

VENEZUELA



WEC 1997 Evaluación de Pozos



EVALUACION DE POZOS

Contenido

Prólogo

Capítulo 1

Geología de Venezuela

Capítulo 2

Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela

Capítulo 3

Planificación de Pozos

Capítulo 4

Calidad de los Datos y Eficiencia de la Adquisición

Capítulo 5

Evaluación de Pozos Nuevos

Capítulo 6

Evaluación y Monitoreo de Pozos Existentes

Capítulo 7

Mejoramiento de la Producción

Capítulo 8

Descripción del Yacimiento alrededor del Pozo

Apéndice

Glosario, Índice

CARACAS, DICIEMBRE 1997

Durante los últimos 25 años se han llevado a cabo en forma regular Conferencias de Evaluación de Pozos en los principales países productores de petróleo de todo el mundo. La última vez que una conferencia de este tipo tuvo lugar en Venezuela fue en 1980, durante un período caracterizado por la rápida acumulación de reservas que se produjo a partir de la nacionalización de los hidrocarburos, y poco después de la introducción de unidades de servicios computarizadas al pie del pozo. Desde entonces se han producido grandes cambios, tanto en lo que se refiere a las exigencias de la industria petrolera como a las técnicas disponibles. Una vez más nos encontramos en Venezuela, en los albores de una nueva era en cuanto a la exploración y producción, y a la aplicación de nuevas tecnologías que aportan valor agregado.

En esta nueva publicación nos proponemos mostrar cómo la tecnología ha podido resolver algunos de los problemas relacionados con la exploración y desarrollo de los campos petroleros que revisten particular importancia en Venezuela. El tema central es la “Optimización de la producción del pozo y el conocimiento del yacimiento a partir de datos del mismo.” El alcance de los tópicos es más amplio de lo que era previamente, ya que refleja el enfoque actual tendiente a la integración de los distintos servicios, tanto en su aplicación como en la organización de los mismos.

Dentro de este tema central se presentan diversos ejemplos de planificación de pozos y eficiencia en la adquisición de datos, evaluación de pozos nuevos y de las formaciones a su alrededor, la evaluación de pozos viejos y el incremento de su producción. Se consideran muchas técnicas en términos de su eficacia, la calidad de la información y los aspectos económicos. Hemos incluido también una breve descripción de la geología de Venezuela y una descripción general de los yacimientos de hidrocarburos más representativos del país.

La información se ha producido en tres formas: un libro en español, otro en inglés y un CD-ROM en ambos idiomas. Básicamente todos los ejemplos corresponden a Venezuela, por lo cual agradecemos a PDVSA, a sus filiales y a todas las compañías que autorizaron la publicación de sus datos. También queremos expresar nuestro agradecimiento a los autores y a todas las personas que han contribuido con su tiempo y esfuerzo.

Queremos dedicar este libro a los distintos profesionales que han contribuido a la explotación exitosa de hidrocarburos en Venezuela, y a todos los que recién se inician en este gran desafío.



J. Yearwood
*Vicepresidente y Gerente General,
América Latina y el Caribe,
Dowell*



J. Qualtrough
*Gerente General,
América Latina,
Anadrill*



A. Campo
*Vicepresidente y Gerente General,
América del Sur, México y el Caribe,
Wireline & Testing*



A. Nicoletti
*Vicepresidente,
América Latina,
GeoQuest*



C. Paolini
*Vicepresidente,
América Latina,
Integrated Project Management*

La preparación de este libro fue
coordinada por
J.M.Singer

con la colaboración de
P.Laurent, J-C. Bernys
y los autores y contribuyentes
mencionados en cada capítulo

y el apoyo de
R.Gutiérrez (PDVSA), O.Suárez (Maraven),
D.Flores (Corpoven), L.Escandón (Lagoven),
L.Escoffery, J-L.Roche, D.Gawick, J.Cuesta,
C.Torres y G.Torres.



Golfo de Venezuela

La Vela
costa afuera

Coro La Vela Cumarebo

El Mamón

FALCON

W. Mara
Mara
Sibacora
La Par
La Concepción
Ambrosio
Boscán
Cabimas
Tia Juana
Lagunillas

Tiguale
Las Palmas
Hombre Pintado
Media
Mesa de Mauná

LARA

YARACUY

CARABOBO

ARAGUA

Alturitas
Lago de Maracaibo
Lago de Guatopo
Lago de Centa
Lago de Tachira

Bachaquero
Mesa Grande

Tocuayo

San Felipe

Valencia

Maracay

San Juan de los Morros

El Rosario
Los Manuales
Las Cruces
Tarra

TRUJILLO

PORTUGUESA

COJEDES

Merida

BARINAS

Silvan

Sinco

Silvestre

Barinas

Guanara

San Cristóbal
La Alquitrana

MERIDA

TACHIRA

Apure

Apure

San Fernando de Apure

APURE

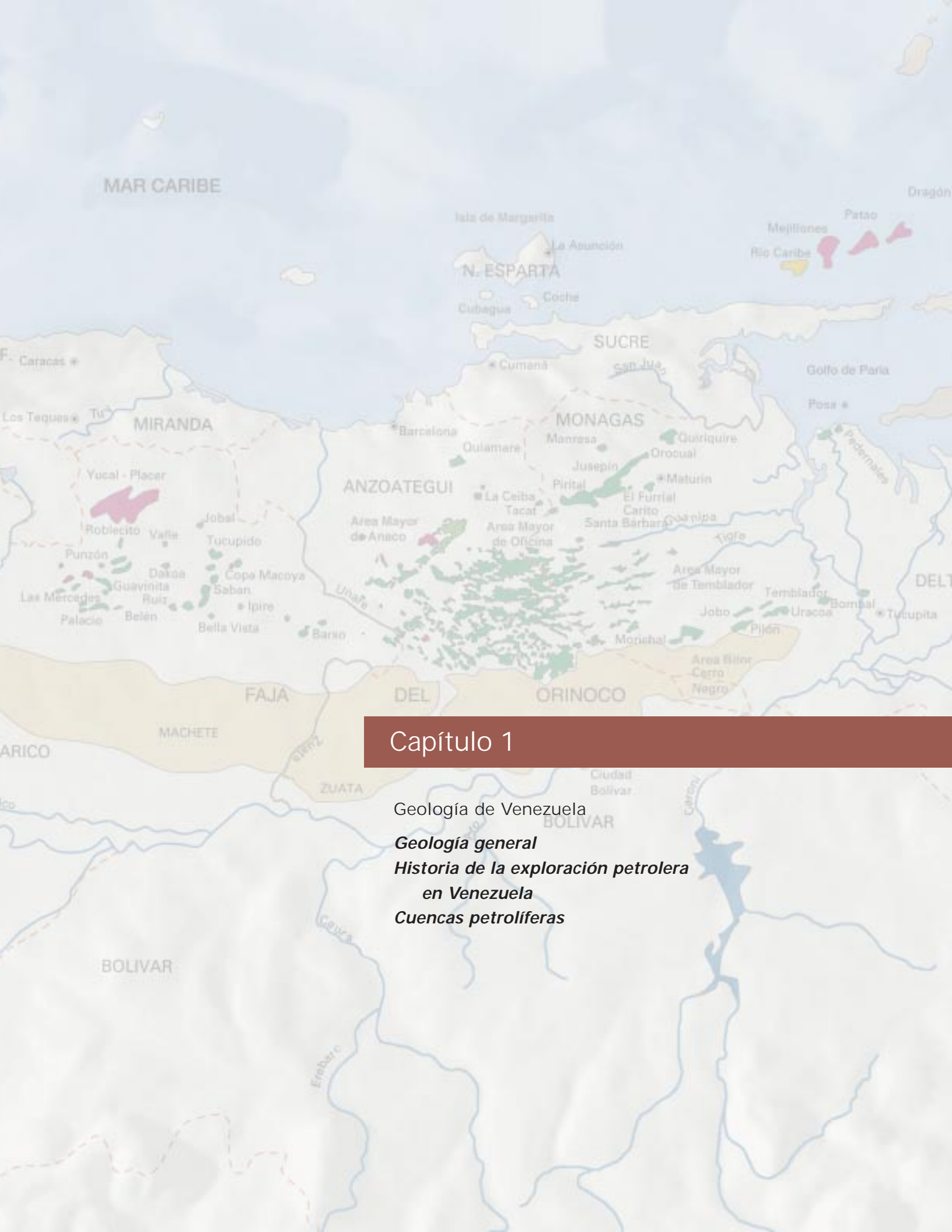
La Victoria
Guafita

Arauca

Arauca

Meta

COLOMBIA

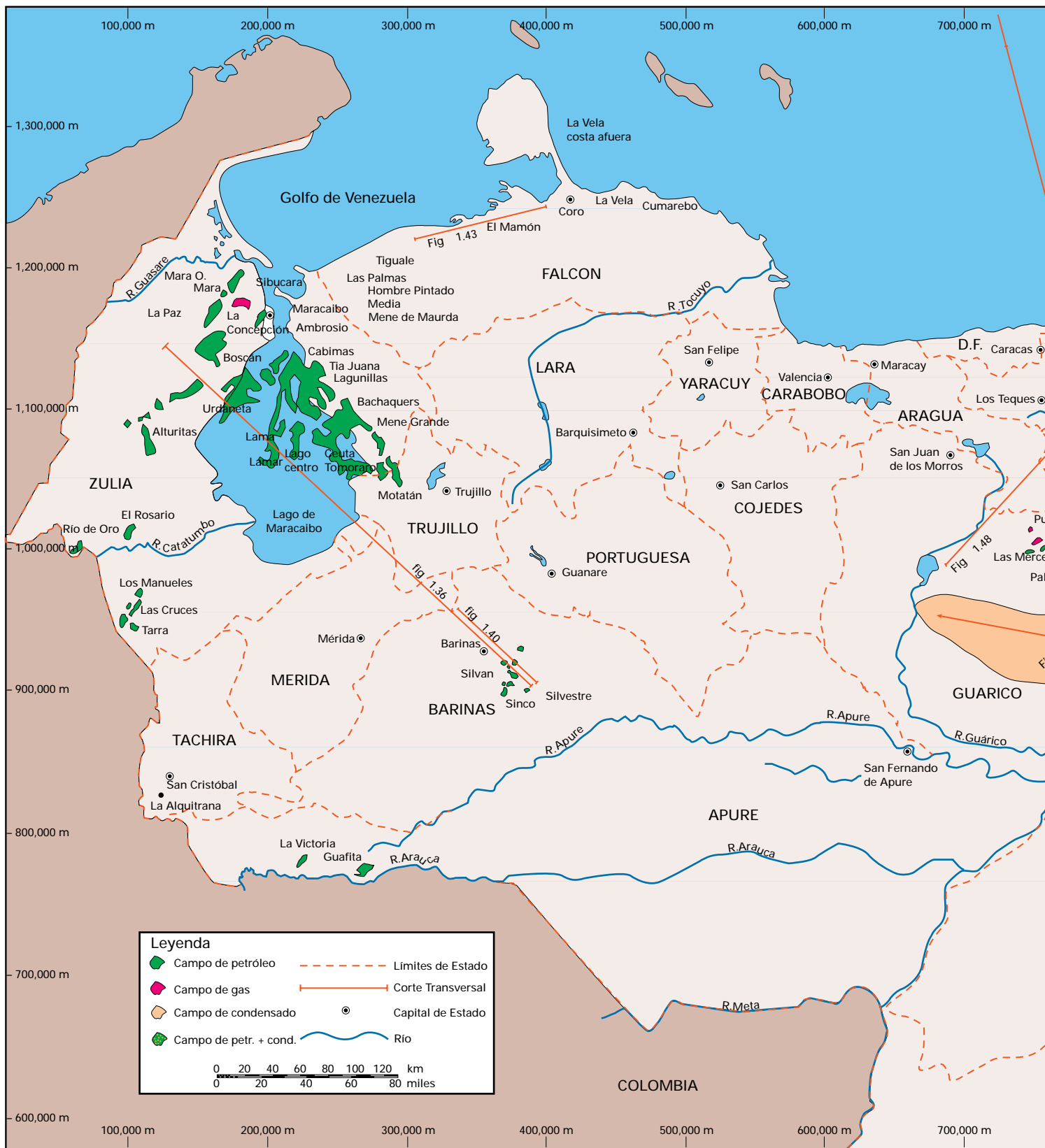


Capítulo 1

Geología de Venezuela

- Geología general***
- Historia de la exploración petrolera en Venezuela***
- Cuencas petrolíferas***

Figura 1.0



Ubicación de los campos petroleros de Venezuela.

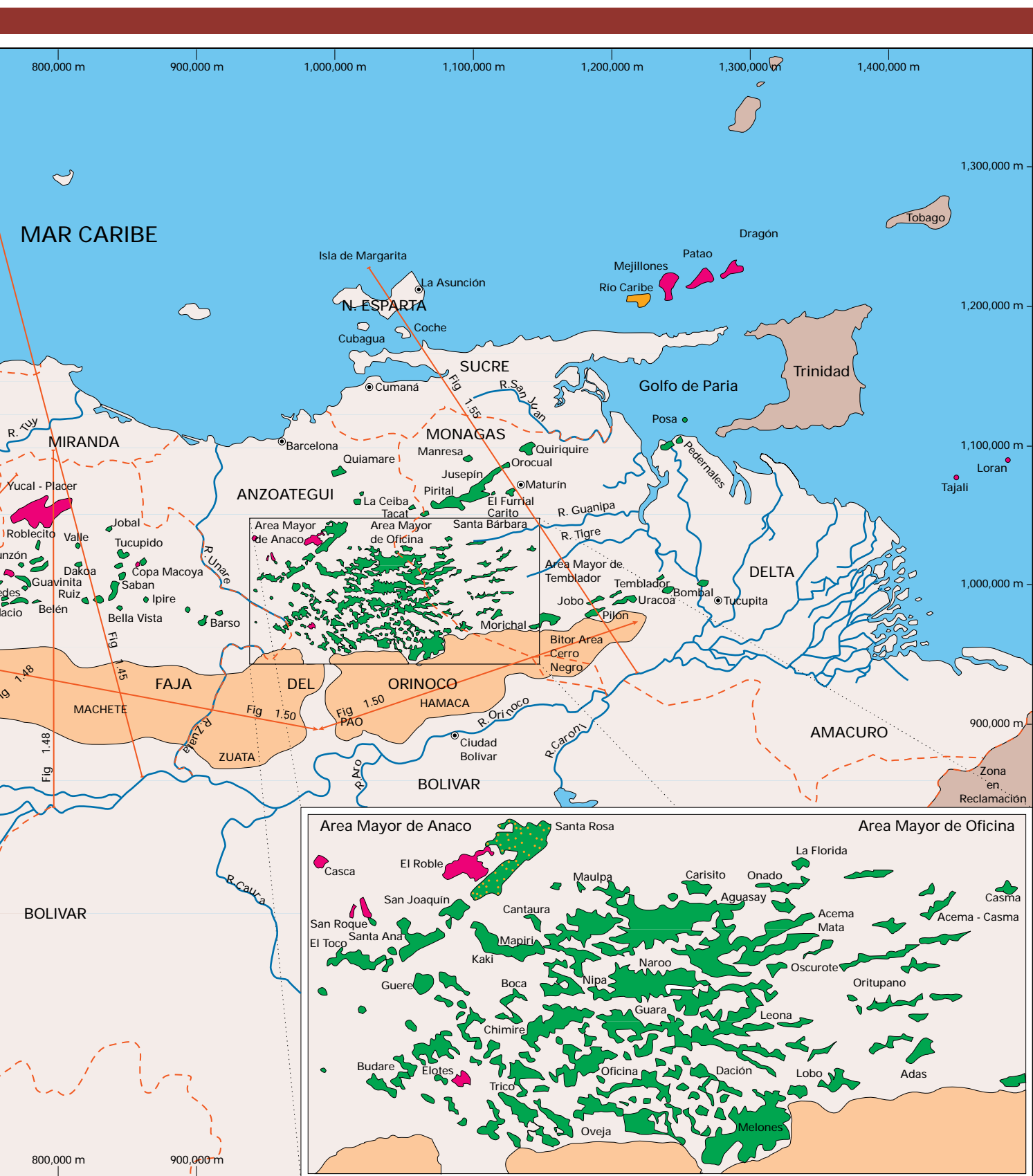


Figura 1.1



Las provincias Fisiográficas Venezolanas incluyen: 1) cadenas montañosas: Andes Venezolanos y Sistema de Montañas del Caribe (Sierras de Perijá, San Luis, Baragua, y la Cordillera de la Costa); 2) las Regiones Piemontinas de las montañas referidas en (1); 3) las Planicies Costeras; 4) los llanos entre el Orinoco y las cadenas montañosas; y 5) la Provincia o Macizo de Guayana (modificado del mapa NB-18-II; MMH, 1976).

Introducción

El objetivo de los capítulos sobre la Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas ha sido concebido para brindar al lector una visión general sobre la geología del país, cuyo conocimiento se ha beneficiado durante casi un siglo debido a la exploración y explotación de hidrocarburos, así como de diversos recursos minerales. Sin entrar en análisis detallados de los numerosos problemas geológicos que aún quedan por resolver, se trató de integrar la información de numerosos trabajos existentes en la literatura, respetando la idea original de sus autores y añadiéndose algunas interpretaciones propias, las cuales se incluyen con la finalidad de hacer más reveladora su lectura para aquellos interesados en el tema geológico venezolano. Se han obviado enfoques especializados sobre la estratigrafía, sedimentación y evolución geotectónica en aras de la simplicidad, debido a la pluralidad de lectores y al poco espacio disponible. Para los lectores no especializados, se ha añadido un glosario al final del capítulo, así como también una

columna de tiempo con las edades geológicas más importantes citadas en el texto y un mapa geopolítico y petrolero en el cual se ubican las regiones y localidades geográficas venezolanas que esperamos sea de utilidad e interés para aquellos que desconocen cómo se inició y desarrolló la industria más importante del país. Al final de estos capítulos se presenta la lista bibliográfica de las obras consultadas para la compilación del texto y figuras, así como también las que recomendamos para aquellos lectores que deseen profundizar en la Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas.

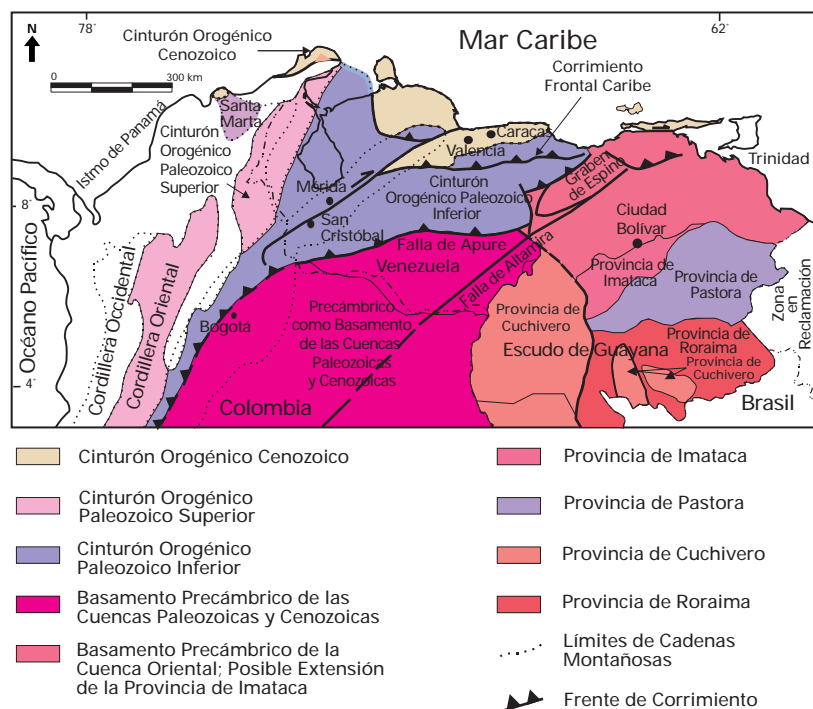
Provincias Fisiográficas

En Venezuela se identifican cinco Provincias Fisiográficas principales (véase Fig. 1.1):

- 1) Cadenas montañosas:
 - a) Sistema de los Andes Venezolanos
 - b) Sistema de Montañas del Caribe (Serranía de Perijá, Sierras de San Luis y Baragua, Cordillera de la Costa)
- 2) Las regiones piemontinas
- 3) Las planicies costeras
- 4) Los llanos
- 5) Guayana

En las cadenas montañosas de los Andes y La Costa se encuentran rocas cuyas edades van desde el Precámbrico hasta el Neogeno. La historia de la formación del rasgo fisiográfico está íntimamente asociada a la evolución del margen norte de la Placa Suramericana desde el Eoceno hasta nuestros días. Las regiones piemontinas (9.430 km²) se encuentran cubiertas por sedimentos molásicos neogenos que desarrollaron diversos sistemas de terrazas en otras tantas etapas de glaciación/ deglaciación. Las planicies costeras (117.220 km²) se concentran hacia las zonas occidental y oriental del país en la región al norte del Estado Falcón (véase Mapa Político

Figura 1.2



Mapa de distribución de terrenos alóctonos en el Norte de Suramérica, en las cuales hay rocas precámbricas. Dichos terrenos fueron suturados secuencialmente al Norte de Suramérica durante el Ordovícico-Silúrico (Orogénesis Herciniana) y desde finales del Mesozoico hasta el presente.

de Venezuela), en la región de Barcelona (Estado Anzoátegui) y el delta del río Orinoco (Estado Delta Amacuro), y en la región del norte del Estado Sucre. Los llanos (260.000 km²) definen la parte central del país, constituyendo el rasgo fisiográfico del final del relleno de las cuencas de Venezuela Oriental y de Barinas-Apure, con una extensa red hidrográfica. Al sur del país se encuentra la Provincia de Guayana o Macizo Guayanés (425.000 km²) constituida en su totalidad por terrenos precámbricos, con algunas planicies pleistocenas del río Orinoco; esta provincia, lugar del Escudo Guayanés, es el remanente expuesto de los terrenos del llamado "Cratón de Guayana" en la literatura geológica.

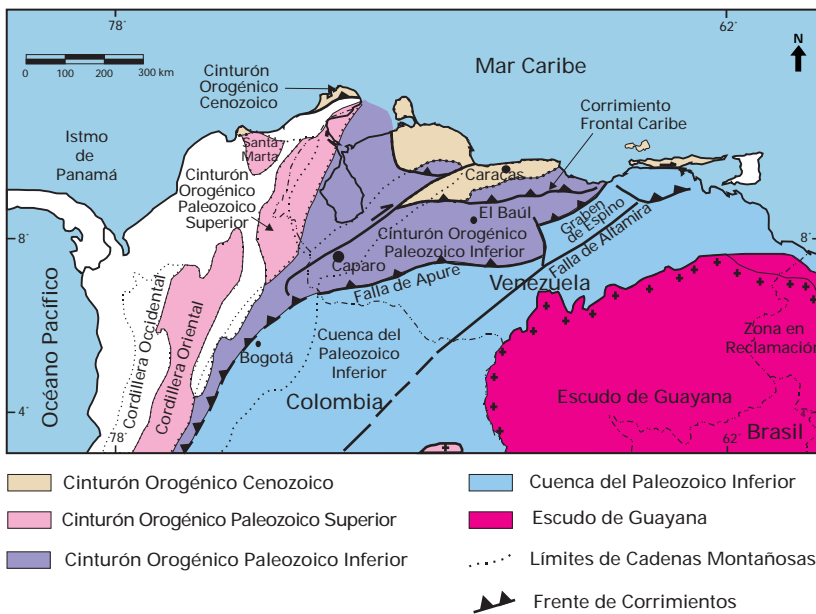
Terrenos Precámbricos

Los terrenos precámbricos en Venezuela, se encuentran aflorando en todos los cinturones montañosos venezolanos y en el Escudo de Guayana o Macizo Guayanés. En la Fig. 1.2 se encuentran indicados los terrenos precámbricos

venezolanos; están incluidos aquellos ubicados al norte del Río Orinoco, y que actualmente se encuentran bajo porciones de corteza Paleozoica adosada a la Placa Suramericana en las diversas colisiones que ocurrieron entre los 245 y los 570 Ma (millones de años antes del presente).

Estos terrenos también constituyen parte del basamento de las cuencas sedimentarias al sur de la Falla de Apure. Debido a los procesos tectónicos sufridos por el norte de la Placa Suramericana a lo largo de su historia, los cuerpos precámbricos aquí son de dos clases: alóctonos y autóctonos. Los terrenos autóctonos se localizan en el Escudo de Guayana y como basamento de las cuencas paleozoicas a cenozoicas al sur de la Falla de Apure. En el Escudo de Guayana, estos terrenos autóctonos se discriminan en cuatro provincias: Imataca, Pastora, Cuchivero y Roraima (Fig. 1.2). La misma discriminación al norte del escudo en las cuencas petrolíferas, no se puede realizar debido a la escasa información disponible: muy pocos taladros han logrado alcanzar el basamento precámbrico y las descripciones son muy pobres. Los terrenos alóctonos iniciaron su adosamiento a Suramérica durante el Paleozoico Temprano (Orogénesis Caledoniana: 570-385 Ma); incluyen rocas que afloran en los alrededores de las ciudades de Mérida y San Cristóbal. Posteriormente ocurrió la sutura del alóctono al Paleozoico Superior, durante la Orogénesis Herciniana (385-245 Ma); dicho alóctono incluyó terrenos precámbricos, entre los cuales sólo se ha determinado la edad de las rocas graníticas de la Sierra Nevada de Santa Marta (Colombia) (Fig. 1.2). La última colisión tuvo su inicio a finales del Mesozoico (Cretácico); dentro de este alóctono se han reconocido rocas de edad precámbrica en los alrededores de Caracas y al sur de Valencia.

Figura 1.3



Mapa de distribución de terrenos alóctonos en el norte de suramérica, en las cuales hay rocas paleozoicas. Dichos terrenos fueron suturados secuencialmente a la cuenca autóctona del Paleozoico Inferior, durante el Ordovícico-Silúrico, durante el Carbonífero, y desde finales del Mesozoico hasta el presente.

Terrenos Paleozoicos

Las rocas de edad Paleozoica se encuentran en varias regiones principales, las cuales se agrupan geológicamente como terrenos autóctonos o alóctonos a Suramérica. El terreno autóctono se encuentra en el subsuelo de la Cuenca Oriental y en la de Barinas-Apure (Fig. 1.21), al sur de la Falla de Apure (Fig. 1.3). Las rocas Paleozoicas de dicho terreno son principalmente "Capas Rojas" que marcan la apertura de Gondwana (Suramérica y Africa actuales, unidas) y Laurentia (Norteamérica y Groenlandia actuales, unidas), evidenciada en la secuencia cámbrica preservada en depresiones estructurales en dichas cuencas. Los terrenos alóctonos se pueden discriminar por la edad en la que fueron adosados tectónicamente al norte de Suramérica. Así, existen los terrenos alóctonos que se suturaron durante el Paleozoico Inferior, otros que lo hicieron durante el Paleozoico Superior y por último los que se incorporaron a partir de finales del Mesozoico.

Distribución

La Fig. 1.3 muestra la distribución de los terrenos alóctonos que se soldaron al autóctono del Paleozoico Inferior, durante el Ordovícico - Silúrico. Aquellos donde hay rocas paleozoicas y que se adosaron en el Paleozoico Inferior, se reconocen ahora como parte del basamento de los terrenos incorporados durante la historia tectónica del Caribe, como el constituyente del cinturón orogénico del Paleozoico Inferior al norte de la Falla de Apure y como parte del basamento de los Andes y de la cuenca del Lago de Maracaibo. Se reconocen rocas paleozoicas representativas de este terreno alóctono en los Andes, donde afloran rocas ígneas graníticas y rocas sedimentarias (Ordovícico-Silúrico), de ambientes platformales y marinos profundos. Asimismo, en el subsuelo del Lago de Maracaibo este terreno está representado por rocas metasedimentarias ordovícicas, que también afloran en los Andes. Los terrenos alóctonos de edad devónica, que se adosaron a Suramérica en el Paleozoico Superior, están ahora aflorando en la Sierra de Perijá.

Como parte de la historia de la acreción del alóctono del Paleozoico Superior contra el Inferior (previamente suturado), se reconocen rocas graníticas producto de la subducción por debajo del borde norte de la Placa Suramericana; entre dichas rocas son de mencionar las de la región de El Baúl de edad Pérmico y las de edad Carbonífero que se encuentran en el subsuelo de las cuencas: Oriental, Barinas-Apure y Maracaibo. Las rocas sedimentarias del cinturón adosado incluyen secuencias de edad Carbonífero y Pérmico tanto en la Sierra de Perijá como en los Andes.

Figura 1.4

Edad	Perijá y Guajira	Andes	Guárico y Cojedes	Cordillera de La Costa
Jurásico	Conglomerado de Seco Cojoro/COCINAS La Quinta	La Quinta	Ipire	Pueblo Nuevo Las Brisas (Zenda) Macuro
	El Totumo Macolla			
	Volcánicas de La Gé Tinacoa			
Triásico			Guacamayas	

Cuadro de correlación de las unidades más importantes dentro del Triásico-Jurásico de Venezuela.

El último de los terrenos alóctonos suturados al norte de Suramérica y en el cual se han reconocido rocas de edad paleozoica, está ahora representado en el Sistema Montañoso del Caribe, el cual se extiende en el norte de Suramérica desde la Península de la Guajira, pasando por el subsuelo del Golfo de Venezuela, hasta la Península de Paraguaná y continuando hacia el este en la Cordillera de la Costa hasta la Península de Paria. En este terreno se ha determinado la existencia de rocas paleozoicas de edad Devónico a Pérmico.

Terrenos Mesozoicos

Triásico-Jurásico

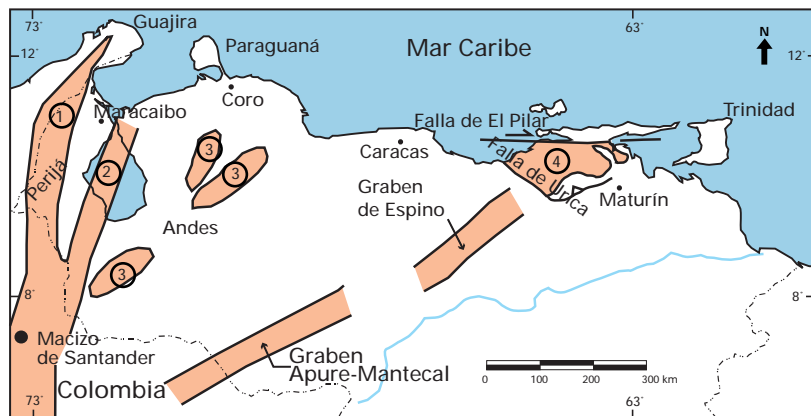
La presencia del Triásico en Venezuela carece de evidencias concretas. De la parte más antigua del Jurásico (208-181 Ma), la única evidencia se tiene en las Volcánicas de La Ge (Perijá) y en las Volcánicas de Guacamayas (El Baúl) que antecedieron a la sedimentación de las capas rojas de la Formación La Quinta, esta última equivalente a las Volcánicas de El Totumo en Perijá (Fig. 1.4) y a todo el proceso de expansión que estuvo relacionado a la apertura del Golfo de México o Proto-Caribe.

En Venezuela, la rotura o "rifting" de Pangea (super-continente que reunía las masas continentales de América, Europa y Africa actuales) produjo varias estructuraciones importantes que posteriormente influyeron en la evolución de las cuencas sedimentarias venezolanas. Dentro de Venezuela Continental, la apertura del Proto-Caribe indujo el desarrollo de valles de extensión o grábenes (Fig. 1.5) con una tendencia noreste, en los que se incluyen los grábenes de Apure-Mantecal y Espino, así como también los grábenes de los Andes y Perijá, y el ubicado en el Lago de Maracaibo.

Se ha postulado la existencia de rocas jurásicas en las partes más profundas de la Serranía del Interior de Venezuela Oriental, involucradas en la deformación misma, debido a la clara continuación de las tendencias de los grábenes de Apure-Mantecal y Espino; sin embargo, hasta el momento no se ha podido comprobar dicha existencia.

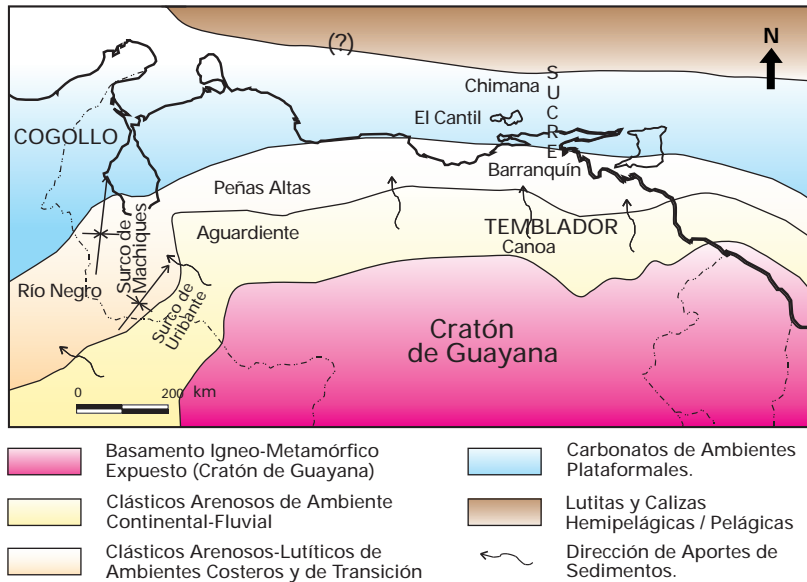
Todos estos grábenes fueron rellenados durante el Jurásico por sedimentos continentales tipo "capas rojas", volcánicas de diversa índole y eventualmente clásticos y calizas de invasiones marinas, existiendo evidencia de ello en en las penínsulas de La Guajira (grupos Cojoro y Cocinas) y Paraguaná (Formación Pueblo Nuevo), en la Formación La Quinta de Venezuela Occidental e incluso en el subsuelo de la Cuenca Oriental de Venezuela (Formación Ipire).

Figura 1.5



Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela, mostrando que las mismas se encuentran aflorando en la Sierra de Perijá (1), como parte del basamento en el subsuelo de la Cuenca de Maracaibo (2), en los Andes (3), en el subsuelo de las cuencas de Barinas-Apure y Oriental (grabenos de Apure-Mantecal y Espino) y han sido interpretadas como involucradas en profundidad en los corrimientos de la Serranía del Interior (4). Tomado de Bartok (1993), Passalacqua et. al. (1995) y Lugo y Mann (1995).

Figura 1.6



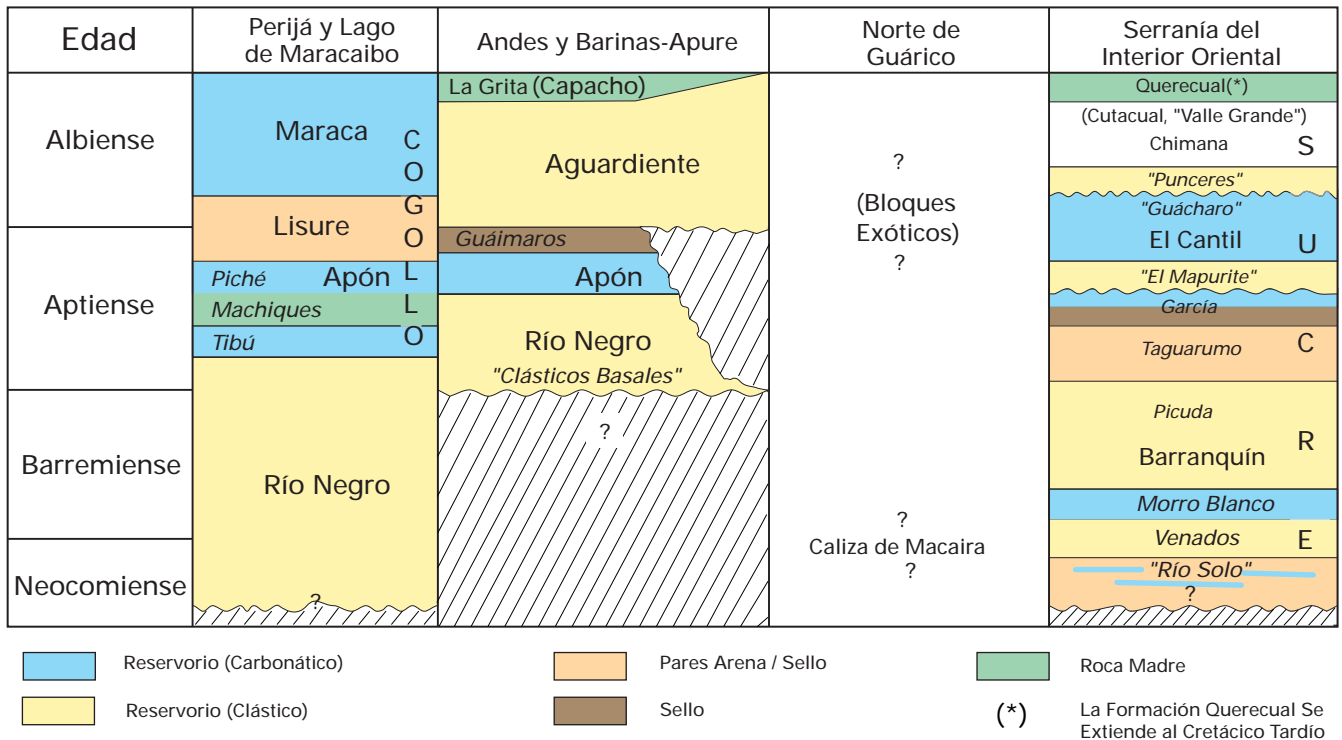
Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Neocomiense-Albiense (Cretácico Temprano) al Norte del Cratón de Guayana. Se indican unidades típicas de dicha asociación de facies.

Cretácico

Cretácico Temprano. En las Figs 1.6 y 1.7 se muestran la sedimentación y la estratigrafía del Cretácico Temprano (146-95 Ma) en Venezuela.

En el occidente, la sedimentación fue controlada en su inicio por el sistema de fallas de los grábenes jurásicos, como se puede evidenciar en los espesores de los clásticos arenosos de la Formación Río Negro, los cuales varían desde más de dos kilómetros en el Surco de Machiques, hasta unos pocos metros en algunas localidades del Flanco Norandino. A continuación, la subsidencia se estabilizó y el Grupo Cogollo (carbonático) se depositó en un extenso mar epicontinental transgresivo sobre Venezuela Occidental. El equivalente clástico lateral hacia el Cratón o Escudo de Guayana lo conforma la Formación Aguardiente.

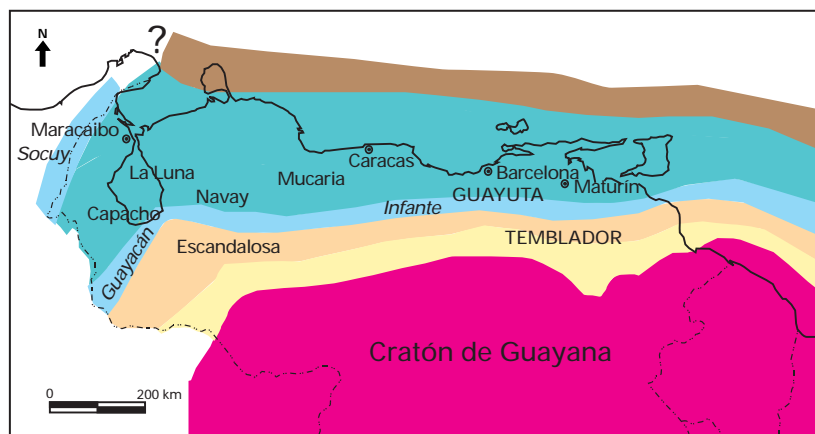
Figura 1.7



Cuadro de correlación de las unidades más importantes dentro del Cretácico Temprano de Venezuela. Las unidades informales se colocan en *itálicas* entre comillas. El conjunto de miembros para el Grupo Sucre es discutido en Yoris (1985, 1988, 1992).

En Venezuela Central hay representación, aunque desmembrada, de una fase semejante y más antigua : en el frente de corrimientos del Norte del Estado Guárico hay evidencias de una plataforma carbonática del Cretácico Inferior (Caliza de Macaira).

Figura 1.8



- | | |
|--|--|
| Basamento Igneo-Metamórfico (Cratón de Guayana) | Carbonatos de Ambientes Plataformales |
| Clásticos Arenosos de Ambiente Continental-Fluvial | Calizas Lutáceas / Ftanitas y Lodolitas Silíceas de Ambientes Batiales (Pelágicos) y Plataformales |
| Clásticos Arenosos / Lutíticos de Ambientes Costeros y de Transición | Lutitas y Calizas Hemipelágicas/ Pelágicas de Ambientes Batiales y Abisales |

Distribución de facies sedimentarias dominantes durante el Cenomaniense-Campaniense (Cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana. Se indican las unidades típicas de dichas asociaciones de facies.

En Venezuela Oriental la historia de sedimentación del Grupo Sucre es indicativa de un margen pasivo tipo Atlántico: se inicia con clásticos arenosos y algunas calizas de plataforma (Formación Barranquín) de espesor aparentemente más uniforme que su equivalente en Occidente; siguiendo a la deposición de la anterior, se forma una plataforma bien definida y extensa, carbonática-clástica (formaciones El Cantil y Chimana). La diferencia con el Cretácico Inferior de Venezuela Occidental es que en la Serranía del Interior el contacto inferior de la secuencia sedimentaria no se conoce y el espesor de la Formación Barranquín es superior al kilómetro en todas sus localidades, con el desarrollo de una plataforma carbonática importante (Miembro Morro Blanco) hacia el norte durante el Barremiense (114-118 Ma); el espesor de las formaciones El Cantil y Chimana sumadas, también es

varias veces el de su equivalente en tiempo: el Grupo Cogollo en Venezuela Occidental.

Cretácico Tardío. En las Figs. 1.8 y 1.9 se indica conceptualmente la distribución de paleoambientes y unidades estratigráficas principales durante el Cretácico Tardío en el norte de la Placa Suramericana. La Fig. 1.10 resume el Cuadro de Correlación de estas unidades en toda Venezuela.

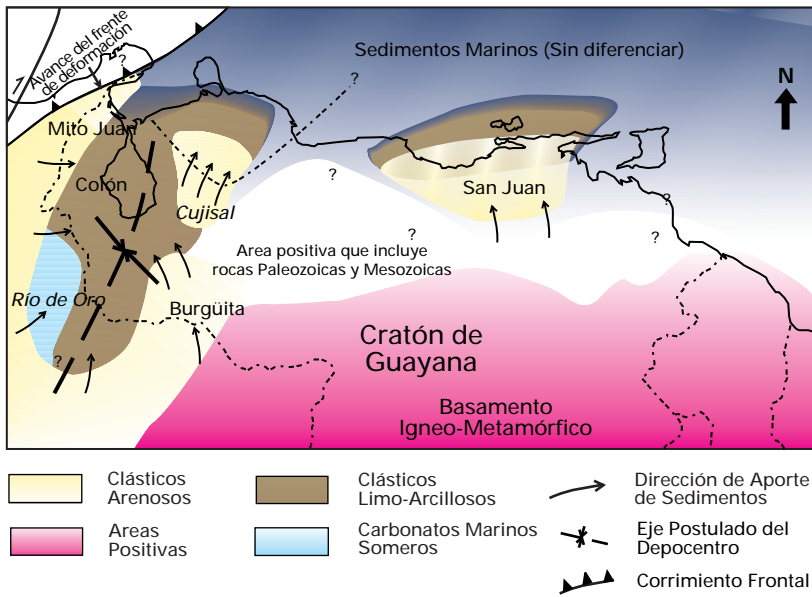
A partir del final del Albiense, se inicia desde el este de Venezuela y de manera diacrónica hacia el oeste, la invasión marina que llegó a cubrir extensas zonas hacia el sur del país, las cuales se mantenían como áreas expuestas a la erosión desde finales del Jurásico o incluso desde finales del Paleozoico. Esta invasión marina coincide con el pulso mundial transgresivo del Cretácico Tardío, responsable de la sedimentación de calizas, lutitas y fanitas ricas en materia orgánica tanto en América como en Europa. Estas rocas se conocen en Venezuela como las Formaciones Querecual-San Antonio (Grupo Guayuta), Mucaria, Navay y La Luna. El máximo de transgresión y anoxia se estima que ocurrió entre el Turoniense y el Campaniense (72-91 Ma).

Las Formaciones La Luna, Navay y Querecual son las rocas madre por excelencia en las cuencas petrolíferas venezolanas. El espesor de la Formación La Luna oscila entre 50 y 300 m en Venezuela Occidental; el de Navay alcanza cerca de 600 m en el flanco surandino y aumenta hacia el noreste.

En Venezuela Occidental, las variaciones laterales de facies de la roca madre incluyen calizas pelágicas y fosfáticas, lutitas oscuras y calizas conchíferas, de edad Albiense Tardío a Turoniense (95-88 Ma) las cuales, a su vez, encuentran su equivalente en edad, clástico-arenoso y glauconítico, hacia el flanco sureste de los Andes del Estado Táchira; la roca madre de Venezuela Occidental pasa a las facies de las Formaciones Mucaria y Grupo Guayuta en Venezuela Norte-Central.

El Grupo Guayuta alcanza su máximo

Figura 1.9



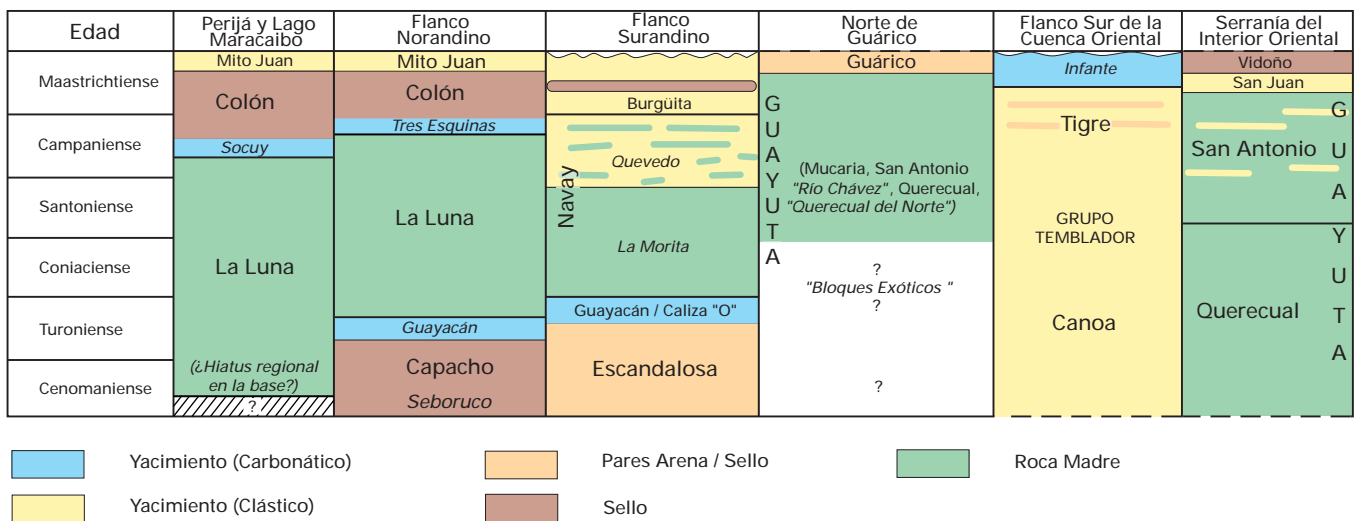
Distribución de facies sedimentarias durante el Maastrichtiense (Cretácico Tardío) al norte del Cratón de Guayana. Se indican unidades típicas de dichas asociaciones de facies. Nótese que el eje del depocentro de Venezuela Occidental se alinea sub-parallelamente al frente de deformación al oeste de Venezuela, el cual es una consecuencia de la colisión entre las placas de Nazca y Suramérica.

desarrollo en Venezuela Nororiental, llegando a tener más de 1 kilómetro de espesor en su región tipo en el Estado Anzoátegui. En la Cuenca Oriental, esta misma unidad cambia lateralmente hacia el sur perdiendo su carácter de roca madre y pasando a las rocas de ambiente plataformal, hasta costero y continental, del Grupo Temblador, definido en el subsuelo como las Formaciones Tigre y Canoa.

El Cretácico Tardío en Venezuela finaliza durante el Maastrichtiense con unidades regresivas respecto a los ambientes más profundos de la roca madre.

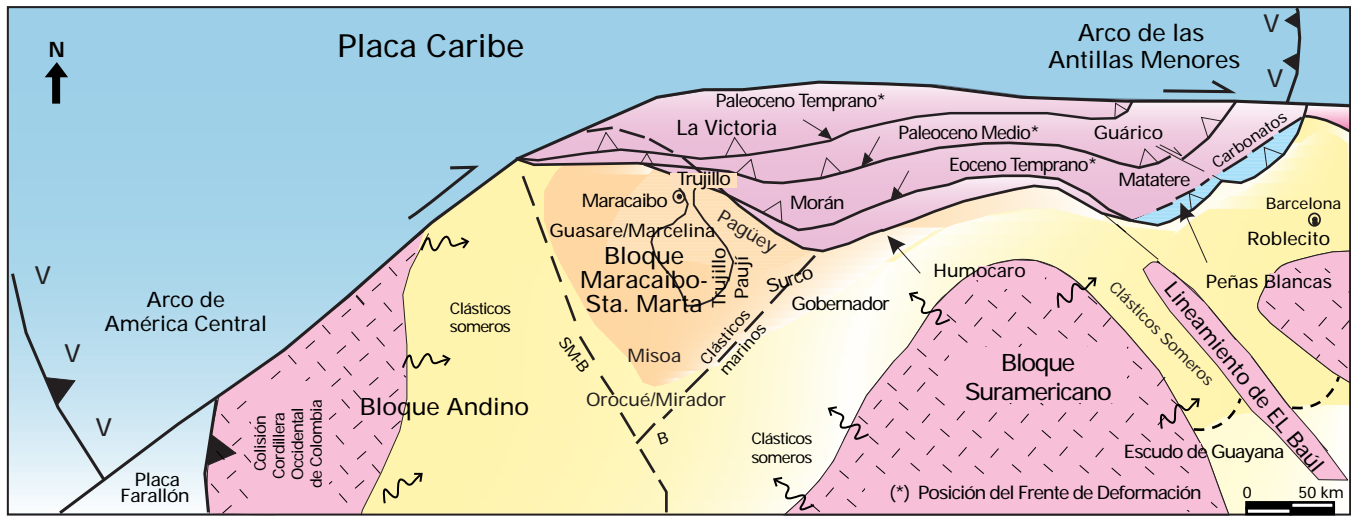
En Perijá y la Cuenca del Lago de Maracaibo, la Formación La Luna pasa verticalmente a calizas glauconíticas (Miembro Socuy) y lutitas oscuras y areniscas delgadas de las Formaciones Colón y Mito Juan. En el Flanco Norandino se encuentra el Miembro Tres Esquinas glauconítico-fosfático como posible equivalente diacrónico del Miembro Socuy y luego las lutitas de la Formación Colón; en el flanco surandino el contacto superior

Figura 1.10



Cuadro de correlación de las unidades más importantes dentro del Cretácico Tardío de Venezuela. Las Formaciones Guárico y Vidoño continúan al Paleoceno; las Formaciones Canoa y Querecual siguen al Albiense Tardío. Las relaciones del Grupo Guayuta y sus equivalentes en el norte de Guárico con unidades más antiguas y que aparecen en forma de bloques es desconocida.

Figura 1.11



- Orocué/Mirador = Evento Fms. Barco-Los Cuervos-Mirador-Carbonera (Paleoceno-Eoceno)
- Guárico = Evento Fms. Garrapata-Guárico (Paleoceno)
- Trujillo = Evento Fm. Trujillo (Paleoceno-Eoceno)
- Misoa = Evento Fms. Misoa-Caús-Paují (Eoceno)
- Gobernador = Evento Fms. Gobernador-Masparrito (Eoceno)
- Humocaró = Evento Fms. Humocaró-Quebrada Arriba (Eoceno)
- La Victoria = Evento Fms. La Victoria-Santa Rita-Jarillal (Eoceno)
- ~ = Aporte de Sedimentos
- ▲ = Frente de Corrimiento
- [Pink dashed box] = Areas Expuestas

Migración del frente de Deformación del Caribe hacia el este-suroeste en Venezuela Occidental y sedimentación epi/perisutural asociada durante el Paleoceno-Eoceno. Los límites entre el Bloque Andino y el Suramericano se encontraban aproximadamente donde actualmente se encuentran los sistemas de fallas de Santa Marta-Bucaramanga (SM-B) y Bocono (B).

de la roca madre es transicional a erosivo, con las areniscas basales de la Formación Burgüita.

En Venezuela Norte-Central, los equivalentes de la Formación Mucaria pasan verticalmente a secuencias hemipelágicas y turbidíticas de la parte inferior de la Formación Guárico; hacia el este, las areniscas de ambiente batial de la Formación San Juan suprayacen a las ftanitas negras y areniscas de la Formación San Antonio; a su vez, a finales del Maastrichtiense (60-65 Ma), la Formación San Juan pasa a las lutitas oscuras de la Formación Vidoño.

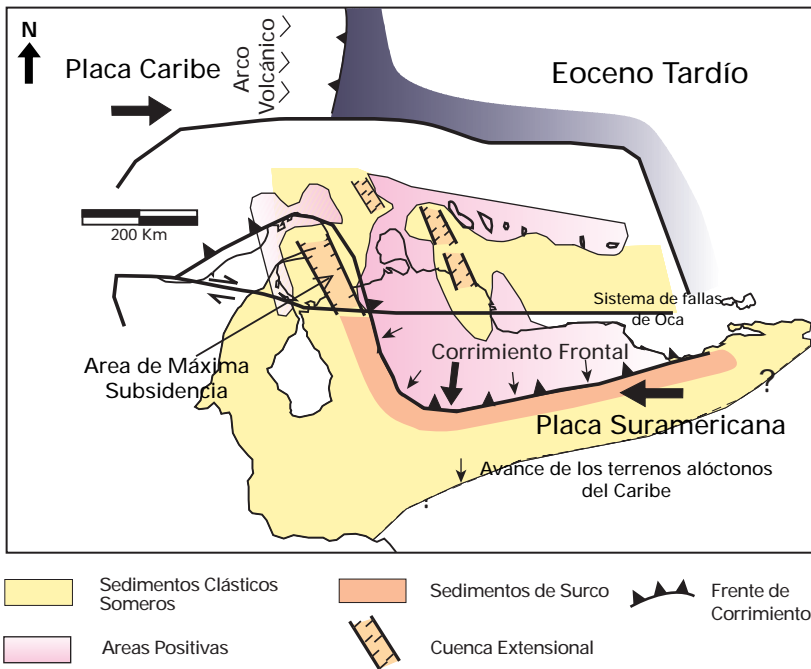
Terrenos Cenozoicos

Paleógeno

Paleoceno-Eoceno de Venezuela Occidental.

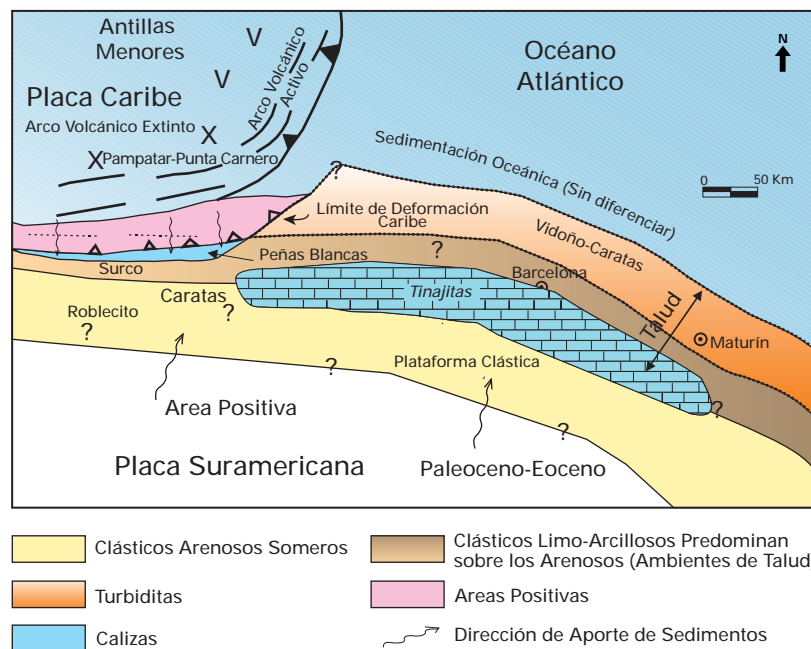
Hacia finales del Cretácico (véase Fig. 1.9) y comienzos del Paleoceno, Venezuela Occidental sufrió finalmente el efecto de la colisión entre la Placa de Nazca (Océano Pacífico) y el Occidente Colombiano; existen evidencias de que la sedimentación del Grupo Orocué (y posiblemente las Formaciones Guasare y Marcelina) estuviesen controladas por los frentes de deformación de la citada colisión (Fig. 1.11); éstos generaron sucesivos depocentros de edades cada vez más jóvenes hacia el este de lo que hoy en día es la Sierra de Perijá.

Figura 1.12



Generación de cuencas extensionales asociadas a transcurrencia al sur del límite entre las placas del Caribe y Suramericana; las áreas de máxima subsidencia se ubicaron al norte del Estado Falcón en este tiempo (Eoceno Tardío). (Modificado de Macellari, 1995).

Figura 1.13



Marco geológico regional para la sedimentación en el flanco norte de la cuenca oriental durante el Paleoceno-Eoceno.

La Fig. 1.11 resume la sedimentación y la evolución paulatina del frente de deformación asociado a la entrada de la Placa Caribe frente a Sudamérica durante el Paleoceno-Eoceno. Por su complejidad, se han resumido asociaciones de nombres formacionales genéticamente relacionadas como "eventos"; cada "evento" lleva el nombre de la unidad más distintiva o que representa el inicio de la sedimentación del conjunto.

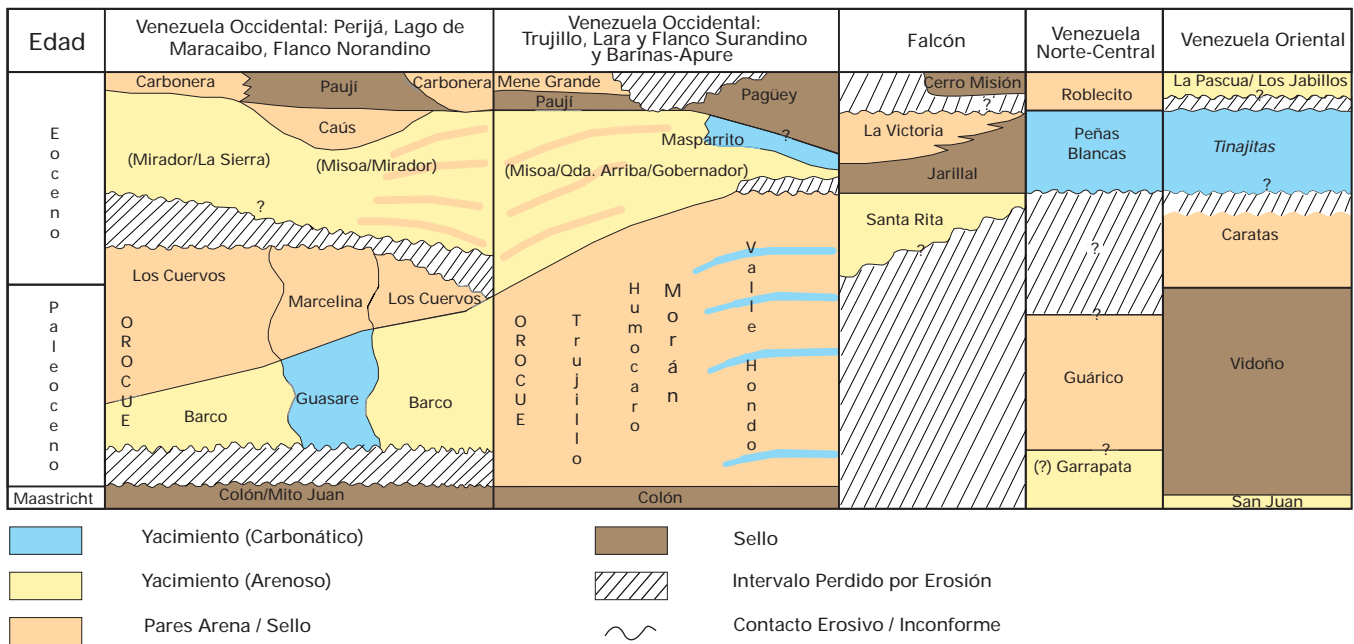
Hacia el noroeste de la Placa Suramericana, la colisión oblicua del arco de las Antillas Menores provocó una sucesiva generación de escamas tectónicas (napas) con vergencia hacia el sur y sureste, controlando la sedimentación de Formaciones como Trujillo y Morán, de carácter turbidítico.

Al norte y oeste de la Cuenca de Maracaibo al inicio del Paleoceno, la Formación Guasare en cambio, representa ambientes más someros y que reflejan una mayor lejanía de los frentes de deformación, previamente a la instalación de los ambientes paludales costeros de la Formación Marcelina.

Durante el Eoceno, en la cuenca del Lago de Maracaibo existió un marco sedimentario complejo que se caracterizó por sistemas deltaicos-estuarinos, fluvio-costeros y marinos, en diferentes ubicaciones geográficas delante de los frentes de corrimiento, ya sea el de Perijá o el relativamente más joven del Estado Lara, hacia el este.

Las Formaciones Barco-Los Cuervos y Mirador-Carbonera, representan dos pulsos semejantes de ambientes fluvio-deltaicos entre el Paleoceno y el Eoceno medio (65-40 Ma) en el occidente de la Cuenca de Maracaibo; en su parte central, las Formaciones Guasare, Trujillo, Misoa, Caús y Paují constituían los equivalentes más marinos de los primeros, con una profundización paulatina de los ambientes

Figura 1.14



Cuadro de correlación para el Paleoceno-Eoceno de Venezuela. La Formación Colón se extiende al Campaniense; las Formaciones Carbonera, Paují, La Pascua, Roblecito y Los Jabillos se extienden al Oligoceno. Donde la Formación Garrapata está ausente, la Formación Guárico podría alcanzar el tope del Maastrichtiense.

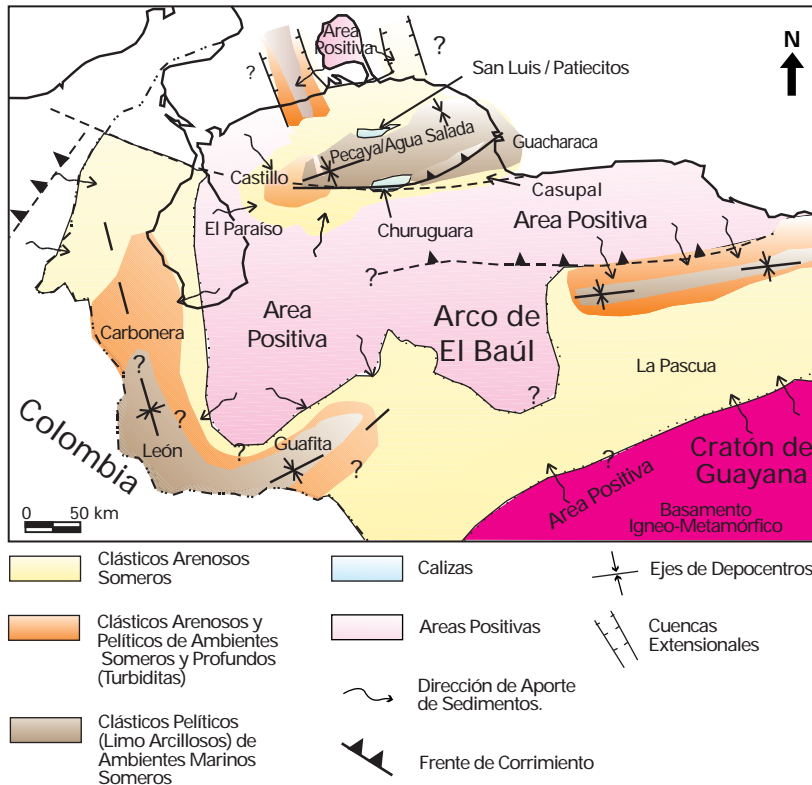
hacia el noreste. En la región de Barbacoas, al este del Estado Trujillo, la profundidad promedio en este tiempo fué mucho menor durante el Eoceno y se dieron los ambientes de transición y marino-costeros de las Formaciones Gobernador-Masparrito y Humocaró-Quebrada Arriba; mientras tanto, en el Estado Falcón se iniciaba la sedimentación al norte de los frentes de corrimiento con las Formaciones La Victoria-Santa Rita y Jarillal, como consecuencia de la subsidencia de una cuenca extensional asociada a fallamiento de rumbo (tipo "pull-apart") (Fig. 1.12).

Paleoceno-Eoceno de Venezuela Norte-Central. En Venezuela Norte-Central, dentro de las unidades de los frentes de corrimiento, posiblemente una parte del prisma de acreción del Arco de las Antillas está constituida por los sedimentos de la Formación Guárico (más los bloques de

calizas y unidades más antiguas contenidos en los olistostromos) y que precedieron a los surcos diacrónicamente migrados hacia el sur y este del borde norte de la Placa Suramericana entre el Paleógeno y el Neogeno.

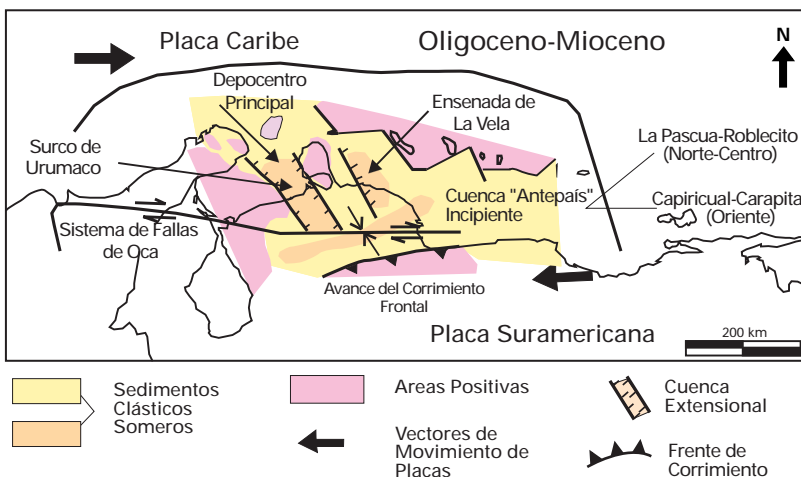
Al irse adentrando hacia el este la Placa Caribe, la influencia de los frentes de corrimiento se alejaba, produciendo la migración del surco de la Formación Guárico hacia el sur y desarrollando así los ambientes de surco de la Formación Roblecito de edad Eoceno Tardío a Oligoceno (?) (39-23 Ma); más al sur, el peso de las napas produjo la consecuente flexión de la litósfera dando muy probablemente como resultado un pulso de avance de clásticos arenosos, los cuales serían los equivalentes diacrónicos más antiguos de la Formación La Pascua.

Figura 1.15



Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela Occidental (Cuenca de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental-Subcuenca de Guárico) durante el Oligoceno. Los mayores depocentros se concentraron hacia los estados Táchira (Formación León), Falcón (Formaciones Pecaya y Agua Salada — también "Grupo") y Guárico (Formación Roblecito).

Figura 1.16



Máximo desarrollo del "Pull-Apart" del Estado Falcón y generación de extensas áreas positivas en la cuenca de Maracaibo y norte de Falcón; hacia el sur y este, evolucionó la cuenca antepais, desarrollando "Surcos" como los de las Formaciones La Pascua - Roblecito (Eoceno Tardío - Oligoceno) y Carapita - Capiricual (Mioceno Temprano - Medio). (Modificado de Macellari, 1995).

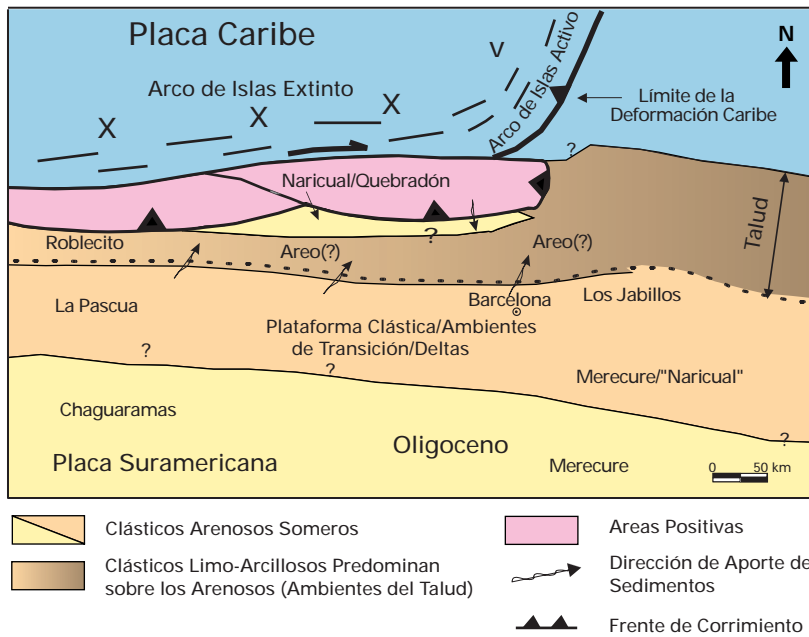
Paleoceno-Eoceno de Venezuela Oriental. Hacia el este, durante el Paleoceno y el Eoceno Temprano la sedimentación no estuvo influenciada por los frentes de deformación del Caribe (Fig. 1.13), acumulándose los sedimentos finos de talud continental (hemipelágicos) de la Formación Vidoño y los más arenosos de la Formación Caratas.

Es posible que la influencia de la colisión oblicua ya se sintiese hacia el Eoceno medio: los ambientes de carbonatos arenosos, glauconíticos y en parte muy ricos en macrofaminíferos se desarrollaron en los márgenes de los surcos que se encontraban al norte de Venezuela (Formaciones Peñas Blancas, Punta Carnero y el Miembro Tinajitas de la Formación Caratas). En la Isla de Margarita, la Formación Pampatar (turbiditas arenosas) y su equivalente lateral, la Formación Punta Carnero (turbiditas carbonáticas) constituyen una sedimentación tanto espacial como temporalmente separadas de las Formaciones Guárico y Roblecito, y probablemente pertenecieron al equivalente en ese tiempo del prisma de acreción de Barbados.

En la Fig. 1.13 se esquematiza conceptualmente la relación entre unidades estratigráficas y la evolución de los frentes de deformación. La Fig. 1.14 resume la nomenclatura estratigráfica para el Paleoceno-Eoceno de Venezuela, indicando la potencialidad de cada unidad como sello o roca yacimiento.

Oligoceno de Venezuela Occidental y Norte-Central. Durante el Oligoceno, la acumulación de sedimentos en la Cuenca de Maracaibo fue preservada mayormente hacia sus flancos: al oeste los clásticos arenosos de las Formaciones Carbonera y Ceibote (Grupo El Fausto), al sur y este los clásticos finos de la Formación León (Fig. 1.15) y hacia el centro del Lago de Maracaibo: la Formación Icotea, la cual ha sido asignada por diversos autores al Oligoceno; se encuentra sólo en depresiones controladas estructuralmente; su litología característica es de limolitas y arcilitas, con cantidades menores de areniscas.

Figura 1.17



Marco geológico regional para la sedimentación en el flanco norte de la cuenca oriental de Venezuela durante el Oligoceno. La Formación Naricual en su región tipo es marcadamente diferente a la definida en el subsuelo en lo referente a su marco tectónico de sedimentación; el término "Formación Merecure" ha sido empleado para referirse en el subsuelo a los equivalentes del Grupo Merecure (Formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual) de la Serranía del Interior.

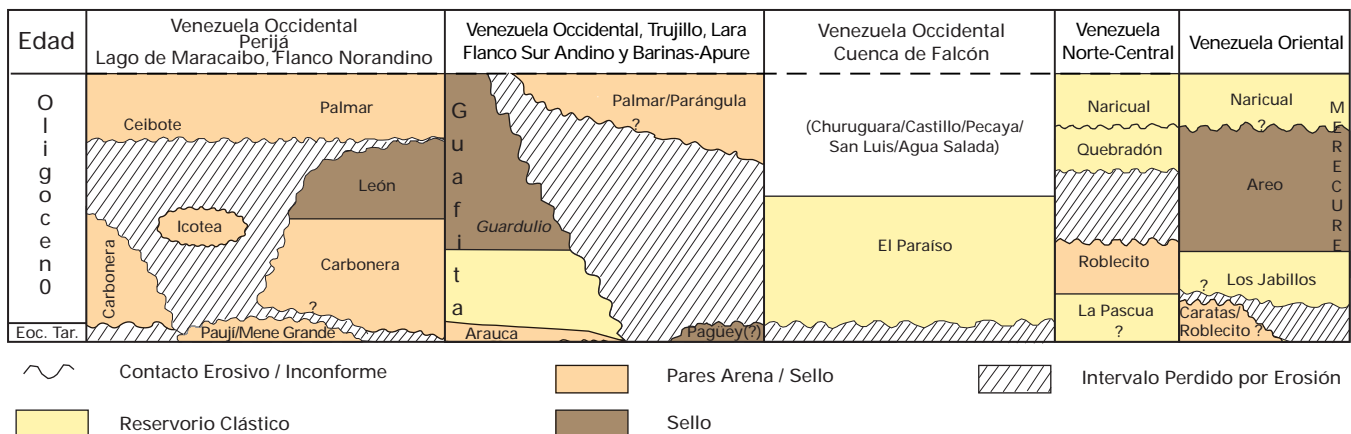
La cuenca de Falcón alcanzó su máximo desarrollo y profundización. La sedimentación en la región de Falcón constituyó la

respuesta a un marco tectónico diferente al de la sedimentación en las cuencas del Lago de Maracaibo, Barinas-Apure y la Cuenca Oriental. En la Fig. 1.16, se muestra cómo se empezaron a generar cuencas extensionales asociadas a transcurrencia, especialmente al norte del Estado Falcón; evolucionando paulatinamente a medida que la Placa del Caribe avanzaba hacia el este durante el Oligoceno.

En el norte de Venezuela central, el surco de la Formación Roblecito migra hacia el este y sureste, favoreciendo el avance hacia el sur de las areniscas de la Formación La Pascua y posteriormente de los clásticos de surco que las sobrepasaron.

Oligoceno de Venezuela Oriental. La sedimentación durante el final del Eoceno y el Oligoceno en la Serranía del Interior se encuentra representada por las Formaciones Los Jabillos (clásticos arenosos de ambientes diversos), Areo (clásticos finos y glauconíticos marinos) y parte (?) de Naricual (clásticos arenosos y pelíticos de ambientes fluvio-costeros y marinos someros). La Fig. 1.17 muestra esquemáticamente la relación entre unidades estratigráficas y la evolución de los frentes de deformación; en esta figura se plantea la doble fuente de sedimentos para la Formación

Figura 1.18



Cuadro de correlación para las principales unidades formales entre el Eoceno Tardío y el Oligoceno, desde Venezuela Oriental hasta Venezuela Occidental. Las Formaciones Paují, Mene Grande y Paguey se extienden al Eoceno Medio; el Grupo El Fausto y las Formaciones Churuguara, Castillo, Pecaya, San Luis, Agua Salada y Quebradón se extienden al Mioceno.

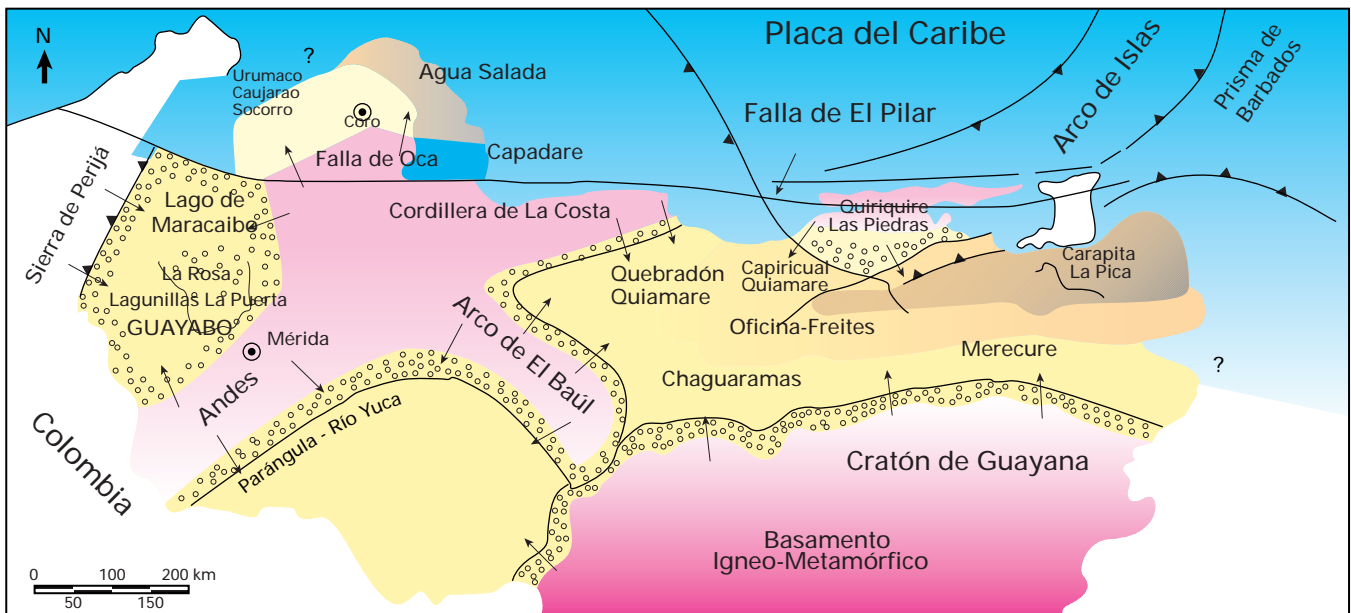
Naricual y equivalentes (ej.: Formación Quebradón), la cual se ubica en sus facies del norte, como bordeando un frente de corrimientos, mientras que al sur tendría una fuente de interior de cratón; algo análogo ocurriría con los equivalentes de las Formaciones la Pascua y Roblecito, los cuales han sido llamados "Formación Merecure" en el subsuelo del flanco sur de la sub-cuenca de Maturín donde, siguiendo el principio del diacronismo, su edad se asigna como más joven (Mioceno).

En la Fig. 1.18 se resume la nomenclatura estratigráfica del Oligoceno en Venezuela, indicando la potencialidad de las unidades como sello o roca yacimiento.

Neogeno

El Neogeno en Venezuela está signado por importantes periodos de formación de montañas, los cuales son una consecuencia directa de la interacción de las placas del Caribe y Suramérica. Las Figs. 1.15 y 1.16 muestran de manera general el inicio del levantamiento andino y la generación de estructuras asociadas al movimiento relativo de la Placa Caribe hacia el este, entre las placas de Norteamérica y Suramérica para finales del Oligoceno y comienzos del Mioceno. Durante este lapso se produjo la generación de cuencas de tipo extensional (Cuenca de Falcón) y de tipo ante-país; estas últimas, en el occidente del país (Cuenca de Barinas-Apure) reciben la

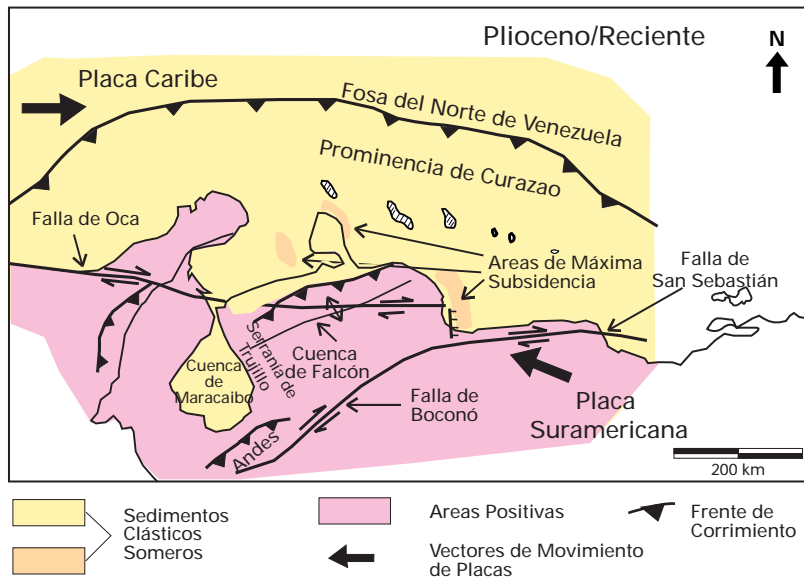
Figura 1.19



- | | | | |
|--|--|--|--|
| | Conglomerados y Clásticos Arenosos de Ambientes Continentales | | Clásticos Arenosos de Ambientes Fluviales y Costeros |
| | Clásticos Arenosos y Limo-Arcillosos de Ambientes Fluvio-Deltaicos | | Carbonatos de Ambientes Someros |
| | Clásticos Arcillosos de Ambientes Marino-Abierto y de Surco | | Zonas Positivas |
| | Aporte de Sedimentos | | Frente de Corrimiento |

Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela (Cuenca de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental) durante el Mioceno-Plioceno. Las mayores acumulaciones de sedimentos continentales se dan en los flancos de la Cadena Andina y la Cordillera de La Costa; las rocas-yacimiento más importantes de Venezuela occidental y oriental se depositan en esta época: Formaciones La Rosa, Lagunillas, Isnotú (Grupo Guayabo), Carapita, Oficina, Chaguaramas y Merecure.

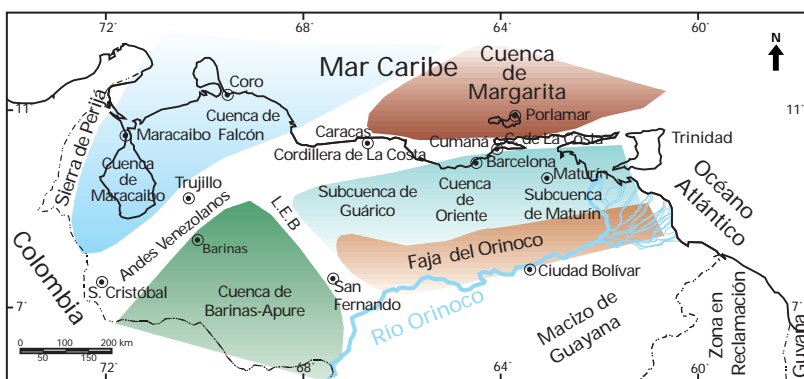
Figura 1.20



Colmatación de las cuencas antepaís y levantamiento regional del norte de Venezuela, resultado de la deformación de extensas zonas asociadas al sistema de fallas de Boconó, San Sebastián y Oca; cuencas extensionales se mantienen al norte del Estado Falcón. (Modificado de Macellari, 1995.)

influencia de la orogénesis andina en Colombia y Venezuela; en el oriente del país son el resultado de la colisión oblicua de la Placa del Caribe con el borde noroeste de la Placa Suramericana. En el Plioceno (Figs. 19 y 20), la orogénesis en todo el norte de Venezuela terminó de definir las cuencas petrolíferas actuales (Fig. 1.21) y levantó extensas zonas constituyendo el Sistema de Montañas del Caribe y el ramal de los Andes Venezolanos, el cual separa a las cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure. La Fig. 1.22 resume las unidades estratigráficas del Neogeno, indicando su potencialidad como

Figura 1.21



Cuencas petrolíferas de Venezuela, basadas en la distribución de sus Provincias Sedimentarias (Modificado de Pérez de Mejía et. al., 1980). L.E.B. = Lineamiento de El Baúl, límite entre las cuencas de Oriente y Barinas-Apure.

roca madre, sello o roca yacimiento.

En el Occidente, el levantamiento andino genera la sedimentación de importantes espesores de molasa (Grupo Guayabo; Formaciones La Villa, La Puerta y El Milagro véase la Fig. 1.22), los cuales llegan a alcanzar los 5 kilómetros (más de 15000 pies) en algunas localidades tanto en el flanco norandino como el surandino. En la Sierra de Perijá, el Grupo El Fausto es la unidad equivalente molásica, relacionada en este caso con las montañas de los frentes de deformación en el límite occidental de la Cuenca de Maracaibo.

Hacia el centro y oeste del Lago de Maracaibo, unidades como las Formaciones La Rosa y Lagunillas anteceden a los ambientes distales de las molasas andina y perijanera.

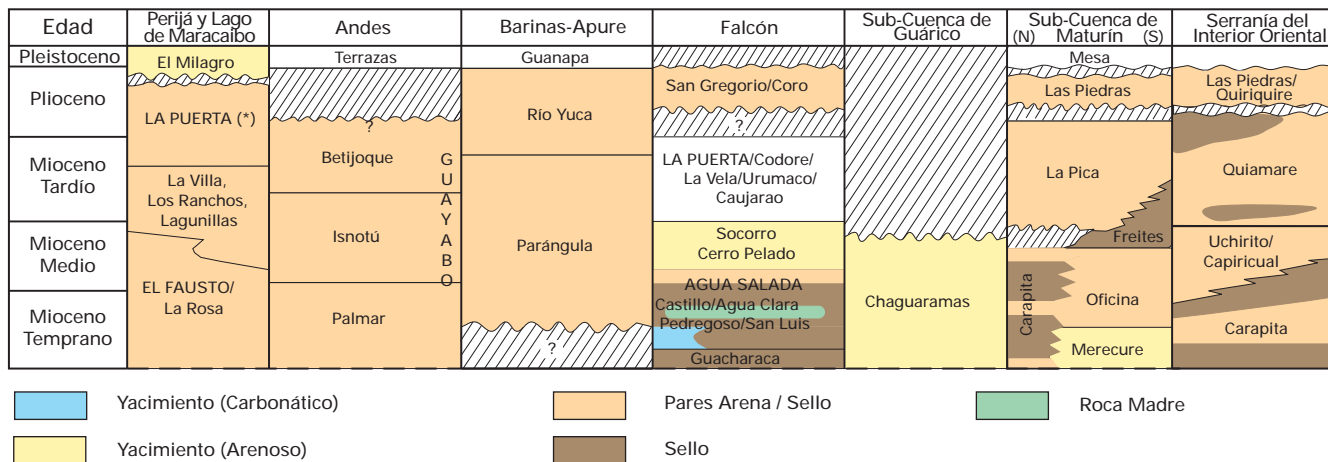
La Formación La Rosa, por sus areniscas basales (Miembro Santa Bárbara) es de gran importancia petrolífera; presenta un desarrollo central lutítico que la caracteriza, con variaciones laterales arenosas las cuales también constituyen yacimientos de importancia en la costa oriental del Lago de Maracaibo; su espesor oscila entre unos 70 a 1100 m debido a que se depositó sobre una superficie irregular de erosión, controlada por fallas; su edad posiblemente se ubica en un intervalo entre el Mioceno Temprano al Medio (20-15 Ma).

La Formación Lagunillas suprayace transicionalmente a la anterior y está constituida por sedimentos de ambientes someros transicionales, costeros y hasta continentales, que alcanzan más de 1000 m de espesor hacia el centro del Lago de Maracaibo; es un yacimiento muy importante en los yacimientos de la Costa Oriental, habiéndose dividido en 5 miembros, todos ellos con potencial petrolífero; su edad (Mioceno Medio a Tardío: 15-6 Ma) es correlativa con la Formación La Puerta y parte de los Grupos Guayabo y El Fausto.

En la cuenca de Barinas-Apure, las Formaciones Parángula y Río Yuca (ambiente continental) constituyen los equivalentes distales del Grupo Guayabo.

En la región de Falcón se identifican

Figura 1.22



Cuadro de correlación a nivel nacional de las unidades más importantes dentro del Neogeno de Venezuela. La (N) y la (S) en la Subcuenca de Maturín indican los flancos Norte y Sur. Grupo El Fausto y las Formaciones Palmar, Guacharaca, Chaguaramas y Merecure se extienden al Oligoceno Tardío.

ambientes epicontinentales que van desde marinos profundos turbidíticos (ej.: Formación Pecaya) hasta los más someros, tanto clásticos (Ej: Formación Cerro Pelado) como carbonáticos (Formación San Luis). El final del relleno durante el Plioceno incluye a los clásticos conglomeráticos-marinos de la Formación La Vela y los continentales del Conglomerado de Coro (Plioceno Pleistoceno).

En Venezuela Norte-Central, los ambientes que se desarrollan son principalmente del tipo continental y fluvial (Formaciones Quebradón -parte superior- y Quiamare), aumentando considerablemente su espesor y heterogeneidad hacia el este y el sur.

En las Subcuencas de Guárico y Maturín, al sur del Frente de Montañas de Guárico y la Serranía del Interior Oriental, los ambientes transicionales deltaicos a marino-someros están representados por las Formaciones Merecure y Oficina (estados Guárico y Anzoátegui occidental) de gran importancia como yacimientos petrolíferos, las cuales pasan lateralmente hacia el este a formaciones más profundas como Capiricual y Carapita, esta última de marcado carácter turbidítico y también de importancia petrolífera.

Hacia el sur, en los campos de Oficina y de la Faja del Orinoco están los equivalentes diacrónicos más jóvenes del ciclo neogeno: la unidad basal, discordante generalmente sobre el Grupo Temblador, es la Formación Merecure, constituida principalmente por areniscas; la suprayacen los sedimentos de sistemas deltaicos de la Formación Oficina. Los equivalentes miocenos de estas unidades en la subcuenca de Guárico y hasta la Faja del Orinoco han sido denominados Formación Chaguaramas.

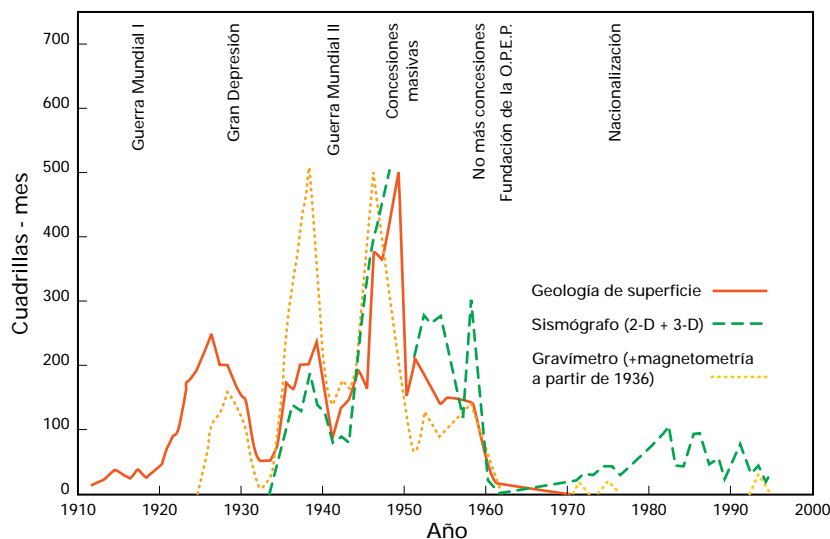
Más hacia el noreste, la Subcuenca de Maturín se rellena con facies cada vez más someras, como las Formaciones Uchirito y Quiamare en su flanco norte. La Formación Quiamare abarca una gran cantidad de ambientes que van desde marino-restringido somero (tipo albúfera) y canales fluviales, hasta los heterogéneos sub-ambientes de los abanicos aluvionales, con espesores de varios kilómetros en Anzoátegui Oriental. En el flanco sur, las lutitas de la Formación Freites suprayacen a la Formación Oficina. Finalmente todo es cubierto por los ciclos deltaicos de la Formación La Pica y los molásicos de edad pliocena, como las Formaciones Las Piedras y Quiriquire. El ciclo sedimentario culmina con las terrazas pleistocenas de la Formación Mesa y los aluviones recientes.

Los primeros tiempos

Las primeras referencias de manaderos de petróleo en el territorio venezolano conocidas en la literatura, se encuentran en los relatos de los Cronistas de Indias. Gonzalo Fernández de Oviedo informa en 1535 de la existencia de rezumaderos de “aceite” en el mar al oeste de la isla de Cubagua y luego, en 1540, hace referencia a la presencia de “betún” en las costas del Golfo de Venezuela (Martínez, 1976).

Los rezumaderos de la quebrada La Alquitrana en el Estado Táchira indujeron a inversionistas de esa región a solicitar una concesión de explotación, llamada “Cien Minas de Asfalto”, obteniéndola en 1878 (Martínez, 1976). La Compañía Minera Petrolia del Táchira explotó al comienzo dicha concesión a cielo abierto y en 1882 perforó su primer pozo, Salvador-1, abandonado a los 53 m de profundidad por entrada de agua. El siguiente pozo, Eureka-1, fue completado luego de alcanzar la profundidad de 42 m, en 1883, con una producción de 194 litros (1,2 barriles) de petróleo por día (Méndez, 1978). Estos pozos se perforaron con un equipo de percusión, el primer taladro petrolero utilizado en Venezuela.

