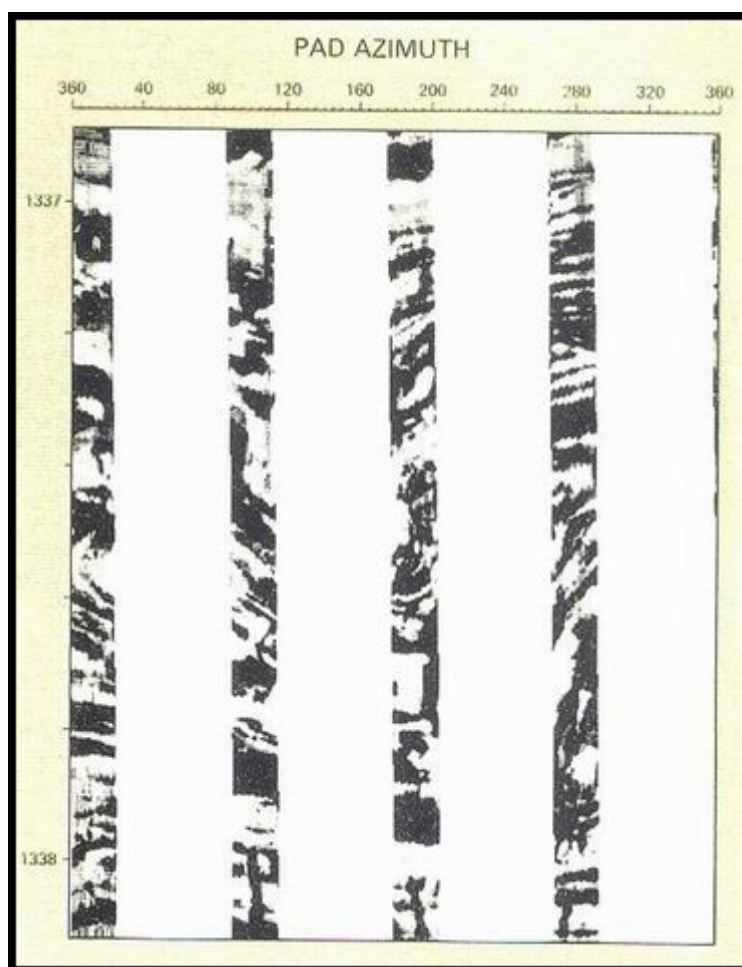
Hasta 1311.0 metros b.b.p domina la laminación, visible en las imágenes y las cajas 9,8 y parcialmente en la 6.

En los 40 cm inferiores de esta última se distingue una delgada fractura subvertical, que se continúa y combina con otra en la mitad superior de la caja 5.

Dichos rasgos que corresponden con dos anomalías subverticales muy notables en la imagen eléctrica, a profundidades similares.

Por debajo de los 1312.0 metros b.b.p los testigos muestran una textura brechosa, fracturas irregulares y abundantes huecos de disolución, visibles con nitidez en la fotografía de la caja 1, parte inferior, y en varios tramos de la imagen eléctrica.

Entre 1337.0 y 1338.0 metros b.b.p se observa estratificación contorsionada, estructura muy frecuente en los afloramientos de esta formación en las inmediaciones del pozo.



**Imagen de una estratificación contorsionada, similar a las observadas en superficie para la misma formación**

## POZOS

En esta sección se describen ejemplos de evaluación que no son totalmente clásicos o que para resolverlos se utilizan herramientas de diseño reciente.

En su mayoría los ejemplos están dirigidos a la evaluación de propiedades petrofísicas de las formaciones, a pozo abierto y a pozo entubado.

Se han seleccionado los ejemplos de evaluación a pozo abierto que no están extensamente tratados en la bibliografía castellana, como la evaluación en capas delgadas con radioactividad variable, la evaluación de rocas ígneas, la estimación de permeabilidad en arenas arcillosas, y la evaluación de la saturación irreducible de petróleo.

En la sección de evaluación a pozo entubado se efectúa un resumen de las técnicas disponibles con ejemplos de aplicación de cada una de ellas.

No se aludió la presentación de temas que requieren investigaciones adicionales, tales como las evaluaciones en la Cuenca del Golfo San Jorge y en yacimientos fracturados, haciendo un resumen de los efectuado y sugiriendo las nuevas técnicas a probar.

Se incluyen además técnicas para calcular las constantes elásticas de las rocas, métodos para estimar y verificar la altura de fracturas hidráulicas y técnicas para evaluar la calidad de la cementación y el estado de la cañería (espesor, corrosión, etc.).

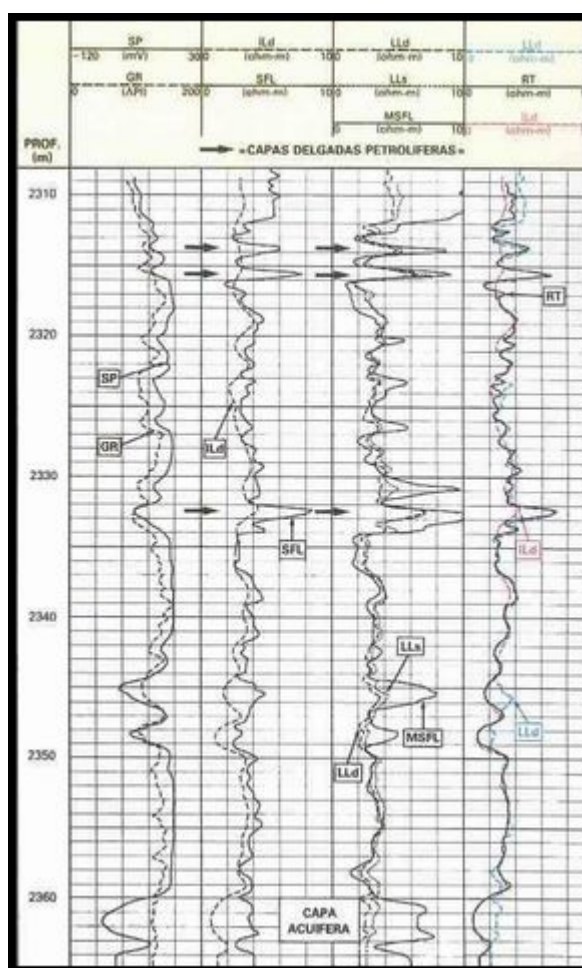
Una sección está destinada a describir el método disponible para estimar índices de productividad teniendo en cuenta el sistema "cañón utilizado – completación utilizada – formación".

Las herramientas y los programas de evaluación no describen en detalle salvo algunas técnicas especiales y sólo lo estrictamente necesario en el plano conceptual.

## ARENAS ARCILLOSAS

En primer término se analizará cuál es la herramienta resistiva conveniente para obtener  $R_t$  en estas formaciones.

En general, en Argentina este tipo de formación es perforada con lodo de baja salinidad, por lo que normalmente se utiliza el perfil de Inducción. Sin embargo, en capas petrolíferas delgadas los cálculos de saturación derivados de los valores leídos del perfil de Inducción son generalmente pesimistas por la limitada resolución vertical de esta herramienta.



### Comparación entre $R_t$ y varios perfiles resistivos. Influencia de la invasión y capas delgadas

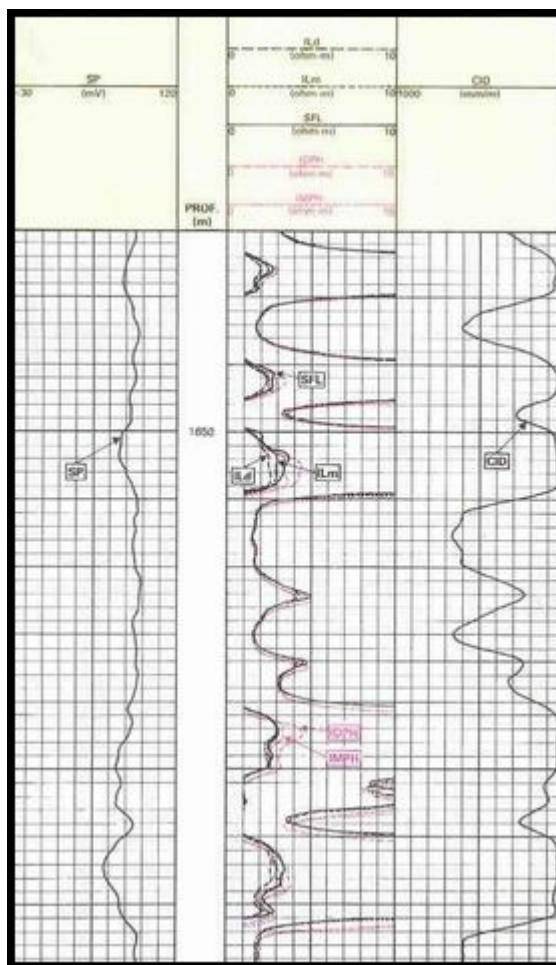
En la figura, correspondiente a un pozo de la Cuenca Cuyana, se grafican en las pistas 2 y 3 los perfiles Inducción – Enfoque esférico (I – SFL) y Doble Lateroperfil – Microenfocado (DLL – MSFL).

En la pista 4 se presenta la curva  $R_t$  más probable obtenida en el centro de cálculos, y se la compara con las curvas de Inducción y Lateroperfil profundo.

En la capa acuífera (2363 a 2360 metros) el perfil LLD lee un valor más alto que  $R_t$  debido al efecto de la zona invadida sobre la medida.

Por otro lado, el perfil ILD debido a su menor resolución vertical lee una resistividad más baja que la real en las capas petrolíferas delgadas a 2332.5, 2315.5 y 2314.0 metros.

Si bien lo óptimo sería registrar ambos perfiles esta solución es muy costosa para los pozos de desarrollo. Una solución para capas no muy delgadas (2 metros) consiste en utilizar la nueva herramienta DIT – E, la cual registra la curva de inducción tradicional, y otra curva "ILD phasor", ajustada por una señal desfasada 90 grados, que la corrige por efectos de espesor de capa.



### Comparación entre el perfil de Inducción tradicional y el perfil "Inducción Phasor"

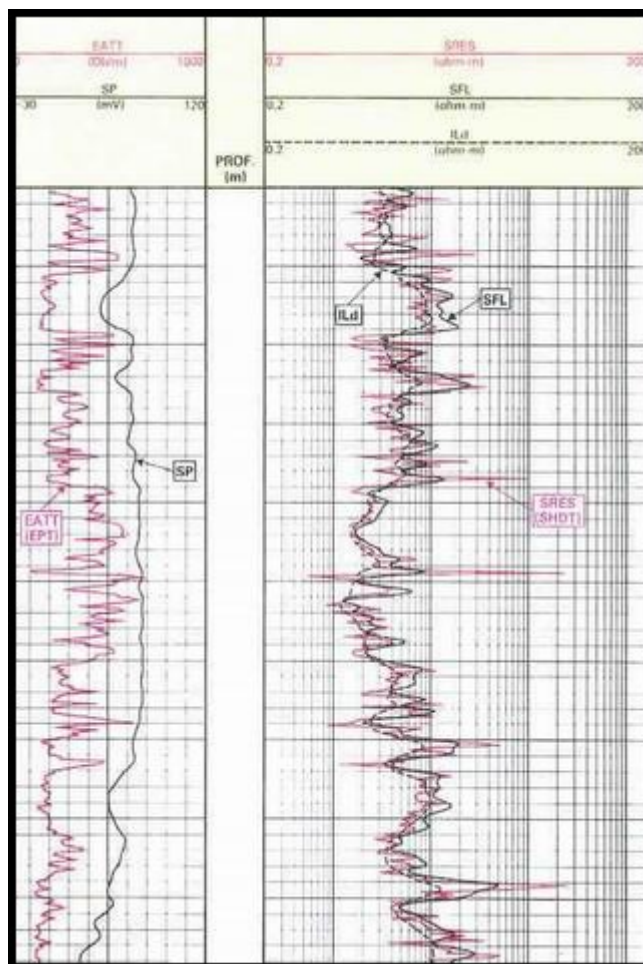
La figura muestra un ejemplo en la Cuenca del Golfo San Jorge, donde la baja resistividad de las formaciones adyacentes hace que la resistividad leída por la inducción tradicional frente a las capas sea inferior a la verdadera. Nótese que la curva "ILD phasor" indicada en rojo obtiene mayor resistividad en las zonas de interés.

Otra solución es estudiar el comportamiento de los distintos perfiles de resistividad en algunos pozos típicos de un yacimiento, que hayan sido perforados con el lodo que normalmente se utiliza en el campo. De estos estudios es posible obtener alguna regla empírica para el campo, que relacione, por ejemplo, el valor de la curva SFL (registrada con la inducción) con el valor del Lateroperfil profundo en las capas delgadas.

Se aprecia que hay poca diferencia entre los valores de los perfiles SFL y LLD en las capas petrolíferas delgadas. A pesar que los diámetros de investigación de ambas herramientas son diferentes, el diámetro de invasión y los contrastes de resistividades entre la zona invadida y la zona virgen son tales que no se observan

diferencias significativas entre ambas medidas. Asumiendo que los otros pozos del campo tendrán condiciones semejantes, es factible derivar  $R_t$  del valor de la curva SFL en las capas petrolíferas delgadas utilizando una fórmula empírica.

Cuando el espesor de las capas es inferior a 60 cm, no es posible evaluar la resistividad correctamente con los métodos convencionales. En capas muy delgadas se puede utilizar la resistividad derivada de la herramienta de buzamiento SHDT, la cual tiene una resolución vertical del orden de los centímetros y diámetro de investigación promedio de 15 pulgadas, el cual es equivalente al del SFL.

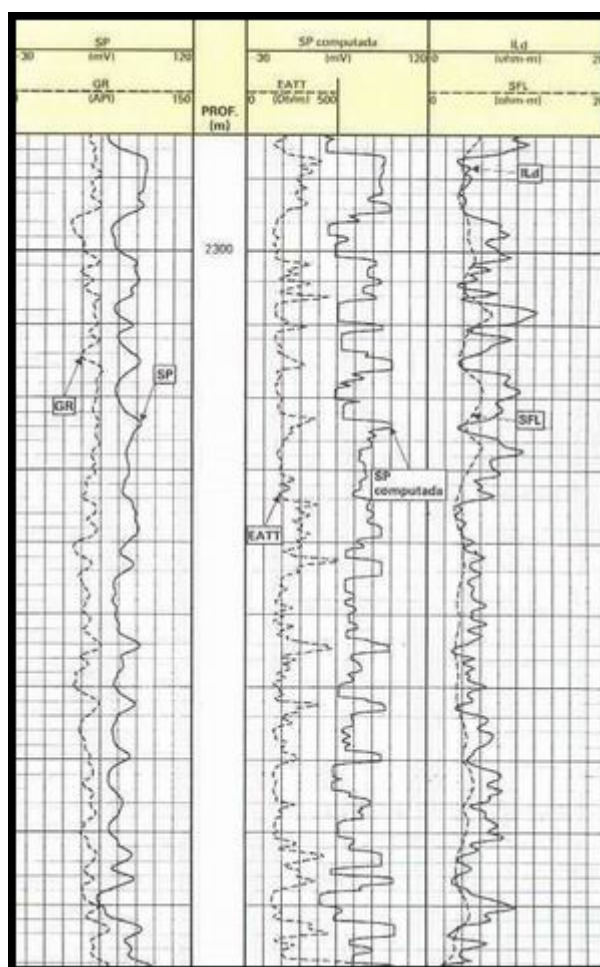


### **Ejemplo de la resolución vertical de la resistividad derivada del SHDT, y de la atenuación derivada del perfil EPT**

En el siguiente gráfico se observa una comparación entre la resistividad derivada del SHDT y un perfil de Inducción en un pozo de la Cuenca del Golfo San Jorge donde se aprecia la gran resolución vertical de la herramienta SHDT.

Una vez resuelta la determinación de la resistividad queda por resolver la estimación de la arcillosidad de las capas. Los siguientes ejemplos pertenecen a un yacimiento de la Cuenca Cuyana.





### Indicadores de arcillosidad cuando la radioactividad es aleatoria y las capas delgadas: atenuación del EPT y SP computada

En la pista 1, se graficaron los perfiles Rayos Gamma y SP. En este yacimiento el perfil Rayos Gamma no tiene suficiente resolución para ser buen indicador de arcillosidad.