Figura 1.23



De 1800 a 1900

El naturalista Alexander von Humboldt, en 1814, ofrece en sus textos una lista de depósitos de asfalto en la costa norte de Venezuela (Martínez, 1976). El geólogo Herman Karsten publica en 1851 la descripción de manaderos de petróleo entre Betijoque y Escuque, en el Estado Trujillo al sureste del Lago de Maracaibo (Urbani, 1991).

De 1901 a 1920

El método utilizado para la localización de los pozos durante las primeras décadas del presente siglo se basó en la geología de campo y en la observación directa de evidencias de hidrocarburos en superficie. De esa época son los hallazgos de Guanoco en 1913, el segundo campo petrolero descubierto en Venezuela y el primero del oriente del país, por el pozo Bababui-1 de 188 metros (617 pies) de profundidad y en 1914 el de Mene Grande en la costa oriental del Lago de Maracaibo (Fig. 1.25), siendo este el primer campo gigante descubierto en el país, por el Zumaque-1, pozo de 135 m (443 pies). Este último se perforó por recomendación del geólogo Ralph Arnold, quien con un equipo de mas de 50 colegas exploró de modo sistemático entre 1911 y 1916 todas las concesiones de la General Asphalt (luego Caribbean Petroleum), de una extensión mayor a los 50 millones de hectáreas. De éstas, fueron seleccionadas 512 mil hectáreas en lotes de explotación.

Actividad exploratoria—
Venezuela - Métodos de
superficie (Fuentes:
Martínez, A.R., 1976 y 1994;
M.E.M., 1985 a 1995;
J.Méndez Z., 1976 y
R.Varela, 1987, en Méndez
Z., 1989; M.M.H., 1962
a 1984).

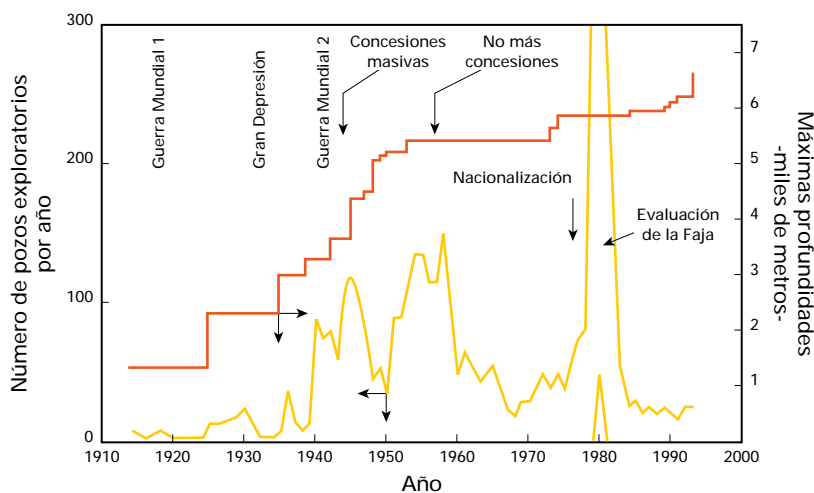
Es necesario destacar también los hallazgos siguientes en el occidente del país: Totumo como primer campo productor del basamento, en 1915 y el campo La Rosa (Terciario Superior) descubierto en 1917 por el pozo Santa Bárbara-2, primero del Campo Costanero Bolívar (Fig. 1.25) el cual se extendería luego, tanto por tierra como por el Lago de Maracaibo. La profundidad máxima alcanzada por el taladro en esos años (Fig. 1.24) estaba por los 1.400 metros (4.600 pies).

1925 en el Estado Zulia (Fig. 1.25); mientras que en el oriente se descubrieron el campo gigante de Quiriquire (Monagas) en 1928, excepcional por ser una acumulación alojada en un abanico aluvial del Plioceno, y el de Pedernales (Delta Amacuro) en 1933, productor del Terciario y asociado a un diapiro de barro. Otras adiciones relevantes del período fueron el área de Bachaquero (Zulia) en 1930 y Cumarebo en el Estado Falcón durante 1931.

A partir de 1933 comienza a utilizarse la sísmica como tecnología adicional de exploración desde la superficie (Fig. 1.23) y los resultados no se hacen esperar. Son descubiertos Temblador, del área Sur de Monagas, primer campo del flanco sur de la Cuenca de Venezuela Oriental, y el Area Mayor de Oficina en Anzoátegui en 1936 y 1937, respectivamente. Estas áreas luego demostrarían su importancia por incluir múltiples campos. En 1938, se descubre Jusepín en Monagas. La geología de superficie continúa dando frutos: Santa Ana, primer campo del Area Mayor de Anaco en 1936 y El Roble y San Joaquín en 1939, todos éstos en el Estado Anzoátegui.

Los métodos de la Geología del Subsuelo, basados en el conocimiento de la geología regional obtenido mediante el estudio de la superficie, y en el análisis de las muestras de núcleos y de los residuos obtenidos durante la perforación, fueron reforzados desde 1929 por el perfilaje de pozos y contribuyeron a descubrimientos de gran importancia como los de Orocuál (Monagas) en 1933, y Lagunillas (Lago de Maracaibo, área LL-370, arenas Misoa "B" del Eoceno) en 1938. La máxima profundidad alcanzada por un pozo exploratorio llegó a los 3.400 m (11.150 pies) para 1940 (Fig. 1.24).

Figura 1.24

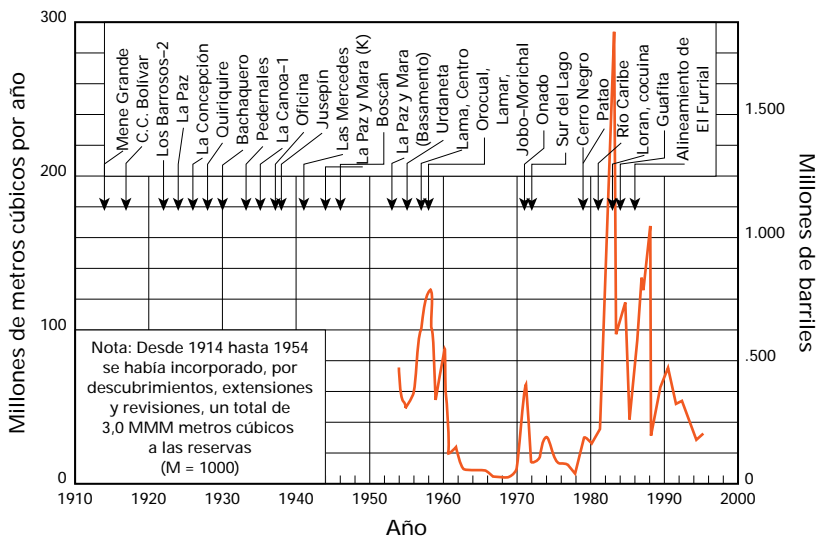


Perforación exploratoria—
Venezuela. (Fuentes:
Martínez, A.R., 1976 y 1994;
M.E.M., 1985 a 1995;
J.Méndez Z., 1976 y
R.Varela, 1987, en
Méndez Z., 1989; M.M.H.,
1962 a 1984).

De 1921 a 1940

A partir de 1920 se incrementó la actividad de superficie (Fig. 1.23) concentrándose en los Estados Zulia y Falcón, de Venezuela Occidental, y en el norte de los Estados Anzoátegui y Monagas (Serranía del Interior) del oriente del país. Los primeros levantamientos gravimétricos, con balanza de torsión, se iniciaron en 1924 y contribuyeron notablemente a la identificación de algunos altos regionales, principalmente del basamento ígneo-metamórfico en los sitios más próximos a la superficie. A raíz de todos estos esfuerzos (Fig. 1.23) ocurrieron los descubrimientos de los campos La Paz en 1923 y La Concepción en

Figura 1.25



Reservas incorporadas por perforación exploratoria-Venezuela. (No se incluyen extensiones ni revisiones).
 Fuentes: Martínez, A.R., 1976, 1987 y 1994; M.E.M., 1985 a 1995; M.M.H., 1962 a 1984).

De 1941 a 1950

Esta década está marcada por el efecto de la Segunda Guerra Mundial y de la postguerra: la gran demanda de petróleo estimuló un gran aumento en la actividad de perforación exploratoria. Hubo un descenso de la exploración de superficie durante la Guerra causado por la ausencia del recurso humano especializado, déficit de geólogos y geofísicos de campo. No obstante, al regresar los veteranos durante la postguerra se logró igualar y superar los niveles anteriores de actividad (Fig. 1.23). Las reservas y la producción se duplicaron durante el período (Fig. 1.26) y fueron descubiertos 63 campos en contraste con los 41 hallados desde 1880 hasta 1940. Los acontecimientos exploratorios más relevantes fueron el descubrimiento del campo Las Mercedes en el Estado Guárico (1941), el de petróleo comercial en el Cretácico del Campo La Paz en 1944 y el hallazgo de la inmensa acumulación de petróleo pesado del campo Boscán en 1946, estos últimos en el Estado Zulia. La perforación exploratoria siguió rindiendo frutos durante el periodo con la constante adición de campos nuevos en las Areas Mayores de Oficina, Anaco y Las Mercedes.

Durante esta década ocurrieron dos eventos de gran trascendencia y efecto directo en la exploración. El primero de ellos fue la promulgación de una nueva Ley de Hidrocarburos el año 1943, mediante la cual se aumenta la participación del Estado en los beneficios de la explotación por la vía de los impuestos; extendiéndose por otra parte en 40 años adicionales la vigencia de las concesiones existentes. El segundo fue el otorgamiento masivo de nuevas concesiones durante los años 1944 y 1945.

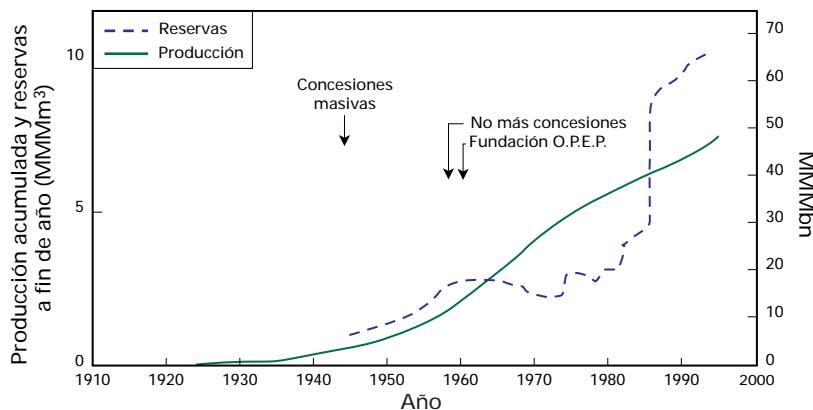
A partir de 1945 se intensificó la evaluación exploratoria mediante el uso de toda la tecnología a la mano: gravimetría, magnetometría, sísmica y geología de superficie. Se efectuaron levantamientos gravimétricos y sismográficos en el Lago de Maracaibo, se utilizó el aeromagnetómetro y, en fin, se probaron en el país técnicas avanzadas objeto de constante investigación. Es notable el conocimiento de las cuencas sedimentarias venezolanas alcanzado a raíz de este esfuerzo. El taladro exploratorio ya alcanzaba la profundidad máxima de 5.208 m (17.082 pies) para 1950 (Fig. 1.24).

De 1951 a 1960

A partir de 1951 comenzó a sentirse en la actividad exploratoria el peso del petróleo relativamente barato y de buena calidad del Medio Oriente. Se redujeron los niveles de actividad de superficie a más de la mitad, como puede verse en la Fig. 1.23. Sin embargo se mantuvieron los niveles de perforación. Nuevos otorgamientos de concesiones durante 1956 y 1957, de las cuales más de 500.000 hectáreas eran para exploración, mantuvieron alto el atractivo exploratorio durante el resto de la década. Continuó la cadena de descubrimientos en el Area Mayor de Oficina y, en menor cuantía, en el Guárico. En el Lago de Maracaibo se realizaron, durante los años 1957 y 1958, los grandes descubrimientos en el Terciario de la zona central y centro oriental: Ceuta, Centro, Lama, Lamar y Lago.

En el Golfo de Paria ocurrió el primer hallazgo costa afuera en la plataforma venezolana: el campo Posa-112A en 1958. La máxima profundidad de un pozo exploratorio en la década fue de 5.348 m (17.541 pies).

Figura 1.26



*Producción y reservas—
Venezuela. (Fuentes:
Martínez, A.R., 1994;
M.E.M., 1985 a 1995;
M.M.H., 1962 a 1984).*

De 1961 a 1976

La política de no más concesiones, adoptada por el Estado Venezolano influyó notablemente en el quehacer de las empresas concesionarias durante el período anterior a la nacionalización. Los gráficos de exploración de superficie de la Fig. 1.23 muestran el drástico descenso de la actividad. La perforación exploratoria no escapó a la tendencia y alcanzó, en 1968, los niveles mas bajos desde 1940. Esa actividad se mantuvo en las áreas tradicionales y tenía como objetivo principal la búsqueda de yacimientos a niveles inferiores, o adyacentes, a los conocidos en las áreas ya identificadas. De esta época son los descubrimientos del Cretácico, en profundidad, de los campos del Centro del Lago y de Urdaneta Este. La exploración de frontera por parte de las empresas concesionarias cesa, lo mismo que la exploración de superficie.

La Corporación Venezolana del Petróleo, CVP, empresa estatal venezolana creada en 1960 y cuyas operaciones comienzan en 1961, toma las riendas de la actividad de adquisición geofísica en tierra y costa afuera, tanto en la plataforma venezolana como en

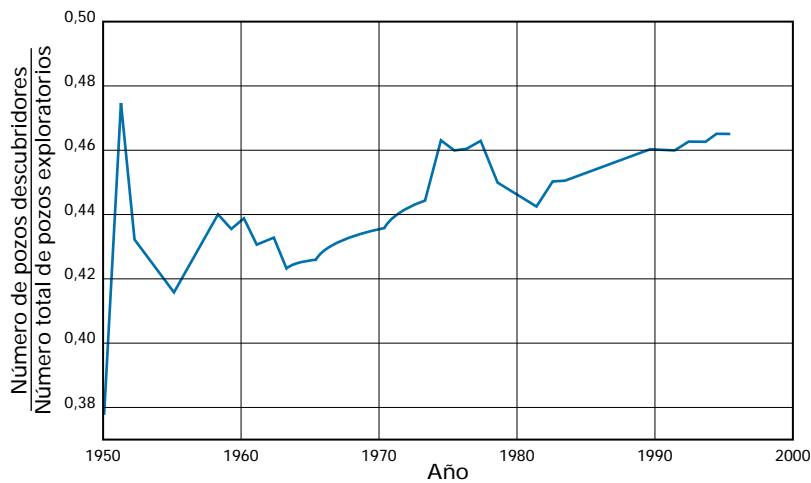
el Lago de Maracaibo, a partir de entonces y hasta la nacionalización en 1976. Esta empresa adquirió durante el período unos ochenta mil kilómetros de líneas sísmicas y perforó casi 200 pozos exploratorios (Velarde, 1991). La perforación exploratoria en la plataforma venezolana es reiniciada por la CVP en la Ensenada de La Vela en 1972. La exploración en el Sur del Lago comenzó en 1971, en los bloques de Contratos de Servicio licitados por la CVP y firmados ese mismo año. El descubrimiento más significativo del período, aparte de los hallazgos de la Ensenada de La Vela y los del Sur del Lago en los bloques mencionados, fue el de Onado (1971), en el Estado Monagas. La profundidad máxima de perforación exploratoria durante el período fue de 5.813 m (19.067 pies) en 1976.

CVP inició, en 1968, junto con el Ministerio de Minas e Hidrocarburos una campaña evaluatoria, mediante sísmica y taladro, de la Faja del Orinoco. Hasta esa fecha habían sido perforados alrededor de sesenta pozos por las empresas concesionarias en la llamada "Tar Belt", y la mayoría de ellos fueron abandonados sin prueba. Se puede decir que el pozo "descubridor" de la Faja fue La Canoa-1, de 1.176 m de profundidad, cuya prueba dio seis metros cúbicos (cuarenta barriles) de petróleo de 7°API, antes de ser abandonado en 1935 (Martínez, 1987).

Desde 1976 (Nacionalización) hasta el presente

Para el año de 1978 Petróleos de Venezuela, receptora de la industria petrolera nacionalizada y Casa Matriz de las nuevas empresas, le asigna el área de la Faja Petrolífera del Orinoco a sus filiales operadoras de entonces (Corpoven, Lagoven, Maraven y Meneven) y estas proceden a evaluarla, cada una en la porción que le fue asignada. Esta campaña terminó en cinco años (Fig.

Figura 1.27



Tasas de éxito exploratorio acumulado en Venezuela desde 1950. (A partir de datos extraídos de: M.E.M., 1985 a 1995; M.M.H., 1962 a 1984).

1.24) después de la perforación de 669 pozos y de la adquisición de 15.000 km de líneas sísmicas Vibroseis, además de 54.000 km² de aeromagnetómetro (Martínez, 1987).

A partir de la nacionalización la exploración de superficie, ahora exclusivamente a base de geofísica, geoquímica y de sensores remotos, comenzó a aumentar lenta pero consistentemente, dirigida tanto hacia la exploración de frontera como hacia las áreas tradicionales. Los levantamientos de sísmica 3D comenzaron en los años 80, como herramienta adicional para descripción del subsuelo.

Los objetivos exploratorios, cada vez son mas profundos y mas apartados. Los descubrimientos del período son una buena muestra de ello (Fig. 1.25). En la Plataforma de Venezuela Oriental fueron descubiertos: Patao y otros gigantescos campos de gas costa afuera al norte de la Península de Paria entre 1979 y 1982; Morro, de petróleo pesado en el Golfo de Paria en 1980, Río Caribe de condensado, también al norte de la Península de Paria en 1981 y Loran y Cocina de gas en 1983, al este del Delta Amacuro. Los estados Monagas y Anzoátegui, en su tercio septentrional, aportaron los mayores descubrimientos de los últimos años en el Alineamiento de El Furrial a partir de 1986, con sus yacimientos del Cretácico y del Terciario a más de 4.000 m de profundidad. En el Occidente del

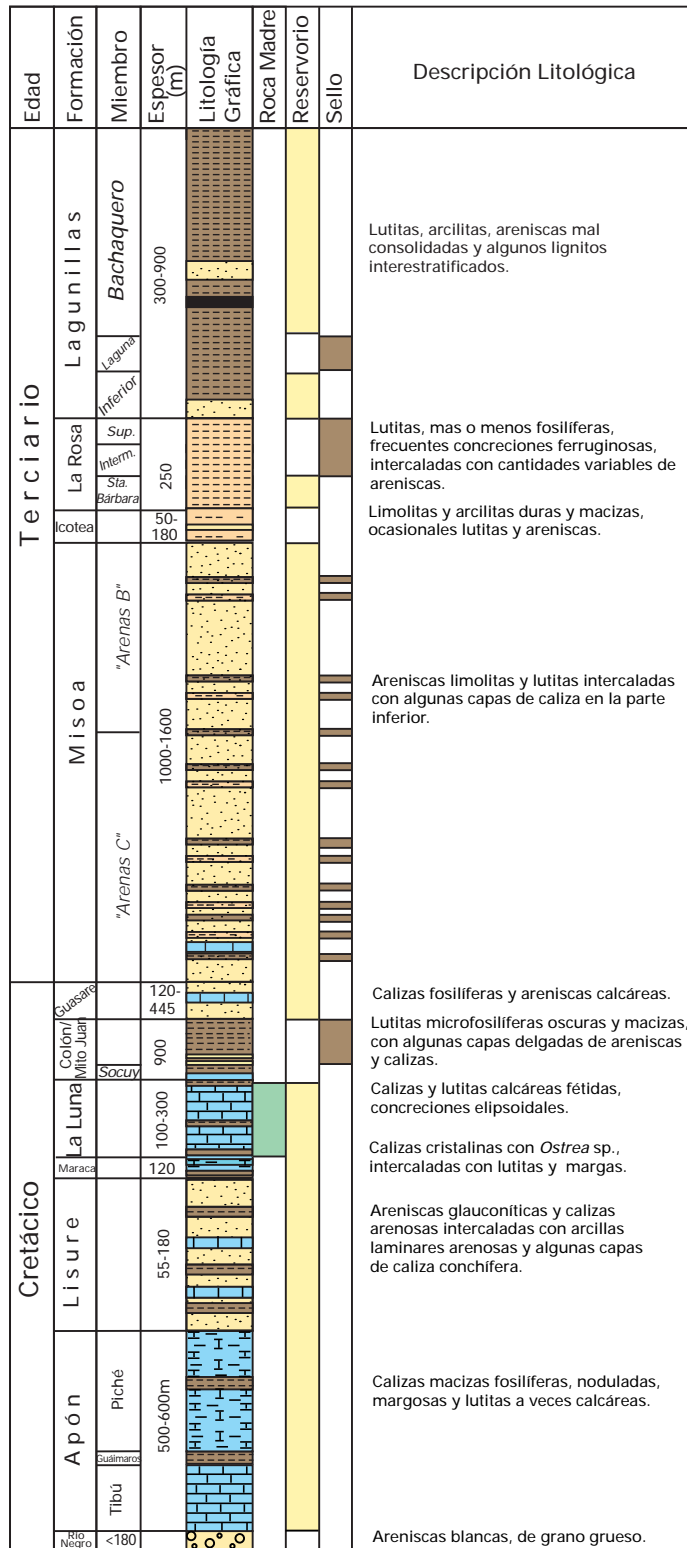
país se logran los importantes hallazgos del Apure: Guafita y La Victoria, cerca de la Frontera con Colombia. El taladro exploratorio alcanzó los 6.640 metros (21.780 pies) en 1993.

¿Que viene ahora?

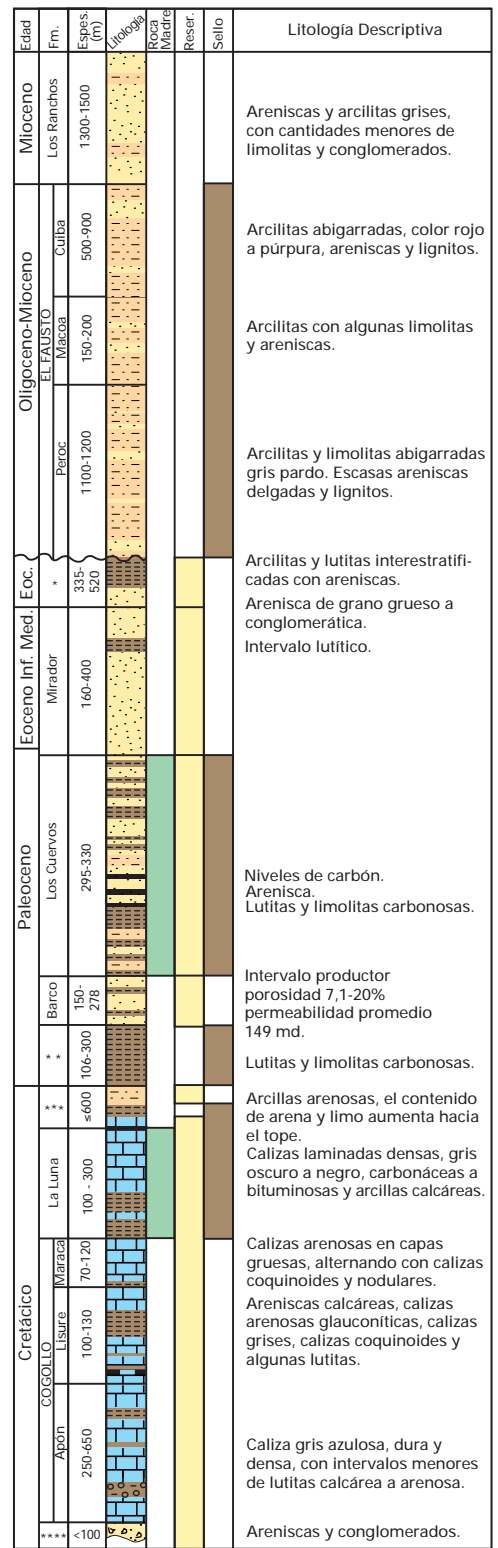
El futuro apunta hacia nuevos descubrimientos en estas áreas de frontera ya identificadas y hacia la reexploración en las áreas tradicionales, cerca de las instalaciones. Nuevos objetivos, hasta ahora considerados de alto riesgo serán la cotidianeidad del explorador; la búsqueda del petróleo que se ha dejado atrás es ya una actividad prioritaria. La tecnología moderna de perforación permitirá alcanzar cada vez mayores profundidades y llegar a los objetivos con mas precisión. El conocimiento cada vez más detallado del subsuelo de nuestras cuencas está apuntalado por nuevos criterios geológicos y geoquímicos, y será alimentado por nueva tecnología de adquisición y procesamiento geofísico. El perfilaje moderno, una muestra del cual se ofrece en otros capítulos de esta publicación, permite la medición y la interpretación de una gran cantidad de propiedades de las rocas y de los fluidos que, adecuadamente utilizadas, garantizan la correcta evaluación de las secciones penetradas por el taladro.

Venezuela guarda aún una gran riqueza por descubrir. La Fig. 1.27 ofrece una idea del éxito de la exploración en las cuencas venezolanas durante los últimos 45 años: casi 47% acumulado, sin tendencia a disminuir y con una adición de reservas de petróleo del orden de los cien mil millones de barriles durante el período. Esta adición se logró por todos los medios, desde la exploración y delineación hasta el recobro mejorado; evidentemente esto es el resultado de los descubrimientos en primer lugar. Las provincias petroleras venezolanas aún no han mostrado todos sus secretos; solamente a través de la aplicación de la tecnología moderna de exploración podrán ser develados.

Figuras 1.28 & 1.29



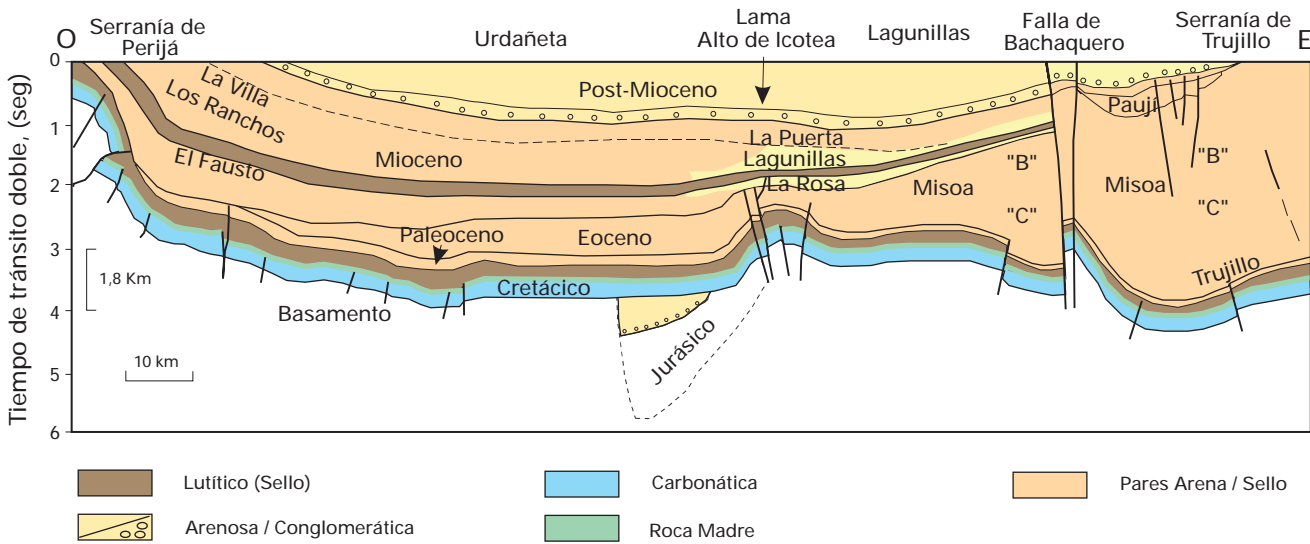
Columna estratigráfica compuesta del Lago de Maracaibo. (Fuentes Parnaud et al., 1995, González de Juana et al., 1980 y Roger et al., 1989).



* Carbonera ** Catatumbo *** Colón-Mito Juan **** Río Negro

Columna estratigráfica compuesta de la Cuenca de Maracaibo hacia el Flanco Norandino. (Fuente: González de Juana et al. 1980).

Figura 1.30



Sección O-E de la Cuenca de Maracaibo (Modificado de Parnaud, et al., 1995).

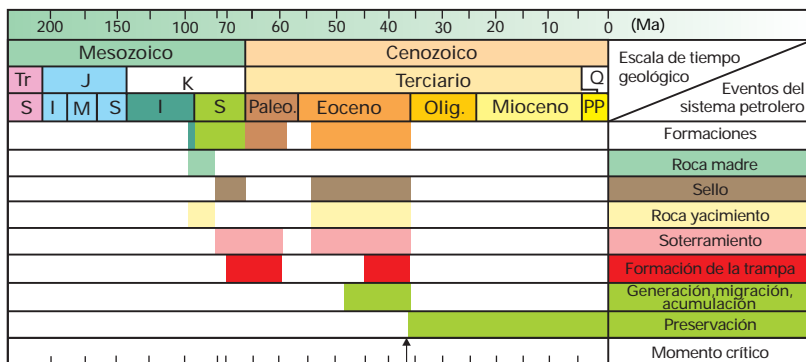
Cuenca de Maracaibo

La Cuenca de Maracaibo (Fig. 1.21) es la cuenca petrolífera más importante de Venezuela. La roca madre por excelencia es la Formación La Luna (Figs. 1.28 y 1.29), de edad Cretácico Tardío, cuyas facies se extendieron por toda Venezuela Occidental hasta Colombia. Se han encontrado rocas madre de importancia secundaria en los Grupos Cogollo (Miembro Machiques de la Formación Apón) y Orocué (Formación Los Cuervos). El petróleo fue generado, migrado y acumulado en diversos pulsos, siendo el más importante el ocurrido durante el

levantamiento andino. Estos puntos serán tratados con mayor detalle más adelante. Las principales rocas yacimientos clásticos son las Formaciones Río Negro y Aguardiente

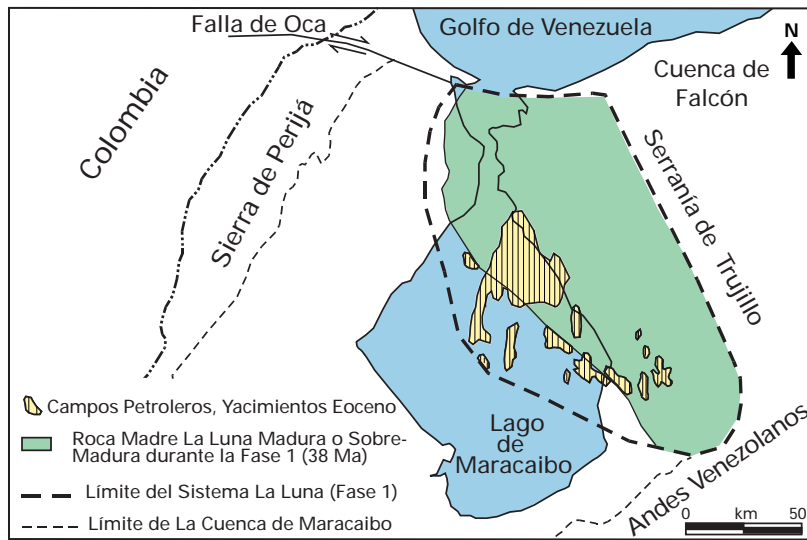
Nota explicativa: La sucesión de eventos en el sistema petrolero es como sigue: La acumulación del registro sedimentario se indica en la fila "Formaciones", en este caso, hay preservación de sedimentos entre el Cretácico Temprano y el Paleoceno Tardío, al que sigue un hiatus de unos 5 a 6 millones de años y luego hay preservación de sedimentos entre el Eoceno Temprano y el límite Eoceno-Oligoceno. La Roca Madre se genera al final del Cretácico Temprano y en parte del Tardío. El sello se sedimenta al final del Cretácico Tardío y durante el Eoceno. Las rocas yacimiento se forman durante el Cretácico Tardío y el Eoceno. La Roca Madre del sistema en esta figura (Formación La Luna), es soterrada en el Cretácico Tardío, liberada en parte de su carga entre el Paleoceno Tardío y el Eoceno Temprano; continúa su soterramiento durante el resto del Eoceno. Las trampas estratigráficas y estructurales se forman entre el Cretácico Tardío-Paleoceno y Eoceno Tardío. La generación, migración y acumulación desde la Roca Madre para este sistema (Formación La Luna) ocurre en la mitad superior del Eoceno. La preservación de las trampas existe desde comienzos del Oligoceno y por lo tanto, el momento crítico o momento en el cual hay la mayor probabilidad de haber entrampado y conservado el petróleo es en el límite Eoceno-Oligoceno.

Figura 1.31



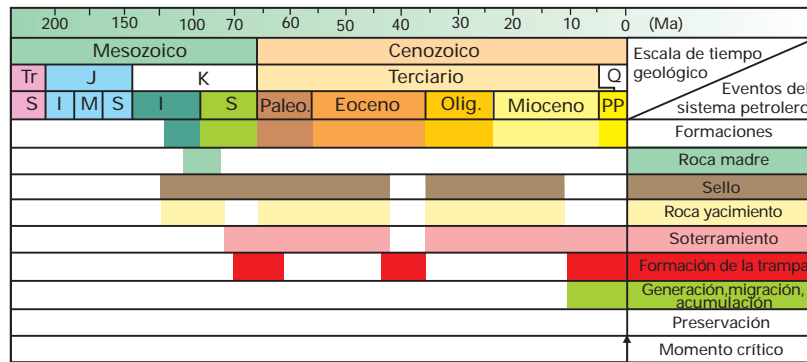
Sistema petrolero de la "Fase 1", Cuenca de Maracaibo (Modificado de Talukdar y Marcato, 1994).

Figura 1.32



Sistema petrolero definido en la cuenca del Lago de Maracaibo, roca madre Formación La Luna, en la Fase 1 (38 Ma) (Modificado de Talukdar y Marcano, 1994)

Figura 1.33



Sistema petrolero de la "Fase 2": Cuenca de Maracaibo (Modificado de Talukdar Marcano, 1994).

(Cretácico), Grupo Orocué (Paleoceno), Mirador-Misoa (Eoceno), Lagunillas y La Rosa (Mioceno) (véanse las columnas de las Figs. 1.28 y 1.29). Las calizas (fracturadas) del Grupo Cogollo (Cretácico Temprano) constituyen los yacimientos carbonáticos más relevantes, mientras que los sellos regionales más importantes son las Formaciones Colón (Cretácico Tardío) y Paují (Eoceno). Localmente, constituyen sellos importantes el Miembro Machiques (Formación Apón) y las lutitas espesas dentro de las Formaciones ubicadas hacia el centro del Lago de Maracaibo, como Misoa, Lagunillas y La Rosa (Fig. 1.30), e incluso secuencias cercanas a los frentes de deformación, como la Formación León y los Grupos Guayabo (Andes) y El Fausto (Perijá).

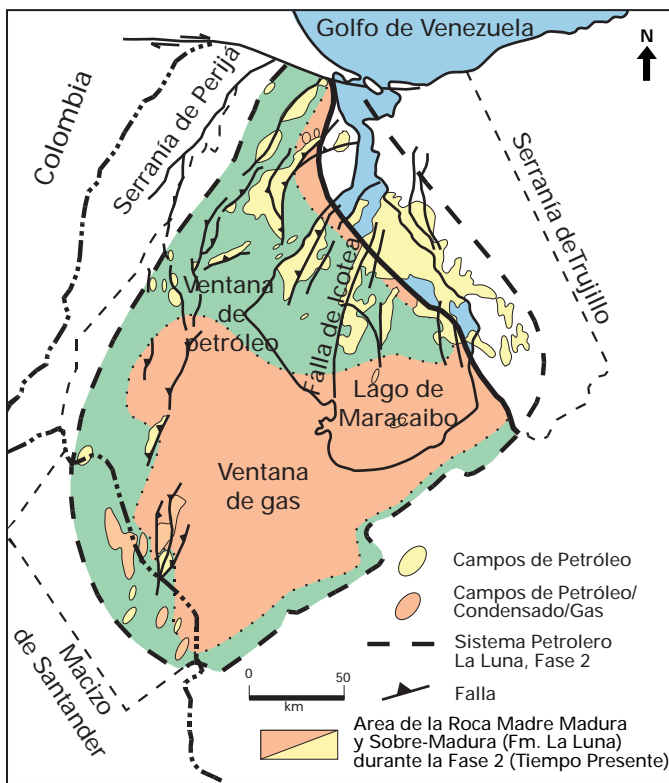
Los principales campos petroleros se encuentran en la costa oriental del Lago de Maracaibo, los que producen principalmente de yacimientos terciarios, como por ejemplo: Cabimas, Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, Mene Grande y Motatán (Fig. 1.0). En la costa oeste se encuentran campos con producción importante en el Cretácico, además del Terciario; entre los que se encuentran el campo de Urdaneta (Lago de Maracaibo) y los del Flanco Perijanero, que son, de norte a sur: La Concepción, Mara, La Paz, Boscán y Alturitas. En el centro, los campos se ubican a lo largo de la estructura del sistema de fallas de Lama-Icotea (Fig. 1.30); entre ellos se cuentan: Lago, Centro, Lama y Lamar.

La gravedad de los crudos es bastante diversa; en general los crudos más livianos ocurren en yacimientos cretácicos profundos y se van haciendo más pesados a medida que se acercan a los yacimientos terciarios más someros. Algunos crudos de la costa oriental del lago, por ejemplo, llegan a tener menos de 13°API.

Sistemas Petroleros

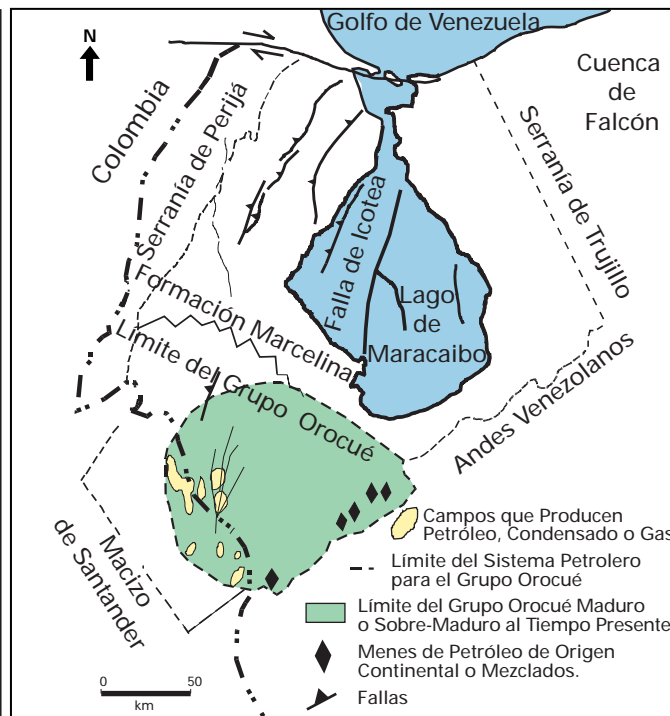
En la Fig. 1.31 se observa el sistema

Figuras 1.34 & 1.35



Sistema petrolero definido en la cuenca de Maracaibo, roca madre Formación La Luna, al tiempo presente (Modificado de Talukdar y Marcano, 1994).

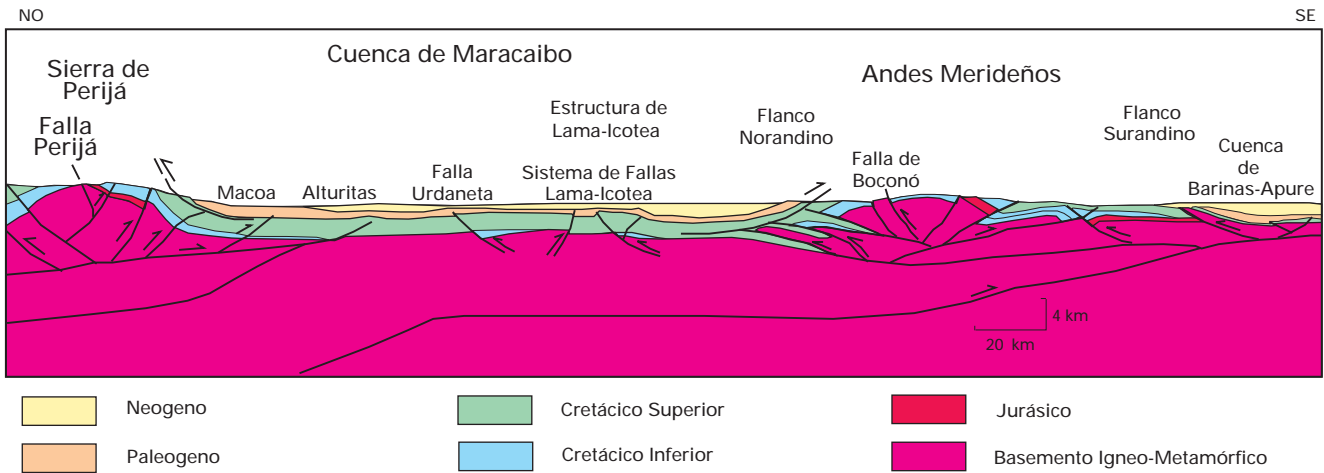
petrolero generado a partir de la Formación La Luna en el subsuelo adyacente al noreste del Lago de Maracaibo (Fig. 1.32). La generación ocurre al noreste de la cuenca; con migración y acumulación durante el Eoceno Tardío, hacia el suroeste; entrapándose en yacimientos cretácicos y eocenos, especialmente hacia el alto de Icoatea. El momento crítico, donde se alcanza el máximo de probabilidades de acumulación, se encuentra en el límite Eoceno-Oligoceno (Fig. 1.31).



Sistema petrolero definido en la cuenca de Maracaibo, roca madre Grupo Orocué, al tiempo presente (Modificado de Talukdar y Marcano, 1994).

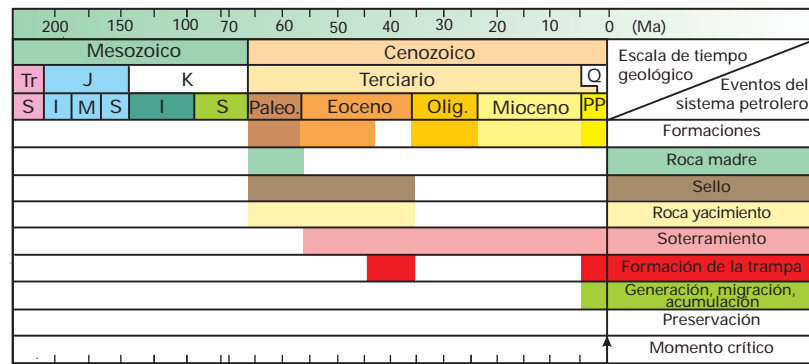
Otro sistema está constituido por la roca madre cretácica (principalmente la Formación La Luna) en la mayor parte de la actual cuenca hidrográfica del Lago de Maracaibo (Fig. 1.33), que en algunas áreas alcanza condiciones de sobremadurez. La generación, la migración y la acumulación ocurren en pleno levantamiento andino, llenando yacimientos prácticamente a lo largo de toda la columna estratigráfica. El momento crítico se ubica en nuestros días. Este sistema constituye el evento más importante de acumulación de hidrocarburos para los yacimientos terciarios, particularmente en las estructuras de los campos de la región occidental del Lago de Maracaibo, campos de Urdaneta, Lama-Icoatea y los de la costa oriental del Lago de Maracaibo (Fig. 1.34).

Figura 1.36



Corte estructural NW-SE a través de la cuenca de Maracaibo, desde los Andes Merideños hasta la Serranía de Perijá.

Figura 1.37



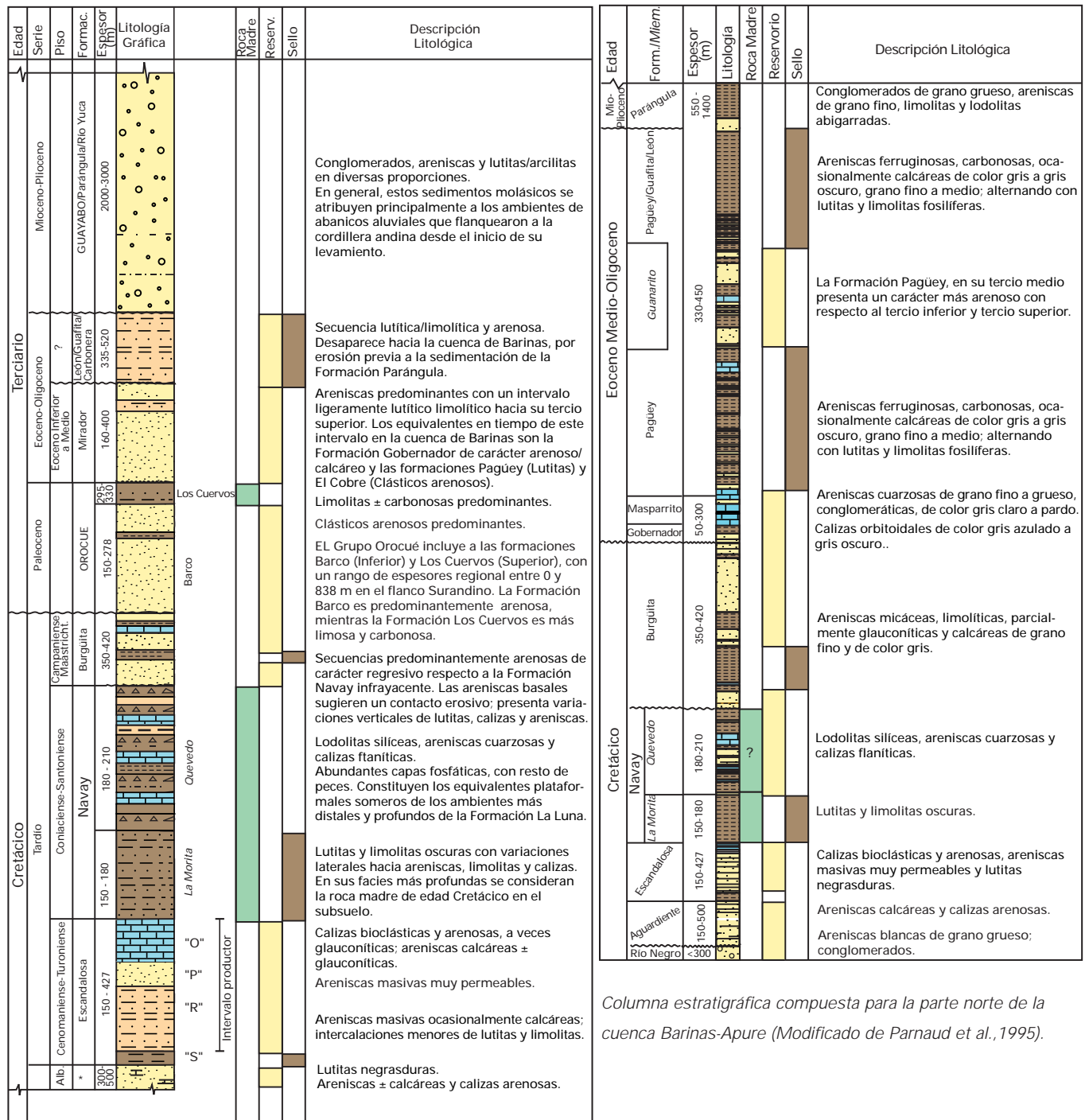
Sistema petrolero de la fase 3, Cuenca de Maracaibo (Modificado de Talukdar y Marciano, 1994).

El tercer sistema lo constituye el Grupo Orocué, al suroeste del Lago de Maracaibo (Fig. 1.35). Aparentemente, esta generación es responsable de los campos del noreste del Macizo de Santander, en la frontera Colombo-Venezolana. La generación, migración y acumulación ocurren en el clímax del levantamiento andino (Plioceno), el cual termina de separar completamente las cuencas de Maracaibo y Barinas-Apure, con la formación de todo un sistema estructural que incluye la reactivación de estructuras antiguas e involucra inclusive el basamento ígneo-metamórfico (Fig. 1.36). La principal roca yacimiento es la secuencia clástica paleogena (Fig. 1.37), que presenta un momento crítico actual.



Discordancia de edad Eoceno Medio (Bartoniense?) entre las Formaciones Mirador y Los Cuervos (Carretera Rubio de San Antonio, Estado de Táchira). Cortesía de Franklin Yoris.

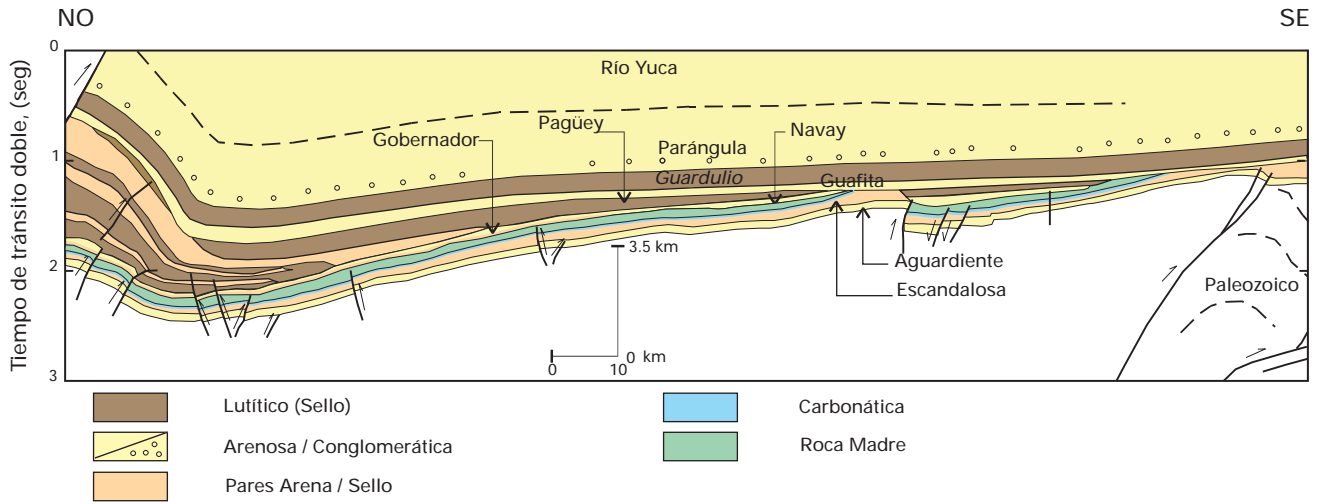
Figuras 1.38 y 1.39



Columna estratigráfica compuesta para la parte norte de la cuenca Barinas-Apure (Modificado de Parnaud et al., 1995).

Columna estratigráfica compuesta del flanco Surandino, cuenca de Barinas-Apure (Fuentes para los espesores: González de Juana et al., 1980, y Kiser, 1989).

Figura 1.40



Sección NO-SE de la Cuenca de Barinas-Apure (Modificado de Parnaud, et al 1995).

Barinas-Apure

La Cuenca de Barinas-Apure (Fig. 1.21) se ubica al sur-sureste del Sistema Montañoso de Los Andes. La roca madre por excelencia es la Formación Navay (Figs. 1.38 y 1.39), de edad Cretácico Tardío, cuyas facies son equivalentes laterales a las de la Formación La Luna. Se han encontrado rocas madre de importancia secundaria en el Grupo Orocué (Formación Los Cuervos),

pero ésta sólo habría generado en los depocentros más profundos, asociados con la acumulación de grandes espesores de molasa por el levantamiento andino.

Las principales rocas yacimientos clásicas son las Formaciones Escandalosa, Burgüita (Cretácico), (Grupo) Orocué (Paleoceno), Mirador-Guafita (Miembro Arauca) (Eoceno-Oligoceno) (véanse las columnas de las Figs. 1.38 y 1.39).

Figura 1.41

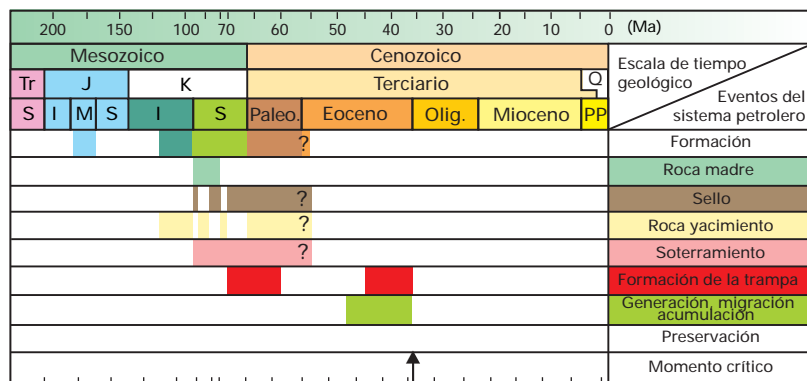


Tabla de eventos petroleros para el sistema La Luna-Burgüita (!) de la Cuenca de Barinas-Apure, durante el emplazamiento de los terrenos Caribe al norte del Arco de Mérida.

Nota explicativa: Los sistemas petroleros tienen nombres compuestos en base al nombre de la roca madre y el del yacimiento principal (por ejemplo: La Luna-Burgüita). Si existe una buena correlación entre el hidrocarburo en el yacimiento y la roca madre, el sistema es bien conocido y se lo indica con el símbolo (!). Si el sistema es hipotético y cuenta sólo con evidencia geoquímica acerca del origen de los hidrocarburos, se lo indica así:(.). Finalmente, si se trata de un sistema petrolero totalmente especulativo, que cuenta sólo con evidencia geológica o geofísica, se lo indica con (?).

Figura 1.42

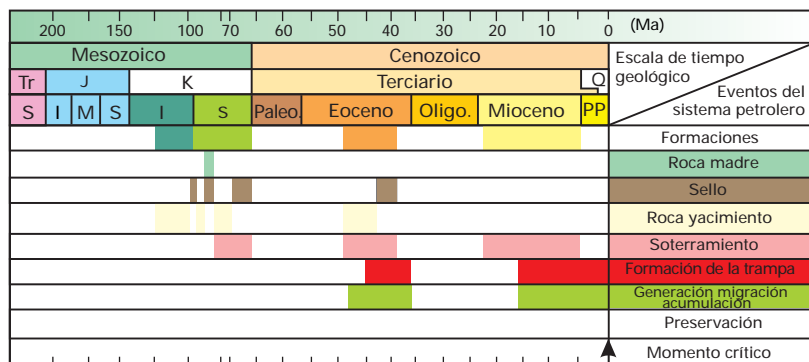


Tabla de eventos para el sistema petrolero Navay-Gobernador (!), en la cuenca Barinas-Apure, al norte del Arco de Mérida, durante el levantamiento andino.

El yacimiento carbonático más relevante lo constituyen las calizas con porosidad secundaria del Miembro Guayacán (Caliza "O") de la Formación Escandalosa. Los sellos regionales más importantes son los intervalos lutíticos de las Formaciones Burgüita (Cretácico Tardío), Pagüey (Eoceno) y Guafita (Miembro Guardulio), Fig. 1.40).

La mayoría de los campos petroleros se encuentra al sur de la ciudad de Barinas, como San Silvestre y Sinco. La Victoria, y Guafita están ubicados cerca de la frontera con Colombia.

La gravedad de los crudos ha sido registrada entre 22 y 28°API en los campos del Estado Barinas, mientras que en los campos de Guafita y La Victoria, Estado Apure, se han encontrado crudos entre 30 y 36°API.

Sistemas Petroleros

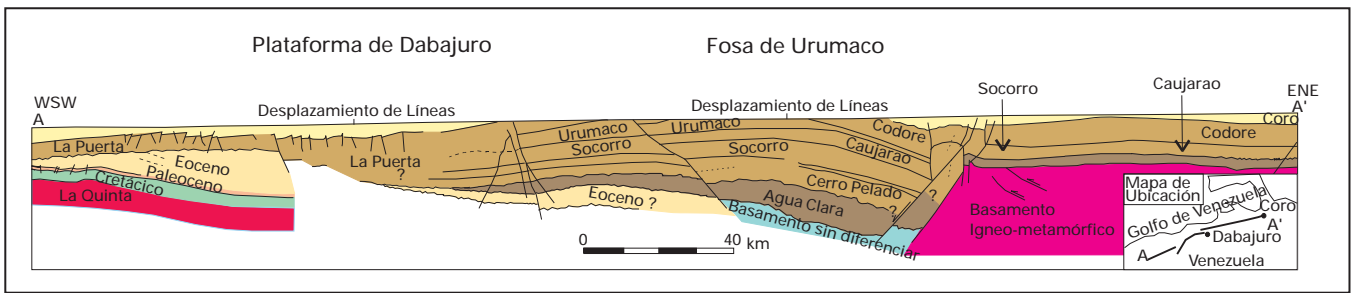
Se han identificado dos eventos para la generación, migración y entrapamiento (Figs. 1.41 y 1.42). El primero se relaciona con el sistema La Luna-Burgüita debido a la generación de petróleo en la cuenca de Maracaibo y su migración al sur-sureste. En este caso, el sello lo constituyen unidades cretácicas: el superior, la lutita basal de la Formación Burgüita, y el inferior, las lutitas del Miembro La Morita (Formación Navay). El yacimiento principal estaría constituido por unidades cretácicas, como las Formaciones Aguardiente, Escandalosa (la Caliza "O" o Miembro Guayacán) y las arenas basales de la Formación Burgüita.

El segundo evento se relaciona con el depocentro del flanco surandino, el cual tiene su momento crítico hoy en día. La roca madre sigue siendo cretácica y el yacimiento llega a incluir unidades eocenas como las Formaciones Gobernador y Pagüey, siendo el Miembro Guardulio de la Formación Guafita el sello Oligoceno de mayor importancia regional. En este segundo evento, pudo haber habido re-migración de crudos entrapados durante el pulso eoceno del sistema La Luna-Burgüita.



Fotografía de un afloramiento de la Formación La Luna en el Río Cuite (Estado Apure). Cortesía de Franklin Yoris.

Figura 1.43



Corte geológico/estructural suroeste-noreste a través de la Cuenca de Falcón (modificado de Macellari, 1995).

Cuenca de Falcón

La Cuenca de Falcón (Fig. 1.21) se ubica al este de la Cuenca de Maracaibo y la separación entre ambas se encuentra a la altura de la Serranía de Trujillo. La roca madre ha sido identificada en las lutitas de la Formación Agua Clara (Fig. 1.43), aunque también se ha demostrado el potencial generador de las lutitas de las Formaciones Guacharaca y Agua Salada (véase Cuadro de Correlación), de afinidad marino-deltaica.

Los principales yacimientos clásticos son las Formaciones Agua Clara (Ensenada de La Vela y Falcón Occidental), Socorro (Campo de Cumarebo) y el Grupo La Puerta (Falcón Occidental), (Fig. 1.43).

Los campos petrolíferos de la Cuenca de Falcón son, de oeste a este: Mene de Mauroa, Media, Hombre Pintado, Las Palmas, Tiguaje, Mamón, La Vela y Cumarebo.

Sistemas Petroleros

En la Fig. 1.44 se ilustra el sistema petrolero de la cuenca de Falcón. La roca madre principal (Oligoceno) fue forzada a la generación mucho antes de la estructuración, en la transición Oligoceno-Mioceno, debido al aumento regional del gradiente geotérmico. Los yacimientos se concentran en unidades oligo-miocenas, con estructuraciones ubicadas entre el Mioceno Tardío y el Plioceno. Este distanciamiento entre la generación principal y la formación de las trampas causó la pérdida de parte del hidrocarburo generado.

Figura 1.44

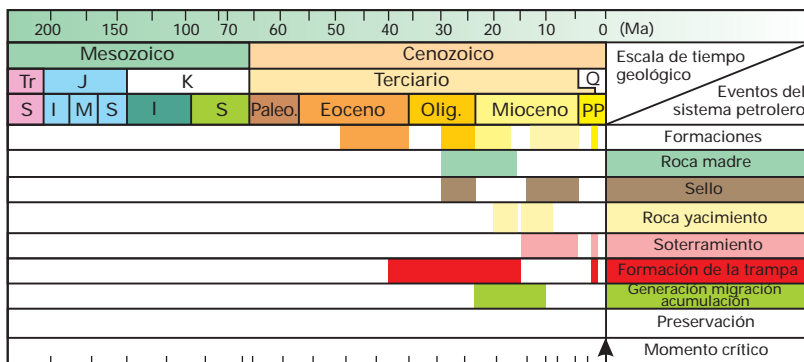
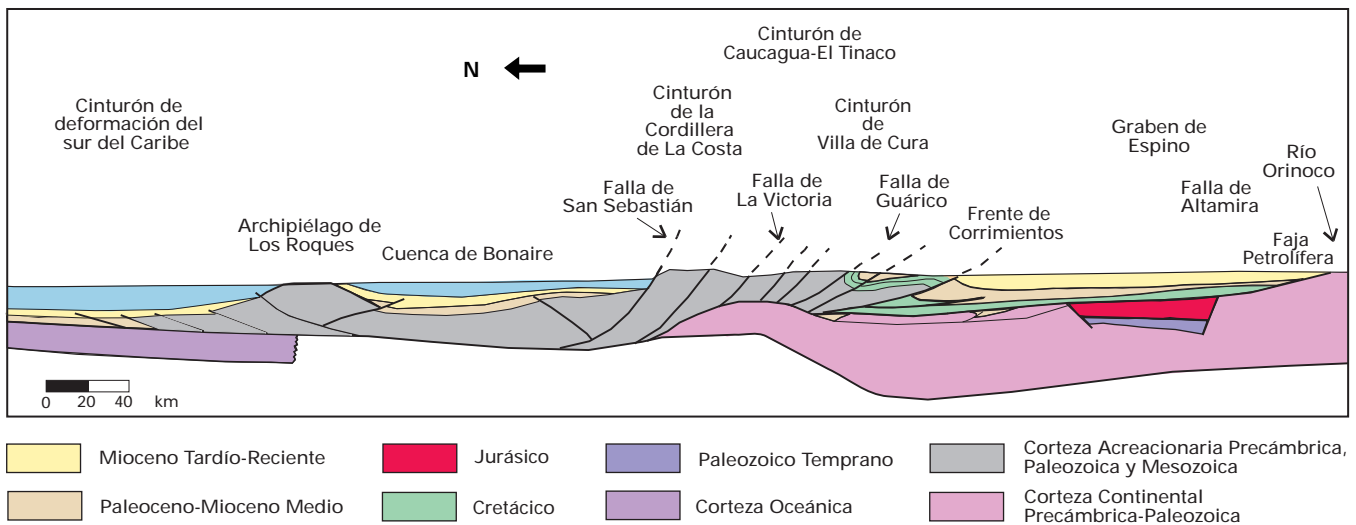


Tabla de eventos para el sistema petrolero Agua Clara (!), en la cuenca Falcón.

Figura 1.45



Corte geológico conceptual Norte-Sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. El Sector de la Cuenca Oriental que muestra el corte pertenece a la Subcuenca de Guárico; nótese cómo el Cretácico y el Terciario de la Cuenca Oriental son cabalgados por el frente de corrimientos.

Cuenca de Oriente

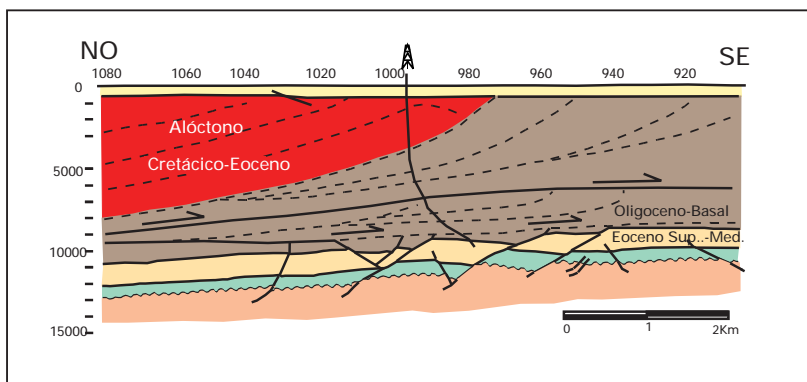
La Cuenca de Oriente (Fig. 1.21) es la segunda cuenca petrolifera más importante de Venezuela. Se encuentra limitada al norte por la Cordillera de La Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el Lineamiento de El Baúl. Ha sido subdividida operativamente en dos subcuencas: la de Guárico y la de Maturín.

Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del Estado Guárico y parte del norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico (Fig. 1.45), el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo (Fig. 1.46). Hacia el sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas (Fig. 1.47), y con un acunamiento de las secuencias cretácicas y terciarias (Fig. 1.48) en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos.

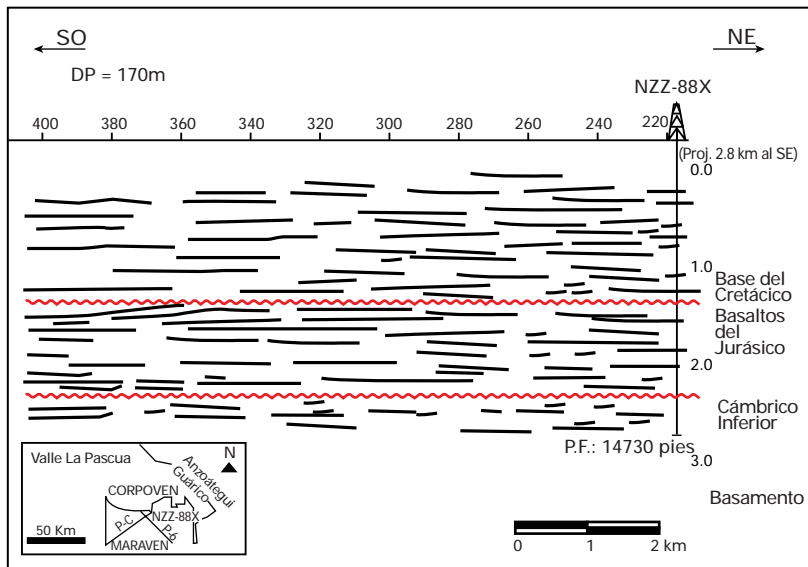
La roca madre principal (Grupos Guayuta y Temblador) se supone sobrecorrida actualmente por el Frente de Deformación del Norte de Guárico (Fig. 1.48). La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la principal acumulación al sur del Frente de Montañas sea de gas y no de petróleo líquido. No obstante, se ha postulado una generación

Figura 1.46



Sección NO-SE basada en la interpretación sísmica y con control de un pozo en el frente de montaña de Guarumen (modificado de Figueroa y Hernández, 1990). La secuencia Cretácico-Eoceno-Oligoceno sobrecorre al Oligoceno Basal (Temprano), indicando así una edad Mio-Plioceno para la última deformación.

Figura 1.47

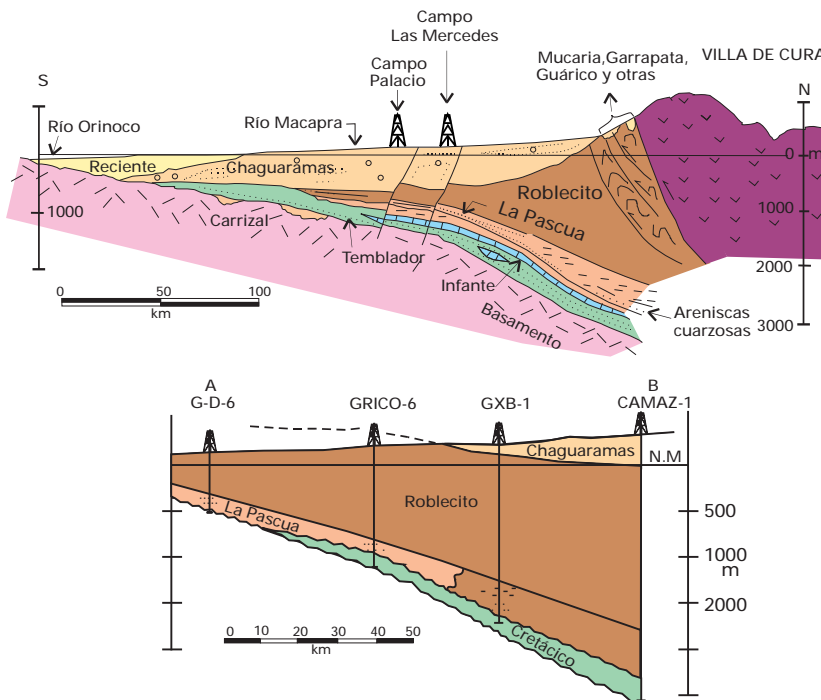


La línea sísmica noreste-suroeste a través del graben Jurásico al sur de la Subcuenca de Guárico (modificado de Daal et al, 1989). En esta sección se aprecia cómo se conservan sedimentos paleozoicos (Cámbrico) y Jurásicos (con basaltos) en las partes profundas del graben de Espino. La profundidad final del pozo proyectada sobre la línea fue de 14.730 pies (4.490 m).

cercana a la edad de la formación de las fallas Mioceno Tardío en la región de Guárico Central, con características de materia orgánica de origen marino y distancia de migración cercana. Esto demostraría la importancia del Grupo Temblador (Fig. 1.49) en los campos del Estado Guárico como potencial roca madre. También se ha postulado la generación de hidrocarburos parafínicos a partir de formaciones-yacimiento, como Roblecito y Oficina.

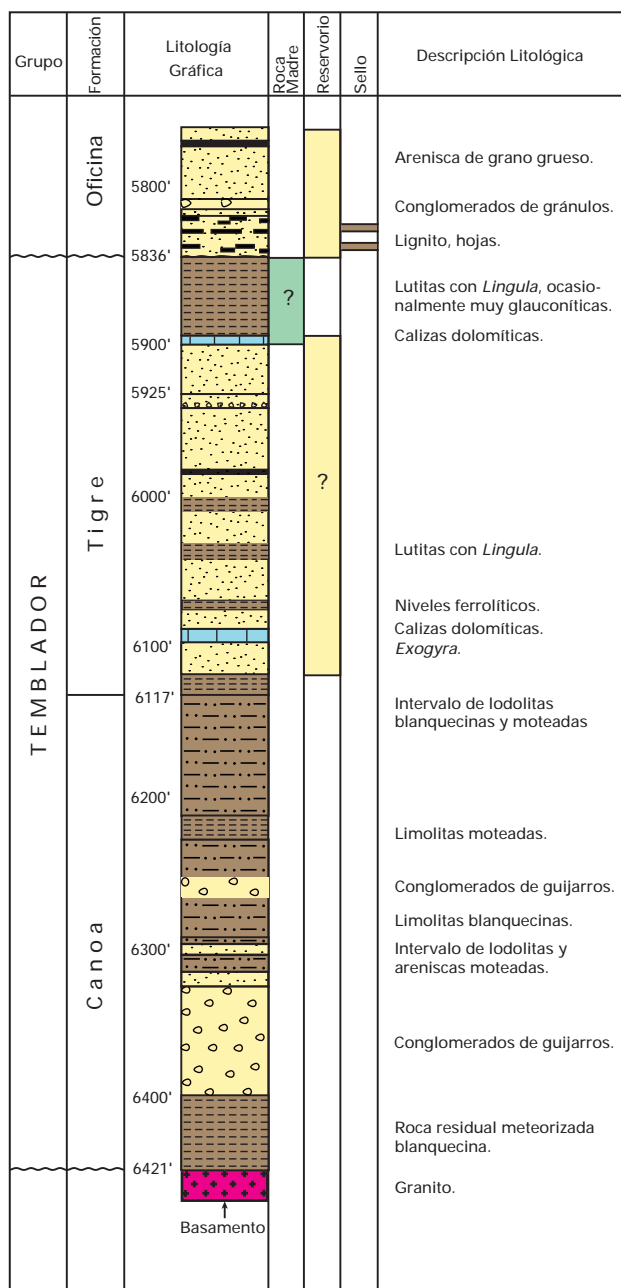
Los principales campos petroleros son, de oeste a este: Palacio, Las Mercedes, Yucal-El Placer, Tucupido, El Jobal, Socorro y Macoya (véase la figura de los campos de Venezuela); en especial, Yucal-El Placer es un campo de gas por excelencia. Hacia el sur del Estado Guárico, las unidades cretácicas y terciarias se acuñan gradualmente (Fig. 1.48), generando trampas estratigráficas (Fig. 1.48), generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado la Faja del Orinoco, de yacimientos neógenos y cuya migración parece haber ocurrido no sólo de norte a sur, sino también de noreste a suroeste. Se supone que estos crudos de tipo

Figura 1.48



Cortes estructurales desde un punto cercano al límite sur del Parque Nacional de Guatopo (norte de Altigracia de Orituco, Estado Guárico) hasta el Río Orinoco, a unos 160 Km al sur de la intersección del corte con el Río Macapra, y en el transecto de los pozos G-D-6 a CAMAZ-1, al sur de Camatagua. En estos cortes se aprecia la profundización de la secuencia autóctona Cretácico-Terciaria bajo el frente de corrimientos y que incluyen rocas ígneo-metamórficas (Grupo Villa de Cura) y Cretácico -Terciarias como: Mucaria, Garrapata, Guárico, Roblecito, Peñas Blancas, Naricual, Quebradón, Quiamare y Chaguaramas (las seis últimas concentradas en el propio frente de corrimientos, en el llamado "Complejo de Chacual"). Modificado de González de Juana et al., 1980 : 437).

Figura 1.49



Perfil litológico del pozo Tigre N° 1, Estado Guárico (Modificado de González de Juana et al., 1980: 285).

nafténico-parafínico se originaron a partir de una roca madre cretácica, y su migración de decenas de kilómetros se vio favorecida por la discordancia basal del terciario (Neógeno-Cretácico y Neógeno-Basamento). La Faja del Orinoco se extiende hacia el este, marcando el límite sur de toda la cuenca

oriental; su estratigrafía se representa en el corte regional de la Fig. 1.50.

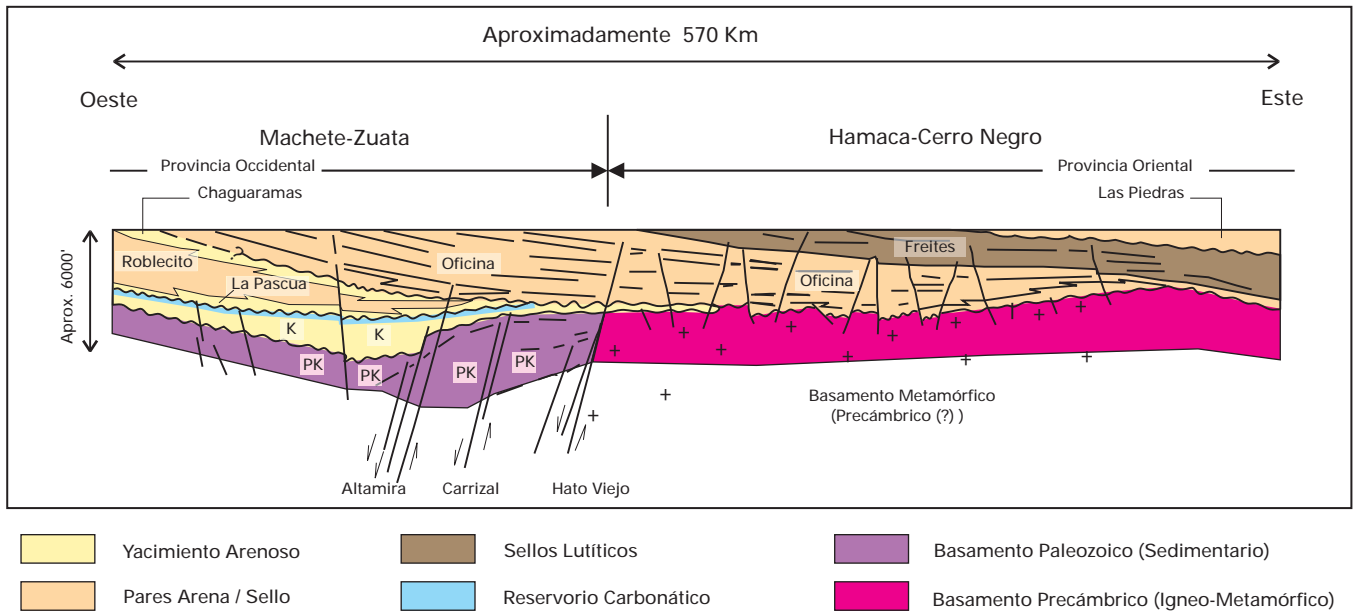
Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales).

Sistemas Petroleros

La sub-cuenca de Guárico presenta un marco complejo en lo referente a sus sistemas petroleros. Se reconocen cuatro sistemas: (1) Querecual-Oficina (Fig. 1.51); (2) Temblador-La Pascua (!) (Fig. 1.52); (3) Querecual-Chaguaramas (!) (Fig. 1.53) y (4) Oficina (!) (Fig. 1.54).

El sistema Querecual-Oficina tiene la roca madre en la Formación Querecual, presente actualmente en forma de bloques y afloramientos muy fallados en todo el Frente de Montañas de Guárico. Desde el final de su sedimentación, en el Cretácico Tardío, fue primero soterrada, luego involucrada en la tectónica Caribe entre el Eoceno y el Oligoceno. La sedimentación de la roca yacimiento (Formaciones Oficina y Merecure) ocurre entre el Oligoceno Tardío y el Mioceno, y la formación de la trampa, en la estructuración eocena de la Cuenca Oriental. La generación, migración y acumulación han ocurrido continuamente desde el inicio del Oligoceno, desde las zonas más profundas bajo el frente de corrimientos, hasta los acñamientos distales de la Cuenca Oriental hacia el sur. En el caso específico de la Formación Oficina, los sistemas de fallas extensionales de edad miocena fueron las principales causas del entrapamiento, tanto en la sub-cuenca de Guárico como en la de Maturín (flanco sur). Específicamente, el sistema Querecual-Oficina (!) sólo se refiere al área de Oficina en la subcuenca de Guárico (ubicada hacia el límite sur de los estados Guárico y Anzoátegui) y presenta su momento crítico en la actualidad.

Figura 1.50



Configuración estructural esquemática de La Faja del Orinoco, (Modificado de Audemard et al., 1985).

partir del Oligoceno. Esto provoca una gran pérdida de crudo, ya que las trampas estructurales no se forman sino hacia el final del Mioceno, con un probable momento crítico en el límite Mioceno-Plioceno.

El sistema Querecual-Chaguaramas (!) es una consecuencia de lo explicado en el sistema precedente; las trampas esencialmente estratigráficas y por sellos asfálticos ocurren en los bordes de la cuenca oriental, durante la sedimentación Oligoceno-Mioceno, dando lugar a la Faja del Orinoco. El sistema Querecual-Chaguaramas (!) es aplicable a todo el resto de la Faja, incluso al sur de la subcuenca de Maturín, donde jugarían el mismo papel de yacimiento las rocas equivalentes en tiempo a la Formación Chaguaramas. Aparentemente, el momento crítico del sistema se alcanza en la actualidad.

Figura 1.51

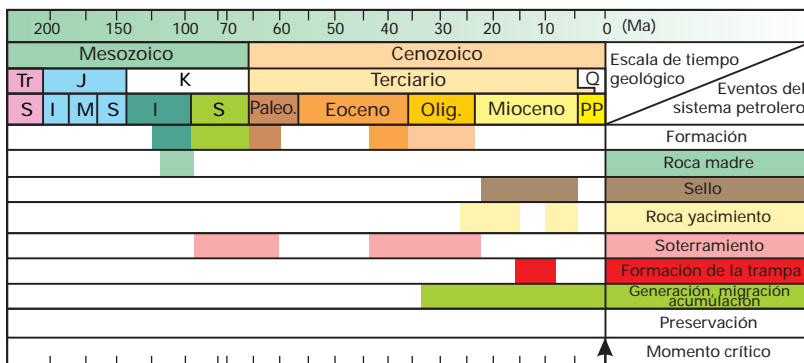
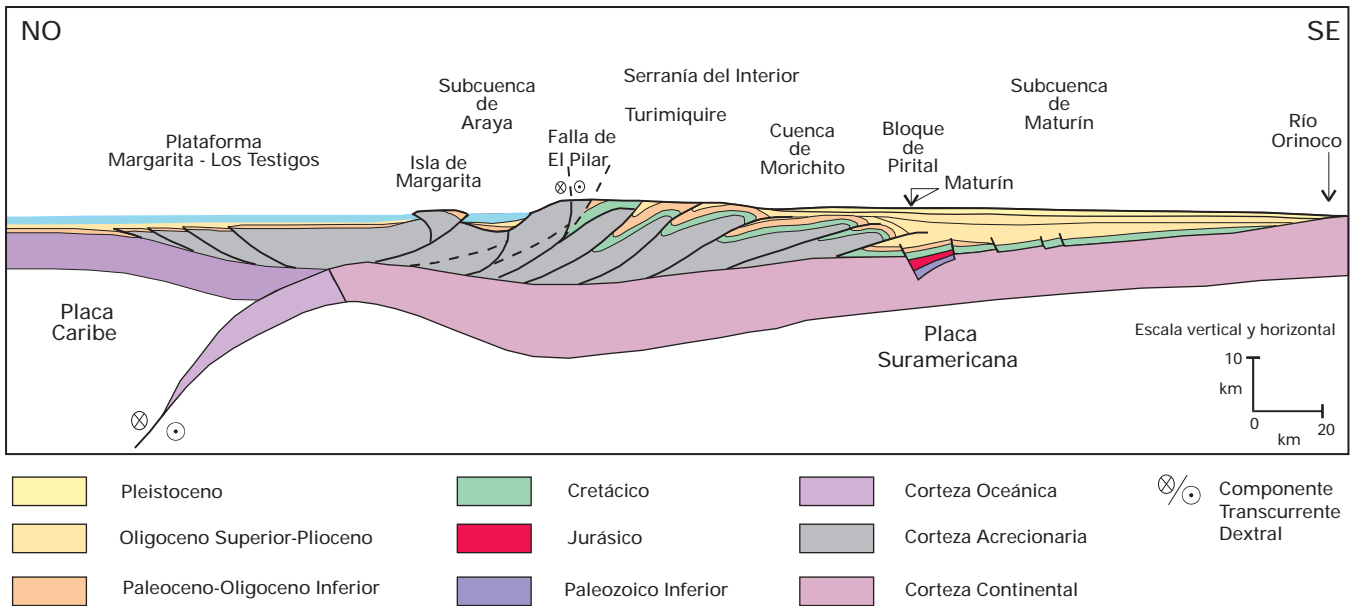


Tabla de eventos para el sistema petrolero Querecual-Oficina (!), para el Area de Oficina Subcuenca de Guárico.

El sistema Temblador-La Pascua (!) funciona en el área central del Estado Guárico. Los yacimientos principales son el mismo Grupo Temblador y la secuencia de las Formaciones La Pascua y Roblecito. La carga litostática (tectónica) de la roca madre ocurre a partir del Eoceno, con generación a

Figura 1.55



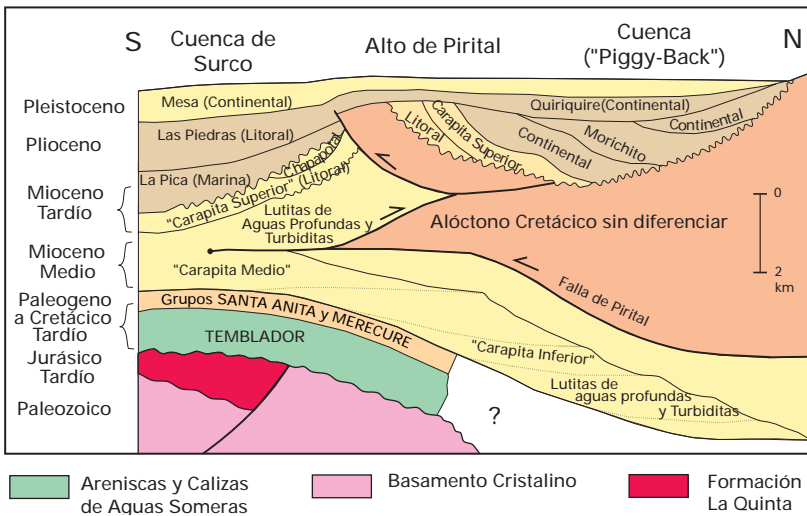
Corte geológico conceptual noroeste-sureste desde la Plataforma Margarita-Los Testigos hasta el Río Orinoco. El flanco norte de la Subcuenca de Maturín se encuentra asociado a los frentes de corrimiento de grandes bloques corticales, desplazados hacia el sur por la colisión entre las placas Caribe y Suramericana.

Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín (Fig. 1.55) constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuífamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur (Figs. 1.55 y 1.56).

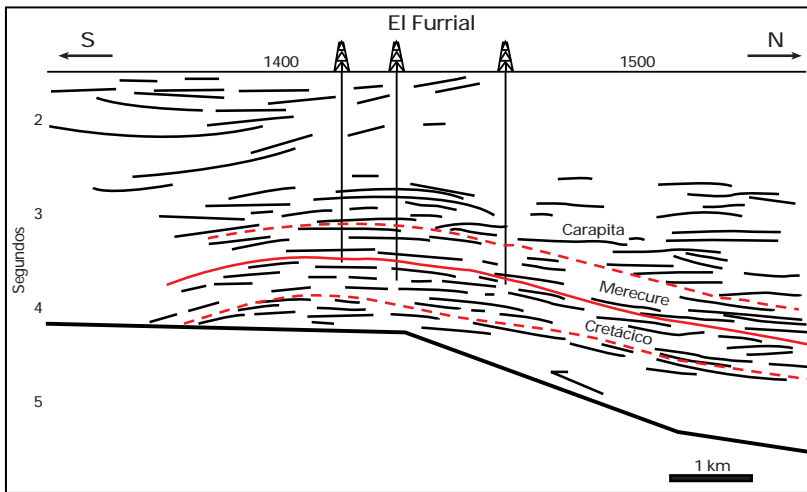
La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín (Fig. 1.57): una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador (Fig. 1.49) en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (Fig. 1.50).

Figura 1.56



Sección estructural mostrando las unidades tectono-estratigráficas en el flanco norte de la Subcuenca de Maturín. en esta figura se ilustran las complejas relaciones tectónicas y estratigráficas de las unidades sedimentarias que constituyen los equivalentes verticales y laterales de la Formación Carapita en el subsuelo; mientras se depositaban sedimentos en ambientes profundos de surco al sur, al norte del Alto de Pirital se desarrolló una cuenca tipo "Piggy-Back" con ambientes someros y continentales (modificado de Roure et al., 1994). El Grupo Santa Anita incluye las Formaciones San Juan, Vidoño y Caratas.

Figura 1.59



Interpretación estructural del campo El Furrial (según Parnaud et al., 1995). En esta sección, la trampa está constituida por un alto estructural asociado al desarrollo de una rampa de corrimiento con vergencia al sur.

Figura 1.60

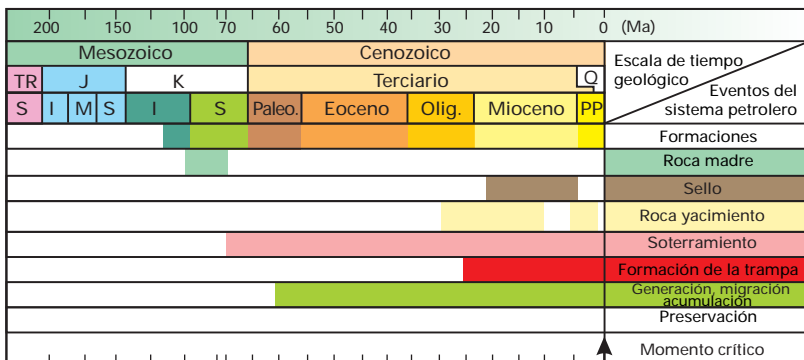


Tabla de eventos para el sistema petrolero Guayuta-Oficina (!) para la Subcuenca de Maturín, cuya cocina se localiza en el bloque de Pirital.

Figura 1.61

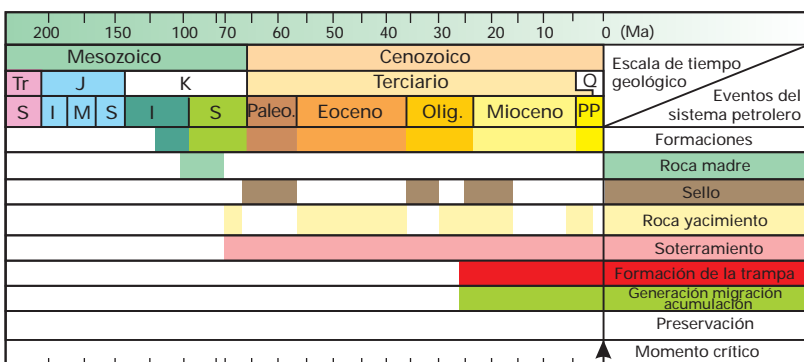


Tabla de eventos para el sistema petrolero Guayuta-Carapita (!), para la Subcuenca de Maturín, cuya cocina se localiza en el autóctono y en El Furrial, mostrada en la Fig. 1.62.

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites suprayacente también constituye un sello regional de gran importancia.

Los principales campos petrolíferos, de oeste a este y en el norte de Monagas son: los del Area Mayor de Oficina, Quiamare, Josepín, El Furrial, Orocuai, Boquerón, Quiriquire y Pedernales.

En su límite sur, la subcuenca también incluye la Faja del Orinoco, con yacimientos neógenos y roca madre cretácica, con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretácico-Neógeno y Basamento-Neógeno.

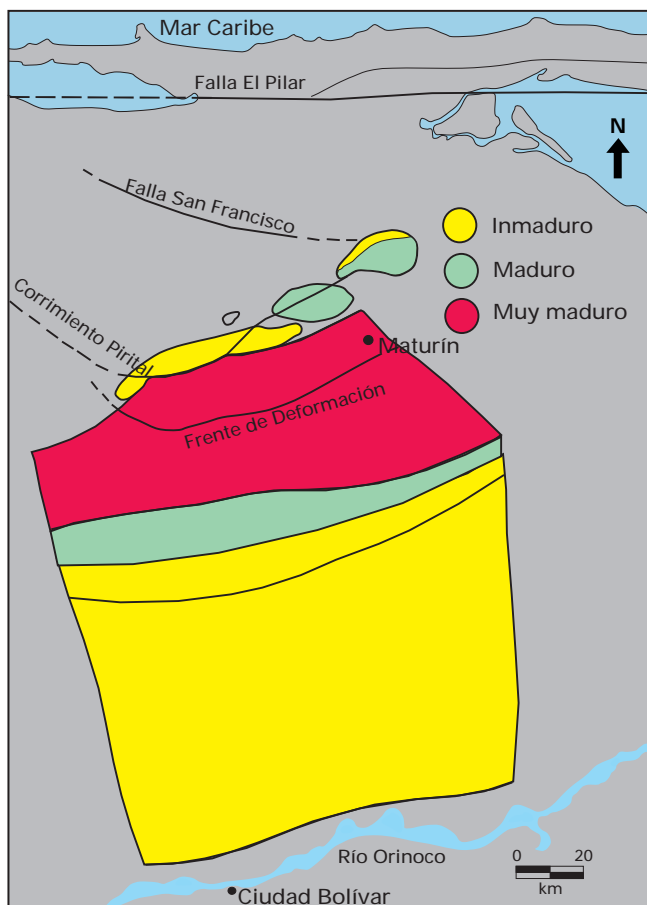
La gravedad de los crudos es bastante diversa: en los campos de El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare-La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41°API; en los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados; en la Faja del Orinoco, los crudos pesados y extrapesados constituyen la característica esencial. En general, los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos más someros: la Faja del Orinoco en el flanco sur, y los campos de Quiriquire, Manresa y Guanoco en el flanco norte (estos dos últimos contienen hasta crudos extrapesados).

Sistemas Petroleros

Los principales sistemas petroleros de la Subcuenca de Maturín son: (1) Guayuta-Oficina (!) (Fig. 1.60) y (2) Guayuta-Carapita (!) (Fig. 61).

El primero de ellos se relaciona con los campos del flanco sur de la Subcuenca de Maturín e incluye las Formaciones Querecual y San Antonio (Grupo Guayuta) del Cretácico Tardío como rocas madre principales,

Figura 1.62



Cocina de hidrocarburos para la Serranía del Interior y Subcuenca de Maturín (Modificado de Parnaud et al., 1995b).

las cuales son cargadas litostáticamente (estratigráfica y tectónicamente) hasta nuestros días. El yacimiento principal está constituido por las unidades Oligo-Miocenas como Merecure, Oficina y Freites; el sello principal son las Formaciones Oficina y Freites, con

formación de la trampa durante la deformación del Oligoceno Tardío hasta el presente. La generación, migración y entrapamiento alcanzan su momento crítico en nuestros días, habiéndose iniciado la generación desde los inicios del emplazamiento de las napas Caribe contra la Placa Suramericana, mucho más al oeste y noroeste respecto de su posición actual, a partir del Paleoceno Tardío.

El segundo sistema, Guayuta-Carapita (!), se refiere al flanco norte de la Subcuenca de Maturín e involucra una mayor heterogeneidad de yacimientos y sellos, con una generación más joven que para el primer sistema. Tanto la generación y migración como la formación de la trampa son Oligoceno Tardío-Presente, con un momento crítico actual. Los sellos importantes son las Formaciones Vidoño, Areo y Carapita, con menor importancia para las unidades molásicas, como Morichito, Las Piedras y Quiriquire. Los yacimientos se encuentran en las Formaciones San Juan, Caratas, Los Jabillos, Merecure ("Naricual" del subsuelo), Carapita, La Pica, Las Piedras y Quiriquire.

La cocina actual de la roca madre para la Subcuenca de Maturín se esquematiza en la Fig. 1.62, indicando que la roca madre se encuentra en ventana de gas bajo el frente de deformación y su zona de madurez (ventana de petróleo) se encuentra alimentando el flanco sur de la subcuenca en el momento actual.

AUTORES Y COLABORADORES

Este capítulo¹ fue escrito por E.Yoris y M. Ostos (E.I.G. LITOS C.A.)

con la colaboración del personal de LITOS C.A. y L. Zamora.

¹La sección de la Historia de la Exploración Petrolera en Venezuela fue escrita por L. Zamora

Las definiciones empleadas aquí se basan fundamentalmente en las que aparecen en glosarios conocidos como el BATES & JACKSON (1980). No obstante, en aras de simplificación, se ha colocado la definición más apropiada al uso que se le ha asignado en el texto de este libro. Se puede referir al lector al glosario citado o a la literatura especializada, en caso de que se desee profundizar aún más en el término.

Alóctono: formado o producido fuera del lugar donde ahora se encuentra. Para la connotación tectónica del término, se refiere éste a porciones de corteza terrestre que han sido desprendidas de su basamento original y transportadas tectónicamente grandes distancias, para finalmente ser emplazadas como "Terrenos Alóctonos".

Arenisca: véase Sedimentos Clásticos.

Astenósfera: (véase Litósfera).

Autóctono: formado o producido en el lugar donde se encuentra. Para la connotación tectónica del término, se refiere éste a porciones de corteza terrestre las cuales se encuentran enraizadas a su basamento original.

Basamento Económico: en la industria petrolera, dicese de las rocas más antiguas de un sitio, las cuales pertenecen a secuencias que nunca generaron hidrocarburos (Ej: rocas sedimentarias jurásicas en las cuencas petrolíferas venezolanas) o que son tan cristalinas y macizas que tienen nula porosidad y permeabilidad, como es el caso de rocas metamórficas e ígneas. Sin embargo, se han dado casos como en la Ensenada de La Vela (Estado Falcón), en que el basamento metamórfico se encuentra fracturado y contentivo de petróleo económico.

Batial: profundidades pertenecientes al talud continental. Se ha llegado a dividir en "superior", "medio" e "inferior". La profundidad promedio del límite con la plataforma es cercana a los 180 m y el pie de los taludes continentales se encuentra cercano a los 2000 m.

Caliza: roca sedimentaria constituida por más del 50 % de carbonato de calcio (calcita). Los componentes secundarios determinan las diferentes variedades; ej: caliza arenosa (cuarzosa), caliza conchifera (bioclástica), etc.

Conglomerados: véase Sedimentos Clásticos.

Corrientes de turbidez: corrientes que están asociadas a movimientos de masas de agua cuya densidad es mayor que la del cuerpo de agua circundante; suelen producirse en taludes continentales y frentes deltaicos, donde se producen entradas repentinas de gran cantidad de sedimentos en suspensión por crecidas en los ríos, tormentas o por deslizamientos submarinos.

Diacronismo: dicese de un proceso sedimentario que va depositando un mismo tipo de roca a lo largo del tiempo y el espacio, dando por resultado que el mismo grupo de rocas (ej: areniscas de línea de playa) tenga edad geológica (ej: biozona) diferente en sitios alejados entre sí. El concepto básico del diacronismo es el de que los cuerpos de roca "cruzan líneas de tiempo", lo cual no es otra cosa que el decir "tiene edad diferente dependiendo del sitio" o "la secuencia se hace más joven hacia el sur". El concepto de diacronismo también se ha extendido a otros tipos de procesos, como los ígneos (ej: "el vulcanismo es diacrónico hacia el este", o sea, la edad de las erupciones es más joven hacia el este) y hasta los tectónicos: "el eje del surco avanza diacrónicamente hacia el sureste", o sea: la edad de los sedimentos del surco es más joven en las muestras a medida que éstas procedan de localidades cada vez más al sureste.

Fosa: depresión cortical alargada asociada generalmente a un límite de placa tipo zona de subducción o límite transformal (ej: Fosa de las Marianas, en el Océano Pacífico); también pueden desarrollarse fosas (también: surcos) adyacentes a cinturones de corrimiento, los cuales flexionan la litósfera adyacente con su peso, creando depocentros alargados paralelamente a dichos frentes. Si no existe suficiente sedimento para rellenar la fosa a medida que ésta se forma o se mantiene, se crea en el mar un bajo batimétrico importante en el que los sedimentos turbidíticos son característicos; si la entrada de sedimentos es grande, no llega a crearse el bajo batimétrico y la fosa

o surco no se hace evidente hasta no reconstruir los espesores de la columna sedimentaria, llegando incluso a tener poco o ningún aporte de sedimentos marinos.

Frente de Corrimientos: son regiones de la litósfera terrestre asociadas al emplazamiento de napas; normalmente constituyen cadenas de montañas o serranías y se encuentran cercanas a límites colisionales de placas. Por ejemplo, en Venezuela, la Serranía del Interior tanto en su parte central como oriental, se considera un Frente de Corrimientos asociado al emplazamiento de napas por la colisión entre las placas Caribe y Suramericana. También se les denomina "Frente de Plegamiento y Corrimientos" ("Fold & Thrust Belts").

Ftanitas: son rocas sedimentarias de grano muy fino, ricas en sílice producto de la recristalización de sus partículas componentes. Usualmente son una mezcla de material arcilloso y sílice microcristalina, con cantidades menores de caparzones calcáreos de foraminíferos y otros organismos marinos.

Gondwana: el continente del Hemisferio Sur durante el Paleozoico Tardío. El término procede de un sistema de rocas de la India: Gondwana, de edad Carbonífero a Jurásico, que incluye sedimentos de origen glacial.

Graben: unidad de corteza alargada, relativamente deprimida respecto a las zonas circundantes y limitada por fallas de extensión en la dirección de su alargamiento. Son estructuras típicas de zonas de expansión continental.

Laurasia: Equivalente de Gondwana en el Hemisferio Norte, y del cual se derivaron los continentes del mismo hemisferio. Su nombre es la combinación etimológica de Laurentia o nombre con el que se refieren paleogeográficamente muchos autores a las rocas del Escudo Canadiense y Eurasia o la masa continental de Europa y Asia, excluyendo a la India.

Laurentia: véase Laurasia.

Limolita: véase Sedimentos Clásticos.

Litósfera: término reológico para referirse a la porción externa de la Tierra que involucra a la corteza y una pequeña parte del manto, la cual se comporta rígida en comparación con el nivel inmediatamente inferior o Astenósfera, el cual es capaz de fluir en el estado sólido (celdas de convección). Las Placas Tectónicas son entonces, porciones de litósfera o "placas litosféricas". Las placas litosféricas de las cuencas oceánicas suelen tener cerca de 80 km de espesor, mientras que las pertenecientes a las zonas continentales, llegan a tener 150 km o más.

Lutita: véase Sedimentos Clásticos.

Molasa: sedimentos de gran extensión areal, post-orogénicos, que resultan de la denudación de las montañas adyacentes, durante o después del paroxismo de dicho levantamiento. Suelen tener grandes espesores.

Napas: porciones o "láminas" de litósfera, las cuales han sido desprendidas de sus basamentos originales y transportadas sobre terrenos continentales; el mecanismo final de transporte suele ser del tipo inverso y al sistema de fallas principal de la base de la lámina se le llama "corrimiento principal" o "superficie de despegue".

Olistolito: véase Olistostromo.

Olistostromo: se definen con este término intervalos estratigráficos en los cuales se encuentran bloques (Olistolitos), a veces de dimensiones kilométricas, los cuales se acumularon al deslizarse pendiente abajo en taludes de regiones tectónicamente activas o de pendiente inestable. El arreglo de los bloques y su composición suele ser caótica, con mezcla de muchas litologías.

Orogenésis: literalmente, el proceso de formación de montañas. En la columna geológica, la época de formación de grandes cadenas montañosas fueron resaltadas con nombres como: Orogenia Herciniana (Cadena montañosa entre el sur de Irlanda, Gales y hasta el norte de Francia, Bélgica y Alemania; Paleozoico Tardío: Carbonífero-Pérmico), Orogenia Laramidiana (Montañas Rocosas

Orientales de Estados Unidos; finales del Cretácico a finales del Paleoceno), Orogenia Alpina (montañas del sur de Europa - incluyendo Los Alpes- y Asia; fundamentalmente Terciaria, finalizando durante el Mioceno o el Plioceno). En su concepto más moderno, las cadenas orogénicas han resultado ser los sitios que indican un límite colisional entre placas tectónicas; también se les llama "Cinturones Orogénicos", con características específicas de magmatismo y metamorfismo, según sea el tipo de colisión.

Pangea: supercontinente que existió hace unos 200-300 Ma (millones de años) e incluyó la mayor parte de la corteza terrestre en ese momento. De este supercontinente se separaron los actuales a través de la Deriva Continental o ruptura de los mismos y posterior migración hasta sus posiciones actuales.

Placa Tectónica: porción de litósfera terrestre, sin ningún tipo de actividad sísmica (actual) importante en su interior sino solamente hacia sus bordes. A lo largo del tiempo geológico, se ha postulado que las placas se mueven sobre la Astenósfera gracias a mecanismos como los de las celdas de convección del manto.

Pull-Apart: término inglés que se emplea para aquellas cuencas extensionales que se forman entre dos fallas trascurrentes.

Regresión: retroceso del mar y por ende, aumento de las áreas expuestas a la exposición sub-aérea. Una secuencia sedimentaria es regresiva cuando la paleoprofundidad de sus sedimentos disminuye de manera continua a medida que éstos son más jóvenes.

Sedimentos clásticos: son aquellos conformados por partículas derivadas de la erosión/meteorización de rocas y sedimentos, y que son posteriormente transportados por el agua o el viento. Las fracciones clásticas son: arcilla (menor de 1/256 mm de diámetro), limo (1/256 - 1/16 mm), arena (1/16 - 2 mm) y grava (> 2 mm). La fracción de limo y arcilla, da origen a las lutitas y lodolitas; la de limo puro, a las limolitas; la de arena a las areniscas y la grava a los conglomerados.

Sedimentos hemipelágicos: constituyen los sedimentos típicos de los taludes continentales. Los conforman mezclas de material terrígeno (limo fundamentalmente) con material pelágico (plancton) y hasta béntico; sin embargo, la fracción terrígena mayor de 5 micras debe ser superior al 25%; debido a su ubicación, se encuentran propensos al transporte lateral por las corrientes oceánicas que bordean los continentes.

Sedimentos neríticos: son aquellos sedimentos depositados en un ambiente marino, entre la línea de la marea baja y el quiebre de la plataforma hacia el talud. Los ambientes del entorno citado se dicen pertenecientes al "ambiente nerítico". Ha sido dividido por algunos autores en "interno", "medio" y "externo".

Sedimentos pelágicos: sedimentos que proceden principalmente de partículas que se encuentran en suspensión en los mares. Estas partículas pueden proceder del plancton marino (calcáreo o silíceo) e incluso ser de arcillas, en cuyo caso se generan las "arcillas abisales" de algunos fondos oceánicos profundos. El término pelágico también se emplea en oceanografía para indicar todo lo relativo al ambiente oceánico, es decir, al ambiente fuera de las plataformas continentales; lo anterior no contradice el hecho de que puedan formarse "calizas pelágicas" por ejemplo, a partir de conchas de foraminíferos planctónicos en aguas plataformales (particularmente en las zonas más profundas), ya que estos organismos no están restringidos al océano o a los mares plataformales.

Semi-graben: llámase así a una de las porciones laterales de un graben, paralela a su alargamiento máximo. Suelen llamarse así a las porciones-reliquia de los antiguos grabenes jurásicos de Venezuela Occidental en los que actualmente aflora la Formación La Quinta, y que se encuentran involucrados en la deformación Andina, habiéndose preservado sólo una de las mitades del graben.

Subsidencia: es el aumento de la distancia entre un datum y el basamento de una cuenca, por unidad de tiempo. El aumento de la subsidencia en una cuenca se ve reflejado en el aumento de su capacidad de aceptar sedimento. Si la cuenca es alargada, a manera de surco, "el eje de la cuenca" indica los lugares donde la subsidencia es mayor. El eje de una cuenca puede permanecer estable en el tiempo, crecer en una dirección dada o incluso desplazarse sobre la litósfera; todos estos cambios forman parte de la historia de evolución de las cuencas sedimentarias, las cuales son muy dependientes de los procesos tectónicos que se llevan a cabo en sus inmediaciones.

Surco: véase Fosa.
Terreno: llámase así cualquier extensión de la superficie terrestre con ciertas características físicas, ecológicas o de alguna actividad planificada por el hombre. Para el caso de este libro, las características son físicas (geológicas). Ej: Terrenos Paleozoicos.
Transgresión: invasión del mar en zonas donde antes había exposición sub-aérea. Una secuencia sedimentaria transgresiva es aquella en la que la paleoprofundidad de sus sedimentos aumenta de manera continua, a medida que éstos son más jóvenes.
Turbiditas: sedimentos depositados a partir de corrientes de turbidez.
Vergencia: dirección del movimiento de las masas litosféricas involucradas en los corrimientos; también es la dirección en la cual se inclinan los planos apicales de los pliegues asociados a éstos. Originalmente, fue definida como "la dirección en la que las capas de la zona apical de un pliegue se hacen más jóvenes".

Figura 1.63

Eonotema (Eon)	Eratema (Era)	Sistema y Subsisistema (Período y Subperíodo)	Series (Epoca)	Edad Numérica (Ma)	
Fanerozoico	Cenozoico	Cuaternario		Holoceno Pleistoceno	1.64
		Terciario	Neógeno	Plioceno Mioceno	23.3
			Paleogeno	Oligoceno, Eoceno, Paleoceno	65
	Mesozoico	Cretácico		Superior (Tardío) Inferior (Temprano)	145.8
		Jurásico		Superior (Tardío) Medio (Medio) Inferior (Temprano)	208
		Triásico		Superior (Tardío) Medio (Medio) Inferior (Temprano)	245
	Paleozoico	Pérmico		Superior (Tardío) Inferior (Temprano)	290
		Carbonífero			362.5
		Devónico		Superior (Tardío) Medio (Medio) Inferior (Temprano)	408.5
		Silúrico			439
		Ordovícico		Superior (Tardío) Medio (Medio) Inferior (Temprano)	510
	Precámbrico	Proterozoico	Cámbrico		570
			Arqueano		2500

Unidades principales de la Escala Cronoestratigráfica Estándar Global: las edades en millones de años (Ma) corresponden a las de Harland et al (1990). Modificado de Salvador (1994: 86).

REFERENCIAS

- Albertos, M.A.; Yoris, F.G. and Urbani, F. (1989) Estudio geológico y análisis petrográfico-estadístico de la Formación Guárico y sus equivalentes en las secciones Altagracia de Orituco-Agua Blanca y Gamelotal-San Francisco de Macaira (estados Guárico y Miranda. VII Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: 289-314.
- Arnstein, R., E. Cabrera, F. Russomanno, H. Sánchez (1985) Revisión Estratigráfica de la Cuenca de Venezuela Oriental. En: Espejo, A.; Ríos, J.H. y Bellizzia, N.P. de (Edrs.): VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: 41-69.
- Audemard, F. (1991) Tectonics of western Venezuela. Ph.D. Thesis, Rice University (Houston) :245 p.
- Audemard, F. y Lugo, J. (1996) Notes for Petroleum Geology of Venezuela Short Course. II AAPG/SVG. International Congress & Exhibition, Caracas, 1996.
- Audemard, F.; Azpirtxaga, Y.; Baumann, P.; Isea, A. y Latreille, M. (1985) Marco geológico del terciario en la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: 70-108.
- Ave Lallemand, H. and Guth, L.R. (1990) Role of extensional tectonics in exhumation of eclogites and blueschists in an oblique subduction setting: Northeastern Venezuela. *Geology* 18: 950-953.
- Ave Lallemand, H. (1991) The Caribbean-South American Plate Boundary, Araya Peninsula, Eastern Venezuela. En: Larue, D.K. and Draper, G. (Eds.) 12th Caribbean Geol. Conf., Transactions (St. Croix); Miami Geol. Soc.: 461-471.
- Barberii, E.E. - Editor Técnico - Quintini Rosales, C.; de la Cruz, M.; Litwinenko, J.; Caro, R. - Coordinadores - (1989) La industria Venezolana de Hidrocarburos. Ediciones del CEPET (Caracas) 2 Tomos.
- Bartok, P. (1993) Prebreakup geology of the Gulf of Mexico-Caribbean : its relation to Triassic and Jurassic rift systems of the region. *Tectonics* 12 : 441-459.
- Bates, R. y Jackson, J. (1980) Glossary of Geology. American Geological Institute (Virginia); 2da.Ed.: 751 p.
- Bell, J.S. (1968) Geología del área de Camatagua, Estado Aragua, Venezuela. *Bol. Geol. (Caracas)* ; 9 (18) : 291-440.
- Campos, V., Cabrera, S. de; Lander, R. (1985) Estratigrafía del Noroeste de Anzoátegui. En: Espejo, A.; Ríos, J.H. y Bellizzia, N.P. de (Edrs.): VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: 156-200.
- Canache, M.; Pilloud, A.; Truskowski, I.; Crux, J.; Gamarra, S. (1994) Revisión Estratigráfica de la Sección Cretácica del Río Maraca, Sierra de Perijá, Venezuela. Resumen. V Simposio de Cuencas Subandinas, Memorias; Puerto La Cruz, Venezuela, 1994: 240-241.
- Casas, J.; Moreno, J. y Yoris, F.G. (1995) Análisis tectono-sedimentario de la Formación Pampatar (Eoceno Medio), Isla de Margarita (Venezuela). *Asoc. Paleont. Arg. (Buenos Aires)*, Publ. Espec. 3: Paleogeno de América del Sur: 27-33.
- Castro, M., Mederos, A. (1985) Litoestratigrafía de la Cuenca de Carúpano. En: Espejo, A.; Ríos, J.H. y Bellizzia, N.P. de (Edrs.): VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: 201-225.
- Daal, A.; González, A.; Hernández, V.; Uzcátegui, M.; Rodríguez, H.; Pizón, J. Y Choppin, H. (1989) Evolución geológica de la región occidental de la cuenca oriental de Venezuela. VII Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 2: 389-402.
- Chevalier, Y., González, G.; Mata, S.; Santiago, N.; Spano, F. (1995) Estratigrafía Secuencial del Transecto El Pilar - Cerro Negro, Cuenca Oriental de Venezuela. VI Congreso Colombiano del Petróleo, Memorias: 115-125.
- Creole Petroleum Corporation (1996) Temas Petroleros. Publicación del Depto. de Relaciones Públicas, Sección Educativa.
- CVET -Comisión Venezolana de Estratigrafía y Terminología- (1970) Léxico Estratigráfico de Venezuela. *Bol. Geol. (Caracas)* ; Pub. Esp. 4 : 756 p.
- Fasola, A., I. Paredes de Ramos (1991) Late Cretaceous Palynological Assemblages from El Furrial Area Wells. *Revista Técnica Intevep*; 2 (1) :3-14, Enero - Junio 1991.
- Figueroa, L. y Hernández, H. (1990) Exploración geofísica-geológica del área de Guarumen. V Congreso Venezolano de Geofísica. Sociedad Venezolana de Ingenieros Geofísicos (Caracas) ; Memoria :219-227.
- Galea, F. (1985) Bioestratigrafía y Ambiente Sedimentario del Grupo Santa Anita del Cretáceo Superior - Eoceno, Venezuela Nororiental. En: Espejo, A.; Ríos, J.H. y Bellizzia, N.P. de (Edrs.): VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: 703-721.
- George, R. y Socas, M. (1994) Historia de maduración termal de rocas madre del Cretácico Superior y Mioceno en la subcuenca de Maturín. V Simposio Bolivariano : Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas). Memoria : 405-410.
- González de Juana, C.; Iturralde, J.M. y Picard, X. (1980) Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Ediciones Foninves, (Caracas): 1031 p.
- Harland et al. (1990) A Geologic Time Scale 1989 : Cambridge Univ. Press : 163 p.
- Janezic, G. ; Toth, D. y Schryer, G. (1982) Organic Geochemistry. Integrated Geological Study Eastern Venezuela Basin. Meneven-Gulf (Caracas) ; Parte 2 : 194 p.
- Kiser, G.D. (1989) Relaciones Estratigráficas de la Cuenca Apure / Llanos con Areas Adyacentes, Venezuela Suroeste y Colombia Oriental. Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos; Monografía 1: 77 p.
- Lugo, J., Mann, P. (1995) Jurassic - Eocene Tectonic Evolution of Maracaibo Basin, Venezuela. En : Tankard, A.; Suárez, R., y Welsink, H.J.: Petroleum Basins of South America : AAPG Mem. 62: 699-725.
- Macellari, C.E. (1995) Cenozoic Sedimentation and Tectonics of the Southwestern Caribbean Pull-Apart Basin, Venezuela and Colombia. En : Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: Petroleum Basins of South America : AAPG Mem. 62: 757-780.
- Martínez, A.R. (1976) Cronología del Petróleo Venezolano. Colección Ciencia y Petróleo 1, Ediciones Foninves, Caracas: 349 p.
- Martínez, A. R. (1987) The Orinoco Oil Belt, Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, 10 (2): 125-134.
- Martínez, A. R. (1994) Cronología del Petróleo Venezolano. Ediciones del CEPET, Caracas, 1995; Vol. 2: 462 p.
- Méndez, J. O. (1978) La Petrólea del Táchira - Cronología Ilustrada. SVIP, Revista Zumaque, (32): 13-29.
- Méndez, J.; Marcano, F.; Valera, R.; González, C.; Kiser, D.; Martínez, A.; Osuna, S.; Russomano, F.; Jam, P.; Jiménez, C.; Pérez de Mejía, D.; Gaete, C.P. de; Boesi, T.; White, C. (1989) Exploración. En: Barberii, E.E. (Editor Técnico) La Industria Venezolana de los Hidrocarburos. Ediciones del CEPET, Caracas: 1-157.

- Ministerio de Energía y Minas (1985 - 1995) Petróleo y otros Datos Estadísticos (P.O.D.E.) Publicación Anual de la Dirección General Sectorial de Hidrocarburos - Dirección de Economía de Hidrocarburos, Caracas.
- Ministerio de Energía y Minas (1962-1984) Petróleo y otros Datos Estadísticos (P.O.D.E.) Publicación anual de la Dirección General - División de Economía Petrolera, Caracas.
- MMH-Ministerio de Minas e Hidrocarburos (1976) Mapa Geológico Estructural de Venezuela. Ediciones FONINVES (Caracas).
- Motiscka, P. (1985) Volcanismo Mesozoico en el subsuelo de la Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Guárico, Venezuela. VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 3: 1929-1943.
- Muñoz, N.G. (1973) Geología sedimentaria del Flysch Eoceno de la Isla de Margarita, Venezuela. *Geos* (Caracas) 20: 5-64.
- Navarro, E.; Ostos, M. y Yoris, F.G. (1988) Revisión y redefinición de unidades litoestratigráficas y síntesis de un modelo tectónico para la evolución de la parte norte-central de Venezuela durante el Jurásico Medio-Paleogeno. *Acta Científica Venezolana* 39 (5-6): 427-436.
- Ortega, J.F., Van Erve, A. y Monroy, Z. de (1987) Formación Guafita: Nueva Unidad Litoestratigráfica del Terciario en el Subsuelo de la Cuenca Barinas - Apure, Venezuela Suroccidental. *Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos* 31: 9-35.
- Ostos, M.; Navarro, E. y Urbani, F. (1989) Edad Rb/Sr del Augengneis de Peña de Mora, Cordillera de La Costa. VII Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: 127-136.
- Ostos, M. (1990) Tectonic evolution of the South-Central Caribbean based on geochemical and structural data. Ph.D. Thesis. Dept. Geol. and Geoph., Rice University (Houston).
- Ostos, M. (1992) Tectonic evolution of the South-Central Caribbean based on geochemical data. *Geos* (Caracas); (30): 1-294.
- Parnaud, F., Gou, Y.; Pascual, J.C.; Capello, M. A.; Truskowski, Y.; Passalacqua, H. y Roure, F. (1995a) Stratigraphic Synthesis of Western Venezuela. En: Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: *Petroleum Basins of South America*. AAPG Mem. 62: 681-698.
- Parnaud, F., Gou, Y.; Pascual, J.C.; Capello, M. A.; Truskowski, Y.; Passalacqua, H. y Roure, F. (1995b) Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuela Basin. En: Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: *Petroleum Basins of South America*. AAPG Mem. 62: 741-756.
- Passalacqua, H.; Fernández, F.; Gou, Y. y Roure, F. (1995) Crustal Architecture and Strain Partitioning in the Eastern Venezuela Ranges. En: Tankard, A.; Suárez, R. y Welsink, H.J.: *Petroleum Basins of South America*. AAPG Mem. 62: 667-680.
- Pérez de Mejía, D.; Kiser, G.D.; Maximowitsch, B. y Young, G. (1980) Geología de Venezuela. En: Felder, B. (Coord.), Brie, A.; Gartner, J.; Hepp, V.; Hrabie, M.; Kervella, M.; Mons., F.; Mowat, G.; Neville, N.; Plomb, J.; Sadras, W.; Tejada, A.; Trassard, J.; Vidal, J. Y Zinat, D.: *Evaluación de Formaciones en Venezuela*. Schlumberger Surencó S.A.; 1ra. Ed.: 287 p.
- Rivero, F. (1956) *Léxico Estratigráfico de Venezuela*. Bol. Geol. (Caracas); Pub. Esp. 1: 728 p.
- Roger, J.V. (Coord.); Arteaga, N. (Coord.) Cabrera, J.; Valera, G.; Jam., P.; Castillo, M.; Boesi, T. y Sancevic, Z.A. (1989) Exploración. Sección II: Ingeniería de Yacimientos y Geología de Producción. En: Barberi, E.E. (Editor Técnico) *La Industria Venezolana de los Hidrocarburos*. Ediciones del CEPET, Caracas, Tomo 1: 2-167 a 2-261.
- Roure, F.; Carnevali, J.O.; Gou, Y. y Subieta, T. (1994) Geometry and kinematics of the North Monagas thrust belt (Venezuela). *Marine and Petroleum Geology* 11 (3): 347-362.
- Salvador, A. (1994) *International Stratigraphic Guide*. I.U.G.S. y GSA (Boulder); 2da Ed.: 214 p.
- Smith Jr., F. D. et al. (*) (1962) Cuadro de Correlación de las Unidades Estratigráficas en Venezuela y Trinidad. En: Aspectos de la Industria Petrolera en Venezuela, SVIP, Congr. Ven. Petr. I, Caracas, 1963. (*) Personal Técnico de las compañías: Shell de Venezuela, Creole Pet. Corp., Mene Grande Oil Co., Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Mobil Oil Co. de Venezuela, Richmond Exploration Co. y Texas Petroleum Co.
- Stainforth, R.M. (1971) La Formación Carapita de Venezuela Oriental, IV Congreso Geológico Venezolano (Caracas); Bol. Geol.; Pub. Esp. 5: (1): 433-463.
- Stifano, M.P. (1993) Estratigrafía de la Formación Carapita en su sección tipo y en la sección del pozo ORS-52. Trabajo Especial de Grado. Fac. Ing.; Dpto. Geología (UCV) (2Vol.): 195 p.
- Talukdar, S. y Marcano, F. (1994) Petroleum Systems of the Maracaibo Basin, Venezuela. En: Magoon, L. y Dow, W.: *The Petroleum System- From Source to Trap*. AAPG Memoir 60; 1st. Ed. (Tulsa): 463-482.
- Velarde, H. (1991) Cinco Relatos de Exploración en la Venezuela Petrolera Actual. Gerencia Corporativa de Información y Relaciones de PDVSA, Caracas: 231 p.
- Vivas, V. y Macsotay, O. (1989) Miembro El Pilar de la Formación Quiamare. Ejemplo de molasa orogénica neogena de Venezuela nororiental. *Escuela de Geología Minas y Geofísica, UCV* (Caracas); *Geos* 29: 108-125.
- Wright, L.M., Pantin, J.H.; Mohler, W.A.; Spoor, A.; Pantin, B.C. (1962) Exploración. En: Aspectos de la Industria Petrolera en Venezuela, SVIP, I Congreso Venezolano de Petróleo, Caracas, 1963.
- Yoris, F.G. (1985) Revisión de la Estratigrafía del Cretáceo Inferior al sur y este de la Serranía del Interior, Venezuela nororiental. En: Espejo, A.; Ríos, J.H. y Bellizzia, N.P. de (Eds.): VI Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 2: 1343-1393.
- Yoris, F.G. (1988) Localidades tipo y secciones de referencia para los miembros de la Formación El Cantil en la Serranía del Interior, Venezuela nororiental. *Boletín de la Sociedad Venezolana de Geólogos* (Caracas); 34: 52-70.
- Yoris, F.G. (1989) Análisis de los ciclos de sedimentación en la Formación Carapita, utilizando los métodos del promedio móvil y series de Fourier. VII Congreso Geológico Venezolano. Sociedad Venezolana de Geólogos (Caracas); Memoria 1: 615-640.
- Yoris, F.G., Ostos, M.; Boujana, M.; Pérez, J.; Booth, G.; Packer, S.; Galea, F. y Lander, R. (1996) Detailed Lithostratigraphy and Age Determinations of La Luna Formation in two sections of S.W. Táchira State (Venezuela). *AAPG Bull.*; 80 (8): 1346.
- Yoris, F.G.; Ostos, M.; Boujana, M.; Contreras, O. y Lander, R. (1996) Mirador Formation in SW Táchira State, Venezuela: Potential Reservoir for the Paleogene Sequence. *AAPG Bull.* 80 (8): 1346.
- Yoris, F.G. (1992) Análisis de secuencias clásticas por métodos petrográficos y estadísticos. Tesis Doctoral en Ciencias Geológicas. Fac. Ing.; Dept. Geología (UCV): 1045 p.
- Yoris, F.G. (1992) Localidades tipo para los miembros de la Formación Chimana en la Serranía del Interior, Venezuela nororiental. *Geos* (Caracas); (30): 295-324.
- Young, G.; Bellizzia, A.; Renz, H.H.; Johnson, F.; Robie, R. y Más Vall, J. (1956) Geología de las cuencas sedimentarias de Venezuela y de sus campos petrolíferos. *Bol. Geol. (Caracas); Pub. Esp.* 2: 140 p.





Capítulo 2

Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela

- Introducción***
- Tía Juana (tierra)***
- Lagunillas (lago)***
- Tía Juana (lago)***
- Ceuta***
- Mara Oeste***
- Silvestre***
- Oveja***
- Santa Rosa***
- Carito Central***
- El Furrial***
- Pedernales***
- Cerro Negro***

Introducción

En los últimos ochenta años, Venezuela se ha destacado como uno de los países petroleros más importantes del mundo por el volumen de sus reservas, su potencial de producción y la variedad de sus crudos. En este capítulo se describen las acumulaciones de hidrocarburos desde el punto de vista de su explotación, en primer término a grandes rasgos cuenca por cuenca, y a continuación, se describen en forma más específica 12 yacimientos típicos escogidos entre los diferentes campos petrolíferos del país. Para cada uno de ellos, se define la situación geográfica y geológica, se indican las propiedades petrofísicas y termodinámicas, se cuantifican las reservas y la extracción de los fluidos y se señalan los mecanismos de producción que los caracterizan.

Ubicación geográfica

En Venezuela se han identificado unos 360 campos petrolíferos que representan más de 17.300 yacimientos de hidrocarburos en una extensión de 11,9 millones de hectáreas (13% del territorio nacional), de las cuales el 52% se encuentra en la Provincia Oriental y el resto en la Provincia Occidental. (ver Fig. 1.0 en el capítulo de Geología y la Tabla 2.1).

Descripción general

Antes de describir las diferentes acumulaciones de hidrocarburos, es importante destacar que en Venezuela se producen esencialmente todos los tipos de crudos existentes en el mundo, cuya clasificación por gravedad específica en grados API es la siguiente:

Bitumen	(B) Promedio 8,2
Crudos extrapesados	(XP) hasta 9,9
Crudos pesados	(P) de 10,0 hasta 21,9
Crudos medianos	(M) de 22,0 hasta 29,9
Crudos livianos y condensados	(L) (C) más de 30

Tabla 2.1

Provincia Occidental Cuenca	Area	Campos petrolíferos principales
Maracaibo	Costa Occidental	La Paz, Boscán, Concepción, Mara, Los Claros, Urdaneta, Los Manueles, Tarra
	Centro Lago	Lama, Lamar Centro
	Costa Oriental*	Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, Ceuta, Motatán, Barua, Ambrosio
Falcón	Occidental	Tiguaje, Hombre Pintado, Media, El Mene
	Oriental	La Vela, La Ensenada, Cumarebo
Barinas-Apure	Barinas	Silvestre, Silván, Sinco, Páez-Mingo
	Apure	Guafita, La Victoria
* Llamada también Costa del Distrito Bolívar o Campo Costanero Bolívar.		
Provincia Oriental Cuenca	Area	Campos petrolíferos principales
Maturín**	Anaco	Santa Rosa, San Joaquín, El Roble, Santa Ana . . .
	Oficina	Melones, Oficina Central, Yopales, Oveja, Oritupano, Dación, Ostra, Mata. . .
	Norte de Monagas	El Furrial, Santa. Bárbara, Jusepín, Carito, Pedernales, Quiriquire
	Sur de Monagas	Jobo, Morichal, El Salto, Pilón
	Faja del Orinoco	Cerro Negro, Hamaca, Zuata, Machete
Guárico**	Las Mercedes	Belén, Guavinita, Palacio
** Subcuenca		

PROVINCIA OCCIDENTAL

1) Cuenca de Maracaibo

Las principales acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en las areniscas de origen deltaico del Eoceno y del Mioceno. Una tendencia general indica que los crudos más livianos y los condensados yacen en las formaciones más antiguas y profundas (Cretácico, Basamento, Paleoceno, Eoceno).

Ubicación geográfica de los campos petrolíferos principales en Venezuela.

a) Costa Oriental del Lago

En la zona terrestre se encuentran los campos de Cabimas, Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero que producen crudo pesado proveniente de las formaciones Lagunillas y La Rosa de edad Mioceno por encima de la discordancia del Eoceno (Fig. 2.1). Estos yacimientos se extienden en un franja en el Lago a mayores profundidades afectando las propiedades de los fluidos, que resultan crudos pesados y medianos.

Las areniscas de la formación Misoa constituyen el principal reservorio de hidrocarburos del Eoceno. Los crudos son de medianos a livianos según la profundidad. Las arenas "B", subdivididas en nueve miembros, producen crudos medianos especialmente de la B-7 a la B-5 y en menor escala, petróleo liviano. Las arenas "C" contienen acumulaciones de crudos livianos y los miembros C-7 al C-4 son los principales productores.

Se descubrió también condensado y gas a nivel del Cretácico en el campo Ambrosio al norte del Lago, cerca de Cabimas.

Los mecanismos de producción predominantes son: gas en solución, empuje hidráulico, compactación e inyección de gas y/o agua, para mantenimiento de la presión dentro de los yacimientos.

Como ejemplos típicos de yacimientos de la Costa Oriental del Lago se puede referir a los descritos al final de este capítulo, como son los de Tía Juana, Lagunillas Inferior-07, el B-6-X.03, y el Eoceno "C" VLG/3676 del campo Ceuta.

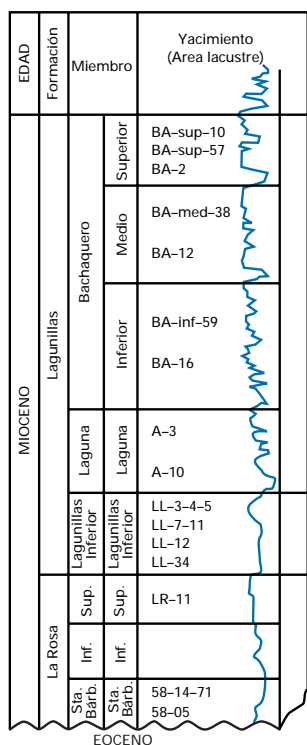
b) Centro del Lago

Los principales campos petrolíferos son Lama, Lamar y Centro. En esta área, la producción proviene esencialmente del Eoceno, (Arenas "B" y "C") y parcialmente del Mioceno, Formación La Rosa, Miembro Santa Bárbara. Los crudos son principalmente livianos. De las calizas de la Formación Guasare, de edad Paleoceno se produce crudo liviano. El Grupo Cogollo, que incluye las Formaciones Maraca, Lisure y Apón, así como la Formación La Luna y el Miembro Socuy, todos del Cretácico, produce crudos livianos de sus intervalos fracturados. En la Tabla 2.2 se detallan algunas características del campo Lama que describen en forma general las acumulaciones petrolíferas presentes en el Centro del Lago.

c) Costa Occidental del Lago

Los campos petroleros más importantes del área son Boscán, Mara-La Paz, Urdaneta en el norte y Tarra-Los Manuales en el sur. En general, el petróleo es liviano cuando proviene del Basamento y de las calizas del Cretácico y pesado a mediano cuando se encuentra en el Terciario (Eoceno, Formación Misoa en el norte, Formación Mirador en el sur). Existen excepciones, como los campos Boscán y Urdaneta, que producen crudos pesados del Eoceno y Mara, con crudo de 16°API, del Cretácico. (Ver yacimiento Cretácico DM-115 al final del capítulo). El campo La Paz produce crudo liviano del Cretácico y Basamento, sin embargo el campo cercano La Concepción es un productor de crudo y de gas libre del Terciario. En el sur, las principales acumulaciones se encuentran en el Terciario constituidas por crudos livianos y medianos, mientras que las calizas del Cretácico contienen gas y condensado. En la zona Central se encuentran las calizas del Cretácico con petróleo liviano/mediano en los campos Alpuf, San José y Machiques.

Figura 2.1



Nomenclatura estratigráfica de los yacimientos del Mioceno-Costa del Distrito Bolívar (Fuente: Roger J.V. et al., 1989)

Tabla 2.2

Formación* Miembro	Gravedad API	Profundidad (Mpies)	POES* (MMbn)	Factor de recobro (%)	Empuje***
Santa Bárbara (a)	29-32	7-11	750	30	1, 2
Misoa (b)	29-34	7,1-13,5	7600	40	1, 2, 4
Guasare (c)	35-38	10-17,5	10	17	2, 3
S/L/C (d)	32-42	12,4-20	720	21,5	1, 2, 3

* (a) Mioceno, (b) Eoceno, (c) Paleoceno, (d) Cretácico Socuy/La Luna/Cogollo.
 ** Petróleo Original En Sitio.
 *** 1. Hidráulico, 2. Gas en solución, 3. Capa de gas, 4. Expansión.

Características de las arenas productoras del campo Lama en el Centro del Lago.

Figura 2.2

EDAD		Formación y rangos de profundidad	Arena	Miembro
TERCIARIO	MIOCENO INFERIOR-MEDIO	Oficina 1000-5000 pies	AQ-A6	Azul
			A7-10	
			B	
			C	
			D	
			F	Moreno
			H	
			I-J	Naranja
			K-L	
			M-N	Verde
			U-P	Amarillo
			R	Colorado
			S	
			T	
OLIGO-CENO	Merecure 250-1500 pies	U		
CRETACICO	Temblador 800-2000 pies			

Columna estratigráfica de la formación Oficina–Area Mayor de Oficina. Fuente: Roger J.V. et al., 1989)

2) Cuenca de Falcón

Las acumulaciones petrolíferas ocurren en rocas del Oligomioceno. En general, el petróleo de los campos ubicados al oeste de Falcón (Tiguaje, El Mene, Hombre Pintado) y de algunos campos del este (Mene de Acosta, Cumarebo) procede de areniscas. En las áreas

de La Ensenada y La Vela, la producción proviene de carbonatos. Los crudos son livianos con bajo contenido de azufre y metales.

3) Cuenca de Barinas–Apure

a) Barinas

Produce crudos pesados a medianos de la Formación Gobernador (miembros “A” y “B”) de edad Eoceno y crudo mediano de la Formación Escandalosa (miembro “P”) del Cretácico. En el Area Sur se encuentran los campos Páez–Mingo, Hato, Sinco; en el Area Central, el campo Silvestre, (Ver yacimiento P1/2 (0017) al final del capítulo) y en el Area Norte: Silvan, Maporal y Palmita. El empuje hidráulico constituye el mecanismo de producción dominante.

b) Apure

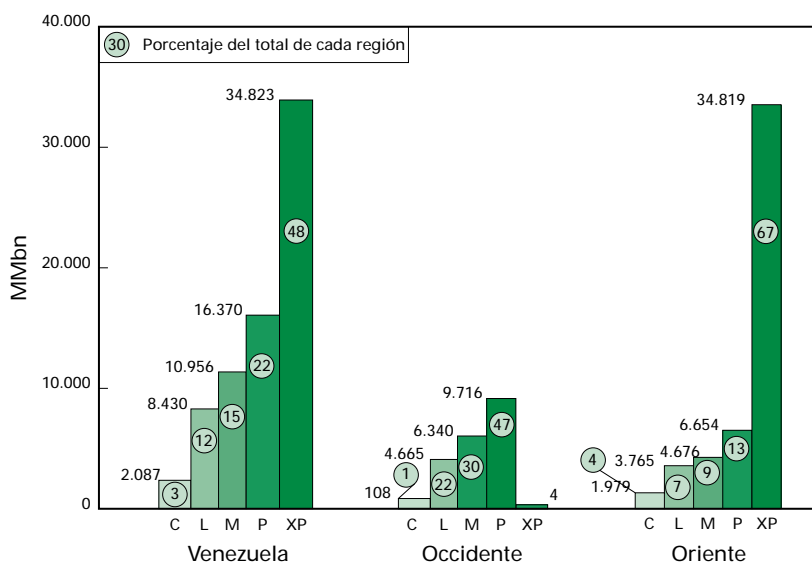
El crudo liviano proviene de dos campos: Guafita (Formación Carbonera del Oligoceno, miembros “A” y “B”) y La Victoria (Formación Escandalosa del Cretácico). Los mecanismos de producción utilizados son el hidráulico y la expansión de los fluidos.

PROVINCIA ORIENTAL

1) Subcuenca de Maturín

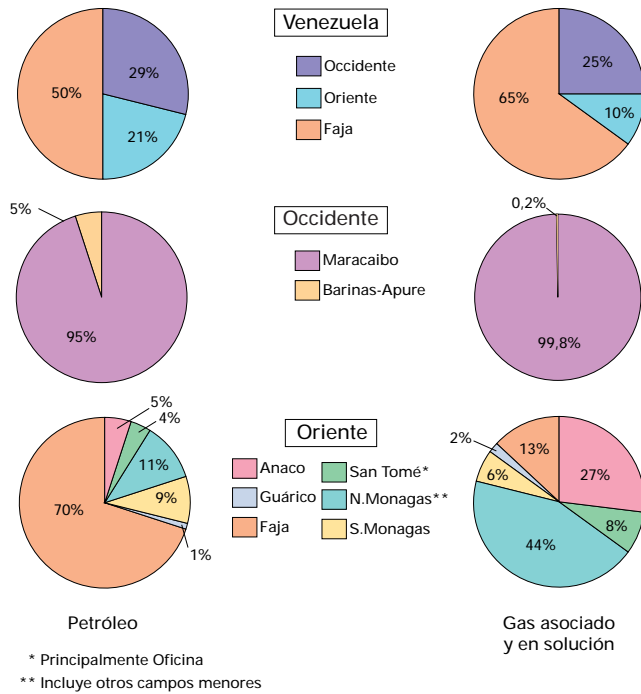
Las acumulaciones más importantes pertenecen a las formaciones del Terciario, principalmente a las del Oligoceno (Formación Merecure) y del Mioceno (Formaciones Oficina y Merecure), (Fig. 2.2). Se estima que hay más de diez mil yacimientos probados, dentro de los cuales predomina el tipo de yacimiento pequeño, con características muy variadas de rocas y de fluidos y donde se observan todos los tipos de mecanismos naturales de producción.

Figura 2.3a



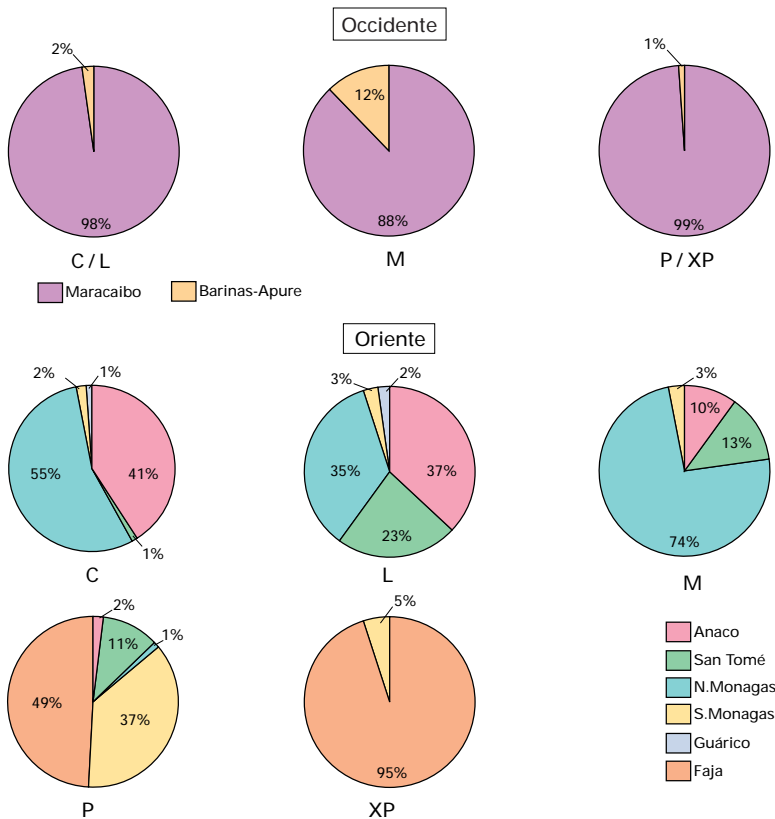
Reservas remanentes de petróleo (1996) por región y tipo.

Figura 2.3b



Reservas remanentes de petróleo y gas (1996) por región y área geográfica.

Figura 2.3c



Reservas remanentes de petróleo (1996) por tipo de crudo y área geográfica.

a) Area Mayor de Oficina

Al sur del Corrimiento de Anaco los yacimientos son principalmente de tipos saturados y subsaturados y en menor cuantía de condensado y de gas seco. Los crudos producidos son livianos (Zapata, Nardo, Chimire, Kaki, Soto, La Ceibita, Zulos, Budare), medianos (Oficina Central, Limón, Yopales, Nipa, Mata, Oscurote, Aguasay) y pesados (Melones, Migas, Oveja, Dación, Ostra). Ver yacimiento J-3 (OM-100) del campo Oveja, al final del capítulo.

El espesor de las arenas varía de 3 a 100 pies, a una profundidad de entre 4.000 y 14.000 pies, la porosidad oscila entre el 10 y el 50% y la permeabilidad de 50 a 1000 md, aunque en ciertos casos alcanza a varios darcys.

La mayoría de estos yacimientos tienen un casquete de gas, mientras que algunos tienen solamente gas.

b) Area Mayor de Anaco

Los campos principales del área son Santa Rosa (véase yacimiento RG-14-COEF), Joaquín, Santa Ana, El Roble y El Toco. Se encuentran al norte de la falla inversa del Corrimiento de Anaco. Predominan los yacimientos de condensado asociado con petróleo, aunque también existen yacimientos de gas seco. Tienen una profundidad promedio de 7000 pies, tanto el espesor de ANP como el de Arena Neta de Condensado (ANC) promedia los 18 pies cada una, la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua se sitúan alrededor del 17%, 160 md y 15%, respectivamente. La gravedad promedio del petróleo es de 39°API y la del condensado, de 51°API. Tanto en el Area Mayor de Oficina como en la de Anaco se han realizado proyectos de recuperación secundaria (gas y/o agua), inyección de vapor y aire, así como reciclamiento de gas.

Tabla 2.3

	Iny. de agua	Iny. de gas	Iny. de agua y gas	Iny. de vapor	Total
Nº de proyectos (Activos)	83 (54)	119 (83)	13 (12)	2 (0)	217 (149)
Volumen inyectado:					
Mbapd	920		543	-----	1463
MMpcpd	-----	970	317	-----	1287
Prod. de petróleo primaria y secundaria:					
Mbppd	483	974	179	-----	1636
MMbls.	6972	3867	7138	323	18.300*

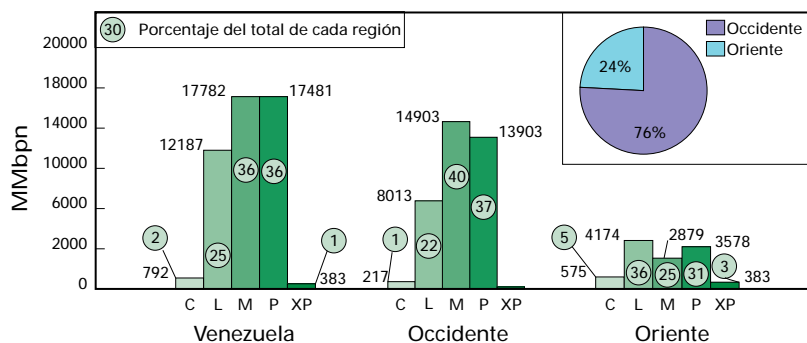
* 38% de la producción acumulada. (1914-1996)

Proyectos de recuperación secundaria en Venezuela, 1996.

c) Area Norte de Monagas

Los campos principales del área son Jusepín, Santa Bárbara, Mulata/Carito y El Furrial, productores de crudos livianos; Oro-cual y Manresa, de crudos medianos a pesados (Formación Las Piedras) y, hacia el Delta Amacuro, el campo de Pedernales (pesado/mediano, Formación La Pica). Al final del capítulo se describen los yacimientos de Pedernales y las "Arenas de Naricual" de los campos Carito Central y El Furrial, los cuales se diferencian por la capa de gas de gran magnitud presente en el primero.

Figura 2.4

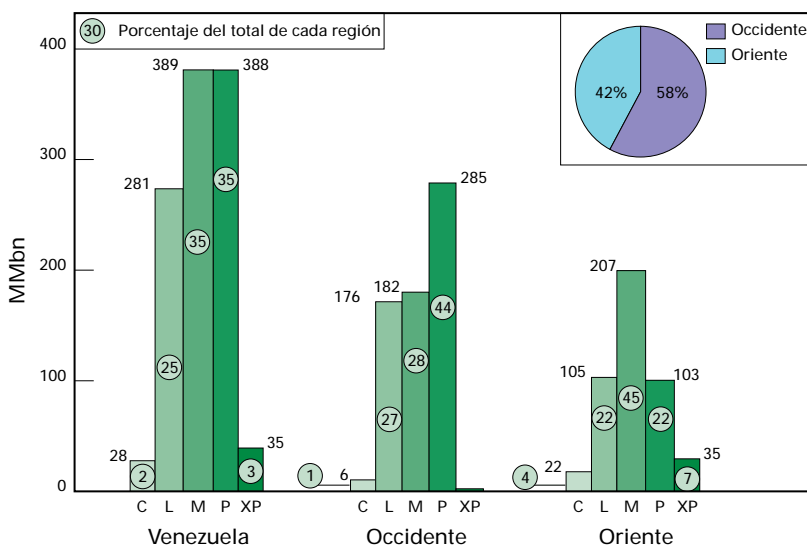


Producción acumulada de petróleo (1914-1996) por región y tipo de crudo.

d) Area Sur de Monagas

Los principales campos petrolíferos de esta área son Pílon, Jobo, Morichal, El Salto, Temblador, Uracoa, Bombal y Tucupita. El petróleo pesado a extrapesado proviene de la Formación Oficina del Mioceno. El miembro de mayor espesor es el Morichal; al que suprayacen los Miembros Yabo, Jobo y Pílon. Los yacimientos son poco profundos (± 1600 pies), la viscosidad del petróleo es alta (1200 cp aunque puede llegar hasta 15.000 cp o más); la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua promedio son del 30%, 2500 md y 27%, respectivamente.

Figura 2.5a

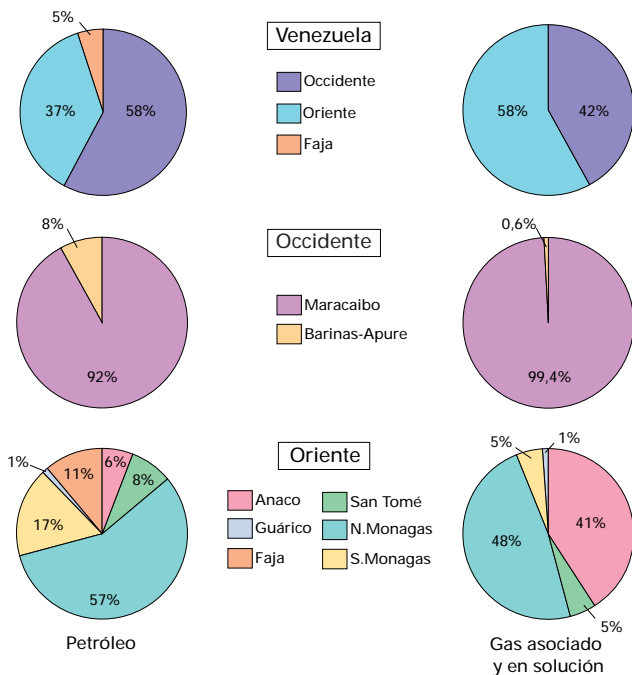


Producción anual de petróleo (1996) por región y tipo de crudo.

e) Faja del Orinoco

El área de 36.000 km cuadrados ha sido dividida en cuatro sectores de este a oeste, Cerro Negro (ver descripción del Area Bitior al final del capítulo), Hamaca, Zuata y Machete. A través de cinco proyectos se espera una producción de 600 Mbppd de crudo mejorado (sintético) en la próxima década. De igual forma se espera una producción de 400 Mbppd para preparar y exportar Orimulsión®, (70% petróleo extrapesado con 29% de agua y 1% de surfactante).

Figura 2.5b



Producción anual de petróleo y gas (1996) por región y área geográfica.

2) Subcuenca de Guárico

El intervalo productor de la subcuenca de Guárico abarca la Formación Tigre del Cretácico y las Formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguáramos del Terciario. La producción comercial se encuentra en el Area Mayor de Las Mercedes, donde existen 20 acumulaciones de hidrocarburos distribuidas en siete campos. Los crudos son de baja gravedad y alta viscosidad hacia el sur, de condensado y de gas asociado y gas libre hacia el norte con gravedades transicionales en el centro. En los inicios de su vida productora, los yacimientos tenían un empuje hidráulico, luego reemplazado, con el tiempo, por la segregación de gas como mecanismo de producción.

Reservas estimadas al 31/12/1996

Para fines de 1996, las reservas totales de hidrocarburos en Venezuela, que comprenden reservas probadas, probables y posibles, son de más de 200.000 millones de barriles de petróleo y 242.000 MMMpc de gas, que incluyen unos 30.000 de gas no asociado.

A nivel internacional, Venezuela ocupa el sexto lugar entre los países con mayor volumen de reservas probadas remanentes de petróleo, el séptimo en cuanto a reservas probadas remanentes de gas y el sexto lugar en producción anual de petróleo.

En el cuadro siguiente se indican las reservas probadas estimadas de petróleo y de gas al 31 de diciembre de 1996 y se muestran por área y tipo de crudo en las Figuras 2.3a, 2.3b y 2.3c.

	Petróleo (MMbbls)	Gas * (MMMpc)
Original en sitio	838.680	291.629
Factor de recobro (%)	14,5	66,6
Reservas remanentes	72.666**	129.610

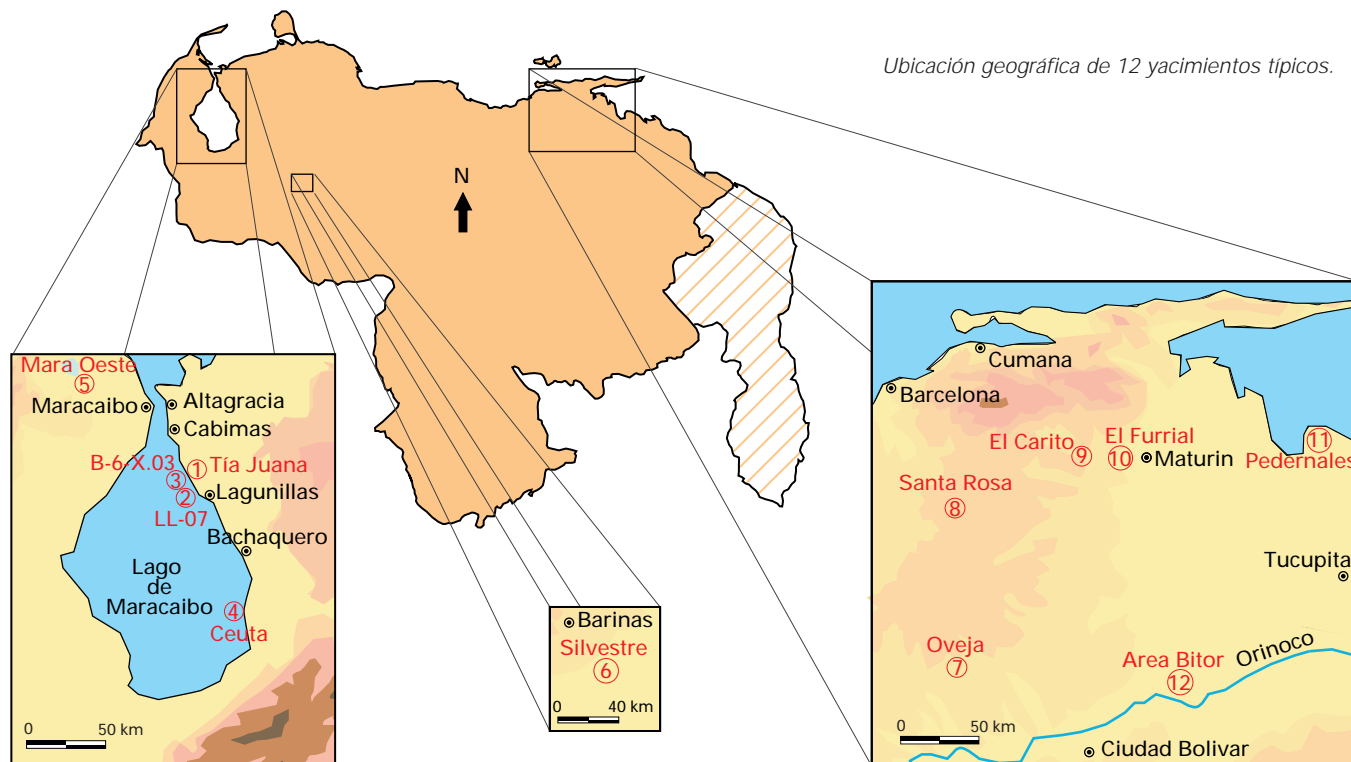
* Incluye gas asociado, y en solución así como también 23.070 MMMpc de gas inyectado.
 ** Incluyen 2263 MMbbls de bitumen de la Faja petrolífera del Orinoco. (Area Bitor)

Las reservas probadas remanentes de gas libre son de 13.600 MMMpc de las cuales 97% están en el Oriente y el resto en el Occidente.

Producción hasta el 31/12/1996

Durante las últimas ocho décadas, hasta diciembre de 1996, Venezuela ha producido 48.600 MMbbls. de petróleo (Fig. 2.4), 64.600 MMMpc de gas asociado y en solución y 585 MMMpc de gas libre a través de casi 40.000 pozos. Durante 1996 la capacidad de producción fue de 3,4 MMbppd (ver distribución porcentual por región, área geográfica y tipo de crudo en las Figuras. 2.5a y 2.5b) a través de 14.900 pozos activos. Por otra parte, existen otros 15.000 pozos reactivables.

Figura 2.6



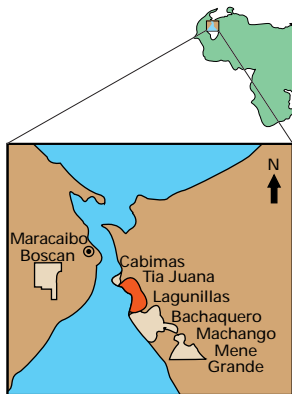
La explotación de las acumulaciones de hidrocarburos venezolanos se ha hecho mediante agotamiento natural (flujo natural, levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico y bombeo electrosumergible), por recuperación mejorada (inyección alternada de vapor, combustión en sitio, inyección de polímeros y otros) y, durante los últimos cincuenta años, por recuperación secundaria para mantener las presiones y desplazar cantidades adicionales de petróleo del yacimiento (inyección de gas y/o agua, inyección continua de vapor). En la Tabla 2.3 se detallan los esfuerzos de recuperación secundaria en Venezuela (según el Ministerio de Energía y Minas, año 1996).

Ref.	Campo	Yacimiento
1	Tía Juana	Formación Lagunillas
2	Lagunillas	Lag. Inf.-07
3	Tía Juana	B-6-X.03
4	Ceuta	Eoceno "C"/VLG-3676
5	Mara Oeste	Cretácico DM-115
6	Silvestre	P1/2 (0017)
7	Oveja	J-3 (OM-100)
8	Santa Rosa	RG-14-COEF
9	El Carito	"Arenas de Narical"
10	El Furrial	"Arenas de Narical"
11	Pedernales	Arenas P-2
12	Cerro Negro	Miembro Morichal

Yacimientos típicos de hidrocarburos

En la Fig. 2.6 y en el cuadro de arriba se identifican doce yacimientos considerados típicos de la región donde están ubicados. Cada uno de estos yacimientos se ha descrito desde el punto de vista de la geología de producción, petrofísica e ingeniería de yacimientos.

Figura 2.7



Ubicación geográfica del campo Tía Juana.

Introducción

El campo Tía Juana (tierra) está ubicado entre las ciudades de Cabimas y Lagunillas en la parte septentrional de la costa oriental del Lago de Maracaibo (Fig. 2.7). Se encuentra dividido en dos campos: Tía Juana Principal y Tía Juana Este, en los cuales se reparten áreas para 18 proyectos térmicos (17 de inyección alterna de vapor y uno de inyección continua de vapor). Desde el punto de vista del yacimiento, el campo es una acumulación de petróleo pesado (POES mayor de 11.000 MMbn) que cubre una superficie de más de 39.000 acres, donde se han perforado cerca de 2700 pozos, de los cuales más de 1800 todavía se encuentran activos.

Geología

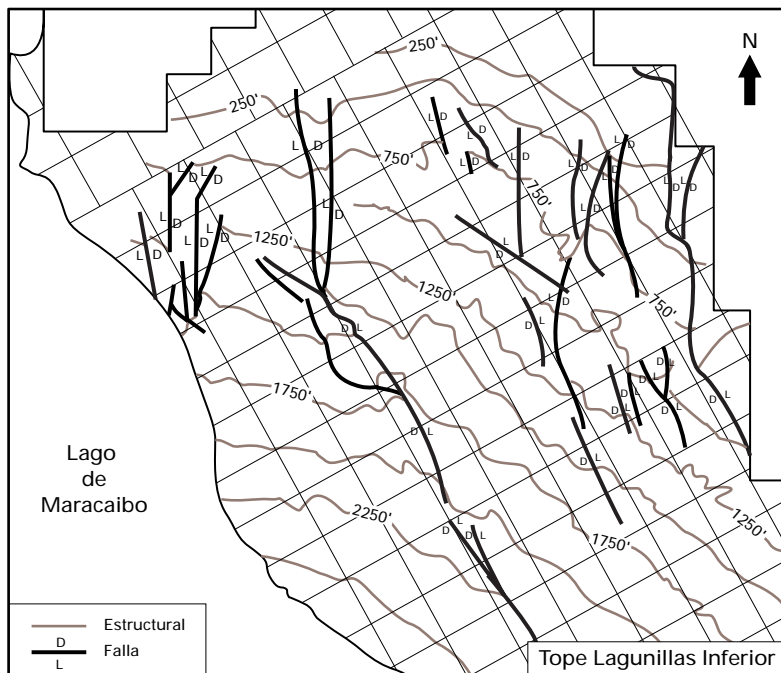
a) Estructura

Estructuralmente, el campo Tía Juana está constituido por un monoclinal de rumbo noroeste-sureste con un buzamiento promedio suave de 4 a 6 grados hacia el suroeste. Las fallas que lo cruzan son de direcciones normales y desplazamientos variables (entre 20 y 250 pies). Las principales tienen una dirección preferencial noroeste-sureste (Fig. 2.8)

b) Estratigrafía

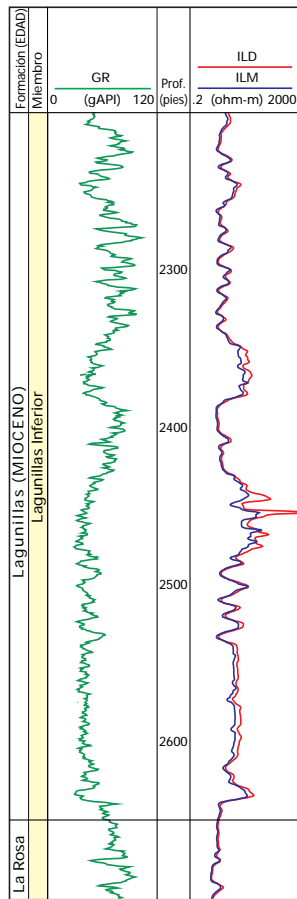
La secuencia estratigráfica (Fig. 2.9) del Post-Eoceno en el campo Tía Juana está constituida, de base a tope por la Formación La Rosa del Mioceno, que yace discordantemente sobre la Formación Misoa de edad Eoceno, a continuación se encuentra la Formación Lagunillas del Mioceno subdividida en cuatro Miembros (Lagunillas Inferior, el más productor, Ojeda, el más lutítico, Laguna y Bachaquero) y, por último, la Formación La Puerta de edad Mio-Plioceno. Los contactos entre estas tres principales formaciones son concordantes. La Formación La Rosa (70 pies de espesor) está constituida por lutitas laminares de color gris verdoso, que se presentan en intercalaciones de capas de areniscas de poco espesor. La Formación Lagunillas (1260 pies de espesor) contiene lutitas, arcillas y arenas con algunas capas de lignito. La Formación La Puerta es una secuencia de arcillas blancas y grises, arenas arcillosas y arenas grises.

Figura 2.8



Mapa estructural del yacimiento Tía Juana.

Figura 2.9



Registro tipo de Lagunillas Inferior en Tía Juana.

c) Ambiente de sedimentación

El Miembro Lagunillas Inferior en el campo Tía Juana está representado principalmente por sedimentos no marinos parálicos, con eventuales incursiones del mar. Hacia el noroeste, la parte inferior está conformada por depósitos de abanico aluvial y depósitos fluviales. Son comunes las areniscas conglomeráticas y los conglomerados de clastos de arcilita y matriz arenosa, con algunos intervalos de facies de arcilitas y heterolitas. Hacia el tope la sección es menos arenosa, haciéndose más frecuentes los depósitos parálicos, con areniscas de grano medio a fino.

Propiedades petrofísicas

La formación es una secuencia de lutitas y de arenas no consolidadas de alta porosidad, alrededor del 36% (Fig. 2.9). Las permeabilidades oscilan entre 2 y 6 darcys, la saturación de agua irreducible es de alrededor del 10%. Las principales arcillas son la caolinita, la ilita y la montmorilonita con volúmenes que pueden alcanzar de 10 a 20%. Los puntos de corte ó 'cutoffs' típicos son: porosidad 20%, saturación de agua 50%, Vcl 50%. Los parámetros de interpretación son: a=1, m*=1,6, n*=2,0,

$\rho_g=2,66 \text{ gr/cm}^3$ para la ecuación Waxman-Smits; la salinidad se encuentra entre 2500 y 3500 ppm equivalente NaCl.

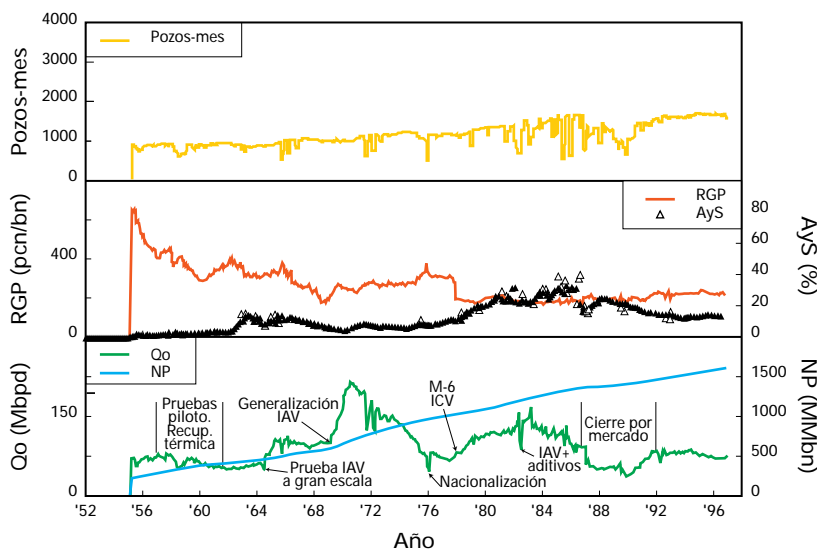
Propiedades de los fluidos

Para una presión de saturación de 725 lpa a una temperatura de 113°F, el factor volumétrico de formación para el petróleo es 1,05 by/bn y la relación gas-petróleo inicial 90 pcn/bn. Estos valores constituyen un promedio y varían según la profundidad en la cual se encuentran los intervalos productores. La gravedad del crudo fluctúa entre 9,2 y 14°API (12°API como promedio) y la temperatura, entre 100 y 125°F. La presión inicial estaba comprendida entre 400 y 1000 lpa y la viscosidad del crudo, a 100°F y presión atmosférica, entre 1500 y 70.000 cp.

Reservas estimadas al 31/12/1996

El cálculo de las reservas se basa en un área de 39.429 acres, un valor promedio para el espesor de la arena de 130 pies, porosidad 36%, saturación de petróleo 68% y factor volumétrico de formación de petróleo 1,05 by/bn. Los resultados oficiales indican un POES de 11.114 MMbn, un factor de recobro del 25% y 1002 MMbn de reservas remanentes.

Figura 2.10



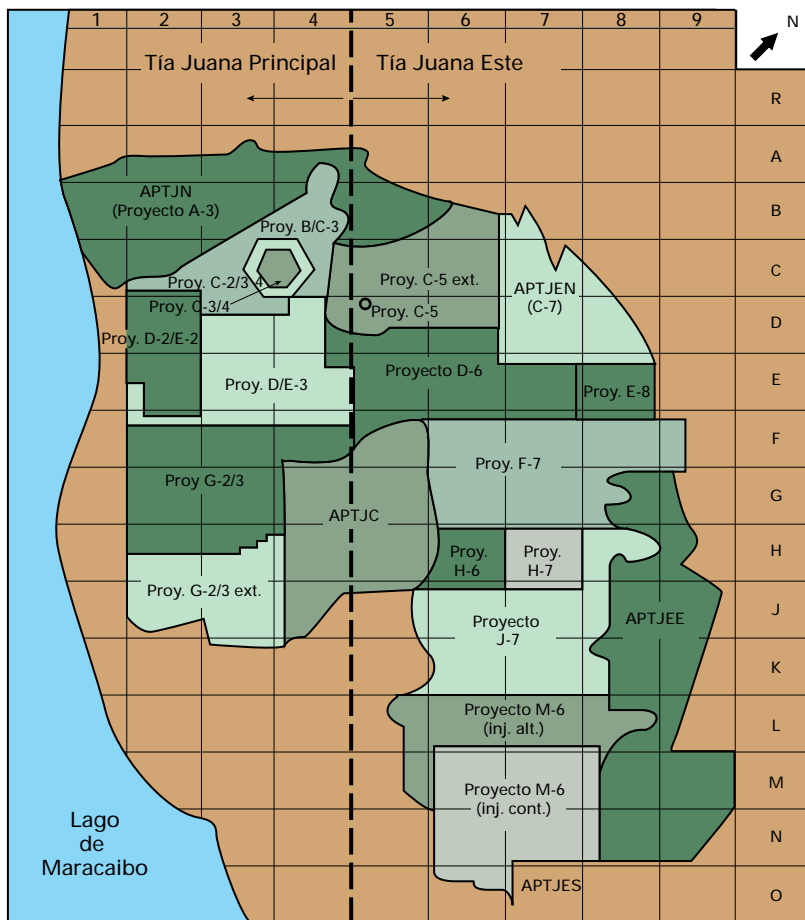
Historia de producción del campo Tía Juana.

Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción, inyección y presión

El campo Tía Juana fue descubierto en el año 1928. Desde entonces hasta 1959, la producción promedio fue de 75 Mbbpd en frío, acumulando 418 MMbn provenientes de 900 pozos. Desde 1957 hasta 1962 se llevaron a cabo pruebas de recuperación térmica en el campo, tales como inyección alternada de vapor (IAV), combustión en sitio (seca y húmeda) y sandwich térmico.

Figura 2.11



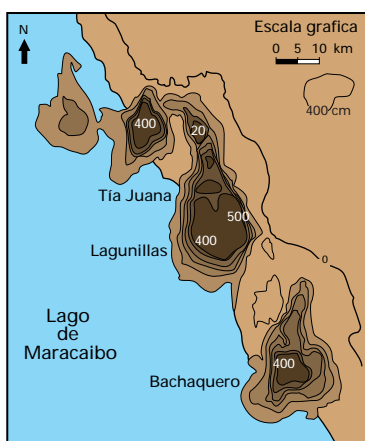
Proyectos térmicos del campo Tía Juana.

Se han realizado 18 proyectos térmicos (Fig. 2.11), (7 IAV en el campo Tía Juana Principal, uno de los cuales es el de las Areas Periféricas que bordean el campo y 11 en Tía Juana Este, incluyendo el proyecto de ICV, M-6). Se inyectaron 34,1 millones de toneladas de vapor en 2266 pozos y se recuperaron 1775 MMBn de petróleo, estimándose que 1039 MMBn son adicionales a lo que se hubiera podido producir por agotamiento natural. Se inyectaron aproximadamente 4675 toneladas de vapor por ciclo.

b) Mecanismos de producción

Los principales mecanismos de producción que activan los yacimientos de la Formación Lagunillas del campo Tía Juana son el empuje por gas en solución y la compactación. Este fenómeno es de especial relevancia en los yacimientos constituidos por arenas no consolidadas, como las de Tía Juana y otros campos de la Costa del Distrito Bolívar. La compactación se debe a la disminución de la presión de los fluidos en el yacimiento por la producción de los mismos, incrementando a su vez la presión ejercida sobre él por los estratos suprayacentes. Esto origina un hundimiento de las capas que se encuentran por encima del yacimiento hasta traducirse en la subsidencia de la superficie del terreno (Fig. 2.12). El valor de subsidencia promedio hasta 1996 fue de 465 cms. Sin embargo, la compactación actúa de manera eficaz en el mantenimiento de la presión del yacimiento y, por ende, en el recobro del petróleo. Un 70% de la producción se puede atribuir a la compactación.

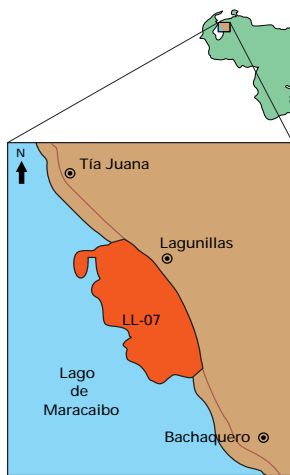
Figura 2.12



Subsidencia en la costa del Distrito Bolívar.

En 1964 comenzó una prueba de IAV a gran escala, lo que aumentó la producción a niveles de 110 Mbppd. Más adelante, a partir de 1969, se generalizó la IAV en el campo Tía Juana, hasta alcanzar los 230 Mbppd en 1971, para luego declinar hasta los 60 Mbppd en 1986. En 1978 se inició el proyecto piloto de inyección continua de vapor (ICV) en el área M-6. La baja producción entre 1987 y 1991 se debe al cierre parcial por las condiciones desfavorables del mercado. Actualmente, el campo produce unos 80 Mbppd con 18% de A y S y una RGP de 220 pcn/bn. (Fig. 2.10).

Figura 2.13



Ubicación geográfica del yacimiento LL-07.

Introducción

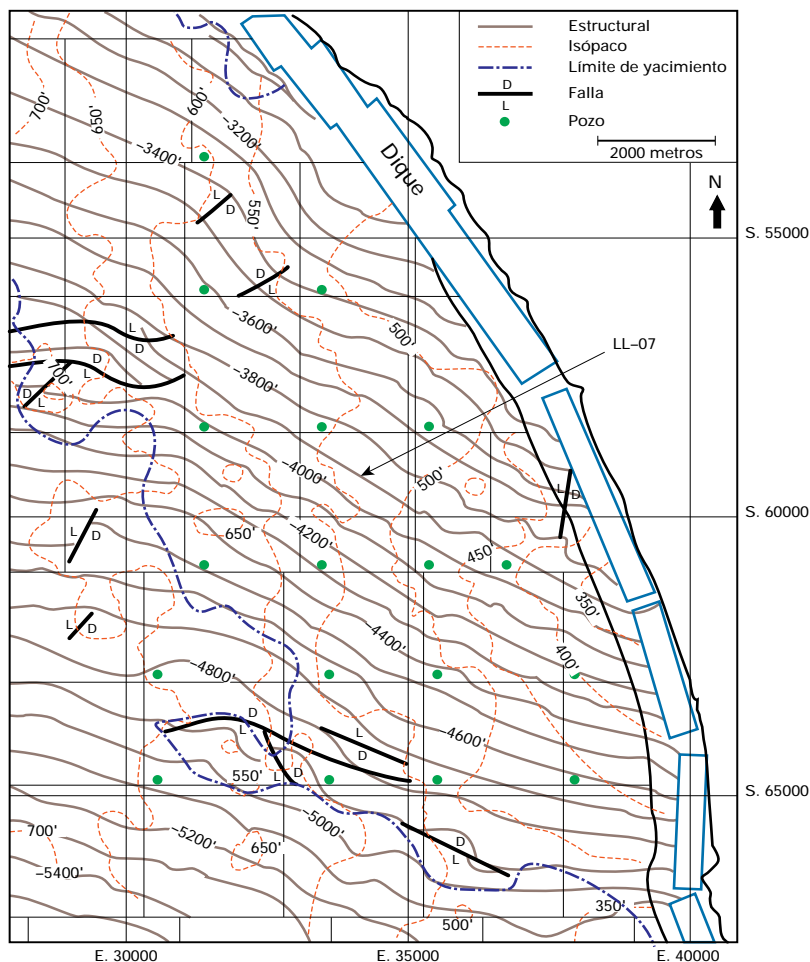
El yacimiento Lagunillas Inferior-07 (LL-07) está ubicado en la costa oriental del Lago de Maracaibo, frente a la población de Lagunillas y al norte de Bachaquero (Fig. 2.13). Comenzó su vida productiva en mayo de 1926 y en él se han completado 960 pozos a una profundidad de aproximadamente 4200 pies. Cubre una extensión de unos 31.000 acres y su POES es de 3830 MMbn de crudo pesado. A partir de 1984, se le ha inyectado agua del Patio de Tanques de Lagunillas con la finalidad de incrementar el recobro de petróleo manteniendo la presión y eliminando el drenaje de las aguas efluentes hacia el Lago de Maracaibo.

Geología

a) Estructura

El mapa isópaco-estructural al tope de la LL-A (Fig. 2.14), muestra un monoclin con buzamiento de 3 a 3,5 grados hacia el suroeste. El yacimiento LL-07 se prolonga hacia el noroeste (no ubicado sobre el mapa) al nivel del Miembro Laguna. Está limitado al suroeste por una falla normal también con buzamiento hacia el norte, con rumbo noroeste-sureste y al sur por un contacto agua-petróleo que originalmente se encontraba a aproximadamente 5000 pies de profundidad. Varias fallas extensionales al suroeste y al este (centro) con desplazamiento de 30 a 150 pies cortan el yacimiento, pero tienen relativamente poca importancia en cuanto al entrapamiento del mismo.

Figura 2.14



Mapa isópaco-estructural del yacimiento LL-07. (Tope LL-A)

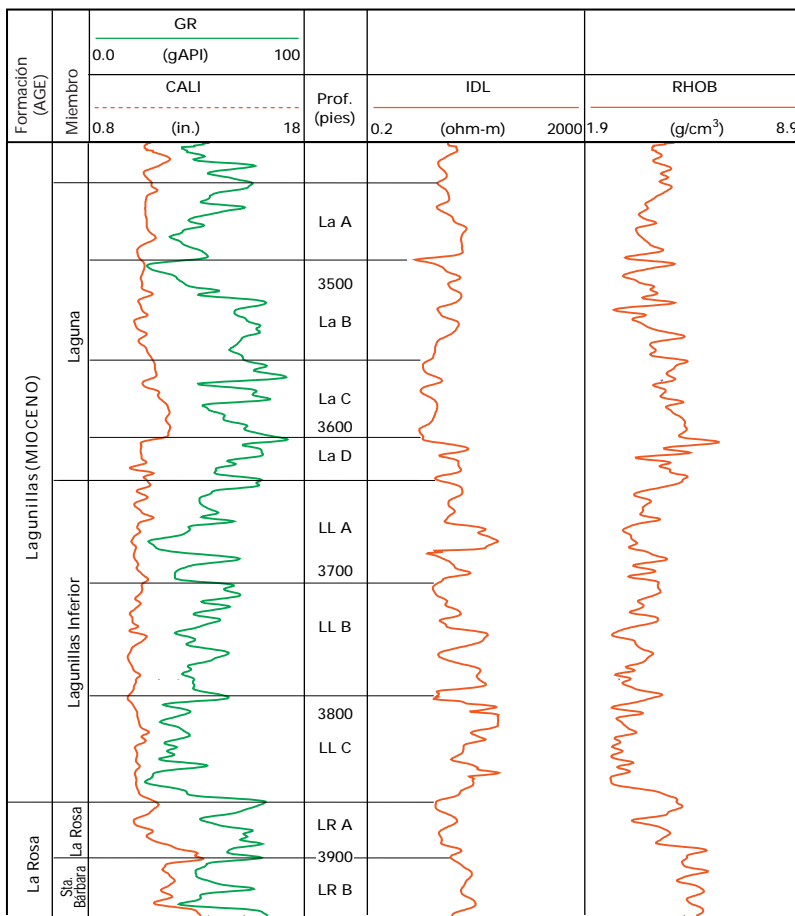
c) Estratigrafía

El yacimiento LL-07 está constituido por los Miembros Laguna y Lagunillas Inferior, de la Formación Lagunillas y los Miembros La Rosa y Santa Bárbara de la Formación La Rosa, de edad Mioceno (Fig. 2.15). Infrayace concordantemente al Miembro Bachaquero, también de la Formación Lagunillas y supra-ace discordantemente a las formaciones del Post-Eoceno. El Miembro más importante es el Lagunillas Inferior, que contiene el 89% del POES. Este, a su vez, ha sido dividido en tres capas: LL-A, LL-B y LL-C. (El Miembro Laguna fue subdividido en cuatro lentes desde LaA hasta LaD y la Formación La Rosa, en LRA y LRB).

c) Ambiente de sedimentación

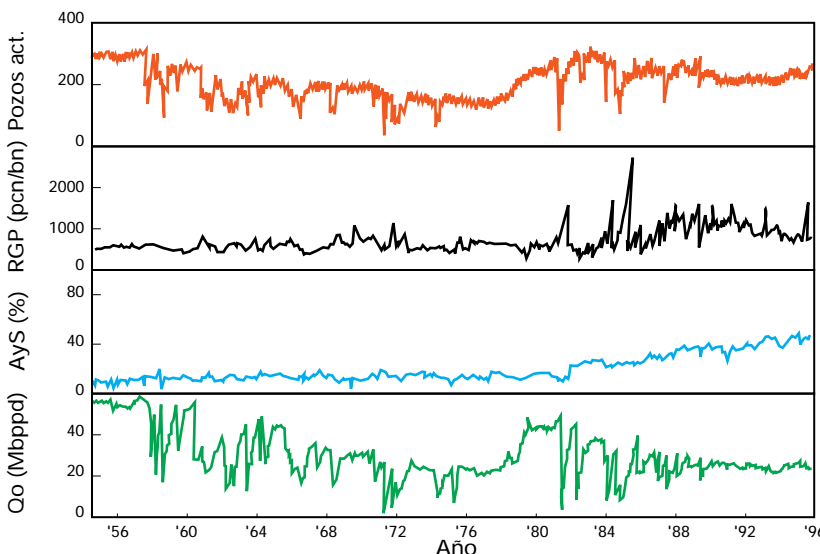
Los Miembros Laguna y Lagunillas Inferior del yacimiento LL-07 consisten principalmente de sedimentos fluviodeltaicos con menores cantidades de sedimentos marinos próximo-costeros, mientras que la Formación La Rosa es predominantemente marina.

Figura 2.15



Registro tipo del yacimiento LL-07.

Figura 2.16



Historia de producción del yacimiento LL-07.

En general, el Miembro Laguna representa una progradación más débil que la del Lagunillas Inferior, puesto que en él se encuentran menos arenas y más delgadas, y la sedimentación fluvial no parece haberse extendido tan lejos hacia el oeste y el suroeste, como ocurre en el Miembro Lagunillas Inferior.

Propiedades petrofísicas

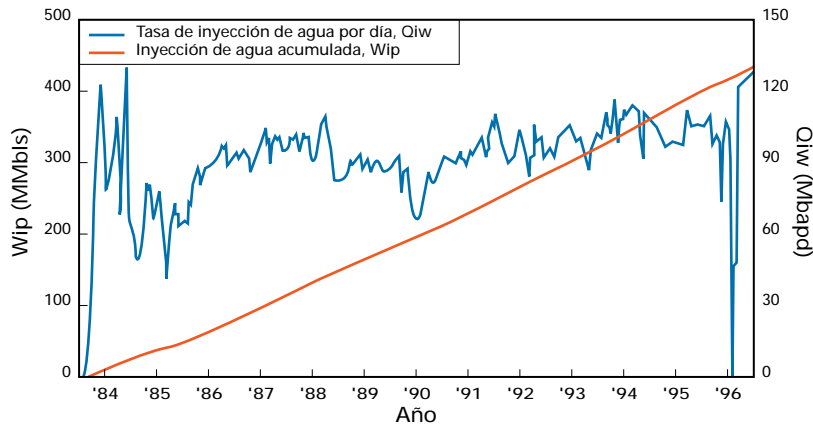
Para definir las propiedades petrofísicas del yacimiento LL-07 se han utilizado datos provenientes de unos 800 pozos, de los cuales sólo 31 tienen registros de porosidad. Por otra parte, existen pocas muestras de núcleos. Se ha escogido una resistividad de 12 ohm-m como punto de corte para estimar el espesor de arena neta petrolífera (ANP). A continuación se muestran los rangos de espesor, porosidad y saturación de petróleo para las capas que conforman el Miembro Lagunillas Inferior.

	LL-A	LL-B	LL-C
Espesor (pies)	20-51	26-54	17-43
Porosidad (%)	18,6-29,1	22,4-29,7	27,1-33,1
Saat. de Pet. (%)	84,6-85,9	76,2-85,0	30,2-67,2

Las arenas del Miembro Laguna y de la Formación La Rosa no tienen propiedades petrofísicas tan atractivas como la del Miembro Lagunillas ni tampoco tan buena continuidad lateral.

Se ha determinado que la relación permeabilidad-espesor varía entre 25 y 275 darcys/pie, de lo cual se deduce una permeabilidad promedio para el yacimiento de 1500 md, lo cual está validado por el análisis de un núcleo.

Figura 2.17



Historia de inyección del yacimiento LL-07.

Propiedades de los fluidos

Sobre la base de los análisis de PVT (muestras tomadas a 3700 pbnm y a una temperatura de 140°F) se obtuvieron las siguientes propiedades de los fluidos del yacimiento LL-07:

Presión original	1785 lpca
Presión de burbujeo, p_b	1785 lpca
Factor volumétrico del petróleo @ p_b	1,145 by/bn
RGP @ p_b	213 pcn/bn
Viscosidad del petróleo @ p_b	21 cp
Gravedad del petróleo	8 °API

Reservas estimadas hasta el 31/12/1996

Para calcular las reservas se tomaron como datos básicos promedio un espesor de 68 pies, un área productiva de 31.639 acres, una porosidad de 30% y una saturación de petróleo de 84%. A continuación se presentan los resultados:

POES	3828 MMbn
Factor de recobro*	44,75 %
Reservas remanentes	201 MMbn
*Entre primario (39,29%) y secundario (5,46%).	

El Miembro Lagunillas Inferior contiene el 89% del POES (LL-A = 40%, LL-B = 35% y LL-C = 14%), el Miembro Laguna un promedio del 10% y la Formación La Rosa, menos del 1%.

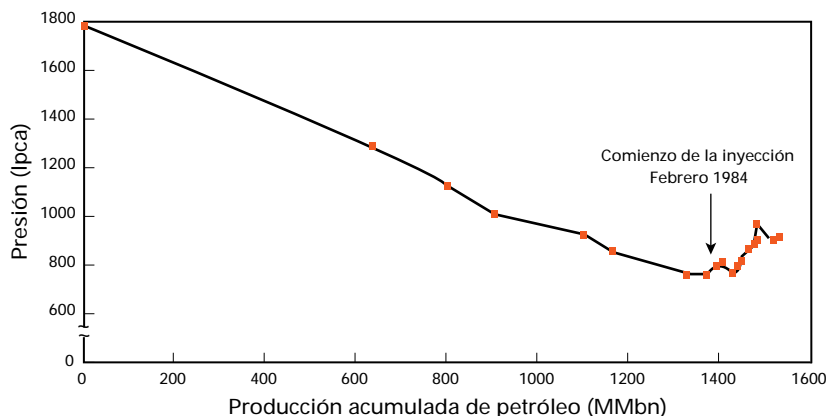
Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción, inyección y presión

El yacimiento LL-07 inició su vida productiva en mayo de 1926 y hasta diciembre de 1996, había producido 1512 MMbn de petróleo pesado de 18°API, 179 MMbbls de agua y 863 MMMpc de gas. En el yacimiento se completaron 960 pozos, de los cuales 284 son actualmente productivos mediante bombeo mecánico a una tasa promedio (a diciembre de 1996) de 34.250 bppd con una RGP de 850 pcn/bn y 47% de A y S. La tasa de declinación anual era del 7,2% hasta 1979, fecha en la cual se completaron más pozos en el yacimiento, con lo cual se incrementó la producción hasta 1984. En febrero de ese año se inició el proyecto de inyección de aguas efluentes en el flanco sur. La producción siguió declinando a una tasa de 1,8% anual. Desde 1991, la producción se mantuvo constante por encima de los 30.000 bppd. (Fig. 2.16) Se inyectaron aguas efluentes provenientes del Patio de Tanques de Lagunillas, mediante 10 pozos inyectoros, principalmente en los lentes LL-A, LL-B, LL-C a una tasa de entre 90 y 110 Mbapd, con un acumulado de 446 MMbbls de agua. (Fig. 2.17). Se observó que el agua inyectada en el lente LL-C, que se encontraba anegado, estaba invadiendo el lente LL-B por comunicación vertical.

La presión original del yacimiento, igual a la de saturación, era de 1785 lpca y declinó a una tasa de agotamiento de 0,67 lpca/MMbn. En 1984, cuando alcanzó la presión de 780 lpca, después de acumular 1400 MMbn de petróleo, se inició la inyección de agua. (Fig. 2.18). A raíz de ello, la presión actual del yacimiento se incrementó, hasta alcanzar los

Figura 2.18



Historia de presión del yacimiento LL-07.

911 lpcas en la actualidad, lo cual indica el efecto positivo del proyecto de recuperación secundaria. (Entre 1000 y 1400 lpcas observado en las zonas no drenadas, entre 600 y 800 lpcas en las zonas de producción y entre 900 y 1200 lpcas en la zona cercana a los inyectores).

El reemplazo acumulado de fluidos es del 78%. En seis pozos, se está probando con éxito la inyección alternada de vapor, otra técnica de producción que permitirá recuperar las cuantiosas reservas remanentes de petróleo pesado existentes.

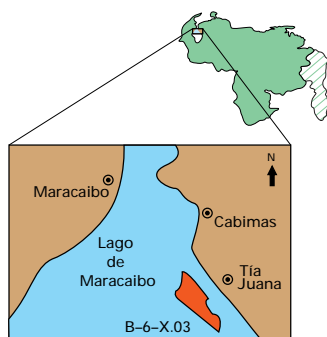
b) Mecanismos de producción

El mecanismo de producción preponderante en el yacimiento Lagunillas Inferior-07 es la compactación de las rocas, sobre todo en la parte centro-oriental. Asimismo, el empuje hidráulico ha contribuido en forma muy importante y, en menor cuantía, el empuje por gas en solución. Finalmente la inyección de aguas efluentes ha sido exitosa en el mantenimiento de la presión en el yacimiento y, por lo tanto, debe considerarse como otro mecanismo de producción.

YACIMIENTO: B-6-X.03

CAMPO: TIA JUANA (LAGO)

Figura 2.19



Ubicación geográfica del yacimiento B-6-X.03.