El potencial espontáneo indica cualitativamente las zonas permeables pero su uso cuantitativo para el cálculo de arcillosidad es inexacto ya que está afectado por la falta de resolución vertical en capas delgadas y la necesidad de ajustar continuamente las deflexiones máximas por cambios de la salinidad del agua de formación o de la litología. La resolución vertical del potencial espontáneo puede mejorarse con algoritmos matemáticos pero es necesario efectuar ciertas hipótesis sobre la respuesta teórica de la SP y/o sobre el modelo de formación.

En la pista 2 puede verse el resultado de una computación para mejorar la resolución del potencial espontáneo; en este caso se asume que la formación está constituida por capas, de características constantes a lo largo del espesor de las mismas, cuyos bordes están definidos por los puntos de inflexión de la SP original.

Los valores absolutos del potencial calculado surgen como función del espesor de la capa y del valor de la SP original a través de algoritmos.

Un perfil sumamente útil para la evaluación de arcillosidad es la atenuación de las ondas electromagnéticas (EATT) registrada con la herramienta EPT. Se puede apreciar la correlación entre la atenuación (que es una medida directa) y la SP computada.

La curva de atenuación es útil para calcular arcillosidad en pozos perforados con lodo dulce, no así en aquellos perforados con lodo salado cuya resistividad es menor a 0.15 ohmm a condiciones de fondo.

La lectura de la atenuación en zonas arcillosas es del orden de 500 a 600 db/m mientras que en las zonas permeables más limpias oscila en alrededor de 150 db/m.

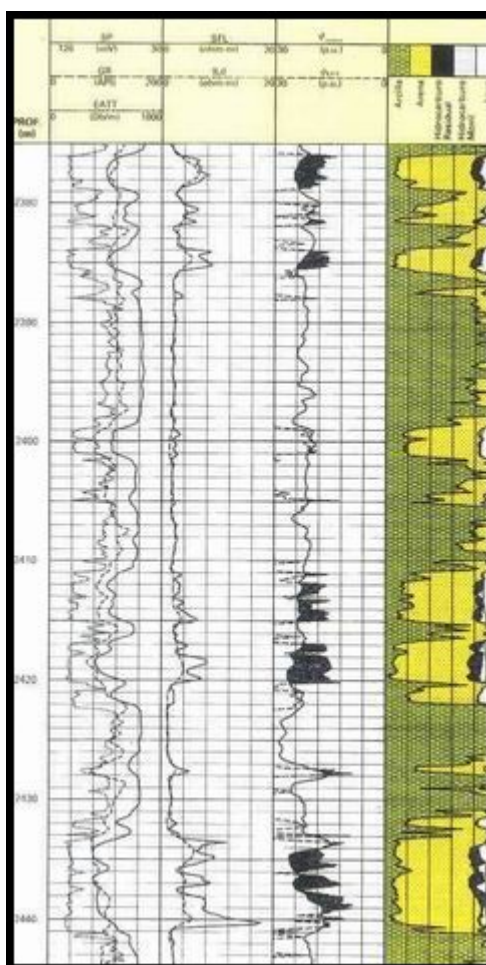
Es interesante observar que la resolución vertical de la herramienta EPT es de 4 cm., lo que la convierte en una herramienta apropiada para evaluar capas delgadas. La resolución vertical del EPT se puede apreciar claramente en las dos figuras precedentes. En la primera de ellas se puede comparar la atenuación con la resistividad del SHDT.

La herramienta EPT mide también la velocidad de propagación de una onda electromagnética en la formación.

Esta velocidad de propagación es mucho menor en el agua que en los hidrocarburos y que en los minerales comúnmente encontrados en los reservorios. Por lo tanto, el tiempo que tarda la onda en propagarse entre dos receptores fijos montados en la herramienta es función de la tracción del volumen total que ocupa el agua en la formación.

En otras palabras, a partir del tiempo de propagación se puede deducir la "porosidad llena con agua". Este volumen de agua derivado con el EPT corresponde a una zona muy cercana a la pared del pozo debido a la poca profundidad de investigación de la herramienta.

En zonas con hidrocarburos la herramienta EPT calcula una porosidad aparente inferior a la porosidad efectiva, siendo la diferencia el volumen de hidrocarburo remanente en la zona invadida.



### Ejemplo de evaluación completa

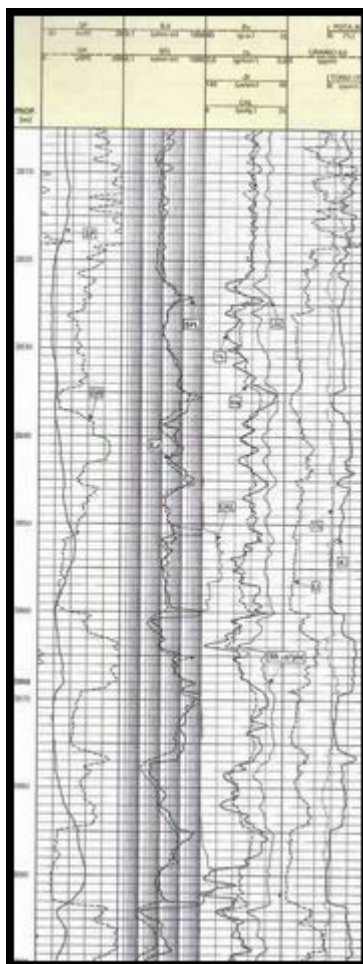
En la pista 3 se compara la porosidad del EPT con la porosidad derivada del perfil sónico, notándose en las zonas permeables con hidrocarburos que el perfil EPT obtiene valores inferiores a los de la porosidad sónica. En capas acuíferas, por ejemplo a 2400 metros, ambos perfiles obtienen porosidades semejantes.

Con los datos de los perfiles, se efectúa una evaluación completa, como se indica en la pista derecha, que incluye porosidad, arcillosidad, saturación de agua en la zona virgen y saturación residual de hidrocarburos en la zona invadida.

Este tipo de evaluación se efectuó en varios pozos y ha sido adoptada para este yacimiento de la Cuenca Cuyana.

### ROCAS ÍGNEAS - CUENCA NOROESTE

Los perfiles que se muestran en la próxima figura pertenecen a un pozo descubridor de petróleo en el norte argentino.



### Respuesta de perfiles frente a rocas ígneas en la Cuenca del Noroeste

La formación Yacoraite se extiende desde 3822 metros hacia arriba. De 3822 a 3834 metros se trata de una brecha y por debajo de esa profundidad hay una alternancia de coladas máficas masivas y otras vulcanitas. Estas últimas presentan porosidad variable asociada a una textura desde vesicular hasta pumícea.

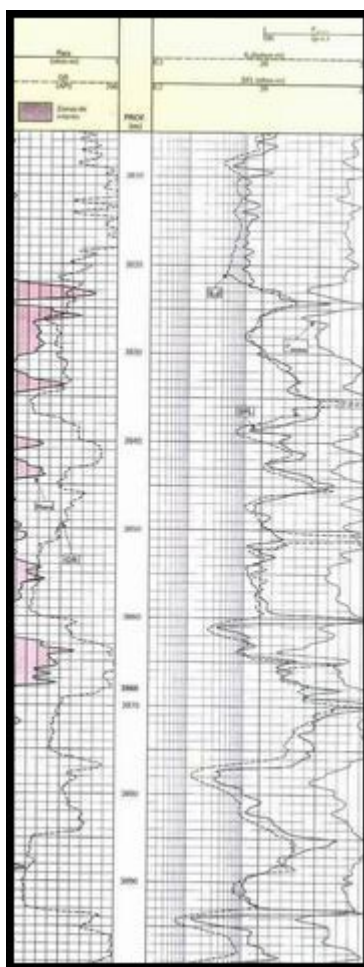
Las coladas máficas se caracterizan en general por tener baja radioactividad, muy alta densidad y alta velocidad de propagación sónica (por ejemplo: de 3869.0 a 3876.0 metros).

Las vulcanitas con porosidad vesicular son félsicas, presentando una densidad aparente de "matriz" más baja y variable, efecto que se suma a su mayor porosidad produciendo una disminución de la densidad leída frente a estas formaciones. Las vulcanitas félsicas se manifiestan con gran contenido de potasio (ejemplo: de 3863.0 a 3869.0 metros).

La evaluación de la porosidad de la formación puede tornarse difícil a partir del perfil de densidad por los cambios mineralógicos que originan variaciones de la densidad aparente de matriz, y por la rigurosidad y mal calibre en algunas zonas del pozo.

El valor de  $\Delta t_{ma}$  se puede obtener analizando los valores mínimos de  $\Delta t$  frente a cada tipo de colada. En la figura anterior las coladas máficas (3835/37, 3852/60, 3869/76, 3885/93) muestran claramente la tendencia mínima de  $\Delta t$  hacia 48/50 us/pie. En las otras vulcanitas, como la porosidad es más alta, es más difícil encontrar el valor de  $\Delta t_{ma}$ ; el valor mínimo de  $\Delta t$  se encuentra en ellas a 3868 metros (55 us/pie).

Una vez establecido el valor de  $\Delta t_{ma}$  para cada zona se puede utilizar el perfil sónico para calcular la porosidad.



### Método simple para cálculo de porosidad y detección de hidrocarburos en rocas ígneas

En la figura anterior se puede observar como la porosidad derivada del sónico correlaciona perfectamente con la resistividad en la zona inferior; hasta 3875 metros. A mayor porosidad aumenta el contenido de agua salada y disminuye la resistividad. Para el cálculo de porosidad se asumió distinto  $\Delta t_{ma}$  para las coladas máficas y para las otras vulcanitas.

La discriminación de una u otra se efectúa considerando el nivel de radioactividad o la cantidad de potasio presente.

Los efectos de arcillosidad, típicos en el perfil sónico, no tienen sentido en estas formaciones por la naturaleza y origen de las mismas. Por lo tanto, no es necesario corregir al perfil sónico por arcillosidad. Ajustes más precisos para obtener la ley empírica  $\Delta t - \Phi$  están siendo analizados.

La curva de  $R_{wa}$  en la pista 1 muestra sus mejores valores hacia el tope de las rocas ígneas. Esta zona petrolífera fue confirmada por datos de ensayo y coronas.

Esta simple observación permite aceptar como una buena aproximación la utilización de la ley de Archie para el cálculo de saturación de agua. Por las razones apuntadas previamente no es necesario efectuar correcciones por arcillosidad. La conductividad de la parte sólida de la roca solo tiene importancia a muy bajas porosidades, debido a la muy alta salinidad del agua de formación que resalta la conductividad de la formación cuando la porosidad tiende a aumentar.

En resumen, a los fines de evaluar porosidad y saturación de agua, es posible considerar a las rocas ígneas como una formación "limpia" de porosidad variable. La porosidad se puede obtener del perfil sónico luego de ajustarlo contra datos de corona y se aplica la ecuación de Archie para obtener saturación de agua. El resto de los perfiles, incluyendo el SHDT, son utilizados para identificar las "facies" de las rocas ígneas.

### EVALUACIONES DE PERMEABILIDAD

En formaciones areno – arcillosas, especialmente en la Cuenca Neuquina, se ha verificado una buena correspondencia entre índices de permeabilidad derivados de perfiles y los datos de coronas. La fórmula utilizada para derivar la permeabilidad a partir de perfiles tiene en general la siguiente expresión:

$$K = \frac{C \cdot \Phi^6}{(V_{wirr} + B \cdot V_{cl})^2}$$

$V_{wirr}$  = volumen de agua irreducible en la fracción limpia

$V_{cl}$  = volumen de arcilla

$\Phi$  = porosidad

C y B son constantes que dependen del yacimiento.

Obsérvese que la permeabilidad aumenta con la porosidad, disminuye con la arcillosidad y disminuye con el aumento de la saturación irreducible de agua. La disminución de la permeabilidad en zonas con mayor saturación irreducible de agua se relaciona principalmente con la disminución del tamaño de grano, o la disminución de redondeamiento y esfericidad de los mismos.

En las rocas con predisposición a ser mojadas por agua, el aumento de la superficie de los granos en relación a su volumen tiene como consecuencia una mayor saturación irreducible de agua, y en general las condiciones que llevan a esta situación determinan una mayor tortuosidad para el movimiento de fluidos, o sea menor permeabilidad.

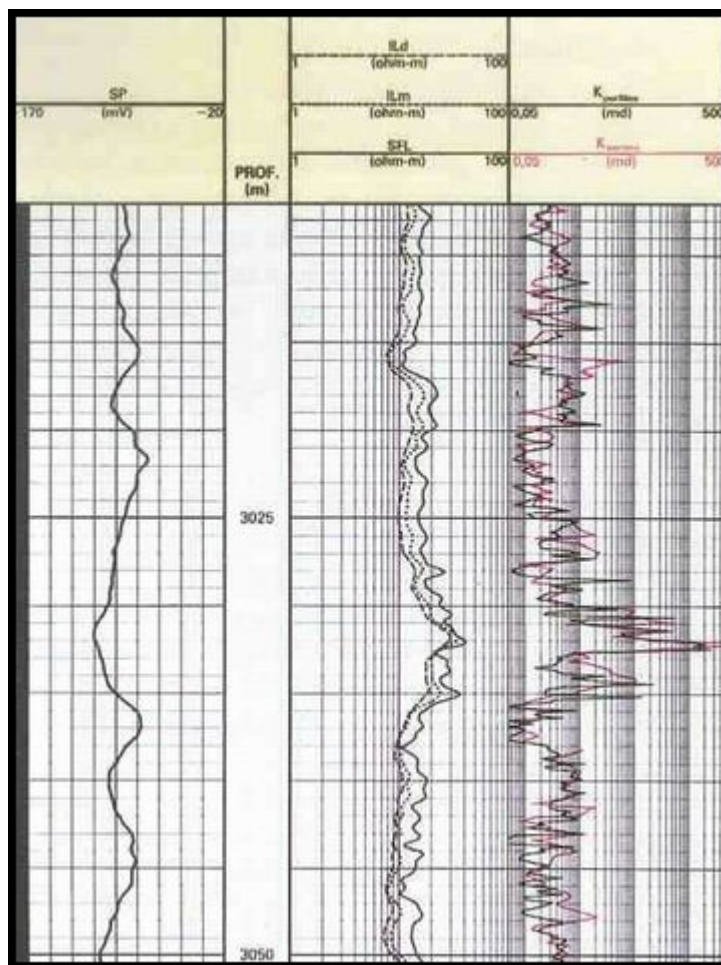
La forma práctica de calibrar las constantes C y B en pozos en los que no se cuenta con información previa del yacimiento es definiendo los valores máximos y mínimos de permeabilidad que se esperan en las capas. El valor de C se ajusta en la zona más porosa y limpia para obtener  $K_{max}$  y el valor de B en la zona más arcillosa de la capa para obtener  $K_{min}$ .

El volumen irreducible de agua ( $V_{wirr}$ ) de la fracción limpia de la roca puede evaluarse en zonas con hidrocarburos a partir de la resistividad.

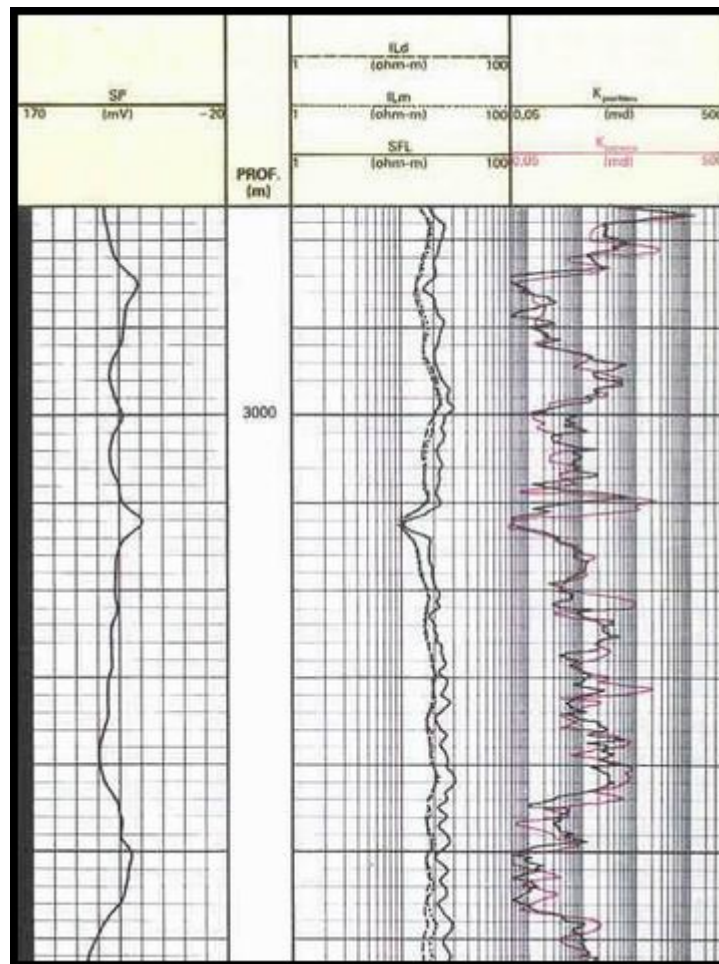


En zonas acuíferas o de transición, la resistividad es función de la saturación total, mayor que la irreducible. En estas zonas  $V_{wirr}$  hay que fijarlo, generalmente igual al promedio calculado en las zonas de saturación irreducible.