Introducción

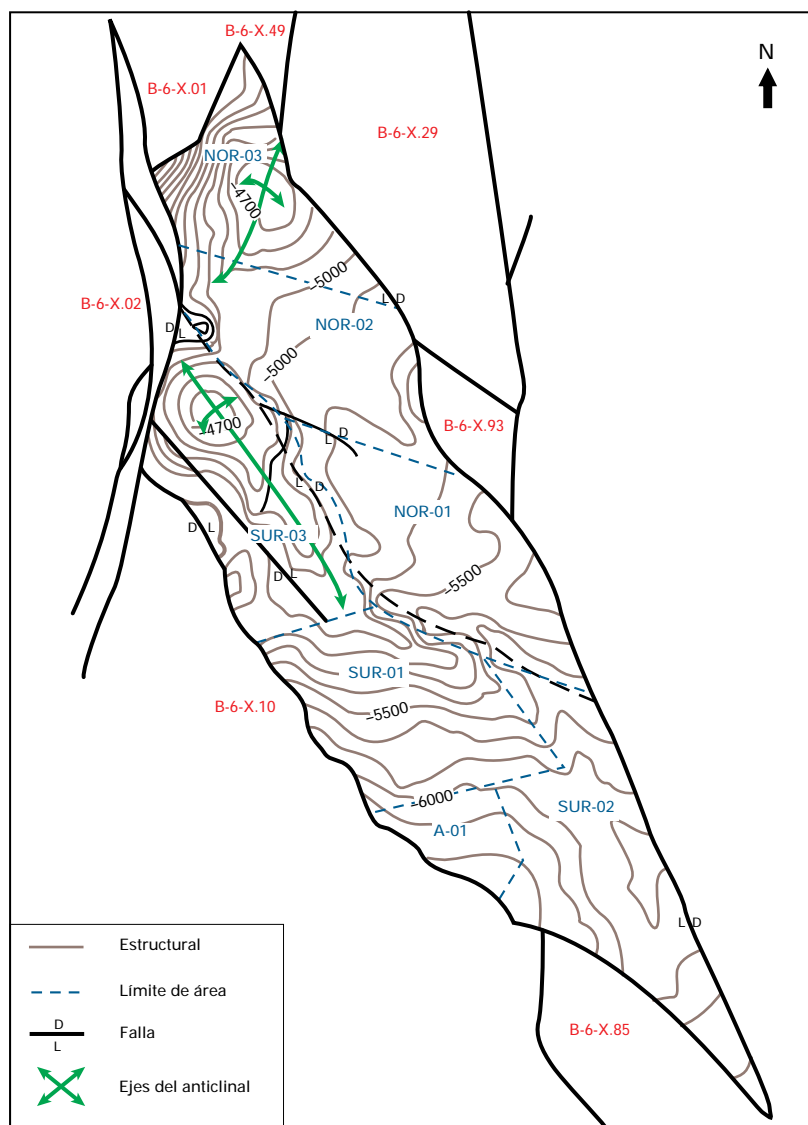
El yacimiento B-6-X.03 se encuentra en el Lago de Maracaibo cerca de su costa oriental, en el área Eoceno Norte del campo Tía Juana (Fig. 2.19). Se caracteriza por un POES de 2300 MMbn de petróleo mediano, por la inyección combinada de gas en la cresta y la implantación de cuatro proyectos de inyección de agua. El yacimiento ha acumulado desde 1945 una producción de 456 MMbn de petróleo, asociada a la completación de más de 240 pozos productores, 70 inyectores de agua y dos pozos inyectores de gas.

Geología

a) Estructura

La estructura del yacimiento está conformada por dos anticlinales asimétricos (Fig. 2.20). El primero, en el área de Punta Benitez, al norte del bloque norte presenta en el flanco norte-noroeste un buzamiento que varía entre 10 y 15 grados. El flanco sur-sureste tiene una inclinación suave con un buzamiento de entre 2 y 4 grados. La segunda estructura se ubica en el norte del bloque sur, en el extremo norte-noroeste del yacimiento en el sector Tía Juana, alargándose también hacia el sur-sureste formando un monoclin de buzamiento suave que varía entre 2 y 4 grados. El B-6-X.03 está delimitado por fallas normales que lo separan de los yacimientos B-6-X.02, B-6-X.10 y B-6-X.29.

Figura 2.20



Mapa estructural del yacimiento B-6-X.03.

Existen indicios de comunicación entre el Area Sur-03 y los yacimientos B-7-X.04 y B-6-X.10, así como entre el extremo sur del yacimiento y el B-6-X.85.

b) Estratigrafía

El yacimiento B-6-X.03 forma parte de las arenas "B" de la Formación Misoa de edad Eoceno, perteneciente al área geológica Eoceno Norte del Lago de Maracaibo, (Fig. 2.21). Suprayace e infrayace concordantemente a los Miembros B-7-X y B-5-X, respectivamente.

El yacimiento B-6-X.03 se divide generalmente en tres unidades estratigráficas denominadas, de tope a base, intervalos "A", "B" y "C". "A" presenta las características geológicas y petrofísicas más pobres, su espesor promedio es de 15 pies y se encuentra erosionado en varios sitios. "B" y "C", tienen un espesor promedio de 60 pies cada una. Los cuerpos de arenas en cada intervalo son masivos y presentan buena transmisibilidad vertical dentro de cada uno de ellos.

c) Ambiente de sedimentación

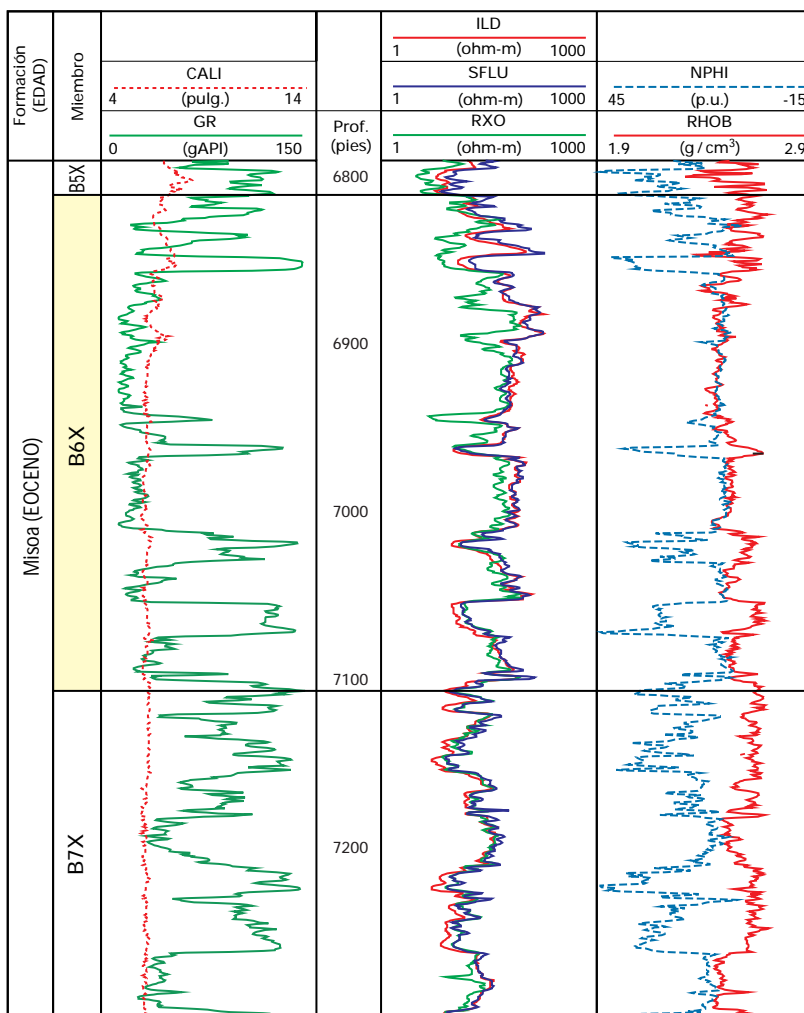
Se identifican seis tipos de sedimentación predominantes: abanico de rotura, playa, barra de desembocadura, canal principal, canal distributivo y frente deltaico.

Tabla 2.4

Area	Datum pbnm	Temp 'F	Gravedad 'API	Rsi pcn/bn	ρ_b lpca	Bob by/bn	μ_{ob} cp
B-6-X.03	5600	184	25,0	305	1720	1,201	3,80
Norte-01	5600	184	25,0	305	1720	1,201	3,80
Norte-02	5275	178	26,0	379	1816	1,238	2,15
Norte-03	5200	177	26,5	396	1838	1,246	2,10
Sur-01	5800	187	22,1	260	1646	1,179	5,30
Sur-02	5950	190	20,9	226	1602	1,162	7,10
Sur-03	5200	177	26,5	396	1838	1,246	2,10

Propiedades de los fluidos del yacimiento B-6-X.03 y de sus seis sectores.

Figura 2.21



Registro tipo del yacimiento B-6-X.03.

Tabla 2.5

	B-6-X.03	Norte-01	Norte-02	Sur-01	Sur-02
Area (acres)	16.663	1200	2030	1920	2240
Espesor (pies)	186	186	186	186	166
POES (MMbn)	2528	164	277	247	257
Fact.recobro prim.(%)	20,4	26,9	29,0	26,6	18,1
Fact.recobro sec. (%)	9,8	20,8	12,7	14,5	13,2
Reservas reman. (MMbn)	308	13	17	7	58

Reservas estimadas del yacimiento B-6-X.03 y de las áreas en donde se inyecta agua.

Propiedades petrofísicas

La información proviene de 24 núcleos de 24 pozos con cerca de 1500 mediciones de porosidad y 1900 de permeabilidad. Se demostró que la correlación de la permeabilidad versus la porosidad es muy pobre en cada uno de los núcleos disponibles. Por ello, se establecieron dos grupos de correlaciones en función del origen de los sedimentos que conforman la matriz porosa. Las dos ecuaciones resultantes fueron consideradas como herramientas fiables para obtener la distribución del área y tendencias de la permeabilidad, en todos los estratos y zonas del yacimiento. Sobre la base de 55 pruebas de presión capilar por drenaje se obtuvo una correlación de la saturación irreducible del agua en función de la permeabilidad y de la porosidad. A continuación se indican los rangos de algunas propiedades petrofísicas del yacimiento:

Permeabilidad	63 a 144 md
Porosidad	14 a 15,2%
Saturación de petróleo	77,7 a 85,2%

Propiedades de los fluidos

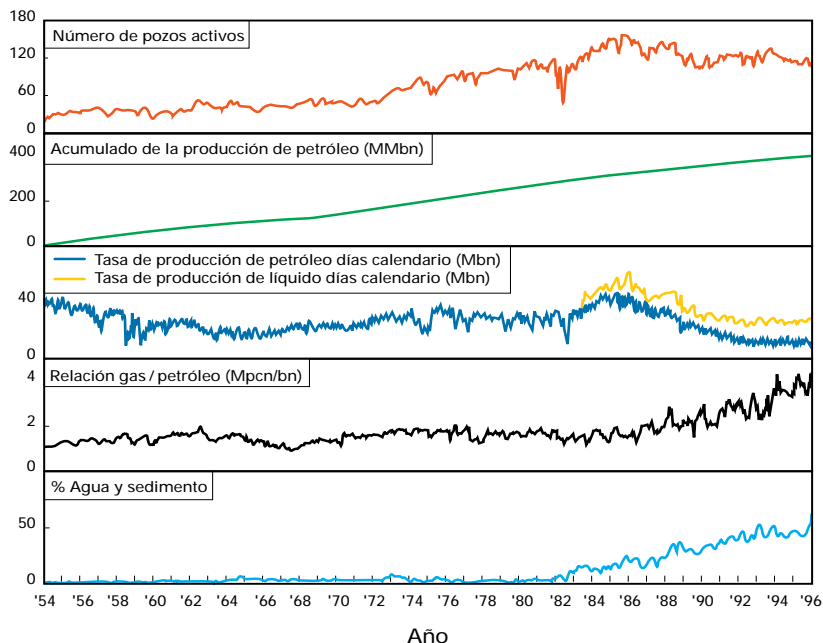
En la Tabla 2.4 se muestran los valores promedio de las propiedades de los fluidos del yacimiento B-6-X.03 para los seis sectores que lo integran:

El análisis del agua de formación del yacimiento muestra 8000 ppm de cloruro con 3000 ppm de bicarbonatos.

Reservas estimadas al 31/12/1996

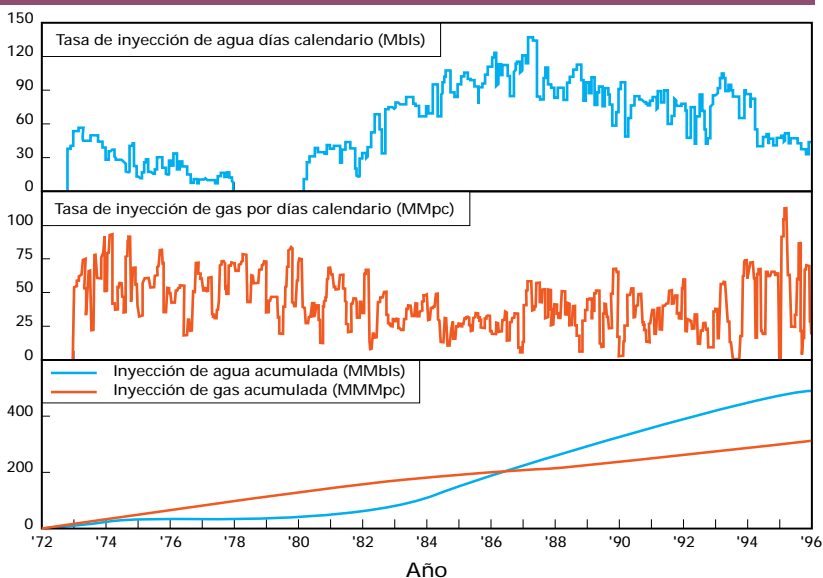
Las reservas del yacimiento B-6-X.03, como las de las áreas donde se inyecta agua, se indican en la Tabla 2.5.

Figura 2.22



Historia de producción del yacimiento B-6-X.03.

Figura 2.23



Historia de inyección del yacimiento B-6-X.03.

Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

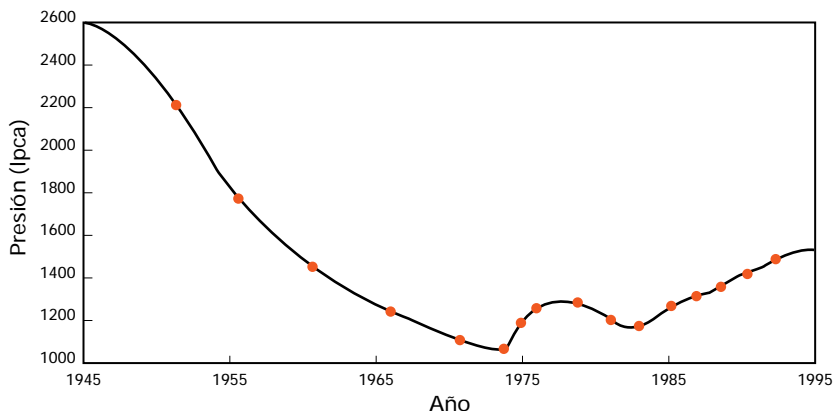
a) Historia de producción, inyección y presión

En 1945 comenzó la explotación del yacimiento B-6-X.03, el cual produjo por agotamiento natural hasta 1972, cuando se llevó a cabo un proyecto piloto de inyección de agua por flancos en el sur que se suspendió en 1978 por alta heterogeneidad y discontinuidad de las arenas. La inyección de gas se inició en enero de 1974 por la cresta. Se estableció una estrategia de implantación modular de inyección de agua por patrones a través de los proyectos Norte-01 en 1980, Sur-01 en 1983, Norte-02 en 1984 y Sur-02 en 1986. Para fines de diciembre de 1996 la producción acumulada de petróleo es de 457,3 MMbn, de los cuales 267 MMbn provienen de los cuatro proyectos de inyección de agua, 60,3 MMbn de agua y 698,7 MMMpc de gas. La producción promedio durante diciembre de 1996 es de 15.540 bppd (7860 bppd corresponden a las áreas confinadas de los proyectos por inyección de agua) con una RGP de 3850 pcn/bn y 49,4 % de A y S. (Fig. 2.22).

Para diciembre de 1996, se habían inyectado (Fig. 2.23) en el yacimiento B-6-X.03 un total de 535,1 MMbbls de agua y 337 MMMpc de gas, lo cual dio como resultado un reemplazo acumulado total de 117% (64% por gas y 53% por agua). La inyección de agua se reparte tal como se indica en la Tabla 2.6.

Desde enero de 1974 hasta la fecha, se inyectaron 337 MMMpc de gas en los Bloques Norte y Sur (en 1996, fue de 14,6 MMMpc).

Figura 2.24



Historia de presión del yacimiento B-6-X.03.

Tabla 2.6

Proyecto	Inicio	Tipo	Volumen (MMbbls)	Promedio '96 (Mbapd)
Bloque Sur	6/73 (a)	flanco	44,0	----
Norte-01	12/80 (b)	Arreglo (c)	137,3	0,5
Sur-01	1/83	Arreglo (c)	147,5	16,0
Norte-02	11/84	Arreglo (c)	135,9	29,4
Sur-02	5/86	Arreglo (c)	70,4	10,6
Total			535,1	56,5

a) Suspendido en 1978. (b) Suspendido en julio de 1995. c) 1:1 L. modificada.

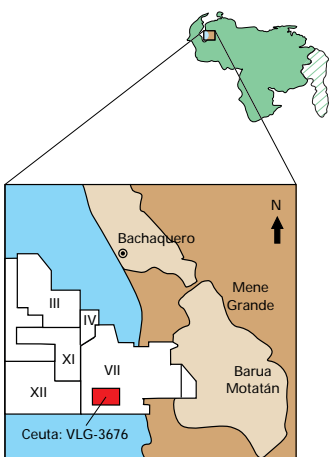
Inyección de agua en el yacimiento B-6-X.03.

La presión original era de 2500 lpcas en 1944 a 5300 pbnm, y había declinado a 990 lpcas en 1973 (Fig. 2.24), cuando comienzan los proyectos de recuperación secundaria. La presión se elevó a 1444 lpcas, lo que indica que la presión se ha mantenido durante los últimos ocho años, oscilando entre 1404 y 1508 lpcas.

b) Mecanismos de producción

Durante el período de agotamiento natural el empuje predominante en el yacimiento es gas en solución. La segregación gravitacional de gas y el empuje hidráulico del agua de un pequeño acuífero al suroeste del yacimiento son de menor importancia. Otro mecanismo de producción es el mantenimiento de la presión a través de los proyectos de inyección combinada de gas y agua, lo que arrojó resultados positivos.

Figura 2.25



Ubicación geográfica del campo Ceuta.

Introducción

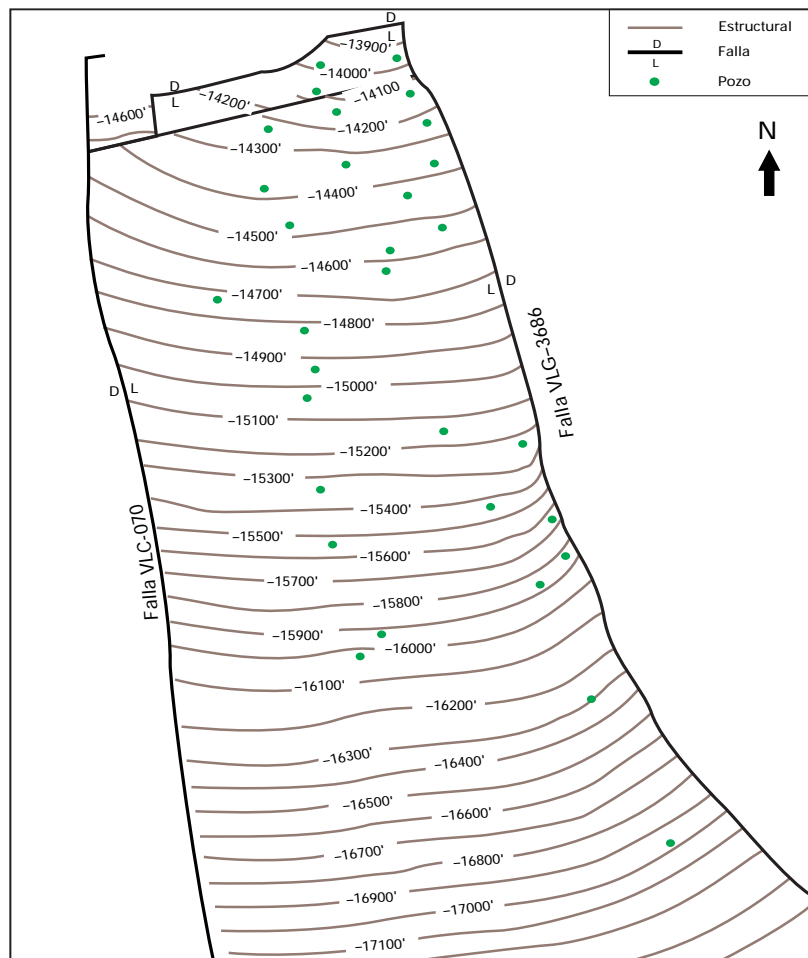
El yacimiento Eoceno "C"/VLG-3676, se encuentra ubicado al sureste del Lago de Maracaibo y al suroeste del campo Ceuta (Fig. 2.25). Se extiende sobre una subdivisión del mismo, denominada Area 2 Sur, que cuenta con una zona de petróleo que cubre una superficie de 28.000 acres para un POES de casi 2800 MMbn de petróleo liviano y se considera el mayor atractivo del campo Ceuta, por la gran productividad de los pozos completados en ella así como por el desarrollo del yacimiento en su parte meridional.

Geología

a) Estructura

La estructura a nivel del Eoceno es un homoclinal con rumbo este-oeste y buzamiento suave de 3 a 7 grados hacia el sur (Fig. 2.26). Los elementos más importantes lo constituyen las fallas VLC-70 y VLG-3686 orientadas norte-sur con buzamiento hacia el este, que limitan el yacimiento al oeste y al este, respectivamente. El límite norte está formado por una falla normal de dirección noreste. Hacia el sur se ha establecido un límite arbitrario considerando que esta área es una continuación del yacimiento.

Figura 2.26



Mapa estructural del yacimiento VLG-3676.

b) Estratigrafía

Desde el tope hasta la base la secuencia estratigráfica está conformada por las Formaciones El Milagro y Onia de edad Pleistoceno-Plioceno, a continuación las Formaciones La Puerta, Lagunillas (Miembros Lagunillas Inferior, Laguna y Bachaquero) y, por último, La Rosa de edad Mioceno, que suprayace discordantemente la Formación Misoa del Eoceno, parcialmente erosionada al nivel de las arenas "B" (Superior: B-1 a B-5, Inferior: B-6/7). Estas arenas suprayacen concordantemente a los intervalos productores C-Superior (C-1 a C-3) y C-Inferior (C-4 a C-7). El espesor del intervalo C-Superior varía entre 600 y 900 pies con intercalaciones de areniscas y lutitas, siendo el C-3 el intervalo más arenoso. El espesor del

intervalo C-Inferior varía entre 700 y 800 pies y está compuesto por depósitos de arenas limpias y masivas con intercalaciones de lutitas de escaso espesor.

Las calizas de la Formación Guasare de edad Paleoceno subyacen a la Formación Misoa en contacto discordante. La acumulación de hidrocarburos ha sido dominada por factores de tipo estratigráfico-estructural, que dan origen a complejidades en cuanto a la continuidad y distribución de los cuerpos individuales de areniscas, específicamente en los intervalos C-2 y C-3.

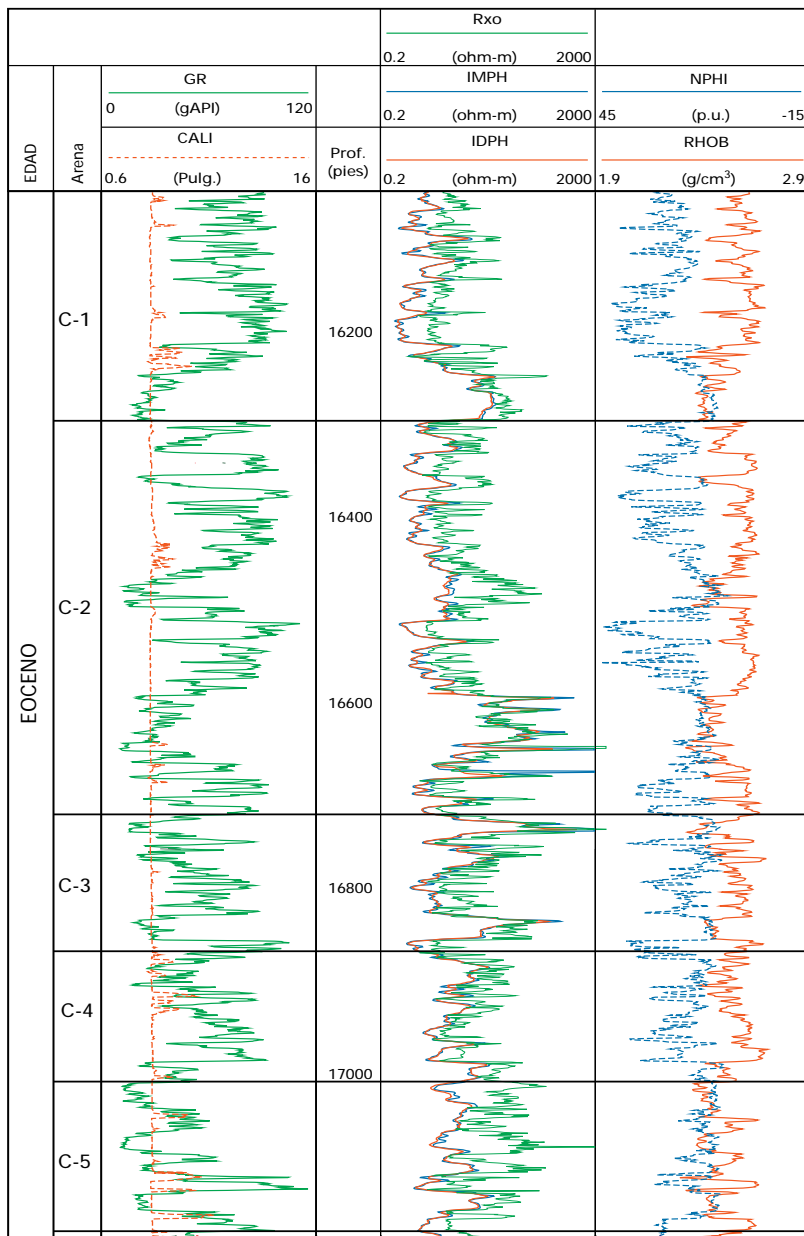
c) Ambiente de sedimentación

La sección basal del yacimiento Eoceno "C"/VLG-3676 fue depositada por un complejo deltaico dominado por procesos fluviales, dentro de un estuario de aguas tranquilas y salobres, lo que determinó un avance rápido de los deltas con desarrollo de canales distributarios. Posteriormente, una transgresión marina ocasionó el retorno de los canales y su sustitución por depósitos de frente deltaico, tales como barras de desembocadura y lutitas de prodelta. La geometría de estos depósitos varía desde alargada y asimétrica en los canales a elongada y tabular en las barras de desembocadura. Se estima que el ancho de los canales equivale aproximadamente a veinte veces su espesor.

Propiedades petrofísicas

El yacimiento es una secuencia continua de lutitas y arenas arcillosas, algunas de las cuales tienen solamente uno a dos pies de espesor (Fig 2.27). Las facies más productoras tienen porosidades de entre 11 y 17%, permeabilidades entre 50 y 1000 md, saturación de agua irreducible de alrededor del 20% y volumen de arcillas menor de 15%, estando constituido mayormente por caolinita e illita con algo de esmectita.

Figura 2.27



Registro tipo del yacimiento VLG-3676.

La evaluación petrofísica se realizó a partir del estudio de los perfiles de porosidad (densidad y neutrón) y de resistividad. A continuación se detallan los resultados por arena prospectiva:

Arena	ANP (pies)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)
C-1	12-47	11,5-14,3	28-43
C-2	62,5-95	12,0-14,4	19-35
C-3	26-7,5	12,0-13,5	25-35
C-4	0-10,5	11,3-16,7	39-48

La saturación de agua se determinó mediante la ecuación de Waxman-Smits ($a=1$, $m^* = 1,90$ a $2,00$, $n^* = 1,85$ a $2,00$). Los puntos de corte utilizados para la porosidad, Sw y Vcl son del 10%, 50% y 50%, respectivamente. A través del análisis de núcleos se obtuvo un valor promedio de permeabilidad absoluta de 70 md (rango entre 50 y 1000 md), validado por los cálculos de restauración de presión. La salinidad resultó ser de 8100 y 5900 ppm equivalente NaCl para las arenas "C" superior y "C" inferior, respectivamente. A partir de 1996 se utilizó en forma rutinaria el lodo a base de petróleo, el cual limita la interpretación de los perfiles, pero permite obtener un hoyo ajustado al diámetro de la mecha.

Propiedades de los fluidos

Los resultados del análisis PVT (datum 15.000 pbnm, temperatura 309°F) de una muestra tomada de la arena C-3 indican las siguientes características:

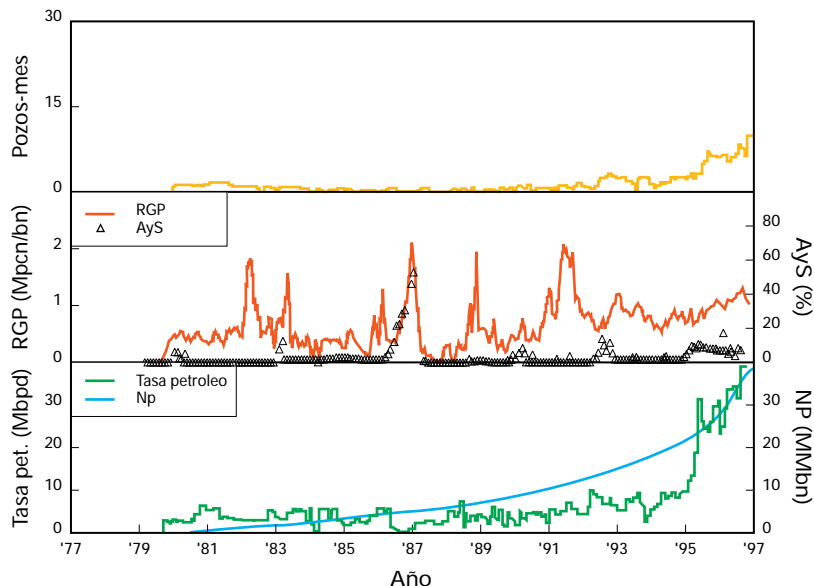
Presión original	10000 lpca
Presión de burbujeo, p_b	3442 lpca
RGP @ p_b	1148 pcn/bn
Factor volumétrico del petróleo @ p_b	1,791 by/bn
Viscosidad del petróleo @ p_b	0,253 cp
Gravedad del petróleo	36,8 °API

Reservas estimadas al 31/12/1996

En septiembre de 1996, se realizó la última revisión de reservas de hidrocarburos del yacimiento Eoceno "C"/VLG-3676 agrupando todas las arenas desde la C-1 hasta la C-7, al perforar un pozo hacia el sur del Area 2 Sur, que dio como resultado un incremento del 23% en el POES. A continuación se indican las reservas estimadas de petróleo.

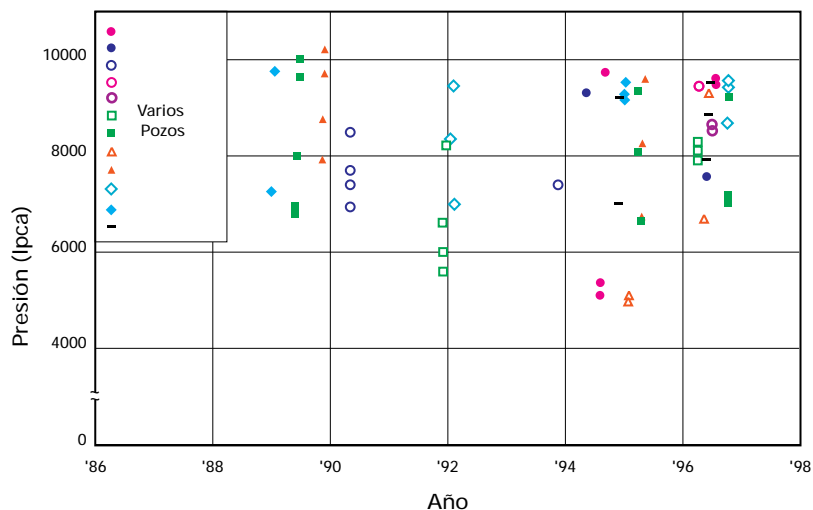
POES	780 MMbn
Factor de recobro	17 %
Reservas remanentes	437 MMbn

Figura 2.28



Historia de producción del yacimiento VLG-3676.

Figura 2.29



Historia de presión de la unidad C-3 del yacimiento VLG-3676.

Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción y presión

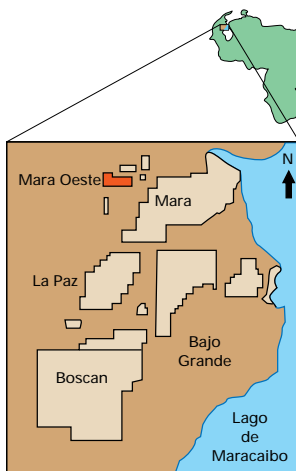
Desde 1979 hasta la fecha se han completado 35 pozos en el yacimiento "C"/VLG-3676. Actualmente, 23 pozos se encuentran activos y producen un promedio de 36,6 Mbppd. La producción acumulada es de unos 36 MMbn de petróleo (Fig. 2.28). Hasta 1993 el esquema de explotación consistía en completaciones múltiples selectivas, aunque posteriormente se enfocó hacia completaciones sencillas no selectivas con operación conjunta de las arenas C-1 a C-4. La distribución de la producción estimada fue la siguiente: C-3: 61%, C-2: 28%, C-5: 8% y C-4: 3%. La relación gas-petróleo aumentó paulatinamente hasta alcanzar un nivel de 1000 pcn/bn, mientras que la producción de agua es prácticamente insignificante.

La presión original a 15.000 pbnm fue estimada a 9550 lpca en todas las arenas del yacimiento. La presión ha bajado según la producción de cada arena y se encuentra al nivel de 5450 lpca en la C-3, (Fig. 2.29) la arena más productora, 7005 lpca en la C-2 y aproximadamente 9500 lpca en las C-4 y C-5. En las zonas donde hubo poca o ninguna producción (parte sur del yacimiento), la presión se mantuvo alrededor de 10.000 lpca. Con una presión de burbujeo de 3442 lpca, el yacimiento se encuentra altamente subsaturado.

b) Mecanismos de producción

Analizando el comportamiento del yacimiento y considerando las características de los fluidos, se puede concluir que el mecanismo de producción es por expansión de las rocas y de los fluidos.

Figura 2.30



Ubicación geográfica del campo Mara Oeste.

Introducción

El yacimiento Cretácico DM-115 del campo Mara Oeste está ubicado al noroeste de Maracaibo, a unos 8 km del campo Mara (Fig. 2.30). Desde 1951 produce petróleo pesado subsaturado de 15°API proveniente del Cretácico (datum: 5500 pbnm) y principalmente de la Formación Apón, parte inferior del Grupo Cogollo. Los pozos se encuentran completados a hoyo abierto en la sección correspondiente al Grupo Cogollo.

Geología

a) Estructura

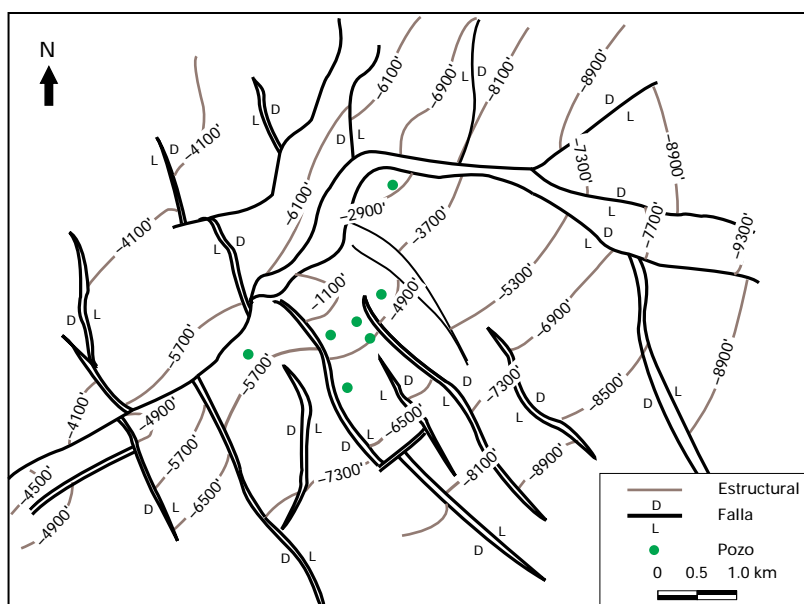
La interpretación estructural se basó en el análisis de líneas sísmicas migradas 2D obtenidas en 1982, conjuntamente con la correlación estratigráfica de los pozos perforados en el área. Se elaboró entonces un mapa estructural al nivel del Miembro Socuy, Formación Colón (Fig. 2.31). El principal lineamiento estructural es

una falla mayor inversa de rumbo N45°E en su ramal oeste y S60°E en su ramificación este. Esta falla inversa, con un salto vertical promedio de 3500 pies en su parte central, divide el área en un bloque deprimido al norte (buzamiento menor de 20°, cortado por fallas inversas de rumbo N20°O y N10°E así como fallas normales de dirección N25°O) donde no se han perforado pozos, y un bloque levantado al sur del campo (fallas normales de rumbo N30°O, con saltos verticales entre 50 y 1000 pies y buzamiento entre 75° y 85°). Otras fallas menores, perpendiculares a la mayor inversa con buzamiento entre 50° y 55°, dividen el área en siete bloques con buzamiento al sur de más o menos 20°, dos de los cuales han sido explotados. No se detectaron contactos gas-petróleo, lo cual indica la ausencia de una capa de gas inicial. Tampoco se encontraron contactos agua-petróleo, pero se han estimado entre 6500 y 7500 pbnm.

b) Estratigrafía

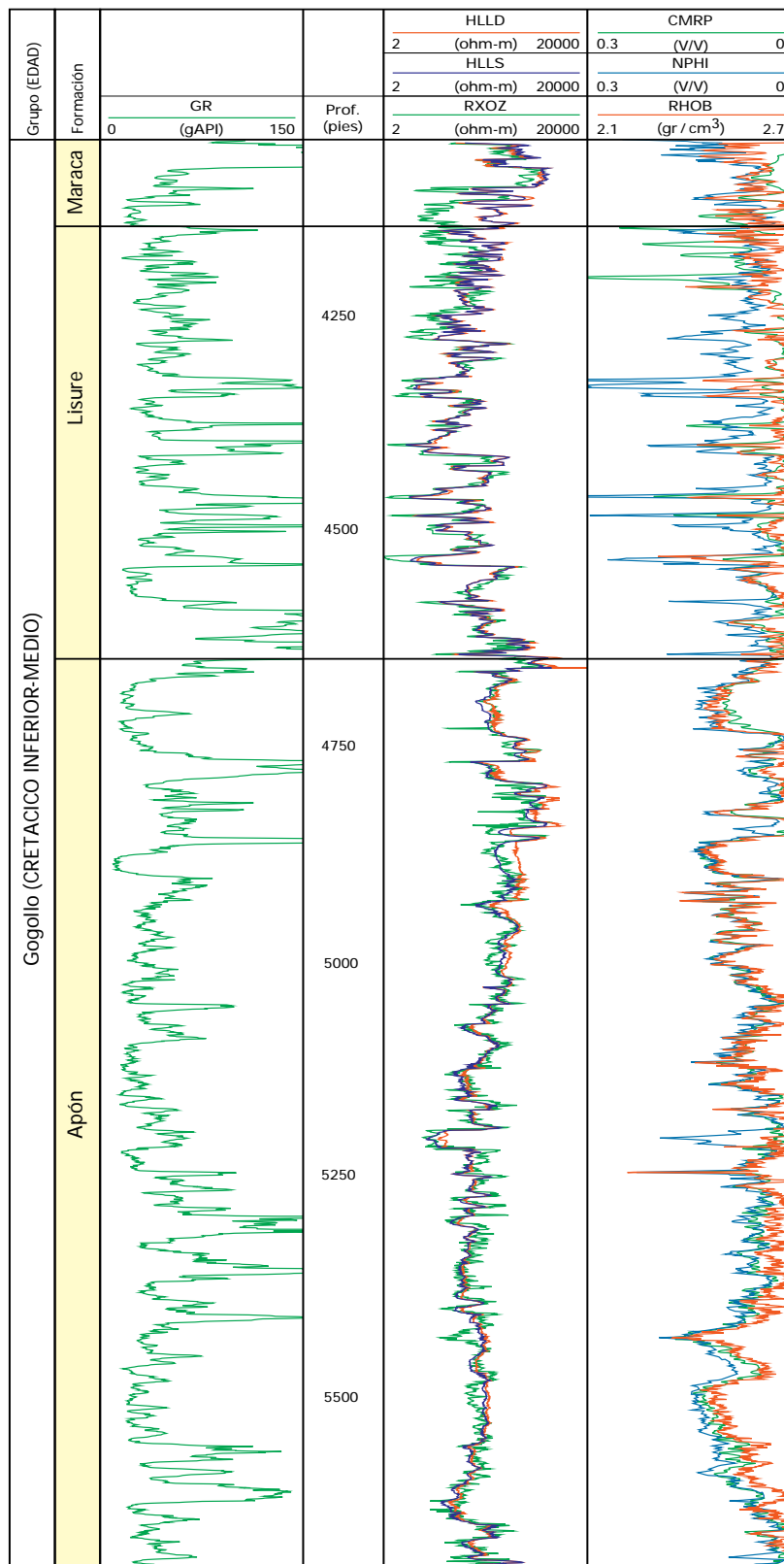
La columna estratigráfica del Cretácico en el campo Mara Oeste tiene un espesor promedio de 3000 pies. Esta sección descansa discordantemente sobre rocas del Paleozoico, e infrayace concordantemente a la Formación Guasare del Paleoceno. La sección cretácica, de base a tope, está constituida por la Formación Río Negro (65 pies), el Grupo Cogollo (1400 pies) y las Formaciones La Luna (340 pies) y Mito Juan/Colón (1200 pies).

Figura 2.31



Mapa estructural del yacimiento Cretácico DM-115.

Figura 2.32



Registro tipo del yacimiento Cretácico DM-115.

La acumulación de hidrocarburos se localiza en las calizas del Grupo Cogollo, subdividido en las Formaciones Apón, Lisure y Maraca, y en las de la Formación La Luna. El Grupo Cogollo está caracterizado por una combinación de carbonatos y siliciclastos en su parte inferior y por depósitos carbonáticos limpios en su parte superior. La Formación La Luna, que es la roca madre más importante de la Cuenca de Maracaibo, está compuesta por calizas bituminosas intercaladas con lutitas marinas.

c) Ambiente de sedimentación

El ambiente de sedimentación es de tipo fluvial playero en la Formación Río Negro, de barras y lagunas laterales en la Formación Apón, litoral con desarrollo de barras en la Formación Lisure, marino llano en la Formación Maraca y marino euxínico de baja energía en la Formación La Luna.

Propiedades petrofísicas

En varios pozos se obtuvieron perfiles modernos (Fig. 2.32) de resistividad y porosidad a nivel de la formación del Cretácico. La evaluación complementada con información litológica dio los siguientes resultados (Tabla 2.7).

Para calcular la saturación de hidrocarburos en la zona virgen se utilizó la ecuación de Archie ($a=1$, $m=1,5$ a 2.2 , $n=2$). En cuanto a los criterios de ANP y Caliza Neta Petrolífera (CNP), se seleccionó una porosidad de 3% como valor crítico, 60% para la saturación de agua y 0% para Vcl. La salinidad del agua de formación oscila entre 30.000 y 40.000 ppm equivalente NaCl.

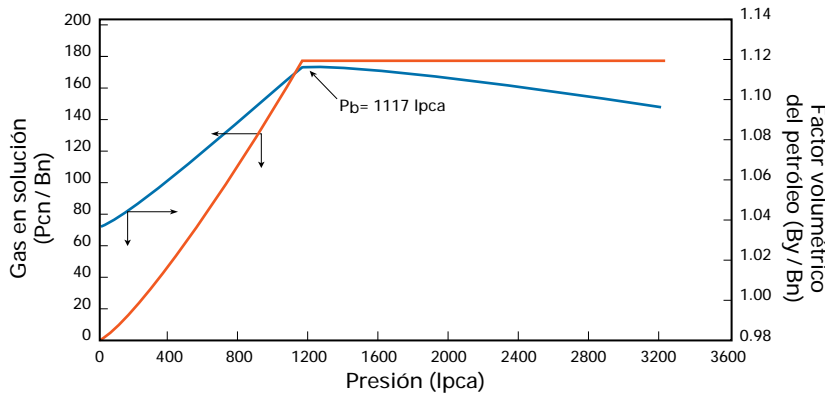
Se asumió una permeabilidad de la matriz de entre 1 y 3 md. A los efectos del cálculo del POES se consideró una porosidad y una saturación de petróleo promedio de 11,0 y 85%, respectivamente. Se estimó el área en 3020 acres y el espesor promedio en 178 pies.

Tabla 2.7

Formación	CNP/ANP (pies)	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)
La Luna	24/125	<3	10-25
Grupo Cogollo:			
Maraca	7/10	9-12	12-14
Lisure	9/100	9-12	25-30
Apón	115/288	10-12	20-25
Río Negro	0/18	8-10	20-100

Propiedades petrofísicas en el campo Mara Oeste.

Figura 2.33



Prueba PVT del yacimiento Cretácico DM-115.

Propiedades de los fluidos

En la Fig. 2.33 se observan los resultados obtenidos del análisis PVT de una muestra de fondo de gravedad de 15,7° API tomada a 5500 pbnm y a una temperatura de 157°F.

Reservas estimadas al 31/12/1996

Teniendo en cuenta que el yacimiento Cretácico DM-115 es fracturado y heterogéneo y las propiedades de las rocas se encuentran afectadas de un alto grado de incertidumbre, se han hecho varias revisiones de las reservas. La última fue realizada en agosto de 1995, y arrojó los siguientes resultados:

Petróleo original en sitio	503	MMbn
Factor de recobro	15,0	%
Reservas remanentes	47,7	MMbn

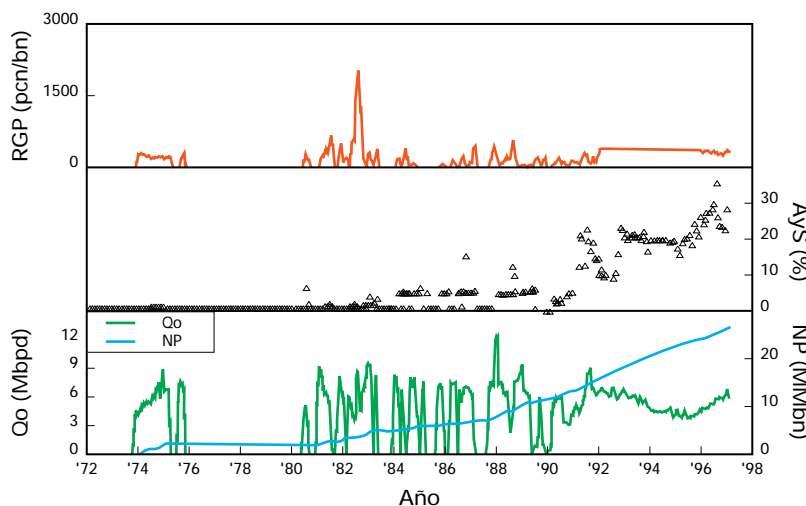
Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de presión y producción

El yacimiento Cretácico DM-115 del campo Mara Oeste fue descubierto en 1951 con la perforación del pozo DM-115. Hasta la fecha se han perforado 14 pozos, cinco de los cuales se encuentran activos y uno abandonado por alta producción de agua durante su evaluación mediante prueba DST.

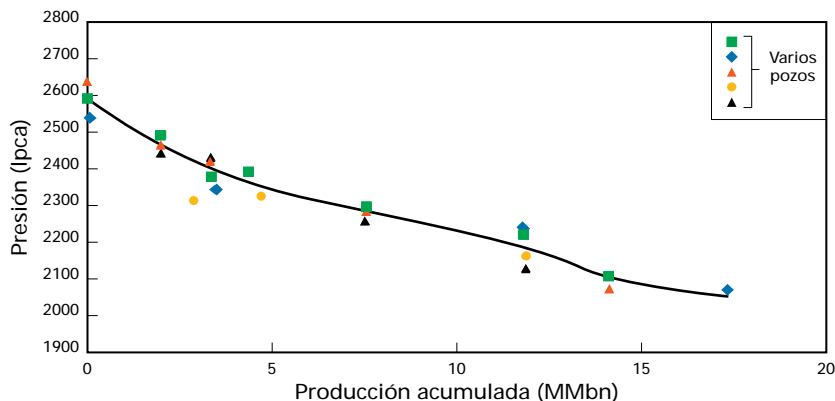
La producción acumulada del yacimiento es de 27,8 MMbn de petróleo, 3,9 MMbn de agua y 7,2 MMMpcn de gas. Actualmente el yacimiento produce 6,6 Mbppd, con 15% de A y S y una RGP de 800 pcn/bn (Fig. 2.34) por bombeo electrosumergible y flujo natural.

Figura 2.34



Historia de producción del yacimiento Cretácico DM-115.

Figura 2.35



Historia de presión del yacimiento Cretácico DM-115.

A partir de las pruebas iniciales se calculó una presión original de 2580 lpca (más de 1400 lpca por encima de la presión de burbujeo), la cual ha declinado en forma progresiva, siendo actualmente de alrededor de 2000 lpca, lo que indica que el yacimiento continúa subsaturado (Fig. 2.35).

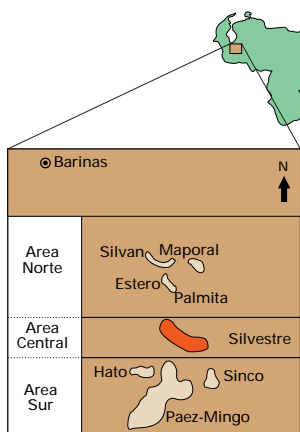
b) Mecanismos de producción

La principal fuente de energía del yacimiento, teniendo en cuenta el comportamiento de su presión/producción, es un empuje hidráulico combinado probablemente con la compactación de las calizas fracturadas.

YACIMIENTO: P-1/2 (OO17)

CAMPO: SILVESTRE

Figura 2.36



Ubicación geográfica del campo Silvestre.

Introducción

El yacimiento P-1/2 (0017) del campo Silvestre se encuentra situado a unos 35 km al sureste de la ciudad de Barinas (Fig 2.36). Abarca un área de 482 acres y tiene un espesor promedio de 59 pies. La explotación comercial de este yacimiento comenzó en 1962, dos años después de su descubrimiento. Es un yacimiento altamente subsaturado con presión de burbujeo de 175 lpca, siendo la original de 4120 lpca. Produce, mediante bombeo electrosumergible, un crudo mediano de 23,5 °API, prácticamente sin gas (19 pcn/bn), pero con un gran volumen de agua, que representa más del 60% del total acumulado de los fluidos.

Geología

a) Estructura

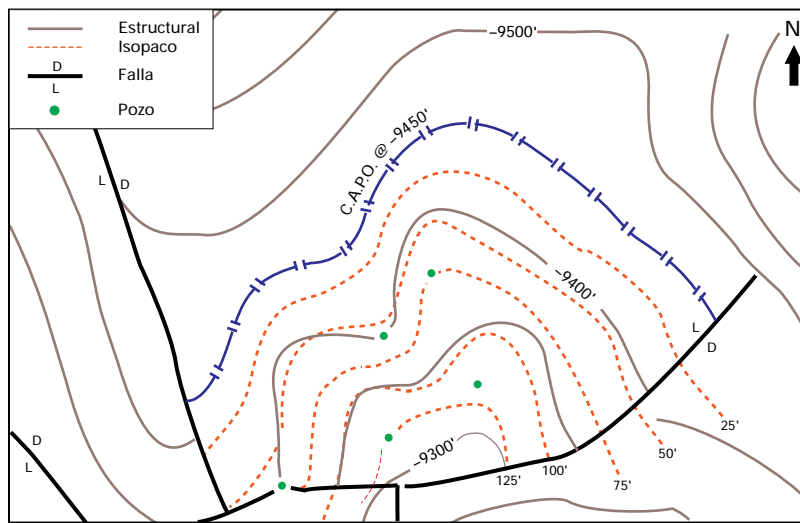
El campo Silvestre se encuentra estructuralmente más elevado que los demás de la Cuenca de Barinas. La estructura del yacimiento corresponde a un pequeño domo que presenta un buzamiento suave de 2 grados en su flanco norte y muestra fallas que buzanan hacia el este, el oeste y el sur.

La falla con rumbo noreste presenta buzamiento al sur con un desplazamiento de aproximadamente 50 pies. Con un desplazamiento similar y un buzamiento al este se presenta una falla de rumbo noroeste (Fig. 2.37). Los límites del yacimiento P-1/2 (0017) son: al norte y al este un contacto agua-petróleo a 9450 pbnm, mientras que al sur, al oeste y al este se encuentran fallas normales.

b) Estratigrafía

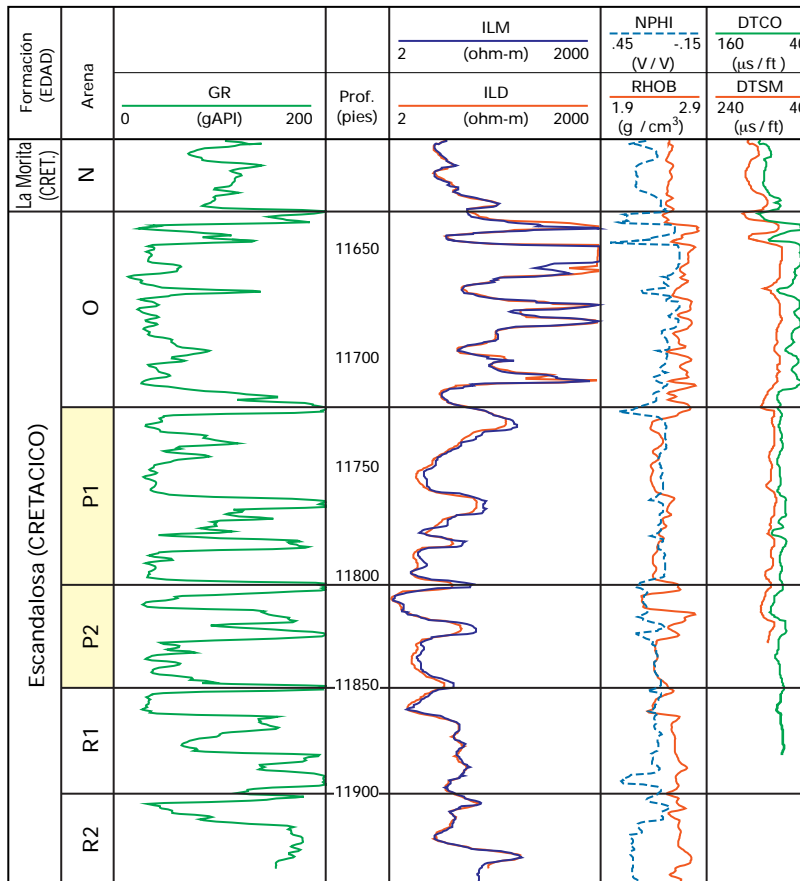
La Formación Escandalosa, de edad Cretácico temprano ha sido subdividida en cuatro Miembros denominados "S" "R" "P" "O" en orden ascendente, siendo el "P" el principal productor de la cuenca. Este Miembro está compuesto de dos intervalos de arena separados por una lutita delgada (Fig.2.38). En el yacimiento P-1/2 (0017), esta capa lutítica lenticular presenta un desarrollo irregular y delgado, por lo cual se puede considerar que la P-1 y la P-2 forman un solo lente homogéneo, por lo menos a los efectos del comportamiento de producción.

Figura 2.37



Mapa isópaco-estructural del yacimiento P-1/2 (0017) en el campo Silvestre.

Figura 2.38



Registro tipo del yacimiento P-1/2 (0017) en el campo Silvestre.

No existe comunicación vertical con las arenas infrayacentes y suprayacentes; el tope y la base de la arena P-1/2 se encuentran bien definidos por estratos lutíticos de regular espesor, que se extienden en forma regional. La arena P-1/2 presenta grano de medio a grueso, estratificación cruzada y restos de plantas lignificadas, en algunos casos con intervalos de limolitas compactos.

c) Ambiente de sedimentación

El ambiente de sedimentación del yacimiento P-1/2 ha sido interpretado como fluvio-deltaico con fuerte influencia litoral: canales distributarios sobre depósitos de barra de desembocadura con retrabajo y redistribución litoral. El eje de su mejor desarrollo como roca yacimiento cruza el área en dirección suroeste a noreste.

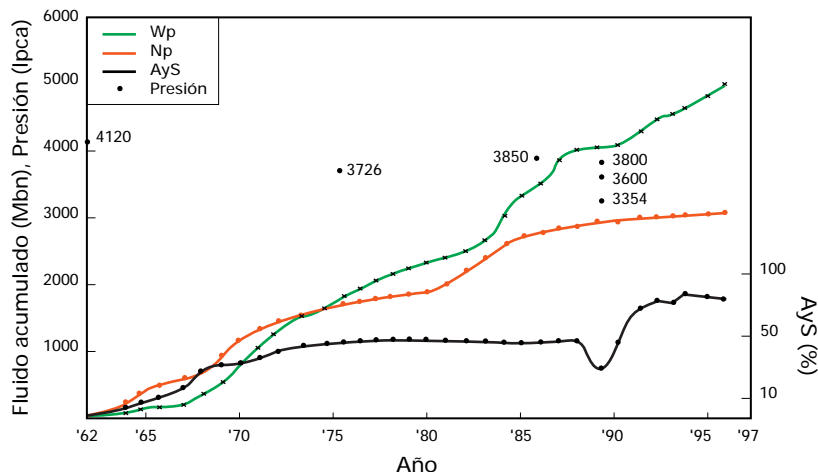
Propiedades petrofísicas

Para determinar las propiedades de la roca del yacimiento P-1/2 (0017) se dispuso del análisis de los núcleos del pozo descubridor, así como de los registros de porosidad de pozos. A continuación se muestran los valores promedio obtenidos:

	Núcleos	Registros
Porosidad	18,7 %	20,1 %
Saturación de agua	39,0 %	34,0 %
Permeabilidad*	556 md	90-753* md

Otros Datos:	
Area productiva	482 acres
Espesor promedio	59 pies
*Ecuación de Timur	

Figura 2.39



Historia de producción y presión del yacimiento P-1/2 (0017).

La salinidad del agua juega un rol importante en la interpretación. Los perfiles (SP, resistividad, porosidad en la zona de agua) tienden a mostrar una salinidad de alrededor de 10.000 ppm (NaCl), mientras que, en las muestras el nivel es más bajo. Los volúmenes de arcillas son pequeños y se observan principalmente caolinitas.

Propiedades de los fluidos

La información PVT proviene de una muestra de fondo tomada en marzo de 1958 (datum: 9383 pbnm, temperatura: 290°F). Los resultados del análisis fueron validados mediante la utilización de correlaciones obtenidas para crudos del Oriente de Venezuela y son las siguientes:

Presión original, p_i	4120 lpca
Presión de burbujeo, p_b	175 lpca
Relación gas/petróleo @ p_b	19 pcn/bn
Factor volumétrico del petróleo @ p_i	1,1133 by/bn
Factor volumétrico del petróleo @ p_b	1,153 by/bn
Viscosidad del petróleo @ p_i	2,20 cp
Gravedad del petróleo	23,5 °API

Reservas estimadas al 31/12/1996

Se estimaron las reservas utilizando el método volumétrico:

Petróleo original en sitio	36 MMbn
Factor de recobro	29,8 %
Reservas remanentes	7,5 MMbn

Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción y presión

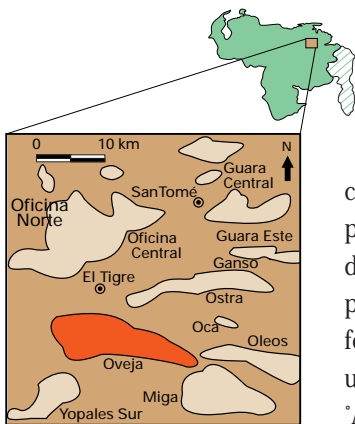
Mediante bombeo mecánico y electrosumergible se produjeron más de 8,3 MMbn entre petróleo mediano (3,2 MMbn) y agua (5,1 MMbn; 61,5% del fluido) (Fig. 2.39). La producción promedio de diciembre de 1996 indicaba 50 bppd, 86% de A y S y una RGP de 200 pcn/bn.

La presión original del yacimiento fue establecida en 4120 lpca sobre la base del valor de la presión estática en el pozo descubridor (año 1957). En los años 1976, 1986 y 1988, se determinaron niveles estáticos y dinámicos de fluidos. Las presiones medidas y calculadas al datum se encuentran dentro de un rango esperado. En más de 25 años de producción la presión no ha bajado de 3350 lpca.

b) Mecanismo de producción

Las características y el comportamiento del yacimiento indican que el principal mecanismo de producción es un empuje hidráulico.

Figura 2.40



Ubicación geográfica del campo Oveja.

Introducción

El yacimiento J-3 (OM-100) del campo Oveja se encuentra a unos 20 km al suroeste de San Tomé, Estado Anzoátegui (Fig.2.40) y abarca una superficie de casi 2300 acres. La producción comercial comenzó en junio de 1954. Para mantener la presión que declinaba, a partir de 1957 y durante tres años se le inyectó agua y posteriormente gas, desde 1963 hasta la fecha. Se trata de un yacimiento que produjo unos 55 MMbn de petróleo pesado de 20 °API, de los cuales 37 MMbn, o más del 25% del POES, se deben principalmente a la inyección de gas que logró mantener la presión del yacimiento durante más de 12 años.

Geología

a) Estructura

La estructura del yacimiento OM-100, arena J-3, consiste en un homoclinal de rumbo noroeste-sureste y buzamiento de aproximadamente dos grados hacia el noreste.

Los límites del yacimiento (Fig. 2.41) son: al norte, una falla normal con desplazamiento de aproximadamente 50 pies, de rumbo noreste-suroeste y buzamiento al sur y un contacto agua-petróleo a 3426 pbnm; al sur, una falla normal con desplazamiento de

más o menos 150 pies, de dirección este-oeste y buzamiento hacia el sur. Tanto al este como al oeste los límites están representados por rocas y adelgazamiento de la arena.

b) Estratigrafía

La arena J-3 se encuentra en la parte media de la columna estratigráfica de la Formación Oficina, de edad Mioceno temprano a medio, suprayacente a las arenas de la Formación Merecure.

En el centro del yacimiento OM-100 la arena J-3 alcanza un espesor mayor de 50 pies, que se reduce hacia el este y el oeste del mismo.

c) Ambiente de sedimentación

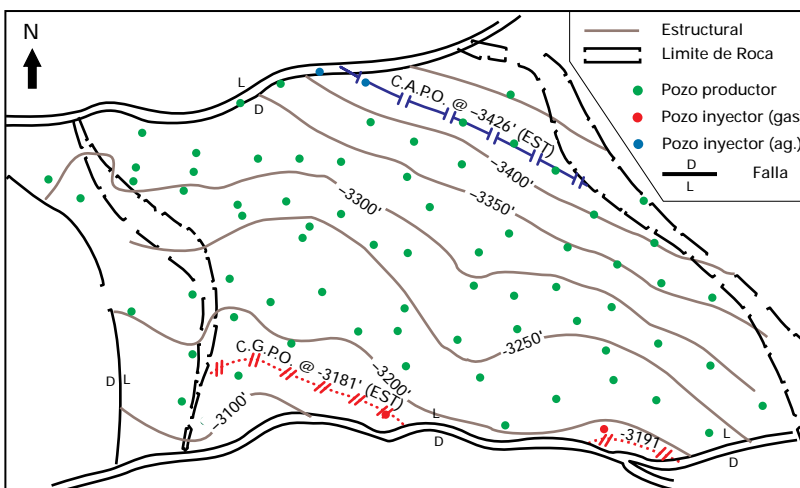
La arena J-3 se interpreta como un depósito de ambiente fluviodeltaico, en forma de barras meandrinadas, a partir de la forma de la SP, y de lo que se conoce de la Formación Oficina.

Propiedades petrofísicas

La evaluación petrofísica se realizó analizando 13 pozos que contaban con el juego completo de registros de resistividad y de porosidad (Fig. 2.42). Se determinaron valores de porosidad según los registros de densidad y neutrón corregidos por la influencia del contenido de arcilla en la arena. Los valores promedio resultantes son comparables con los obtenidos de núcleos tomados en dos pozos.

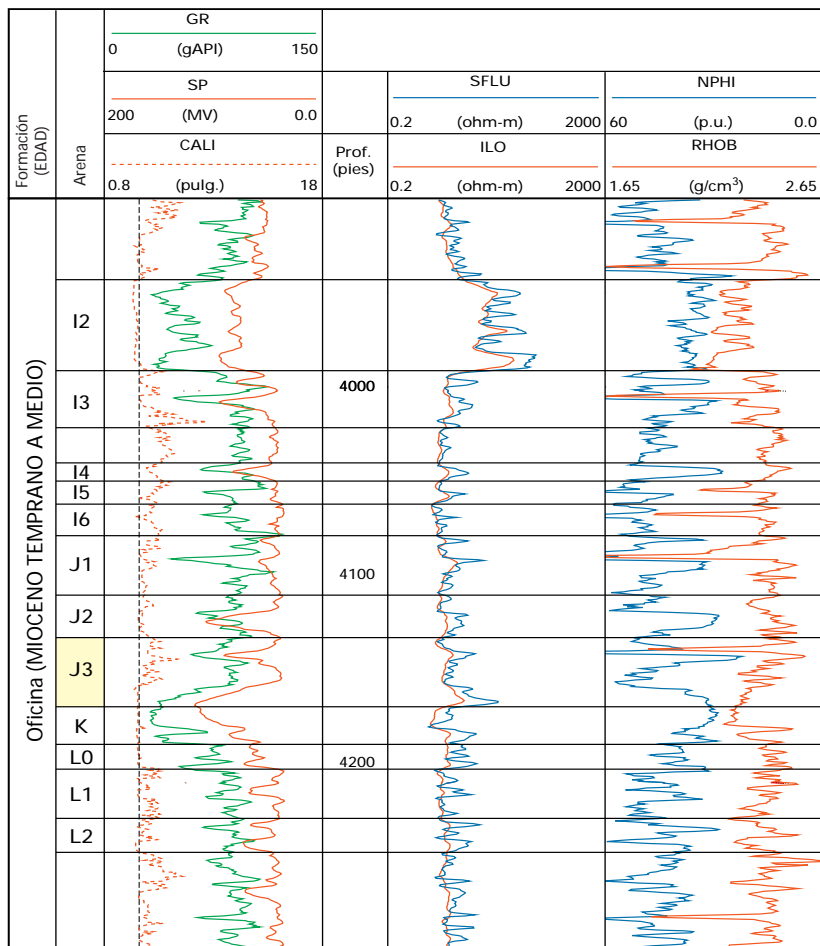
	Valores promedio	Rango
Porosidad (%)	30,2	29,0-33,4
Saturación de agua (%)	10,9	4,8-17,0
Permeabilidad (md)	2384	958-4267
Otros datos de interés:		
Resistividad de la arcilla (Rsh):	1,52 ohm-m,	Porosidad de la arcilla = 18,6%
Volumen de la arcilla (VSh):	13,5 %, Resistividad del agua (Rw) = 0,103 ohm-m	

Figura 2.41



Mapa estructural del yacimiento J-3 (OM-100).

Figura 2.42



Perfil tipo del yacimiento J-3 (OM-100).

Propiedades de los fluidos

Se estimaron las propiedades de los fluidos del yacimiento J-3 (OM-100) mediante correlaciones con valores de otros yacimientos similares. A continuación se muestran los parámetros obtenidos, así como otros datos relevantes:

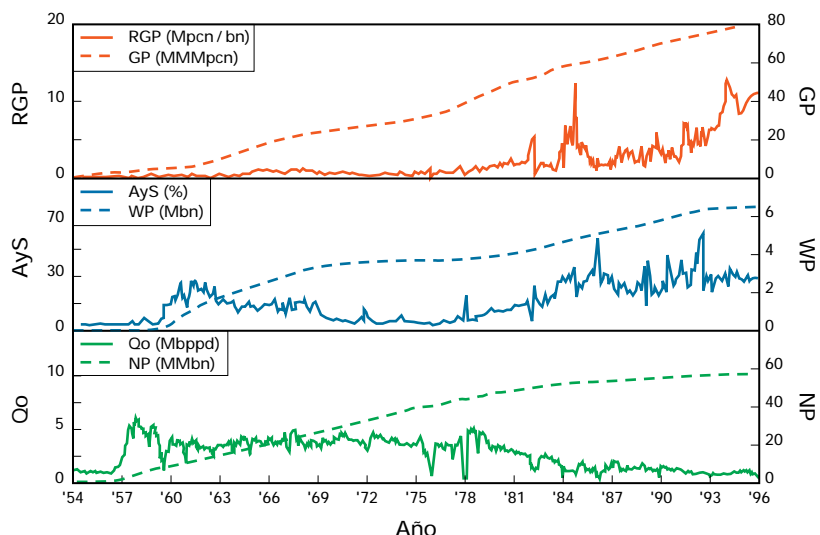
Datum	3300 pbnm.
Temperatura	149 °F
Presión inicial	1482 lpca
Presión de burbujeo, p_b	1482 lpca
Relación gas-petróleo @ p_b	209 pcn/bn
Factor volumétrico del petróleo @ p_b	1,127 by/bn
Factor volumétrico del gas @ p_b	1,667 pcy/pcn
Viscosidad del petróleo @ p_b	4,65 cp
Gravedad del petróleo	20,0 °API

Reservas estimadas al 31/12/1996

El yacimiento J-3 (OM-100) cubre una superficie de 2280 acres y un espesor de arena neta petrolífera promedio de 33,67 pies. Se calcularon las reservas utilizando el método volumétrico, con los siguientes resultados expresados:

POES	149,3 MMbn
Factor de recobro*	37,5 %
Reservas remanentes	0,7 MMbn
*Incluye el primario (12,6%) y el secundario (24,9%) principalmente debido a la inyección de gas.	

Figura 2.43



Historia de producción del yacimiento J-3 (OM-100).

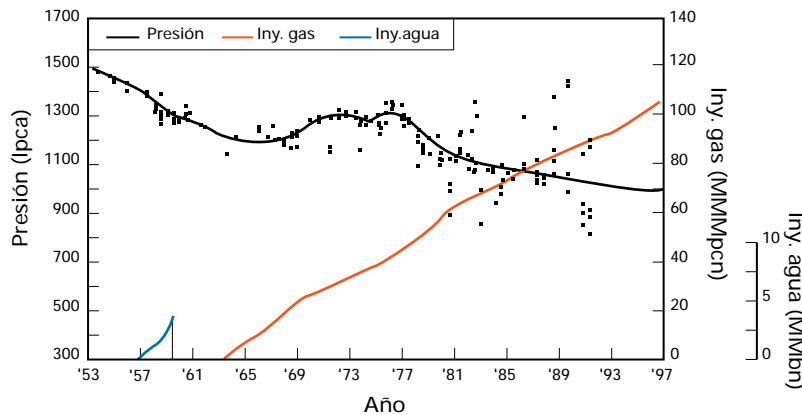
Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción, inyección y presión

El yacimiento J-3 (OM-100), fue descubierto con la perforación del pozo OM-100 en 1952, pero su producción comercial se inició en junio de 1954.

La producción acumulada alcanzó los 55 MMbn de petróleo mediante flujo natural y bombeo mecánico, 7 MMbn de agua y 74 MMMpcn de gas (Fig. 2.43). Para diciembre de 1996 la producción promedio era de 370 bppd con 39% de A y S y una RGP de 1100 pcn/bn.

Figura 2.44



Historia de inyección y presión del yacimiento J-3 (OM-100).

La inyección de gas (Fig. 2.44) (más de 100 MMMpcn dentro de este yacimiento de crudo pesado) permitió una recuperación total de casi el 25% del POES mientras que por agotamiento natural el recobro fue de menos de 13%.

La presión original del yacimiento era de 1482 lpcas en 1954 y declinó hasta 1380 lpcas en noviembre de 1957, cuando se implementó un proyecto de inyección de agua. Dicho proyecto se suspendió tres años después, por lo que la presión continuó bajando. Para diciembre de 1963, cuando se inicia la inyección de gas, la presión del yacimiento era de 1215 lpcas, formándose una capa de gas en solución. En 1975 la presión era de 1320 lpcas, mientras que la actual se encuentra aproximadamente en 1050 lpcas, 60 lpcas por debajo de la presión de mantenimiento del proyecto (Fig. 2.44).

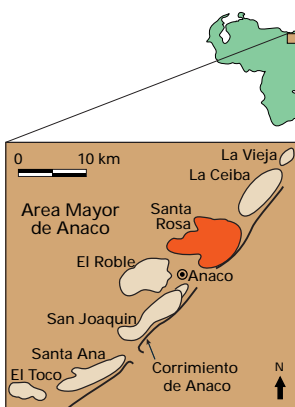
b) Mecanismos de producción

El yacimiento se consideró originalmente saturado, sin capa de gas inicial. Para la etapa de agotamiento natural los mecanismos de producción del yacimiento fueron el de gas en solución y el empuje hidráulico. Por su eficiencia, la inyección de gas después de 1963 constituye un mecanismo secundario de recobro.

YACIMIENTO: RG-14-COEF

CAMPO: SANTA ROSA

Figura 2.45



Ubicación geográfica del campo Santa Rosa

Introducción

Ubicado a unos 10 km al noreste de Anaco, en el Estado Anzoátegui (Fig.2.45), el yacimiento RG-14-COEF, descubierto en 1947, se extiende sobre una superficie de aproximadamente 26.000 acres y se caracteriza por una gran capa de gas condensado que cubre una zona de petróleo liviano. Desde 1955, debido a una fuerte caída de presión, ha estado sometido a inyección de gas. Después de inyectarle 2220 MMMpcn de gas, el yacimiento RG-14-COEF ha producido 118 MMbn de petróleo y condensado, lo cual representa un recobro de 61,2% del volumen de líquidos originalmente in situ.

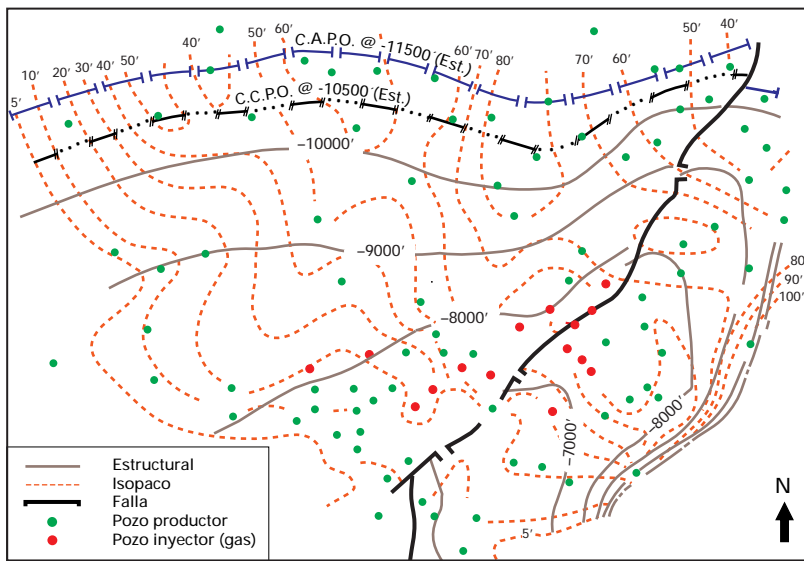
Geología

a) Estructura

El Área Mayor de Anaco está situada en el bloque levantado al norte del Corrimiento de Anaco, a lo largo del cual se observa la presencia de una serie de domos donde están ubicados los campos de hidrocarburos de Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, El Roble, San Roque y Santa Rosa.

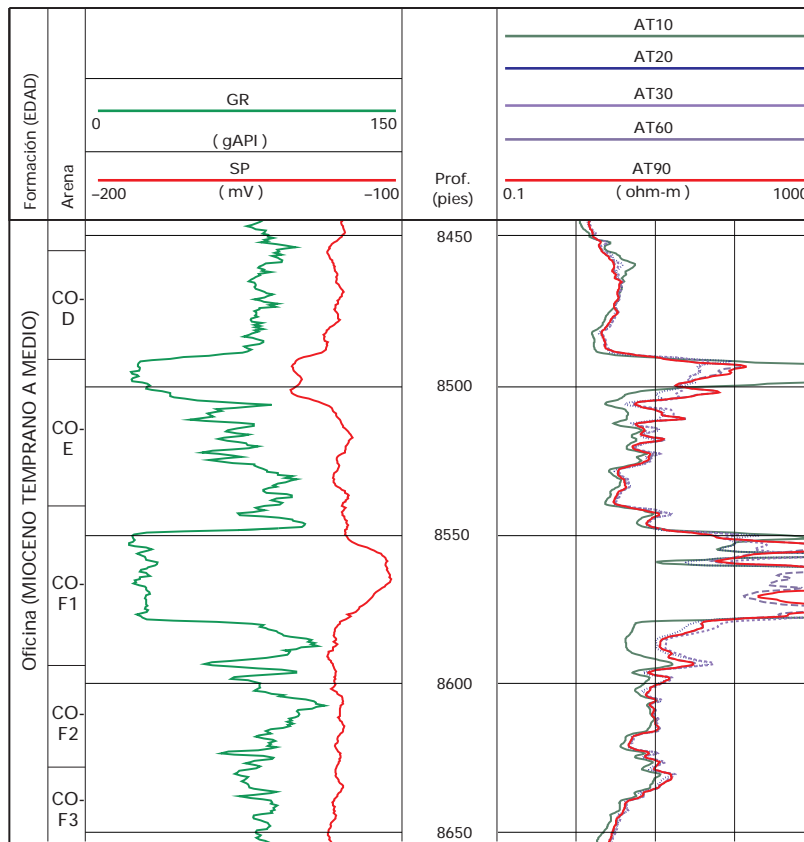
El domo de Santa Rosa se extiende en dirección N 45° E. Es asimétrico con un buzamiento suave de 8 a 11° en la dirección noroeste y otro fuerte de 20° en la dirección sureste hacia el Corrimiento de Anaco. El domo está cortado por dos fallas inclinadas hacia el sureste y paralelas al eje del mismo.

Figura 2.46



Mapa isópaco-estructural del yacimiento RG-14-COEF.

Figura 2.47



Registro típico del yacimiento RG-14-COEF.

El yacimiento RG-14-COEF cubre la mayor parte del área probada del campo de Santa Rosa; el mecanismo de entrapamiento es de tipo estructural-estratigráfico y sus límites se pueden observar en el mapa isópaco-estructural (Fig. 2.46).

b) Estratigrafía

El yacimiento RG-14 corresponde a las arenas CO-E y CO-F, subdivisiones del Miembro Colorado, el más profundo de la Formación Oficina de edad Mioceno temprano a medio. Las arenas CO-EF comprenden cuatro lentes: CO-E1, CO-E2, CO-E3 Y CO-F1, superposición de varias capas arenosas separadas por niveles de arcillas que localmente pueden desaparecer, permitiendo la coalescencia entre ellas. La arena neta petrolífera va aumentando del suroeste al noreste y tiene su mayor espesor de 70 a 90 pies en el sector norte central.

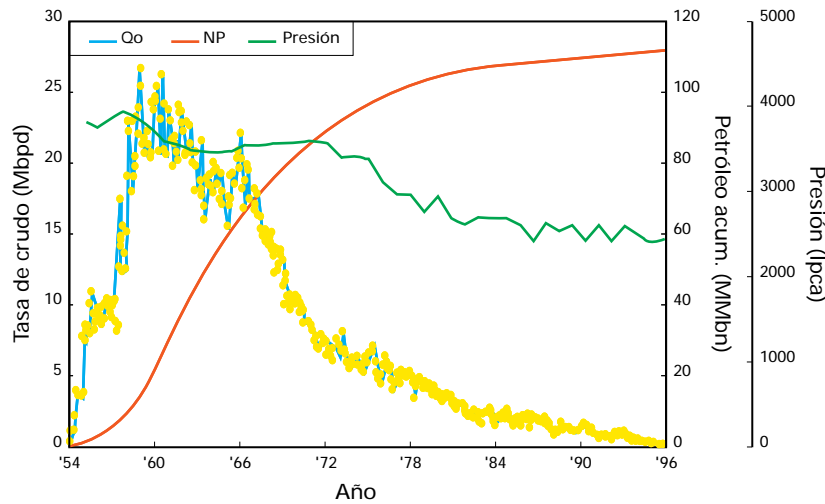
c) Ambiente de sedimentación

Las arenas COEF son de ambiente deltaico, distinguiéndose dos tipos de secuencia sedimentaria: uno de canal distributivo sobre barra de desembocadura y otro de naturaleza interdistributaria, constituido por abanicos de rotura sobre barras distales. El primer tipo de arenas se encuentra principalmente hacia el noreste del yacimiento, donde existe una zona de coalescencia de los lentes con mayor espesor de arena y mayor porosidad inicial. El segundo tipo de secuencia prevalece al suroeste. Allí los lentes están separados por lutitas y las arenas son más heterogéneas que en el canal sobre barra de desembocadura, lo cual da como resultado la existencia de pozos menos productivos.

Propiedades petrofísicas

Para obtener las propiedades promedio de las rocas, tanto en la zona de petróleo como en la capa de gas condensado, se utilizó la información disponible a partir de la interpretación de registros de porosidad (densidad/neutrón), (Fig. 2.47) resistividad, rayos gamma, y análisis de núcleos de los pozos.

Figura 2.48



Historia de producción y presión del yacimiento RG-14-COEF.

	Zona de petróleo	Capa de gas condensado
Espesor, (pies)	56	40
Superficie, (acres)	3500	22.670
Porosidad promedio, (%)	10,0	13,8
Permeabilidad promedio, (md)	150	300
Saturación de agua irreducible, (%)	20	15

Otros estudios indican una porosidad promedio del 15% con un máximo de 20% y una permeabilidad promedio de 286 md. Las facies productoras son limpias con un contenido bajo de arcilla, principalmente caolinita. La salinidad del agua de la formación es de 14.500 ppm equivalente NaCl.

Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos de la zona de petróleo se determinaron con el PVT de una muestra tomada en el pozo RG-130 a 7750 pbnm. Este estudio de liberación diferencial se realizó a una temperatura de 280°F.

Presión original	4445	lpca
Presión de burbujeo, Pb	4240	lpca
RGP a Pb	1476	pcn/bn
Factor vol. del petróleo a Pb	1,944	by/bn
Viscosidad del petróleo a Pb	0,25	cp
Gravedad del petróleo	37,2	°API
RGP inicial	1881	pcn/bn

Para determinar las propiedades de los fluidos en la capa de gas condensado, se utilizó el análisis PVT del pozo RG-58 realizada con muestras de separador (gas y petróleo). El líquido reconstituido mostró un punto de rocío de 4675 lpca a una temperatura de 274°F. La gravedad medida fue de 51,5°API y la RGP inicial del gas condensado, 13.200 pcn/bn.

Reservas estimadas al 31/12/1996

Las reservas fueron estimadas mediante simulación.

	Condensado MMbn	Petróleo MMbn	Gas MMMpcn
Hidrocarburo original en sitio	131,4	60,7	1345,6
Factor de recobro (%)	73,2	60,0	-
Reservas remanentes	8,1	6,7	-

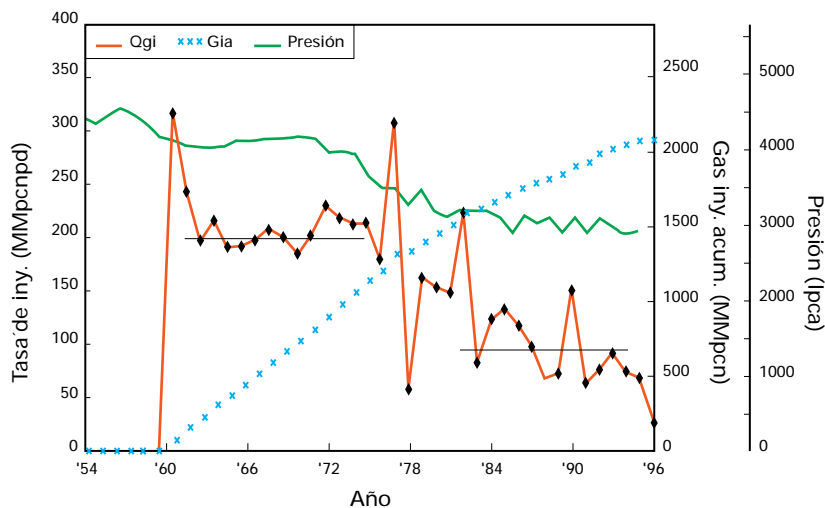
Las arenas COEF contenían originalmente casi 100 barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas. Las reservas remanentes de 14,8 MMbn de líquidos se encuentran ubicadas principalmente en las zonas noroeste, este y sur del yacimiento.

Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción, inyección y presión

La producción del yacimiento RG-14-COEF comenzó en abril de 1950 a través del pozo RG-14, completado en la capa de gas condensado. Al caer la presión en el yacimiento, se inyectó gas a partir de 1955. Hasta diciembre de 1996 se habían perforado 10 pozos completados en la zona de petróleo y 34 en la zona de condensado. La producción acumulada de estos pozos es de 117,6 MMbn de petróleo y condensado, 1673 MMMpc de gas y 9,6 MMbn de agua, mediante flujo natural y levantamiento artificial por gas.

Figura 2.49



Historia de inyección del yacimiento RG-14-COEF.

El gas producido supera en 327 MMMpc el gas original en sitio, lo cual indica que proviene en gran parte del gas inyectado (2220 MMMpc, a través de 13 pozos inyectoros).

Actualmente, después de más de 40 años de inyección de gas, la producción ha bajado drásticamente y se incrementaron tanto la RGP

como el porcentaje de agua (330 bppd, 100.000 pcn/bn, 39% de A y S). La presión del yacimiento declinó de 4445 lpca a 2625 lpca. Se explica esta anomalía por una posible fuga de parte del gas inyectado en el flanco este del domo que pasa lateralmente al flanco oeste, a lo largo de la arena CO-G. (Las figuras 2.48 y 2.49 muestran las historias de producción, presión e inyección)

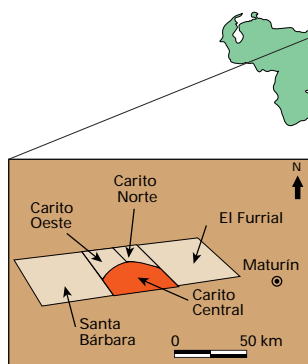
b) Mecanismos de producción

Durante los cuatro primeros años, el yacimiento produjo condensado por agotamiento natural. Al observar una declinación de la presión de 100 lpca se estimó que el empuje de la capa de gas era limitado, por lo cual se decidió inyectar gas. La inyección de gas al principio de la explotación del yacimiento RG-14-COEF fue muy beneficiosa y ha permitido recuperar hasta la fecha el 61,2% del petróleo y del condensado en sitio.

YACIMIENTO: "ARENAS DE NARICUAL"

CAMPO: CARITO CENTRAL

Figura 2.50



Ubicación geográfica del campo El Carito.

Introducción

El campo Mulata/Carito se encuentra ubicado a unos 40 km al oeste de Maturín, capital del Estado de Monagas (Fig. 2.50). El campo ha sido subdividido en tres áreas: Carito Norte, Carito Oeste y Carito Central. Esta última cuenta con casi 1900 MMbn de petróleo y condensado original en sitio, en lo que se denomina localmente "Formación Naricual", y constituye una de las mayores reservas de hidrocarburos de la cuenca. "La Formación Naricual", de 1400 pies de espesor, se caracteriza por una capa de gas condensado de considerables dimensiones y presenta la particularidad de que, en la zona de petróleo, tanto la presión de rocío como la presión de burbujeo varían

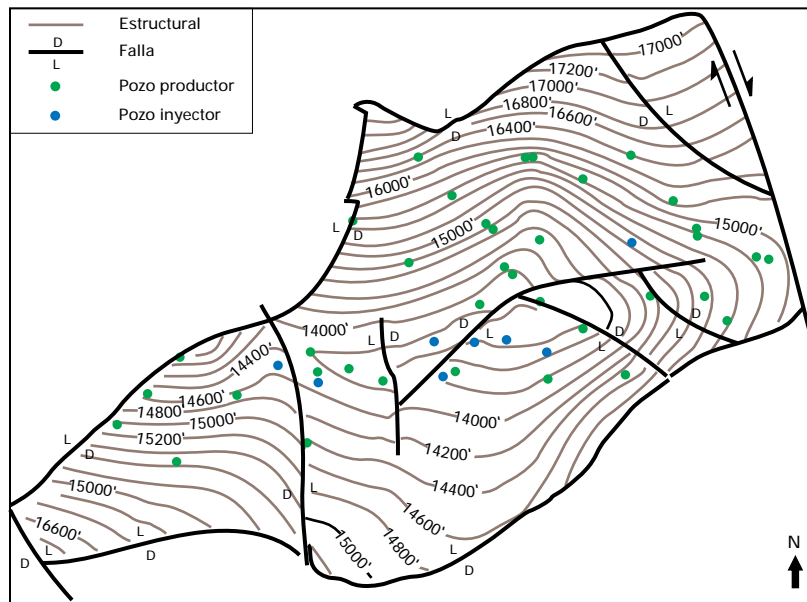
con la profundidad, lo cual determina cambios bastante significativos en las propiedades de los fluidos y en el tipo de crudo producido.

Geología

a) Estructura

Es del tipo braquianticlinal, (anticlinal corto) orientada en el sentido oeste-suroeste a este-noreste. Los límites norte, este y sur de los yacimientos son fallas inversas, detectadas por sísmica y cuyos desplazamientos varían entre 800 y 1000 pies. El límite occidental es una falla inversa identificada en los pozos del sector. En la Fig. 2.51 se observan estas fallas y la conformación estructural del tope de la acumulación de hidrocarburos.

Figura 2.51



Mapa estructural de las "Arenas de Naricual" del campo Carito Central.

b) Estratigrafía

Aunque la estratigrafía del área está en revisión, puede decirse que la sección conocida localmente como Naricual ha sido dividida en tres paquetes de arenas: Naricual Inferior, con espesores de alrededor de 700 pies, Naricual Medio y Superior, de alrededor de 400 pies cada una. La sección de Naricual está constituida por cuerpos arenosos intercalados con lentes de lutita de espesores y extensiones variables, e infra-yace a las lutitas de la Formación Carapita del Oligomioceno.

Se ha observado que el comportamiento de la presión en los tres paquetes de "Naricual" es uniforme y similar, lo cual indica la existencia de algún tipo de comunicación vertical.