La ecuación de permeabilidad se puede utilizar reemplazando la porosidad como función de las curvas de densidad, sísmico o neutrón, el volumen de arcilla como función de rayos gamma, potencial espontáneo, atenuación de ondas electromagnéticas u otro indicador de arcillas, y el volumen de agua irreducible como función de un perfil de resistividad. El utilizar uno u otro perfil para evaluar porosidad y arcillosidad, en muchos casos no origina grandes diferencias en la estimación final de la permeabilidad ya que las constantes C y B calculadas de la manera descripta previamente, también son función de los perfiles que se utilizan, y compensan las distintas respuestas de las herramientas.



**Estimación de permeabilidad con perfiles. Comparación con datos de coronas.**



### Estimación de permeabilidad con perfiles. Comparación con datos de coronas.

En las figuras anteriores se muestran ejemplos de este tipo de evaluaciones. Las constantes B y C se obtuvieron en un pozo del campo que poseía coronas y se verificaron las permeabilidades en otros dos pozos contra los datos de coronas indicados en rojo en las figuras mencionadas.

### CONSTANTES ELÁSTICAS DE LA FORMACIÓN

Una roca sometida a compresión tiende a deformarse. Las relaciones entre las tensiones aplicadas y las deformaciones correspondientes se denominan constantes elásticas.

$\mu$	Relación de Poisson	$\frac{\text{Deformación lateral}}{\text{Deformación longitudinal}}$	$\frac{1/2 (\Delta t_s/\Delta t_c)^2 - 1}{(\Delta t_s/\Delta t_c)^2 - 1}$
G	Módulo de Cizallamiento	$\frac{\text{Fuerza aplicada}}{\text{Deformación de torsión}}$	$\frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \times a$
E	Módulo de Young	$\frac{\text{Fuerza aplicada}}{\text{Deformación normal}}$	$2 G (1 + \mu) \times a$
$K_B$	Módulo Volumétrico	$\frac{\text{Fuerza aplicada}}{\text{Deformación volumétrica}}$	$\rho_b \left( \frac{1}{\Delta t_c^2} - \frac{4}{3\Delta t_s^2} \right) \times a$
$C_B$	Compresibilidad Volumétrica	$\frac{\text{Deformación volumétrica}}{\text{Fuerza aplicada}}$	$\frac{1}{K_B}$
(coef. $a = 1,34 \times 10^{10} \rho_b$ en gm/cc y $\Delta t$ en $\mu$ s/pie.)			

Las constantes elásticas pueden ser obtenidas en laboratorio aplicando gradualmente tensiones y midiendo las respectivas deformaciones, efectuando luego el cociente entre los valores absolutos.

Estos cocientes determinan las constantes elásticas "estáticas".

Otro método de medición es, bajo un estado de compresión determinado, aplicar un pequeño incremento de tensión y medir la deformación adicional; el cociente entre los valores incrementales ( $\Delta$  tensión/ $\Delta$ deformación) determina las constantes elásticas "dinámicas".

En la zona en que la deformación varía linealmente con la tensión, las constantes elásticas "estáticas" y "dinámicas" son idénticas.

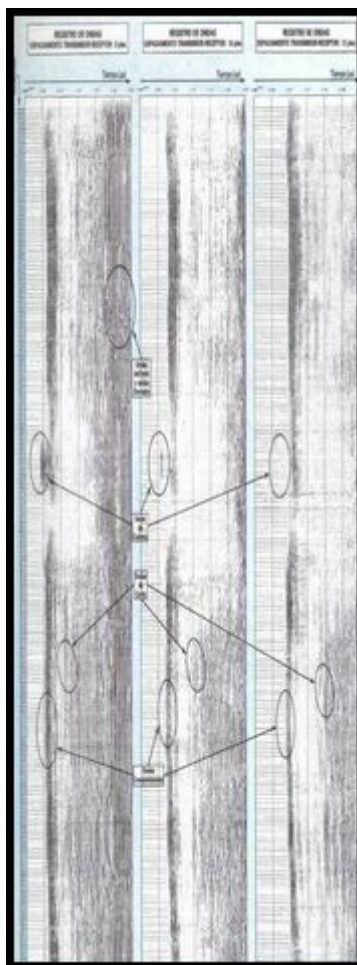
Una onda acústica que se propaga a través de un medio elástico es físicamente una onda de presión que origina deformaciones elásticas "dinámicas".

Se puede demostrar resolviendo la ecuación de onda en un medio elástico que las velocidades de propagación de las ondas sónicas compresionales y de cizallamiento están relacionadas con la densidad de la formación y las constantes elásticas "dinámicas". Conociendo dichas velocidades de propagación y la densidad del medio es posible obtener las constantes elásticas tal como se indica en la tabla.

El tiempo de propagación por unidad de longitud de una onda sónica compresional,  $\Delta t_c$ , y la densidad de la formación,  $\rho_b$ , son mediciones tradicionales que se efectúan desde hace muchos años. El tiempo de propagación de una onda de cizallamiento,  $\Delta t_s$ , es un registro reciente; la onda de cizallamiento es más lenta que la compresional, y su primer arribo queda generalmente enmascarado entre las ondas compresionales.

Para facilitar la separación de las ondas compresionales de las de corte se utilizan sondas de espaciamiento largo, que cuentan con mayor distanciamiento entre transmisores y receptores.

Los trenes de onda generados por un transmisor se registran simultáneamente en varios receptores.



### Registro de ondas sísmicas con diferentes espaciamientos

Mediante un procesamiento adecuado, que en muchos aspectos es similar a un procesamiento sísmico, se obtienen las velocidades y amplitudes de las ondas compresionales y cizallamiento. El análisis de la información que arriba a varios receptores permite mejorar la relación señal/ruido. Los registros de ondas pueden efectuarse a pozo abierto o entubado.



### Perfil de constantes elásticas de la formación, junto con otros perfiles (incluyendo $\Delta t_s$ )

La figura muestra un conjunto de perfiles, incluido  $\Delta t_s$ , registrados en un pozo y las constantes elásticas en función de la profundidad derivadas con las fórmulas de la tabla.

Es interesante resaltar que las constantes elásticas así calculadas corresponden a condiciones "in situ" y las únicas desviaciones que pudieran existir respecto a los valores exactos estarían dadas por los corrimientos de las medidas de los perfiles originales, por condiciones de pozo o alteraciones de la formación en la zona invadida.

Los valores de las constantes elásticas son de gran utilidad para definir técnicas de perforación, para diseñar operaciones de fracturas, para estimar gradientes de fractura y para evaluar posibles enarenamientos durante la producción.

### SATURACIÓN IRREDUCIBLE DE PETRÓLEO

En el estudio de la factibilidad económica de proyectos de recuperación por inyección de agua, o de recuperación asistida en general, es importante conocer la saturación irreducible de petróleo, que corresponde a la fracción remanente del volumen de petróleo que no puede ser desplazada por barrido con agua.

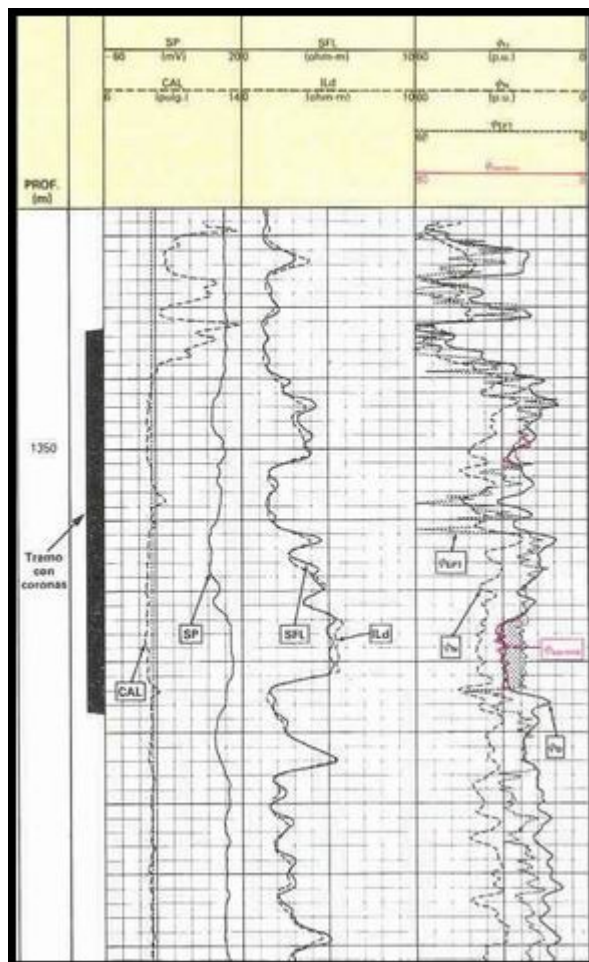
Durante la perforación de un pozo el filtrado de invasión desplaza al petróleo móvil en las adyacencias del pozo. El desplazamiento puede ser total o parcial, dependiendo de la viscosidad del hidrocarburo, la velocidad y la cantidad del volumen filtrado, la permeabilidad y las fuerzas capilares. En la evaluación de perfiles a pozo abierto se puede calcular la saturación de agua en la zona lavada ( $S_{xo}$ ) y la diferencia.



$$S'_{or} = 1 - S_{xo}$$

es estimada como indicativa de la saturación irreducible de petróleo.

Como el desplazamiento durante la invasión no necesariamente es total,  $S'_{or}$  puede incluir alguna fracción de petróleo móvil ( $S'_{or} \geq S_{or}$ )



#### Perfilaje a pozo abierto. Comparación $\Phi_{EPT}$ vs. $\Phi_D$ para estimar $S'_{or}$ . Comparación $\Phi_D$ vs. $\Phi$ coronas

En la figura anterior se muestran los registros de un pozo de la Cuenca del Golfo San Jorge, perforado con el fin de evaluar la saturación irreducible de petróleo en una capa que está bajo inyección de agua. El tramo de interés fue coroneado en su totalidad.

Superpuestos en rojo en la zona de interés sobre la curva de porosidad derivada del perfil de densidad están indicados los valores de porosidad obtenidos en superficie sobre muestras tomadas cada 15 cm sobre la corona. La coincidencia es notable, pero ambos métodos deben ser corregidos. Los valores de la corona deben ser llevados a condiciones de fondo multiplicando por un factor que se obtuvo analizando cinco muestras a pleno diámetro, con y sin presión litostática. Los valores del perfil de densidad leen también en exceso por efectos de la arcillosidad de la formación. La separación que se observa entre las porosidades derivadas de los registros densidad y neutrón indica que se trata de una formación arcillosa. Esta observación está confirmada por estudios de cortes delgados y difracción de rayos X. Utilizando métodos clásicos de análisis de arenas arcillosas la porosidad derivada de los perfiles coincidió en  $\pm 1\%$  con los valores ajustados de porosidad de la corona.

La necesidad de contar con métodos independientes que permiten evaluar la porosidad lo más exactamente posible quedará evidenciada luego, durante el desarrollo del ejemplo.

Sobre la misma figura se indica la comparación entre la porosidad derivada del perfil EPT con la porosidad derivada del perfil de densidad. La diferencia entre ambas porosidades permite calcular la fracción de hidrocarburos que no fue desplazada en las adyacencias del pozo. La saturación de hidrocarburos calculada con este método coincidió con la saturación residual de hidrocarburos encontrada en la corona (llevada a condiciones de fondo).

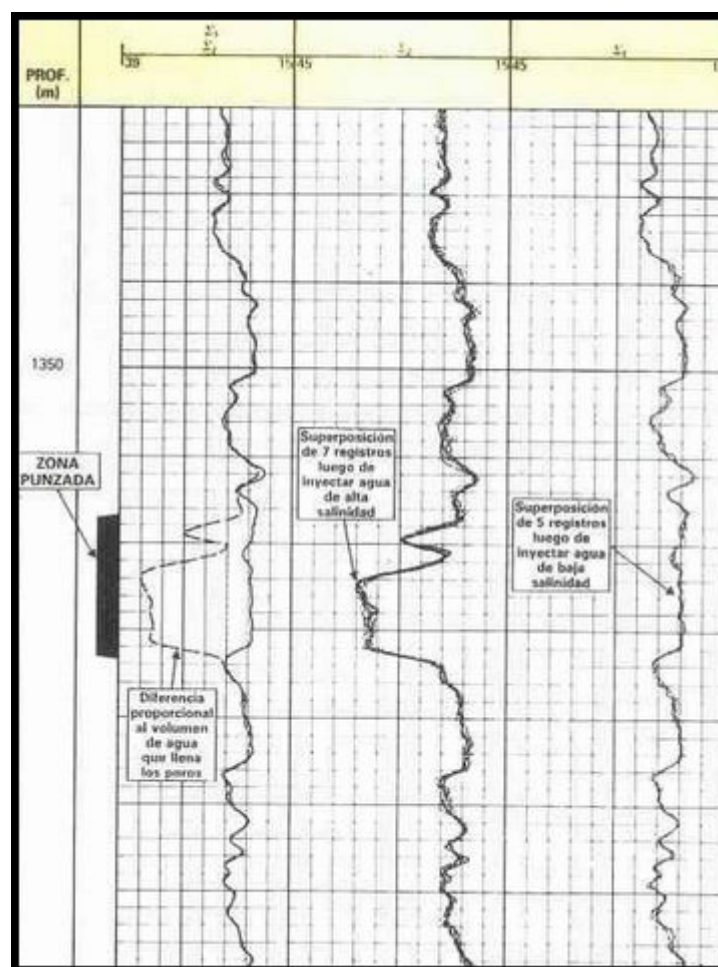
Cuando se efectúan evaluaciones con perfiles se hacen ciertas hipótesis en el modelo de interpretación que se utiliza. En general estas hipótesis y la selección de "parámetros" de interpretación tienen un efecto muy importante sobre los resultados. La exactitud en el valor  $S_{or}$  que se necesita en algunas ocasiones hace que las técnicas tradicionales sean insuficientes y que se utilicen métodos de registro especiales.

Uno de ellos es conocido como "LIL" ("log – inject – log").

Una extensión de esta técnica es la que se desarrolló en el pozo del ejemplo.

Durante la terminación se inyectó a la formación durante 12 horas agua de salinidad relativamente baja, lo que permite asegurar que en las adyacencias del pozo se tenga únicamente la saturación irreducible de hidrocarburos. En estas condiciones se perfiló con la herramienta TDT – K. Esta herramienta registra la capacidad de captura de neutrones termales de la formación,. El valor de " $\Sigma$ " depende notablemente de la salinidad del agua presente en la formación.

Posteriormente se inyectó nuevamente agua a la formación durante 12 horas pero esta vez con muy alta salinidad, y a continuación se efectuó otro registro con la herramienta TDT – K.



### Comparación entre los registros efectuados con la herramienta TDT-K (técnica "LIL")

Se indica en la pista 3 la superposición de 5 carreras efectuadas con el TDT – K luego de inyectar el agua de baja salinidad. Para disminuir las incertidumbres derivadas de las variaciones estadísticas se efectúa un promedio entre las carreras. En la pista 2 se presentan la superposición de 7 carreras luego de inyectar con agua de alta salinidad. En la pista 1 está la comparación entre el promedio de los registros de la pista 3 con el promedio de los registros de la pista 2, luego de corregir los valores por efectos de pozo.

Se observa que ambos registros son idénticos excepto en la zona punzada.

La separación entre ambas curvas en la zona inyectada es proporcional al volumen que ocupa el agua en la formación ( $S_w \cdot \Phi$ ) y a la diferencia de propiedades del agua entre ambas carreras. Por lo tanto:

$$\Sigma_2 - \Sigma_1 = \Phi \cdot S_w \cdot (\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1})$$

donde

$\Sigma_2$  = sección de captura promedio de la carrera 2

$\Sigma_1$  = sección de captura promedio de la carrera 1

$\Sigma_{w2}$  = sección de captura del agua inyectada previo a la carrera 2

$\Sigma_{w1}$  = sección de captura del agua inyectada previo a la carrera 1

de la ecuación anterior se deduce  $S_{or}$ :

$$S_{or} = 1 - S_w$$

$$S_{or} = 1 - \frac{\Sigma_2 - \Sigma_1}{\phi \cdot (\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1})}$$

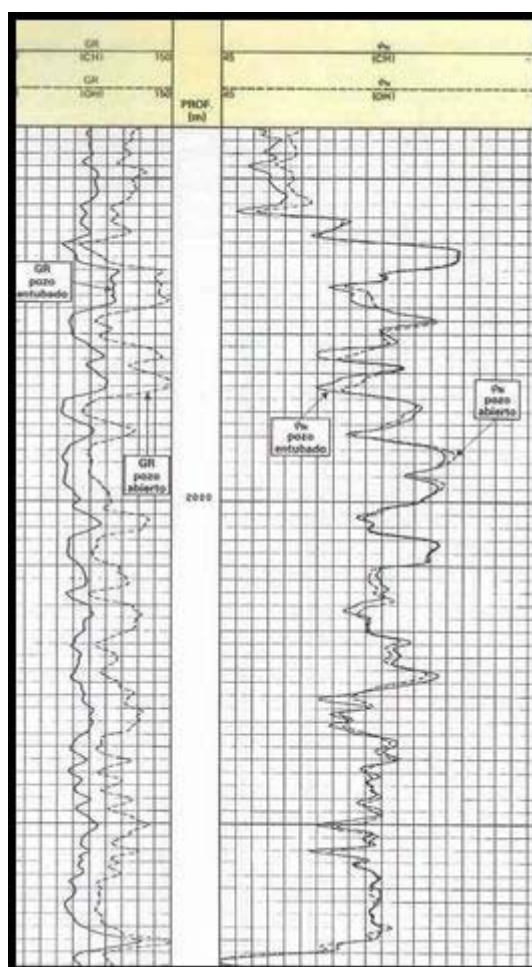
Si se toman los recaudos necesarios para asegurar la exactitud de los registros de  $\phi$  y se mantienen constantes las propiedades del agua durante cada inyección, midiéndose correctamente  $\phi_{w2}$  y  $\phi_{w1}$ , la porosidad pasa a ser la principal fuente de error en la ecuación anterior.

Cuando se programa un proyecto "LIL", es necesario contar con un valor de porosidad de la formación lo más exacto posible.

El valor de saturación irreducible de petróleo obtenido con este método comparó muy bien con los valores obtenidos en laboratorio luego de efectuar sobre testigos ensayos de imbibición y determinar el punto terminal para el cual  $K_{ro} = 0$ .

## EVALUACIONES EN POZO ENTUBADO

Para la evaluación de porosidad se puede utilizar el perfil neutrónico, el perfil sónico o el perfil de densidad según las condiciones del pozo.

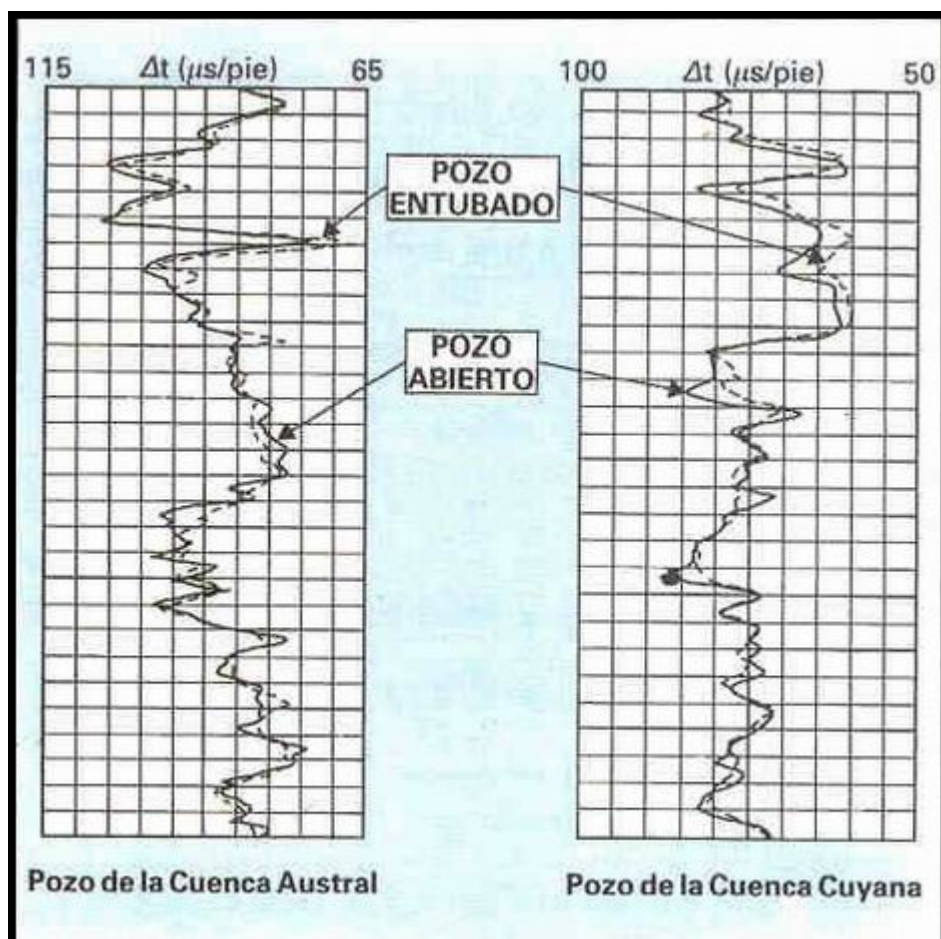


**Registros de neutrón compensado a pozo abierto y a pozo entubado**

En la figura se comparan los perfiles de neutrón compensado de pozo abierto y pozo entubado (luego de corregidos por efectos ambientales) en un pozo de la Cuenca Cuyana, confirmando la buena correspondencia que se logra normalmente entre ambos registros.

El perfil sónico se obtiene a partir del análisis de ondas registradas en varios receptores con sondas de espaciamiento largo.

El mayor espaciamiento junto con un procesamiento adecuado permite separar las ondas compresionales de la formación de las correspondientes a la cañería. Se observa que la señal de cañería se atenúa considerablemente cuando aumenta el espaciamiento.

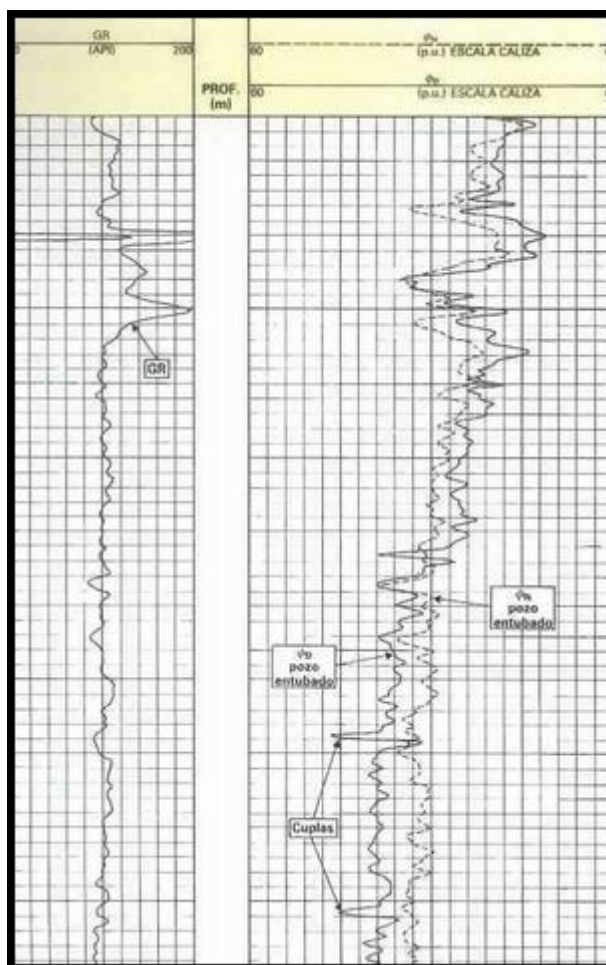


### Registros $\Delta t$ a pozo abierto y a pozo entubado

En la figura se comparan los registros sónicos de pozo abierto y entubado en un pozo desviado de la Cuenca Austral y en un pozo vertical de la Cuenca Cuyana. Para obtener un perfil sónico en pozo entubado es necesario algún tipo de acople acústico entre la cañería y la formación. Este acople puede estar dado por el cemento (aunque no sea perfecta la cementación) o el derrumbe de formaciones superiores en pozos antiguos.

Para efectuar un perfil de densidad en pozo entubado se requiere que la cañería esté apoyada sobre la formación, tal como normalmente ocurre en pozos desviados, donde el patín se acomoda en la generatriz inferior de la cañería y no está muy alejado de la formación.





### Registro de densidad-neutrón-rayos gamma en un pozo con "liner" y grava

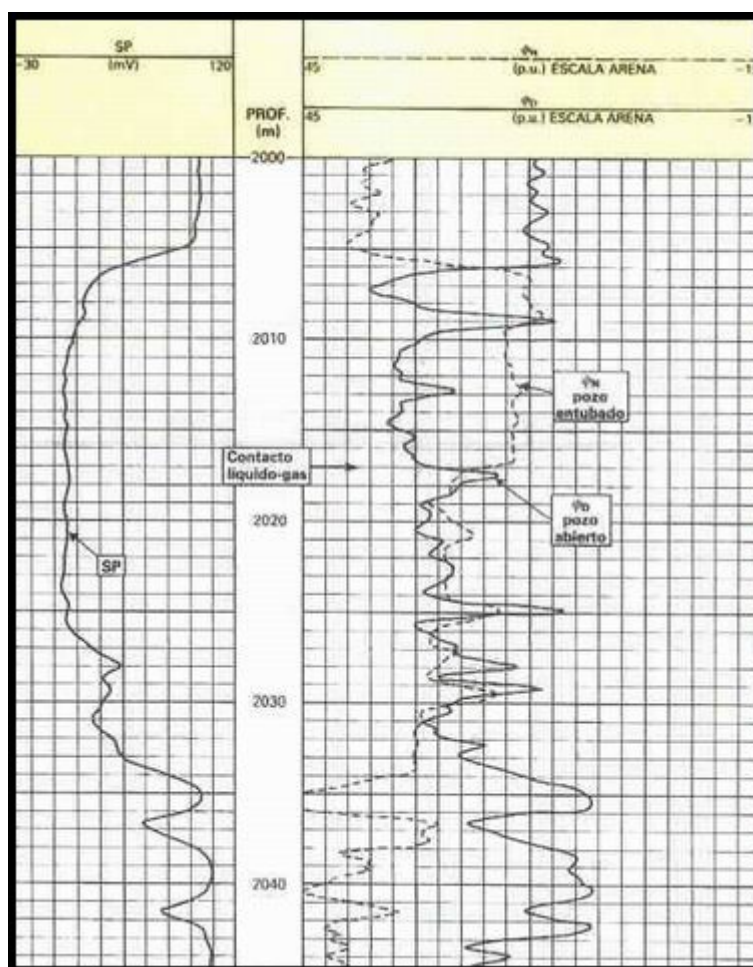
El ejemplo de la figura anterior corresponde a un pozo entubado en la zona de Malargüe con "liner" y engravado; el calibre de pozo abierto es 17". Se grafican en el perfil las porosidades derivadas del densidad y neutrón.

Si la cañería está bien centralizada, como ocurre en el tramo inferior, los registros representan la porosidad de la grava, aproximadamente 36%. Cuando la cañería está apoyada contra la formación los perfiles representan características de la misma, tal como ocurre en el tramo superior.

El perfil de densidad tiene mayor profundidad de investigación que el neutrón, y por ende está más afectado por el material que se interpone entre el patín y la formación. Observe el efecto de las cuplas en el perfil de densidad.

De los ejemplos presentados, se infiere que es posible en la mayoría de los casos obtener un perfil confiable de porosidad en pozos entubados con una sola cañería.

La detección de zonas gasíferas a pozo entubado se puede efectuar comparando la respuesta del perfil neutrónico contra otro perfil de porosidad, ya sea que este último haya sido registrado en pozo abierto o entubado.

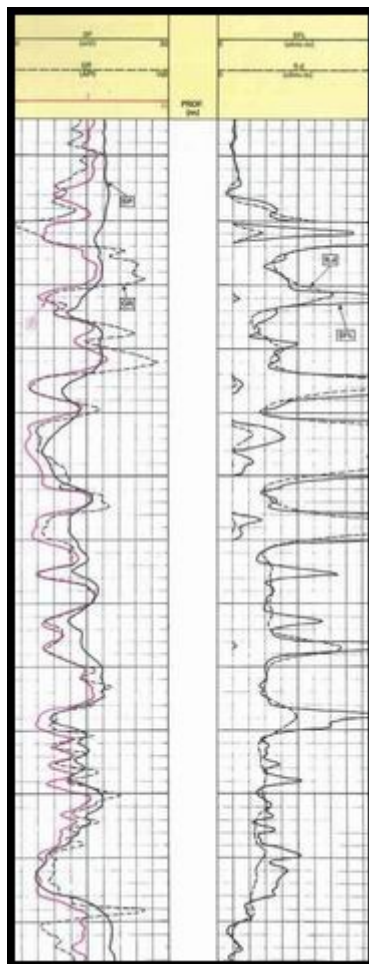


### Detección del contacto gas-petróleo con el perfil neutrónico a pozo entubado

Se muestra dicha comparación en un pozo desviado que atraviesa la formación Springhill. Se observa claramente el contacto gas – líquido a 2017 metros, donde el perfil neutrónico disminuye su porosidad aparente debido a la menor cantidad de átomos de hidrógeno en la formación. Es de hacer notar que no siempre la detección de gas es tan clara, tornándose más difícil en formaciones más arcillosas y más profundas.

Para la evaluación de arcillosidad se puede utilizar el perfil de Rayos Gamma, o la espectrometría de rayos gamma naturales (herramienta NGT).

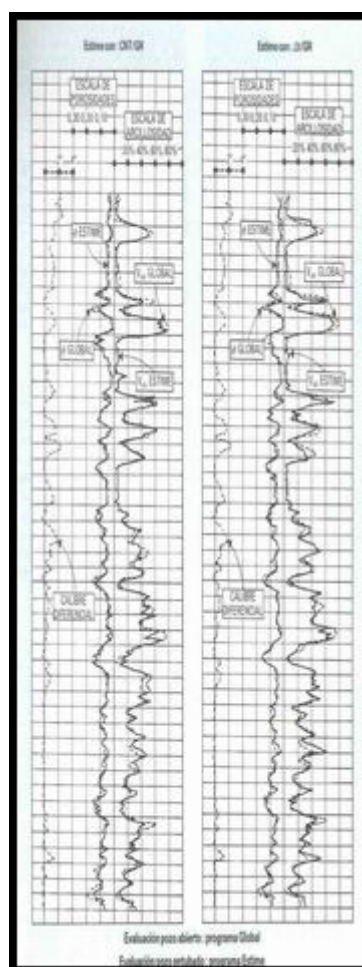
En ciertos yacimientos estos perfiles no son buenos indicadores de arcillosidad. Otra posibilidad, cuando la salinidad de la formación no es alta, o cuando todavía perduran los efectos de invasión de lodo dulce en pozos nuevos, es registrar la capacidad de captura de neutrones termales ( $\Sigma$ ). La capacidad de captura de las arcillas es muy alta comparada con la de las zonas permeables, y por lo tanto el perfil de  $\Sigma$  puede ser un buen indicador de arcillosidad.



**Correlación entre la sección de captura  $\Sigma$  y otros indicadores de arcillosidad cuando cerca de la pared del pozo hay agua de baja salinidad**

La figura corresponde a un pozo de la Cuenca Cuyana. La herramienta TDT-K fue corrida durante la terminación, y el perfil registrado ( $\Sigma$ ) se presenta en la pista 1. Se puede observar la correlación que existe entre este perfil, el Rayo Gamma, el potencial espontáneo y la resistividad. En zonas con arenas de radioactividad variable el perfil de GR pierde su utilidad como indicador de arcillosidad, no así el perfil de  $\Sigma$ .