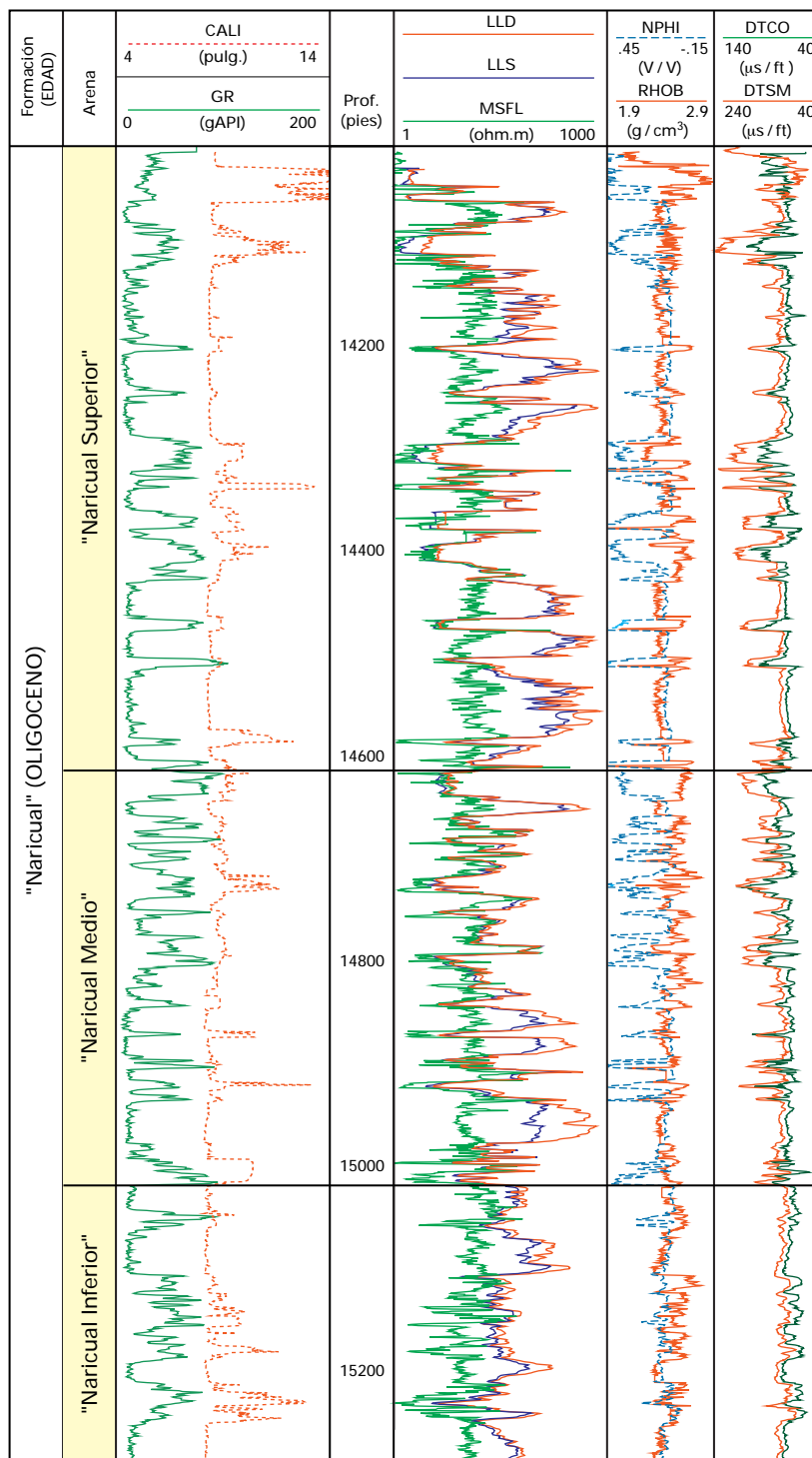
c) Ambiente de sedimentación

Sobre la base de los registros eléctricos y los análisis de núcleos, se determinó que Naricual Inferior corresponde a un depósito de canales entrelazados. En Naricual Medio se interpretan en su parte inferior depósitos próximo-costeros (barras costeras y sublitorales) y, en su parte media y superior, depósitos con influencia de mareas (canales de marea, llanura de marea). En cuanto a Naricual Superior, los depósitos van de barras costeras en la base a depósitos más marinos, de plataforma media a interna en la parte superior.

Propiedades petrofísicas

La formación es una secuencia de arenas y lutitas intercaladas con capas de carbón, lo que se observa claramente sobre los perfiles más comunes (Fig. 2.52). Más difícil de observar son las arenas con bitumen que se pueden encontrar en diferentes niveles de los yacimientos. Las facies de mayor producción tienen porosidades de entre 11 y 15%, permeabilidades entre 40 y 1000 md y saturación de agua irreducible baja, entre 10 y 15%, tienen un contenido relativamente pequeño de caolinita y cemento carbonático. Sin embargo, arenas con porosidad del 7% y volumen de arcilla de hasta 30% son consideradas también como productoras. Los parámetros de interpretación típicos son: $m=n=1,8$. La salinidad del agua de formación es de 13.000 ppm equivalente NaCl. La permeabilidad es muy sensible a la porosidad así como a la arcilla, y es difícil de determinar con precisión. Se utiliza en forma habitual el lodo a base de petróleo.

Figura 2.52



Registro tipo de las "Arenas de Naricual" en el campo Carito Central.

Propiedades de los fluidos

Los resultados de 22 análisis PVT en la zona del petróleo y cinco en la zona de gas y condensado, así como las medidas de presiones y pruebas iniciales de producción indican, desde el tope hasta la base, la siguiente distribución de fluidos: gas, condensado, petróleo volátil, liviano y mediano (Fig. 2.53). Esta gradación determina una variación de las propiedades de los fluidos con respecto a la profundidad, como se puede apreciar en la Tabla 2.8. A continuación se indican otros datos relevantes:

Datum	14.040 pbnm.
Temperatura promedio	280 °F
Presión original al datum	11.367 lpca
Gravedad del petróleo	20-32 °API
Gravedad del gas condensado	33,5-35,5 °API

Existe una zona de transición de gas a líquido de aproximadamente 200 pies, donde se observa la presencia de un fluido crítico, para el cual la viscosidad y densidad del gas y el petróleo tienen valores muy similares. En este tipo de yacimientos, para obtener el mayor recobro de hidrocarburos, la presión debe mantenerse por encima de la mínima de rocío (en este caso 7000 lpca), para así evitar una pérdida de petróleo condensado debida a una condensación retrógrada (formación de líquidos en el yacimiento) así como a depósitos de asfaltenos en la roca.

Reservas estimadas al 31/12/1996

Las arenas de la "Formación Naricual" presentan una capa de gas condensado de considerable dimensión (m = 1,2). Las reservas estimadas de petróleo en MMbn, incluyendo las del condensado, se muestran en el siguiente cuadro:

Líquidos originales en sitio	1883	MMbn
Factor de recobro*	58	%
Reservas remanentes	838	MMbn

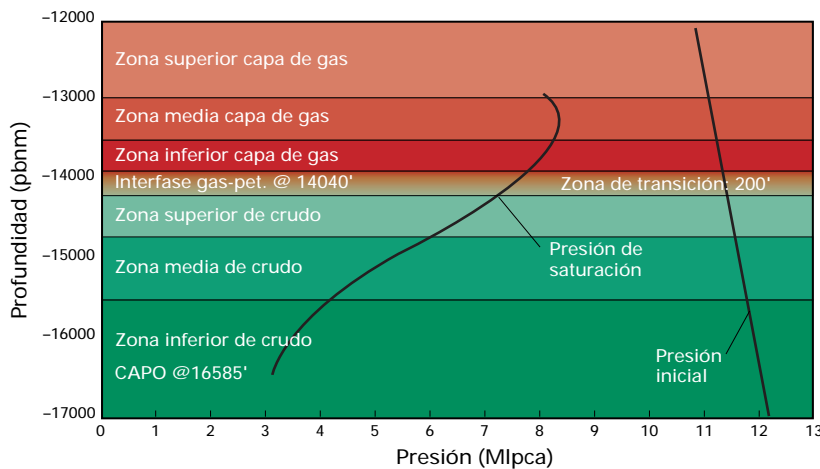
* Entre primario (28%) y secundario (30%).

Tabla 2.8

Zona	P.sat. lpca	FVF.Petr. by/bn	RGP inic. pcn/bn	Vis. pet. cp	Cont. cond. bn/MMpcn
Capa gas alta	9220	2,047	1870	0,156	184
Capa gas med.	8375	2,043	1844	0,156	228
Capa gas baja	7445	2,038	1816	0,157	307
C.Gas/Pet.Orig	11300	2,058	1932	0,155	307
Petróleo Alta	5500	1,890	1531	0,169	32
Petróleo med.	4000	1,524	864	0,415	3
Petróleo baja	3500	1,430	686	0,640	1

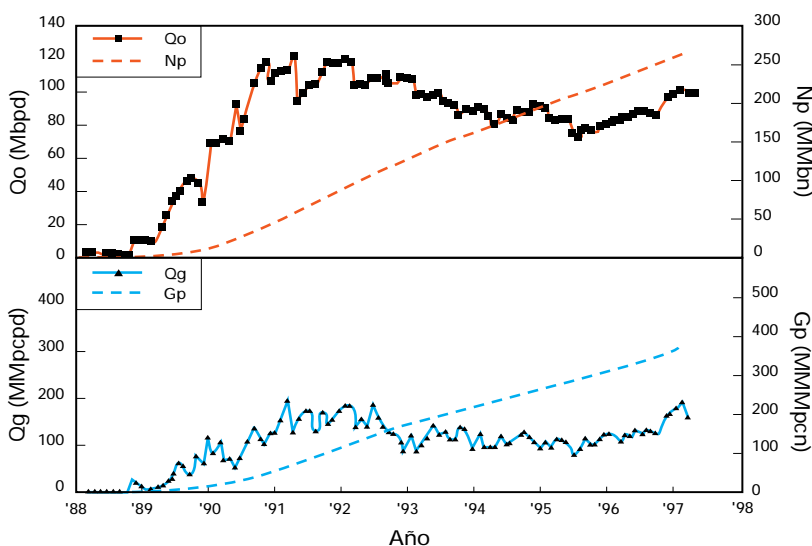
Variación de las propiedades de los fluidos en el campo Carito Central.

Figura 2.53



Columna de los fluidos de las "Arenas de Naricual" en el campo Carito Central.

Figura 2.54



Historia de producción de las "Arenas de Naricual" en el campo Carito Central.

Los líquidos originales en sitio incluyen 713 MMbn de condensado de la capa de gas. Se calculó en 2954 MMMpcn el gas libre original en sitio y en 1179 MMMpcn el gas en solución original en sitio.

Comportamiento de los yacimientos hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción, inyección y presión

Desde abril de 1988, cuando empezó la producción de la "Formación Naricual" del campo Carito Central hasta la fecha, se han perforado 21 pozos, de los cuales 15 fueron completados con doble sarta.

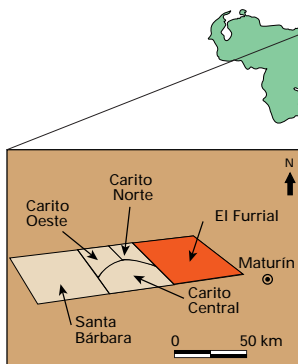
Los yacimientos han acumulado 258,7 MMbn de petróleo (13,7% del POES), 362,7 MMMpcn de gas y volúmenes de agua despreciables. Para diciembre de 1996, la producción promedio por flujo natural era de 103,4 Mbppd con trazas de agua y una RGP de 1880 pcn/bn (Fig. 2.54). El 24 de diciembre de 1996 se implementó un proyecto de inyección de gas.

La presión original obtenida del pozo descubridor fue de 11.367 lpca calculada al plano de referencia de 14.040 pbnm. Otras presiones obtenidas de pruebas DST corregidas al datum, utilizando los gradientes definidos por cada zona de fluidos, fueron tomados en otros pozos indicando un índice de declinación de 15,4 lpca/MMbn, siendo la presión actual de 7630 lpca.

b) Mecanismo de producción

Los mecanismos de producción predominantes en el yacimiento son la expansión de la roca y de los fluidos y con un empuje de la capa de gas.

Figura 2.55



Ubicación geográfica del campo El Furrial.

Introducción

El campo El Furrial está situado al norte del Estado Monagas a unos 35 km al oeste de Maturín, (Fig. 2.55). La formación que se denomina localmente "Formación Naricual" del campo El Furrial, con un POES de 6900 MMbn, es una de las mayores reservas de petróleo mediano del área. La columna de hidrocarburos está constituida por un crudo de naturaleza asfáltica, caracterizado por la variación de su gravedad API, del contenido de asfaltenos y de las propiedades termodinámicas con la profundidad. Los yacimientos son de tipo volumétrico altamente subsaturados, sin capa de gas, habiéndose determinado que la actividad del acuífero se encuentra inhibida por la presencia de una capa de bitumen. Para evitar la caída de la presión hasta el punto crítico cuando se precipitan los asfaltenos, se está inyectando agua dentro del yacimiento, lo cual incrementará significativamente el recobro final de petróleo.

Geología

a) Estructura

La estructura en el tope de las areniscas oligocenas, es decir, el tope de la acumulación, es la de un anticlinal asimétrico de 10 km de ancho por 8 de largo y de rumbo N 70° E.

El buzamiento del flanco norte varía entre 18 y 24° y el del flanco sur entre 16 y 21°. Este anticlinal está cortado en sus flancos por fallas inversas aproximadamente paralelas al eje de la estructura: las del flanco norte con el lado descendido al norte y las del flanco sur con el lado descendido al sur. Un sistema de fallas normales de lados descendidos al este cortan transversalmente la estructura. (Fig. 2.56).

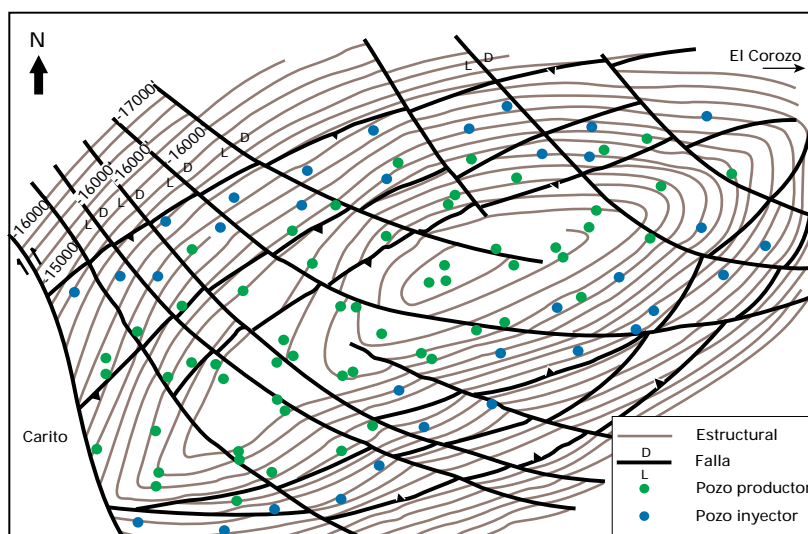
Los límites de los yacimientos al norte y al sur están determinados por una capa de bitumen ("Tar mat") presente en toda la estructura, mientras que al este y al oeste los límites están constituidos por fallas normales que separan El Furrial de los campos adyacentes, El Corozo, y Carito respectivamente.

b) Estratigrafía

La columna estratigráfica penetrada en El Furrial comprende más de 16.000 pies de sedimentos, cuyas edades van desde el Cretácico Superior hasta el Reciente. Toda la sección es fundamentalmente siliciclástica.

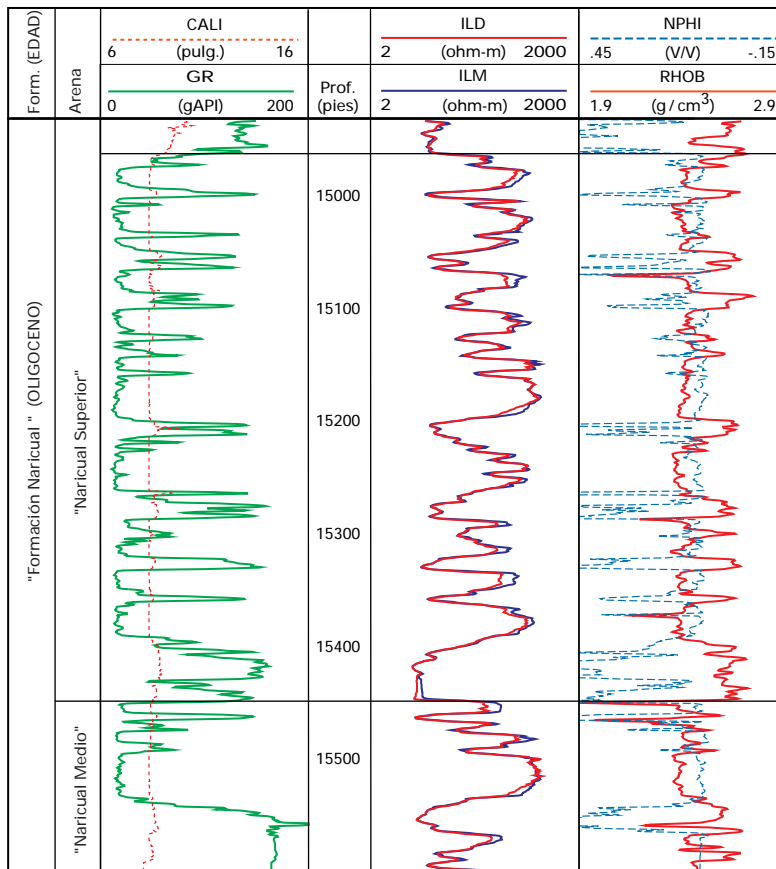
La mayor parte del petróleo del campo El Furrial, lo mismo que la de los yacimientos del campo Carito, se encuentra en unas areniscas conocidas localmente como "Formación Naricual", y consideradas hasta el momento de edad Oligoceno. Esta suposición, así como la nomenclatura litoestratigráfica del área, se encuentran en proceso de revisión. Estas arenas se dividen en tres paquetes estratigráficos diferentes, separados por capas lutíticas de gran extensión (Fig. 2.57): Naricual Inferior, con espesores de alrededor de 400 pies, Naricual Medio, también de unos 400 pies y Naricual Superior, con un promedio de 700 pies. El comportamiento de la presión (Fig. 2.58) indica que existe algún tipo de comunicación entre los tres paquetes, a pesar de la presencia de las extensas capas de lutita que los separan. La "Formación Naricual" suprayace a unas lutitas, muy probablemente preoligocenas, e infrayace a las lutitas de la

Figura 2.56



Mapa estructural de las "Arenas de Naricual", campo El Furrial.

Figura 2.57



Registro parcial de la "Formación Naricual" en el campo El Furrial.

Formación Caripita, Oligomioceno, que constituye el sello regional para las acumulaciones más antiguas de hidrocarburos en rocas oligocenas de los yacimientos de Sta. Bárbara, Carito Norte, Carito Oeste, Carito Central, El Corozo y El Furrial. Es necesario recalcar que la estratigrafía aquí descripta es informal y está en revisión.

Tabla 2.9

Miembro	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Sat. de agua (%)	ANP (pies)
Naricual Inferior	14,8	268	8,3	290
Naricual Medio	15,1	370	7,7	162
Naricual Superior	15,3	509	7,2	220

Propiedades petrofísicas de las "Arenas de Naricual", campo El Furrial.

c) Ambiente de sedimentación

El paquete Naricual Inferior se depositó en un ambiente marino próximo costero, formado por canales estuarinos y de mareas, paleosuelos, barras y bahías litorales. El paquete Naricual Medio estaría depositado en un ambiente nerítico interno con una superficie de condensación en su base y el Naricual Superior, en un ambiente marino costero con predominio de barras y bahías costeras así como canales estuarinos y paleosuelos.

Propiedades petrofísicas

En la Tabla 2.9 se indican las propiedades petrofísicas promedio para cada paquete de "Arenas de Naricual".

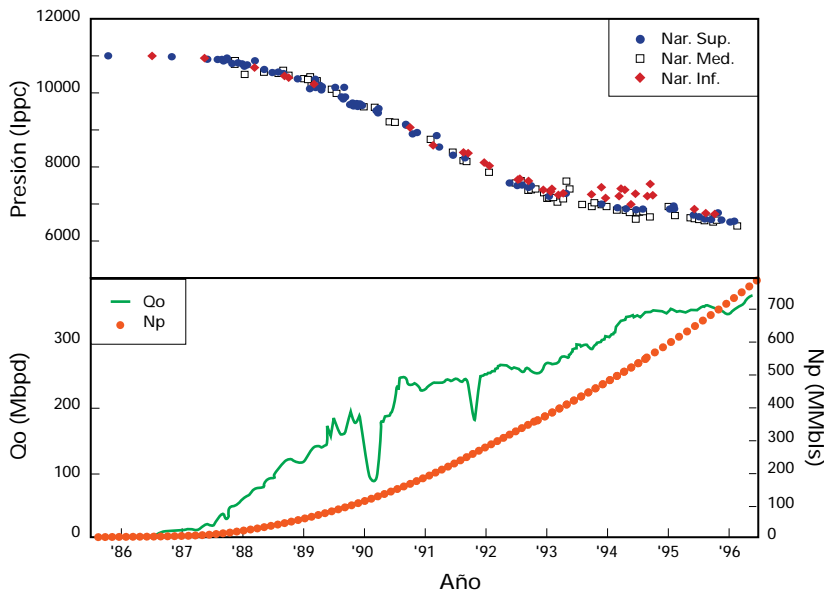
A partir de pruebas de restauración de presión y DST, desde el punto de vista macroscópico, la "Formación Naricual" puede caracterizarse como relativamente homogénea y de alta capacidad de flujo.

Para calcular la saturación de agua (salinidad de aproximadamente 1800 ppm equivalente NaCl) se utilizó la fórmula de Simandoux ($m = n = 1,89, a = 0,81$). Se determinó la porosidad mediante una fórmula donde las densidades de la matriz y del fluido eran de 2,65 y 0,89 gr/cc, respectivamente. Se estimó la permeabilidad en función de la porosidad efectiva, la saturación de agua y la arcillosidad, la cual, en las mejores zonas, es inferior al 5%.

Propiedades de los fluidos

Existe una relación lineal entre la profundidad y la temperatura. El gradiente geotérmico es de 1,43 °F/100 pies, con 272 °F a 13.000 pbnm.. Existen variaciones significativas en las características químicas de los fluidos y en las propiedades termodinámicas de los hidrocarburos, tanto en sentido areal como vertical, lo cual guarda relación con la gravedad API, tal como se observa en la Tabla 2.10.

Figura 2.58



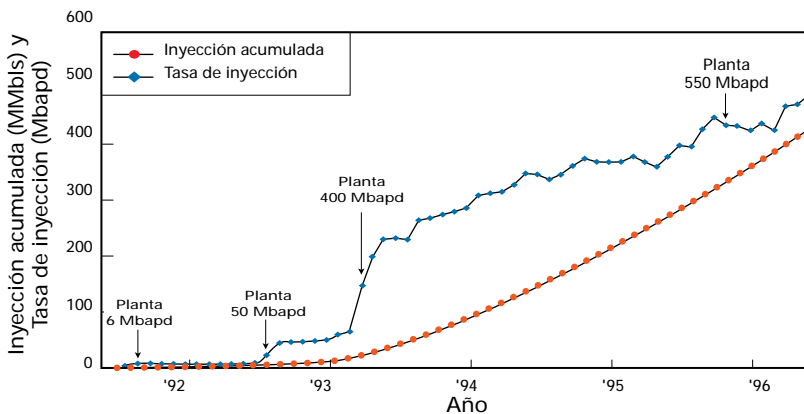
Historia de producción y presión de las "Arenas de Naricual", campo El Furrial.

Tabla 2.10

Propiedades químicas:				
Gravedad (°API)	Asfaltenos (% peso)	Azufre (% peso)	Vanadio (ppm)	Hierro (ppm)
29.6-< 8	0,6-36,0	0,69-2,41	6,4-562	2,2-1391,0
Propiedades termodinámicas:				
Gravedad (°API)	p_b (lpca)	RGP a p_b (pnc/bn)	B_o (by/bn)	Visc. pet. a p_b (cp)
29,6-< 8	4860-1517	1436-245	1,915-1,249	0,2-63,2

Propiedades químicas y termodinámicas de las "Arenas de Naricual", campo El Furrial.

Figura 2.59



Historia de inyección de las "Arenas de Naricual", campo El Furrial.

La variación de las propiedades termodinámicas de la columna de los hidrocarburos ha originado la formación de una capa bituminosa de muy alta viscosidad en la base de la estructura, de espesores variables a través de todo el campo. Igualmente se formaron zonas de transición de crudo mediano a bitumen cuyos espesores fueron estimados en unos 350 pies. En la siguiente tabla se muestran tres zonas diferentes de fluidos, con las profundidades en pbnm.:

Sector	Tope zona transición	Tope capa bitumen	Nivel crudo 16°API
Norte	15.400	15.800	15.700
Sur	14.650	14.900	14.800
Este	15.250	15.400	15.300

Reservas estimadas al 31/12/1996

Se calculó el POES del yacimiento mediante simulación considerando la columna de hidrocarburos con gravedad superior a 16°API. Las reservas se muestran a continuación:

Petróleo Original en Sitio	6881 MMbn
Factor de recobro*	46,65 %
Reservas remanentes	2431 MMbn
* Entre factor de recobro primario (13,45%) y secundario (33,2%)	

Se han realizado estudios que han permitido planificar la implementación de un proyecto de inyección de gas miscible de alta presión (7000 lpca) en la cresta del yacimiento para 1998 con un incremento de recobro estimado en 333 MMbn de petróleo (5% del POES).

Comportamiento de los yacimientos hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción, inyección y presión

Hasta la fecha hay 58 pozos productores de crudo. La producción acumulada desde 1986 es de 779 MMbn de petróleo, siendo la producción actual de 370 Mbppd. (Fig. 2.58).

La inyección de agua se inició con 6 Mbapd a principios de 1992, y actualmente alcanza 550 Mbapd. Se inyecta agua en 35 pozos. La inyección acumulada de agua es de 420 MMbbls (Fig. 2.59).

La presión inicial de los yacimientos de Naricual era de 11.020 lpca al datum (13.000 pbnm.), mientras que el gradiente de presión del fluido varía de 0,30 lpca/pie en la cresta a 0,325 lpca/pie en la base del crudo mediano. Hacia fines de 1992, después de producir 272 MMbn de petróleo, la presión había caído de la inicial a 7971 lpca, lo cual representa un factor de agotamiento de presión de 11,2 lpca/MMbnp. Desde 1992, cuando se inició la inyección de agua, hasta la fecha, este factor se redujo a 2,7 lpca/MMbnp, lo que demuestra el alto

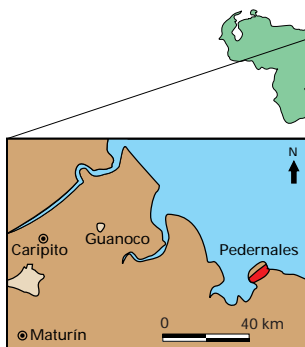
rendimiento del proyecto de mantenimiento de presión (Fig. 2.58).

b) Mecanismos de producción

Las arenas de la "Formación Naricual" del campo El Furrial son altamente subsaturadas. La capa de bitumen impide la acción de cualquier acuífero ubicado por debajo de la misma hacia los yacimientos, por lo que éstos se comportan como volumétricos. Por las consideraciones anteriores, durante el proceso de agotamiento natural, el mecanismo de producción predominante es la expansión de la roca y de los fluidos combinado, desde 1992, con la inyección de agua que mantiene la presión del yacimiento por encima de la de burbujeo.

YACIMIENTO: ARENAS P2

Figura 2.60



Ubicación geográfica del campo Pedernales.

Introducción

El campo Pedernales se encuentra ubicado en la ribera norte del Delta del Orinoco, en el estado Delta Amacuro, bajo pantanos, manglares y ríos afectados por las mareas del mar (Fig.2.60). Las arenas P2 constituyen los principales productores de la Formación La Pica. El campo fue descubierto en 1933, pero fue cerrado en varias oportunidades debido a la segunda Guerra Mundial, a su difícil acceso y a sucesivas cancelaciones de contratos con diferentes operadores. En marzo de 1993 se firmó un convenio de servicios de operación para reactivar y desarrollar las áreas de Pedernales. Se ha estimado la existencia de reservas probadas de 76 MMbn y 377 MMbn de reservas probables de petróleo pesado/mediano.

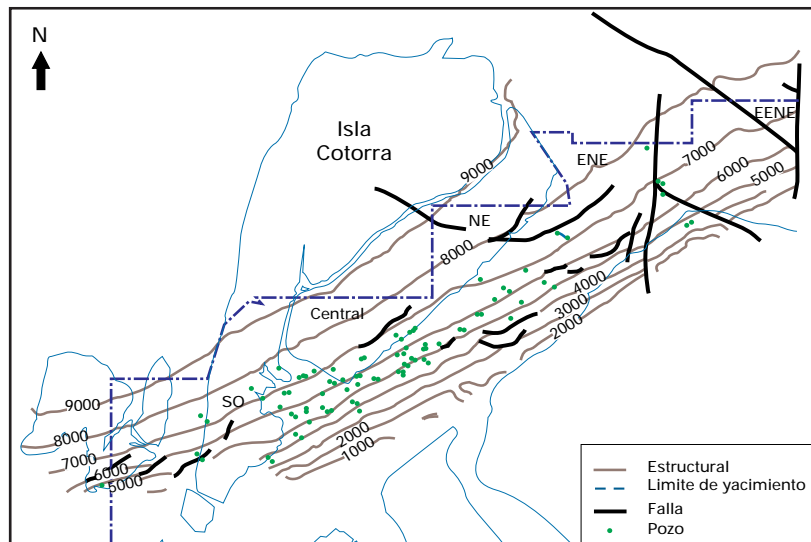
CAMPO: PEDERNALES

Geología

a) Estructura

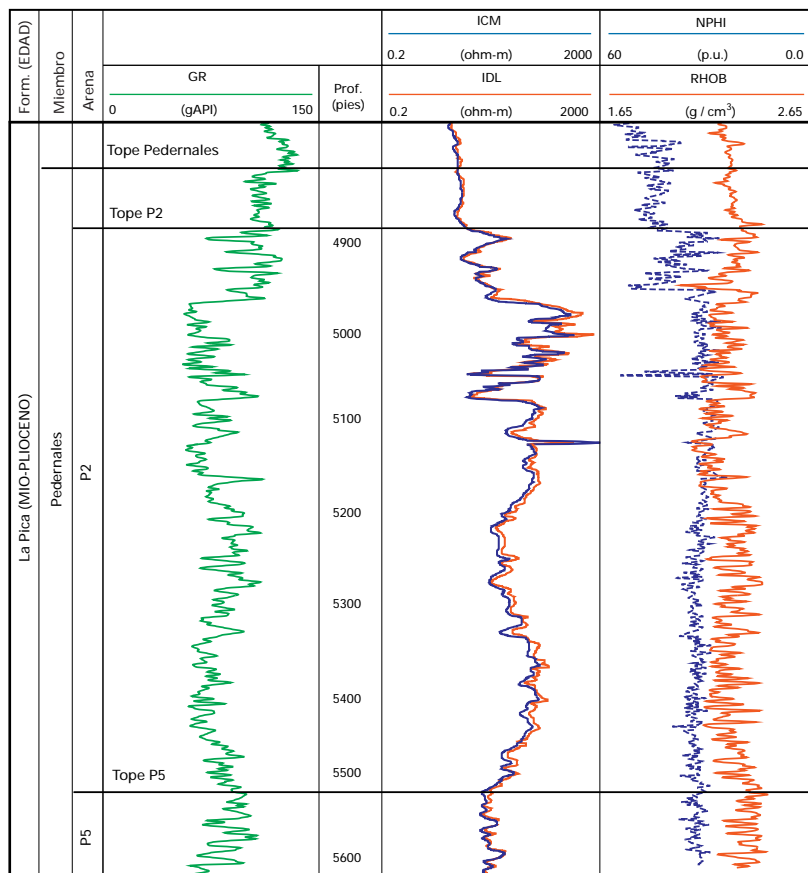
El campo Pedernales se encuentra en el flanco norte de la estructura de Pedernales, con un anticlinal decapitado. El campo está orientado desde el suroeste al este-noreste y ha sido subdividido en cuatro áreas principales: suroeste y central, de donde proviene toda la producción hasta el momento; noreste y este-noreste, hacia donde se está desarrollando el campo en la actualidad (Fig.2.61). Originalmente, se creía que el anticlinal de Pedernales era únicamente el resultado del diapirismo del lodo, sin embargo, los últimos datos sísmicos 3D indican que la estructura se debe también a la dislocación en fallas profundas. Las yacimientos buzan alrededor de 45° hacia el noroeste y el entrapamiento es principalmente estratigráfico. Lateralmente las arenas P2 están limitadas por fallas transcurrentes con orientación noroeste-sureste.

Figura 2.61



Mapa estructural de las arenas P2.

Figura 2.62



Registro tipo en el campo Pedernales.

Se ha definido el límite superior a una profundidad vertical verdadera (PVV) de aproximadamente 3000 pbnm y no se ha detectado contacto gas-petróleo. Como límites inferiores del campo se han definido contactos agua-petróleo (en las áreas suroeste/central a aproximadamente 7240 pbnm (PVV), a 7400 pbnm (PVV) en la zona NE y a 7850 pbnm (PVV) en la región este-noreste). Hacia el suroeste, el límite del yacimiento no se interpreta como estratigráfico sino como del área probada.

b) Estratigrafía

Las arenas del Miembro Pedernales pertenecen al Plioceno Inferior de la Formación La Pica del Mio-Plioceno (Fig. 2.62), las cuales se depositaron en un prisma de bajo nivel, suprayacente al prisma de alto nivel de Amacuro y subyacente al sistema regional transgresivo. Las lutitas basales del Miembro Cotorra actúan como sello del yacimiento.

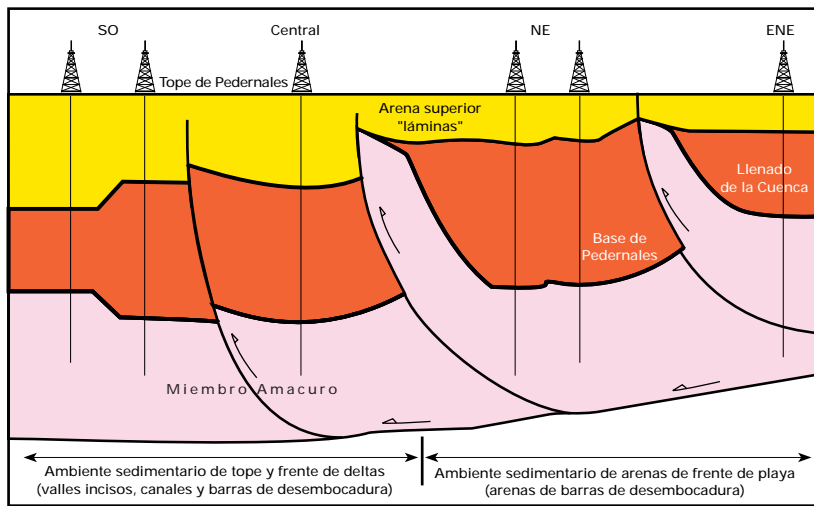
c) Ambiente de sedimentación

El petróleo en el campo Pedernales se encuentra en areniscas de un ambiente de tope deltaico (parálico) a marino somero. El suroeste y el centro del campo se caracterizan por la presencia de canales distributarios del tope de deltas y frentes de barra de desembocadura, cortados por rellenos de valles incisos. Sin embargo, se considera que el noreste y el este-noreste están dominados por arenas de frente de playa, con pequeños intervalos de arenas de barras de desembocadura (Fig. 2.63).

Propiedades petrofísicas

Los estudios petrofísicos de registros con guaya y núcleos muestran que la litología del Miembro Pedernales está formada principalmente por areniscas, limolitas y lutitas. Las arcillas son mayormente illita con algo de caolinita y esmectita. Las areniscas presentan granos finos a medios y distribución de buena a moderada con poca o ninguna cementación.

Figura 2.63



Correlación estratigráfica en el campo Pedernales suroeste a este-noreste.

En los granos más finos y arenas más arcillosas, la saturación de agua irreducible puede ser alta. Existe una buena correlación entre los valores de porosidad obtenidos a partir de los núcleos y de los registros. La salinidad del agua de formación se ubica alrededor de 20.000 ppm (NaCl); los parámetros “n” y “a” son inferiores a 2,0. Para estimar la permeabilidad se comparó la información de los registros y de los núcleos. Los puntos de corte para definir el espesor de arena fueron 60%, 13% y 50% para la arcillosidad, porosidad y saturación de agua, respectivamente.

Los rangos de valores de estos parámetros son los siguientes:

Arena neta petrolífera	128–254 pies
Porosidad	16–30 %
Saturación de agua	18–37 %
Permeabilidad	100–1000 md

Propiedades de los fluidos

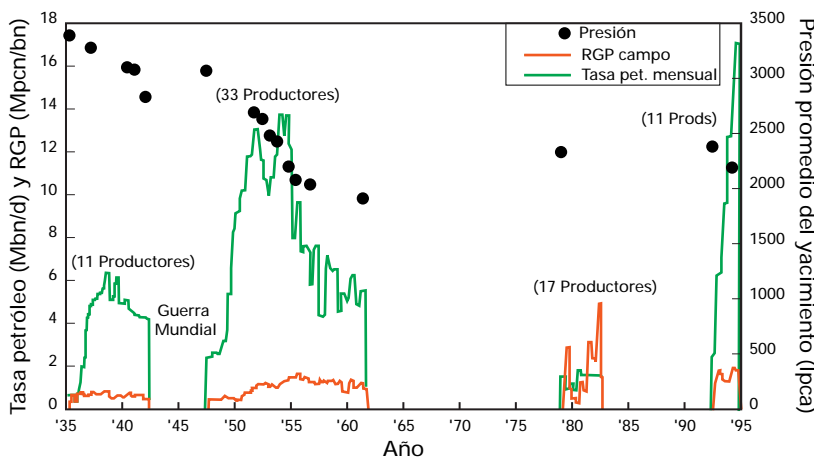
Las arenas de Pedernales contienen un petróleo subsaturado de 17 a 23°API con un contenido de azufre del 3%. La información acerca del fluido es limitada y de pobre calidad. Por ello las propiedades de los fluidos fueron estimadas utilizando una ecuación de estado que toma en consideración la variación de dichas propiedades con la profundidad.

Los resultados obtenidos a un plano de referencia de 5500 pbnm (PVV) son los siguientes:

	Rango	Más probable
Presión original (lpca)	2900–3400	3200
Presión de burbujeo, p _b (lpca)	1833–3461	2671
Visc. del petróleo @ p _b (cp)	10,3–18,2	13,3
FVF del petróleo @ p _b (by/bn)	1,13–1,24	1,19
RGP @ p _b (pcn/bn)	268–558	413
Gravedad del petróleo (°API)	17–23	21,5

La información obtenida en las áreas suroeste y este-noreste es similar.

Figura 2.64



Historia de producción y presión de las arenas P2, campo Pedernales.

Reservas estimadas al 31/12/1996

Las reservas probadas han sido estimadas utilizando dos métodos: volumétrico y a través de una simulación; ambos han arrojado resultados similares.

Las reservas recuperables probables fueron oficialmente estimadas en 377 MMbn, considerando un factor de recuperación de 12% y un POES probable de 1509 MMbn.

POES	973 MMbn
Factor de recuperación	14,2 %
Reservas remanentes	76,0 MMbn

Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción y presión

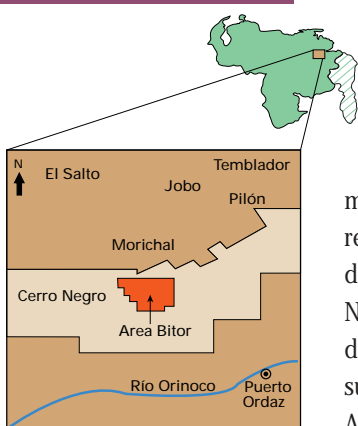
A lo largo de un período de 61 años (1935–1996), el campo Pedernales produjo de las arenas P2 un volumen acumulado de 61,8 MMbn de petróleo divididos en cuatro etapas. Durante la primera de ellas (1935–1942) la producción alcanzó un pico de 5000 bppd y se acumularon 9 MMbn. A continuación el campo se cerró por cuatro años debido a la Segunda Guerra Mundial. Durante la segunda fase (1947–1965), la producción alcanzó 12.000 bppd (43 productores) y se recuperó un total de 57 MMbn de petróleo y 56 MMMpcn de gas. Posteriormente, el campo fue cerrado por 16 años al terminar el contrato del operador. Durante la tercera fase (1981–1985), la

producción alcanzó 1000 bppd y durante este período se acumuló 1 MMbn de petróleo. En estos cuatro años se perforaron 17 pozos. La etapa final comenzó en 1993 con la firma de un convenio de servicios de operación. Hasta la fecha, la producción se ha incrementado entre 15.000 y 20.000 bppd y se perforaron 15 pozos adicionales. En septiembre de 1995 se implementó un proyecto de inyección de gas en el sector suroeste del campo. La Figura 2.64 muestra la historia de producción y presión de P2.

b) Mecanismos de producción

El mecanismo de producción del yacimiento fue inicialmente por expansión de rocas y fluidos. Cuando la presión del yacimiento alcanzó el punto de burbujeo, el empuje de gas en solución se hizo el mecanismo predominante.

Figura 2.65



Ubicación geográfica del Área Bitor.

Introducción

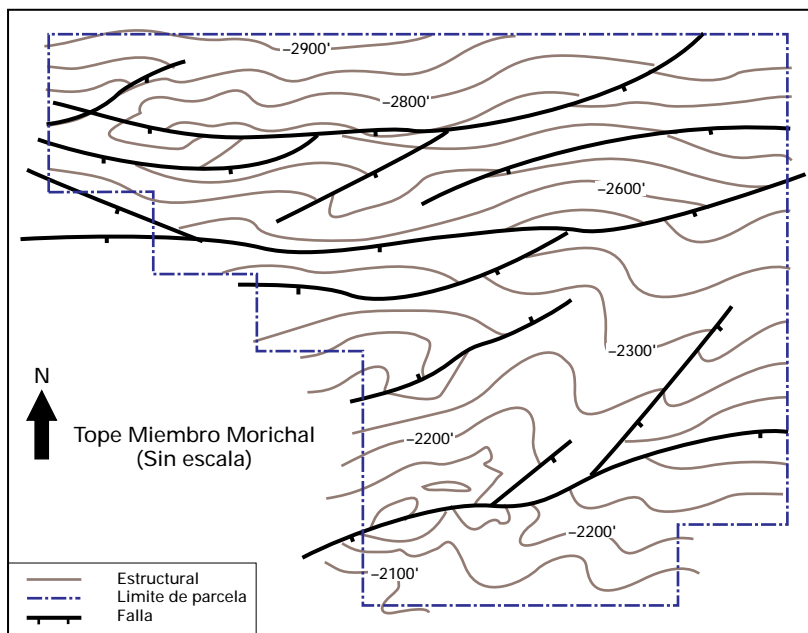
La Faja Petrolífera del Orinoco se considera como la acumulación conocida de crudos pesados y extrapesados más grande del mundo. Se extiende sobre una superficie de 13,3 millones de acres aproximadamente, con reservas de petróleo original en sitio (POES) de 1200 billones de barriles. El sector Cerro Negro, uno de los cuatro en que se encuentra dividida, está ubicado en la parte oriental al sur de los Estados Monagas y Anzoátegui. El Área Bitor, dentro de este sector, (Fig. 1), cubre una superficie de 44.500 acres y contiene un BOES (Bitumen Original En Sitio) de más de 19.600 millones de barriles. Este petróleo se utiliza como materia prima en la manufactura del producto Orimulsión®, (70% petróleo, 29% agua y 1% surfactante), de gran valor comercial en los mercados internacionales, considerado como fuente de energía alternativa.

Geología

a) Estructura

El Área Bitor del sector Cerro Negro se presenta como un monoclinal de suave buzamiento norte de aproximadamente 4 grados, fracturado por múltiples fallas principales, orientadas este-oeste, así como por algunas fallas menores de rumbo noreste-suroeste que forman un ángulo de unos 45° con la principal (Fig. 2.66). La mayoría de las fallas son no-sellantes, normales y de gran extensión (superior a los 15 km) con desplazamientos verticales que oscilan entre 50 y 200 pies. El desplazamiento vertical en el sector norte es mayor que en el sector sur. Debido al carácter macizo de las arenas, es muy difícil detectar estas fallas en los registros eléctricos. Las acumulaciones de hidrocarburos están controladas esencialmente por trampas estratigráficas y, por ello, no se encuentran contactos agua-petróleo regionales ni tampoco contactos gas-petróleo.

Figura 2.66



Mapa estructural ilustrado del Miembro Morichal.

b) Estratigrafía

La columna estratigráfica del Area Bitor tiene un promedio de 3000 pies de espesor (Fig. 2.67). La Formación Oficina de edad Mioceno temprano, depositada sobre una discordancia Pre-Terciaria ha sido dividida arbitrariamente en 16 unidades productoras: Miembro Morichal (0-16 hasta 0-11), Miembro Yabo (0-10 hasta 0-9) y Miembro Jobo/Pilón (0-8 hasta 0-4). Las tres unidades restantes pertenecen a la sección basal de la Formación Freites suprayacente (Mioceno Medio). La Formación Las Piedras (Mioceno tardío a Plioceno) suprayace a Freites en contacto discordante y, a continuación, se encuentra la Formación Mesa (Plioceno)

c) Ambiente de sedimentación

La interpretación de los ambientes y litofacies está íntimamente relacionada con unidades productoras. Específicamente, en las secciones fluviales del Miembro Morichal, no se puede establecer una correlación "pico a pico" puesto que no existen intervalos lutíticos regionales o de suficiente extensión lateral que permitan su identificación, sino grandes paquetes de arenas macizas con buen desarrollo vertical y coalescencia horizontal. (Fig. 2.67).

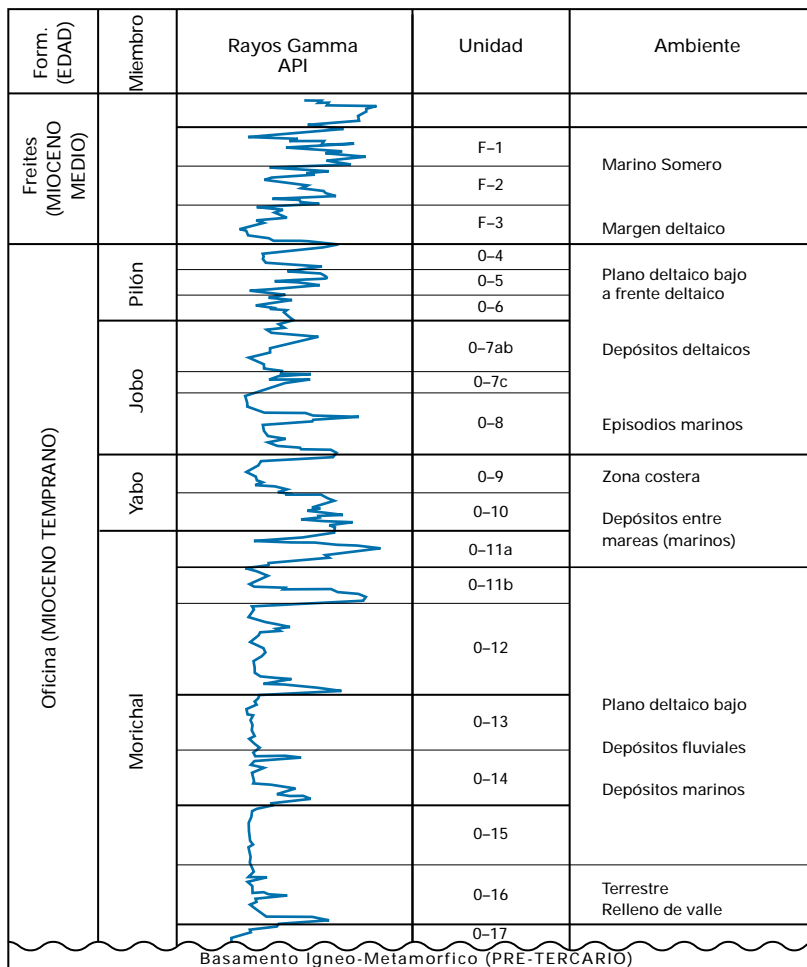
Propiedades petrofísicas

La evaluación petrofísica de las Unidades de los Miembros Morichal, Yabo y Jobo/Pilón es resultado del estudio de 70 pozos disponibles con perfiles de porosidad adecuados (densidad y neutrón) y de 206 pozos con curvas de resistividad solamente (laterolog), así como del análisis de núcleos de dos pozos y de muestras de cuatro pozos. Los resultados se presentan a continuación:

	Rango	Miembro Morichal
Espesor neto (pies)	150 a 470	218
Volumen de arcilla (Vsh)-%	5 a 12	8
Porosidad (%)	28 a 35	31
Permeabilidad (md)	4000 a 20.000	11.000
Saturación de agua (%)	11 a 26	18

Los puntos de corte utilizados para la evaluación petrofísica y estimación de la arena neta de bitumen en los pozos con perfiles de porosidad son los siguientes: $S_w=45\%$, $V_{sh}=40\%$, $Porosidad=20\%$, $S_{wi}=7\%$. Los parámetros petrofísicos fueron los siguientes: $R_w=0,50$ ohm-m, $a=1,0$, $n=2,0$ y $m=1,7$.

Figura 2.67



Unidades estratigráficas en el Area Bitor.

Es de notar que los bajos valores de resistividad que presentan los registros, tanto en la base como en el tope de las arenas macizas, se deben básicamente a cambios granulométricos normales de la litofacies, y pueden ser acompañados por un aumento de la arcillosidad, pero no asociados con alta saturación de agua. También se consideró como arena comercial un espesor no menor de 40 pies.

Tabla 2.11

	Morichal	Jobo	Pilón	Total
Bitumen original en sitio (MMbn)	18.541	1055	21	19.617
Factor de recobro (%)	12,2	9,0	19,0	12,0
Reservas remanentes (MMbn)	2166	95	2	2263

Reservas estimadas del Area Bitor (1996).

Para el Miembro Morichal los valores promedio ponderados de ANB son: Sw=18,2%, Vsh= 8%, porosidad=31%, permeabilidad=11.000 md y espesor=218 pies.

Propiedades de los fluidos

En la tabla siguiente se compara el promedio de las propiedades de los fluidos en varios pozos (datum: 2500 pbm.) con el PVT del pozo CO-04, considerado como el más representativo del área.

	Promedio	PVT-CO-04
Presión de burbujeo*, p _b (lps)	1143	1040
RGB @ p _b (pcn/bn)	72	79
FVF del bitumen @ p _b (by/bn)	1,047	1,047
Viscosidad bitumen @ p _b (cp)	71.000	19.342
Temperatura (°F)	131	126
Gravedad del bitumen (°API)	8,1	7,1
* Considerada igual a la presión original.		

El contenido de metales en el Area Bitor es: 3,8% de azufre, 80 ppm de níquel y 300 ppm de vanadio.

Reservas estimadas al 31/12/1996

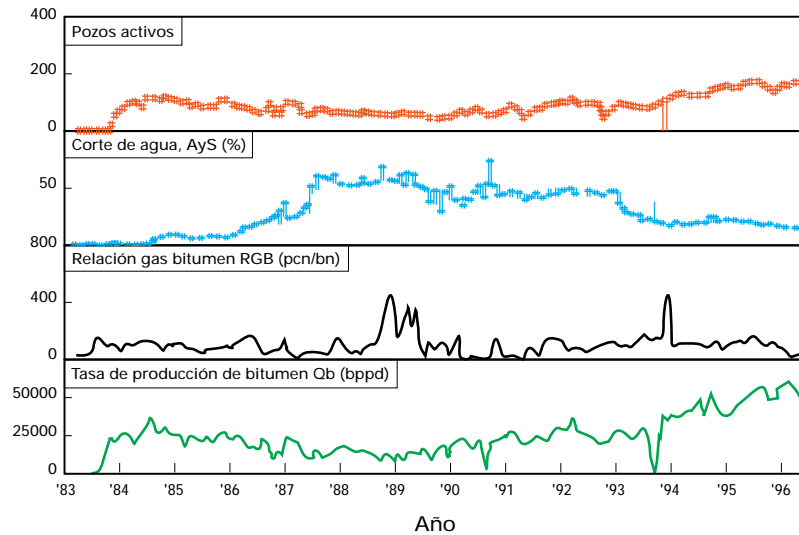
En la Tabla 2.11 se muestran las reservas de bitumen en MMbn del Area Bitor, que constituye aproximadamente el 1,6% del POES de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Comportamiento del yacimiento hasta el 31/12/1996

a) Historia de producción

Las reservas remanentes del Miembro Morichal representan el 96% del Area Bitor, gran parte de la cual se encuentra actualmente en explotación e incluye la prueba piloto iniciada en 1984 en los Bloques Experimentales de Producción (BEP). Debido a las numerosas pruebas de campo de toda índole efectuadas en el período 1984-1996 y a los cierres imprevistos, resulta difícil analizar el comportamiento histórico de la producción.

Figura 2.68



Historia de producción del
Área Bitor.

Se puede mencionar que la producción acumulada hasta la fecha es de 96 MMbn de bitumen, obtenido principalmente mediante bombeo mecánico (Dic. 96: 70 Mbbpd con 12% A y S y RGB de 160 pcn/bn) y que hasta Julio de 1996 se habían perforado 349 pozos, incluyendo cuatro pozos horizontales en los cuales se utilizó con éxito el bombeo electrosumergible con dosificación de diluyente a nivel de la entrada de la bomba. Igualmente, se hicieron 23 reperforaciones horizontales completadas inicialmente con bombeo de cavidad progresiva. Otras prue-

bas de campo realizadas incluyen la inyección cíclica de vapor, la perforación de pozos espaciados a 150, 300 y 400 metros, los cambios de disolvente a nivel de pozo y diferentes maneras de completación de pozos (Fig. 2.68).

b) Mecanismos de producción

Se supone que, originalmente el crudo en el Miembro Morichal estaba saturado de gas a su presión inicial, lo cual implica que un posible mecanismo de producción podría ser el empuje por gas en solución. Del mismo modo, la compactación podría incidir favorablemente en la recuperación de bitumen, como ocurre en la Costa Bolívar, pero todavía la producción es relativamente muy pequeña en comparación con el BOES y no se ha observado subsidencia hasta la fecha. Otro posible mecanismo de producción a considerar es el empuje hidráulico. Efectivamente, existe incursión de agua, si bien aún no se conoce exactamente la fuente, ni si es o no activa. Hasta que no se obtenga mejor información a través de estudios especiales y análisis de comportamiento de producción y presión del Área Bitor, sólo se debe considerar el empleo de los mecanismos mencionados.

AUTOR Y COLABORADORES

Este capítulo fue escrito por J-C. Bernys

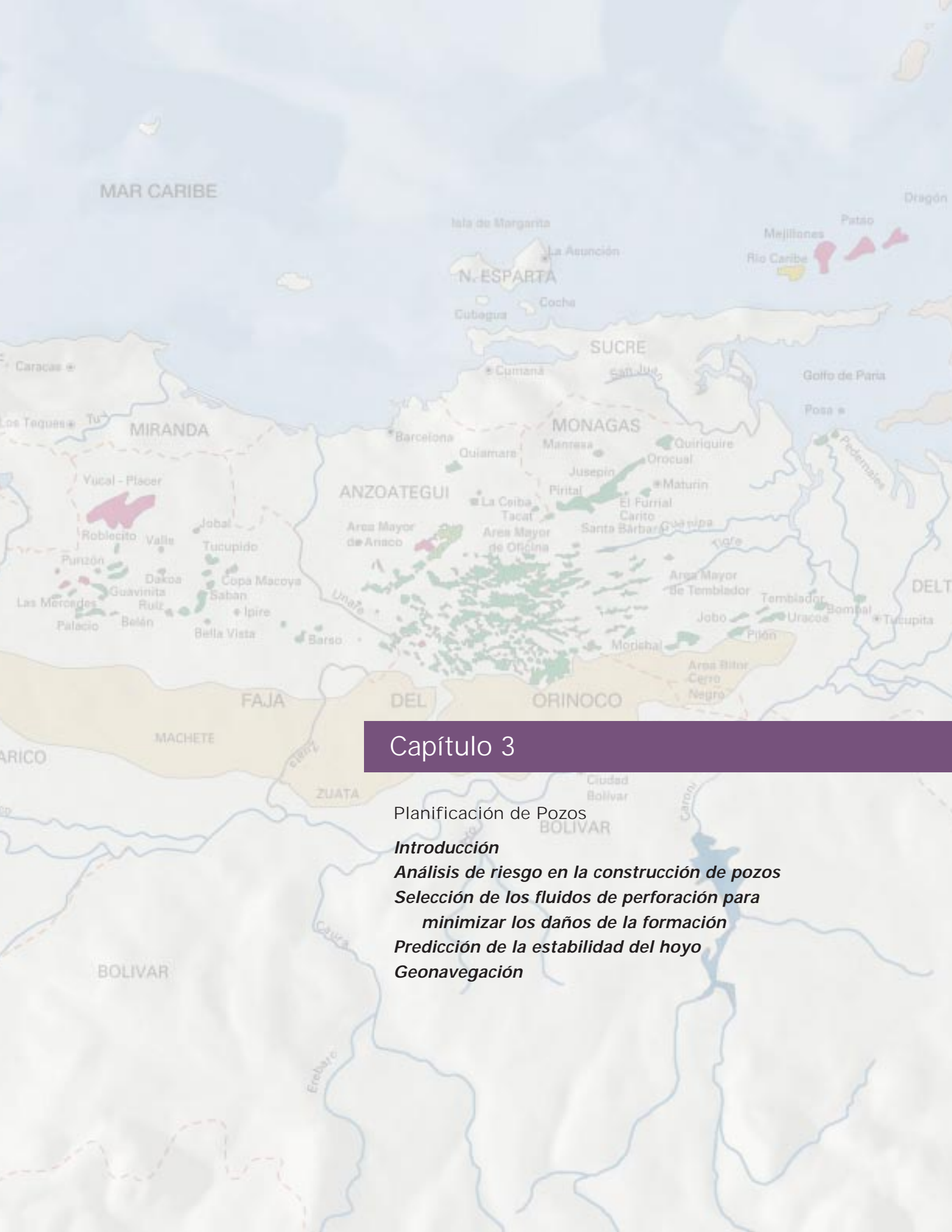
con la colaboración de L.Zamora, S.Antúnez (MEM), F.Chiquito (PDVSA), A.Herrera (BITOR), F.Rodríguez (Corpoven), O.Romero (Lagoven) y O.Suárez (Maraven),

y la contribución de M.Milán (MEM), F.García (PDVSA), I.Benzaquén (BITOR), P.Talarico y D.Flores (Corpoven), C.Camacho, L. Escandón y K.Larrauri (Lagoven), M.Rampazzo, X.Verenzuela, J.C.Ustáriz y M.Méndez (Maraven), E.Cazier, B.Cunningham y H.Torres (BP de Venezuela).

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

- Roger, J.V, N. Arteaga, J. Cabrera, G. Valera, P. Jam, M. Castillo, T. Boesi, Z.A. Sancevic, Salazar, G. Rivero, F. Gómez, R. López - 1989- "Explotación Sección II: Ingeniería de yacimientos y Geología de producción) en la Industria Venezolana de los Hidrocarburos". Efraim Barberii, Editor Técnico-Ediciones del Cepet, Caracas - 2 tomos.
- J.C. Bernys - PDVSA -1981 - "Aplicación de los procesos térmicos para la explotación de los crudos pesados en Venezuela"
- Lagoven - Informe de progreso - 1996 "Proyecto de recuperación secundaria - Yacimiento LL-07.
- M.A. Shagroni, T. C. Boberg, J. A. González, L. E. Matheus - Exxon/Lagoven "LL-7 Reservoir Engineering studies "
- Lagoven- Ing. de Petróleo - Dpto. de Producción - División de Occidente 1993- "Evaluación del comportamiento de inyección de aguas efluentes del yacimiento Lag. Inf. -07"
- J.E. González- Lagoven - 1993 - "Estudio de Ingeniería - B-6-X.03"
- Lagoven - Informe de progreso -1996 - "Yacimiento B-6-X.03 - Proyectos de inyección de agua - Norte-1, Norte-2, Sur-1, Sur-2 "
- L. Rodríguez, J. Miranda - Corpoven - 1988 - "Simulación del comportamiento de producción del yacimiento 0017 Arena P1/2 - Campo Silvestre"
- Simupet C.A.- 1994 "Estudio integrado de los campos Ostra, Oveja , Yopales Sur-Yacimientos: OM -100, Arena-J-3, Campo Oveja - Informe preliminar "
- G. Zambrano, A. Granado A. Rincón - SPE 18279 - 1988 - " A Compositional Simulation Evaluation of the Santa Rosa Colorado EF Reservoir, Eastern Venezuela"
- V. Villarroel - AAPG (Structural Traps VIII) - 1993 -"Santa Rosa Field - Venezuela - Eastern Venezuela Basin"
- Corpoven - Gerencia de explotación área Norte de Monagas, 1994- "Memoria descriptiva - Proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de gas en la Formación Naricual del campo Mulata/El Carito"
- Lagoven/Corpoven - 1992 - "Estudio del campo El Furrial para la implantación de un proyecto de recuperación secundaria mediante un proyecto de inyección de agua en la Formación Naricual"
- Lagoven/Corpoven - Informe de progreso - 1996 - "Proyecto de recuperación secundaria yacimiento Naricual - Campo El Furrial"
- J. Herbas Pizarro - SPE 23685 - 1992 - "Reservoir engineering studies to implement additional recovery projects in El Furrial Field"
- M.Villalba, P. Pérez, C. Marcano - Corpoven - 1996 - "Memoria descriptiva - Proyecto perforación horizontal - Yacimiento RG-14 (COEF) Campo Santa Rosa" British Petroleum - 1996 - " Pedernales Phase 2 - Reservoir Studies"
- A. Santos, M. González - Geo Exploración, C. A. - 1996 - " Evaluación geológica Area Bitor"





Capítulo 3

Planificación de Pozos

Introducción

Análisis de riesgo en la construcción de pozos

Selección de los fluidos de perforación para

minimizar los daños de la formación

Predicción de la estabilidad del hoyo

Geonavegación

INTRODUCCION

La optimización de la producción de hidrocarburos y el conocimiento de las características de los yacimientos a partir de datos de los pozos (tema de este libro) depende en gran medida de la calidad de los pozos. Se entiende por calidad la capacidad de alcanzar la tasa estimada de producción y/o suministrar una cantidad suficiente de datos del yacimiento con costos reducidos, siempre teniendo en consideración la seguridad y el respeto por el medio ambiente. La calidad, sin duda, depende de un buen trabajo de planificación. Este capítulo se refiere a algunos de los aspectos de esta planificación, especialmente en la necesidad de considerar todos los aspectos relacionados a la perforación de pozos y, en particular, el caso de los pozos horizontales.

La construcción de un pozo se concentra cada vez más en garantizar su retorno óptimo, teniendo en cuenta las necesidades de los diversos participantes en la operación —perforadores, ingenieros de producción, geólogos, geofísicos, petrofísicos, además de los inversionistas y directivos. Uno de los aspectos fundamentales consiste en cómo reconciliar estas necesidades y, cuando surgen conflictos entre ellas, cómo juzgar una con respecto a la otra. Un método utilizado es, por ejemplo, el análisis de riesgo. La primera sección del capítulo describe el proceso del análisis de riesgo y señala cómo incluir las necesidades de la geociencia junto con las necesidades tradicionales de la perforación.

Los fluidos de perforación pueden tener un efecto importante sobre la tasa de producción y la adquisición de datos. El problema de seleccionar el fluido adecuado constituye un muy buen ejemplo de la necesidad de considerar los requisitos de los distintos grupos y balancearlos entre sí. La elección no siempre resulta obvia; por ejemplo, el uso de un fluido que provoca daño en la formación puede ser adecuado o

no, dependiendo del tipo de completación y los planes de estimulación. Esta sección se refiere a los factores involucrados y presenta los resultados obtenidos con estudios de laboratorio que puede ayudar a cuantificar mejor estos factores.

Resulta indudable que los pozos horizontales han estimulado gran atención en la planificación de los pozos. La ubicación del pozo, la estabilidad del hoyo, los efectos de una sección muy larga del yacimiento son algunos de los aspectos que requieren una planificación más precisa e integrada. La sección siguiente muestra cómo los datos de un pozo piloto se utilizaron para planificar la perforación y la completación de un pozo horizontal. En particular, el pozo piloto indicó que si se lo perforaba con una trayectoria paralela a la dirección del esfuerzo mínimo se podría completar a hueco abierto, con lo cual se reduciría considerablemente la inversión. El pozo fue perforado y completado con todo éxito, y su producción fue el doble de la tasa de un pozo vertical típico en esa misma área.

En la sección final se describe la técnica de navegación de un pozo horizontal desde el punto de vista geológico y no geométrico. Esta teoría depende de la adquisición de datos de la formación tan cerca de la mecha como sea posible; de una buena tarea de planificación; así como de una buena coordinación, y de la disponibilidad de un sistema de computación adecuado al pie del pozo. Una parte importante de la planificación consiste en simular la respuesta de las mediciones para varios escenarios posibles, de manera que cuando éstos ocurren durante la perforación se pueden tomar las decisiones necesarias con mayor facilidad. Los ejemplos muestran que estos pozos se navegaron con éxito en arenas de sólo cinco pies de espesor a lo largo de más de 1.000 pies de tramo horizontal.

ANÁLISIS DE RIESGO EN LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS

En los últimos años se ha producido un cambio en la filosofía general relativa a la perforación o “construcción de pozos.” Los servicios integrados y un sentido de competitividad global cada vez más acentuado han provocado una corriente de pensamiento que se basa en no perder de vista el objetivo final. Históricamente, la perforación se ha separado de la geociencia y de los aspectos relacionados con el yacimiento y la producción, no sólo desde un punto de vista funcional, sino—lo que es aún más importante—en sus metas y objetivos. Los perforadores se han concentrado fundamentalmente en los diseños de pozos que permitieran realizar trabajos rápidos, operaciones con pocos problemas y al más bajo costo posible. Los geocientíficos, por otra parte, se interesaban en obtener la mayor cantidad de información posible, reducir los daños en el yacimiento, y contar con numerosas opciones de pruebas y completaciones.

Con todos los cambios producidos en los últimos años, tanto en lo que se refiere al aspecto económico como al equipo de trabajo, hoy en día es necesario concentrarse en el concepto global. Los perforadores no deben limitarse al rendimiento de la operación de perforación, sino que deben considerar también los efectos que tienen los diseños sobre la adquisición de datos, las características del yacimiento y, en última instancia, sobre el rendimiento económico del pozo. Los geocientíficos, los ingenieros de yacimientos y de producción deben concentrarse entonces no sólo en optimizar el rendimiento del yacimiento, sino en los riesgos operativos y económicos derivados del diseño del pozo. Cada proyecto debe tener metas y objetivos claros y concisos, y todas las disciplinas deben trabajar conjuntamente para poder alcanzarlos de manera económica. Dichas metas y objetivos se deben concentrar en producir el retorno óptimo en cada pozo o proyecto emprendido. Esto requiere una comprensión de la forma en que los problemas y o las preocupaciones de cada disciplina

afectan los aspectos económicos del proyecto.

Esta sección comienza con la descripción de los objetivos generales de la construcción de pozos, las prioridades y el concepto de riesgo/recompensa. En el ejemplo A se introducen los “árboles de decisiones” y se muestra que, en el pasado, las decisiones referidas al diseño eran tomadas por los ingenieros de perforación, quienes las tomaban basándose en los costos. A continuación, se describe un área específica dentro del diseño de la construcción de pozos—la geometría del pozo—y se toma como base para el ejemplo B. En este ejemplo, se utiliza información proveniente de diversas disciplinas para el árbol de decisiones y se demuestra el valor de dicha información. Los diseños no se basan únicamente en los costos y, como resultado, se obtienen diseños que no pierden de vista el objetivo final. Esta técnica permite conjugar la experiencia y los conocimientos de todas las disciplinas para conformar un proceso de toma de decisiones más adecuado.

Construcción de pozos

Jerarquía del diseño

En toda operación, se debe asignar una jerarquía de importancia a todos los insumos y recursos, de manera que el proceso de toma de decisiones resulte coherente con elementos críticos, como la seguridad y la integridad técnica. La prioridad de estos recursos se puede describir mejor con una simple frase que se ha utilizado desde hace mucho tiempo en las organizaciones de perforación: “la GENTE, el TALADRO, el POZO”. El diseño de los pozos, las operaciones y el proceso de toma de decisiones deben mantener esta jerarquía (Fig. 3.1)

La seguridad del personal constituye, obviamente, la meta primordial en cualquier operación que se realiza; y en todos los casos debería ser la preocupación número uno en el diseño de los pozos y las operaciones de perforación.

Figura 3.1



La jerarquía de importancia utilizada en el diseño de la perforación.

El taladro representa un recurso que tiene un valor fijo y, por lo tanto, se considera en un nivel de prioridad más alto que el pozo que se encuentra en construcción. Además, las políticas de seguridad son, en su mayoría, coherentes con la seguridad del personal. La preocupación por mantener los problemas alejados del pozo, y por lo tanto del taladro, contribuyen también a garantizar la seguridad del personal y la protección del medio ambiente. Cualquier riesgo que corra el personal en un intento por salvaguardar el equipamiento físico estaría contrariando la jerarquía.

En último lugar dentro de nuestra escala jerárquica se encuentra el pozo en construcción, al que no se le puede asignar un valor fijo y, por lo tanto, se lo ubica por debajo del taladro. Es decir, que muchas veces es preferible abandonar el pozo antes que exponer el personal y el medio ambiente a situaciones riesgosas. En muchos casos, la pérdida del pozo permite recuperar el taladro y garantizar la seguridad del personal.

Por lo tanto, el pozo debe ser diseñado desde el punto de vista técnico y operativo en forma coherente con la jerarquía descrita. En segundo lugar dentro de la escala jerárquica se encuentran las tareas de alcanzar la profundidad esperada, evaluar el pozo y, por último, completar el mismo. Este agrupamiento resulta bastante obvio. Por ejemplo, poder evaluar o completar un pozo no tiene ninguna importancia si no se puede alcanzar la formación de interés. Cada uno de estos factores (alcanzar la profundidad de interés, evaluar y completar el pozo) se deben planificar con una “garantía razonable de éxito.”

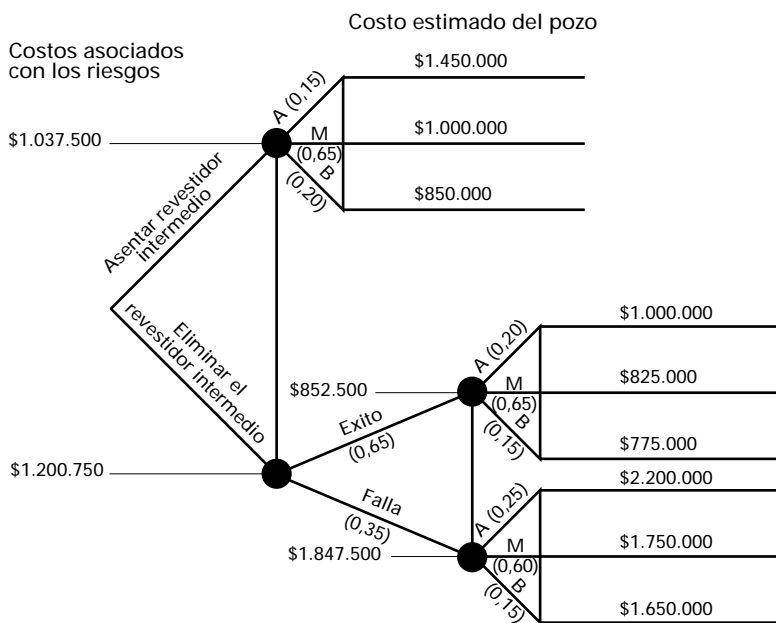
Evaluación de riesgos operativos:

“Garantía razonable de éxito”

La planificación de un pozo que proporciona un 99% de probabilidades de que se logren todos los objetivos es por lo general un plan poco realista y antieconómico. Es así que la ingeniería, el manejo de los riesgos y la experiencia operativa desempeñan un papel invaluable en la construcción del pozo. Se deben examinar las opciones relacionadas con los sistemas de lodo, los taladros, la geometría del hoyo, los métodos de completación y pruebas, el diseño de la cementación, la extensión de la evaluación y otros factores, con lo cual el diseño final deberá alcanzar un nivel razonable de garantías para cumplir las metas y objetivos del pozo. En la mayoría de los casos, la experiencia operativa constituye el recurso más valioso para el éxito de esta empresa.

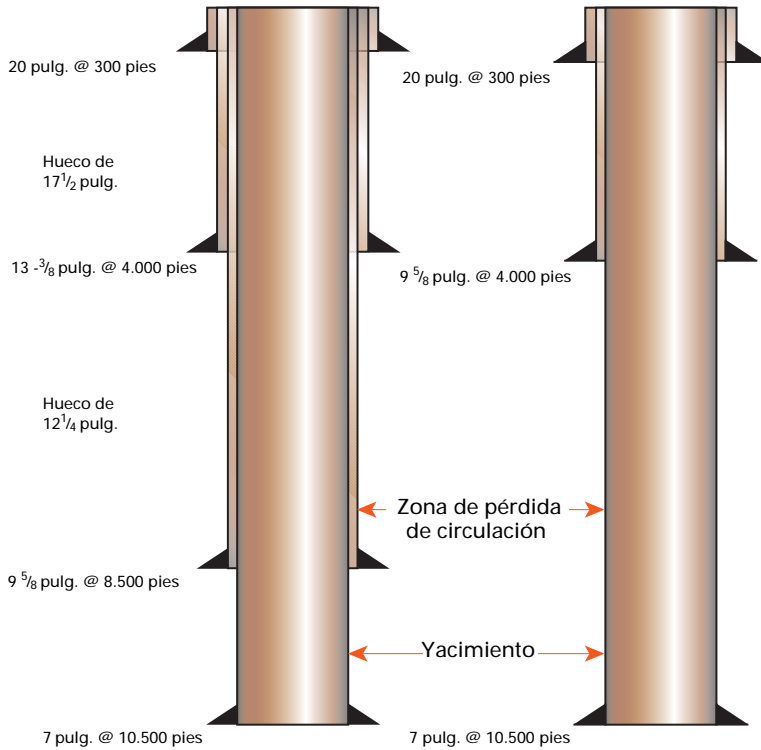
Resulta obvio que la garantía razonable admite distintas definiciones cuando se aplican diferentes objetivos, metas, retornos económicos potenciales y tipos de pozos. Por ejemplo, las metas y objetivos para un pozo de desarrollo somero de \$100.000 difieren lógicamente de los de un pozo exploratorio de \$20.000.000 ubicado en la selva, con lo cual el concepto de garantía razonable adquiere sin duda un significado diferente. En este último caso se justifica el empleo de un fluido de perforación más costoso y más complejo, debido a la mayor exposición de las formaciones a dichos fluidos, con

Figura 3.2



Análisis de un árbol de decisiones típico para eliminar una tubería de la sarta de revestimiento.

Figura 3.3



Dos opciones en la construcción de pozos.

respecto a la de un pozo de desarrollo somero. Si bien éste constituye un ejemplo extremo, existen otros que cubren una amplio espectro de posibilidades.

Diseño del pozo: riesgos/recompensas y aspectos económicos

Es necesario tener en cuenta varios diseños preliminares que cumplen las metas y objetivos del pozo, como también la salud, la seguridad y el medio ambiente, y los requisitos técnicos. Todos los diseños preliminares tienen ventajas y desventajas inherentes. Cada diseño debe ser evaluado en base al mérito operativo, el riesgo/recompensa y los aspectos económicos. Históricamente, el mérito operativo se ha utilizado para seleccionar el diseño final sin considerar datos de otras disciplinas o factores económicos más amplios. Durante varios años, los ingenieros de perforación han utilizado los árboles de decisiones, como el del ejemplo A, como una ayuda en la toma de decisiones operativas. Si bien es un ejemplo muy sencillo, sirve para ilustrar las bases de análisis mediante el uso de árboles de decisiones.

Ejemplo A: Eliminación de una tubería de la sarta de revestimiento

En la Fig. 3.2 se observa el análisis de un árbol de decisiones convencional. En este simple ejemplo, se está evaluando la opción de eliminar un revestidor intermedio. Normalmente, este revestidor se coloca para cubrir una zona de pérdidas de circulación que se encuentra por encima de la formación de interés (Fig. 3.3). El ingeniero evalúa el uso de un nuevo material para prevenir las pérdidas de circulación junto con prácticas de perforación mejoradas en su intento por eliminar parte de la sarta de revestimiento. En primer lugar, se examinará la rama inferior que se relaciona con la eliminación del revestidor en cuestión.

Se determinan los posibles resultados (éxito y fracaso) y se construye el árbol de decisiones correspondiente. A continuación, se calcula un costo estimado para cada resultado posible (alto, medio y bajo). Nótese que la eliminación exitosa del revestidor intermedio da como resultado un costo inferior al costo diario (alto, mediano o bajo) de colocarlo como es la práctica usual (rama superior). Esta mejora es lo que busca el ingeniero, traduciéndose en la reducción de los costos del revestimiento o de la cementación, y/o del tiempo de operación. Una vez que se han tomado estas medidas, el ingeniero asigna probabilidades para los distintos resultados y situaciones de costos posibles. En este caso, el ingeniero le ha asignado a la eliminación del revestidor intermedio una probabilidad de éxito del 65%. Las probabilidades de los costos altos, medianos y bajos también fueron asignadas. Si la probabilidad de un costo se encuentra por encima del costo promedio se considera más bien un fracaso que un éxito. (Este método hace uso de datos de probabilidad que son, en cierta forma, arbitrarios. Esto no invalida la técnica en cuestión, puesto que por lo general se realiza un análisis de sensibilidad y sus resultados se incorporan en el proceso de toma de decisiones).

La rama superior describe la decisión de colocar el revestidor intermedio a través de la zona de pérdidas de circulación como se realiza en una operación normal. Una vez más, se calcula un costo estimado y se le asignan probabilidades al mismo. Nótese que estos valores son algo diferentes con respecto a los asignados en los casos alto, mediano y bajo en la rama inferior. Esto sucede debido a la incertidumbre de eliminar la sarta de revestimiento. Cuando existe alguna duda, la probabilidad de que el costo real sea superior al promedio debería ser mayor.

El ingeniero entonces aplica los factores de probabilidad a cada uno de estos costos y calcula un “costo asociado con el riesgo” de la eliminación del revestidor intermedio y de la colocación del mismo como se hace comúnmente. Si fuera necesario, se realiza un análisis de sensibilidad para evaluar estos datos en forma completa. El análisis de sensibilidad se reserva por lo general para los árboles más complejos en los que se presentan opciones múltiples. En este caso, colocar el revestidor como es la práctica usual da como resultado un costo asociado con el riesgo más bajo en comparación con el intento de eliminarlo.

En el pasado, en muchos casos se seleccionaban los diseños sin considerar todos los aspectos en conjunto y se lo hacía en términos de ventajas operativas o de costos. Hoy en día, tanto el yacimiento como los aspectos económicos generales desempeñan un papel fundamental en la selección del diseño definitivo del pozo. Los árboles de decisiones, los conceptos de análisis de riesgos y los datos de diversas disciplinas se pueden utilizar para seleccionar el diseño que genera el máximo retorno sobre el uso de los recursos.

El mayor desafío en la construcción de pozos consiste en encontrar el diseño óptimo para cada operación, un diseño que ofrezca una garantía razonable para lograr las metas y objetivos, resulte económico y garantice la seguridad, tanto del taladro como de todo el

personal. Hoy en día esta responsabilidad es compartida por todas las disciplinas correspondientes, y ya no por el ingeniero de perforación en forma individual.

Más adelante se presenta un diseño específico—la configuración de la geometría del pozo. Un ejemplo del árbol de decisiones muestra que un diseño especial puede beneficiarse con los datos de todas las disciplinas relacionadas entre sí y del análisis económico resultante.

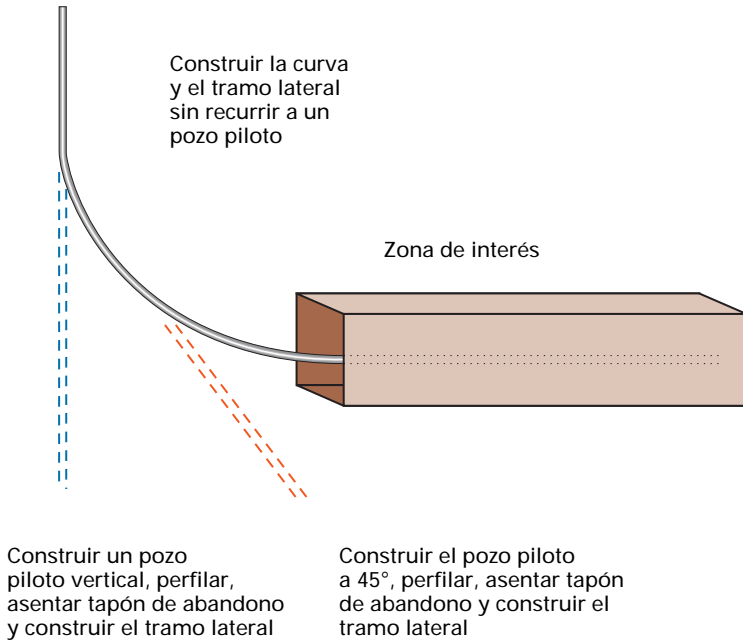
Geometría del hoyo

En la selección de la geometría del hoyo intervienen numerosos factores. Como resultado de ello, generalmente se evalúan muchas opciones para seleccionar la configuración que, desde el punto de vista económico, alcanza los objetivos determinados. A continuación se presenta una lista de los factores que se tienen en cuenta cuando se diseña la geometría del hoyo.

- Zonas con problemas (pérdidas de circulación, alta presión de los poros, inestabilidad, etc.)
- Completación requerida (tamaño de las tuberías y otros equipos)
- Disponibilidad de los equipos
- Datos geológicos y de yacimiento (estructura y composición del yacimiento, objetivos, etc.).

La geometría del hoyo siempre se diseña en forma ascendente, a partir del fondo. Se tiene en cuenta la cantidad de sargas de herramientas necesarias para alcanzar el objetivo final con la garantía razonable. Dependiendo del tipo de pozo y, en algunos casos, del aspecto económico, se puede permitir el uso de una sarga de contingencia en el diseño preliminar. Esta porción particular del diseño se realiza por lo general una vez recopilada toda la información pertinente, dado que todo influye en la configuración del pozo. Más adelante se presenta un ejemplo que ilustra la importancia del análisis de riesgo en la selección de la geometría del hoyo. En este ejemplo, la precisión de la posición estimada

Figura 3.4



Tres opciones posibles para perforar un pozo horizontal.

del objetivo geológico se evalúa en una aplicación de un pozo horizontal. La geometría óptima del hoyo se selecciona utilizando la experticia de geología y de perforación direccional, combinadas con un enfoque de análisis de riesgos.

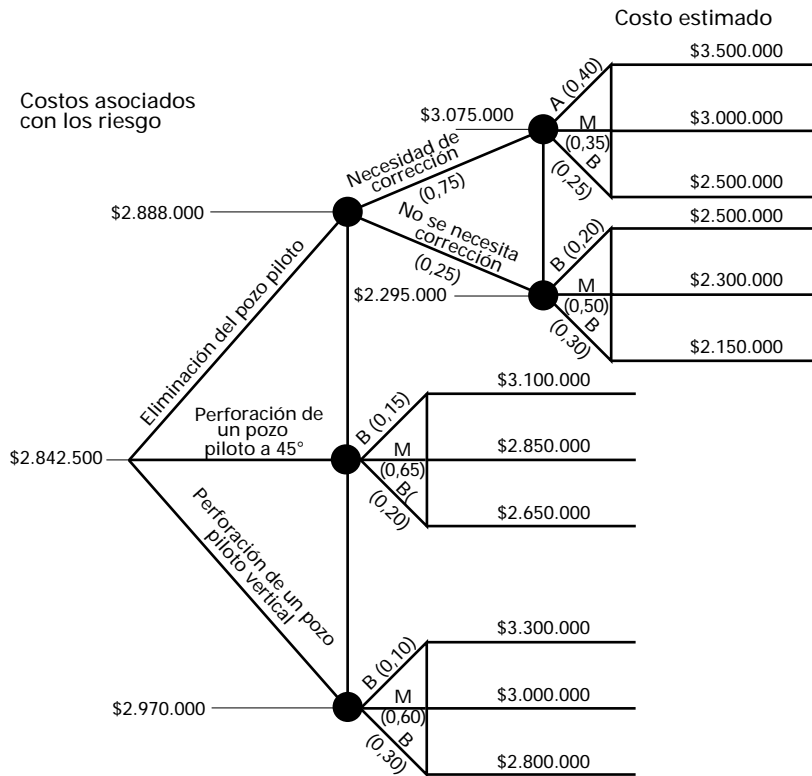
Ejemplo B: Se decide perforar un pozo piloto

El ejemplo A se refería a la decisión operativa que realiza normalmente el personal responsable de la construcción del pozo, tomando como única base la información de los costos. En el ejemplo B, por el contrario, se utiliza la información sobre los costos en forma conjunta con la información proporcionada por el geólogo, el personal de perforación direccional y otros. Estos datos adicionales permiten tomar decisiones más precisas.

En este ejemplo, el equipo de trabajo está tratando de decidir la conveniencia o no de perforar un pozo piloto vertical previamente a la perforación de uno horizontal (Fig. 3.4). El yacimiento tiene ocho pies de espesor y requiere un grado considerable de precisión geológica para penetrar la zona de interés. Históricamente, estos equipos de trabajo han utilizado un pozo piloto perforado a través del yacimiento para identificar los topes geológicos, de forma tal que la curva se pueda diseñar y construir con un alto grado de precisión. La información obtenida durante la perforación y los perfiles realizados en el pozo piloto han permitido la perforación del pozo horizontal, sin necesidad de realizar una corrección del curso importante.

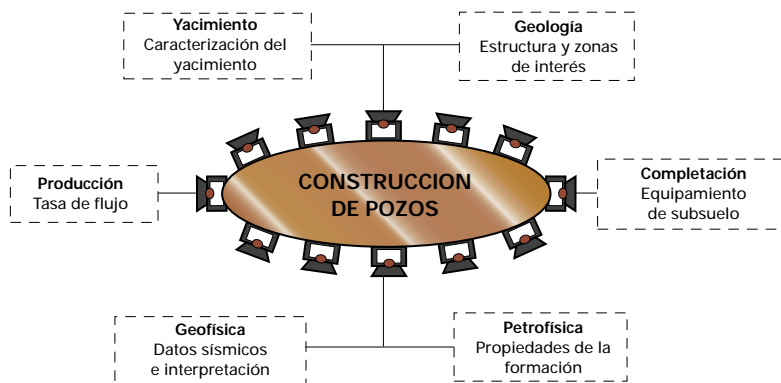
A partir de la experiencia adquirida en esta área y utilizando mediciones cercanas a la mecha, el geólogo considera que el tope del yacimiento se podría seleccionar con un grado de precisión "razonable" y al mismo tiempo reducir potencialmente el costo del pozo eliminando el pozo piloto. También se está evaluando la alternativa de construir un pozo piloto a 45°, perfilar y luego corregir el incremento angular. Cada una de estas tres alternativas presenta ventajas y desventajas econó-

Figura 3.5



Análisis de un árbol de decisiones utilizando datos aportados por geocientíficos, personal de perforación direccional y otros, como también ingenieros de perforación.

Figura 3.6



Salón de trabajo para la construcción de pozos.

micas y operativas, que necesitan ser evaluadas antes de seleccionar una configuración definitiva para el pozo (Fig. 3.5, página 3-6).

La rama superior está dedicada a eliminar el pozo piloto. El ingeniero de perforación, luego de consultar con el personal de perforación direccional y los datos de pozos vecinos considera que si no se perfora un pozo piloto la necesidad de realizar una corrección del curso será del 75%. La corrección del curso requiere colocar un tapón de cemento y reperforar una porción del hoyo. Nótese que la probabilidad de alcanzar costos superiores al promedio es mayor (40% en lugar de 20%) en la rama de “corrección necesaria” que en la rama de “corrección no necesaria”. Al igual que en los demás ejemplos expuestos, esto se debe al grado de incertidumbre implícita cuando se realizan actividades no habituales. La rama media contempla la opción de penetrar el yacimiento a un ángulo de 45°, perfilar y luego construir la porción final de la curva. La rama inferior representa la construcción del pozo piloto vertical y el asentamiento de un tapón de cemento para luego construir la curva (plan convencional). En la rama inferior, la probabilidad de un costo elevado (10%) es menor que en las otras opciones, puesto que este método se ha utilizado anteriormente, y las estimaciones de los costos se pueden realizar con mayor fundamento.

Una vez construidas las ramas, el ingeniero de perforación calculó el costo

estimado para cada resultado y los colocó en el árbol de decisiones en los lugares correspondientes. Se incluyeron además los costos y los riesgos asociados con los siguientes factores:

- incertidumbre geológica para cada caso
- colocación de taponos de cementación a hueco abierto en caso de ser necesaria una corrección del curso
- tiempo del taladro asociado con cada resultado posible
- otros.

El árbol de decisiones determinó que el menor costo asociado con el riesgo lo constituye la opción de penetrar el yacimiento a 45°, perfilar y luego perforar el resto de la sección curva. Una vez más, la decisión (así como las estimaciones de los costos) se han simplificado mucho para facilitar esta presentación. En este caso, se puede eliminar el pozo piloto debido a que existe una pequeña diferencia entre el costo del mismo y el pozo piloto a 45°. A pesar de la simplificación, queda demostrada la necesidad de evaluar las decisiones con datos provenientes de todas las disciplinas.

Conclusión

En realidad, el valor actual neto (VAN) se utiliza con mayor frecuencia que los datos de costos. Los cálculos de flujo de fondos se realizan con las reservas, las ganancias estimadas, las estimaciones de costos, los impuestos y otros factores para alcanzar el VAN de cada opción. Una vez asignados los VANs de las diferentes opciones, se ponderan los factores de probabilidad asignados. Con este método, la opción que tiene el mayor VAN constituye la solución óptima. En todo caso, el punto importante es que en el diseño de la construcción del pozo se tengan en cuenta los objetivos de todas las disciplinas (Fig. 3.6). El árbol de decisiones es un método por el cual estos diferentes objetivos se pueden cuantificar y agrupar para lograr una garantía razonable de alcanzarlos.

SELECCION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION PARA MINIMIZAR LOS DAÑOS DE LA FORMACION

Hoy en día existe un interés casi obsesivo por minimizar el daño de la formación provocado por los fluidos de perforación. Esto es una consecuencia directa de la exposición cada vez mayor de las formaciones productoras a dichos fluidos en los pozos horizontales. Las operaciones de cañoneo o fracturación que se realizan en los pozos verticales que atraviesan varios pies de una formación, por lo general minimizan los efectos del fluido de invasión en las proximidades del hoyo; sin embargo, los efectos en las completaciones a hueco abierto pueden resultar de suma importancia. El objetivo del ingeniero de lodo debería consistir en diseñar y utilizar un fluido de perforación tal que por medio de los datos de producción resulte posible demostrar que, al menos con respecto a los efectos del fluido de perforación, el pozo produce a su máximo potencial.

Estudios de laboratorio

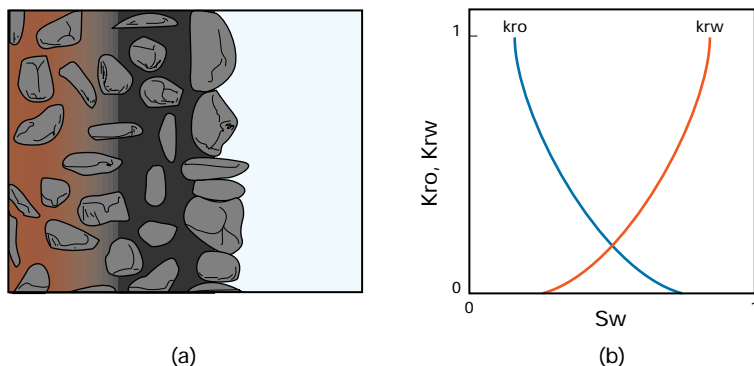
En realidad, no existe una gran cantidad de datos que lo demuestren en forma fehaciente. Por lo general, no se puede hacer más que diseñar un pozo simulado, que

permite predecir los efectos de los distintos tipos de lodo y aplicar estos conocimientos en el momento de la perforación. Si bien no todos los casos de daño de la formación están relacionados con los lodos, la mayoría sí lo están, y la prevención debe ser un factor fundamental en el diseño de la mayor parte de los pozos horizontales (Fig. 3.7).

Sin embargo, las herramientas que se utilizan para predecir el daño de la formación provocado por los fluidos de perforación no son perfectas. En primer lugar, no existe una metodología uniforme entre los diversos laboratorios. En lo posible, se utilizan núcleos extraídos de la formación en cuestión, si bien con mayor frecuencia se utiliza material de núcleos convencionales, por ejemplo, Arenisca Clashach y Birchover. Existen por lo menos seis variables en los procedimientos experimentales de las pruebas de permeabilidad que pueden afectar los resultados:

1. Una variable importante es la decisión de comparar las permeabilidades en base a un período de tiempo dado o en base a un rendimiento dado. Los resultados pueden variar enormemente dependiendo de la selección de este parámetro.
2. Existen grandes diferencias en la longitud y el diámetro de los núcleos. Estas decisiones se basan fundamentalmente en el período de tiempo que se destinará a cada experimento.
3. Existen grandes diferencias en la preparación de los núcleos. En algunos laboratorios, los núcleos se limpian con una solución de metanol-tolueno o algún otro sistema de solventes similar para eliminar los asfaltenos antes de la prueba. Otros laboratorios usan los núcleos en el estado en que se encuentran.
4. Las condiciones experimentales con respecto a la presión y la temperatura varían entre los distintos laboratorios.

Figura 3.7



- Invasión de sólidos del lodo
- Taponamiento del revocoque
- Migración de finos
- Adsorción y precipitación de polímeros
- Hinchamiento de las arcillas
- Formación de incrustaciones
- Formación de cera (parafina, asfaltenos)
- Formación de residuos de lodo
- Cambios de permeabilidad inducidos por esfuerzos

- Cambios de mojabilidad
- Cambios de saturación
- Formación de emulsión
- Conificación de agua
- Producción anormal de gas
- Acumulación de condensado

Resumen de los mecanismos de daño de la formación. El texto oscuro indica mecanismos de daño inducidos por el lodo.

5. Los procedimientos posteriores a la prueba también varían. Algunos laboratorios simulan pasos de limpieza durante la completación con presiones de reflujo, las cuales son variables, mientras que otros laboratorios no lo hacen.
6. Los fluidos de perforación actúan de manera diferente si la fórmula del lodo de prueba contiene sólidos de perforación (reales o simulados).