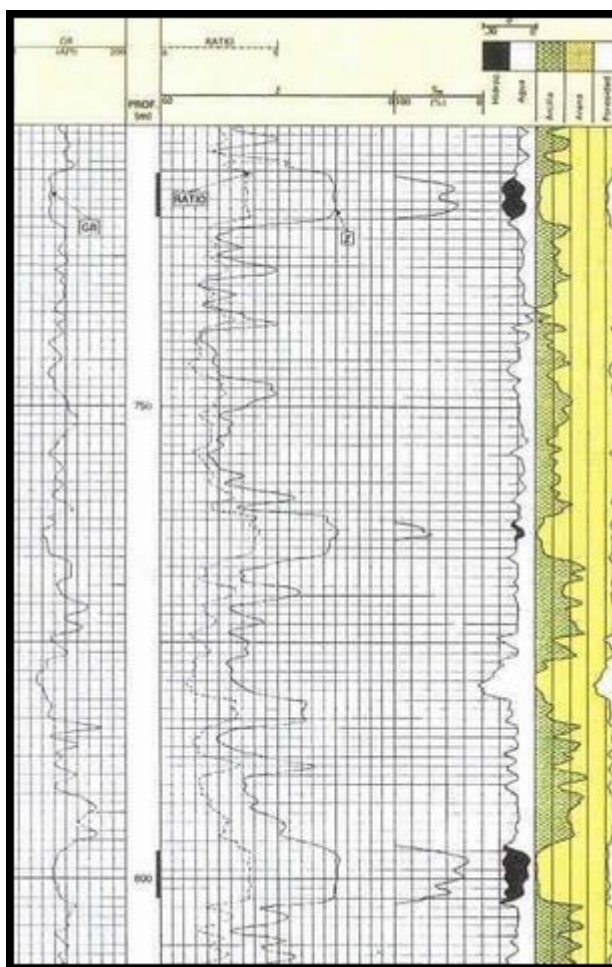
En la formación CRI de un yacimiento en la provincia de Mendoza se efectuó un estudio comparativo entre perfiles de pozo abierto y entubado con el objetivo de establecer con que grado de exactitud se podría estimar la porosidad y arcillosidad en pozos antiguos que no tienen perfiles a pozo abierto, a los cuales se los perfilaría a pozo entubado. Un ejemplo de la calidad de los resultados se muestra en la siguiente figura donde se compara la evaluación GLOBAL efectuada con un juego completo de perfiles a pozo abierto, con la evaluación efectuada con el programa ESTIME, el cual utiliza la información de un banco de datos y un programa reducido de perfiles, en este caso obtenidos a pozo entubado.



### Comparación entre evaluaciones de porosidad y arcillosidad con datos de pozo abierto y con datos obtenidos a pozo entubado

Lo que este ejemplo pretende resaltar es que mediante estudios adecuados el perfilaje a pozo entubado puede obtener en determinadas ocasiones valores petrofísicos similares a los que se obtienen con el perfilaje a pozo abierto.

Cuando se desea evaluar la saturación de agua a pozo entubado, sin contar con un perfil adecuado de resistividad a pozo abierto, la herramienta a utilizar depende de la salinidad del agua de formación, de la porosidad y arcillosidad. Para porosidades medias a altas con alta salinidad del agua de formación se puede utilizar una herramienta que mida la sección de captura de neutrones termales, por ejemplo la herramienta TDT-K. La capacidad de captura del agua aumenta considerablemente con la salinidad y permite diferenciarla del petróleo. Como se indicó previamente, la arcillosidad también afecta a la capacidad de captura ( $\Sigma$ ) de neutrones termales. Por lo tanto para una evaluación adecuada de la saturación es necesario poseer un buen indicador de arcillosidad, independiente de  $\Sigma$ .



### Evaluación de saturación de agua con la herramienta TDT

Los perfiles que se muestran corresponden a un pozo antiguo ubicado en las cercanías de Plaza Huincul en la provincia de Neuquén, el cual no contaba con información de perfiles adecuados a pozo abierto. Se efectuó a pozo entubado el registro TDT-K/GR. El perfil de Rayos Gamma está indicado en la pista 1. En las pistas 2 y 3 se grafican las curvas de  $\Sigma$  y Ratio. Esta última medida es un cociente entre las cuentas entre dos detectores ubicados a diferentes espaciamientos, y permite derivar en forma indirecta (junto con  $\Sigma$ ) una porosidad similar a la que se obtiene con un perfil neutrónico.

En función de los datos ( $\Sigma$ , GR, Ratio) se resuelven las incógnitas ( $\Phi$ ,  $S_w$ ,  $V_{sh}$ ) a través de un modelo de interpretación. Es conveniente incluir la porosidad derivada del perfil neutrónico en la interpretación del TDT – K. La computación obtenida en la boca del pozo con una unidad CSU está indicada sobre la pista derecha. El pozo fue punzado de 797,0 a 802,0 metros y de 725,5 a 730,0 metros, y el ensayo de las dos capas en conjunto fue de 12 m<sup>3</sup>/d de petróleo surgente sin agua.

Un método para evaluar porosidad, arcillosidad, saturación de agua y litología, que es independiente de los descriptos previamente, es la espectrometría de rayos gamma inducidos. La herramienta GST bombardea la formación con neutrones de alta energía y en base a los espectros de rayos gamma inducidos estima las proporciones relativas en la formación de los siguientes elementos: H, C, O, Fe, Si, Ca, S, Cl.

En base a estas proporciones relativas y a un modelo interpretativo se pueden estimar las propiedades petrofísicas y la litología de la formación.

Además de las proporciones relativas de los elementos, la herramienta GST obtiene a partir de los espectros la sección de captura de neutrones termales ( $\Sigma$ ).



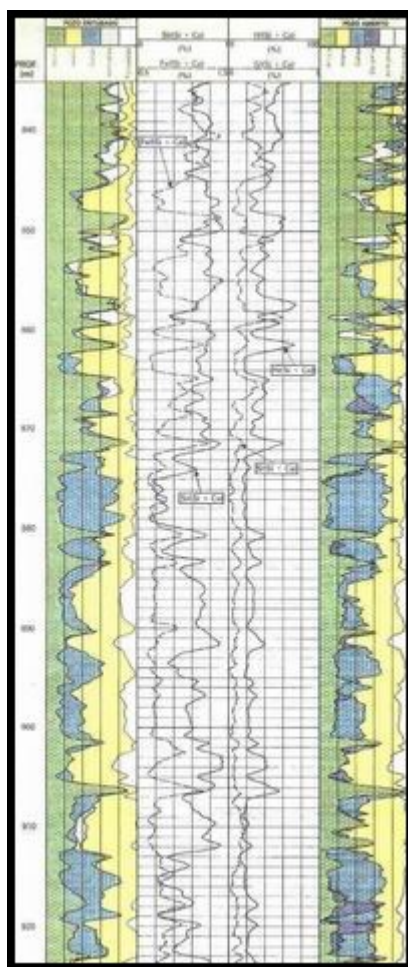
Para disminuir las incertidumbres derivadas de las variaciones estadísticas, cuando se desea obtener las proporciones de C u O es necesario efectuar medidas estacionarias, es decir con la herramienta parada a distintas profundidades. En su defecto es necesario efectuar varias secciones repetidas a muy baja velocidad.

La interpretación es muy dependiente del fluido existente dentro del pozo y de lo que se encuentre entre la cañería y la formación (agua, petróleo, cemento,...).

Para una interpretación correcta, conviene preparar adecuadamente la operación para asegurarse que las condiciones de completación y propiedades de la formación estén dentro del rango de resolución de la herramienta.

El ejemplo que se presenta a continuación corresponde a un pozo de la provincia de Río Negro, cercano a la ciudad de Catriel. Es un pozo de estudio con litología variada del cual se deseaba extraer la mayor información posible. En pozo abierto se registró un juego completo de perfiles: DI-SFL/MSFL/LDT/CNL/BHC/NGT/EPT. El modelo de interpretación litológico que se utilizó con la computación Global asumió proporciones variables de porosidad – arcilla – arena – caliza – dolomita y anhidrita.

La computación resultante está indicada en la pista derecha de la siguiente figura.



### **Ejemplo de evaluación de litología a pozo entubado con la herramienta GST. Comparación con la evaluación a pozo abierto**

En pozo entubado, durante la terminación, se registró con la herramienta GST para confirmar, y de ser posible mejorar, la descripción litológica.

Sobre las pistas 2 y 3 se indican relaciones entre las proporciones relativas de ciertos elementos en la formación.

La relación  $Si/(Si+Ca)$  graficada en la pista 2 permite reconocer cualitativamente entre carbonatos y silicatos; cuando esta relación tiende a cero se está en presencia de carbonatos y viceversa. Se observa la excelente correlación entre esta curva y el volumen de carbonatos calculado a pozo abierto (por ejemplo 875-880 metros). La relación  $Fe/(Si+Ca)$  indicada en la misma pista correlaciona con el volumen de arcilla. La relación  $H/(Si+Ca)$  indica las variaciones de concentración de Hidrógeno en la formación; la concentración del mismo aumenta con la arcillosidad y con la porosidad, lo cual se puede verificar comparando los valores  $H(Si+Ca)$  graficados en la pista 3 con los resultados de pozo abierto (pista 4).

También en la pista 3 está graficada la relación  $S/(Si/Ca)$  la cual es representativa del porcentaje de anhidrita; se puede observar el aumento de esta relación en la parte superior, coincidiendo con la evaluación de pozo abierto.

Es importante recalcar que en el presente estado de la técnica de la espectrometría en perfilaje no es posible diferenciar dolomías de caliza, y se engloban ambas bajo "carbonatos".

La interpretación litológica derivada de los datos provenientes del GST está indicada en la pista 1. La similitud con la evaluación litológica de pozo abierto es notable, especialmente si se tiene en cuenta que la comparación se efectúa entre registros con principios de medida diferentes.

En resumen, a pozo entubado se pueden efectuar desde simples hasta muy complejas evaluaciones.

Una aplicación típica en Argentina es la obtención a pozo entubado de la porosidad y arcillosidad en pozos que únicamente cuentan con un perfil de inducción a pozo abierto, para luego calcular la saturación de agua a partir de la resistividad, porosidad y arcillosidad, o para completar la información del yacimiento para estudios de reservorio.

Otra aplicación en las Cuencas Neuquina y Cuyana ha sido la utilización del perfil TDT – K para la evaluación de saturación de agua en pozos que poseen perfiles eléctricos antiguos, o que directamente no los poseen. Es de hacer notar que estas cuencas tienen yacimientos con muy alta salinidad en el agua de formación.

## CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

El principal problema, aún no resuelto totalmente con perfiles, es la predicción del fluido que producirá cada capa. Existen yacimientos en los cuales los cálculos de saturación de agua a partir de perfiles permiten predecir la producción de agua o petróleo, pero también existen otros en los cuales el porcentaje de éxito en la predicción es apenas superior al 50%.

El tema ha dado origen a una incesante búsqueda de alternativas que ha mejorado la evaluación en algunas zonas, pero aún no se ha encontrado una solución general para todos los casos.

Hasta el presente casi todos los métodos han tratado de mejorar la exactitud en el cálculo de la saturación de agua ( $S_w$ ), y en algunas ocasiones la comparación  $S_{xo}-S_w$  para predecir la movilidad de hidrocarburos. Estos métodos han tratado de resolver algunos o varios de estos problemas simultáneamente:

1. Variación de la salinidad del agua entre capas.
2. Evaluación correcta de la arcillosidad. Su conocimiento es importante por el efecto en el cálculo de saturación. La respuesta del perfil de Rayos Gamma es aleatoria; el potencial espontáneo está afectado por la variación de salinidades; por el potencial electrocinético y por sales diferentes a CINA; la separación  $\Phi D - \Phi N$  está afectada por variaciones litológicas.
3. Capas delgadas
4. Variación del exponente de cementación "m" con la litología.



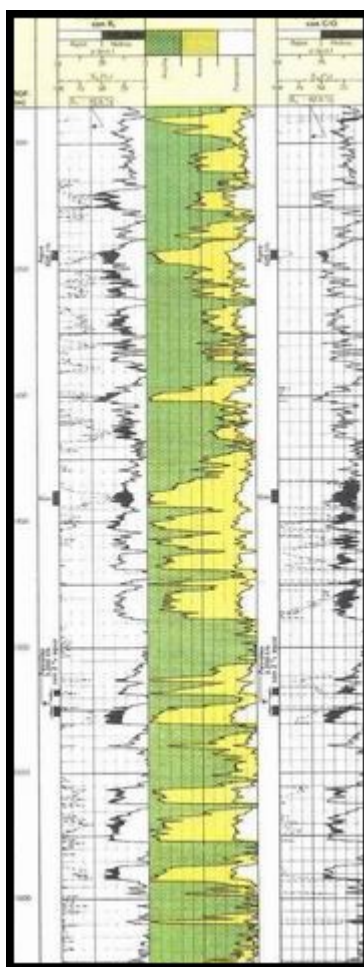
### Registro típico en la Cuenca del Golfo San Jorge

En la figura se muestra un ejemplo del flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. En el tramo presentado se pueden identificar cerca de 20 capas.

El pozo estudiado cuenta con un perfil de inducción a pozo abierto y durante una reparación se corrieron las herramientas GST – CNL a pozo entubado.

Se puede observar en la pista 1 la curva de  $\Sigma$  obtenida con el GST, la cual puede ser utilizada para la evaluación de arcillosidad porque la salinidad del agua de formación es baja.

Con los datos de porosidad derivados del perfil neutrónico, la arcillosidad derivada de  $\Sigma$ , y la resistividad obtenida con el perfil de inducción se efectúa una evaluación como se indica en las pistas 1 y 2.



### Evaluación comparativa: perfil de inducción y C/O

Con los datos de porosidad y arcillosidad anteriores y los valores de la relación C/O obtenidos con el GST se efectúa una evaluación como se observa en las pistas 2 y 3.

La decisión de abrir o no una capa se basa en diferentes fuentes de información: cálculos con perfiles, testigos laterales y correlación.

El criterio con perfiles apunta a seleccionar las capas menos arcillosas, con mejor porosidad y menor saturación de agua.

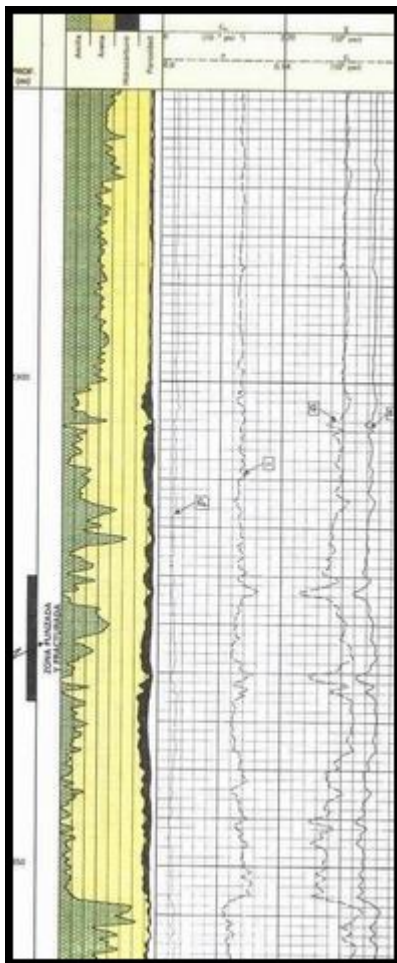
En las dos figuras anteriores se indican las capas punzadas y los resultados de los ensayos. La capa inferior resultó "sin entrada", un problema que también es típico en la cuenca; en este caso el desarrollo del potencial espontáneo y la evaluación computada indican la presencia de arcilla (15 a 20%) en la capa.

En el entorno de 1525 metros se produjo petróleo con solo 2% de agua. Los valores de saturación de agua calculados con ambos métodos están en el orden del 63%. La zona de 1437 y 1442 metros produjo gas, coincidiendo con los bajos valores calculados de  $S_w$ .

De 1342 a 1345 metros se produjo agua durante el ensayo luego de punzar. Este resultado está de acuerdo con la alta saturación de agua calculada con el perfil GST; los cálculos de  $S_w$  con el perfil de inducción son en esta capa similares a los de la zona que produjo petróleo. Este ejemplo es una confirmación de las dificultades que presenta la predicción en la cuenca cuando se utilizan los cálculos derivados de perfiles de resistividad, especialmente cuando las saturaciones de agua calculadas son cercanas al 60%.