Dada la amplia variedad posible de fórmulas (es decir, que llevan el mismo nombre pero que contienen o no sólidos), las distintas densidades de lodo con componentes de diferentes pesos, además de la variedad de condiciones posibles de pruebas, los datos de laboratorio indican que un cambio relativamente pequeño en los parámetros de perforación o en las condiciones de fondo puede afectar en forma radical los esfuerzos por seleccionar el fluido adecuado para una formación en particular.

Como resultado de ello, esta selección se realiza a menudo por simple intuición; es decir, que aparentemente tiene sentido para una formación en particular. Así pues, por intuición se supone que:

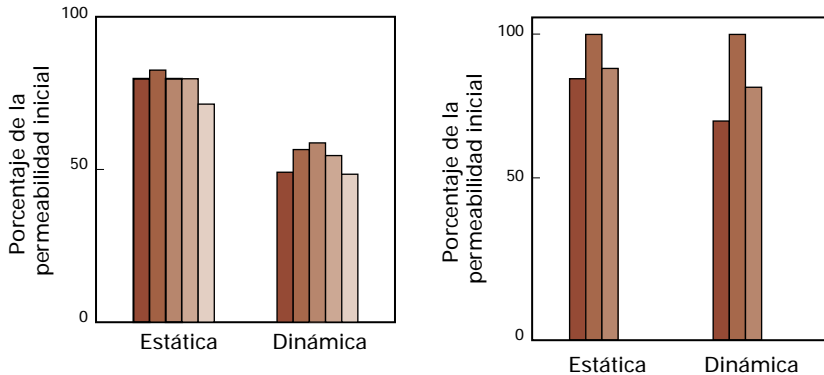
1. Los fluidos de perforación saturados con sal no producen daño, por cuanto es lógico suponer que las partículas de sal que puedan penetrar la formación se disolverán cuando se expongan a un fluido no saturado.
2. Los fluidos de polímeros con carbonato de calcio como agente de puenteo pueden llegar a invadir una formación, pero se pueden remover fácilmente con ácido.
3. Debe evitarse todo fluido que contenga bentonita, por cuanto es probable que las partículas de bentonita invadan la formación, se hidraten y su eliminación resulte difícil o imposible, con lo cual se impide el flujo del hidrocarburo en la formación.
4. Debe evitarse el uso de baritina porque las partículas de baritina no se pueden remover de la formación por disolución en ácido o en agua.

Los datos obtenidos últimamente sugieren que la intuición no siempre coincide con la realidad. De hecho, además de ser incapaz de identificar la solución del fluido de perforación que resulta más económica sin dañar la formación, los datos sugieren que el fluido que se identifica intuitivamente como poco dañino puede ser el más perjudicial.

Ahora bien, ¿por qué los datos observados se contradicen con lo que dicta el sentido común? Puede ocurrir que el modelo sencillo en que se basa la intuición no sea el correcto. En realidad, el modelo intuitivo no tiene en cuenta la verdadera naturaleza de los efectos de un fluido de perforación sobre la formación y dentro de ella: formación con revoque, invasión de partículas (sólidos agregados y perforados), invasión de filtrados (agua, petróleo, polímeros) y la posterior eliminación de dichos revoques, partículas y filtrados.

En las pruebas realizadas recientemente en el Centro de Investigación de Schlumberger de Cambridge (SCR), se compara el daño de la formación midiendo la permeabilidad después de una filtración estática y otra dinámica, con tres tipos diferentes de fluidos. Los resultados fueron bastante sorprendentes. Las pruebas de filtración estática con fluidos de 10,5 lpg dieron como resultado (dentro de un margen de error experimental) valores similares de recuperación de permeabilidad cuando se utilizó fluidos con hidróxido de metales mixtos (MMH) densificado con baritina, con MMH densificado con carbonato de calcio, con lodo de polímero densificado con carbonato de calcio y con salmuera de granulometría controlada. Sólo los resultados del lodo de polímero con cloruro de potasio (KCl), densificado con carbonato de calcio fueron muy inferiores. Por otra parte, la filtración dinámica arrojó los mejores valores de permeabilidad con el MMH densificado con

Figuras 3.8 y 3.9

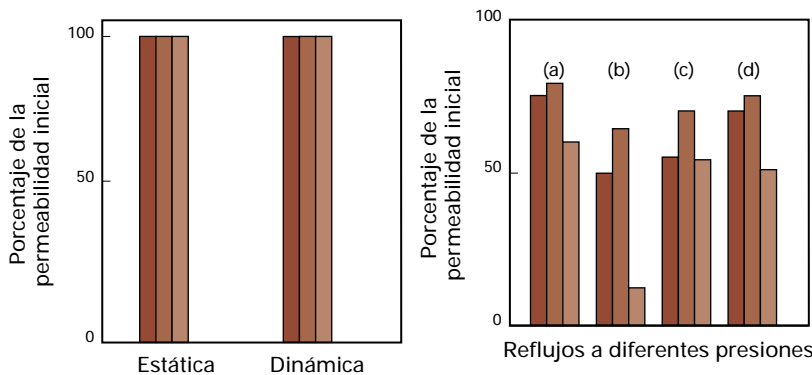


Recuperación de permeabilidad utilizando fluidos de 10,5 lpg, Arenisca Clashach, filtración de 60 min: ■ MMH densificado con CaCO₃, ■ MMH densificado con baritina, ■ Polímero densificado con CaCO₃, ■ Salmuera de granulometría controlada, ■ Polímero de KCl densificado con CaCO₃.

Recuperación de permeabilidad utilizando fluidos de 13 lpg, Arenisca Clashach, filtración de 60 min: ■ MMH densificado con CaCO₃, ■ Polímero densificado con CaCO₃, ■ Salmuera de granulometría controlada.

baritina, y polímero densificado con carbonato de calcio, seguidos por los demás (Fig. 3.8). El uso de idénticos fluidos en la misma formación, pero aumentando la densidad a 13 lpg, dio resultados diferentes: la mejor permeabilidad de retorno se observó con el lodo de polímero, seguido por la salmuera de granulometría controlada y el MMH densificado con carbonato de calcio (no se probó el MMH con baritina) (Fig. 3.9).

Figuras 3.10 y 3.11



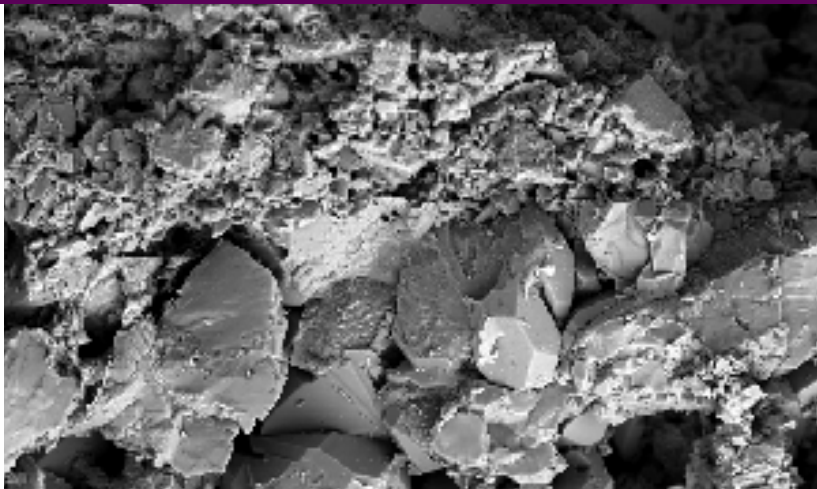
Recuperación de permeabilidad utilizando fluidos de 10,5 lpg, Arenisca Birchover, filtración de 60 min: ■ MMH densificado con CaCO₃, ■ Polímero densificado con CaCO₃, ■ Salmuera de granulometría controlada.

Recuperación de permeabilidad en la Arenisca Clashach, presión diferencial 300 lpc, filtración de 240 min: a) con revoque en sitio b) con presión de reflujo de 2 lpc c) con presión de reflujo de 6 lpc d) con presión de reflujo de 10 lpc: ■ MMH densificado con CaCO₃, ■ Polímero densificado con CaCO₃, ■ Salmuera de granulometría controlada.

Se probaron los mismos fluidos con una densidad de 10,5 lpg en la arenisca Birchover, que es mucho menos permeable (la arenisca Clashach arrojó un promedio de permeabilidad de 644 md y tamaño poroso de 26,6 micrones, mientras que el promedio de permeabilidad de la arenisca Birchover fue de 12,5 md y su tamaño poroso promedio de 2,64 micrones). Todos los fluidos mostraron una permeabilidad de retorno del 100% (Fig. 3.10). La consecuencia de aplicar la presión de yacimiento para eliminar el revoque, disminuyó la permeabilidad de retorno con el sistema de salmuera de granulometría controlada más que con el MMH o con el fluido de polímero (Fig. 3.11). Cuando los núcleos se someten a reflujos a diferentes presiones, el sistema de salmuera de granulometría controlada presentó una menor recuperación que los demás, especialmente a presiones más bajas, lo cual indica una vez más la resistencia del revoque del lodo que incluye el sistema de salmuera de granulometría controlada.

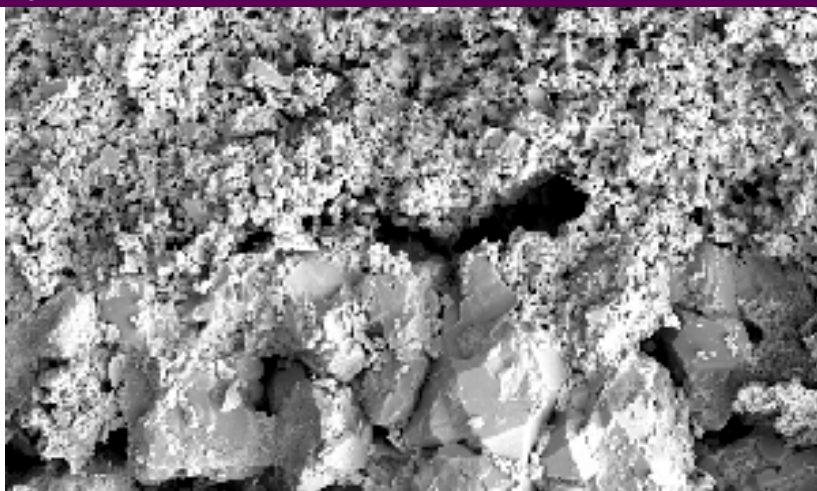
Las fotografías de los núcleos utilizadas en los experimentos anteriores permiten realizar ajustes en el modelo intuitivo con respecto a la forma en que los fluidos de perforación influyen en el daño de la formación. Es cierto que la invasión de sólidos junto con el filtrado constituye un mecanismo importante del daño de la formación. Como todo ingeniero de lodo sabe que la calidad y cantidad de sólidos que contienen los lodos determinan la calidad del revoque y la cantidad de la pérdida de fluido con el transcurso del tiempo. De la misma manera, la naturaleza y la cantidad de sólidos presentes en los fluidos determina cuáles invaden y cuáles no invaden la formación, tanto sólidos como líquidos. Una vez más, los ingenieros saben que el material ideal del revoque es una mezcla de partículas de diferentes tamaños, incluyendo las plaquetas de arcilla que se superponen entre sí para reducir la permeabilidad y la porosidad del revoque.

Figura 3.12



Revoque exterior, estable y efectivo.

Figura 3.13



Revoques internos y externos con lodo con sal de granulometría controlada.

Figura 3.14



Posibles cristales de sal recubiertos de polímero dentro de la formación.

La mezcla de MMH y bentonita contribuye a ello, impidiendo la invasión de las partículas de arcilla. En consecuencia, se obtiene un revoque exterior, estable y efectivo (Fig. 3.12), es decir una barrera externa a la formación que impide la invasión de sólidos y del filtrado en la formación. En ciertos casos, el contraste con el sistema de salmuera de granulometría controlada es notable. Este sistema tiende a formar revoques exteriores e interiores debido a la naturaleza del material-puente, que permite la invasión de los cristales de sal (Fig. 3.13). A menudo, la diferencia es irrelevante, porque la sal se puede remover fácilmente por medio de un fluido no saturado. Sin embargo, existen razones para creer que, en algunos casos, los cristales de sal recubiertos de polímero no son tan fáciles de remover y persisten en la formación, impidiendo el flujo de hidrocarburos (Fig. 3.14).

Ahora bien, ¿es cierto que los sólidos que invaden la formación y permanecen en ella reducen la permeabilidad en tal medida? De ninguna manera. Los sólidos que tienen un tamaño adecuado en relación con el tamaño de las gargantas de los poros puentean la formación y, como resultado, se produce un daño menor de permeabilidad. En tal caso, no sería conveniente remover las partículas de sal o de carbonato de calcio. Por el contrario, convendría que continúen cumpliendo su función de puente, al menos hasta que el revoque externo se pueda remover en su totalidad, durante la completación del pozo o durante la etapa de producción (Figs. 3.15 y 3.16). Sin embargo, todos parecen estar de acuerdo en un punto: los sólidos ultra finos y de baja densidad son inadecuados para los fluidos de perforación y para las formaciones.

Lodos a base de petróleo y de agua, y distribución del tamaño de las partículas

Para algunos operadores, y en algunas situaciones, la selección del fluido puede significar un punto de discusión. Las dificultades y los aspectos económicos que implica la perforación de pozos de alto ángulo

Figura 3.15



Revoque VISPLEX a una
contrapresión de 4 lpc.

en formaciones profundas y de altas temperaturas, pueden determinar el uso de lodos a base de petróleo (OBM). El riesgo mayor de que se produzca un atascamiento de la tubería, combinado con la posibilidad de que la formación quede expuesta por períodos de tiempos más prolongados a un lodo a base de agua (WBM), han favorecido el uso del OBM. No es una sorpresa que la distribución del tamaño de las partículas dentro del fluido, un parámetro excesivamente difícil de controlar y uno que, sólo recientemente, ha sido posible medir regularmente y con precisión, es un factor primordial en la obtención de resultados de

las pruebas de permeabilidades de retorno. Se podría esperar, por ejemplo, que las permeabilidades de retorno pudiesen cambiar cuando el promedio del tamaño de la partícula es mayor que el “ultra fino”, es decir mayor que 8 a 10 micrones. Es importante notar que la baritina API estándar contiene muy pocas partículas más pequeñas que este tamaño. Naturalmente, el problema es que si se trata de excluir los fluidos con una gran concentración de ultra fino, se pierde entonces una de las ventajas económicas más importantes del OBM—ya no se podría reutilizar el fluido de perforación en otros pozos.

Una situación típica serían las dificultades implícitas en un experimento controlado para determinar el fluido más apropiado para un caso en particular. En esta situación, de las seis variables mencionadas anteriormente, las cinco primeras fueron cuidadosamente definidas y mantenidas en el estudio: 1) se pueden utilizar núcleos reales provenientes de la formación, 2) se pueden seleccionar y mantener las longitudes y los diámetros de los núcleos adecuados, 3) las preparaciones de los núcleos pueden incluir un lavado de tolueno y un desplazamiento de KCl, 4) las temperaturas y presiones del experimento son escogidas de modo tal que sean consistentes con las condiciones de perforación, 5) no se planificó una simulación de la completación. La sexta variable—el tipo de lodo—puede ser escogido con respecto al tipo genérico y a la condición del mismo, es decir, con respecto a la distribución del tamaño de los sólidos. A pesar de ello, los resultados de tal trabajo pueden ser difíciles de interpretar. Por ejemplo, la información puede favorecer la emulsión invertida OBM (IOBM) ya que, aparentemente, puede provocar la menor reducción de la permeabilidad de retorno.

Figura 3.16



Núcleo una vez removido el revoque.

Pero, debido a que en el campo es difícil controlar la distribución del tamaño de las partículas, a menudo se sugiere que este parámetro, y no el tipo de lodo, puede haber provocado las diferencias en la reducción de la permeabilidad. En general, es difícil separar el efecto relativo de la sobrepresión de los efectos de la distribución del tamaño de las partículas. Entonces, la decisión de utilizar el OBM surge, con frecuencia, de información balanceada sumada a consideraciones prácticas. Esto siempre acompañado de esfuerzos para monitorear y controlar la distribución del tamaño de las partículas, así como para minimizar la sobrepresión. Además, el impacto de los fluidos de completación sobre la reducción de la permeabilidad se encuentra solamente en las primeras etapas de investigación. Por lo tanto, aún se está muy lejos de encontrar una respuesta a la importantísima pregunta: ¿cuál es la relación entre estos datos, específicamente los resultados de las pruebas de permeabilidad de retorno y los resultados existentes de producción?

El control de la cantidad y la calidad de los sólidos de perforación con el OBM resulta difícil. En el caso del WBM, las propiedades reológicas y de pérdidas de fluido dan indicaciones claras de la acumulación de sólidos finos. Esto no sucede de la misma manera con el OBM, puesto que desde el punto de vista de la perforación, es mucho más tolerante a los sólidos. Cuando un fluido funciona correctamente en este aspecto, resulta difícil justificar su reemplazo en base a mediciones de retorta de los sólidos. Por lo tanto, para realizar un control estricto del tamaño de las partículas se debe tener la capacidad de realizar el análisis del tamaño de las partículas en forma frecuente y con una respuesta rápida, además de adoptar una política de reemplazo de los fluidos que no se ajustan a una determinada especificación del tamaño de las partículas. Como se mencionó anteriormente, eliminar un OBM "contaminado" sobre esta base, resulta difícil cuando no se cuenta con suficientes datos de producción reales del pozo que

demuestren en el campo lo que se observó en el laboratorio. La única alternativa a este método podría consistir en perforar con desbalance y de esa manera remover la fuente de energía que impulsa los fluidos de perforación dentro de la formación. Sin embargo, tampoco se pueden dejar de considerar otros factores no relacionados con los lodos, tales como la formación de parafina como componente del crudo.

Un enfoque integrado

En primer lugar, se debe comprender que el contacto con cualquier fluido de perforación causa un cierto daño a todas las formaciones. Se trata, entonces, no de cómo evitar el daño a la formación, sino cómo evitar el daño que afecta a la producción de hidrocarburos. El objetivo fundamental consiste en desarrollar una herramienta para diseñar el fluido de perforación que pueda tomar en consideración esto, al mismo tiempo que los problemas de perforación específicos; en otras palabras, una herramienta que responda a la experticia y las preocupaciones de los ingenieros de yacimiento, de petróleo, de perforación y de fluidos.

Hasta ahora ya se han gastado millones de dólares para tratar de evitar el daño de la formación, que en realidad no es lo más importante. Como se dijo anteriormente, cuando se fractura un pozo vertical, las fracturas inducidas resultantes pueden extenderse en un radio muy amplio dentro del yacimiento, con lo cual los sólidos y la invasión de filtrado alrededor del pozo se vuelven irrelevantes. Desde el punto de vista del daño de la formación o de las pérdidas de fluido, el contenido de sólidos finos y la naturaleza del agente densificante no producen ningún efecto. En el caso de los pozos horizontales completados sin cementación y sin cañoneo, la dificultad consiste en que una porción más grande de la formación queda expuesta al fluido de perforación con sobrepresión y, por lo general, el tiempo de exposición será más prolongado. De manera que el fluido de perforación se debe seleccionar para minimizar el daño de la formación en el contacto inicial, y reducir el

Figura 3.17

Tipo de lodo	Polímero a base de agua	Salmuera de granulometría controlada	Salmuera de formatos	Hidróxido de metales mixtos (MMH)	Lodo a base de petróleo (OBM)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ● Flexible ● Económico 	<ul style="list-style-type: none"> ● Fácil remoción del revoque ● NaCl compatible con los fluidos de la formación 	<ul style="list-style-type: none"> ● Fácil limpieza ● Buen rango de densidades compatible con los fluidos de formación 	<ul style="list-style-type: none"> ● Excelente limpieza ● Evita la erosión de formaciones blandas ● Mínimas pérdidas de circulación 	<ul style="list-style-type: none"> ● Bajas pérdida de circulación ● Filtrado compatible con la mayoría de los fluidos de formación
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> ● Daño esperado del PHPA? ● Dificultad de limpieza debido a los polímeros 	<ul style="list-style-type: none"> ● Restricciones en la densidad (10,4 -12,1; 13,3 con NaBr) ● Problemas potenciales con la limpieza de polímeros ● Dificultad para generar polímeros en salmuera 	<ul style="list-style-type: none"> ● Costoso ● Dificultad para generar polímeros en salmuera 	<ul style="list-style-type: none"> ● Sensible a la contaminación de lodos con polímeros ● Problemas potenciales debido a la mezcla de bentonita con el fluido del yacimiento ● Limitado control de pérdidas de circulación con respecto a los lodos con polímero 	<ul style="list-style-type: none"> ● Restricciones ambientales ● Daño potencial debido al uso de surfactantes de baja permeabilidad y yacimientos de gas ● Naturaleza no conductiva limita la adquisición de datos

Ventajas y desventajas de varios fluidos de perforación.

tiempo de contacto mediante mejores velocidades de avance de la perforación. Esta selección debe tener en cuenta si el uso de los diversos lavados y quebradores, diseñados para remover el revoque, resultará conveniente, o bien terminará por producir más daño. Como alternativa se debe simplemente eliminar los lavados y producir el fluido de perforación por reflujo durante la completación. El uso de un fluido tal como el MMH, que produce un revoque que se remueve con mayor facilidad que el de la salmuera o del OBM, debe ser la mejor solución para algunos pozos. Sin embargo, la cuestión se vuelve aún más complicada cuando el fluido producido también debe pasar a través de los filtros de producción. Las partículas grandes que no afectan la formación pueden obstruir los huecos de los tamices.

Conclusión

La pregunta clave, entonces, es la siguiente: ¿cómo se puede predecir la probabilidad de que un determinado fluido afecte la permeabilidad de una formación o el comportamiento de los filtros de producción de tal manera que incida en la producción del pozo? La respuesta a esta pregunta dependerá de muchos factores que son específicos de cada pozo. Nadie puede sugerir responsablemente el uso de un fluido en particular sin tener en cuenta los demás

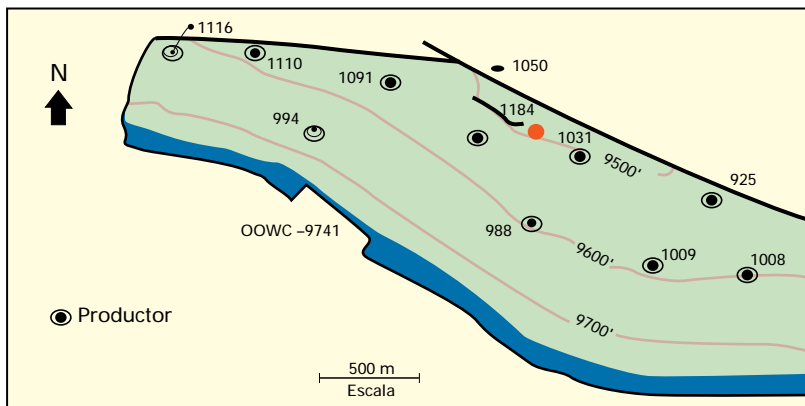
parámetros, incluyendo la consideración del tipo y la calidad del yacimiento, el diseño de la completación del pozo, la profundidad del daño con respecto a la longitud de los cañoneos (si existieran), y el mecanismo y la eficiencia de la remoción del revoque (en las completaciones a hueco abierto), además de los parámetros habituales que inciden directamente en la perforación. En la Fig. 3.17 se destacan las principales ventajas y desventajas de cada uno de los varios fluidos de perforación posibles.

Para responder en forma completa a las preguntas cruciales relativas al daño de la formación causado por el fluido de perforación, es necesario realizar pruebas con núcleos y en condiciones que reflejen tanto como sea posible las condiciones reales del yacimiento, y confirmar los resultados con datos de producción reales tomados de pozos perforados con una variedad de tipos y calidades de fluidos de perforación.

PREDICCIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL HOYO

El yacimiento B-Inferior perteneciente a la Formación Misoa está ubicado en la zona Norte del Bloque III en el Lago de Maracaibo. En el mapa estructural (Fig. 3.18) se observa que la parte superior del yacimiento se encuentra sobre el bloque levantado de un sistema de fallas, que actúa como sello hacia el norte. Un contacto agua-petróleo, ubicado originalmente a 9.741 pies de profundidad, constituye el límite de la acumulación hacia el sur. El buzamiento estructural es bastante uniforme, con una inclinación de 2° a 4° hacia el sur-sureste.

Figura 3.18



Mapa estructural del yacimiento B-Inferior.

La producción acumulada del yacimiento B-Inferior es de 26 MMbn y las reservas remanentes se estiman en 36 MMbn. La producción actual, de aproximadamente 7.000 bppd, proviene de siete pozos activos.

El yacimiento se caracteriza por la presencia de cuerpos arenosos cuyo espesor oscila entre 40 y 120 pies, separados por intercalaciones arcillosas de 10 a 30 pies de espesor. Está dividido en tres unidades de flujo, de las cuales la unidad superior, denominada B-6, es la de mayor potencial, debido a que, además de estar estructuralmente más alta, dicha arenisca presenta mejor desarrollo y continuidad. Por lo tanto, la perforación del pozo horizontal VLC-1184 en la unidad B-6 se consideró como la opción adecuada para lograr un drenaje más eficiente de las reservas remanentes y evitar la producción prematura de agua debido a la conificación.

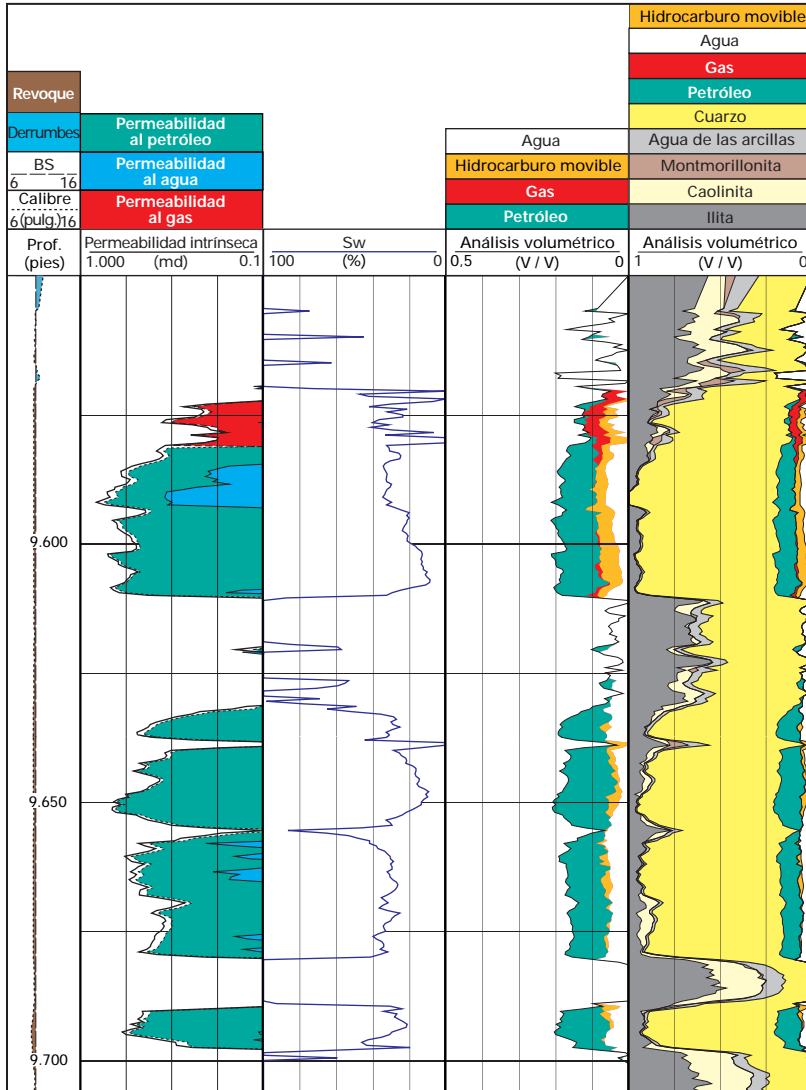
En primer lugar, se perforó un pozo piloto vertical para adquirir la información básica y realizar los análisis necesarios para planificar la sección horizontal. El pozo piloto se ubicó buzamiento arriba, lo más lejos posible; mientras que—al mismo tiempo—se trató de minimizar el riesgo de cortar la falla. Como criterio adicional para escoger esta ubicación, se tuvo en cuenta la distancia horizontal requerida para el tramo lateral del pozo.

Zona de interés para el tramo horizontal

Con el objeto de recopilar la información necesaria para caracterizar la Formación B-Inferior, y evaluar la estabilidad del hoyo, se realizaron numerosas tareas de perfilaje y extracción de núcleos en el pozo piloto de 9½ pulgadas. El análisis volumétrico ELAN obtenido a partir de los registros a hueco abierto en el yacimiento B-6 (Fig. 3.19) muestra que los dos cuerpos de areniscas se encuentran separados por una capa de lutitas de 20 pies de espesor. La arenisca inferior tiene un espesor de 51 pies y la porosidad efectiva oscila entre 18 y 20%, mientras que la saturación de petróleo varía entre el 70% y 90%. La arenisca superior, cuyo espesor es de 40 pies aproximadamente, es un poco más limpia y, en consecuencia, la porosidad efectiva es de 1 a 2% más elevada. Estos datos se validan con el análisis de los núcleos, que muestran una arenisca de grano más grueso. La saturación es similar y la permeabilidad, equivalente a 500 md, es un poco más elevada. La arcillosidad, sin embargo, aumenta significativamente en los 10 pies superiores, con la consiguiente reducción de la porosidad efectiva. El análisis de los núcleos revela la presencia de una arenisca de grano muy fino en esta zona.

Se escogió la arena superior para perforar la sección horizontal del pozo, debido a que su posición estructural más elevada demoraría la producción de agua. Las mediciones de presión obtenidas con el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT*

Figura 3.19



Análisis volumétrico a partir del programa ELAN del yacimiento B-6. Este muestra dos cuerpos arenosos separados por una arcilla.

resultaron de importancia fundamental. En efecto, las mediciones indican un potencial de presión uniforme en todo el yacimiento B-6 (Fig. 3.20, véase página siguiente), lo cual indica que ambas areniscas se hallan conectadas hidráulicamente, probablemente debido a que la capa de lutitas—que separa ambos cuerpos arenosos—no es continua. Por lo tanto, al producir de la arenisca superior, se drena también la capa inferior.

El espesor de esta arenisca debería proporcionar un margen de seguridad adecuado para perforar el tramo horizontal. Para reducir el riesgo de cortar la falla, se decidió perforar la sección horizontal de este a oeste, considerando que el pozo VLC-1050 proveería un control excelente de la falla en esa dirección (Fig. 3.18).

Análisis de la estabilidad del hoyo

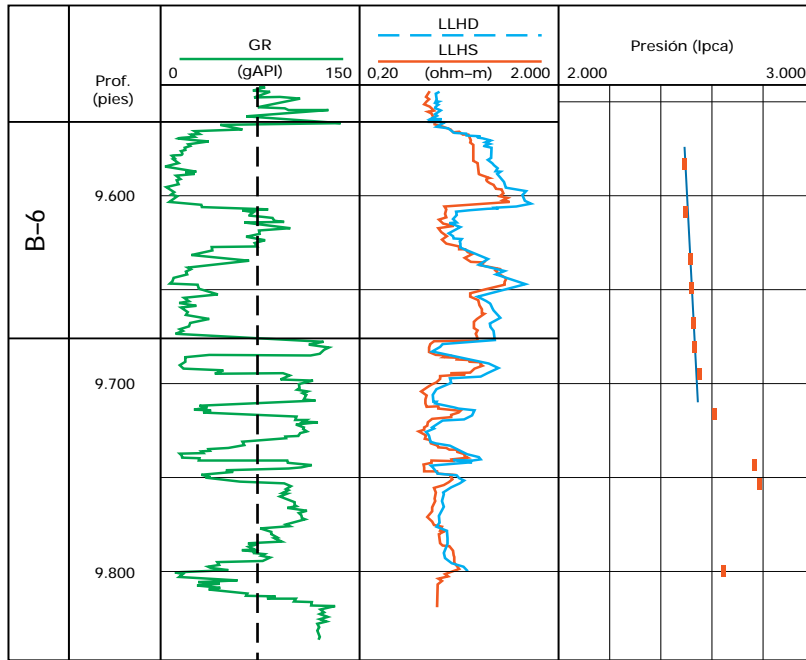
En base a la información proveniente del pozo piloto, se realizó un análisis de estabilidad para garantizar que sería posible perforar el tramo horizontal dentro de la arenisca de interés y en la dirección planificada sin provocar rupturas en la roca, como por ejemplo colapso o fracturación. Una vez determinada la dirección del esfuerzo mínimo horizontal; que sería la dirección de preferencia para perforar el hoyo, por razones mecánicas, se realizó una simulación de estabilidad para estimar la densidad del lodo necesaria para sostener las paredes del hoyo.

Determinación de la dirección del esfuerzo mínimo horizontal

Para determinar la dirección del esfuerzo mínimo horizontal, los principales datos utilizados fueron: los dos calibres obtenidos por la herramienta de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total FMI*; y el registro de anisotropía obtenido con los datos de la herramienta de Imagen Sónica Dipolar DSI*.

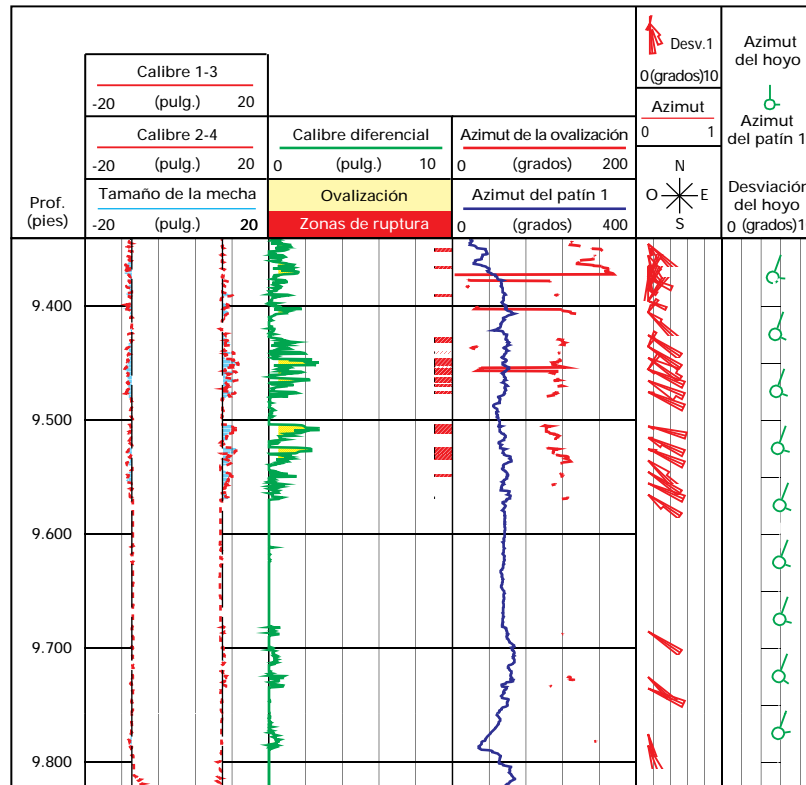
El Registro de Orientación de Rupturas (BOL) computa la ovalización del hoyo en dos direcciones perpendiculares según los dos calibres del FMI. La diferencia entre los dos calibres, o “calibre diferencial”, indica la ovalización en la dirección del calibre que presenta el ensanchamiento mayor. Las ovalizaciones constituyen una forma de ensanchamiento provocada por diferencias en los esfuerzos horizontales y se identifican por cambios abruptos en el calibre diferencial. El azimut de estos esfuerzos indica la dirección del esfuerzo horizontal mínimo.

Figura 3.20



El perfil de presiones del MDT indica un único gradiente a lo largo de todo el yacimiento B-6.

Figura 3.21



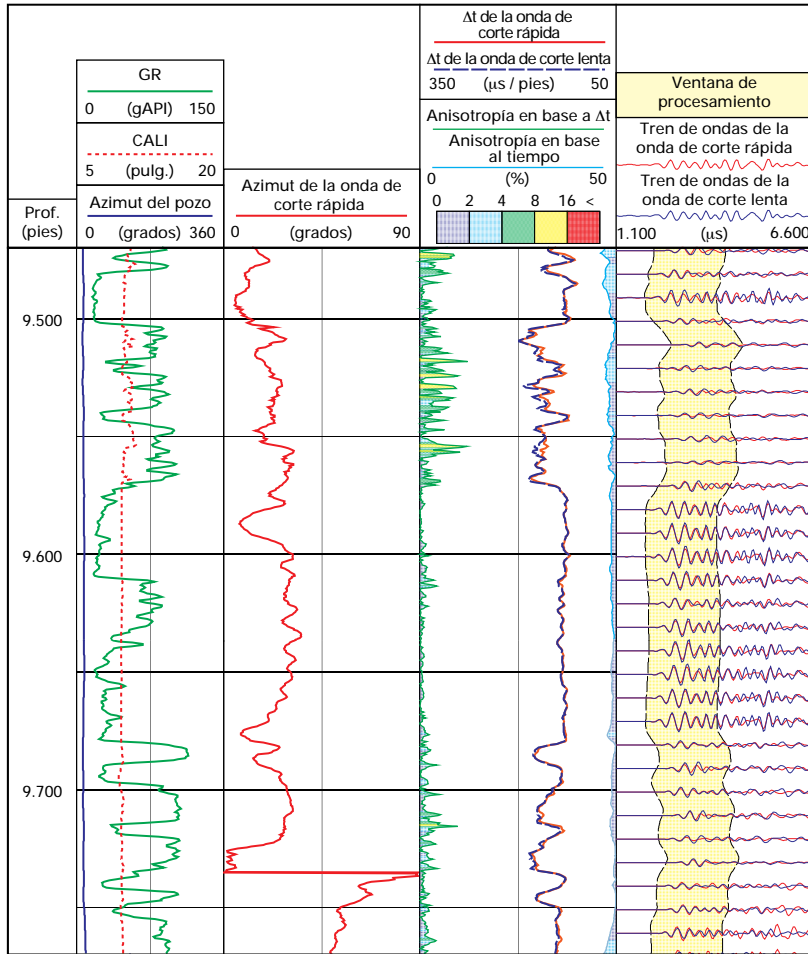
Perfil de ovalización computado a partir del perfil de calibre y de los datos del FMI.

En la Fig.3.21 se observan los resultados del proceso BOL en el pozo VLC-1184 en el intervalo comprendido entre 9.820 y 9.330 pies. En la Pista 1 aparecen los valores reales y nominales de los dos calibres. En la Pista 2 se observa el calibre diferencial con el sombreado amarillo, que indica valores que están por encima del umbral de ovalización. Los indicadores de la derecha destacan los intervalos que tienen la mayor probabilidad de sufrir rupturas. En la Pista 3, aparece el azimut del patín 1 del FMI, junto con el azimut del eje mayor del hoyo. Este azimut se computa sólo cuando la ovalización está por encima del umbral. En la Pista 4, la distribución de las rupturas se presenta junto con la orientación del hoyo. Al no existir rupturas en el yacimiento B-6, no se puede evaluar la dirección de los esfuerzos horizontales por este medio. Sin embargo, el intervalo de lutitas que se encuentra por encima, muestra un cierto deterioro por rompimientos distribuidos alrededor de un azimut de 118°.

En un medio anisotrópico, como por ejemplo una roca que exhibe diferencias de esfuerzo horizontal, las ondas sísmicas de corte se separan en dos ondas polarizadas perpendicularmente entre sí. Una componente, la onda de corte rápida, está orientada en la dirección del esfuerzo máximo horizontal; y se transmite a mayor velocidad que la segunda componente, la onda de corte lenta, que es paralela a la dirección del esfuerzo mínimo horizontal.

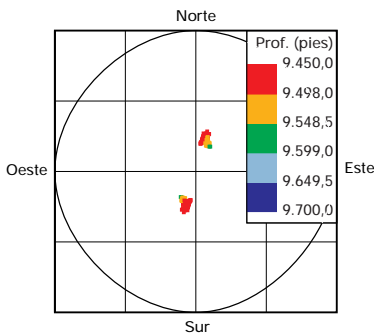
El perfil de anisotropía computa el tiempo de tránsito de las ondas de corte lenta y rápida, y el ángulo de polarización de la onda rápida, utilizando la herramienta DSI en el modo de "Ambos Dipolos Cruzados". Este modo consiste en registrar información de la onda de corte en cada receptor dipolar ortogonal de la herramienta DSI para cada disparo de las fuentes dipolares ortogonales (recuadro DSI, 4-35). El modo de adquisición ofrece dos componentes alineados y dos componentes cruzados. Es improbable que

Figura 3.22



El perfil de anisotropía del DSI se utiliza para estimar la dirección de la onda de corte rápida.

Figura 3.23



Los resultados del perfil de anisotropía del DSI pueden también presentarse como gráfico de coordenadas x-y.

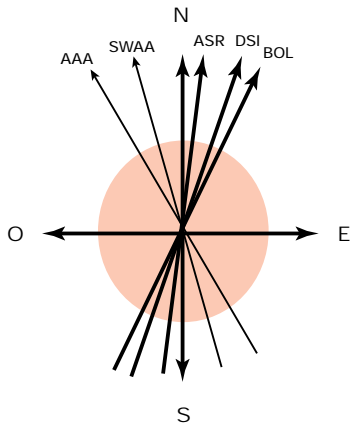
alguno de estos cuatro componentes esté alineado con las ondas de corte lentas o rápidas. Sin embargo, los datos de los cuatro componentes contienen toda la información azimutal; de manera que se pueden extraer el azimut de la onda de corte rápida y los tiempos de tránsito de la onda de corte lenta y rápida, mediante el uso de un proceso denominado “técnica de rotación de componentes” (Alford, 1986). La dirección de la onda de corte rápida medida proporciona la dirección del esfuerzo horizontal máximo. La herramienta DSI se corre en combinación con una herramienta de inclinometría, de manera que la dirección computada se puede referir al norte.

En la Fig. 3.22 se observa el registro de anisotropía acústica obtenido en el pozo VLC-1184 a lo largo del intervalo comprendido entre 9.560 y 9.710 pies. En la Pista 3 aparecen los tiempos de tránsito de las ondas de corte rápida y lenta y el porcentaje de anisotropía computado con dos métodos diferentes. Estos dos métodos proveen dos cantidades, la anisotropía basada en el Δt , derivada de la diferencia de tiempo de tránsito; y la basada en el tiempo, que se deriva de la diferencia del tiempo de arribo entre las dos ondas de corte. El azimut de la velocidad de corte rápida (el azimut del esfuerzo horizontal máximo) se muestra en la Pista 2. En la Pista 4 aparecen las formas reales de las ondas de corte rápida y lenta obtenidas con el receptor 7, además de la ventana de procesamiento. Cuando la anisotropía es más elevada se puede apreciar la diferencia de tiempo entre las formas de las ondas.

Para facilitar el análisis de la tendencia del azimut de la onda de corte rápida, conviene desplegar el mismo sobre un gráfico de coordenadas x-y, escalado en las direcciones este-oeste y sur-norte sobre los ejes horizontal (x) y vertical (y), respectivamente (Fig. 3.23). El color de los puntos indica el rango de profundidad. La dirección de la onda de corte rápida en el pozo VLC-1184 es coherente en la totalidad del intervalo, con un azimut promedio de 15°.

El núcleo obtenido en el intervalo comprendido entre 9.540 y 9.600 pies se tomó orientado, de manera de poder realizar mediciones de orientación del campo de esfuerzos, para comprobar la dirección del esfuerzo máximo derivado de los registros del pozo. Se emplearon varios métodos, tales como la Recuperación Inelástica de Deformación (ASR), la Anisotropía de Amplitud de la Onda de Corte (SWAA) y el Análisis de Anisotropía Acústica (AAA).

Figura 3.24



Dirección del esfuerzo horizontal máximo. Comparación entre valores obtenidos a partir de perfiles y de núcleos.

En el método AAA, se utilizan velocidades anisotrópicas como indicaciones de la orientación de los esfuerzos en sitio. Las velocidades se miden en múltiples direcciones en forma perpendicular al eje del núcleo, y en la misma dirección del eje. Se trata de un análisis bidimensional, que se basa en la suposición de que uno de los esfuerzos principales es paralelo al eje del núcleo.

El método SWAA consiste en encontrar la absorción máxima de las ondas de corte propagadas en forma vertical a través de una muestra. Se colocan dos fuentes de ondas de corte a lo largo del eje del núcleo y una de ellas se hace rotar con pequeños incrementos angulares. Se mide la amplitud de la onda de corte con cada incremento y se determina la amplitud mínima de la onda de corte. A partir de la dirección del núcleo que corresponde a la amplitud mínima se infiere la dirección del esfuerzo horizontal máximo en sitio.

El método ASR se basa en el monitoreo del decaimiento del esfuerzo—que se produce en el tiempo— de los núcleos orientados, recién extraídos. Se mide la recuperación del esfuerzo, debido al decaimiento de la muestra separada de la masa de la muestra (núcleo), y se relaciona con la dirección de las magnitudes de los esfuerzos en sitio, mediante relaciones elásticas o viscoelásticas. El ASR es una medición completamente tridimensional y no depende de suposiciones respecto de la magnitud o la dirección de ninguno de los esfuerzos principales.

Figura 3.25

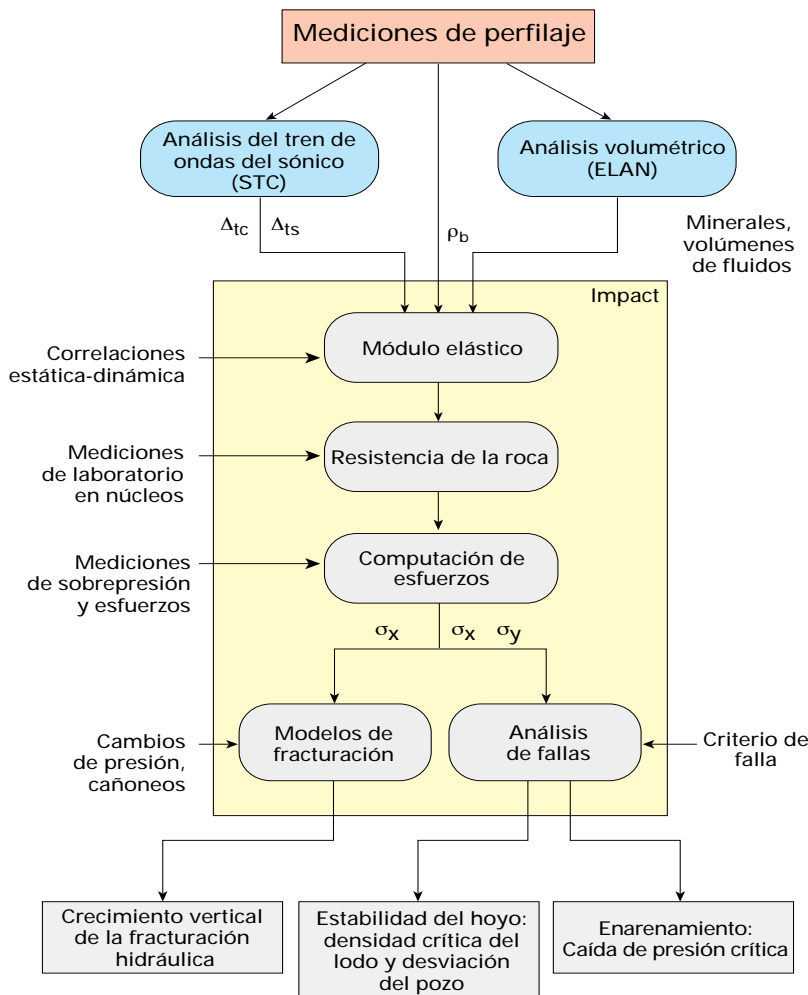


Diagrama de flujo del programa IMPACT.

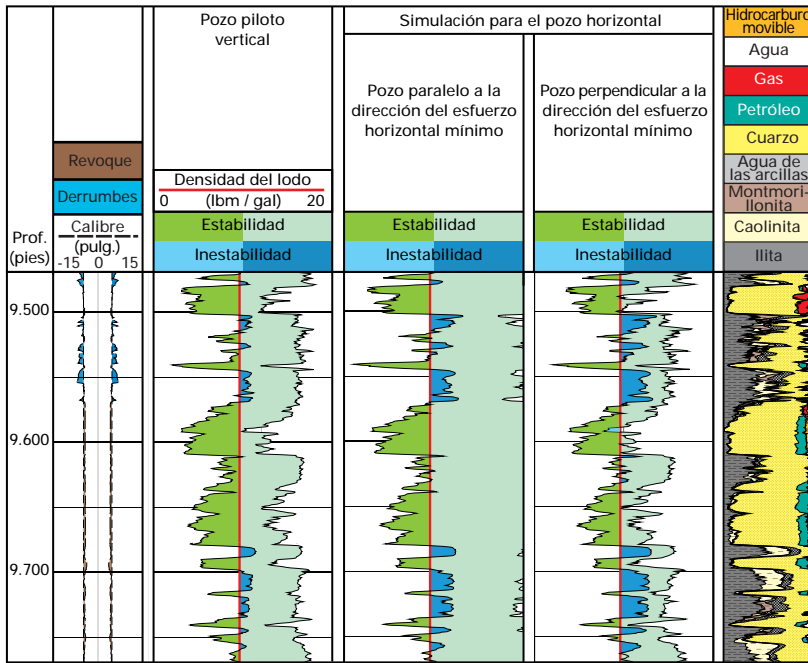
En la Fig. 3.24 se establece una comparación entre las direcciones del esfuerzo máximo horizontal obtenidas con perfiles de pozo y las obtenidas a partir de mediciones de los núcleos. La dirección obtenida con ambos métodos (NNE) concuerda con los resultados derivados de la técnica ASR, basada en mediciones de núcleos. Por el contrario, con los métodos AAA y SWA se obtuvo una dirección NNO, que no coincide con los anteriores.

Las mediciones tridimensionales de núcleos también presentan un esfuerzo máximo orientado a 45° respecto de la vertical. Teniendo en cuenta que los esfuerzos principales no se encuentran en un plano horizontal, las mediciones bidimensionales—como AAA y SWA—no resultan demasiado confiables.

Simulación de la estabilidad del hoyo y predicción de la densidad del lodo

La simulación de la estabilidad del hoyo se realiza con un programa interactivo denominado IMPACT*, que analiza y predice lo que ocurre en el hoyo mediante la integración de perfiles, ensayos y mediciones de núcleos. Los datos se organizan en rutinas individuales que computan módulos de elasticidad, resistencia de la roca y esfuerzos (Fig. 3.25). Una vez

Figura 3.26



Simulación de la estabilidad del hoyo efectuada con el programa IMPACT.

realizada la evaluación de las propiedades mecánicas, el usuario elige la aplicación que corresponde al problema que debe analizar, por ejemplo, diseño de fracturación hidráulica, evaluación de estabilidad del hoyo y enarenamiento.

El programa IMPACT requiere, como mínimos datos de entrada, los registros de tiempo de tránsito de las ondas compresivas y de corte, un perfil de densidad y un análisis volumétrico de la formación; como por ejemplo, los resultados de una computación ELAN.

La primera rutina computa los módulos elásticos dinámicos utilizando uno de los siguientes modelos, a saber: de componente único, de Biot-Gasmann o del módulo de cizallamiento. Para relacionar los módulos elásticos derivados de los perfiles con los módulos estáticos medidos a partir de los núcleos, se dispone de herramientas de análisis estadístico. Los módulos elásticos dinámicos en el pozo VLC-1184 se calcularon utilizando un modelo de Componente Único, en el cual los módulos elásticos son función solamente de la densidad de la roca y de las velocidades de la onda compresiva y de corte.

La segunda rutina calcula los módulos estáticos y los parámetros de resistencia de la roca a partir de los módulos elásticos y los volúmenes de la formación. Se dispone de diversas correlaciones empíricas, y se pueden utilizar las mediciones de los núcleos como datos de entrada, para correlaciones definidas por el usuario. En el pozo VLC-1184, se compararon los valores de Resistencia Compresiva No Confinada (UCS) calculados a partir de distintas correlaciones con los valores obtenidos mediante mediciones de laboratorio realizadas sobre núcleos extraídos de pozos vecinos. Se seleccionó la correlación “Brie” (Brie, 1996), por cuanto resultaba más adecuada.

En la rutina siguiente, el esfuerzo vertical se evalúa en base a la integración de la densidad de la formación o de un gradiente geostático, la presión en los poros se calcula a partir de un gradiente de presión de los poros—calibrado con puntos de presión medidos con el MDT—y los esfuerzos horizontales se derivan del esfuerzo vertical a través de una variedad de modelos. Asimismo, se puede utilizar información externa; por ejemplo, en el programa IMPACT corrido en el pozo VLC-1184, el esfuerzo mínimo horizontal se determinó a partir de una operación de minifrac realizada en el pozo VLC-988, vecino al hoyo horizontal planificado.

La rutina de análisis de ruptura para las aplicaciones de estabilidad del hoyo, utiliza modelos de ruptura en las cercanías de hoyos inclinados. Para el pozo VLC-1184, se empleó el modelo de Mohr-Coulomb para realizar simulaciones de estabilidad, en dos casos extremos: el hoyo horizontal paralelo a la dirección del esfuerzo mínimo horizontal o paralelo al esfuerzo máximo horizontal.

En la Fig. 3.26 se muestran los resultados de las simulaciones del hoyo horizontal en ambos casos (Pistas 3 y 4), además del análisis de estabilidad mecánica realizado para el pozo piloto vertical (Pista 2). El rango de seguridad de densidad del lodo representa aquellas densidades que pueden sostener las paredes del hoyo en forma estable.

Si la densidad real del lodo está por debajo del valor de seguridad pueden producirse rompimientos o el colapso del pozo; mientras que si la densidad del lodo es demasiado elevada, puede provocar fracturas en la formación.

En el hoyo vertical, la densidad real del lodo (línea roja) se encuentra dentro del rango de seguridad para la totalidad del yacimiento B-6, y en efecto, el registro calibrador de la Pista 1 no evidencia ningún daño en el hoyo, por ser vertical. En la capa de lutita, sin embargo, el calibrador indica daños de la formación, cuando la densidad del lodo se encuentra fuera del rango de seguridad.

Cuando el hoyo es paralelo al esfuerzo horizontal mínimo, el rango de seguridad es bastante amplio, en especial en el caso de las areniscas. En realidad, este rango de seguridad es más grande que en el hoyo vertical, debido al estado de los esfuerzos presente en el área. El minifrac indicó que:

$$T_y - T_x > T_z - T_x$$

siendo T_x , T_y , T_z los valores de esfuerzo mínimo horizontal, máximo horizontal y vertical, respectivamente.

Cuando se perfora el hoyo horizontal en forma perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, el rango de seguridad se reduce en gran medida y la estabilidad mecánica podría llegar a ser marginal en el medio de la zona de interés (arenisca superior).

Perforación de la sección horizontal y resultados de producción

Después de colocar un tapón de cemento en el pozo piloto vertical, se inició un pozo desviado de 9% pulgadas a 9.128 pies, que se perforó con un radio de curvatura de 13° cada 100 pies hasta que la inclinación alcanzó los 77,5° a una profundidad de 9.737 pies (profundidad medida, MD). A esa profundidad el azimut era de 313°, lo cual corresponde a una trayectoria óptima, tanto para evitar la falla como para minimizar el esfuerzo sobre las paredes del pozo. Se colocó un revestidor de 7 pulgadas y el tamaño del hoyo se redujo a 6½ pulgadas. El ángulo final de 90° se alcanzó en la zona de interés a una profundidad de 9.579 pies (profundidad medida).

La sección horizontal se perforó a lo largo de 1.237 pies con un azimut que oscilaba entre 311,5° y 315°. Se produjeron algunos inconvenientes operativos durante la completación y finalmente se decidió dejar abierta la sección horizontal. La producción inicial del pozo VLC-1184 alcanzó los 2.000 bppd y después de siete meses era de 1.700 bppd con un corte de agua de 0,5%. Estos resultados demuestran que, tal como se había previsto a partir de los registros y los núcleos, la estabilidad del pozo era suficiente para realizar una completación a hueco abierto.

GEONAVEGACION

La geonavegación es la navegación en tiempo real de pozos horizontales y de alto ángulo, mediante la evaluación de formaciones durante la perforación. Sirve para guiar los pozos a sus destinos geológicos óptimos, en vez de dirigirlos hacia ubicaciones geométricamente predeterminadas, que posiblemente no sean las óptimas. La perforación direccional ha evolucionado hasta tal punto, que el objetivo geométrico se puede alcanzar

con un alto grado de precisión. Desafortunadamente, los mapas geológicos basados en los datos de sísmica de superficie y de pozos vecinos, no son tan precisos como uno quisiera. Las incertidumbres con respecto a la profundidad y la posición lateral de la zona de interés se combinan con la imposibilidad de predecir eventos sutiles, como cambios mínimos en el buzamiento de la formación, acuña- mientos y fallas de desplazamiento pequeño.

Además de ser capaz de realizar un trabajo de perforación direccional de buena calidad y de respuesta rápida, un sistema de geonavegación incluye tres componentes fundamentales. En primer lugar, su capacidad de obtener información azimutal lo más cerca posible de la mecha. Cuanto más lejos de la mecha se obtenga una medición, se tardará más tiempo para observar, por ejemplo, que el hoyo se aleja de la zona de interés, y será más complejo corregir su trayectoria. La información azimutal indica si el hoyo se está alejando del tope o de la base del yacimiento. En segundo lugar, para poder navegar realmente el hoyo, el perforador direccional necesita tener una idea acabada de los cambios ocurridos en las mediciones de fondo, en cuanto a la geometría de la formación, y tener una cierta idea de lo que se espera si realiza una corrección del curso. Esta información se obtiene a partir de la planificación previa y la simulación de la zona de interés y de las formaciones circundantes, y es preciso que esté desplegada en una pantalla al pie del pozo, junto con los datos registrados durante la perforación. Puesto que la geometría exacta no se puede predecir con la precisión requerida, se preparan diferentes escenarios, que representan las posibles respuestas a las alternativas más probables. Esta es la única manera de navegar un hoyo desde el punto de vista geológico y no geométrico. Por último, es importante contar con un coordinador de geonavegación al pie del pozo, que será responsable de la coordinación entre el geólogo, el ingeniero que se encarga del perfilaje durante la perforación (LWD), el perforador direccional y toda otra persona que participa en la operación.

La información azimutal se obtiene mediante la Herramienta de Geonavegación (GeoSteering*), la cual suministra una medición de resistividad azimutal y de GR a sólo 2,5 pies de la mecha. En pozos perforados con lodos a base de petróleo o de agua muy dulce, la única medición de resistividad que funciona es la de resistividad frente a la mecha, y sólo en forma

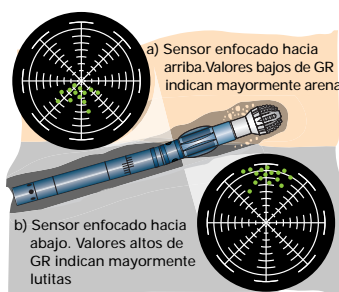
cualitativa. Esto se debe a que, a diferencia de los otros electrodos, la mecha está en contacto con la formación. Esto permite que la corriente pase entre la formación y cualquier otra porción de la sarta de perforación que se encuentra en contacto con la misma; por ejemplo, un estabilizador. En este tipo de lodos es necesario utilizar una medición basada en la inducción, como la herramienta de Resistividad Compensada ARC5*, a pesar de que la distancia detrás de la mecha es mucho mayor. La planificación previa y la simulación se realizan a través del programa PowerPlan y de INFORM* (página 3-25), y por medio de la pantalla de geonavegación que se encuentra al pie del pozo.

En la práctica, para diferentes situaciones se utilizan distintas variantes. Uno de estos casos es el “Geostopping”—que consiste en la utilización de datos LWD para determinar las profundidades donde se va a asentar el revestidor, tan cercanos a la zona de interés como sea posible. Resulta claro que cuanto más cerca de la mecha se encuentre la medición, la profundidad a la que se asienta el revestidor se podrá seleccionar con mayor exactitud. En otras situaciones las mediciones de geonavegación son suficientes para indicar si el hoyo se aleja de la formación y si lo hace por el tope o por la base. Al respecto se muestra un ejemplo. En otros casos, se utilizan los modelos previos y la geonavegación para mantener el hoyo dentro de la zona de interés, como se observa en el último ejemplo.

Mediciones de tope y base

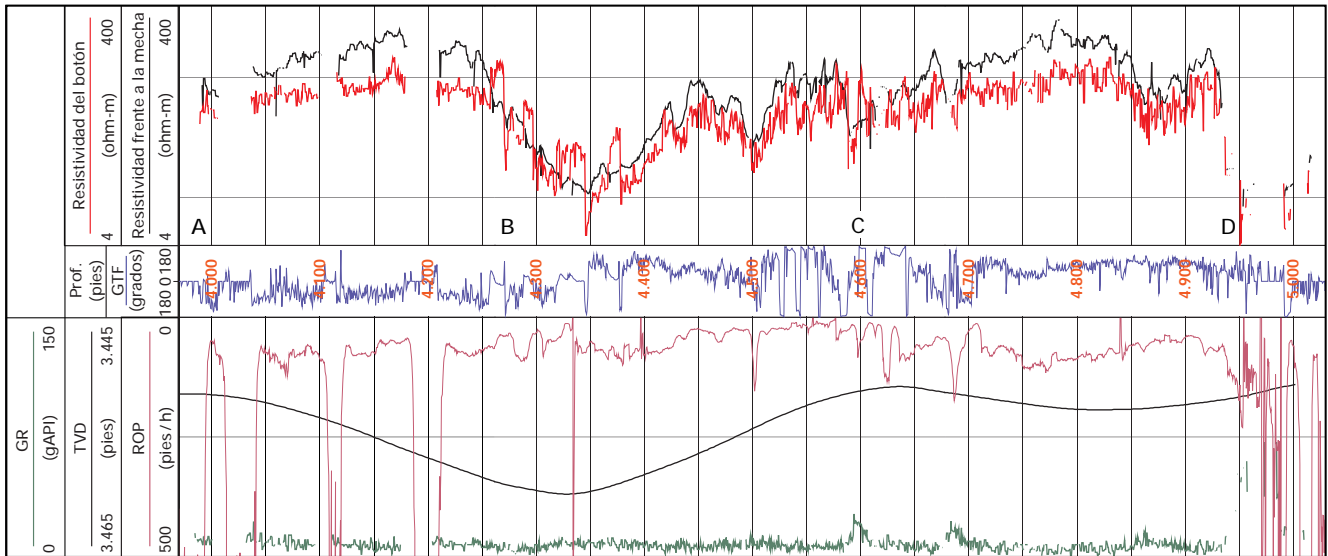
En la Fig. 3.27 se observa el principio de utilización de la herramienta GeoSteering para realizar mediciones de tope y base. Las lecturas de estaciones de punto único se toman con el sensor orientado hacia arriba o hacia abajo. Estas lecturas se indican en un gráfico polar donde el cero se ubica en el centro y los valores aumentan hacia el perímetro. En este caso, cuando el sensor está orientado hacia arriba, las lecturas son altas, lo cual indica la presencia de arcillas, mientras que cuando está orientado hacia

Figura 3.27



Mediciones de tope y base: a) por comparación de la resistividad frente la mecha, que mide el promedio alrededor de la herramienta cerca de la mecha, y la resistividad en el botón que se encuentra más atrás, pero se puede colocar hacia arriba o hacia abajo, b) por rotación de los sensores azimutales hacia arriba o hacia abajo.

Figura 3.28



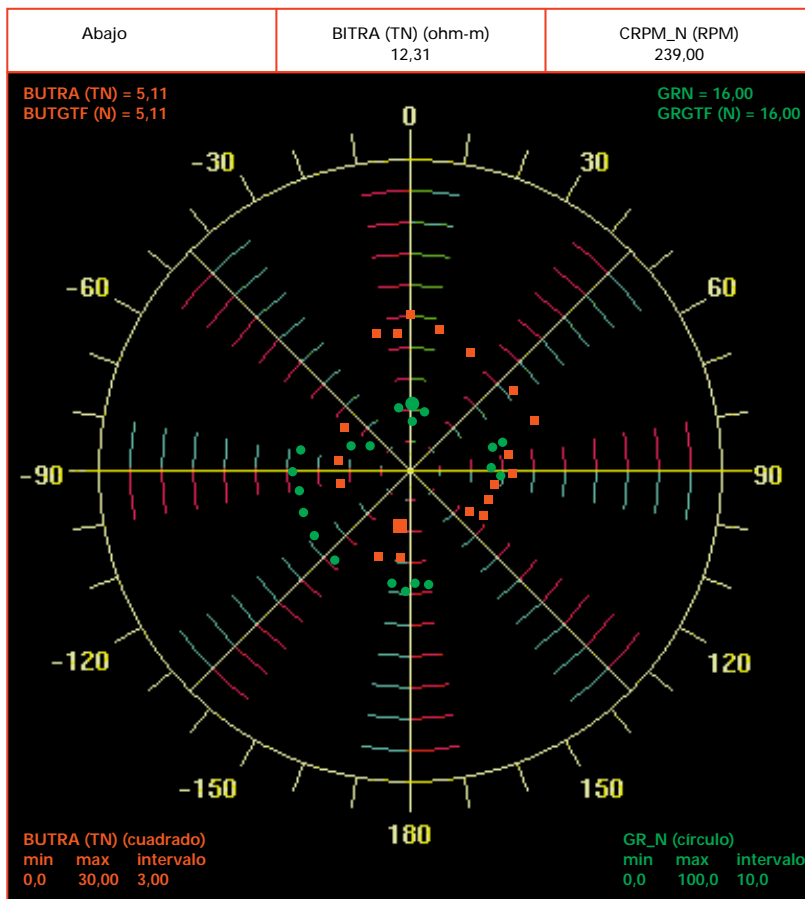
Perfiles de geonavegación en un pozo horizontal. Cuando la herramienta avanza por arrastre, las lecturas de la cara de la herramienta son suaves e indican la dirección de los sensores. Cuando la cara de la herramienta está a 0°, la resistividad está arriba y el GR está abajo; mientras que cuando la cara de la herramienta se encuentra alrededor de los ±180°, la resistividad está abajo y el GR arriba. Los tramos con ausencia de información se deben a las altas tasas de penetración (ROP).

abajo las lecturas son bajas, lo cual indica la existencia de areniscas. El punto más grande corresponde a la última lectura. La resistividad azimuthal se orienta en la dirección opuesta y se utiliza de la misma manera. En forma alternativa la resistividad azimuthal se puede comparar con la resistividad frente a la mecha, que es un promedio azimuthal más cercano a la mecha. La diferencia entre las dos indica la tendencia de los valores de resistividad.

En la Fig. 3.28 se observan los perfiles obtenidos durante la perforación de un pozo horizontal en el Oriente de Venezuela. El objetivo era un intervalo de tres pies de espesor, cuya máxima resistividad (70 ohm-m) se encontraba en un estrato de arena de alrededor de 12 pies de espesor. La zapata del revestidor se colocó a 3.872 pies con el pozo casi horizontal. Alrededor de los 4.000 pies (A), cuando el botón se encontraba hacia arriba, se advirtió que la resistividad frente a la mecha era mayor que la resistividad encima del hoyo (76 ohm-m vs 60 ohm-m—véase Fig. 3.28). La curva de la cara de la herramienta (GTF) en la Pista de

profundidad muestra que en este punto está orientada hacia arriba. Teniendo en cuenta que el pozo había atravesado previamente una larga sección de arcillas, se consideró que se trataba de una indicación clara de que el pozo se encontraba en la dirección correcta, y que no convenía alterar la perforación con una prueba de tope y base. Se tomó la decisión de rotar, con lo cual aumentaron tanto la tasa de penetración como la resistividad. Durante los próximos 250 pies, el hoyo se inclinó hacia abajo mientras que la resistividad se mantuvo elevada. Sin embargo, a 4.250 pies, la resistividad frente a la mecha comenzó a declinar. Dado que esto podía representar el tope de la arena que se movía hacia abajo o bien que se había llegado a la base de la misma, se decidió realizar una prueba azimuthal. En la Fig. 3.28 se observa que, cuando se realizan las pruebas, la resistividad en el botón fluctúa entre los 4.250 pies y los 4.390 pies. La resistividad es claramente más

Figura 3.29



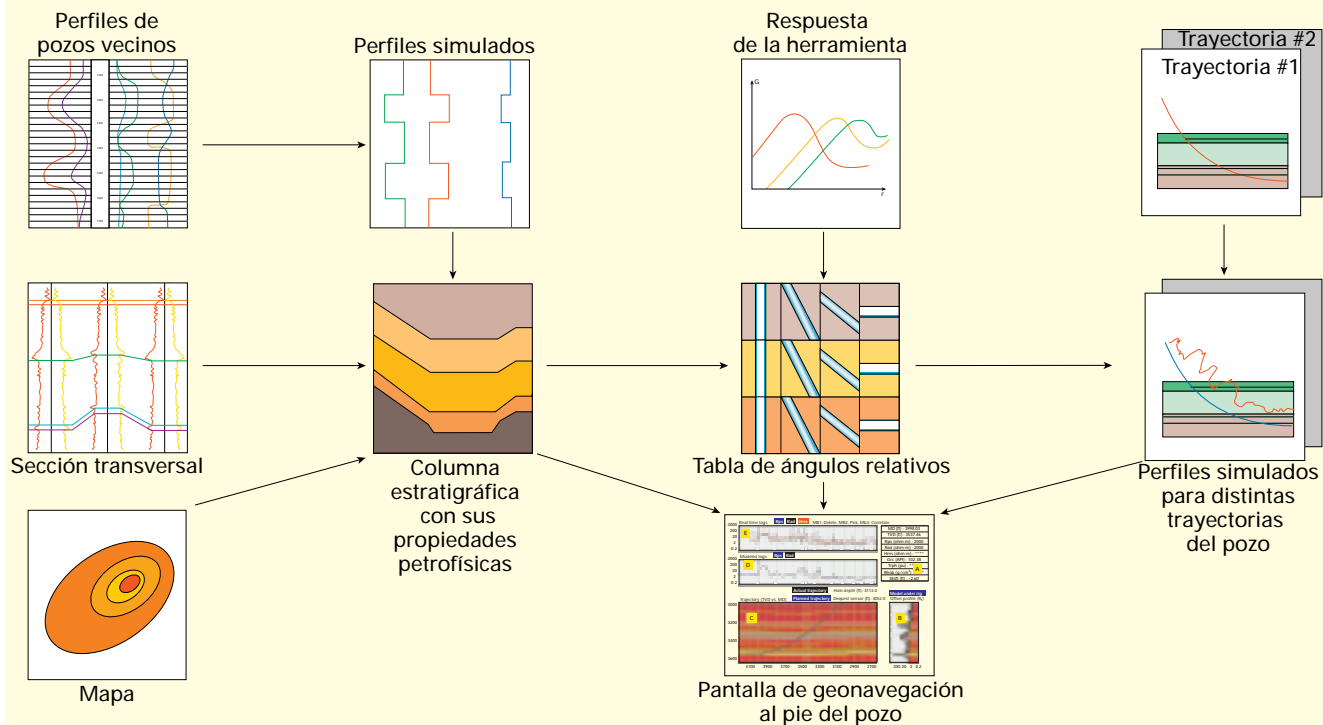
Pantalla al pie del pozo para obtener mediciones azimutales cerca de los 4.990 pies. Los puntos verdes (GR) son más altos debajo del pozo, mientras que los puntos rojos (resistividad) son más altos encima del pozo. Ambos indican una arena de mejores características encima del pozo.

elevada y es mayor que la resistividad frente a la mecha cuando el botón se encuentra hacia arriba; por ejemplo, a 4.265 pies (B). Ello demostraba que el hoyo se acercaba a la base y era necesario reorientarlo hacia arriba. A los 4.330 pies el hoyo se dirigía hacia arriba. Mientras tanto, se continuó realizando el monitoreo de la resistividad azimutal y del GR.

A los 4.600 pies de profundidad medida (C), mientras el dispositivo de ajuste angular se encontraba hacia abajo para reducir el ángulo, la resistividad frente a la mecha comenzó a descender y era inferior que la resistividad de la cara inferior. El GR aumentó mientras que la resistividad del lado inferior se mantuvo alta, alrededor de 70 ohm-m. Este hecho, combinado con el descenso de la resistividad frente a la mecha sugiere que el hoyo había alcanzado el tope de la arena. Se continuó la reducción del ángulo y la resistividad se mantuvo alta durante otros 330 pies.

Luego de 4.950 pies de profundidad medida (D), debido a una abrupta caída de resistividad se realizó una nueva comparación entre el GR y la resistividad por encima y por debajo del hoyo. Se realizaron varias mediciones alrededor de los 4.990 pies y se indicaron en un gráfico polar (Fig. 3.29), que muestran claramente que por encima del pozo el GR es bajo y la resistividad alta, mientras que por debajo del hoyo ocurre lo contrario. Por lo tanto, la mejor arena se encuentra por encima del hoyo. La perforación continuó en dirección ascendente, con un cierto aumento de la resistividad, si bien pronto se comprobó que el hoyo se había alejado de la mejor parte de la arena. Se desvió la trayectoria y se perforó hacia abajo a partir de los 5.000 pies, pero con el mismo resultado. Se llegó a la conclusión de que se había encontrado un acuífero de la arena.

En suma, el hoyo se navegó en una arena de 8 pies de espesor durante más de 1.000 pies, la mayor parte del tiempo dentro de la sección de alta resistividad. Esto se logró por medio de comparaciones regulares de la resistividad de la mecha con las mediciones azimutales realizadas a medida que se avanzaba para controlar el ángulo. Por lo tanto, si bien se produjo un acuífero de la arena 600 pies antes del alcance horizontal esperado, el pozo produjo 1.400 bppd, es decir 700 bppd más de lo estimado.



La simulación teórica integrada INFORM, es un sistema interactivo que opera en una estación de trabajo, desarrollado como apoyo para las operaciones de pozos horizontales, durante las fases de planificación previa de las actividades, y de evaluación de formaciones. En el núcleo del sistema existe un conjunto de modelos de Mediciones Durante la Perforación/ Perfilaje Durante la Perforación MWD/LWD, y de las herramientas de perfilaje, unidas a una pantalla gráfica interactiva. Este sistema, originalmente utilizado como herramienta para el petrofísico, también provee una sólida integración con otras disciplinas de la industria del petróleo.

Se utiliza la información geológica, incluyendo datos de cortes transversales y posiciones de niveles guías en el espacio, durante las tareas de planificación previa de las actividades, como apoyo en la construcción de un modelo petrofísico del prospecto. A este modelo se lo integra con archivos de trayectoria generados en el Centro de Planificación de la Perforación para pronosticar la respuesta a las herramientas MWD/LWD. Todos estos datos son accesibles mediante una base de datos y se los puede visualizar y manejar a través de pantallas gráficas interactivas.

La figura ilustrada más arriba, divide el proceso INFORM en sus pasos sucesivos:

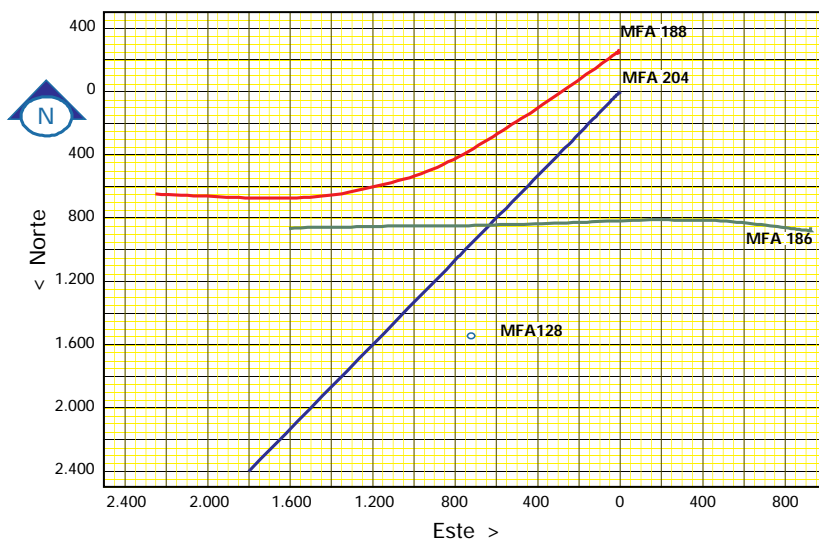
1. Se examinan cortes transversales geológicos, datos sísmicos, mapas isopacos y datos de perfiles de pozos vecinos, a lo

- largo del azimut de la trayectoria planificada del hoyo.
2. Se corrigen los perfiles de pozos representativos de la geología esperada y se los arregla en estratos con propiedades comunes de las formaciones vírgenes a atravesar por la trayectoria del hoyo.
 3. Se hace un corte transversal del modelo geológico dentro del INFORM, representado por una o más columnas de estratos con sus propiedades petrofísicas, asignadas como se definen en el punto anterior.
 4. Se crea una base de datos con la respuesta de los perfiles para ese modelo geológico, en base a las herramientas que se correrán en el pozo planificado—especialmente las herramientas utilizadas para la geonavegación—y se utiliza además el conocimiento detallado de las respuestas a las distintas geometrías. Esta etapa genera las tablas de ángulo relativo o RANGDB.
 5. Las trayectorias planificadas del pozo pueden combinarse con la base de datos de modelos de herramientas, con el objeto de simular posibles respuestas de perfiles para un pozo en particular, antes de su perforación. A dicha simulación se la conoce también como simulación teórica.
 6. Las RANGDB pueden transferirse a la Pantalla de Geonavegación de Anadrill, que permite la investigación en tiempo real, de nuevos escenarios geológicos, al comparar los datos—también en tiempo real—con los perfiles simulados.

Geonavegación con una planificación previa

El geólogo que se encuentra en el pozo o el coordinador de geonavegación deben contar con un plan de tareas inicial, basado en todos los datos disponibles. Además, necesitan un sistema que les permita reconocer cuando la geología se modifica hasta tal punto que sea necesario modificar el plan inicial para alcanzar y mantenerse dentro de la zona de interés. El procedimiento se describe a continuación y se ilustra con un ejemplo de un pozo perteneciente al Campo Arecuna.

Figura 3.30



Plano del pozo propuesto (MFA 204) con los pozos vecinos existentes.

En primer lugar, los perfiles de los pozos que circundan al pozo planeado se grafican en planta y corte transversal vertical con la desviación y la profundidad vertical verdadera (TVD), referidas todas a la ubicación del pie del pozo. La sección vertical se puede ver desde varios azimutes. Por lo general, se selecciona el azimut planeado para el pozo, aunque también se podría desear observar otras perspectivas, como por ejemplo, perpendicular al rumbo geológico. En la Fig. 3.30 se muestra la trayectoria del nuevo pozo MFA 204 proyectada sobre el plano horizontal, con el pozo existente MFA 128 y los pozos horizontales MFA 188 y MFA 186.

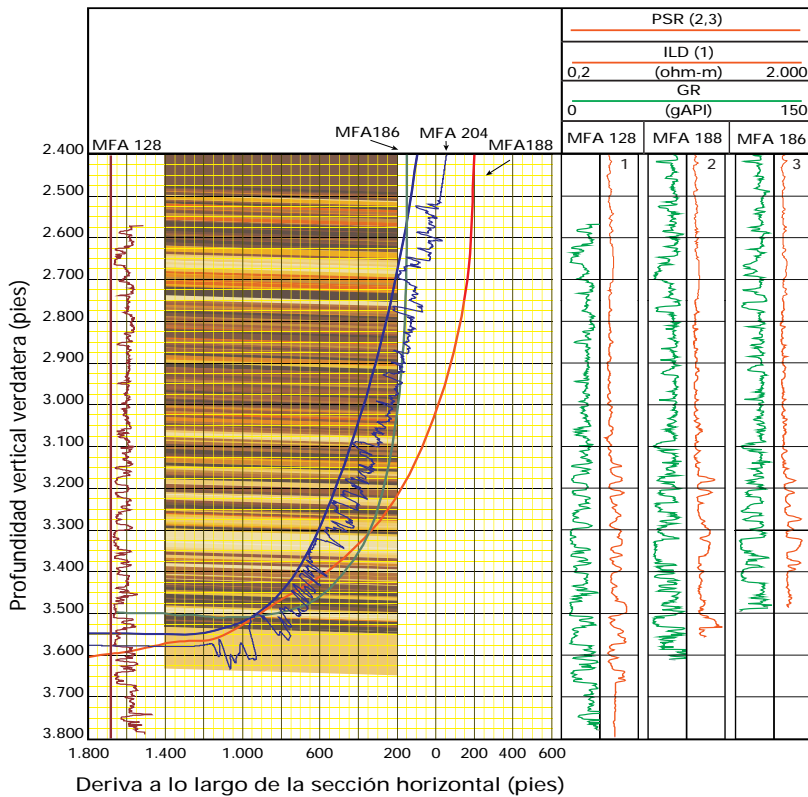
Para poder determinar cuáles son los pozos que mejor representan la geología esperada y cuáles son los marcadores continuos, resulta útil contar con una sección transversal geológica con correlaciones pozo a pozo (obtenida con herramientas como StratLog o WellPix). En esta etapa, se debería observar cuáles son las mediciones que mejor caracterizan los marcadores de los pozos vecinos, para poder decidir qué herramientas conviene utilizar. Es decir, si un contacto gas-petróleo constituye un marcador importante para la ubicación del pozo, las herramientas de densidad-neutrón se deberían incluir como parte del conjunto de fondo LWD, para poder identificar el contacto en cuestión.

Las secciones de sísmica 3-D, tomadas a lo largo del azimut del pozo planeado resultan útiles para determinar la continuidad de los marcadores. Una idea de lo que se espera del buzamiento estructural también se puede obtener a partir de la sección sísmica y se puede utilizar para generar los modelos iniciales.

Planificación previa con INFORM

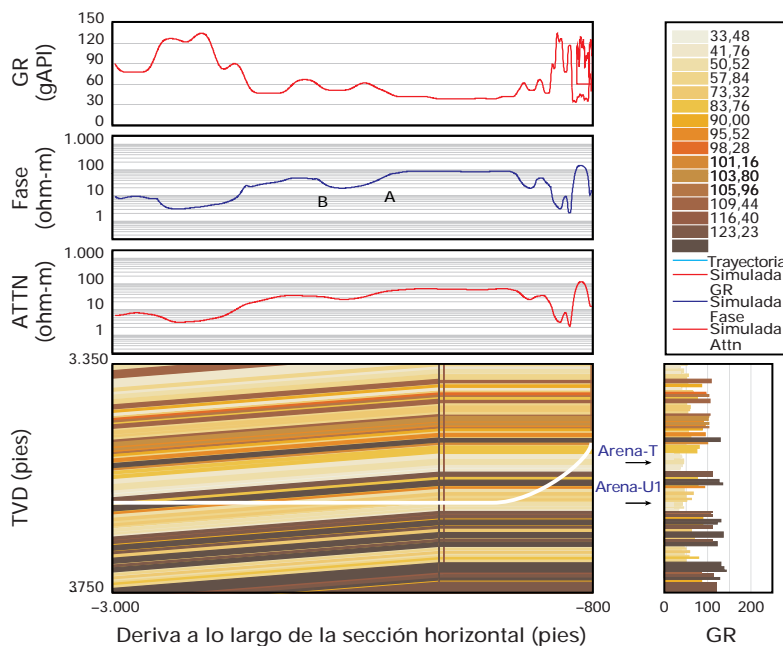
La correlación de los pozos seleccionados para la simulación son convertidos en capas de propiedades petrofísicas. En este caso, los estudios de rayos gamma y de resistividad se consideraron adecuados para identificar el tope de la formación. Se crean modelos computados que representan la respuesta de estos perfiles para muchas de las situaciones que se esperan encontrar. Hoy en día, se pueden simular los principales eventos geológicos bidimensionales, como estratos, buzamientos y fallas (véase recuadro INFORM). Durante la etapa de planificación previa, estos modelos se utilizan para crear perfiles de profundidad medida para varias situaciones geológicas. Estos perfiles, con los que normalmente se realiza un gráfico impreso, pueden servirle al geólogo del pozo (o al coordinador de geonavegación) para elegir las correlaciones durante la ejecución del trabajo.

Figura 3.31



Sección transversal con los registros de los pozos vecinos (derecha) en las inmediaciones del pozo; imagen de GR que buza 1° entre el pozo MFA 128 y el MFA 188; y GR previsto a lo largo de la trayectoria del pozo MFA 204.

Figura 3.32



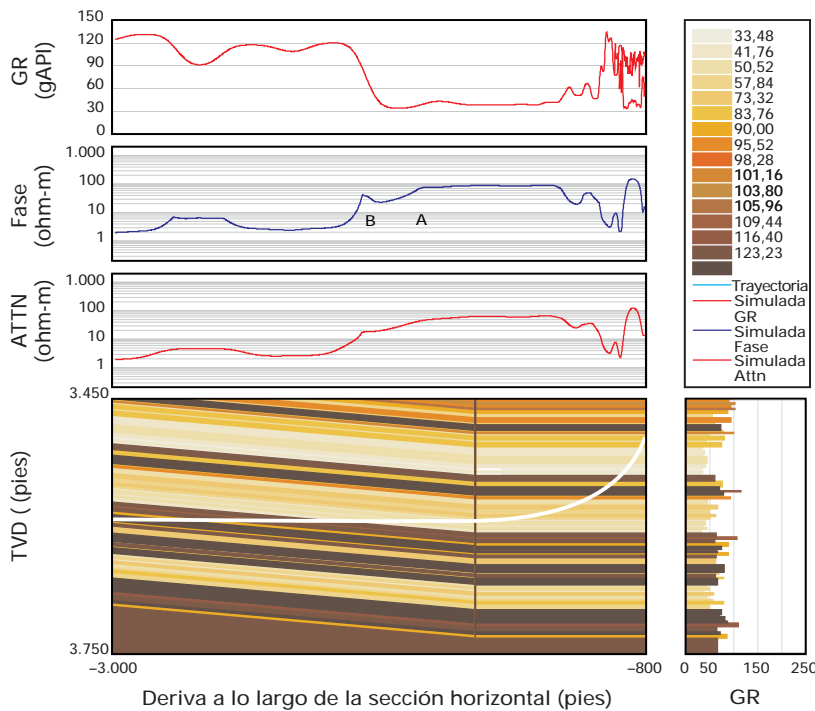
Modelo y perfiles previstos si la trayectoria abandona la zona de interés por el tope de la arena U1.

En la Fig. 3.31 se observa una situación en la que el buzamiento estructural es de un grado, de acuerdo a la correlación del pozo MFA 128 con el MFA 188. Los datos del pozo existente se observan a la derecha de la Fig. 3.31. La imagen central muestra los GR interpolados entre los dos pozos (cuanto mayor es el GR, más oscuro será el color). El pozo planeado se observa en azul oscuro con el GR previsto a lo largo de su trayectoria. Otros escenarios podrían suponer una sección horizontal seguida de una sección de buzamiento aumentado, o bien formaciones horizontales con una falla que cruza en algún punto la trayectoria planificada.

Por muchas razones, puede ocurrir que la zona de interés no coincida exactamente con lo esperado. Las razones pueden ser de orden geológico, debido a cambios de espesor, buzamientos o la presencia de fallas menores; o pueden ser de orden petrofísico, como cambios en los fluidos o en el contenido de lutitas. Por lo tanto, se debe realizar otra etapa de planificación previa para predecir los perfiles en caso de que la zona de interés haya cambiado. Esto constituye un problema, especialmente cuando se utilizan herramientas de resistividad y de GR no orientadas, puesto que se podrá reconocer que se está abandonando el yacimiento, sin saber exactamente si se avanza en dirección ascendente o descendente. La simulación sirve para mostrar qué tipo de respuesta se puede esperar de la herramienta en cada situación y ayudar a realizar las correcciones apropiadas para que el conjunto de fondo retome el rumbo correcto. Inclusive en el caso de la herramienta GeoSteering, la respuesta de otras mediciones puede servir para determinar cómo actuar en situaciones complejas.

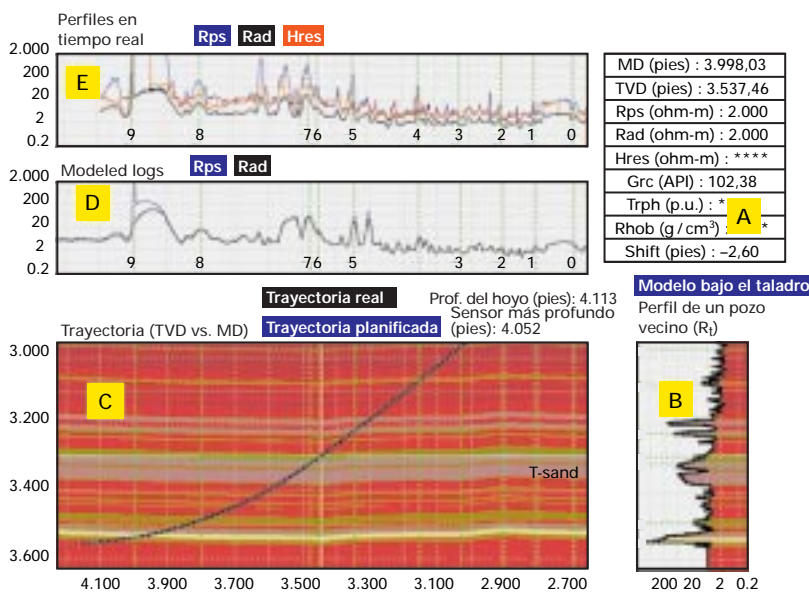
En las Figs. 3.32 y 3.33 se observan dos escenarios. En la primera, la formación buza hacia abajo hasta la mitad de la sección horizontal, y el pozo avanza primero hacia la sección arcillosa del tope y luego asciende a la capa de arcilla suprayacente. En la Fig. 3.33, la formación buza hacia arriba.

Figura 3.33



Modelo y perfiles previstos en el caso de que la trayectoria abandone la zona de interés por la base de la arena U1.

Figura 3.34



Pantalla de geonavegación a 4.113 pies durante el incremento angular.

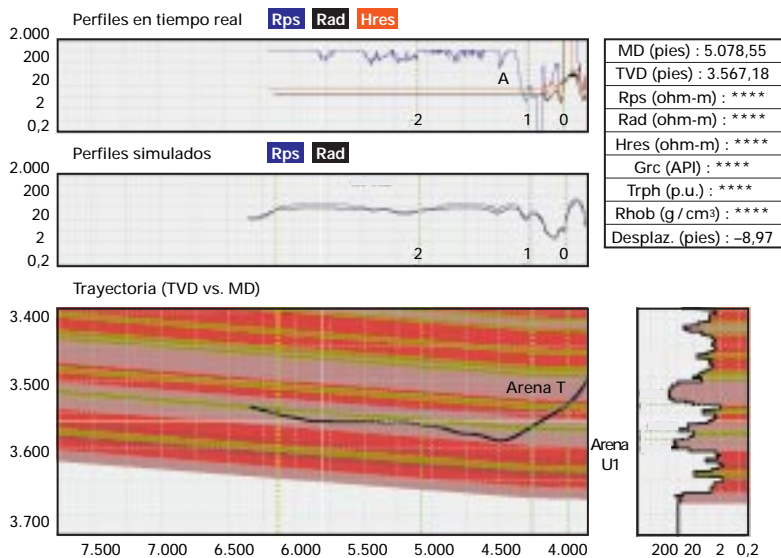
La operación de geonavegación

Los modelos del programa INFORM se importan a la pantalla de geonavegación instalada al pie del pozo. Durante la etapa de construcción del pozo, el coordinador de geonavegación, junto con el geólogo, hacen coincidir los eventos que observan en los perfiles en tiempo real con las curvas sintéticas calculadas por el modelo. Luego se actualiza el modelo, y se ajustan las TVD del tope de la formación y la inclinación.

En la Fig. 3.34 se observa un impreso de la pantalla de geonavegación en tiempo real durante la etapa de incremento angular. El despliegue comprende cinco subpaneles denominados A, B, C, D y E. El usuario realiza las correlaciones entre los perfiles simulados del Panel D y los perfiles medidos del Panel E. Los valores digitales de la correlación más reciente (en este caso, la número 9) aparecen en el Panel A.

En el Panel B hay un registro llamado perfil de desviación. La pantalla se puede utilizar para geonavegar con datos de GR, resistividad o porosidad. Los datos de estos perfiles aparecen comparados con las TVD de la formación proyectadas sobre una línea vertical que se encuentra directamente debajo del taladro (este constituye un factor importante para tener en cuenta cuando el buzamiento de la formación es pronunciado). En el Panel C se observan ambas trayectorias del hoyo: la trayectoria planificada aparece como una línea azul punteada, y la trayectoria real medida está representada por una línea negra entera. La trayectoria medida se actualiza en tiempo real en base a las mediciones obtenidas durante la perforación (MWD), y también se extrapola con 150 pies de anticipación, utilizando los dos últimos estudios realizados.

Figura 3.35



Pantalla de geonavegación a 6.195 pies en la sección horizontal.