### EXTENSIÓN VERTICAL - FRACTURAS HIDRÁULICAS

La altura de las fracturas hidráulicas es uno de los parámetros que más influyen en el diseño de las mismas. La extensión vertical de la fractura es estimada igual al espesor de la capa cuando ésta no es muy espesa y se encuentra entre dos zonas claramente arcillosas. El problema se complica cuando las formaciones aledañas no son muy arcillosas, o cuando hay varias zonas permeables separadas por intercalaciones de poco espesor.



### Perfil de constantes elásticas en las formaciones Sierras Blancas y Catriel

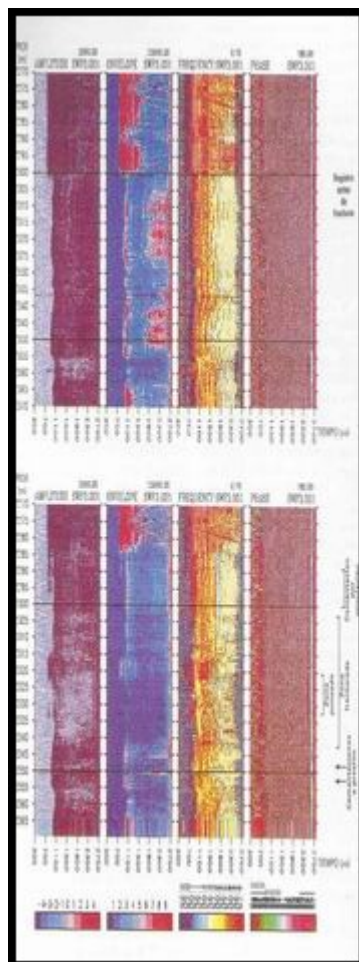


En la pista de la izquierda se muestra la evaluación litológica y de fluidos. Con el código de "arcillas" se han representado a las limolitas y a las arcilitas. La zona petrolífera de interés se extiende de 2300 a 2353 metros. De 2300 metros hacia arriba se desarrolla una sección de areniscas muy finas y limolíticas. Por debajo de 2357 metros la formación es acuífera. En las otras pistas se grafican las constantes elásticas de la formación. En particular, el análisis de Poisson ( $\mu$ ) muestra que las diferencias en la plasticidad son muy pequeñas entre la sección limolítica por encima de 2300 metros y las arenas inferiores. La propagación vertical de una fractura hidráulica no necesariamente se frena a esa profundidad. Por el contrario la zona arcillosa de 2354 a 2360 metros presenta un aumento de la relación de Poisson con respecto a la zona inmediata superior, lo que indica una posible barrera a la propagación vertical.

La propagación vertical de las fracturas depende de muchos otros factores, tales como las tensiones laterales de la formación, la presión poral, la estratificación, la calidad de la cementación, la posición y la densidad de los disparos y el espesor de la zona punzada, el diámetro de los agujeros de la zona punzada, las propiedades del fluido de fractura, la presión de fondo, el caudal y el volumen inyectado durante la fracturación. Los modelos de predicción deben contar necesariamente con algún sistema de verificación "in situ" para ajustar las hipótesis iniciales.

La verificación de la altura fracturada se puede efectuar con perfiles de temperatura o de rayos gamma. En el primer caso se intenta reconocer las zonas enfriadas durante la inyección de fluido, y en el segundo las zonas donde se acumuló material radioactivo que se mezcla con el material inyectado.

En muchas ocasiones la interpretación de los registros comentados resulta dudosa. Por tal motivo se ha desarrollado en Argentina un método de verificación independiente basado en el análisis de las formas de ondas registradas con una sonda de sónico con espaciamento largo. La primera experiencia con este método fue efectuada en el pozo perteneciente a la Cuenca Neuquina, el cual fue punzado de 2320 a 2333 metros y luego fue fracturado.



**Atributos de registros de ondas sísmicas antes y después de una fractura hidráulica**

En la parte superior se representan algunos de los atributos de las ondas de sísmico registradas con un espaciado de 12 pies antes de fracturar. Los atributos que se grafican en función de la profundidad y del tiempo de arribo son la amplitud, la energía, la frecuencia y la fase espontánea. Este último atributo se obtiene a través de un proceso matemático conocido como Transformada de Hilbert y tiene la propiedad de delinear con nitidez los eventos, aun cuando éstos sean débiles. Sobre la banda de frecuencias se pueden observar claramente las ondas compresionales en color naranja y las ondas de corte en color amarillo, lo que confirma la excelente discriminación que se obtiene entre ambas con este tipo de sondas; por encima de 2300 metros de cañería está libre, y se aprecia en el espectro de colores que las señales tienen mayor frecuencia.

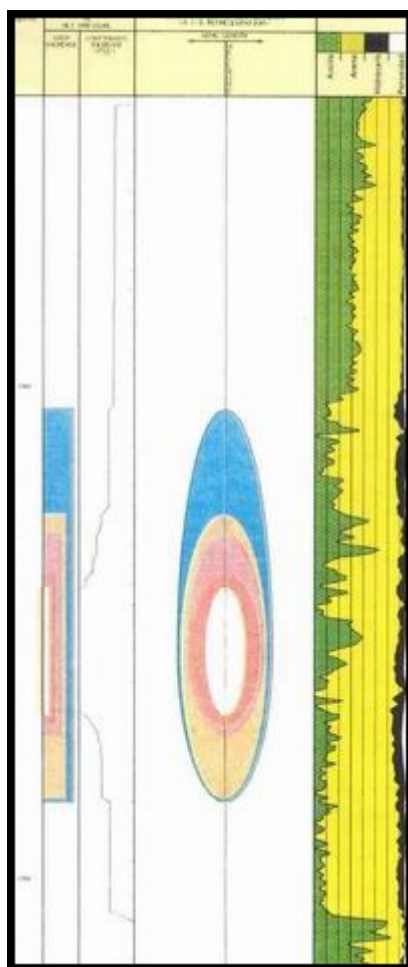
Con posterioridad a este registro se efectuaron las siguientes operaciones:

- a. Se cementó a presión a 2353 metros y a 2347 metros a través de punzados auxiliares.
- b. Se efectuó una cementación auxiliar por circulación entre punzados ubicados a 2299 y 2287 metros.
- c. Se punzó de 2333 a 2320 metros con una densidad de disparo de 1 tiro/metro.
- d. Se fracturó la zona punzada en c).

El análisis del perfil de ondas sísmicas registrado con posterioridad a estas operaciones está indicado en la parte inferior de la figura. Se puede constatar que:

1. Se notan los efectos de las cementaciones a presión a 2353 y 2347 metros (¿fractura de formación?).
2. Se consiguió buena cementación por circulación entre 2299 a 2287 metros.
3. Se rompió la adherencia del cemento de 2323 a 2316 metros aproximadamente.
4. La zona de 2320 a 2302 metros fue fracturada en menor grado que la zona anterior, o quizás se haya cerrado parcialmente. Esta conclusión surge del análisis comparativo de las distorsiones de los atributos en ambas zonas respecto al registro previo a la fractura.
5. La zona masivamente fracturada se extiende de 2320 a 2342 metros. Se observa la casi desaparición de las señales en la amplitud y en la energía.
6. La fractura no se propagó hasta la zona acuífera (2357 metros)
7. La fase instantánea en la pista 4 permite distinguir los arribos para calcular tiempos de tránsito aun cuando la señal de amplitud es muy débil.

Un modelo que se puede utilizar para estimar la propagación vertical de las fracturas es la computación Frac-Hite. Este modelo asume una propagación planar en dos dimensiones y utiliza los registros de las constantes elásticas, la presión litostática, la presión poral y la ubicación de las zonas punzadas para calcular la altura de la fractura creada ante una determinada presión de fondo durante el tratamiento. El programa no considera las pérdidas de carga por fricción en los punzados y en la fractura, y por lo tanto asume que la presión del fluido en la fractura es dicha presión de fondo. Tampoco considera los efectos de discontinuidad en las interfaces de las capas, los cuales pueden tener influencia en el crecimiento vertical. Los resultados se presentan para distintas presiones de fondo.



### Estimación de la altura de una fractura

Cuando crece la presión de fondo se obtiene una mayor altura de fractura. Para la presentación se asume que a una mayor presión corresponde un mayor volumen de tratamiento, lo que explica el crecimiento radial de las elipses.

La computación está ajustada para que la elipse mayor determine el alto de la fractura igual al verificado en la figura anterior ( de 2302 a 2342 metros).

Manteniendo las condiciones operativas con las cuales se efectuó la fractura de este pozo, es posible utilizar el programa Frac-Hite en este campo para estimar la altura de la fractura en otros pozos, para diferentes alternativas de punzados. El método está siendo utilizado en varios yacimientos de la Cuenca Neuquina.

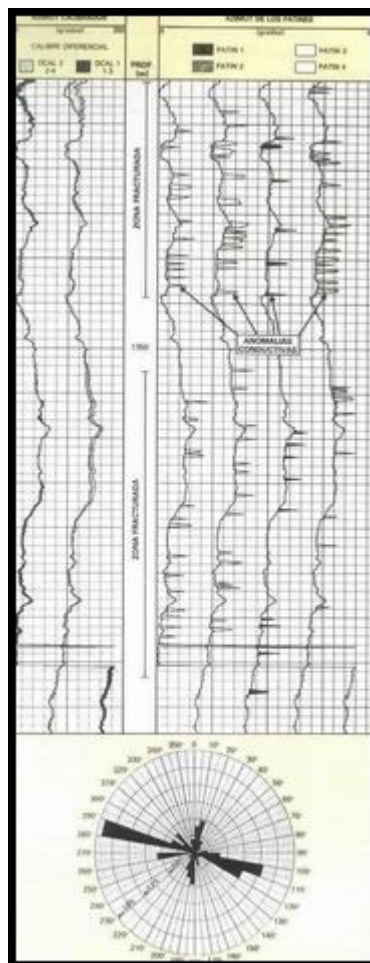
### YACIMIENTOS FRACTURADOS

En Argentina se han intentado todas las técnicas tradicionales para la detección de fracturas, con suerte diversa.

Son utilizados para detectar zonas fracturadas el perfil de buzamientos, los registros de ondas o VDL, el calibre, el perfil de lito-densidad, la combinación DLL-MSFL, el crossplot " $\log R_t$  vs.  $\log \Phi$ " para detectar zonas con valores bajos del exponente de cementación "m", etc. En ocasiones se combinan varios indicadores dándole un peso probabilístico a cada uno, y se obtiene un "indicador promedio" como función de todos los perfiles (programa DET-FRA).

Cuando la formación es homogénea la detección de las zonas fracturadas es relativamente simple, pues basta comparar zonas de respuesta "anormal". Este tipo de análisis quedó evidenciado en la figura en la que se comparó los atributos de las ondas de sonido antes y después de una fracturación. Ese ejemplo es sencillo pues se analizan los atributos de la zona fracturada sabiendo como serían si no estuviera fracturada. Cuando no se tiene el conocimiento previo, este análisis comparativo es necesario hacerlo entre zonas con y sin fracturas en un mismo pozo, o pozos vecinos. El dilema que muchas veces se presenta consiste en reconocer si las diferencias se deben a la presencia de fracturas o a otras razones. Por ello el análisis siempre es más sencillo cuando la formación es homogénea.

Las anomalías en las conductividades del perfil de buzamiento y los análisis de los registros de ondas sísmicas son los métodos tradicionales que obtuvieron mayor porcentaje de éxitos, sin que se pueda asegurar que son concluyentes.



### **Orientación del sistema de fracturas obtenida con las anomalías conductivas del perfil de buzamientos**

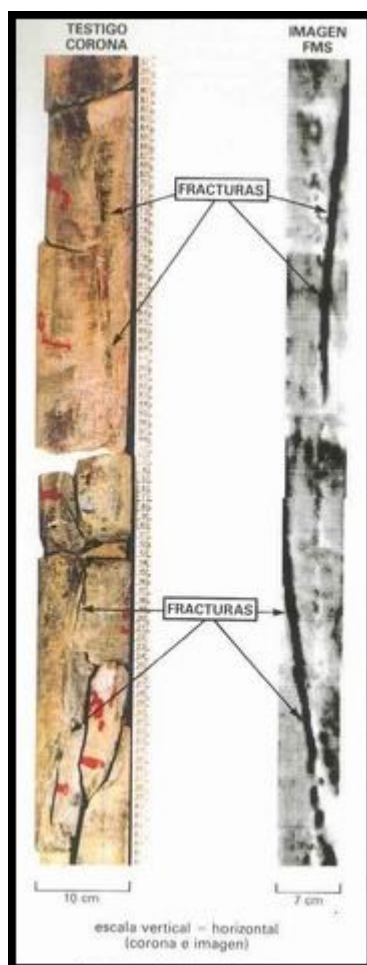
La figura corresponde a un ejemplo obtenido con el perfil de buzamientos en un pozo productor de petróleo, con fracturas naturales en tobos de la Cuenca Austral.

El diagrama de acimutes representa la frecuencia de anomalías conductivas encontrada en varias secciones repetidas sobre el tramo de interés. La principal orientación de las fracturas es ONO/ESE.

Actualmente las técnicas de detección de zonas fracturadas se orientan a utilizar "imágenes de pozo".

Una de estas técnicas utiliza la información de los ecos de sonido obtenidos con la herramienta BHTV. La nueva versión de este equipo aún no fue utilizada en Argentina.

Otra herramienta denominada FMS, obtiene una "imagen eléctrica" del pozo proveniente de dos patines que contienen 27 electrodos cada uno. Esta herramienta ya ha efectuado registros en el país.



### Detección de fracturas con la herramienta FMS. Comparación con una corona

En la figura se muestra la comparación de la "imagen eléctrica" proveniente de un patín y las fotos de una corona obtenida a esa profundidad, pudiéndose reconocer claramente las fracturas sobre el perfil y en la corona.

Esta técnica tiene una excelente aplicación en reservorios fracturados para reconocer el espesor de la zona fracturada. Cuando se desee cubrir la mayor parte de la circunferencia del pozo será necesario efectuar varias secciones repetidas ya que cada patín solo cubre 7 cm de circunferencia de pared.

### CEMENTACIÓN Y ESTADO DE LA CAÑERÍA

La herramienta CET (Cement Evaluation Tool) como su nombre lo indica fue diseñada para evaluar la calidad del cemento en el pozo.

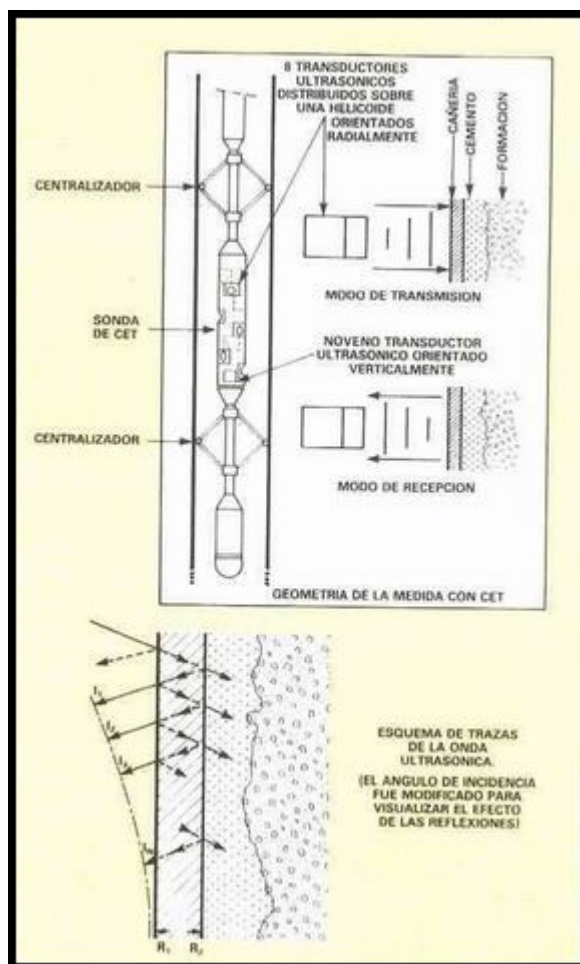
La herramienta consta de 8 transductores dispuestos radialmente en forma helicoidal a 45 grados uno del otro, y de un noveno transductor orientado según el eje de la herramienta enfrente a una placa metálica, la que se encuentra ubicada a una distancia conocida.

Cada uno de los transductores puede analizar la cañería con un haz de dos pulgadas de diámetro.



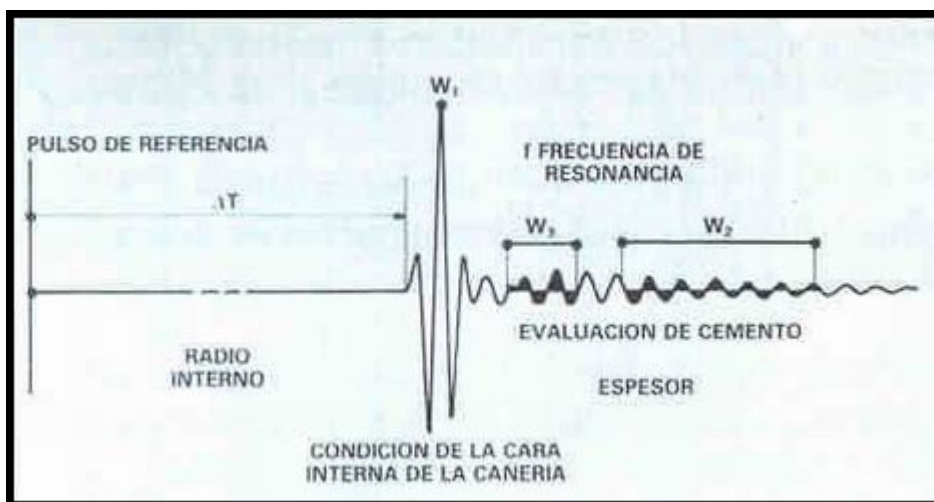
El noveno transductor permite medir en forma continua la velocidad de propagación de la onda en el fluido del pozo.

Su principio de medida se basa en el registro de las sucesivas reflexiones que sufre un pulso emitido por un transductor, orientado según un radio de la cañería, al alcanzar las discontinuidades en la impedancia acústica del sistema: fluido (en el pozo) – espesor de cañería – cemento – formación. Este proceso se asemeja al de un sismograma en pequeña escala.



### Herramienta CET. Principio de medida

La señal registrada en el transductor tiene la forma indicada en la figura siguiente.



### Señal recibida en un transductor del CET

La información básica contenida en esta señal es:

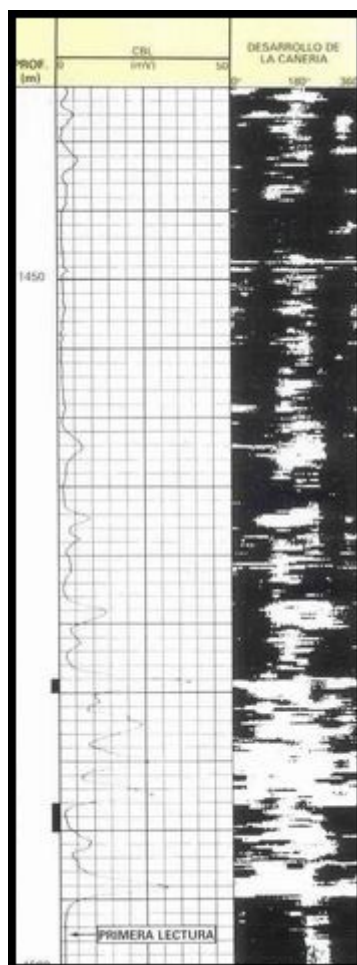
T – Tiempo de tránsito, transductor – cara interna de la cañería – transductor.

$W_1$  – amplitud del primer reflejo en la cara interna de la cañería (FE, First Echo)

$W_2$  y  $W_3$  – energía reflejada en la discontinuidad de impedancia acústica entre cañería y cemento.

f – frecuencia de resonancia en el espesor de la cañería.

La siguiente figura es un ejemplo en un pozo con 5 grados de desviación.



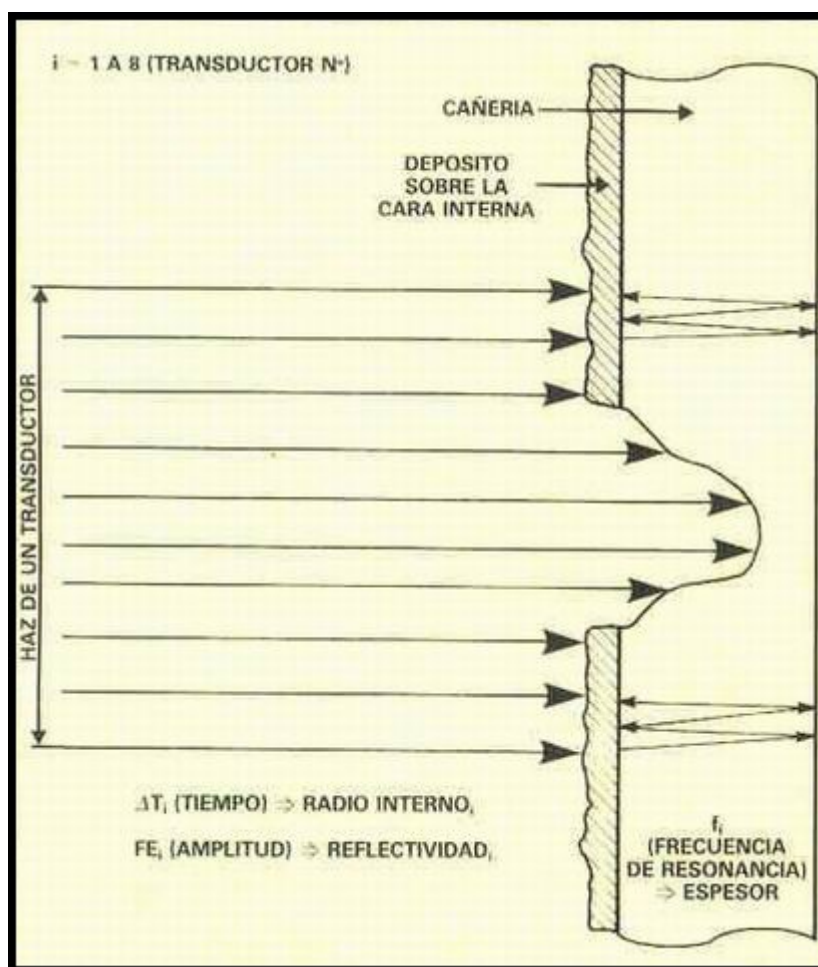
### Evaluación de la cementación

La pista de la derecha representa el desarrollo de la cañería: los bordes representan la generatriz superior y el centro el lado bajo de la cañería. En negro se representan las zonas con buena adherencia y en blanco las zonas con mala adherencia de cemento. En general la tendencia muestra que la parte baja de la cañería tiene mala cementación, lo que es lógico en un pozo desviado en el cual la cañería se recuesta sobre la formación. En la zona inferior del registro, entre 1479 y 1490 metros, donde la canalización es evidente, se punzó auxiliares y se cementó por circulación.

Sobre la pista de la izquierda se representó la amplitud del registro CBL típico. La información del CET (pista derecha) permite reconocer si las variaciones de amplitud del CBL corresponden a variaciones de circunferencia libre o a variaciones de la adherencia sobre toda la circunferencia.

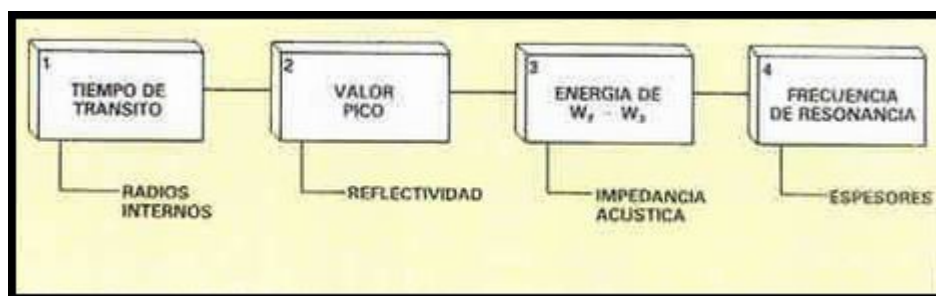
La respuesta del CET al ser comparada con mediciones específicas de corrosión ha probado ser muy interesante. Por esta razón se decidió mejorar el diseño de la herramienta, con el fin de registrar la forma de onda de cada transductor en su totalidad.

El CET digital permite registrar en cinta magnética las formas de onda de todos los transductores para su posterior análisis.



### Mediciones del CET y parámetros derivados

Puede observarse como del registro de onda de un transductor se obtiene información de la forma de la cañería, de su corrosión y de su estado de desgaste.

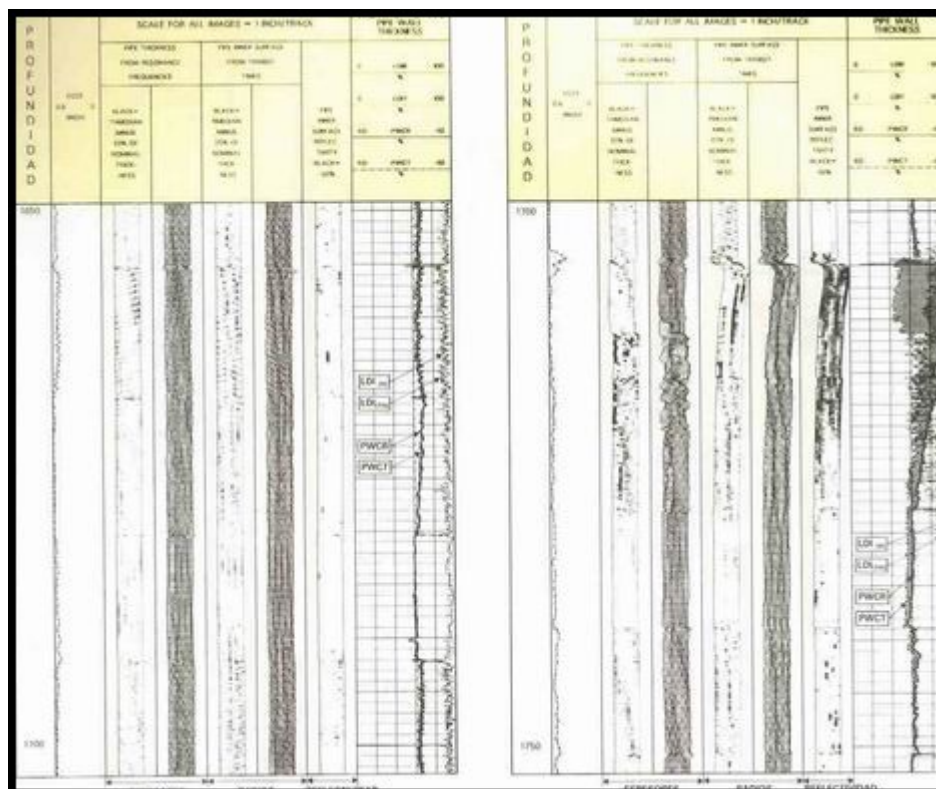


### Orden de confiabilidad en las mediciones

La figura ordena con grado decreciente de credibilidad los parámetros y las características asociadas de la cañería, los cuales son:

- Los radios internos como función de los tiempos de tránsito  $\Delta t$  (la geometría de la herramienta y la velocidad en el fluido del pozo son constantes y/o medidas punto a punto).
- La textura de la cara interna de la cañería como función de la amplitud de la primera reflexión ( $W_1$  o  $FE$ ).

- La impedancia acústica del conjunto cañería – cemento (calidad del cemento) como función de la energía normalizada en las ventanas de medida  $W_2$  y  $W_3$ .
- El espesor de la cañería como función de la frecuencia de resonancia.



### Ejemplo de evaluación del estado de la cañería

El programa PIQL (PIPE INSPECTION QUICKLOOK) permite analizar estos parámetros y graficar las características de la cañería en un perfil compuesto por:

- imágenes, en escalas grises e imágenes del tipo conocido como 3D (tres dimensiones), y
- curvas de porcentaje de los parámetros medidos referidos a los valores nominales de la cañería.

Las imágenes representan:

- Los ratios internos de la cañería.

La imagen del tipo 3D grafica los radios luego de filtrar las variaciones bruscas lo que resalta los defectos de características generales, como ser ovalidad y desgaste. Por el contrario la imagen en escala grises es útil para identificar defectos localizados; en este caso los radios son corregidos solamente por excentricidad. La pérdida de metal estará representada por un oscurecimiento de los grises.

- La reflectividad de la cara interna de la cañería.

Previa normalización para compensar por diferencias de potencia de un transductor a otro, las amplitudes se convierten en una imagen del tipo escala de grises, en la que el blanco representa reflectividad normal y el negro 50% de pérdida de reflectividad nominal.

- Los espesores de la cañería.



En los espesores se emplea la misma graficación utilizada con los radios internos: una imagen de 3D y otra en escala de grises, que como las anteriores están relacionadas con defectos de características generales y defectos localizados respectivamente.

A priori podría suponerse que la suma de un radio interno más un espesor daría una indicación del diámetro externo; esto no es así ya que la medición de los radios es sensible a los depósitos internos de la cañería, mientras que por el contrario la medición de espesores es relativamente insensible a estos depósitos.

Las curvas porcentuales representan:

- Cambios en los espesores de cañería respecto al valor nominal,

- a. calculados a partir de la medición de los radios:

$$PWCR = (R \text{ median} - R \text{ nominal}) / TH \text{ nominal}$$

Donde:

R median es el radio promedio para el nivel analizado corregido por excentricidad.

R nominal es el radio nominal de la cañería analizada.

TH es el espesor nominal de cañería analizada.

El valor es adimensional y refleja el porcentaje de pérdida o ganancia de espesores medida a partir de los radios internos.

- b. calculados a partir de la medición de espesores:

$$PWCT = (TH \text{ median} - TH \text{ nominal}) / TH \text{ nominal}$$

Donde:

TH median es el espesor promedio para el nivel analizado.

Esta relación es adimensional como la anterior. Normalmente las dos curvas se superponen con el fin de indicar cuando se separan, ya sea corrosión externa o depósitos en la cara interna de la cañería.

- Indicadores de grandes defectos en la cañería.

- a. a partir de la medición de radios

$$LDIR = (R \text{ median} - R \text{ maximun}) / TH \text{ nominal}$$

- b. a partir de la medición de espesores

$$LDIT = (TH \text{ minimum} - TH \text{ median}) / TH \text{ nominal}$$

Ambas curvas son adimensionales y resaltan la presencia de defectos localizados como ser perforaciones aisladas o rayaduras.

Estas curvas se superponen para facilitar su comparación.

El ejemplo de la figura anterior es un perfil de un CET digital procesado con el programa PIQL en el cual pueden observarse todas las imágenes y curvas descriptas.

En este pozo de la Cuenca Neuquina se observan tramos en los que la cañería se encuentra en perfecto estado (1680 a 1692 metros), tramos en los que estando la cañería en buen estado muestran cierto efecto de rugosidad atribuible a un defecto de fabricación (1655 a 1667 m y 1692 a 1704 m) y tramos en los que los radios internos muestran un desvío gradual mientras que los espesores muestran un efecto mucho menor (1705 a 1728 m).

Para la interpretación de este perfil se supuso la existencia de una acumulación de sales o de un colapso.

La medición de los radios reforzó la teoría del depósito de sales. El tratamiento con ácido fue efectivo y solucionó el problema, corroborando esta suposición.

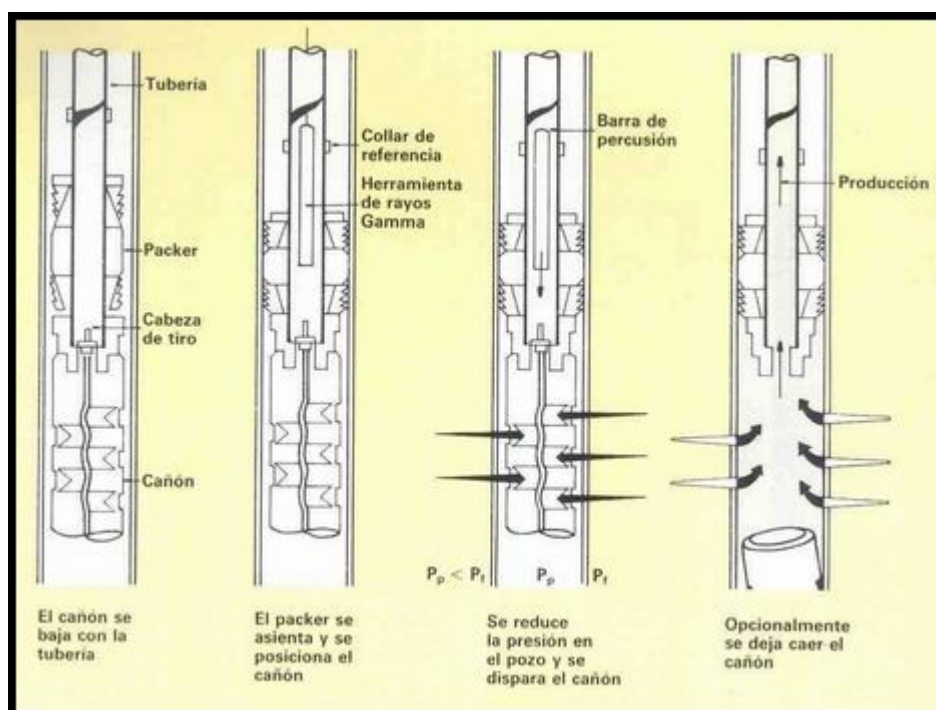
El CET digital al conjugar en un perfil la evaluación de cemento y un método de inspección de la cañería, permite tener desde el comienzo de la vida de un pozo un perfil base de referencia de gran ayuda en futuras evaluaciones del estado de la cañería.