Los perfiles en tiempo real aparecen en el Panel E, en la parte superior de la pantalla. Estos pueden provenir de una variedad de herramientas de fondo, según el modelo seleccionado por el usuario. El Panel D representa la respuesta de la herramienta simulada o esperada mientras se perfora a través de la secuencia litológica, según lo definido por el perfil que se observa en el Panel B, a lo largo de la trayectoria perforada (curva negra en el Panel C). Se debe destacar que tanto los perfiles simulados como los obtenidos en tiempo real se muestran con respecto a la profundidad medida. Nótese también que los perfiles simulados se extrapolan 150 pies, para ofrecer al usuario una perspectiva por delante de la mecha.

Para volver a calcular los perfiles simulados, el usuario de la pantalla de geonavegación hace un clic en los eventos (límites de estratos, cuernos de polarización (polarization horn), u otros) presentes en los perfiles en tiempo real (Panel E) y los correlaciona haciendo otro clic en los mismos eventos presentes en los registros simulados (Panel D). Las líneas punteadas verticales de color verde muestran las selecciones realizadas en estos registros, mientras que las líneas horizontales muestran el límite o el evento en cuestión en los

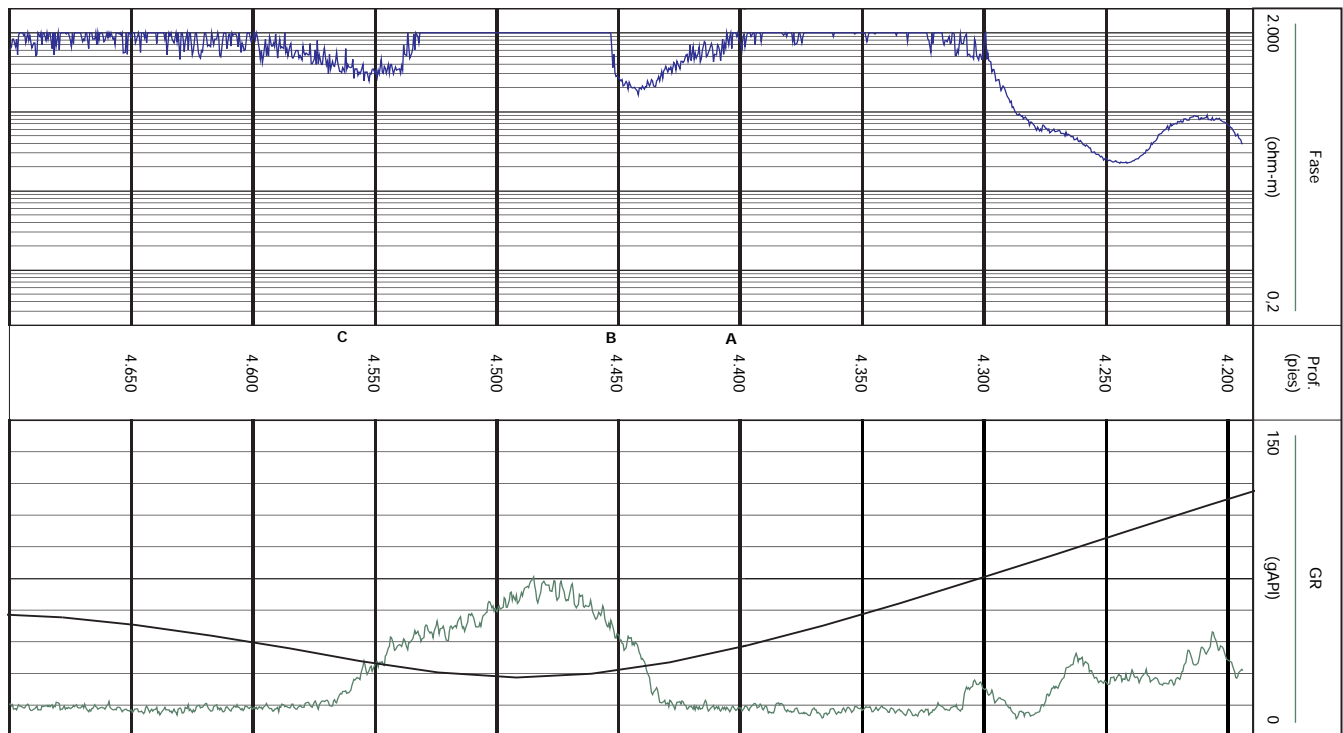
datos del perfil. Si se encuentra una buena coincidencia, el coordinador de geonavegación o el geólogo de campo podrán identificar exactamente dónde se encuentra la mecha dentro de la secuencia litológica que aparece en el perfil del Panel B.

Una vez que se ha seleccionado un evento en el modelo y en los registros en tiempo real, los primeros se vuelven a calcular de manera tal que los dos eventos se correlacionen y se alineen a la misma profundidad medida. Esto se realiza en forma automática ya sea aplicando un desplazamiento de TVD al perfil de desviación, o bien agregando un buzamiento en el modelo.

Para eliminar las correlaciones basta con hacer un clic sobre las mismas, y los perfiles simulados vuelven al estado en que se encontraban antes de realizar esa correlación en particular. De esta forma, el usuario tiene la posibilidad de investigar varios escenarios en tiempo real mientras se realiza la perforación del pozo. Para cada situación se calcula y se despliega una nueva serie de perfiles simulados. En este pozo; por ejemplo, la correlación 9 en la Fig. 3.34 (página previa) coincide con un cuerno de polarización en el perfil de resistividad, previsto en el modelo y que más tarde se observa en los registros en tiempo real. Un cuerno de polarización es un efecto no lineal en las mediciones de tipo inductivo, que se produce cuando la herramienta atraviesa formaciones con un gran contraste de resistividad en un ángulo pronunciado. Se advierte con más intensidad en el caso de las herramientas de 2 MHz.

El modelo que se observa en la Fig. 3.34 se utilizó hasta el momento en que la mecha atravesó una lutita superior y penetró el tope de la arena de interés U1 (Fig. 3.35). Se asentó el revestidor y se modificó la trayectoria planificada de acuerdo con la TVD real a la que se encontró la arena. Las correlaciones de la pantalla de geonavegación también permiten predecir la inclinación esperada de la arena de interés en el resto del pozo.

Figura 3.36



Perfil de GR en tiempo real y resistividad por cambio de fase en la sección horizontal.

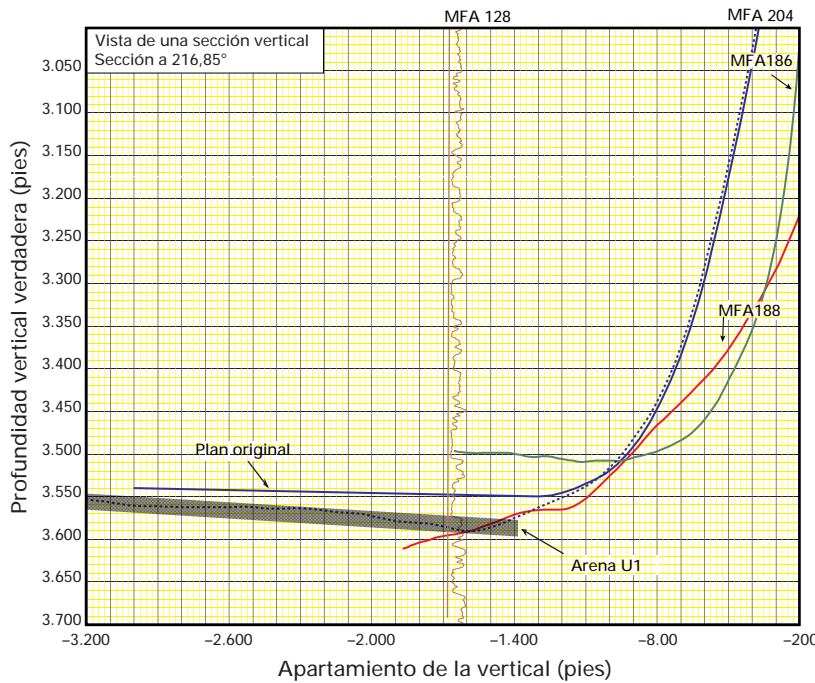
En la Fig. 3.35 se observa la continuación del pozo en un hoyo de 6 $\frac{1}{8}$ pulgadas con un sistema SLIM 1*/ARC5. La pantalla de geonavegación corresponde ahora a un segundo modelo que representa mejor la arena U1 y que se puede utilizar para tratar de mantener el conjunto de fondo (BHA) dentro de la misma.

En un primer momento, el pozo descendió demasiado (resulta difícil construir un ángulo en la arena blanda) y a 4.400 pies (Fig. 3.36, A) la resistividad comenzó a decaer, lo cual se observa con mayor claridad en el despliegue del perfil en tiempo real de la Fig. 3.36. Poco después, en el punto B, la resistividad comienza a aumentar nuevamente, lo mismo que el GR. Ahora bien, había que determinar si esto era la base de la arena U1, o si se trataba simplemente de otra capa de lutita, como la que se encontraba en el tope de la U1. El modelo de planificación permitió encontrar una respuesta. La elevación pronunciada que se produce en B, junto con el aumento de GR, se explica mucho mejor en la Fig. 3.33 que en la Fig. 3.32.

Se llegó a la conclusión de que el pozo atravesaba la base de la arena U1, y que el brusco aumento de la resistividad se debía a un cuerno de polarización. Se decidió ascender en forma abrupta, de manera que en el punto C el GR había disminuido y la resistividad había retornado a los niveles correspondientes a la arena U1.

A los 5.100 pies de profundidad medida (-2.200 pies de desplazamiento), la resistividad comenzó a disminuir nuevamente, y en este punto el pozo estaba trepando a 92° (Fig. 3.35). Según el modelo de la formación (Fig. 3.35, correlación 2), el pozo se estaba aproximando a las delgadas intercalaciones arcillosas ubicadas en el tope de la arena U1. No existía ningún parámetro de perforación que indicara cambio alguno. A pesar de ello, la disminución de la resistividad y la confianza en el modelo fueron suficientes para convencer a los coordinadores del pozo de que era conveniente hacer descender levemente el pozo, para mantenerlo dentro de la zona de interés y evitar las capas delgadas de lutitas.

Figura 3.37



Comparación de la trayectoria planificada originalmente (geométrica) y la trayectoria real (con geonavegación).

En la Fig. 3.37 se compara la trayectoria del plan original con la del hoyo real. No hay duda de que un hoyo perforado geométricamente se hubiera alejado completamente de la zona de interés. En la práctica, es probable que se hubieran hecho algunos ajustes desde donde termina el revestidor en adelante. Sin embargo, sin el modelo previo y la

planificación, y con las incertidumbres respecto de los toques de la formación y los buzamientos, hubiera sido difícil saber si el pozo se encontraba en la parte superior o inferior de la zona de interés a los 4.400 pies, y también hubiera sido difícil mantenerse sistemáticamente dentro de la arena.

Conclusión

La geonavegación contribuye a garantizar que los pozos horizontales y muy inclinados alcancen sus objetivos y se mantengan dentro de los mismos. Las mediciones obtenidas cerca de la mecha sirven para determinar el momento exacto en que conviene dejar de perforar y colocar el revestidor o iniciar la extracción de núcleos (Geostopping). Las mediciones azimutales obtenidas cerca de la mecha determinan si el pozo se aleja de la zona de interés por encima o por debajo. El modelo previo y la pantalla de geonavegación permiten realizar comparaciones entre las mediciones reales y las previstas, como base para navegar el pozo. Si bien no todos los efectos se pueden simular, la técnica de geonavegación constituye una herramienta valiosa para los geólogos pues contribuye a mejorar sus operaciones y les brinda más confianza en la toma de decisiones, con lo cual se minimiza el riesgo en la perforación de pozos horizontales.

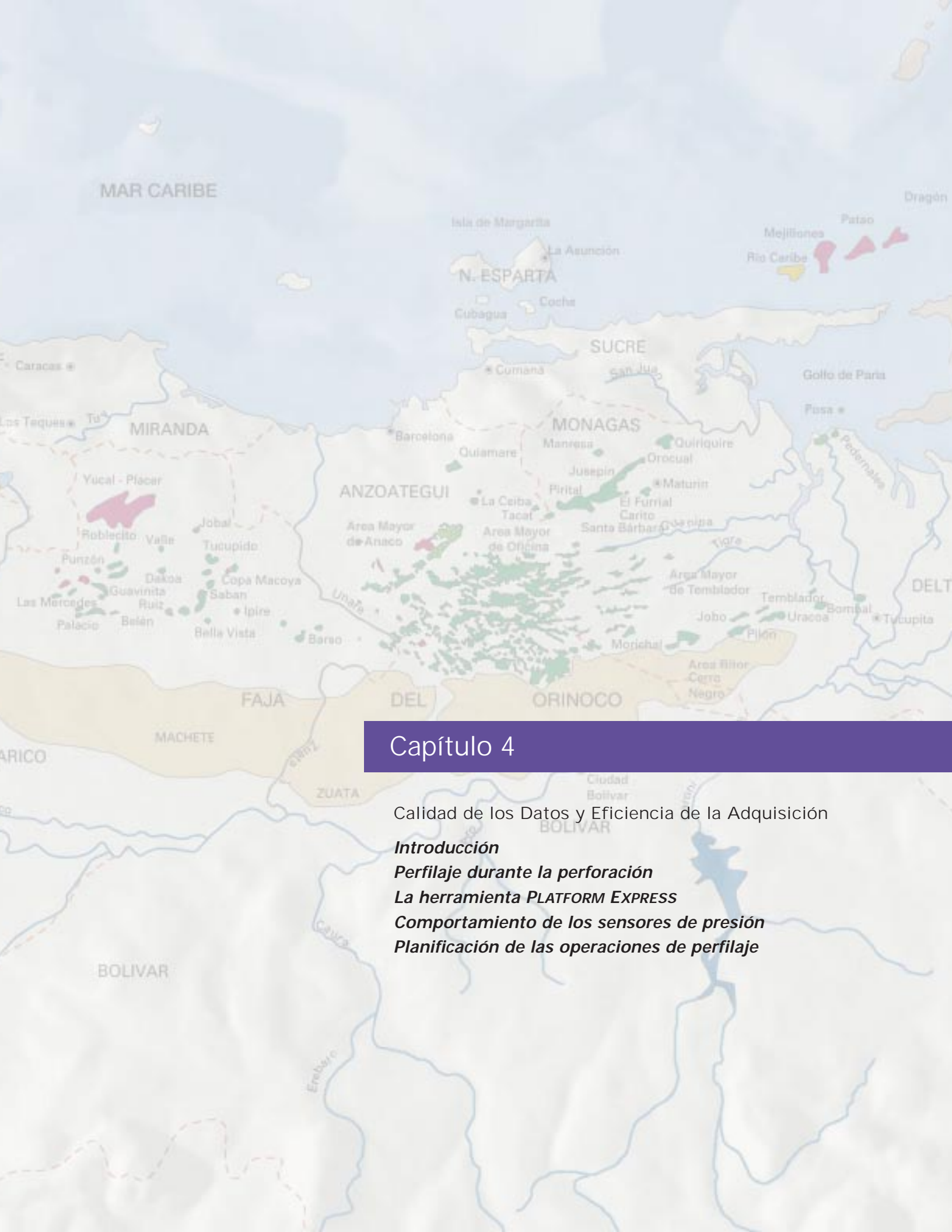
AUTORES Y COLABORADORES

Este capítulo fue escrito por D.Eubank, M.Silverstone, P.Laurent, and S.Low

con la contribución de L.Gaetano (Corpoven), J.Fernández (Lagoven), G.González (Maraven) y G.Farruggio y la autorización de Maraven, Lagoven y Corpoven para publicar datos de sus pozos.

REFERENCIAS

- Fraser, L., Reid, P., Williamson, D., and Enriquez Jr, F., 1995, Mechanistic investigation of the formation damaging characteristics of mixed metal hydroxide drill-in fluids and comparison with polymer-base fluids, SPE 30501, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, U.S.A., October 22-25.
- González, G., Coll, C., Gamero, H., Meza, E., Simón, C., Cespedes, A, and de Mena, J., 1997, Pozo horizontal VLC-1184 Reto Tecnológico, SVIP 084, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, XI Jornadas Técnicas de Petróleo en Maturín, Monagas, Feb 19-22.
- Esmersoy, C., Koster, K., Williams, M., Boyd, A., and Kane, M., 1994, Dipole shear anisotropy logging, presented at the 64th Annual International meeting, Society of Exploration Geophysicists, Los Angeles, California, October 23-28.
- Brie, A., and Bratton, T., 1996, IMPACT, a geomechanical wellbore evaluation system, ISRM news journal, vol2 no. 1.
- Terratec, 1996, Static and dynamic properties and in-situ stress direction, well VLC-1184.
- Alford, R.M., 1986, Shear data in the presence of azimuthal anisotropy.
- Schlumberger Oilfield Services 1995, Horizontal Well Planning, Evaluation and Execution.
- Prilliman, J. D., Allen, D. F., and Lehtonen, L. R., 1995, Horizontal well placement and petrophysical evaluation using LWD, SPE Paper 30549, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, U.S.A., October 22-25.
- Wu, P., Tabanou, J. R., and Bonner, S. D., 1996, Petrophysical interpretation of a multispacing 2-MHz MWD resistivity tool in vertical and horizontal wells, SPE Paper 36547, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, October 6-9.



Capítulo 4

Calidad de los Datos y Eficiencia de la Adquisición

Introducción

Perfilaje durante la perforación

La herramienta PLATFORM EXPRESS

Comportamiento de los sensores de presión

Planificación de las operaciones de perfilaje

INTRODUCCION

La mayoría de las técnicas básicas utilizadas para medir parámetros en los pozos, tales como resistividad y presión, no han sufrido mayores cambios en las últimas décadas. Lo que sí ha evolucionado de manera extraordinaria, es la calidad de los datos y la eficiencia con que se obtienen. Este capítulo se refiere a los recientes avances realizados en dichos aspectos, y muestra el efecto que pueden tener sobre la evaluación de los pozos.

La industria petrolera se ha esforzado siempre por perfeccionar la calidad de sus datos. El concepto de calidad incluye no sólo precisión, repetibilidad y resolución de las mediciones, sino también su confiabilidad e insensibilidad a los factores ambientales, como golpes, vibraciones, cambios de temperatura y los efectos indeseados de la invasión del lodo o de las condiciones del pozo. Ultimamente, se ha hecho hincapié en la eficiencia del proceso de adquisición de datos. El costo total incluye, además del costo de obtención de las mediciones, el costo del taladro y del resto de los equipos que se encuentran ociosos durante la operación. El aumento de la eficiencia resulta en una reducción de costos y, en consecuencia, a largo plazo, se amplía y se mejora el uso de los datos adquiridos.

En la primera sección de este capítulo se presentan las herramientas de Perfilaje Durante la Perforación (LWD), capaces de realizar una variedad de mediciones, casi tan amplia como la de las herramientas operadas por cable, con la ventaja de que los resultados se obtienen en tiempo real y antes de que se produzca la invasión de la formación o el ensanchamiento del hoyo. Las herramientas LWD constituyen un gran avance con respecto a la calidad de los datos y la eficiencia, especialmente en los casos de hoyos sumamente inclinados y horizontales. Dichas herramientas también proporcionan algunas mediciones completamente nuevas.

En la segunda sección se describe la herramienta PLATFORM EXPRESS, que fue diseñada específicamente con el objeto de establecer un nuevo estándar para la adquisición de los registros clásicos obtenidos mediante un arreglo combinado triple (triple-combo); fundamentalmente resistividad, densidad y neutrón. Los sensores, los elementos electrónicos y mecánicos, y el software fueron especialmente reestructurados con el propósito de mejorar la calidad de los datos y la eficiencia de las operaciones.

En la tercera sección se destaca la importancia de la metrología de las sondas de presión para realizar un análisis preciso de las pruebas de presión transitoria, especialmente en lo que se refiere al uso de las derivadas de la presión para identificar regímenes de flujo. Hoy en día, se cuenta con la Plataforma Universal de Medidores de Presión (UNIGAGE), la cual incluye una variedad de sensores que permiten la selección de la sonda adecuada a cada situación en particular y la precisión necesaria para cada una de esas situaciones.

En el pasado, las herramientas de perfilaje realizaban una o dos mediciones y sus respuestas dependían sólo del hardware de la herramienta. Actualmente, muchas mediciones se pueden realizar en la misma carrera y los resultados se pueden controlar por medio de software. Esta complejidad resalta la importancia de la adecuada planificación de las tareas, tanto en lo que se refiere a las herramientas individuales como a la operación en su conjunto. En la sección final del capítulo se tratan estos temas y se presentan ejemplos del software de planificación de tareas.

PERFILAJE DURANTE LA PERFORACION

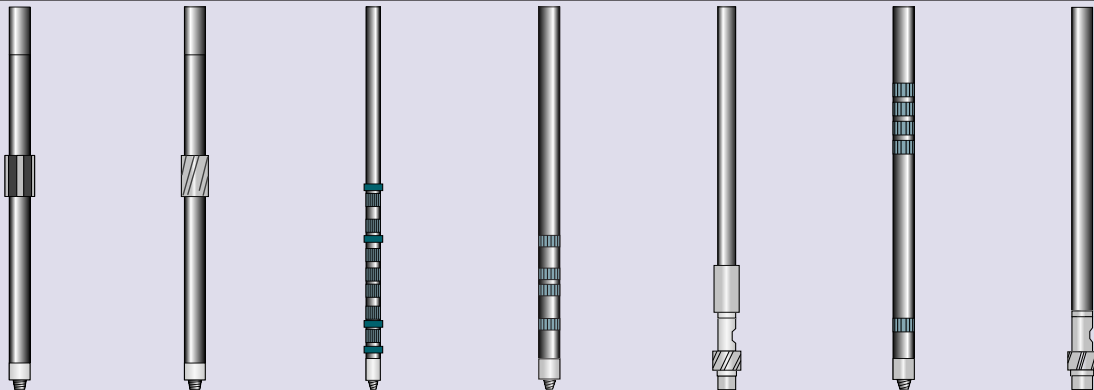
La ventaja fundamental de utilizar las herramientas LWD, consiste en obtener mediciones de la formación al mismo tiempo que se perfora. Al disponer de la información en tiempo real, se pueden tomar decisiones inmediatas respecto a los programas de revestimiento y la toma de núcleos, a la selección de los intervalos de completación y a los requerimientos de operaciones de perfilaje a realizarse con posterioridad. Otro beneficio adicional consiste en que, por lo general, al comienzo de la vida del pozo las condiciones del yacimiento son óptimas, lo que minimiza los efectos ambientales que requieren posteriores correcciones. Asimismo, las herramientas LWD proporcionan

nuevos datos fundamentales que no se pueden obtener con herramientas operadas por cable, tales como la densidad azimutal, la anisotropía de la formación y la información obtenida por los sensores ubicados próximos a la mecha, necesaria para tomar decisiones en tiempo real.

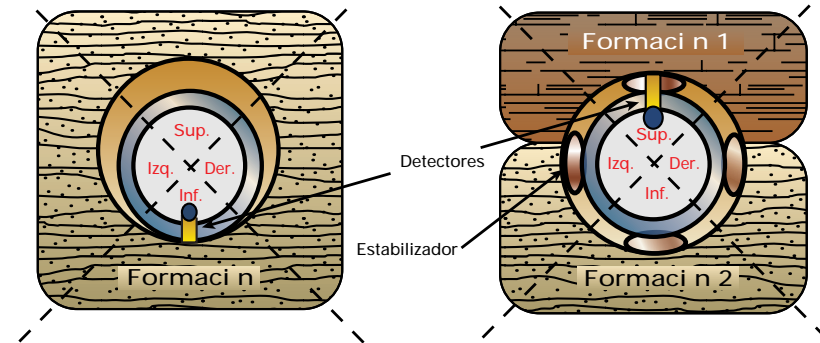
En primer lugar, se describen las características de las principales herramientas LWD que se utilizan hoy en día. Más adelante se muestran las aplicaciones de las mismas en reemplazo de las herramientas operadas por cable; algunas aplicaciones en las que sólo se pueden utilizar herramientas LWD y otras en las que el uso de estas herramientas sirve para optimizar el proceso de perforación.

Tabla 4.1

Herramienta	ADN	CDN	ARC5/IMPULSE	CDR	RAB	ISONIC	GST
Tamaño (pulg.)	4,75 6,75	6,75 8,0	4,75 6,75	6,75 8,25	6,75 8,25	6,75 8,25	6,75 8,25
Tipo de Sensor	<ul style="list-style-type: none"> Densidad: Cristal Neutrón: Helio Calibre: Transductor ultrasónico 	<ul style="list-style-type: none"> Densidad: Cristal Neutrón: Helio Cristal 	<ul style="list-style-type: none"> Onda EM de 2-Mz Rayos Gamma: Cristal 	<ul style="list-style-type: none"> Onda EM de 2-Mz Rayos Gamma: Cristal 	<ul style="list-style-type: none"> Corriente directa focalizada monopolar 	<ul style="list-style-type: none"> Fuente de sonido Cristal 	<ul style="list-style-type: none"> Corriente directa Rayos gamma:
Mediciones Básicas	<ul style="list-style-type: none"> Azi. RHOBs: ROBB ROBU ROBL ROBR Azi. DHRO's, PEF's RHOB promedio, PEF y DHRO TNPH Calibre ultrasónico VERD + HORD 	<ul style="list-style-type: none"> TNPH RHOB (promedio) RHOB (rotacional) PEF DCAL 	<ul style="list-style-type: none"> Resistividades de atenuación: A10H A16H A22H A28H A34H Resistividades por cambio de fases: P10H P16H P22H P28H P34H GR PCAL 	<ul style="list-style-type: none"> ATR PSR GR/SGR (U,P,Th) PCAL 	<ul style="list-style-type: none"> RBit RRing RSB RMB RDB GR 	<ul style="list-style-type: none"> ΔT ITT 	<ul style="list-style-type: none"> Resistividad frente a la mecha Resistividad de botón GR Inclinación Cara de la herramienta
Características Básicas	<ul style="list-style-type: none"> Densidad Porosidad neutrón Diámetro del hoyo 	<ul style="list-style-type: none"> Densidad Porosidad neutrón Rayos gamma 	<ul style="list-style-type: none"> 5 Resistividades por cambio de fase 5 Resistividades de atenuación Rayos gamma 	<ul style="list-style-type: none"> Resistividad por cambio de fase Resistividad de atenuación Rayos gamma azi. 	<ul style="list-style-type: none"> Resistividad frente a la mecha 4 Resistividades tipo lateroperfil ΔT en tiempo real 	<ul style="list-style-type: none"> ΔT compresional de tren de ondas del fondo del hoyo 	<ul style="list-style-type: none"> Resistividad frente a la mecha Resistividad azimutal GR azimutal Inclinac. de la mecha
Otras Características	<ul style="list-style-type: none"> 4 Densidades azi. Porosidad neutrón compensada 2 Calibres ultrasónicos 	<ul style="list-style-type: none"> Densidad rotacional corregida Calibre diferencial 	<ul style="list-style-type: none"> Resistividad corregida por efectos del hoyo Calibre por cambio de fase 	<ul style="list-style-type: none"> Resistividad correg. por efectos del hoyo Calibre por cambio de fase 	<ul style="list-style-type: none"> 3 Resistivades azi. Pruebas azimutales 	<ul style="list-style-type: none"> Procesamiento extensivo del tren de ondas 	<ul style="list-style-type: none"> Geonavegación
Aplicaciones Principales	<ul style="list-style-type: none"> Detección de hidrocarburos Determinación de litología 	<ul style="list-style-type: none"> Detección de hidrocarburos Determinación de litología 	<ul style="list-style-type: none"> Inversión de Rt Perfil de invasión Inversión de Rh y Rv 	<ul style="list-style-type: none"> Inversión de Rt Inversión de Rh y Rv 	<ul style="list-style-type: none"> Imágenes del hoyo Buzamientos en tiempo real 	<ul style="list-style-type: none"> Correlación sísmica durante la perforación Velocidad interválvica Porosidad del ΔT 	<ul style="list-style-type: none"> Mediciones azimutales
	<ul style="list-style-type: none"> Imágenes del densidad Volumen del hoyo 					<ul style="list-style-type: none"> Detección de zonas sobrepresionadas 	



Figuras 4.1a y 4.1b



A medida que rota el portamecha, las mediciones del ADN se efectúan en cuatro cuadrantes. Los cuadrantes superior, izquierdo y derecho son válidos sólo con un estabilizador, como se observa en (b).

Características de la herramienta LWD

En la Tabla 4.1 (página previa) se resumen todos los servicios que ofrecen actualmente las herramientas LWD, donde se muestran los tamaños de las herramientas, así como sus características y aplicaciones más importantes. A continuación, se presentan los conceptos físicos básicos en los que se basan las principales mediciones de LWD.

La herramienta ADN incluye un neutrón compensado, un litodensidad y una medición ultrasónica del calibre del hoyo. Las mediciones están divididas en cuatro cuadrantes: superior, izquierdo, inferior y derecho (Fig. 4.1). En los pozos horizontales e inclinados, el cuadrante inferior del litodensidad proporciona una medida exacta en los casos en que el diámetro del hoyo es mayor que el diámetro de la herramienta, es decir, el del portamecha más el estabilizador. Esto ocurre cuando la herramienta se trabaja por arrastre, o cuando se utiliza un estabilizador de menor diámetro que la mecha (Fig. 4.1a). Si se utiliza un estabilizador de igual diámetro que el de la mecha, las litodensidades de todos los cuadrantes serán exactas, lo cual constituye una forma de medir la anisotropía o heterogeneidad de la formación (Fig. 4.1b).

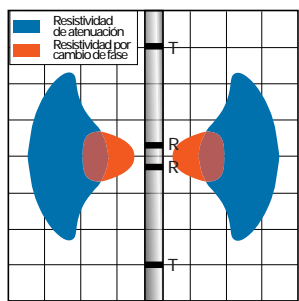
La medición ultrasónica se realiza con un sensor ubicado próximo a los detectores del litodensidad y alineado con los mismos. El diámetro del hoyo se obtiene sumando la diferencia medida en cuadrantes opuestos. Con esto se obtienen dos diámetros (vertical y horizontal) que dan una indicación de la forma y las condiciones del hoyo. Dado que las mediciones del neutrón son por su propia naturaleza relativamente no enfocadas, normalmente se promedian los cuatro cuadrantes y el resultado se presenta como una sola curva.

Las fuentes de perfilaje radioactivas utilizadas dentro de la herramienta se pueden recuperar mediante cable. Esto es muy útil cuando las condiciones imperantes hacen necesaria la recuperación de dichas fuentes. La herramienta ADN se puede utilizar como herramienta de perfilaje independiente una vez perforado el hoyo, o durante la perforación en tiempo real.

Herramienta de Resistividad Dual Compensada (CDR*)

La herramienta CDR envía una onda electromagnética de 2-MHz desde un transmisor T, y mide el cambio de fase y la atenuación entre un par de receptores R (Fig. 4.2). La compensación del hoyo se alcanza enviando señales en secuencia desde dos transmisores; uno ubicado encima y otro por debajo de los receptores, y luego promediando los resultados. Después de la transformación, estas mediciones proporcionan dos Resistividades de Propagación Electromagnética con diferentes profundidades de investigación y resoluciones verticales (Rps se refiere a la Resistividad por cambio de Fase Somera; Rad a la Resistividad de Atenuación Profunda). En la mayoría de los casos, la profundidad de investigación es más superficial que para la herramienta de doble inducción, pero la resolución vertical es superior.

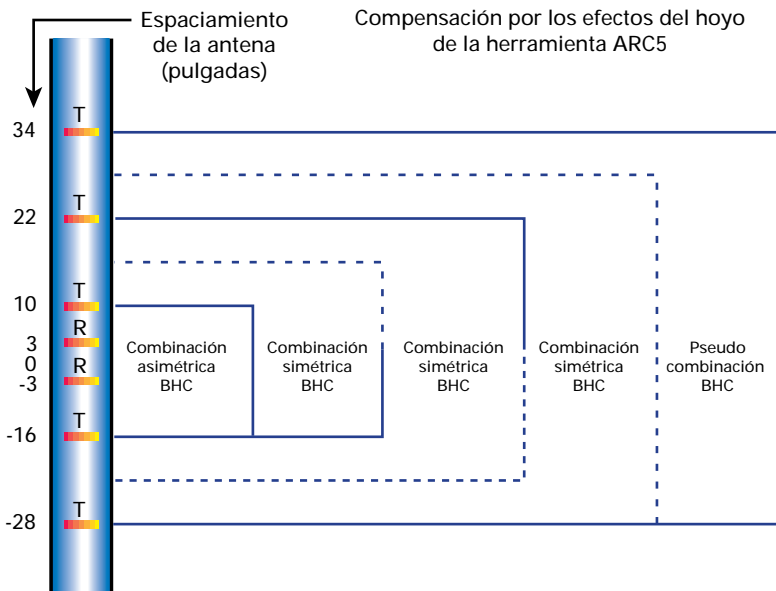
Figura 4.2



Volumen investigado por el CDR (Resistividad Dual Compensada)

La herramienta CDR proporciona una Resistividad por Cambio de Fase y una Resistividad de Atenuación con diferentes profundidades de investigación y resolución vertical.

Figura 4.3



Las mediciones del transmisor de la herramienta ARC5 se combinan en cinco maneras diferentes para asegurar la compensación por efectos del hoyo.

Los dos receptores se encuentran a una distancia de 6 pulgadas en el centro del arreglo. Los transmisores se ubican a 10, 22 y 34 pulgadas por encima y 16 y 28 pulgadas por debajo del punto medio entre los dos receptores. La compensación por la presencia del hoyo se logra combinando, por ejemplo, las mediciones del transmisor de 16 pulgadas con un promedio adecuado de las mediciones obtenidas por los transmisores ubicados a 10 y 22 pulgadas. De este modo, se obtienen cinco curvas compensadas por efectos del hoyo para distintos distanciamientos entre receptores y transmisores, con diferentes profundidades de investigación, y cada una de ellas con su resistividad por cambio de fase y de atenuación.

La medición de rayos gamma se realiza con un detector de centelleo y un tubo fotomultiplicador que proporciona un valor total de rayos gamma en unidades API.

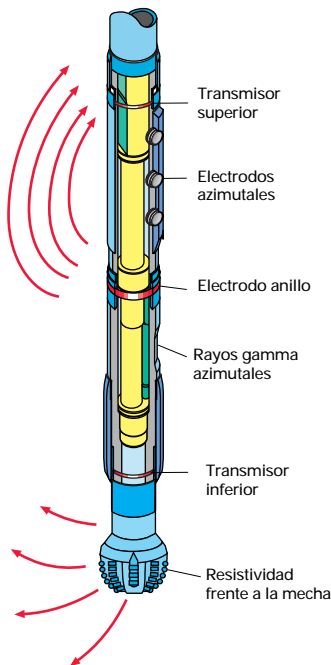
Los datos de resistividad se pueden invertir para determinar la R_t y un perfil de la invasión, o la anisotropía.

Herramienta de Resistividad Frente a la Mecha (RAB*)

La herramienta RAB es capaz de realizar hasta cinco mediciones de resistividad de lateroperfil enviando corriente eléctrica dentro de la formación y midiendo el potencial en cinco electrodos diferentes (Fig. 4.4).

La Resistividad Frente a la Mecha, RBit, utiliza como electrodo el tramo inferior de la herramienta RAB y todo lo que se encuentra por debajo de la misma. El punto de medición se encuentra en el punto medio de este "electrodo" y tiene una resolución vertical casi equivalente a su longitud.

Figura 4.4



La herramienta RAB es una herramienta tipo lateroperfil, que proporciona cinco mediciones de resistividad y una imagen de resistividad de las paredes del hoyo.

El efecto de Cambio de Fase entre cada transmisor y receptor (sin compensar) permite calcular el calibre del hoyo.

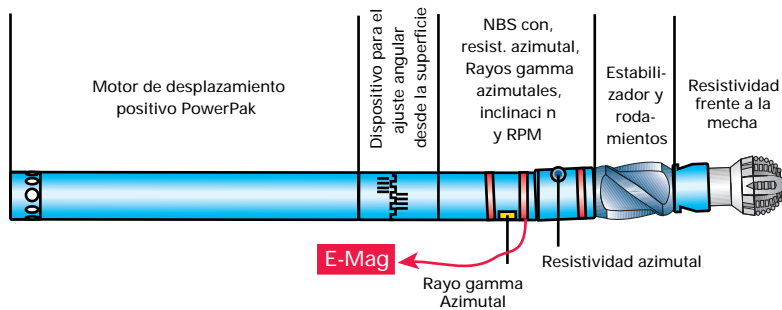
La herramienta dispone también de un rayo gamma calibrado, convencional o espectroscópico.

Los datos de resistividad se pueden invertir para determinar R_t y el perfil de invasión, o la anisotropía de la formación.

Conjunto de Resistividad Compensada ARC5* con 5 profundidades de investigación

El ARC5 realiza 10 mediciones independientes de Resistividad de Propagación Electromagnética compensadas, es decir, sin los efectos del hoyo sobre la medición. Las mediciones se basan en una señal de 2-MHz, utilizando un conjunto de cinco transmisores y dos receptores, con diferentes profundidades de investigación (Fig. 4.3). Los principios físicos de las mediciones son similares a los de la herramienta CDR, o sea, se mide el cambio de fase y la atenuación entre dos receptores para cada "disparo" del transmisor.

Figura 4.5



Herramienta GeoSteering.
 Esta herramienta proporciona datos de resistividad e inclinación frente a la mecha, combinados con resistividad y GR azimutales dentro de un rango de 6 pies de la mecha, que facilitan la toma de decisiones de geonavegación en tiempo real.

La herramienta RAB también proporciona un valor exacto de resistividad lateral enfocada, de alta resolución (aproximadamente 2 pulgadas), que resulta sumamente útil para evaluar la formación. Esta medición—denominada RRing (resistividad del electrodo anillo)—se realiza por medio de un electrodo cilíndrico de 1½ pulgadas de altura, ubicado a unos tres pies por encima del extremo inferior de la herramienta RAB. El diámetro de investigación del RRing es de aproximadamente 22 pulgadas.

Cuando se utiliza el conjunto opcional de tres electrodos tipo botón, la herramienta RAB proporciona otras tres mediciones de resistividad lateral enfocada de alta resolución, que contribuyen a la evaluación de la formación. Los botones están espaciados en sentido longitudinal, a lo largo de la herramienta para obtener diámetros de investigación escalonados, de aproximadamente 11, 15 y 19 pulgadas. Además, estas mediciones se obtienen en forma azimuthal a medida que la herramienta rota, con una resolución angular de alrededor de 6°. Un sistema de orientación azimuthal utiliza el campo magnético terrestre como punto de referencia para determinar la posición angular de la herramienta en el hoyo durante la rotación de la sarta de perforación. Las mediciones azimuthales de los botones aparecen como imágenes de resistividad de la formación, con cobertura total de la pared del hoyo.

Los datos se utilizan para computar un perfil de invasión, la R_i , y para cuantificar las causas de variación azimuthal, tales como buzamientos y grandes fracturas en la formación. Los buzamientos se pueden computar y transmitir a la superficie en tiempo real.

Las mediciones de rayos gamma son del tipo enfocado y pueden obtenerse en cuatro cuadrantes, referidos a la cara inferior de la herramienta.

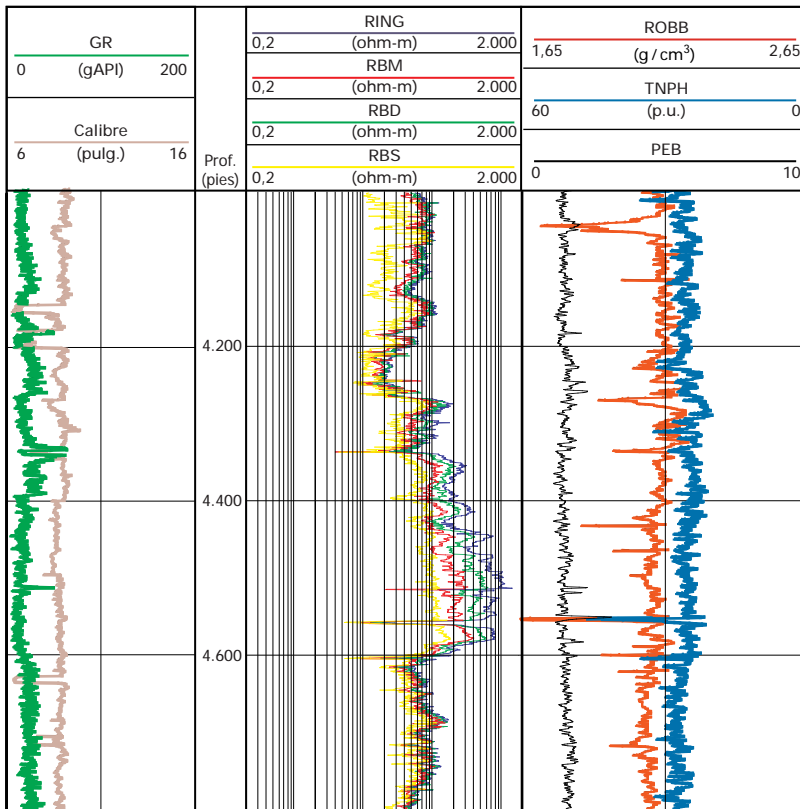
Herramienta GeoSteering

La herramienta GeoSteering se basa en un motor convencional de fondo, unido a un tramo próximo a la mecha (NBS—near-bit-sub), de 4 pies de longitud (Fig. 4.5). Incluye un dispositivo que permite el ajuste angular desde la superficie.

El NBS es una columna capaz de proporcionar información de resistividad frente a la mecha, resistividad azimuthal; rayos gamma azimutales; inclinación y orientación de la herramienta así como del motor. Las mediciones se realizan a una distancia que oscila entre 2,5 y 8 pies de la mecha. Para comunicarse con la Herramienta de Medición Durante la Perforación (MWD), que se encuentra por encima de la fuente de energía, el NBS utiliza telemetría inalámbrica (E-mag), de manera tal que no pasan cables a través del motor o de otros componentes de la sarta de perforación.

La resistividad y los rayos gamma obtenidos con la herramienta GeoSteering están orientados con respecto a la cara inferior de la herramienta. Ello proporciona datos de resistividad y de rayos gamma hacia arriba y hacia abajo, para facilitar la geonavegación (Capítulo 3-21).

Figura 4.6



Datos petrofísicos convencionales de un pozo horizontal (MFB-444) en un yacimiento del Campo Bare, obtenidos con LWD.

Aplicaciones de las herramientas LWD

Reemplazo del sistema de Condiciones Adversas de Perfilaje (TLC*) por LWD

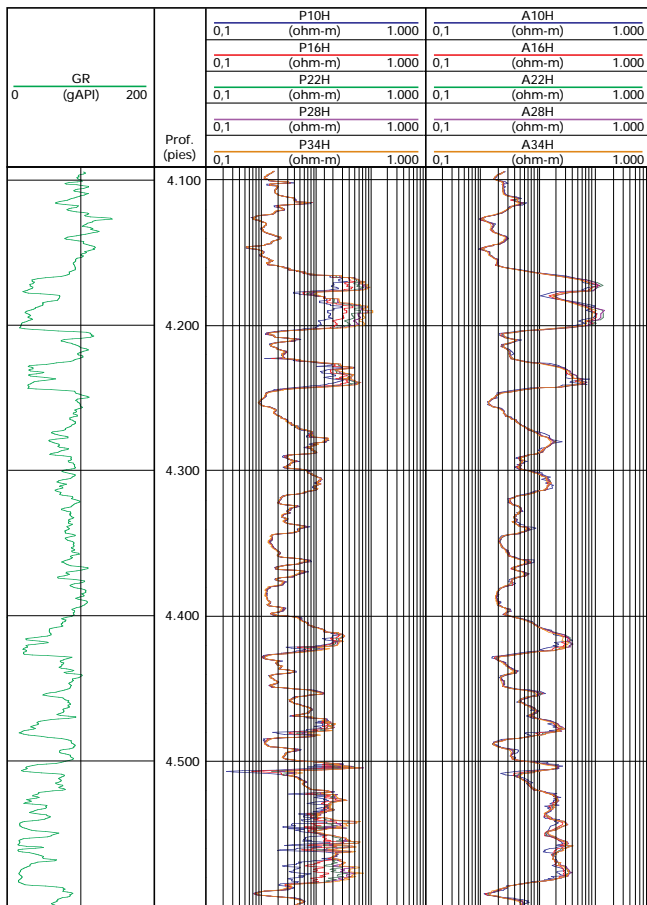
El uso más obvio de la herramienta LWD consiste en reemplazar al sistema TLC—sistema que utiliza la sarta de perforación para correr las herramientas de perfilaje. Este reemplazo se traduce en operaciones más eficientes. Hoy en día en Venezuela, prácticamente todos los pozos horizontales que requieren datos petrofísicos y geológicos básicos se perfilan con LWD.

En la Fig. 4.6 se observa la herramienta LWD convencional combinada con las herramientas RAB y ADN en un pozo horizontal en el Campo Bare, en el Oriente de Venezuela. El registro muestra la sección del yacimiento, donde las diferencias de resistividad reflejan principalmente variaciones en la arcillosidad de las arenas que lo componen.

Los datos obtenidos con la herramienta ADN son Calibre, ROBB, PEB y TNPH. La herramienta RAB provee cuatro resistividades (Somera, Media, Profunda y del electrodo Anillo). Existe una respuesta de presencia de hidrocarburo entre ROBB y TNPH, representada por una separación importante entre ambas curvas. Esta característica por lo general es más pronunciada en los perfiles LWD, dado que el filtrado del lodo ha tenido menos tiempo para invadir la formación y desplazar los hidrocarburos de la zona de medición. Las resistividades RAB denotan separaciones menores con respecto a las resistividades someras que a las profundas, lo cual, en este caso, se interpreta como una consecuencia de la invasión. Por último, la R_t se puede recomputar para corregirla, si se considera que ha sido afectada por los estratos adyacentes.

Para obtener los mismos datos con la herramienta TLC convencional se habrían tardado 24 horas más, con el consiguiente costo del taladro. Por otra parte, durante la misma carrera se obtuvieron datos de imágenes de resistividad (véase Fig. 4.10, página 4–9). De haberse utilizado equipos convencionales, se hubiera necesitado una corrida adicional de la herramienta TLC.

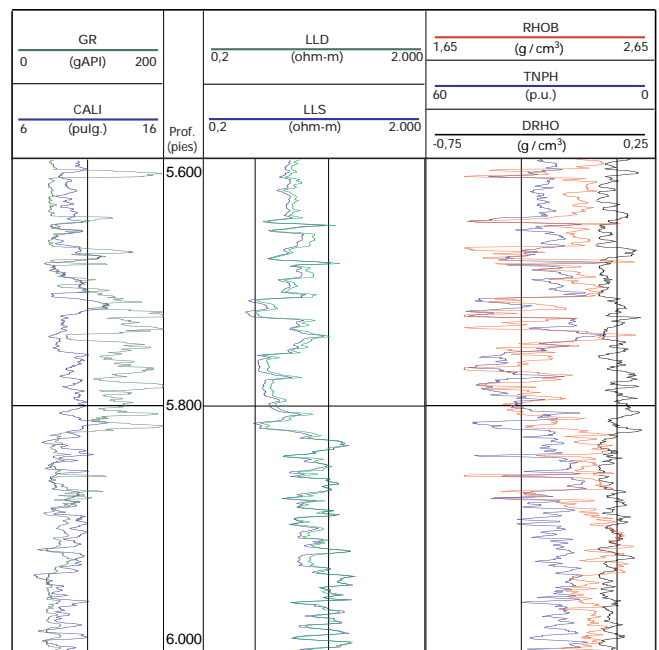
Figuras 4.7 y 4.8



Datos del ARC5 en el pozo vertical VLA-1230 en el Bloque 1 del Lago de Maracaibo. Los datos son de buena calidad.

Ejemplo 1

En la Fig. 4.7 se observa un perfil ARC5 de un intervalo de arena y lutita de un pozo vertical ubicado en el Bloque 1 del Lago de Maracaibo. La calidad de los datos es muy buena. En esta área, a pesar de que los pozos son verticales, muchas veces el perfilaje con cable no alcanza la profundidad deseada debido a la inestabilidad del hoyo. Asimismo, los datos no son confiables. En la Fig. 4.8 se observa un clásico perfil convencional de la misma zona, en el cual los datos se ven sumamente afectados por derrumbes en el hoyo.

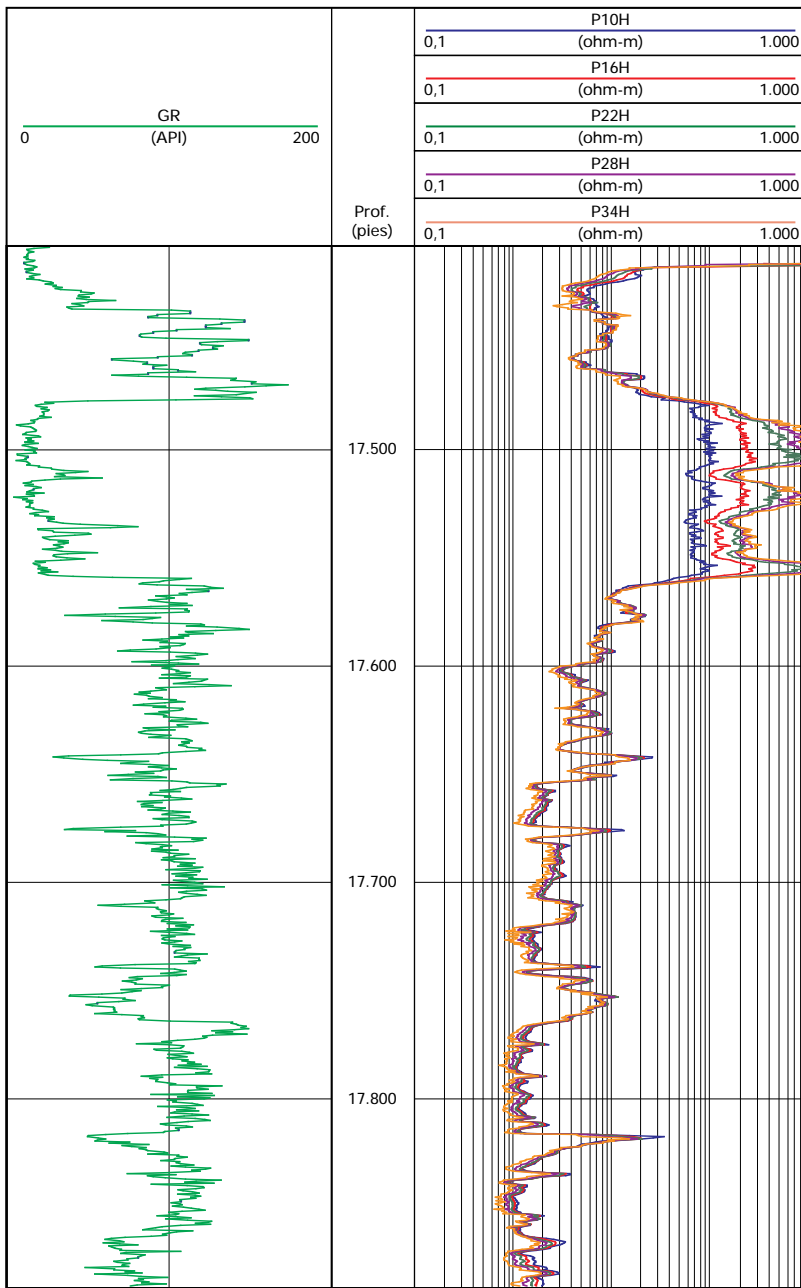


Datos convencionales de un pozo vertical, en el Bloque 1 del Lago de Maracaibo.

Ejemplo 2

La herramienta LWD se ha utilizado recientemente como el único medio de perfilaje en aquellos pozos verticales que presentan problemas de estabilidad del hoyo. Los derrumbes impiden el uso de técnicas de perfilaje convencionales como, por ejemplo, en algunas regiones del Lago de Maracaibo. En la Fig. 4.9 se observa un pozo vertical profundo y con alta temperatura de fondo, ubicado en la región de Sur Del Lago. Después de varios intentos infructuosos con registros convencionales, se bajó la herramienta ARC5 una vez completada la perforación. Los perfiles mostraron la existencia de un yacimiento arenoso bien desarrollado entre 17.480 y 17.560 pies, que de otra manera hubiera sido pasado por alto, puesto que los recortes habían indicado la presencia de lutitas, y no era posible obtener un perfil convencional.

Figura 4.9



Datos de resistividad obtenidos con ARC5 en el área Sur Del Lago, en el pozo vertical SLE-3 del Lago de Maracaibo.

El lodo era a base de petróleo con una fracción acuosa de alta salinidad. A partir de la separación de las curvas de resistividad medidas por cambio de fase, se observa que la fracción acuosa del lodo había invadido el yacimiento.

Se seleccionaron parámetros en tiempo real para evaluar la zona lo más rápido posible. Y también para probar el funcionamiento de la herramienta cerca de la temperatura límite (305°F), pues se había registrado una temperatura de fondo de 296°F.

Aplicaciones exclusivas de la herramienta LWD

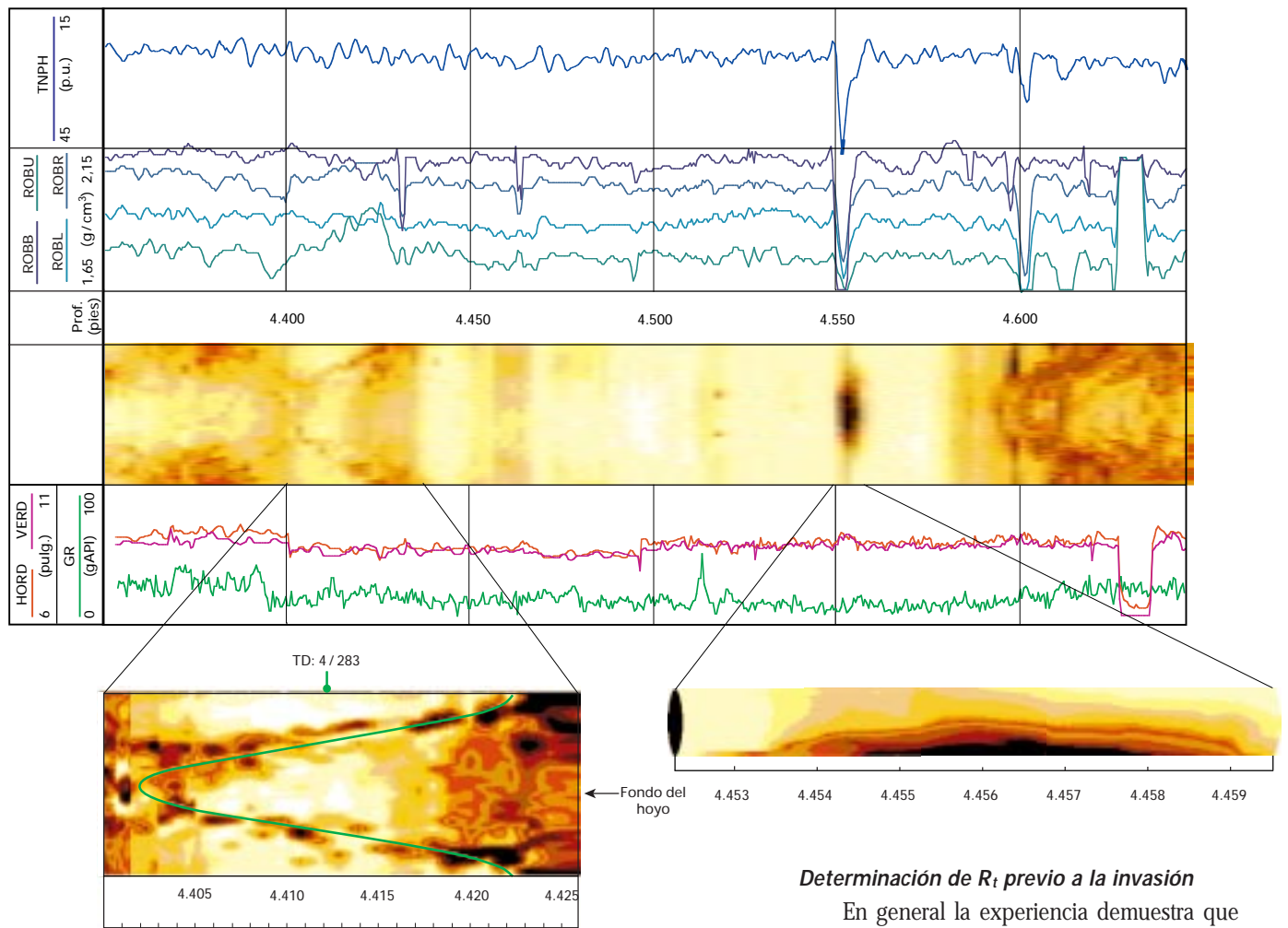
Datos azimutales

En la Fig. 4.10 se observa un registro del mismo pozo mostrado en la Fig. 4.6 (página 3-6). En este caso, se demuestra la importancia de disponer de datos azimutales para determinar las heterogeneidades petrofísicas y geológicas. El conjunto de datos obtenidos durante la perforación incluye la porosidad neutrónica (TNPH), las densidades azimutales, el factor fotoeléctrico (PEF), diámetros vertical y horizontal del pozo, las resistividades de tipo lateral con las cuatro profundidades de investigación, imágenes de resistividad de la pared del hoyo y buzamientos.

En los registros no orientados de la Fig. 4.6, los datos TNPH y ROBB indican la presencia de una fractura vertical a 4.555 pies. En la densidad azimutal y en las imágenes RAB de la Fig. 4.10 (página siguiente), se aprecia que la supuesta fractura estaba presente sólo en la cara inferior del pozo. Es muy probable que en este punto el pozo estuviera tocando el tope de una capa o una lente de carbón. En todo caso, el efecto de la misma sobre las propiedades del yacimiento sería mucho menor que si se tratara de una fractura.

Otras características de los registros azimutales se observan también en la Fig. 4.10. A 4.400 pies el pozo atraviesa una capa delgada de lutitas que presenta un buzamiento de 4° en dirección oeste-noroeste. A 4.630 pies los diámetros vertical y horizontal coinciden con el nominal (6,5 pulgadas), lo cual indica que el conjunto de fondo (BHA) permanece estacionario, y que la rotación de la mecha depende exclusivamente del motor de fondo

Figura 4.10



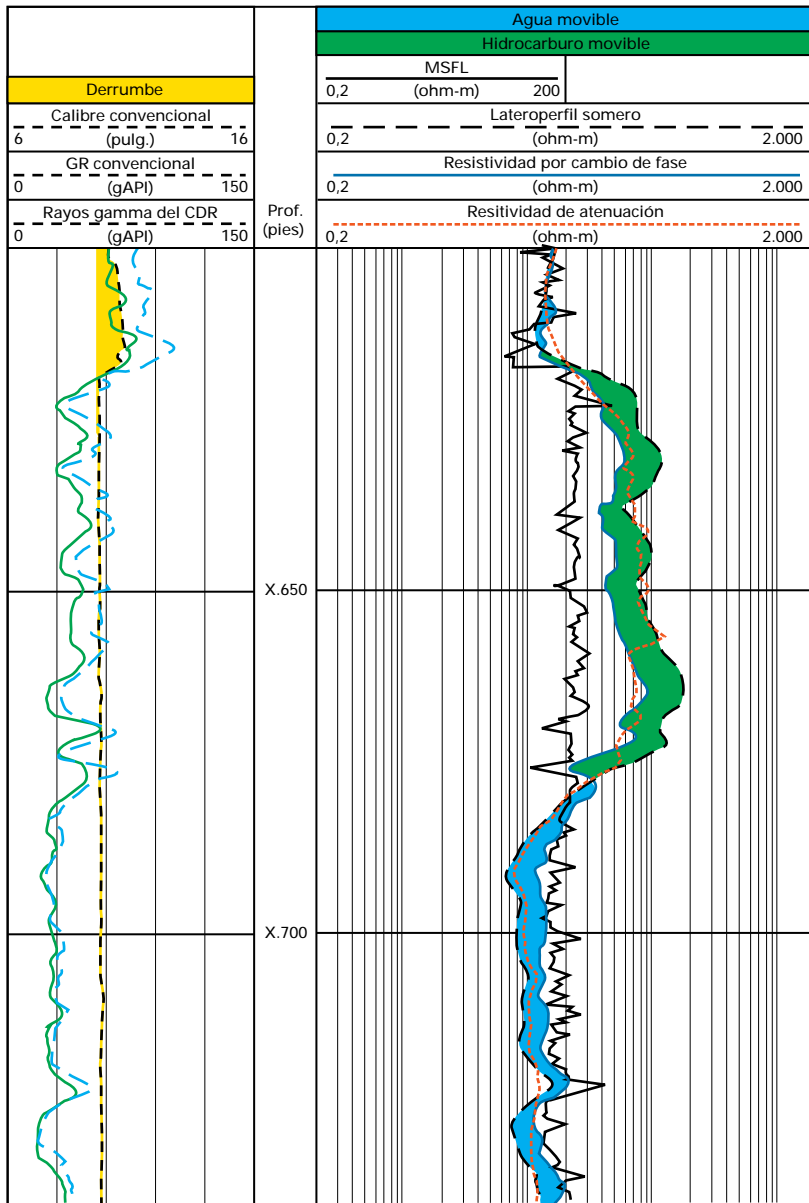
El registro muestra los datos azimutales de un pozo horizontal en el Campo Bare.

La herramienta ADN se encuentra orientada hacia la cara inferior del hoyo, lo que permite que los detectores de densidad se encuentren en contacto permanente con la formación, a pesar del motor de fondo. En efecto, el único dato de densidad disponible es el del cuadrante inferior, ROBB. A lo largo de la mayor parte del registro, los cuadrantes ROBL, ROBR y ROBU miden densidades considerablemente inferiores a las del cuadrante ROBB. Esto implica que dichos cuadrantes están afectados por el lodo existente entre los detectores y la formación. En este caso, el ADN se trabajó por arrastre (sin estabilizador) y el único punto de contacto directo con la formación era, por lo tanto, el cuadrante inferior (ROBB).

Determinación de R_t previo a la invasión

En general la experiencia demuestra que existe un cierto grado de invasión durante el proceso de perforación, inclusive en aquellos casos en que se adquieren datos con herramientas LWD. En la Fig. 4.7 (página 3-7), la separación de las resistividades, obtenidas por cambio de fase, indica la presencia de una zona levemente invadida desde los 4.500 a los 4.600 pies. Sin embargo, las resistividades medidas por atenuación—de lectura más profunda—se superponen entre sí y coinciden con la resistividad por cambio de fase de 34 pulgadas (profunda), lo cual implica que todas leen R_t . Por lo tanto, a pesar de la invasión, R_t se puede leer directamente a partir de las curvas de resistividad sin necesidad de recurrir a la inversión de las mismas.

Figura 4.11



El registro muestra datos obtenidos con LWD y con cable convencional de un pozo vertical en el Lago de Maracaibo. La causa de la diferencia en los valores de las resistividades proviene del avance de la invasión, debida al tiempo transcurrido entre ambas mediciones.

En los casos en que la invasión es más profunda, se debe realizar una inversión matemática para obtener R_t , mediante una computación de los datos adquiridos. En los pozos horizontales—donde existen otros factores además de la invasión que influyen en las mediciones de resistividad—se deben utilizar modelos teóricos para corregir las resistividades medidas y deducir la R_t correcta.

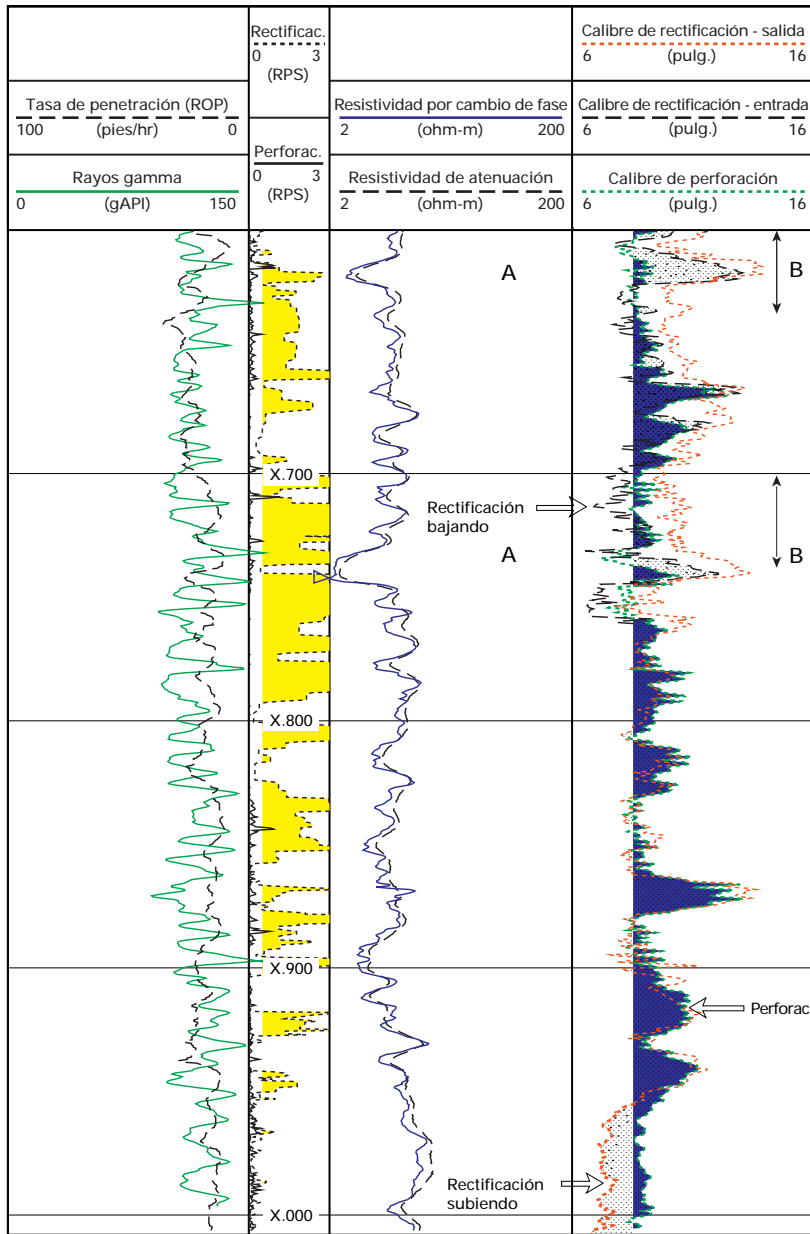
Perfilajes sucesivos en un mismo pozo para la identificación del fluido de formación

La invasión puede significar una ventaja cuando se obtienen perfiles en distintos momentos, y por lo tanto en distintas etapas de la invasión. En la Fig. 4.11 se observa un perfil CDR registrado durante la perforación junto con un lateroperfil somero convencional (LLS) y un perfil Microesférico Focalizado (MFSL) registrados 34 horas después de la perforación. Los cambios producidos en la resistividad indican claramente el movimiento de los fluidos. En la capa impermeable superior, el CDR y el LLS coinciden. En el fondo, en cambio, el MSFL > LLS > CDR (Resistividad de Atenuación y Resistividad por Cambio de Fase). Esta es una clara indicación de la existencia de una zona de agua en la que el filtrado del lodo a base de agua dulce desplaza el agua más salada de la formación ($R_{mf} > R_w$). El perfil LLS se ve afectado por el volumen mucho mayor del filtrado del lodo presente en el momento del perfilaje convencional. En el intervalo comprendido entre X.620 y X.780, el perfil se revierte: MSFL < LLS < CDR, lo cual denota claramente la existencia de una zona de petróleo, en la que la lectura del LLS es inferior debido a que el petróleo ha sido desplazado por el filtrado del lodo. Conviene notar que el mismo efecto se hubiera observado realizando una carrera posterior de la herramienta CDR, lo que hubiera proporcionado una indicación clara e inmediata del petróleo desplazado sin necesidad de recurrir a los perfiles convencionales.

Degradación del hoyo

Las resistividades aparentes, computadas de la atenuación y del cambio de fase de las ondas electromagnéticas de 2-MHz del CDR están compensadas por los efectos del hoyo, y por lo tanto, son insensibles a las variaciones del diámetro del mismo. Pero la fase relativa entre los receptores y los transmisores (sin la compensación), es sensible al tamaño del hoyo y a la conductividad del lodo.

Figura 4.12



Los perfiles de calibre obtenidos de tres carreras sucesivas muestran la evolución del diámetro del hoyo.

Esta sensibilidad se utiliza para estimar un diámetro promedio de hoyo cuando existe un contraste suficiente entre la conductividad del lodo y de la formación. Dado que el calibre medido por efectos de cambio de fase se puede obtener durante la perforación, o bien en carreras posteriores, las sucesivas mediciones en el transcurso del tiempo pueden proporcionar información sobre la alteración del diámetro del hoyo.

En la Fig. 4.12 se observa una superposición de tres pasadas de calibre: una durante la perforación, otra cuando se circulaba el hoyo en la carrera de bajada, y la tercera al sacar la herramienta. Las carreras descendentes indican alteraciones en el hoyo, que incluyen ensanchamientos a los X.620 y X.740 pies (A) y reducciones del diámetro desde X.600 a X.640 pies y desde X.700 a X.760 pies (B). En este caso excepcional, el contraste de conductividad entre el lodo y la formación permite medir el diámetro del hoyo con una exactitud de 0,5 pulgadas y 36 pulgadas de resolución vertical. En general, el diámetro máximo que puede leer el calibre por cambio de fase es de aproximadamente 24 pulgadas.

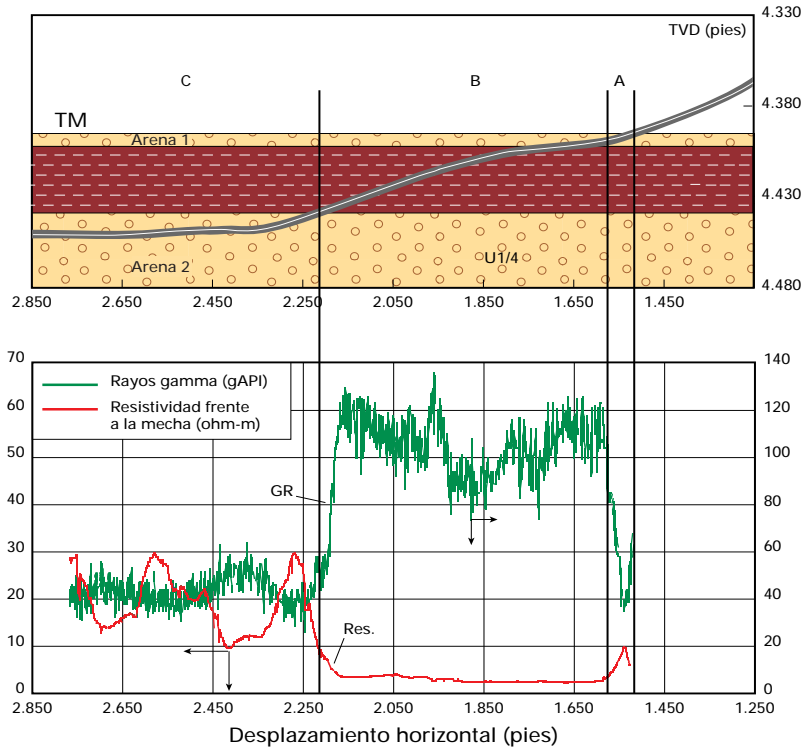
Optimización de la perforación

El principal objetivo de la perforación, y en particular de la perforación de alcance extendido, consiste en colocar el hoyo en la posición óptima dentro del yacimiento. Para lograrlo conviene recurrir a la geonavegación, para alterar la trayectoria del hoyo de acuerdo con los cambios geológicos que se encuentran durante la perforación.

El éxito de la geonavegación depende de la construcción de un modelo previo y de bajar una herramienta de geonavegación. El modelo previo computa los registros LWD estimados a lo largo de la trayectoria planificada del hoyo. Como datos de entrada se utilizan la geología local (es decir, cortes geológicos, secciones sísmicas, mapas isopácos), las propiedades petrofísicas de los estratos dentro y alrededor del hoyo y un conocimiento preciso del funcionamiento de la herramienta LWD. El programa INFORM maneja todos estos datos. En el Capítulo 3-25 se encontrará una descripción más detallada al respecto.

Posteriormente, durante la perforación se comparan los registros LWD pronosticados con los datos LWD en tiempo real, para confirmar la validez del modelo geológico, o bien para reevaluarlo en tiempo real. El modelo INFORM sirve tanto con las herramientas LWD convencionales como con la de geonavegación. La

Figura 4.13



El dibujo superior muestra la trayectoria, y el dibujo inferior muestra los datos de la resistividad RBIT y de GR de un hoyo en el cual los datos en tiempo real determinaron la ubicación final del fondo del mismo.

ventaja de la herramienta GeoSteering consiste en que los sensores cercanos a la mecha permiten realizar correcciones inmediatas de la trayectoria, si ocurren cambios imprevistos. Dicha herramienta se puede utilizar con el modelo previo del programa INFORM, o en forma independiente, tal como se puede observar en el siguiente ejemplo.

Geonavegación

En el ejemplo de la Fig. 4.13, se muestra un pozo en el Campo Budare de Venezuela, en el que se corrió la herramienta GST con el único propósito de optimizar la perforación. Cuando el GST determinó que la arenisca superior (Arena 1) era mucho más delgada de lo que se había anticipado, se decidió continuar la perforación hasta alcanzar un objetivo más profundo (Arena 2) desviando la trayectoria previa. Como se conocía la desviación del pozo a la profundidad de la mecha, se pudo cambiar abruptamente el rumbo y perforar a través de la lutita intercalada entre ambas arenas, sin necesidad de instalar una tubería de revestimiento para proteger esta zona. Cuando se llegó

a la arena inferior, la herramienta GeoSteering permitió perforar el pozo con una curvatura suave, sin provocar ángulos agudos, que habrían podido impedir la completación del hoyo, además de reducir la eficiencia durante la perforación de la sección horizontal.

El dibujo superior ilustra la trayectoria de del pozo, que llega a la arenisca delgada superior en (A), desciende a través de la lutita (B) y luego toma un suave recorrido horizontal a través del yacimiento siguiente (C). En el dibujo inferior, se observa la resistividad RBIT y el GR de la herramienta de geonavegación a lo largo del desplazamiento horizontal. Las fluctuaciones del GR en el yacimiento reflejan las variaciones de la arcillosidad en la arenisca.

En resumen, el uso de la herramienta GeoSteering ayudó a evitar todas las maniobras para taponar y rehacer un hoyo paralelo al ya perforado, se minimizó la exposición de la lutita en la sección inclinada y se mantuvo una trayectoria suave dentro del yacimiento.

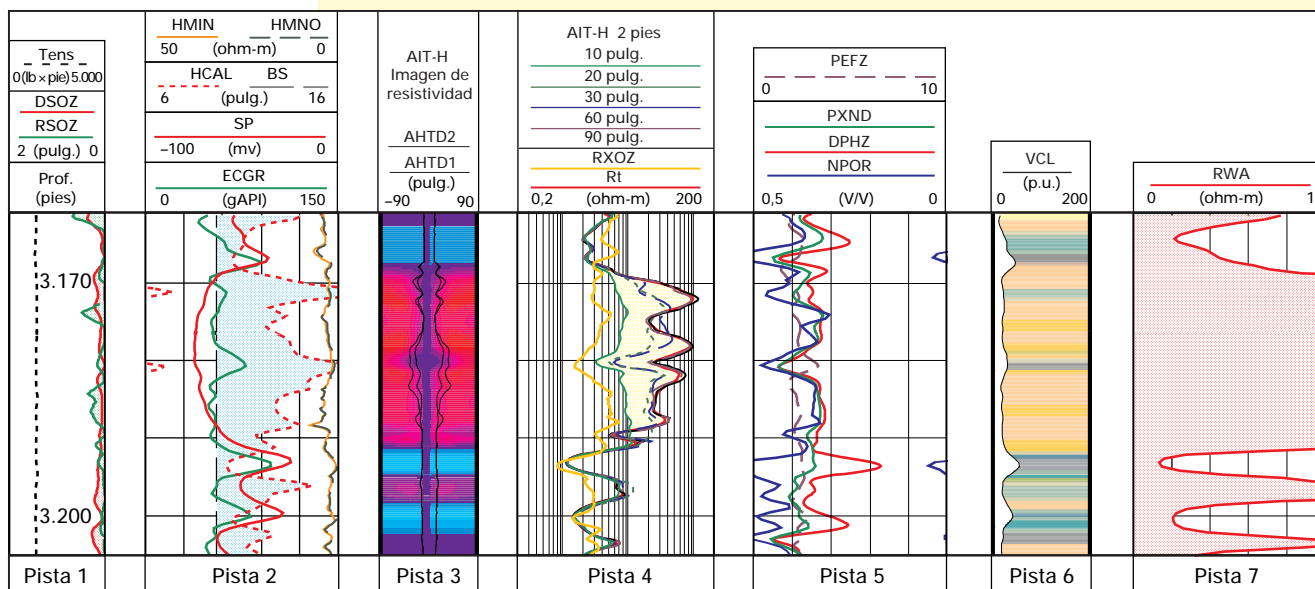
Conclusiones

A partir de estos ejemplos se puede concluir que la herramienta LWD ha dejado de ser una alternativa definida por el costo de adquisición del perfilaje convencional, para convertirse en un método de adquisición de datos petrofísicos en sí misma y con valores agregados. Esto se puede comprobar por el número creciente de hoyos verticales o levemente desviados que se perfilan sólo con LWD.

La herramienta LWD no sólo es capaz de realizar mediciones petrofísicas convencionales con las mejores condiciones ambientales para el hoyo, sino que además proporciona información que sólo es posible obtener a través de esta herramienta, tales como las densidades azimutales, la R_i pre-invasión, la evaluación de la anisotropía, y una geonavegación más precisa.

Además de proveer los mejores datos petrofísicos en cualquier hoyo, las herramientas LWD ayudan a guiar los pozos de largo alcance en la posición óptima dentro del yacimiento, con lo cual se maximiza la producción y se minimizan futuras intervenciones de taladro.

Presentación "quicklook" del PEX



Pista 1: contiene habitualmente los datos que comprenden las mediciones de separación del densidad (DSOZ) y de la resistividad (RSOZ), y una curva de tensión (Tens).

Pista 2: Curvas micro-normal y micro-inversas (HMIN, HMNO) calculadas a partir de las mediciones de micro-resistividad. La separación es un indicador cualitativo de permeabilidad, dado que se produce delante del revoque que se acumula en los intervalos permeables. También se incluyen los calibres (HCAL) y las curvas SP y ECGR.

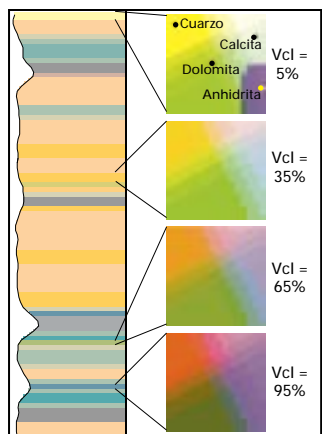
Pista 3: Registro de resistividad de la invasión, desde el centro del hoyo hasta 90 pulgadas dentro de la formación, en el cual el rojo representa alta resistividad y el azul baja (nótese que la invasión a 3.180 pies es de aproximadamente 20 a 30 pulgadas).

Pista 4: Perfil AIT* con sus cinco profundidades de investigación (10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas) para el registro de inducción y RXOZ con una resolución vertical de 18 pulgadas, lo que facilita la comparación con las mediciones de inducción. La resolución vertical de la medición RXOZ puede llegar a sólo 1 pulgada.

Pista 5: Contiene la porosidad del neutrón corregida por efectos ambientales del hoyo (TNPH) y una porosidad derivada de los registros de densidad de resolución convencional (DPHZ), junto con una porosidad obtenida de gráficos en coordenadas x-y (PXND), y los datos de efecto fotoeléctrico (PEFZ). Nótese la excelente superposición a lo largo de la mayor parte de la arenisca (3.173 a 3.190 pies), a pesar de que el pozo presenta agrandamiento.

Pista 6: Interpretación "quicklook" de la litología que se basa en los datos del densidad, el efecto fotoeléctrico, y el GR o SP. Sobre el margen izquierdo se muestra el volumen de arcilla. Se destacan algunos cambios menores del contenido de arcilla, como las láminas delgadas por debajo de los 3.192 pies.

Pista 7: Curva de R_{wa} que engloba la presentación como un indicador "quicklook" de hidrocarburos. También se puede desplegar una relación R_{xo}/R_t . En el caso de una arenisca limpia, cuya saturación de agua es del 100%, el valor de R_{wa} equivale a la resistividad del agua de la formación.



LA HERRAMIENTA PLATFORM EXPRESS

Desde que, en 1927, los hermanos Schlumberger idearon la forma de obtener registros eléctricos, se han realizado enormes progresos. Sin embargo, la tecnología PLATFORM EXPRESS (PEX), introducida en Venezuela a comienzos de 1996, es una de las primeras en las que la eficiencia de adquisición, la confiabilidad de los registros y la calidad de los datos obtenidos constituyeron los puntos de mayor consideración en su diseño.

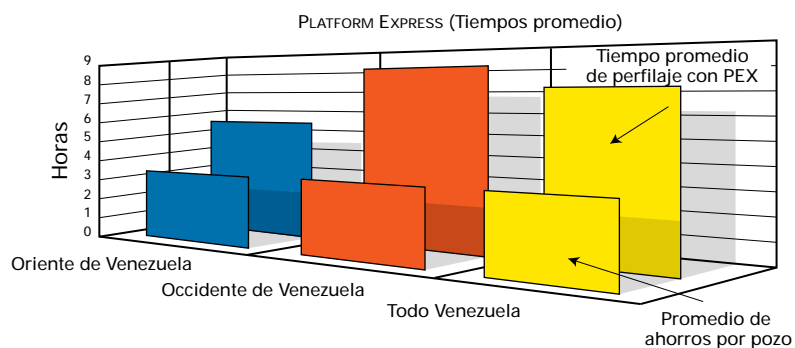
Esto se comprueba fácilmente cuando se compara esta nueva tecnología con los métodos convencionales que se utilizan en la industria petrolera, tal como la combinación Inducción, Sónico, Densidad-Neutrón, conocida también como triple-combo. Los registros PEX son mucho más rápidos (3.600 pies/hora), más confiables (tres a cuatro veces) y ofrecen respuestas de mejor calidad de lo que era posible obtener hasta ahora.

La eficiencia constituye una de sus mayores ventajas y diversos factores contribuyen al incremento de la misma. Los factores que más se destacan son la mayor velocidad de perfilaje; la reducción de tiempos en las tareas de armado, desarmado y calibraciones; a lo que se suma un tiempo de respuesta más rápido en el procesamiento, todo ello al pie del pozo. En la Fig. 4.14 se observan el promedio de tiempo de perfilaje total junto el tiempo ahorrado debido al uso de la herramienta PEX en operaciones realizadas en Venezuela durante el año pasado.

En la Fig. 4.15 se observa la herramienta PEX básica junto con las resoluciones verticales de cada medición. El mayor grado de resolución vertical, sumado al nuevo diseño de los sensores, contribuyen a la obtención de mejores mediciones en cuanto a su resolución y al volumen investigado. Estos factores, junto con las correcciones por efectos ambientales y los ajustes de profundidad, permiten realizar mejores presentaciones tipo "quicklook" y desarrollar programas avanzados de interpretación. En el recuadro de la página opuesta se observa un ejemplo de la presentación tipo "quicklook" de un pozo, utilizada habitualmente en Venezuela. La presentación incluye los mnemónicos empleados en ésta y en otras presentaciones del PEX y una calibración visual de la columna litológica.

Este ejemplo también destaca la capacidad del detector triple de densidad del PEX para leer con precisión aún en pozos con agrandamientos. Las areniscas comprendidas entre 3.170 y 3.192 pies de profundidad muestran agrandamientos de hasta 6 pulgadas sobre el diámetro nominal, y—a pesar de ello—las lecturas de densidad y las curvas de PEX son correctas.

Figura 4.14



Tiempo Promedio de Perfilaje de la herramienta PEX en un periodo de un año (siete horas) y tiempo promedio ahorrado mediante el uso de esta tecnología (tres horas).

Figura 4.15

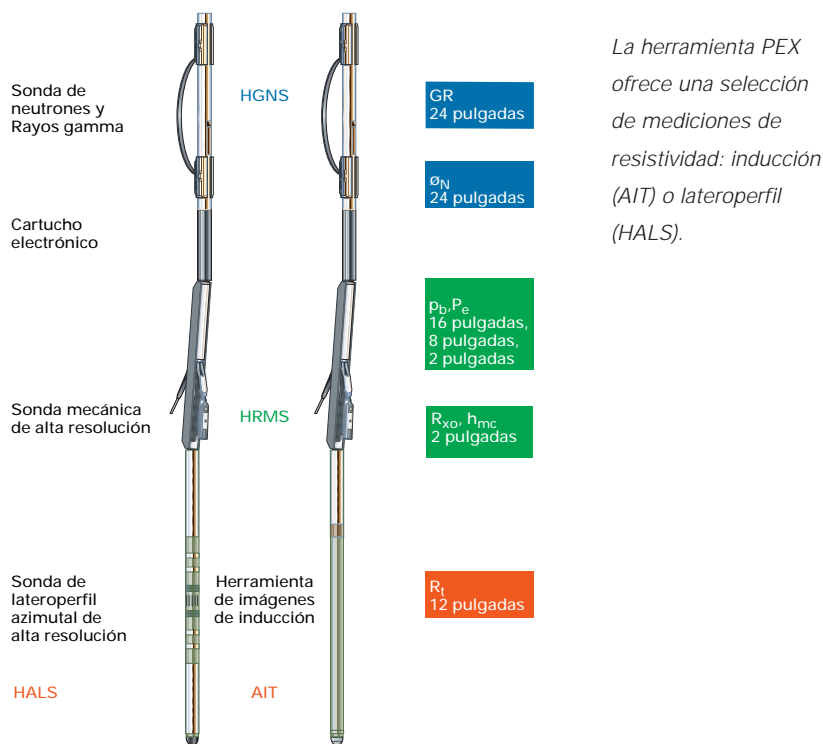
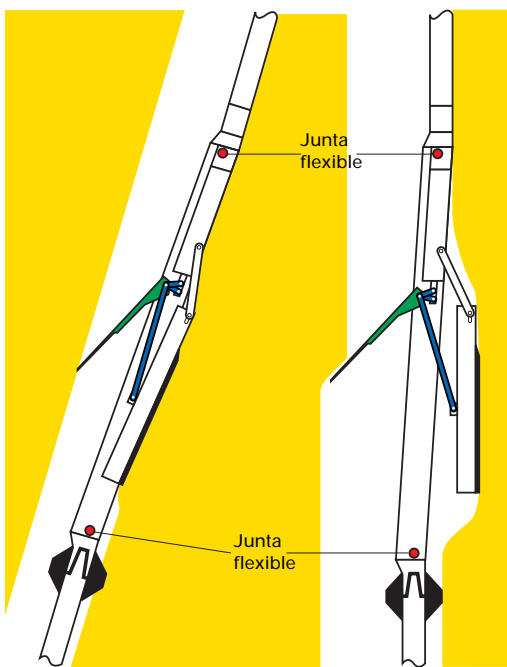
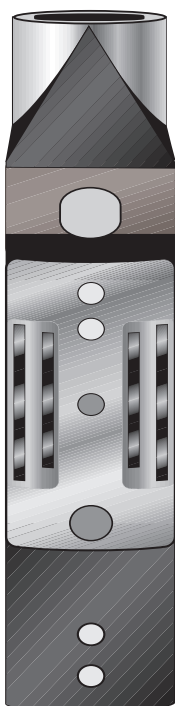


Figura 4.16



Herramienta de densidad con patín en un pozo agrandado. El diseño exclusivo de este sistema permite que el patín se deslice libremente siguiendo las formas rugosas del pozo.

Figura 4.17



Patín integrado de densidad-micro-resistividad.

El registro de resistividad de la Pista 3 indica invasión y presencia de hidrocarburos. Hoy en día, es posible evaluar con confianza y correctamente estas areniscas, con la combinación de todas las mediciones del PEX.

Descripción de los sensores

Los sensores del PEX marcan nuevas pautas de precisión en la evaluación de las formaciones. Para realizar mediciones de resistividad se pueden emplear tanto la herramienta de Imágenes de Inducción (AIT) como la Sonda de Lateroperfil Azimutal de Alta Resolución (HALS*). Ambas cuentan con una resolución vertical de 12 pulgadas en condiciones

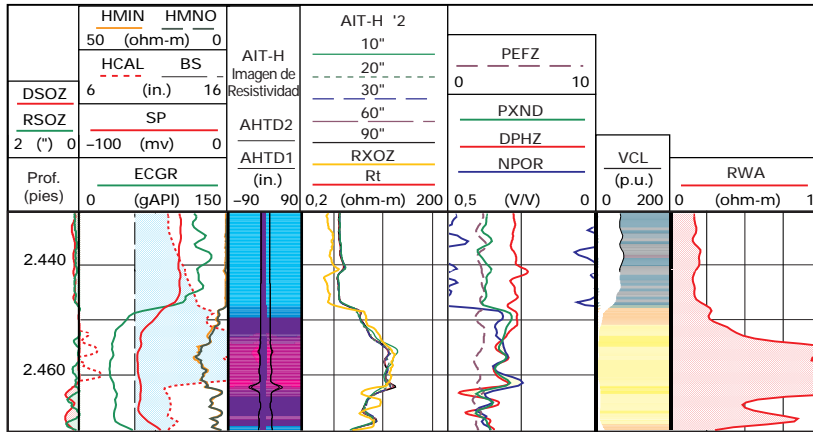
óptimas. La herramienta AIT consta de ocho conjuntos de tres bobinas asociadas con una bobina transmisora de frecuencia fija. Asimismo, cada uno de estos conjuntos comprende una bobina receptora y una bobina secundaria. Las bobinas se encuentran espaciadas a lo largo de la sonda en una estructura plegada, con lo cual se obtiene una sonda corta y compacta. Las diversas señales se combinan para producir respuestas a 1, 2 y 4 pies de resolución vertical, mientras que las profundidades de investigación dentro de la formación están fijadas a 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas. Un sensor R_m/SP proporciona una curva SP, sin necesidad de agregar un sensor externo además de una medición continua de resistividad del lodo (R_m) sumamente precisa, que resulta fundamental para las correcciones ambientales del hoyo. El Microperfil de Enfoque Cilíndrico (MCFL*), es un dispositivo que mide la resistividad de la zona invadida (R_{xo}),

montado junto con los detectores de densidad sobre un sólo patín—totalmente articulado—que se presiona contra la pared del hoyo. El MCFL ha sido diseñado para medir la resistividad de un volumen cilíndrico que se extiende unas pocas pulgadas dentro de la zona invadida de la formación, en un volumen de roca semejante al que se mide en la densidad. Desde este patín, también se puede obtener una medición tipo microperfil.

En este mismo patín se encuentran los sensores que realizan las mediciones de la herramienta de Densidad de Litología de Tres Detectores TLD*. Los tres detectores están ubicados a 16, 8 y 2 pulgadas de la fuente; y se utilizan para medir, a través de nueve ventanas de energía diferentes, los rayos gamma difractados. Las cuentas obtenidas en cada una de estas ventanas se invierten a posteriori, mediante un modelo de respuesta adaptativo, con lo cual se calcula la densidad y el factor fotoeléctrico de la formación, por una parte; y la densidad, el espesor y el factor fotoeléctrico del revoque por la otra. La combinación de los tres detectores permite la reconstrucción de una curva de densidad de resolución vertical de 16 pulgadas. La densidad de alta resolución, con resolución vertical de 6 pulgadas, se reconstruye a partir del detector que mide el final de la dispersión y el de espaciamiento corto, utilizando la medición de baja resolución como una restricción para el procesamiento.

El detector que mide el final de la dispersión se utiliza para caracterizar las propiedades de la zona muy cercana a la pared del hoyo, donde se dan los efectos de la rugosidad, la separación de la herramienta y el revoque, y permite asimismo mejorar las estadísticas en las formaciones sumamente densas. Las juntas flexibles y el patín totalmente articulado, constituyen un avance notable en la adherencia de los sensores a la roca en aquellos pozos de paredes muy rugosas, como se observa en la Fig. 4.16.

Figura 4.18



Ejemplo de pozo rugoso. Uno de los muchos ejemplos que ilustran la alta calidad de las mediciones aún en un pozo muy agrandado.

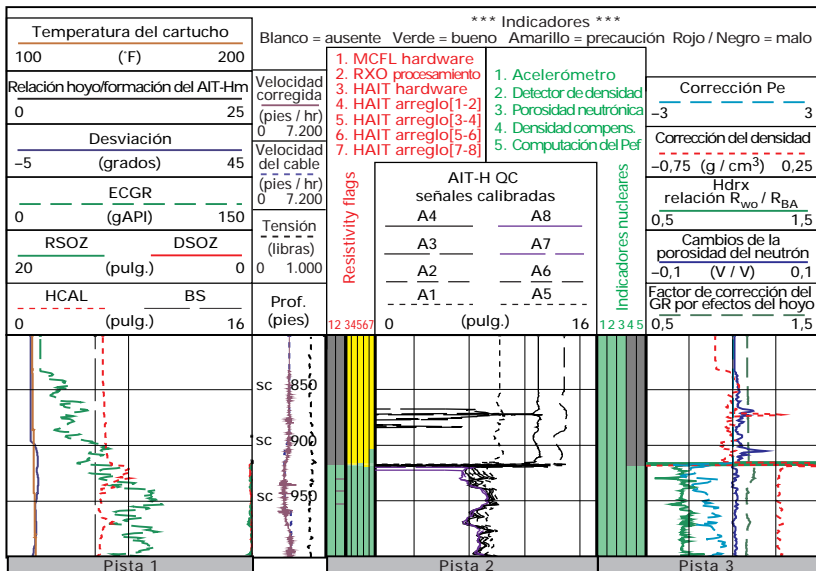
En la Fig. 4.17 se muestra una imagen del patín de alta resolución con sus sensores correspondientes. Nótese la integración de los sensores TLD-BS (Detector de Final de la Dispersión), SS (Detector de Espaciamiento Corto), LS (Detector de Espaciamiento Largo), MCFL-ML (Microperfil) en este patín.