Todo perfil orientado a determinar la corrosión o estado de una cañería requiere para ser efectivo, el conocimiento de las condiciones de la misma inmediatamente después de la entubación. Los registros posteriores que se efectúan durante las intervenciones son comparados contra el perfil base y las anomalías son reconocidas fácilmente.

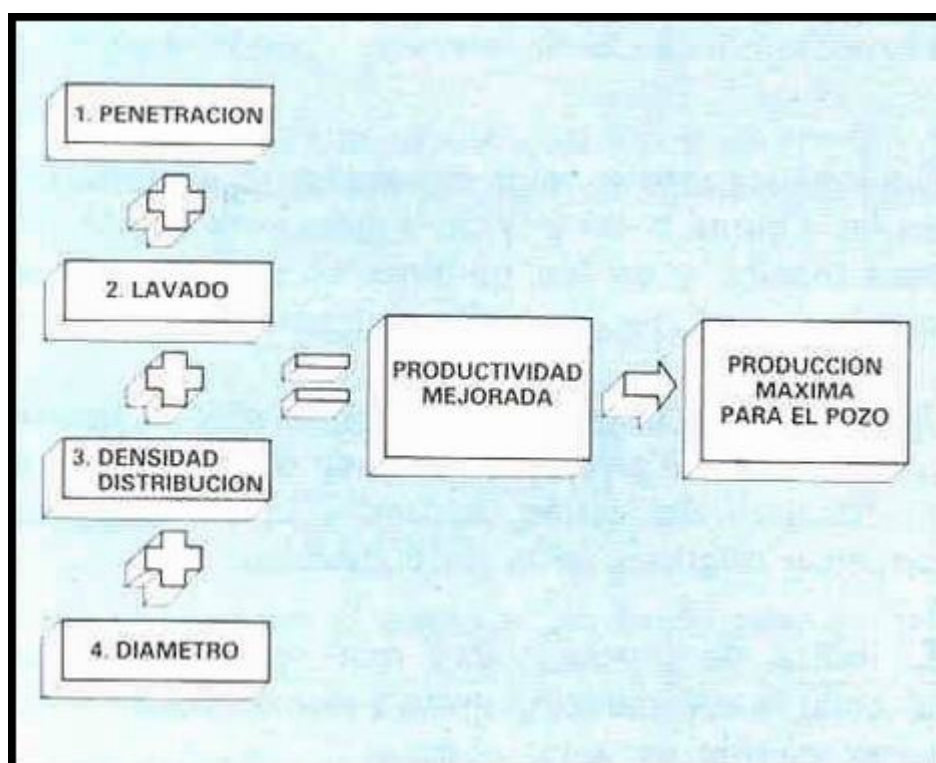
## EFFECTOS DEL PUNZADO EN LA PRODUCTIVIDAD

La técnica de punzamiento con cañones bajados con tubería (TCP) ha sido aceptada y es utilizada con frecuencia en algunos yacimientos.

En las figuras siguientes se reproduce la esquematización de la técnica de punzado y de los parámetros que afectan la productividad del pozo.



## Técnica de punzamiento TCP



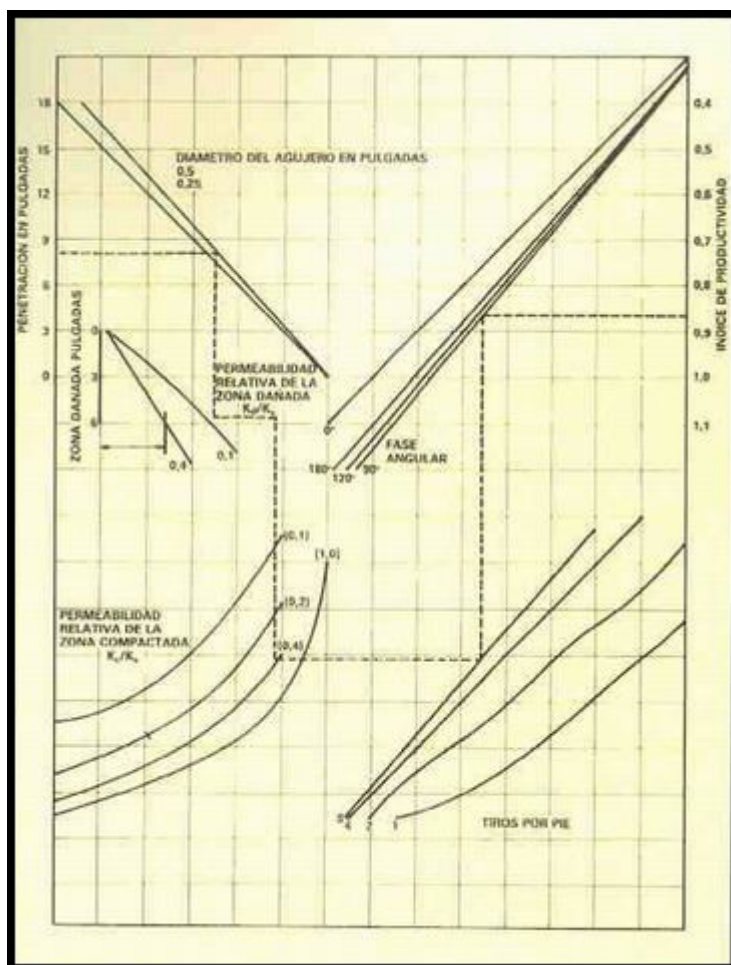
### Parámetros del punzamiento que afectan la productividad

Teóricamente, se pueden evaluar los efectos que la penetración y diámetro de entrada de las cargas, o el diámetro del cañón, la fase y la densidad de disparos originan en la productividad.

El índice de productividad que se calcula para efectuar la comparación entre sistemas puede o no tener sentido en valor absoluto.

Tiene sentido solamente en aquellos yacimientos donde la experiencia haya permitido ajustarlo con la realidad. De todos modos dicho índice permite evaluar las cualidades de un sistema de punzamiento respecto a otro para el mismo modelo de pozo y yacimiento.

El cálculo de este índice de productividad puede hacerse manualmente con ábacos o por medio de computadora con programas específicos.



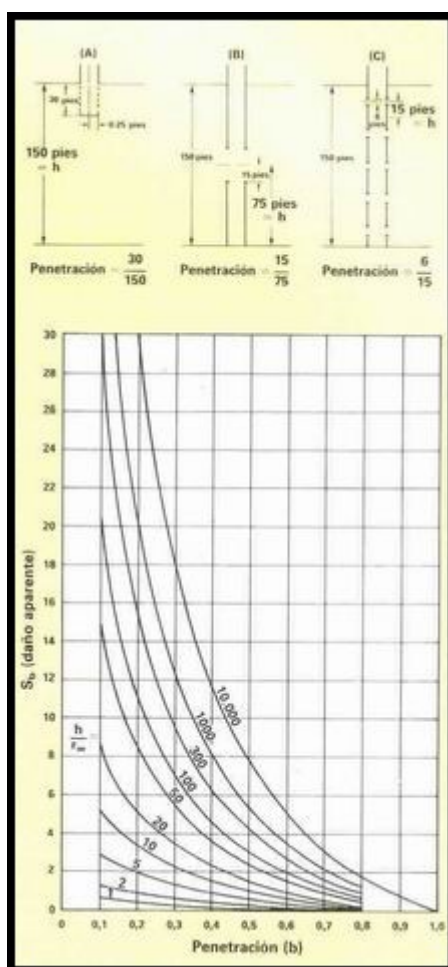
### Relación de productividad: Método gráfico de cálculo

El programa tiene como objetivo:

1. la predicción de la penetración y diámetro de entrada de cargas moldeadas, dado el cañón, completación y características de la formación.
2. la estimación de la influencia de las perforaciones, del factor de daño pelicular y del punzado parcial de la capa en la productividad (inyectividad) de pozos petrolíferos (inyectores).

No tiene en cuenta para el cálculo del índice de productividad la "limpieza" de los punzados. Por lo tanto los cálculos no consideran si el punzado fue hecho a bajo nivel o con el pozo ahogado.

Si tiene en cuenta el factor de daño ("skin") total, resultante del daño aparente por "penetración parcial", daño por invasión y daño por efecto de los punzados. Daño aparente por penetración parcial es el que se origina cuando no se abre toda la capa.



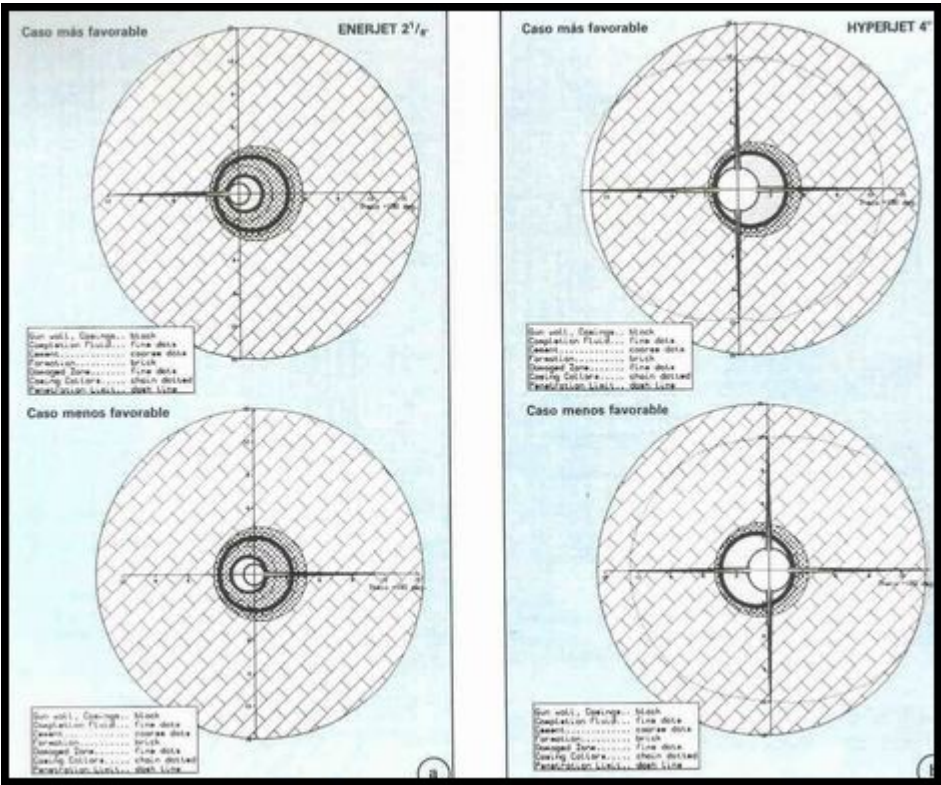
### Penetración parcial en la zona de interés. Cálculo del daño aparente.

La convergencia del flujo hacia la zona parcialmente abierta origina una disminución en la productividad; a este factor se le superpone el efecto de convergencia hacia los punzados en la zona "abierta" (daño por punzados), y la disminución de permeabilidad en los alrededores del pozo debido a la filtración durante la perforación del pozo.

El daño total no es una suma lineal de los daños individuales descriptos.

Las aplicaciones del programa quedan ilustradas en el siguiente ejemplo del sur de Mendoza. Fue necesario evaluar la penetración en la formación y la productividad que se obtendría con cargas Enerjet 2 1/8 pulgadas, 4 tiros/pie en un pozo entubado con dos cañerías; el diámetro de pozo abierto es de 8 1/2, la cañería exterior es de 7 pulgadas y la interior es de 3,5 pulgadas, poseyendo la formación una densidad de 2,71 g/cm<sup>3</sup>.





**Perforaciones calculadas en el programa**

En la figura se muestran los resultados del programa para los casos más o menos favorables, según donde se posicione el cañón y las cañerías.

A fines comparativos se muestran los resultados que se obtendrían con un cañón de 4 pulgadas Hyperjet II, con el pozo entubado únicamente con una cañería de 7 pulgadas. El resumen de los datos de las perforaciones están listados en la siguiente tabla:

ENERJET 2 1/8"				
Caso Angulo	Penetración (pulgadas)		Diámetro del agujero de entrada (pulgadas)	
	Total	Formación	Primera Cañería	Segunda Cañería
Mejor 0	10,23	8,29	0,33	0,19
Peor 180	10,91	6,80	0,33	0,13
API Sect. II	OAP 11,00	TTP 10,25	EH 0,36	

HYPERJET 4"				
Caso Angulo	Penetración (pulgadas)		Diámetro del agujero de entrada (pulgadas)	
	Total	Formación	Primera Cañería	Segunda Cañería
Mejor 0	12,38	11,47	0,40	
90	9,69	7,55	0,40	
180	11,33	7,15	0,38	
Peor 0	10,84	7,55	0,38	
90	10,00	7,45	0,40	
180	12,74	10,97	0,40	
API Sect. II	OAP 16,13	TTP 14,13	EH 0,46	

Se puede observar que la penetración en la formación puede variar entre 8,29 y 6,80 pulgadas cuando se utiliza la carga Enerjet 2 1/8 pulgadas a través de dos cañerías.

Más importante aún es la comparación de los índices de productividades entre ambos sistemas de completación – cañón. Para simplificar el problema se supuso que no hay daño por invasión y que se abre totalmente la zona productiva (no hay daño por penetración parcial).

ENERJET 2 1/8"		
	Mejor Caso	Peor Caso
Densidad de disparo (Tiros/pie)	4,0	4,00
Darcy skin debido a		
• daño (invasión)	0,00	0,00
• completación parcial b = 1,000	0,00	0,00
• perfs. + daño	1,49	1,95
Total Darcy skin b = 1,000	1,49	1,95
Relación de Productividad b = 1,000	0,83	0,79

HYPERJET 4"		
	Mejor Caso	Peor Caso
Densidad de disparo (Tiros/pie)	4,0	4,00
Darcy skin debido a		
• daño (invasión)	0,00	0,00
• completación parcial b = 1,000	0,00	0,00
• perfs. + daño	-0,31	0,55
Total Darcy skin b = 1,000	-0,31	0,55
Relación de Productividad b = 1,000	1,04	0,93

En la tabla se resumen los resultados para ambos casos, indicándose los correspondientes a las posiciones más y menos favorables de los cañones. Mientras que para los disparos con Enerjet el factor de daño oscila entre  $S = 1,49$  y  $S = 1,95$  para los disparos con Hyperjet II oscila entre  $-0,31$  y  $0,55$ .

El valor de daño negativo para el caso más favorable indica que la penetración de las cargas compensa con creces la convergencia del flujo hacia los punzados.

La relación de productividad listada en la misma tabla se refiere al cociente entre la productividad de pozo entubado y la correspondiente a pozo abierto.

Cuando el factor de daño es positivo la productividad decrece y la relación de productividad es menor que 1. Por el contrario cuando el factor de daño es negativo el pozo se comporta como estimulado y la relación de productividad es mayor que 1.

Como conclusión de la comparación entre las relaciones de productividad se obtiene que punzar con cargas Enerjet 2 1/8 pulgadas a través de dos cañerías determina una producción del orden del 80% de la que se obtendría punzando con Hyperjet 4 pulgadas a través de una sola cañería.

Esta conclusión no es totalmente obvia en un análisis rápido. Hay que recordar que se asumió daño y radio de invasión nulo.

Este tipo de análisis se puede efectuar para distintas condiciones y seleccionar el sistema más conveniente ateniéndose a consideraciones económicas.