En la Fig. 4.18 se observa un ejemplo del comportamiento de la densidad en los pozos que presentan agrandamientos. Este ejemplo proviene del Campo Melones, situado en el Oriente de Venezuela, y resalta claramente la

capacidad del PEX para obtener datos de muy alta calidad en un pozo sumamente rugoso y agrandado. El medidor de densidad recibe señales de la formación de buena calidad a lo largo de los diversos agrandamientos gracias a la flexibilidad única de la herramienta PEX y la articulación del patín del TLD, capaz de seguir las paredes de los hoyos con agrandamientos y proporcionar datos válidos. Estas mediciones de buena calidad resultan de gran importancia en esta formación con hidrocarburos, que presenta un R_t de alrededor de 20 ohms-m y una porosidad efectiva de aproximadamente 32%.

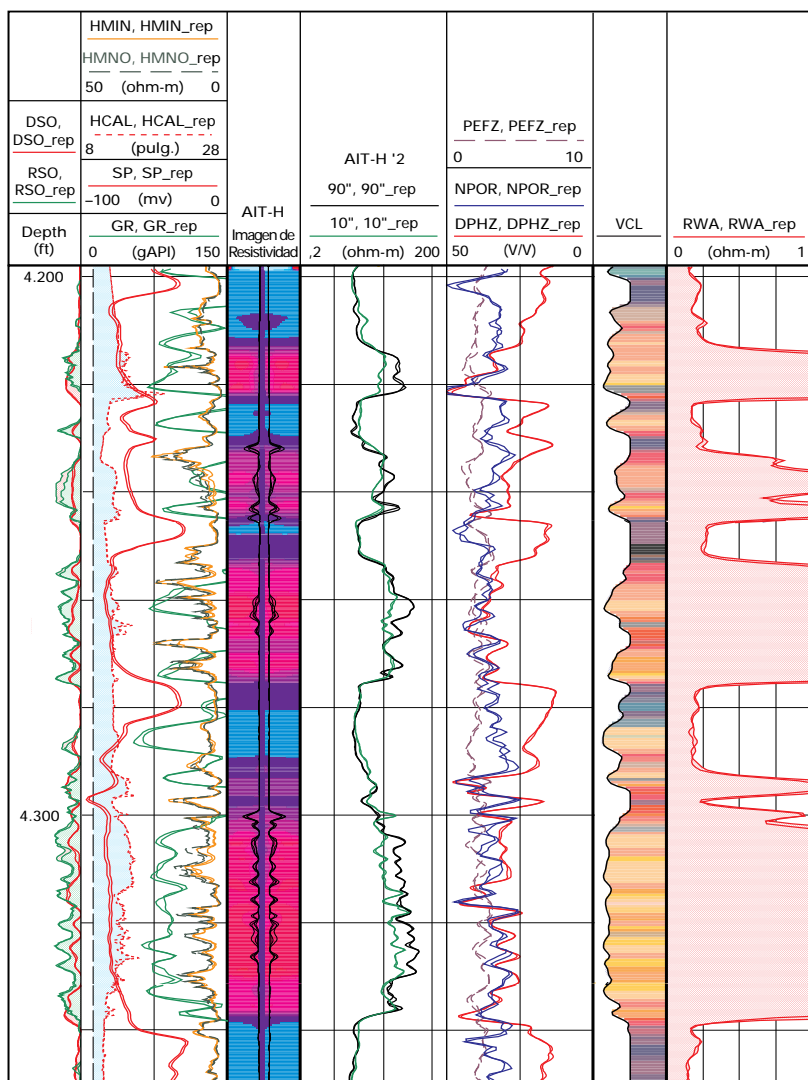
Una única Sonda Altamente Integrada de Neutrón y Rayos Gamma (HGNS) provee mediciones de porosidad neutrónica y de rayos gamma, con una resolución vertical de 24 pulgadas. Esta resolución se logra mediante un muestreo de 6 pulgadas. Para obtener una resolución vertical de 12 pulgadas en el neutrón se utiliza el procesamiento Alfa. Ambos resultados del neutrón se corrigen totalmente por efectos ambientales: la relación entre los contadores cercano y lejano se corrigen con respecto al tiempo muerto y se ajustan entre sí en profundidad y resolución. Por lo general, en el campo se aplican correcciones con respecto al diámetro del pozo y la separación de los sensores con respecto a la pared del hoyo; el revoque; la salinidad y la densidad del lodo; la presión y la temperatura. Estas herramientas incluyen pequeñas fuentes de calibración interna, por lo cual ya no se requieren fuentes de calibración externa como ocurría anteriormente. La herramienta HGNS también cuenta con su telemetría, además de un acelerómetro en el eje vertical para medir con precisión el movimiento de la herramienta en el hoyo. De este modo, los datos se pueden corregir según la velocidad, de manera tal que todas las mediciones del PEX se ajustan en profundidad en tiempo real. Ello permite determinar con mayor exactitud los límites de los estratos, minimizar los riesgos de errores de interpretación y reducir la probabilidad de pasar por alto zonas de interés delgadas.

Figura 4.19



Curvas LQC e indicadores. Nótese que una vez dentro del revestidor, la densidad, el PEX y todos los indicadores de resistividad se encienden para indicar lecturas no válidas.

Figura 4.20



Ejemplo de análisis del tramo repetido. La medición principal se realizó a 3.600 pies/hora y la repetida a 1.800 pies/hora.

Control de calidad de los registros

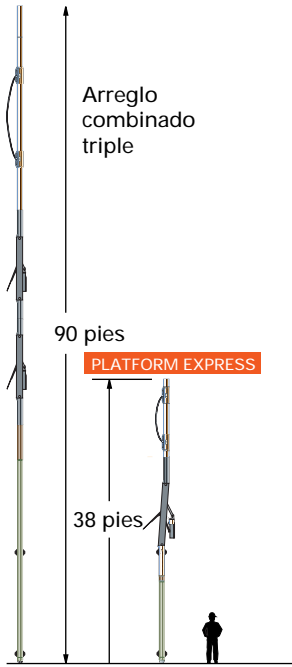
El Control de Calidad de los Registros en tiempo real (LQC) contribuye a asegurar la obtención de datos de la mejor calidad. Si el ingeniero de campo o el representante de la compañía operadora pueden juzgar la calidad de los datos a medida que se van registrando, están siempre a tiempo de resolver posibles problemas o reperfilear alguna anomalía. El LQC del PEX se ha mejorado con la introducción de varias imágenes y presentaciones que brindan un medio rápido y gráfico para detectar problemas. Se encuentra disponible en varios niveles, y en dos formas principales:

1. Indicadores: Una serie de condiciones que indican el estado de la herramienta o la medición en el hoyo. Si alguna de las condiciones incorporadas en el indicador está fuera de las especificaciones, el indicador advierte al observador.

2. Curvas: Pueden ser específicas del instrumental (por ejemplo, los voltajes que bajan a la sonda); relativos al proceso (por ejemplo, errores de modelado); o relacionadas con correcciones realizadas en las mediciones para contrarrestar los efectos ambientales.

En la Fig. 4.19 (página previa) se observa un registro LQC obtenido con la herramienta PEX. Las curvas de separación de la herramienta para los sensores de resistividad y densidad, DSOZ y RSOZ (Pista 1, margen derecho—en este caso la herramienta está adherida a la pared del pozo), aparecen una vez que se pasa el valor umbral, lo cual indica varias causas posibles: el lodo es demasiado dulce para permitir mediciones de micro-resistividad; presencia de baritina en el lodo; o bien, existe un error de calibración en la herramienta de densidad. Asimismo, en la Pista 1 se observa un registro de Rayos Gamma Corregidos por Efecto Ambiental (ECGR). En la Pista 2 las barras verdes indican si el conjunto de señales adquiridas (A1 a A8) es coherente, y si el instrumental y el procesamiento del MCFL se encuentran dentro del rango correspondiente. Los datos sin correcciones también se utilizan para detectar saltos erróneos. Una barra en la pista de profundidad se torna de color rojo si se detecta una falla electrónica. El MCFL y el HALS también cuentan con indicadores de la situación del instrumental y curvas que corresponden a la cantidad de correcciones que se están aplicando por efectos del hoyo. La presentación nuclear (Pista 3) comprende indicadores de calidad para el acelerómetro, el detector de densidad, el de porosidad neutrónica, la computación de la densidad y del PEF. Los indicadores de RHOB y PEF se basan en la mejor cuantificación de los errores provista por el PEX. Por ejemplo, se puede

Figura 4.21



Longitud del arreglo combinado tripe (Triple-Combo) versus longitud del PEX (90 pies contra 38 pies). Las ventajas del PEX son indiscutibles.

afirmar que la precisión en la RHOB es de 0,01 g/cm³ sin revoque; y de 0,02 g/cm³ con un revoque de 0,5 pulgadas.

El análisis del tramo repetido (Fig. 4.20) constituye una poderosa herramienta, que permite al ingeniero y al observador apreciar todas las curvas obtenidas en la primera pasada y en la repetición, superpuestas unas sobre otras. Las zonas sombreadas entre las curvas indican los casos en que la separación se encuentra por encima de los límites de tolerancia aceptables. A pesar de los diversos agrandamientos presentes en esta sección, existe una correlación casi perfecta en todas las curvas.

Confiabilidad

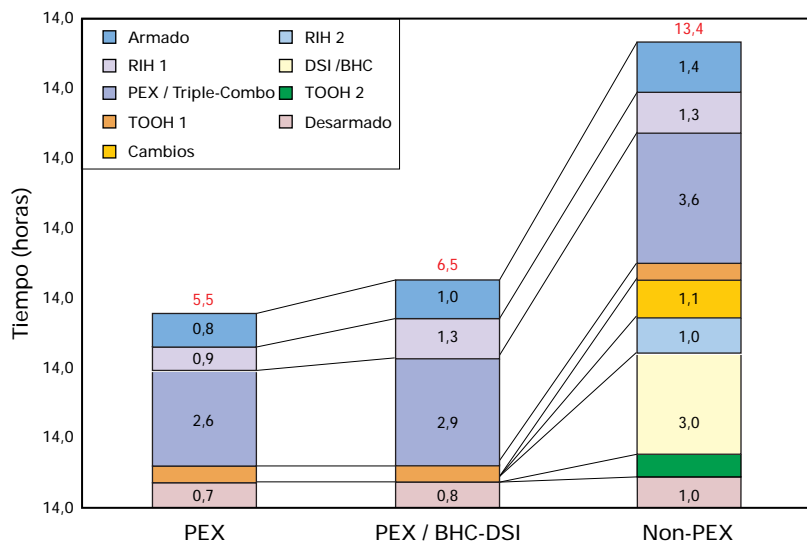
La herramienta PEX ha sido diseñada especialmente como un instrumento sumamente confiable, que soporta hasta 250°F de temperatura y 10.000 psi de presión. Si bien estos valores son inferiores a los habituales, cubren la mayoría de los pozos existentes en Venezuela. La razón principal de este sobresaliente nivel de confiabilidad—que es tres o más veces mayor que el triple-combo convencional—es el diseño totalmente renovado de sus componentes y sus circuitos integrados, así como el sistema de montaje de los mismos. Todos los componentes del PEX deben pasar

por las mismas pruebas—sumamente rigurosas—de impacto y temperatura cíclica que se utilizan en las herramientas LWD: 2.000 impactos de 250 G/2ms y 200 ciclos de temperaturas de 125°C con un período de cinco horas a la temperatura máxima en cada ciclo. Gracias a ello, la herramienta PEX resulta mucho más confiable en los trabajos de TLC, en los cuales una falla mínima puede provocar una demora excesiva por inactividad del equipo de perforación. El diseño corto de la herramienta junto con sus articulaciones también la convierten en el mejor instrumento disponible para el perfilaje por transporte de herramientas en la columna de perforación. Los pozos de radio corto, con incremento angular desde la vertical a la horizontal en sólo 100 pies, se han perfilado sin el AIT. Con el AIT el incremento angular máximo—hasta ahora—ha sido de 69°/100 pies en un pozo de 7 pulgadas de diámetro. Este medida supera con creces lo que se podía realizar hasta el momento con otras herramientas, y permite realizar una evaluación completa de los pozos de radio corto y mediano. El incremento del índice de confiabilidad obtenido en Venezuela durante el primer año de operaciones fue de casi tres veces.

Eficiencia

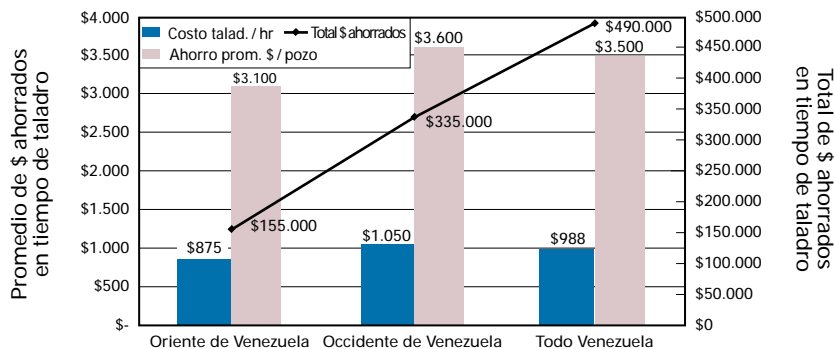
La eficiencia de la herramienta PEX aumenta de varias maneras. En primer lugar, su menor longitud permite la manipulación más rápida y fácil de la herramienta. Asimismo, la cámara de fondo más reducida es necesaria para obtener lecturas de registros en las secciones más profundas del pozo. En la Fig. 4.21 se observa la diferencia real de longitud. El menor largo, sumado a la mayor celeridad de armado y desarmado al pie del pozo, la reducción del tiempo de calibraciones, la capacidad de perfilar al doble de velocidad con mediciones de mejor calidad aún, son todos factores que contribuyen a reducir el tiempo necesario para realizar la tarea.

Figura 4.22



Detalle de tiempos de perfilaje con y sin la herramienta PEX.

Ffigura 4.23



Ahorros durante un periodo de un año mediante el uso de la herramienta PEX.

En la Tabla 4.2 se presenta un ejemplo del ahorro total obtenido mediante el uso de la herramienta PEX, tomado de un caso real en el Occidente de Venezuela. Se obtienen ahorros importantes cuando se evita una carrera de calibración intermedia, o una carrera adicional de herramientas. Los tiempos relacionados con la obtención de registros se ven reducidos en un total de 5 horas, lo cual equivale a \$6.250, ahorrando, en promedio, media hora en cada una de las diferentes operaciones.

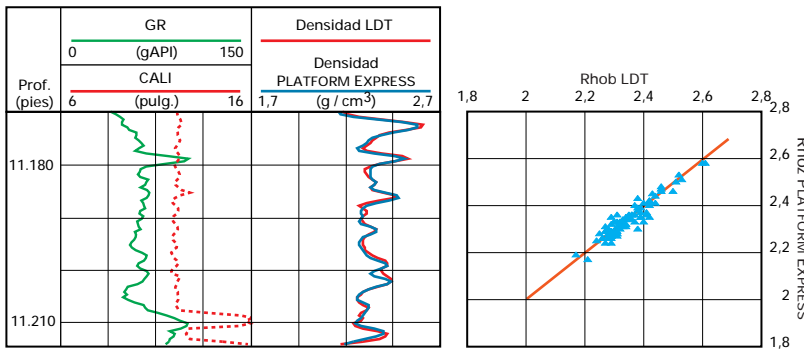
En la Fig. 4.22 se observa un promedio de varios pozos perfilados en Venezuela en el último año. Está dividido según se baje el PEX, la combinación PEX-Sónico o el Tripe-Combo convencional. En esta comparación directa de datos reales—obtenidos en Venezuela—se observa que la herramienta PEX ha permitido ganar un promedio de 6,9 horas en cada pozo. Los ahorros principales provienen de una bajada menos de herramientas por pozo, pero también se observan ahorros en el tiempo de armado y desarmado al pie del pozo (0,6 hr); y en el tiempo de perfilaje en sí (0,7 hr). Si se combina la herramienta DSI con el PEX se obtiene un instrumento sumamente poderoso. En estos casos, la velocidad de perfilaje depende del número de modos utilizados con el DSI (página 4-37). En los datos de la combinación DSI/PEX que se observan más arriba, la herramienta se corrió normalmente a 900 pies/hora.

Tabla 4.2

Valor del PLATFORM EXPRESS		
Tarifa diaria del taladro	\$30,000	
Velocidad de perforación	50 pies/ hr	
Intervalo perfilado	7.000 pies	
Profundidad total (TD)	12.000 pies	
Evento	PEX	Triple-Combo
Perf. cámara de fondo	0,76 hr	1,80 hr
Calibración inicial en sup.	0,25 hr	0,75 hr
Armado de la herramienta	0,30 hr	1,00 hr
Carrera hasta TD	0,80 hr	0,80 hr
Tiempo de perfilaje	1,94 hr	3,89 hr
Carrera de salida del pozo	0,33 hr	0,33 hr
Calibración final en sup.	0,25 hr	0,75 hr
Desarmado de la herr.	0,30 hr	1,00 hr
Tiempo total asociado con el perfilaje	4,90 hr	10,3 hr
Carrera de acondicionam.	0,00 hr	12,0 hr
Carrera adicional	0,00 hr	5,00 hr
Confiabilidad	0,00 hr	1,00 hr
Costo total asociado con el taladro	\$6.172	\$35.403
Calidad de las mediciones	\$1.000	\$0,00
Respuestas en tiempo real	\$1.000	\$0,00
Valor agregado total del PEX	\$2.000	\$0,00
Ahorros con PLATFORM EXPRESS: \$31.231 y 23,4 hr		

Desde marzo de 1996 hasta marzo de 1997, se utilizó la herramienta PEX en 141 pozos pertenecientes a 11 compañías operadoras distintas, con lo cual se redujeron los tiempos de perforación por un equivalente a casi \$500.000 (Fig. 4.23). En esta cifra no se incluye el tiempo de perforación correspondiente a una carrera de calibración intermedia, que no fue necesaria. Se hizo un detalle del tiempo de perforación para cada compañía operadora y se calcularon así los ahorros promedio en cada pozo en el Oriente y Occidente de Venezuela Oriental, así como para todo el país. Estas ganancias (\$3.500 por pozo) representan un 32% del tiempo total de perfilaje que hubiera sido necesario para realizar el mismo trabajo con la tecnología convencional.

Figura 4.24



Comparación de LDT y TLD en un pozo aceptablemente bueno.

Ejemplos

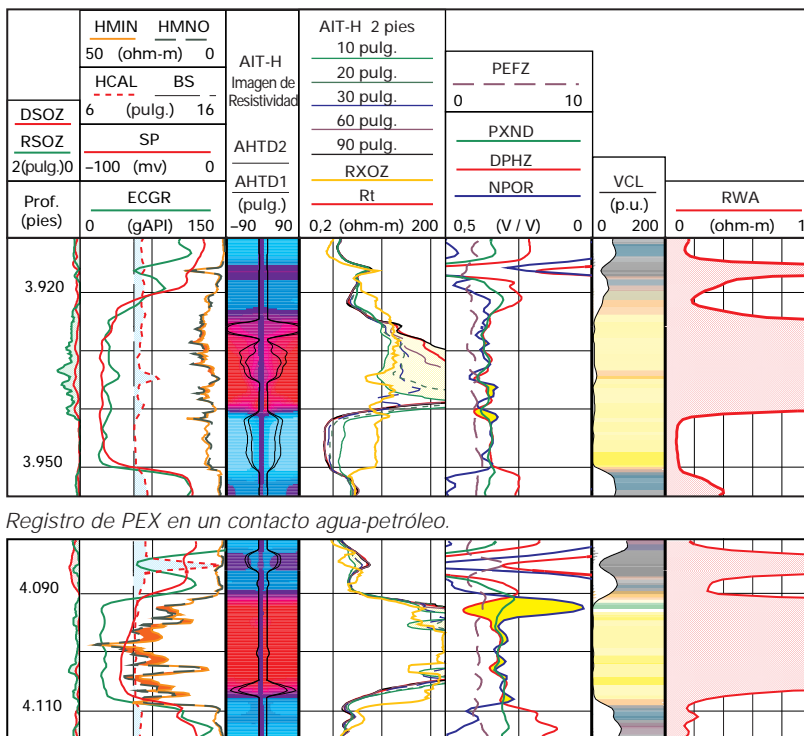
Comparación entre las herramientas LDT y TLD (Fig. 4.24): Las herramientas LDT y TLD fueron utilizadas en este pozo en la zona central del Lago de Maracaibo. Las velocidades de perfilaje fueron de 1.800 y 3.600 pies/hora, para cada una. Los valores se encuentran dentro de las especificaciones de 0,01g/cm³. Durante el año pasado, se realizaron otros

muchos perfilajes comparativos en Venezuela, y en general se observa una gran coincidencia entre ambas herramientas, en los casos en que el patín del LDT hace un buen contacto.

Ejemplo de invasión en un contacto agua-petróleo (Fig. 4.25): Este ejemplo proviene de un campo ubicado en el Oriente de Venezuela, y muestra claramente un contacto agua-petróleo a 3.940 pies de profundidad. El ML en la Pista 1 indica un buen nivel de permeabilidad en la sección con hidrocarburos comprendida entre 3.925 y 3.940 pies. En la Pista 2 se aprecia una imagen visual de la invasión del fluido. Un registro de invasión de agua dulce del lodo se observa en el AIT de la Pista 3, en la sección acuífera comprendida entre 3.940 y 3.950 pies de profundidad. La curva PEFZ, al igual que la superposición densidad-neutrón de la Pista 4, confirman la presencia de una arenisca muy limpia. En esta interpretación “quicklook” en tiempo real, la curva R_{wa} de la Pista 6 muestra una indicación directa de R_w en las secciones limpias y acuíferas, en este caso indica un valor de R_w de aproximadamente 0,2 ohm-m. También en esta oportunidad, todas las mediciones son de excelente calidad, a pesar de que la superficie del pozo es algo rugosa.

Ejemplo de invasión en un contacto gas-petróleo (Fig. 4.26): Este ejemplo también proviene del Oriente de Venezuela y muestra con claridad un contacto gas-petróleo a 4.095 pies. El ML en la Pista 1 indica una resistividad alta cerca del pozo, e invasión moderada. La imagen de resistividad en la Pista 2 también muestra muy poca invasión en la mayor parte de esta zona. La curva PEX, así como la superposición del densidad-neutrón de la Pista 4, confirman la presencia de una arenisca muy limpia. La capa de carbón en la parte superior del ejemplo se identificó mediante la lectura del densidad.

Figuras 4.25 y 4.26



Registro de PEX en un contacto agua-petróleo.

Registro de PEX en un contacto gas-petróleo.

Conclusiones

El PEX combina las ventajas del perfilaje convencional con un nivel totalmente nuevo de confiabilidad y eficiencia. Esto se traduce en grandes ahorros de tiempo y dinero, que se incrementarán en el futuro. En el término de un año se ahorraron, en promedio, tres horas, de taladro por pozo, lo cual equivale a \$3.500 por pozo. El índice de confiabilidad ha hecho descender tres o cuatro veces los tiempos perdidos por reparación del instrumental al pie

del pozo. Como resultado de ello, en la actualidad se ofrecen nuevas garantías de servicio; por ejemplo, si el tiempo de perfilaje excede un cierto número de horas pre-acordadas, se aplicará una sanción. Las mejoras introducidas en los sensores y en el diseño de las herramientas permiten obtener mediciones más exactas, en especial en los casos de pozos que presentan condiciones malas o difíciles.

COMPORTAMIENTO DE LOS SENSORES DE PRESION

El análisis de las pruebas de presión transitoria comenzó a desarrollarse en la década del 30. En 1936, Theis publicó su solución de fuente lineal, que constituyó el primer caso en que se utilizó el concepto de un ajuste con curvas tipo aplicado al análisis de las pruebas de presión. En los años cincuenta, Horner introdujo su técnica de análisis semilogarítmico, que permitió determinar la capacidad de flujo (producto de la permeabilidad y el espesor), el factor de daño de la formación y la presión extrapolada para un tiempo de cierre infinito. Todo esto a partir de los datos correspondientes a un régimen de flujo cilíndrico durante una prueba de recuperación de presión. El método gráfico de Horner era muy sencillo y pronto se convirtió en la técnica de análisis convencional para las pruebas de presión. En la década del 70, Gringarten et al. publicaron las curvas tipo para un pozo cuyas condiciones de borde incluían efectos de almacenamiento y daño, y yacimiento homogéneo comportándose como si fuese infinito en extensión (comportamiento infinito). Dicha curva consiste en un gráfico log-log de la solución de la ecuación de difusividad para las condiciones de borde descriptas, en términos de parámetros totalmente independientes y adimensionales. Gringarten et al. demostraron la importancia del gráfico log-log de los cambios de presión versus el tiempo transcurrido para

diagnosticar regímenes de flujo mediante una comparación directa con las curvas tipo. Ellos sostenían que, a menos que se aplicara la técnica de Horner en los datos adquiridos durante el régimen de flujo de comportamiento infinito, se podrían obtener resultados erróneos. Gringarten et al. propusieron una metodología de análisis de pruebas de presión que comprendía:

- un diagnóstico del modelo de flujo, a partir de la forma del cambio de presión con respecto al tiempo transcurrido, graficado en una escala doble logarítmica
- un ajuste con curvas tipo sobre el modelo correspondiente, que permitía determinar las estimaciones iniciales de los parámetros del yacimiento y el pozo
- la identificación del régimen de flujo, realizada en base a una comparación con las curvas tipo
- un análisis especializado, tal como el gráfico generalizado de Horner para flujo de comportamiento infinito, que permitía volver a controlar y rectificar las estimaciones de los parámetros derivados del ajuste con las curvas tipo
- la verificación del modelo mediante simulación teórica y comparaciones de la historia de presión simulada con la real.

La falla de este método consistía en que el gráfico doble logarítmico del cambio de presión con respecto al tiempo transcurrido no presentaba una forma única durante el régimen de flujo cilíndrico de comportamiento infinito, y que el gráfico no era capaz de capturar las variaciones de presión a los tiempos tardíos. En 1983, Bourdet et al. introdujeron el uso de la derivada de la presión con respecto al tiempo en el análisis de pruebas de presión. Esta técnica implica la graficación de la velocidad de cambio de la presión (la derivada de la presión) con respecto a una función de tiempo versus el tiempo transcurrido, en una escala doble logarítmica. El gráfico de la derivada ofrece la ventaja de proporcionar una línea de pendiente cero (estabilización horizontal) para los regímenes de flujo cilíndrico. Además, la derivada es muy sensible a los cambios en los regímenes de flujo, aún cuando se producen a los tiempos tardíos.

El uso masivo de computadoras personales, ha facilitado la aplicación universal del método de la derivada de presión y la simulación con curvas tipo para el análisis de las pruebas de presión transitoria en la industria petrolera.

Metrología de los sensores de presión

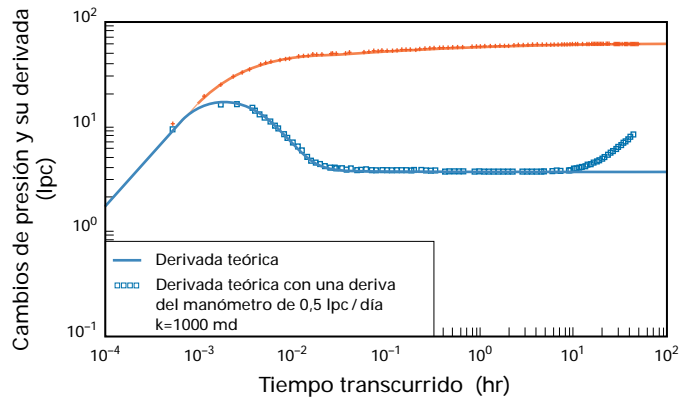
Como se mencionó anteriormente, la derivada de presión es sumamente sensible a las variaciones de la presión provocadas por los cambios ocurridos en los regímenes de flujo que se producen en el yacimiento. Debido a ello, la metrología del instrumento utilizado para adquirir los datos de presión transitoria, adquiere suma importancia. Si el sensor introduce cambios debidos a las características del instrumento y no provocados por variaciones reales de la presión, se obtendrá una interpretación incorrecta y, en consecuencia, se puede llegar a cometer graves errores en el cálculo de los parámetros del pozo y del yacimiento.

Las condiciones del fondo del pozo constituyen un gran desafío para la operación de un

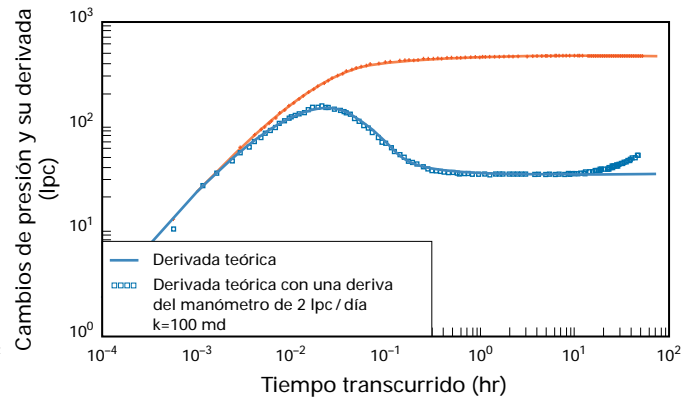
sensor de presión: puede verse afectado por golpes producidos durante las carreras de entrada o salida del pozo; por las altas presiones y temperaturas que pueden sufrir cambios muy bruscos debido a los procesos de producción, inyección o estimulación; por la presencia de sustancias químicas hostiles como ácido sulfídrico (SH_2), dióxido de carbono (CO_2) o ácidos de estimulación; y por las vibraciones provocadas por el flujo mismo de los fluidos, o los golpes causados por los cañones de perforación bajados con la tubería de producción. En efecto, la sonda debe estar diseñada para poder mantener el comportamiento metroológico frente a estas condiciones difíciles. El comportamiento metroológico de la sonda se mide de acuerdo con varios criterios; algunos de los más importantes se definen a continuación:

- precisión—la variación máxima esperada del valor medido con respecto al valor real
- repetibilidad—la variación máxima esperada cuando se repite varias veces la misma medición
- resolución—el menor cambio del valor real que la sonda es capaz de detectar
- respuesta a la presión transitoria durante una variación de temperatura—la tendencia de la sonda a variar la medida de presión cuando se produce algún cambio en la temperatura ambiente del sensor
- histéresis—si la presión real aplicada sobre la sonda aumenta gradualmente hasta alcanzar la presión máxima admittida, y luego se vuelve a reducir a cero, la histéresis es la diferencia máxima entre la medida en el ciclo creciente y la medida en el ciclo decreciente para un valor real cualquiera de la presión
- deriva—el cambio de la presión medida por la sonda durante un período de tiempo dado cuando se aplica una presión constante de referencia
- ruido—la oscilación de la medida de presión cuando se aplica una presión de referencia constante.

Figuras 4.27 y 4.28



Efecto de la deriva en una prueba de recuperación de presión en un yacimiento homogéneo de comportamiento infinito.



Efecto de la deriva en una prueba de recuperación de presión en un yacimiento homogéneo de comportamiento infinito.

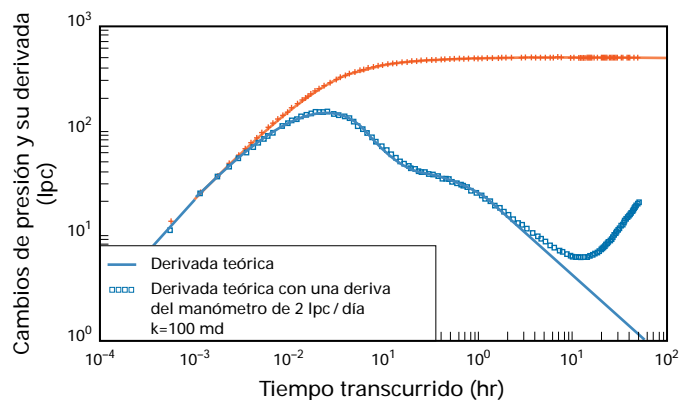
Efectos de la metrología en la interpretación de pruebas de presión

Cuando se utiliza una sonda para adquirir datos durante las pruebas de presión transitoria, las características fundamentales del instrumento son la deriva, el ruido, la resolución y la respuesta del instrumento frente a una variación de temperatura. Esta última resulta de particular importancia cuando se realizan pruebas en pozos de gas. Los efectos de las características de los instrumentos sobre la interpretación de las pruebas, se pueden demostrar con datos simulados utilizando modelos analíticos de pozos y yacimientos.

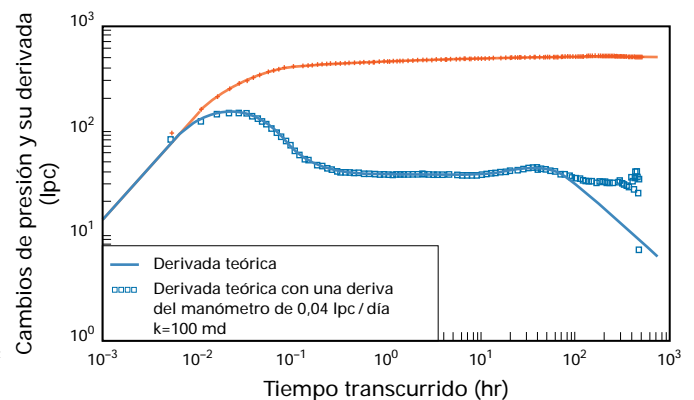
En todos los ejemplos que se presentan a continuación, se ha tomado como base una formación de 100 pies de espesor y una producción del pozo de 5.000 bppd.

En la Fig. 4.27 se observa el gráfico doble logarítmico de recuperación de presión, en una formación cuya permeabilidad es de 1 darcy. El modelo de simulación utilizado era el de un yacimiento homogéneo, infinito en extensión, y con efectos de almacenamiento y daño en el pozo. Los datos que aparecen en rojo son los simulados, incluyendo la deriva de la sonda de 0,5 lpc/día. Se observa que estos datos simulados se desvían del modelo a los

Figuras 4.29 y 4.30

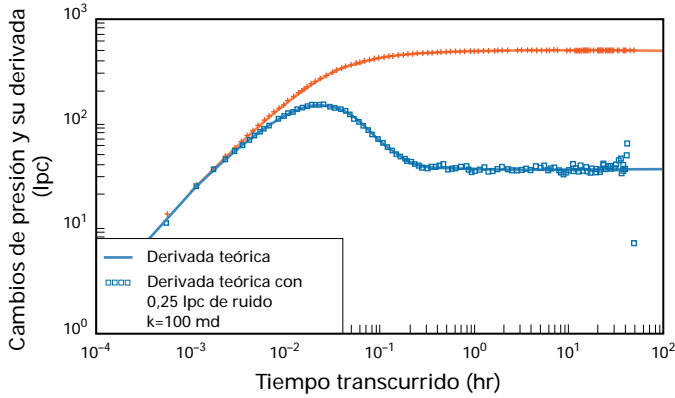


Efecto de la deriva en una prueba de recuperación de presión en un yacimiento homogéneo con presión constante como condición de borde externo.

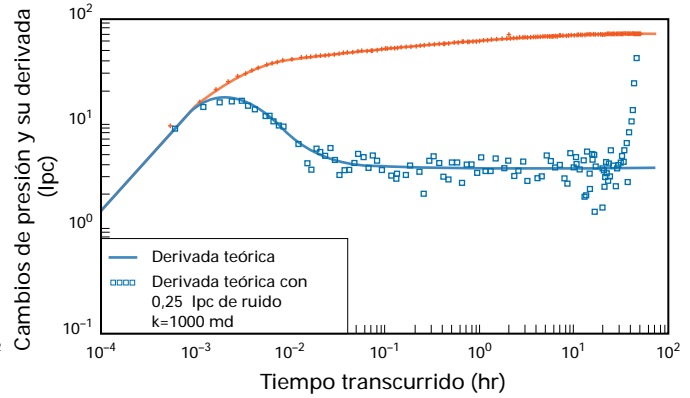


Efecto de la deriva en una prueba de recuperación de presión en un yacimiento homogéneo con presión constante como condición de borde externo.

Figuras 4.31 y 4.32



Efecto del ruido en una prueba de recuperación de presión en un yacimiento homogéneo de comportamiento infinito.



Efecto del ruido en una prueba de recuperación de presión en un yacimiento homogéneo de comportamiento infinito.

tiempos tardíos, e indican así un falso límite o reducción de la permeabilidad lejos del pozo. En la Fig. 4.28 se observa el mismo caso, pero la permeabilidad de la formación es de 100 md y la deriva de la sonda es de 2 lpc/día. En este caso también se observa una desviación errónea a los tiempos tardíos, similar a la anterior.

En la Fig. 4.29 se utiliza el modelo de un pozo ubicado en un yacimiento homogéneo, con un límite de presión constante a 300 pies del pozo. Si se considera una deriva de 2 lpc/día, la derivada de presión asume una forma que podría interpretarse incorrectamente, como la de un pozo en un yacimiento heterogéneo (con porosidad dual).

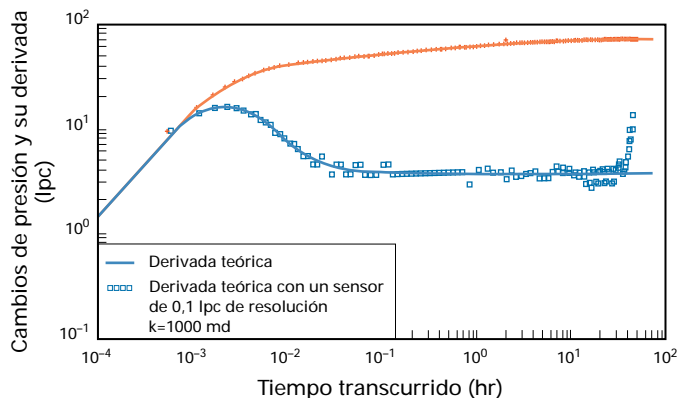
En la Fig. 4.30 se considera una recuperación de presión de 400 horas de duración, en un yacimiento homogéneo, con un límite de presión constante, a 2500 pies del pozo. Si la deriva de la sonda es de sólo 0,04 lpc/día, el efecto de la barrera resulta casi imperceptible.

Estos ejemplos sirven para resaltar el efecto negativo que puede ejercer la inestabilidad de la sonda sobre la interpretación de las pruebas. Incluso una deriva relativamente pequeña, puede ejercer un impacto significativo sobre la tendencia de la derivada de presión, lo cual puede conducir a una interpretación equivocada. Los efectos son más evidentes si el producto de la permeabilidad por el espesor es elevado, y/o si la prueba es prolongada.

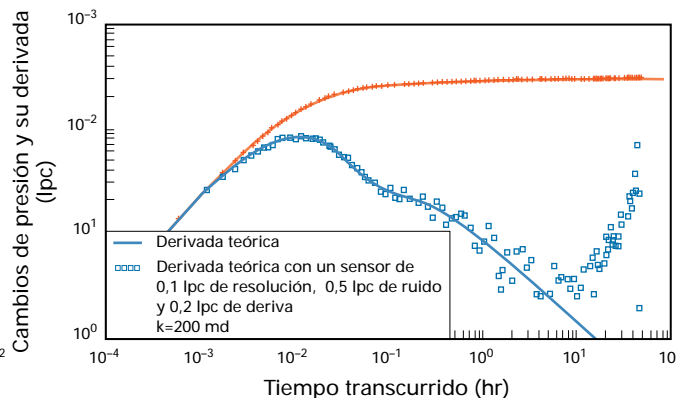
En la Fig. 4.31 se observa el caso de un pozo, en un yacimiento homogéneo de 100 md de permeabilidad. Los datos simulados muestran el efecto sobre la derivada para un nivel de 0,25 lpc de amplitud del ruido aleatorio (no se incluye la deriva de la sonda). Si bien el efecto del ruido resulta evidente, no ejerce un efecto negativo sobre la interpretación de los datos. El modelo de la Fig. 4.32 fue generado con los mismos parámetros utilizados en la Fig. 4.31, con la diferencia de que la permeabilidad de la formación es de 1 darcy. En este caso, el nivel de ruido de 0,25 lpc perjudica la confiabilidad en el diagnóstico del modelo, y la interpretación subsiguiente.

En la Fig. 4.33 (página siguiente) se ilustra el efecto de la resolución de la sonda. El modelo de simulación utilizado es el de un pozo de un yacimiento homogéneo, con 1 darcy de permeabilidad. Los datos simulados incorporan el efecto de una resolución de la sonda de 0,1 lpc. A pesar de que la resolución degrada la calidad de la derivada, la interpretación no se ve afectada en este caso. En general, los efectos del ruido y de la resolución de la sonda sobre la respuesta de la derivada están mitigados por el algoritmo de suavización, utilizado para generar la derivada de presión. En el caso de una sonda de presión, los efectos de la deriva, el ruido y la resolución de la sonda no se pueden separar,

Figuras 4.33 y 4.34



Efecto de la resolución del sensor en una prueba de recuperación de presión en un yacimiento homogéneo de comportamiento infinito.



Efecto de la resolución del sensor en una prueba de recuperación de presión en un yacimiento homogéneo de comportamiento infinito..

como se ha hecho en las simulaciones descritas. En la Fig. 4.34 se observa un modelo de simulación de un pozo, en una formación homogénea de 200 md de permeabilidad, con un límite de presión constante a 300 pies del pozo. Los datos simulados incluyen un nivel de 0,5 lpc de amplitud del ruido aleatorio, 2 lpc/día de deriva de la sonda, y resolución de 0,1 lpc. Resulta evidente que tales datos darían como resultado una interpretación totalmente errónea.

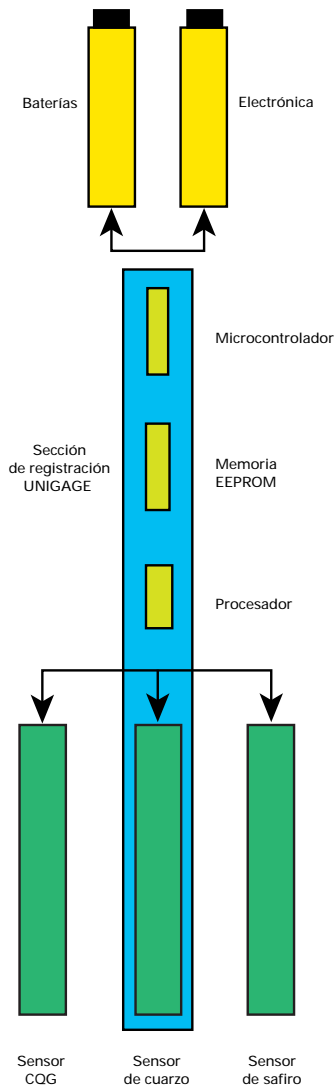
Otra característica a tener en cuenta es la respuesta transitoria frente a las variaciones de la temperatura del sensor. Esta característica lleva a un error de medición en la presión observada, provocado totalmente por un cambio de temperatura en la herramienta. El efecto es no lineal, y es función de la magnitud y la velocidad del cambio de temperatura. Este efecto es particularmente pronunciado en los pozos de gas, en los que habitualmente la temperatura sufre cambios bruscos muy grandes. Si en dichos pozos no se utiliza un instrumento adecuado, se producirá una distorsión importante en la derivada de la presión.

Plataforma Universal de Medidores de Presión

Para definir el diseño de los sensores de la Plataforma Universal de Medidores de Presión, se tuvo en cuenta la importancia fundamental de la metrología de los mismos. Las herramientas presentan una arquitectura modular (Fig. 4.35) y comprenden tres componentes básicos:

- una sección de energía, que consiste en una batería o un adaptador de línea eléctrica a través del cual se suministra la energía desde la superficie por medio de un cable
- una sección de registro, que contiene el microprocesador y la memoria
- una sección de sensores, que puede incluir uno de los varios sensores diseñados. Se puede seleccionar el sensor adecuado para obtener el mejor comportamiento metroológico, dentro de las limitaciones propias que impone cada adquisición de datos.

Figura 4.35



Arquitectura de la herramienta para la familia de sensores de la Plataforma Universal de Medidores de Presión UNIGAGE.

La familia de sondas de la Plataforma Universal de Medidores de Presión comprende:

UNIGAGE-CQG (WCQR). Esta sonda comprende un manómetro de cristal de cuarzo de Schlumberger que utiliza un único resonador de cristal de cuarzo. Sobre el cristal se inducen dos modos independientes de resonancia, uno de los cuales depende fundamentalmente de la presión mientras que el otro depende de la temperatura. De este modo, se obtiene una presión con temperatura compensada, prácticamente sin ningún efecto de inercia térmica. Este sensor es el único que ofrece la respuesta dinámica de un manómetro de deformación, pero al mismo tiempo tiene las características de estabilidad, exactitud y resolución propias de un sensor de cristal.

UNIGAGE-QUARTZ (WTQR). Este sensor utiliza una versión modificada por Schlumberger del sensor Quartzdyne. Comprende dos resonadores de cristal de cuarzo, separados para medir la temperatura y la presión, con lo cual la inercia térmica resulta significativa. Sin embargo, ofrece características inigualables de estabilidad, precisión y resolución. Presenta la ventaja de tener un consumo muy bajo de energía, y por ello se utiliza en pruebas prolongadas en los que la estabilidad es importante, pero en los que no se esperan grandes variaciones de temperatura. En la actualidad se está tratando de reducir el consumo de energía del UNIGAGE-CQG, con lo cual la sonda UNIGAGE-QUARTZ se convertirá en una herramienta obsoleta.

UNIGAGE-HSapphire (WTSR): Este sensor—preparado para funcionar en un ambiente hostil de hasta 20.000 lpc—incorpora un manómetro de deformación de zafiro. Utiliza el principio de medición de un manómetro de deformación: las resistencias sensibles a la deformación están distribuidas sobre un substrato de zafiro. El zafiro presenta la ventaja de que, al contrario de los substratos metálicos, sus características de resbalamiento (“creep”) son muy bajas, lo cual confiere a la herramienta una excelente estabilidad a largo plazo.

UNIGAGE-Sapphire (SLSR). Este sensor incluye un manómetro de deformación de zafiro de 10.000 lpc. Su sistema de operación es idéntico al anterior, con la excepción de que se utiliza en condiciones menos severas.

Innovaciones

Los sensores de la Plataforma Universal de Medidores de Presión fueron diseñados para obtener datos de alta calidad, total confiabilidad y resistencia a los golpes. Para obtener un óptimo comportamiento metroológico, se introdujeron las siguientes modificaciones:

- La sonda completa, incluyendo la sección del sensor, está calificada como Clase 6 (ambiente adverso). Las especificaciones de prueba de Clase 6 incluyen entre otras, pruebas con golpes de 500 G por 2 mseg., repetidas tres veces por eje; y pruebas de vibración de 10 a 185-Hz por 20 minutos, también repetidos tres veces por eje.
- En la memoria del registrador, se almacena la historia completa de los sucesivos registros acumulados del uso de la herramienta. Gracias a ello se puede rastrear la utilización de la sonda, para poder programar convenientemente el mantenimiento preventivo y la recalibración, necesarios antes de que se produzca algún deterioro en su funcionamiento.
- La herramienta puede almacenar hasta 120.000 puntos de presión y 120.000 de temperatura, lo cual permite obtener datos de alta densidad en pruebas de larga duración. Esta memoria se puede incrementar a 480.000 grupos de datos, cambiando simplemente un circuito microprocesador híbrido de la memoria. La adquisición simultánea de datos de temperatura y presión, proporciona un comportamiento óptimo desde el punto de vista metroológico.

Tabla 4.3

Características	WCQR	WTQR	WTSR	SRRS
Límite de presión, lpc	16.000	18.000	20.000	10.000
Límite de temperatura, °C	177	177	190	130
Autonomía de la batería				
Opción estándar, días	50	70	40	50
Opción de larga duración, meses	9	12	6	6
Precisión de la presión, lpc	± 1 a 2,5	± 3,2	± 5 a 10	± 5
Resolución de la presión, lpc (para muestreos de 1 segundo)	0,01	0,01	0,1	0,05
Precisión de la temperatura, °C	± 0,5	± 0,5	± 0,5	± 0,5
Resolución de la temperatura, °C	0,01	0,01	0,01	0,01
Deriva al primer día (a 150°C, 10.000 lpc), lpc / día	Nulo	< 2	< 2	< 2
Deriva a la primera semana (a 150°C, 10.000 lpc), lpc / día	0,029	0,1	< 0,57	< 0,57
Deriva a largo plazo (a 150°C, 10.000 lpc), lpc / 6 meses	< 2,0	< 3	< 35	< 26
Tiempo de estabilización a 4.000 lpc por cada cambio de 10°C, minutos	< 1	< 4	< 12	< 12

- Al programar la herramienta, se puede seleccionar un dispositivo de protección de la memoria para extender la vida útil de la misma. Cuando se llena el 80% de la memoria, la velocidad de muestreo cambia, de acuerdo con el algoritmo de conservación de la memoria. De este modo, la memoria restante nunca se llena completamente antes de que se haya consumido la autonomía de la batería.

Este dispositivo permite realizar modificaciones inesperadas en el programa de prueba, una vez que las sondas ya se encuentran dentro del pozo.

Especificaciones metrológicas

En la Tabla 4.3 se detalla el rendimiento metrológico de cada una de las herramientas UNIGAGE.

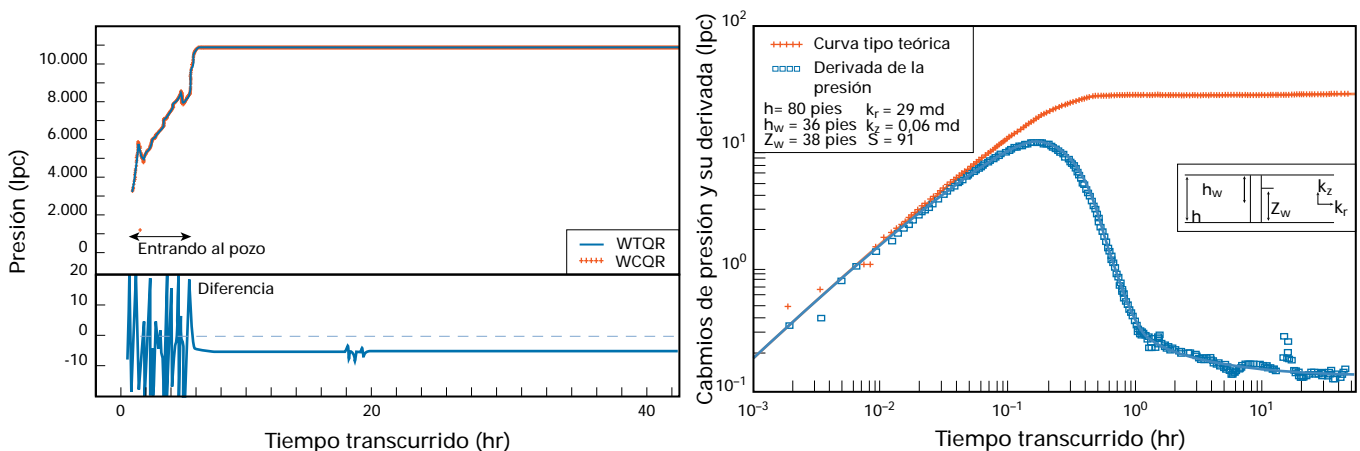
Ejemplos de campo

A continuación, se presentan algunos ejemplos de pruebas realizadas en Venezuela, utilizando las herramientas de la Plataforma Universal de medidores de Presión, que sirven para demostrar el alto rendimiento de estos instrumentos.

Ejemplo 1. Ambiente de temperatura y presión elevadas

Este ejemplo describe un trabajo realizado para una importante compañía petrolera, en el Oeste de Venezuela. La presión en el fondo alcanzó casi 11.000 lpc, y la temperatura máxima registrada fue de 320°F. Para realizar esta prueba se bajaron en tandem, y con cable, un sensor WCQR y un WTQR. Los sensores se bajaron al pozo mientras éste seguía fluyendo. En la Fig. 4.36 se observa el gráfico de presión

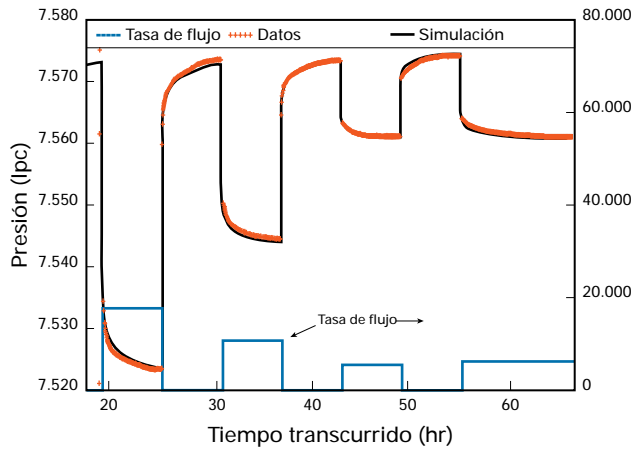
Figuras 4.36 y 4.37



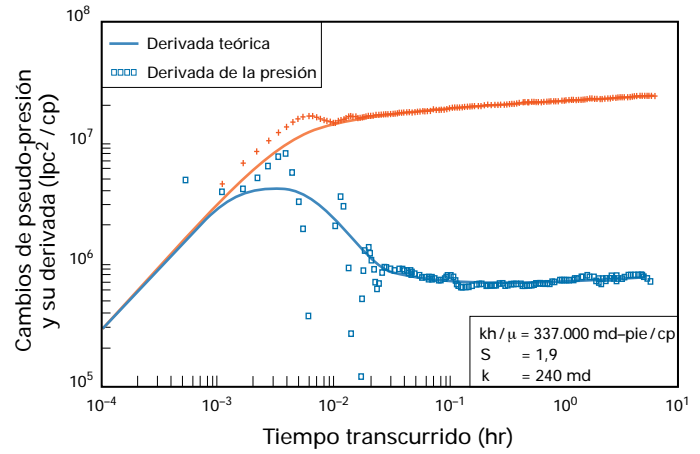
Presiones de fondo registradas por dos tipos de sensores diferentes (WCQR y WTQR). Nótese que la deriva es insignificante.

Gráfico log-log de los datos de recuperación de presión de la Fig. 4.36, registrados por el WCQR. La derivada es suave y se ajusta bien a la de un modelo con penetración parcial y efectos de almacenamiento variable.

Figuras 4.38 y 4.39



Datos registrados y simulados para una prueba isocronal modificada, en un pozo de alta productividad de un yacimiento de gas y condensado.



Interpretación para el segundo período de recuperación de presión de los datos mostrados en la Fig. 4.38. A pesar de los pequeños cambios de presión, la derivada es suave y bien definida.

registrado por ambos sensores y la diferencia entre ambos registros. Se observa que, mientras la herramienta se encuentra bajando al pozo, la diferencia entre las lecturas de los sensores es de hasta 20 lpc. Este efecto está provocado por la inercia térmica del WTQR, que causa un error de presión cuando la temperatura cambia bruscamente. Por otra parte, el WCQR casi no presenta inercia térmica y la lectura de presión es correcta dentro del pozo. Cuando ambos sensores llegan al fondo del pozo, la diferencia de presión entre ellos se estabiliza en alrededor de 3 lpc, lo cual coincide con la diferencia de presión hidrostática causada por la posición relativa de los sensores y la exactitud de los mismos. La diferencia constante entre las dos sondas, que incluyen dos instrumentos que realizan sus mediciones de maneras totalmente diferentes, indica que existe una deriva casi imperceptible en los mismos. Este hecho confirma que la derivada de presión es representativa de la respuesta del yacimiento. En la Fig. 4.37, se observa el gráfico doble logarítmico de la recuperación de presión, registrada por la herramienta WCQR. La derivada de la presión es muy suave y, para su interpretación, se ha utilizado un modelo de un pozo de penetración parcial, con efectos de

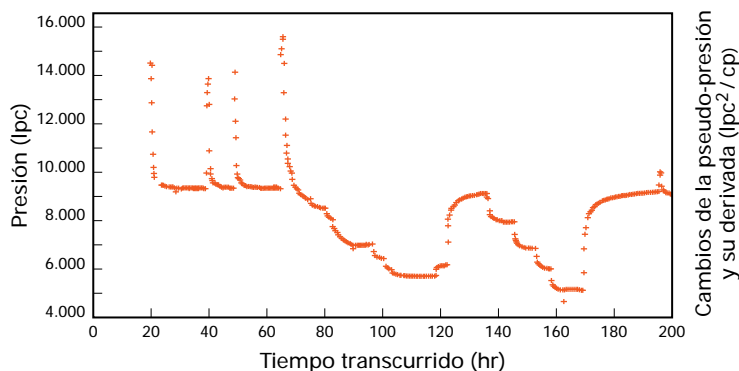
almacenamiento variable en un yacimiento homogéneo. El ajuste con la curva tipo es muy bueno.

Ejemplo 2. Yacimiento de gran movilidad

En este ejemplo se utilizó un sensor UNIGAGE-WTQR, con cable eléctrico para una prueba de producción en el Oriente de Venezuela. La presión de fondo era de casi 7.500 lcpa y la temperatura de 280°F.

Este pozo pertenece a un yacimiento de gas y condensado muy productivo. El índice de productividad era de 350 Mpc/lcp, lo cual significaba que a 17 MMpcn/d, la caída de presión era menor de 50 lpc. Se realizó una prueba isocronal modificada (Fig. 4.38), en la cual los períodos de cierre duraron sólo 6 horas. Al final de cada período de cierre, la velocidad del cambio de la presión aumentó aproximadamente 0,005 lcp/min. Sólo un sensor con una resolución muy elevada puede captar cambios de presión tan pequeños. La alta resolución del UNIGAGE-WTQR resulta ideal para su uso en estos pozos, con alto grado de movilidad. En la Fig. 4.39 se observa el gráfico doble logarítmico de la derivada de la presión y el ajuste con la curva tipo para el segundo período de recuperación de la presión. Como consecuencia de la gran movilidad, el efecto de alma-

Figuras 4.40 y 4.41



Cambios bruscos de presión registrados por un sensor WTQR en un pozo profundo y de alta temperatura.

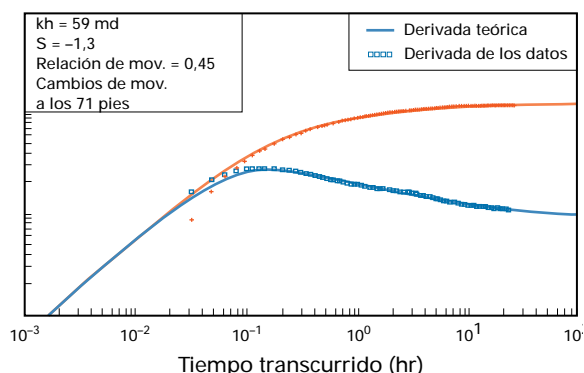


Gráfico log-log de una porción de los datos mostrados en la Fig. 4.40. La suavidad de la derivada indica la baja histéresis del sensor WTQR.

cenamiento dura sólo alrededor de un minuto, lo cual dificulta la obtención de un régimen dominado por el almacenamiento del pozo, claramente definido. Sin embargo, los datos obtenidos resultaron suficientes para realizar un ajuste con curvas tipo. El régimen de flujo radial de comportamiento infinito es suave y se encuentra bien definido en la derivada, a pesar de que al final del período de recuperación de presión, la gran movilidad de la formación provoca una tasa de cambio de la presión muy baja. La calidad del ajuste se puede observar en la simulación de toda la historia de presión, en la Fig. 4.38 (página previa). En esta formación con tan elevada movilidad, la metrología del sensor resulta de suma importancia. Cualquier mínima variación en la deriva de la misma, daría como resultado una indicación errónea de la existencia de barreras en el yacimiento, mientras que un nivel de ruido excesivo o una baja resolución, provocarían una derivada mal definida, con lo cual sería imposible realizar una interpretación confiable. Este ejemplo demuestra las ventajas que ofrece el uso de una sonda de presión de alta calidad en este tipo de pruebas.

Ejemplo 3. Fracturación hidráulica y pruebas de inyectividad

En un pozo ubicado en el Oriente de Venezuela, se utilizaron dos sensores WTQR. Antes de realizar la prueba principal de pro-

ducción, se realizó una prueba de inyectividad, durante el cual se alcanzó una presión máxima absoluta de 16.000 lcpa, mientras las sondas se encontraban en el fondo (Fig. 4.40). Bajo condiciones estáticas, la temperatura era de aproximadamente 300°F (150°C). Durante la prueba, la presión de fondo descendió a alrededor de 5.000 lcp. En consecuencia, las sondas estuvieron expuestas a variaciones de presión de 11.000 lcpa. En la Fig. 4.41 se observa el gráfico doble logarítmico del último período de recuperación de presión y el modelo de interpretación, el cual corresponde a un pozo de un yacimiento en el que la movilidad de la formación, hasta 70 pies del pozo, es aproximadamente un 50% inferior a la de la zona virgen. Esta reducción de la movilidad fue provocada—probablemente—por la operación de la prueba de inyectividad. El bajo nivel de histéresis de la herramienta UNIGAGE-WTQR, permite exponerla a ciclos bruscos y prolongados, sin que por ello se afecte la alta calidad de los datos y estos resulten adecuados para realizar una interpretación confiable. En este caso, la derivada es suave y su interpretación coincide totalmente con los eventos registrados durante las pruebas.

Conclusión

La utilización de datos simulados demostró la importancia de que una sonda de presión ofrezca alta estabilidad, buena resolución y un bajo nivel de ruido. La familia de sensores de la Plataforma Universal para Mediciones de Presión, ha sido diseñada para proporcionar un buen comportamiento metro-lógico. Existe una amplia variedad de sensores, de manera que se puede seleccionar la

herramienta apropiada para una prueba de pozo específica y obtener el mejor comportamiento metro-lógico, dentro de las limitaciones operativas y ambientales de cada caso.

Los tres ejemplos de Venezuela presentados contribuyen a demostrar la capacidad de esta familia de sensores para captar datos de presión de alta calidad, en una variedad amplia de condiciones.

PLANIFICACION DE LAS OPERACIONES DE PERFILAJE

Tradicionalmente, las herramientas de perfilaje se diseñaban para una medida o condiciones de pozo específicas. Como ejemplo típico se pueden mencionar las herramientas que miden resistividad como las de inducción o lateroperfil. Cada una fue diseñada para diferentes tipos de lodo. La inducción actúa en los lodos no conductivos y el lateroperfil en lodos salados, altamente conductivos. Hasta cierto punto, ambas herramientas pueden funcionar en lodos de conductividad moderada. Estas herramientas normalmente se utilizaban en forma individual dado que la arquitectura de las mismas y los sistemas de registración no permitían mediciones simultáneas. Al combinar varias herramientas y mejorar los sistemas de registración, aumentó notablemente la eficiencia ya que se pudo manejar mayor cantidad de datos. Por ejemplo, con la introducción de la registración en tres canales se logró registrar el SP al mismo tiempo que las mediciones de resistividad. Los sistemas de registración y las herramientas continuaron evolucionando a lo largo de las décadas del 70 y del 80, haciendo posible combinar cada vez más mediciones, y registrar de ese modo más información. Gracias a ello se mejoró substancialmente la eficiencia al pie del pozo. En aquellos tiempos, la planificación previa estaba limitada a proveer la herramienta

adecuada para las condiciones ambientales y minimizar los descensos de herramientas en el pozo.

Durante la década del 90, la registración de los datos, los sistemas de análisis y las plataformas de medición en los pozos han evolucionado de forma muy notable. La arquitectura de las herramientas ha dejado de ser un diseño simple para ciertas condiciones específicas y se ha transformado en una plataforma de medición capaz de adaptarse al entorno en el cual será utilizada. Los cambios en los sistemas de registración en la superficie permiten realizar muchas combinaciones de mediciones diferentes en el pozo, al mismo tiempo. El sistema completo de evaluación (superficie y pozo) se puede ahora adaptar a entornos específicos y a distintas condiciones operativas. Esta posibilidad de adaptación permite obtener mediciones de la más alta calidad y de la manera más eficiente posible. Al mismo tiempo que este enfoque aumenta la eficiencia al pie del pozo, requiere una mayor planificación previa para optimizar las mediciones individuales e incorporarlas dentro de la evaluación completa del pozo en cuestión. En el siguiente ejemplo se describe el plan de evaluación de un pozo.

Evaluación propuesta

El siguiente modelo tentativo se utilizará para demostrar la efectividad de una planificación previa: un pozo de desarrollo revestido hasta los 3.000 pies de profundidad y perforado con mecha de 8,5 pulgadas hasta los 10,000 pies de profundidad total. La zona de interés tiene 2.000 pies de espesor y se encuentra en el fondo del pozo. Las rocas son areniscas y lutitas; las areniscas tienen una porosidad promedio de 20%. El tipo de hidrocarburo esperado es un crudo de 25°API, con una relación gas-petróleo (RGP) de 200 pcn/bn y una temperatura de fondo de 200°F.

El programa de perfilaje solicitado comprende resistividad estándar, densidad de formación, porosidad neutrónica, microperfil, rayos gamma naturales, tiempo de tránsito compresional y de corte, porosidad de resonancia magnética nuclear (NMR), permeabilidad y volumen de agua inmóvil. La mayor parte de los registros se obtienen a lo largo de todo el pozo, con excepción de las mediciones NMR y las velocidades de la onda de corte que sólo son necesarias en la zona más profunda; a lo largo de los 2.000 pies de zona de interés. Las herramientas de perfilaje a ser utilizadas son el PEX, la herramienta Combinable de Resonancia Magnética (CMR*) y la herramienta Dipolar de Imágenes Sínicas (DSI*).

Planificación con la herramienta CMR

La planificación previa comienza con la herramienta CMR, la cual tiene una gran variedad de modos operativos que dependen del tipo de formación, de las condiciones del pozo y de los objetivos de la compañía operadora. Los principios físicos del perfilaje RMN (Resonancia Magnética Nuclear) se ilustran en el Capítulo 5. El perfilaje RMN es especial debido a los relativamente largos tiempos de espera entre las mediciones, necesarios para la polarización o alineación de los protones (tiempo de espera), y la relativamente baja

relación señal-ruido. La roca y el fluido de la formación determinan el tiempo de espera y el tiempo necesario para la adquisición. La temperatura de fondo determina la superposición, o promedio, que junto con el intervalo del muestreo, definen la resolución vertical. Todos estos factores pueden afectar la velocidad máxima de perfilaje.

Dado que existen muchas variables se ideó un planificador de tareas, que se basa en un “sistema experto”, muy fácil de usar. En él, se han codificado las pautas derivadas a lo largo de las experiencias de campo y de laboratorio sobre la respuesta de la herramienta. En la Fig. 4.42 se observa la ventana de datos de entrada del planificador de tareas de la herramienta CMR. Siguiendo los parámetros de perfilaje, se ingresan el tipo de perfil y la resolución deseada. En este caso, se ingresan valores de porosidad y permeabilidad estándar, pues son necesarios para calcular la resolución que se obtendrá al tomar muestras cada 6 pulgadas. Dependiendo del resto de las condiciones ambientales del hoyo, tal vez sea necesario realizar algunas modificaciones en dicha resolución para lograr un plan de tareas adecuado y eficiente. Otra opción alternativa puede ser un perfil de fluido inmóvil, por ejemplo, en el que se registra sólo una parte de la información, pero a velocidades de perfilaje mucho mayores (véase recuadro en la página 4-33). A continuación se ingresan el tipo de lodo y las características del pozo, junto con la litología, el promedio de porosidad y el tipo de hidrocarburo esperado. El petróleo y el filtrado de lodos a base de petróleo pueden presentar un T_2 prolongado, requiriendo un tiempo de polarización más extenso. El valor de T_2 se puede calcular a partir de la viscosidad de fondo. Este dato se puede ingresar directamente, si se conoce, o bien se puede estimar a partir de la gravedad API y de la RPG. Con toda la información del pozo y las condiciones ambientales, el programa puede entonces calcular cuál es la mejor configuración de la herramienta para lograr los objetivos deseados.

Figura 4.42

Planificador del CMR—
Ventana de ingreso de datos.
La tecla Save almacena
un conjunto de datos
ingresados, mientras que
la tecla Load permite
cargarlos en otra aplicación.

En la Fig. 4.43 se observa el modo de operación y el arreglo de los distintos módulos de la herramienta recomendados. El registro principal está diseñado como el arreglo más eficiente para lograr los objetivos propuestos. Sin embargo, en aquellas regiones donde la herramienta CMR no se haya utilizado anteriormente, se recomienda hacer varias carreras de prueba con los valores sugeridos y otros más

Figura 4.43

Tool Mode	Main Log		Additional Pass	
	Continuous	Station	Continuous	Station
Tool Mode	Carbonate depth log	Carbonate station log	Expert mode	Carbonate station log
Vertical Resolution (in)	18.0	N/A	18.0	N/A
Logging Speed (ft/hr)	302	N/A	197	N/A
Permeability Model	SDR			

Acquisition Setup				
Note: Parameters for which the Job Planner never recommends changes are not shown below.				
Wait Time (s)	2.6	6.0	4.0	6.0
Number of Echoes	1200	5000	1800	5000
Downhole Stacking Level	3	1	3	1
Sample Interval (in)	6.0	N/A	6.0	N/A
T1 /T2	1.5	1.5	1.5	1.5
T2 Cutoff (ms)	33.0	33.0	33.0	33.0
Uphole Stacking Level	1	1	1	1

Parameters changed from defaults

Warnings

- If T2 distributions show a large bulk oil signal use Coates permeability model.
- In new areas record both main and additional passes over a short zone of interest. If CMRP is the same in both passes, use main pass parameters. If different, use additional pass.

Planificador del CMR—Recomendaciones de adquisición.

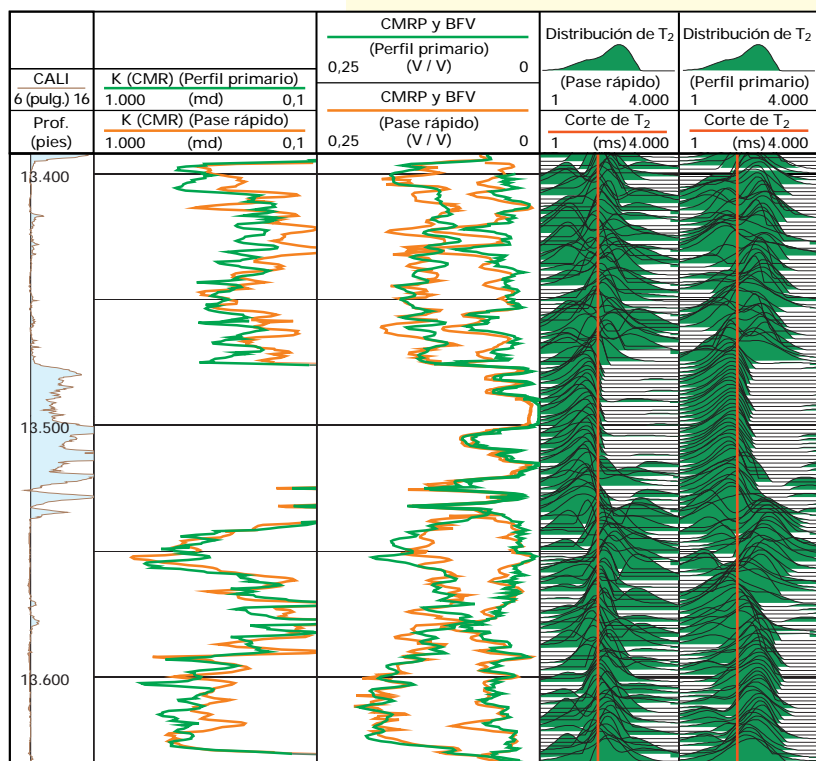
conservadores, y luego comparar los sucesivos resultados antes de continuar con el programa de perfilaje completo. En el pozo de este ejemplo, la resolución vertical de 18 pulgadas resulta de superponer tres valores obtenidos con un intervalo de 6 pulgadas. La superposición mejora la relación señal-ruido de la medición. El tiempo de espera y el número de ecos se eligen para polarizar y medir suficientemente los componentes T_2 más prolongados de la formación mientras que se mantiene una velocidad de perfilaje razonable. La velocidad recomendada se basa en la resolución vertical requerida y en el arreglo de la herramienta, y en este caso es de 302 pies/hora. Si se desea obtener una mayor resolución—o una relación señal-ruido más elevada—basta con disminuir la velocidad de perfilaje, puesto que al aumentar la velocidad, la resolución y la relación señal-ruido disminuyen. Por último, se recomienda utilizar un modelo de permeabilidad y un valor de corte de T_2 (cut-off).

La herramienta dispone además de una pequeña calculadora de velocidad de perfilaje que computa la velocidad según el tiempo de espera que ingrese el operador, el número de ecos y el intervalo entre las muestras. También cuenta con una sección de comentarios (Remarks), donde se puede ingresar cualquier comentario adicional y un botón de impresión (Print) para imprimir un resumen de los datos de entrada y las recomendaciones, que sirve como base para las discusiones entre el ingeniero de perfilaje y el representante de la compañía operadora. Por último, oprimiendo el botón de continuación (Next) se accede a una ventana que muestra el índice de hidrógeno calculado y el valor de T_1 y T_2 de cada fluido, que más tarde servirán para interpretar el registro.

Los perfiles de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) convencionales requieren velocidades de perfilaje reducidas—hasta diez veces menores que los perfiles tradicionales de densidad–neutrón. Este tiempo está determinado por los principios físicos que intervienen en las mediciones. A pesar de ello, esta velocidad reducida es necesaria sólo para medir los componentes prolongados del tiempo de relajación (o de la distribución de T_2). Es por ello que, si se pudieran medir correctamente los componentes más reducidos por debajo del punto corte de T_2 ($T_{2, corte}$), el proceso de perfilaje sería mucho más rápido.

La velocidad del perfilaje de resonancia magnética nuclear depende de tres factores. El tiempo de polarización inicial y el tiempo de espera entre las mediciones deben ser lo suficientemente largos como para tener la certeza de que los protones se hayan polarizado suficientemente; por otra parte, la duración de la secuencia de adquisición debe permitir la caracterización correcta de la distribución T_2 más prolongada y, por último, la antena no se debe alejar demasiado durante la secuencia de adquisición. No existen límites estrictos para la velocidad de perfilaje por cuanto estos factores se pueden corregir mediante suposiciones razonables, como por ejemplo la relación entre T_1 y T_2 . Sin embargo, dado que las correcciones no deben ser demasiado grandes, existen ciertos parámetros de adquisición y velocidades máximas de perfilaje recomendadas para las distintas formaciones, como se observa en la tabla siguiente:

Figura 4.44



Mineralogía	$T_{2, corte}$ (mseg.)	Tiempo de espera (seg.)	Ecos	Veloc. (pies / hr)
Areniscas	33	0.2	200	3600
Carbonatos	100	0.6	600	1200

Parámetros de adquisición y tiempos de perfilaje recomendados para el Perfilaje del Agua de las Arcillas (BFV), considerando que $T_1/T_2 = 2$ y el espaciamiento del eco es de 0,25 mseg. Si T_1/T_2 o $T_{2, corte}$ presentan valores superiores en alguna formación en particular, la velocidad de perfilaje debería ser menor. Del mismo modo, valores menores permiten velocidades de perfilaje mayores.

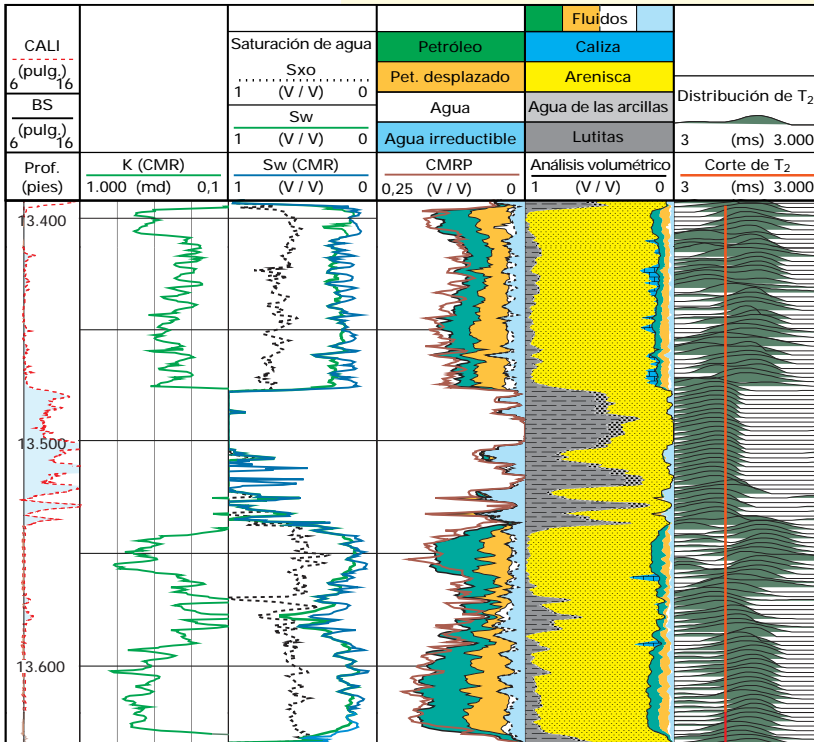
Comparación de una carrera normal y una carrera para la determinación del agua de las arcillas (perfilaje BFV), efectuadas a lo largo del mismo intervalo.

Dentro de las mediciones de resonancia magnética nuclear utilizadas en Venezuela, las tres aplicaciones más comunes incluyen: la determinación del volumen de agua asociada con las arcillas (perfilaje BFV), el cálculo de la permeabilidad y la identificación de petróleo pesado.

En la Fig. 4.44 se observa un ejemplo de una carrera para determinar el agua de las arcillas y una carrera normal en el mismo pozo, ubicado en el campo Barúa. En la carrera para la determinación del agua de las arcillas se registró un tiempo de espera de 0,31 seg. y 600 ecos, y se perfiló a 1.800 pies/hora, mientras que el perfil principal se obtuvo con un tiempo de espera de 4,0 seg y 1.200 ecos a una velocidad de 200 pies/hora. En este pozo, existen pocos T_2 s prolongados, de modo que las distribuciones y la porosidad del CMR en las dos

carreras son muy similares. Normalmente, la porosidad obtenida en la carrera más rápida debería ser muy baja puesto que no se pueden medir correctamente los T_2 tardíos.

Figura 4.45



Evaluación del mismo pozo que en la Fig. 4.44. El CMR para la determinación del agua de las arcillas predice que el pozo producirá petróleo limpio.

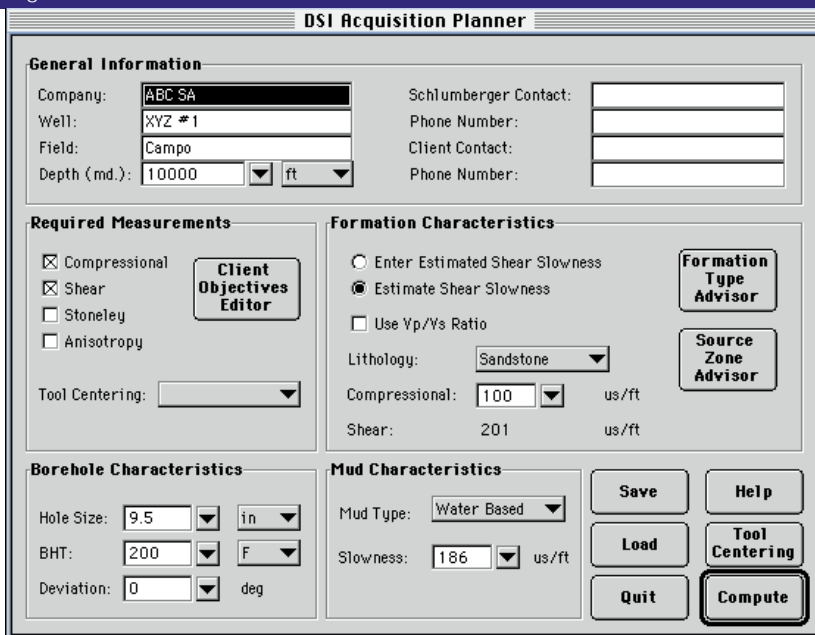
Los valores del BFV y la permeabilidad obtenidos en las dos carreras también coinciden. Las principales diferencias (a 13.425 pies, por ejemplo) se deben a la influencia de fracturas inducidas que afectan una carrera más que la otra. Lo mismo ocurrió en la segunda carrera a velocidad normal. La permeabilidad se calculó utilizando la ecuación de Timur-Coates (Capítulo 5-6) dado que depende de una distribución completa de T_2 . La porosidad se tomó de otros registros, ya sea de la porosidad derivada de los perfiles de densidad o, en este caso, la porosidad efectiva obtenida de ELAN.

En la Fig. 4.45 se observa la evaluación, realizada con la herramienta CMR. Dado que no se supone que se trate de un petróleo pesado, el valor del BFV medido es el volumen de agua

irreducible. Este volumen es esencialmente el mismo volumen del agua observado por la interpretación de la resistividad y porosidad (Pista 3), con lo cual se llega a la conclusión de que el pozo producirá petróleo limpio. La permeabilidad muestra variaciones considerables y resultó importante para decidir qué intervalos se debían perforar. La parte superior más limpia de cada arenisca no presenta cementación calcárea y, a partir de las imágenes de las paredes del hoyo, se interpreta como una barra de arena. Como era de esperar, las permeabilidades son elevadas. Inmediatamente por debajo de la barra inferior de arena se encuentra un cuerpo de areniscas de grano más fino con un mayor contenido de arcillas. Se supone que la permeabilidad será inferior en más de un orden de magnitud, si bien las porosidades son alrededor de 4 p.u. menores.

Para resumir, en condiciones normales del perfilaje RMN es deseable medir T_{2S} de 1 seg o más. Si sólo se obtienen valores de T_{2S} de 33 mseg o menos, se pueden usar tiempos de espera inferiores con menor cantidad de ecos y mayores velocidades de perfilaje. En este ejemplo, la información clave necesaria para el perfilaje CMR también se puede obtener de una carrera para la determinación del agua de las arcillas, con la misma precisión, pero a una velocidad nueve veces mayor que la de una carrera normal. Si el CMR se requiere para la detección de gas o petróleo liviano, para una distribución completa de T_2 , o para aquellos casos en que las aplicaciones son inciertas, se deberá entonces registrar un perfil normal. Sin embargo, si se conoce que las aplicaciones incluyen la determinación del volumen de fluido inmóvil, la estimación de la permeabilidad, o la detección de hidrocarburos pesados, una carrera del CMR para obtener el volumen de agua de las arcillas puede proporcionar la misma información a velocidades de perfilaje similares a las requeridas por las herramientas de un arreglo combinado triple convencional.

Figura 4.46



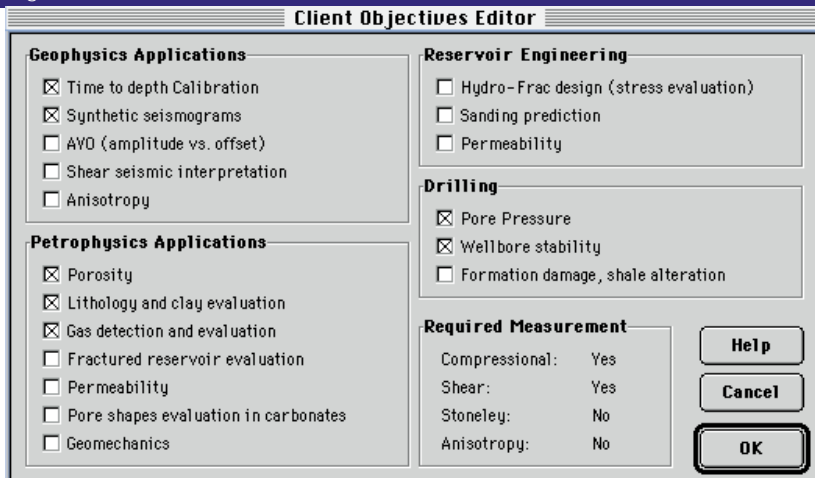
Planificador del DSI—Ventana de ingreso de datos.

Planificación con la herramienta DSI

La herramienta DSI se puede utilizar en varios modos operativos (véase recuadro en la página 4-37). En este ejemplo, para la evaluación de la formación se requieren las velocidades de las ondas compresionales y de corte. Mediante la ventana de datos de entrada del planificador de tareas del DSI (Fig. 4.46), se puede ingresar esta información directamente en la sección correspondiente. Sin embargo, no siempre se sabe a ciencia cierta cuáles son las mediciones necesarias para una aplicación en

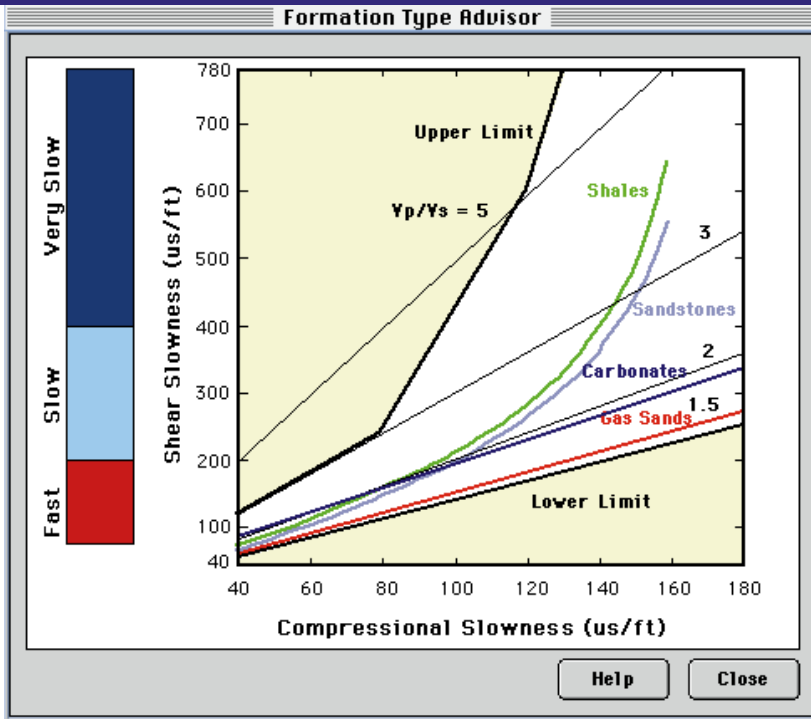
particular. Si existen dudas al respecto, se puede utilizar el editor de objetivos del cliente (Client Objective Editor) para evaluar las necesidades del cliente y recomendar las mediciones necesarias (Fig. 4.47). El centrado del DSI depende de las otras combinaciones y del arreglo de la sonda al pie del pozo. Por ahora se deja en blanco y se recomendará más adelante para optimizar la medición. A continuación se ingresan las características del hoyo, del lodo y de la formación. Tanto el diámetro del hoyo como la velocidad de la onda de corte esperada influyen mucho sobre los parámetros del procesamiento, el tipo de fuente y la frecuencia. En general, el tamaño del hoyo se estima a partir del tamaño de la mecha y la ovalización que habitualmente pueda esperarse en la región. En el pozo que sirve de ejemplo, se considera que el mismo se encuentra en buenas condiciones; por lo cual, el tamaño del hoyo debería ser igual al tamaño de la mecha más 1 pulgada, o sea 9,5 pulgadas. El tiempo de tránsito de la onda de corte—(1/velocidad de la onda de corte, V_s)—se puede ingresar directamente si se lo conoce. Si no, se lo puede estimar a partir del tiempo de tránsito de la onda de corte (1/velocidad de la onda compresiva, V_p), usando la relación V_p/V_s , o del tipo de formación (lutitas, carbonatos, areniscas o areniscas gasíferas). El asesor de tipo de formación (Formation Type Advisor) (Fig. 4.48) es un despliegue visual del modo en que se utiliza esta información. En este caso, la litología de arenisca y un tiempo máximo de tránsito de la onda compresional de 100 $\mu\text{seg./pie}$, llevan a un tiempo máximo de tránsito de la onda de corte estimado de 201 $\mu\text{seg./pie}$.

Figura 4.47



Planificador del DSI—Editor de objetivos del cliente.

Figura 4.48



Planificador DSI—Asesor del tipo de formación.

En la Fig. 4.49 se observa el modo recomendado de la herramienta y su centralización. En este ejemplo, se utiliza el modo de fuente monopolar (“SAM 4”) con un filtro de 3 a 20-kHz para obtener el tiempo de tránsito de la onda compresiva. Dado que la velocidad de la onda de corte estimada es inferior a la velocidad de transmisión del lodo, se utiliza el modo de fuente dipolar (“SAM 1 o 2”) para obtener la velocidad de la onda de

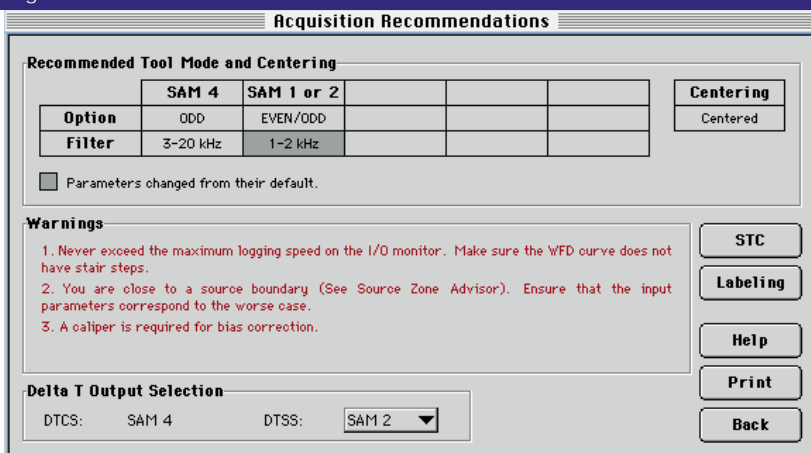
corte. La herramienta DSI tiene dos transmisores dipolares y es posible utilizar cualquiera de los dos para esta aplicación. Para lograr datos de óptima calidad se recomienda centralizar la herramienta, si bien todo depende de la combinación definitiva de la sonda. Los parámetros de procesamiento se presentan en ventanas separadas, que se activan con las teclas de STC y de clasificaciones (Labeling).

En el cuadro de advertencias (Warnings) aparece la información que debería revisarse antes de comenzar el trabajo. En este caso, una advertencia indica que el plan de tareas se encuentra cerca del límite entre parámetros de distintas fuentes; también aconseja verificar que los datos ingresados corresponden realmente al peor caso posible y que no se trata, en cambio, de un caso promedio. El asesor de fuentes (Source Zone Advisor), que aparece en la Fig. 4.55 (página 4–39), es un despliegue gráfico que ayuda a determinar la sensibilidad de los parámetros de entrada. En este caso, el incremento del diámetro del hoyo o una alteración leve en la velocidad de la onda de corte no modificarían el plan de tareas.

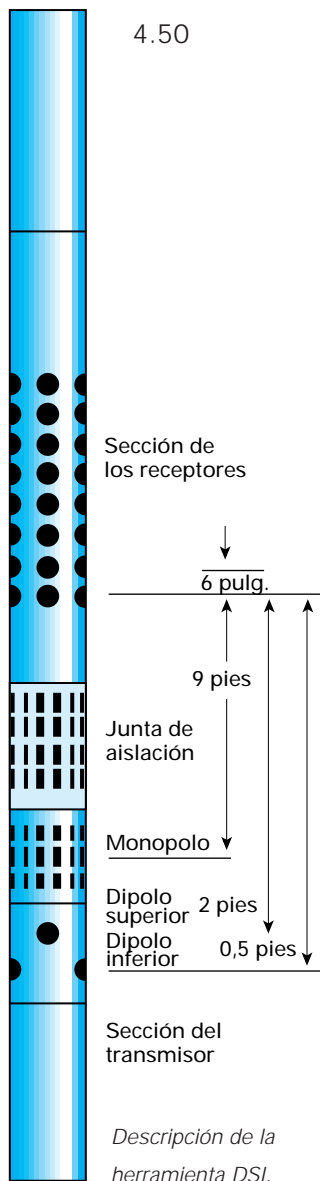
Plan de evaluación del pozo

Se llega así a completar el proceso de planificación de tareas para los sistemas de mediciones individuales. Ahora resta integrar todos estos planes individuales en un plan operativo de evaluación del pozo. Para el desarrollo del plan operativo deben tenerse en cuenta diversos factores. La combinabilidad y los sistemas de perfilaje/telemetría no se consideran, por lo tanto la eficiencia de la operación dependerá de la velocidad del perfilaje, del intervalo de las mediciones, del tiempo de preparación en la superficie, de la cámara de fondo y de la extensión adicional del hoyo por debajo de la zona de interés que permita acomodar la longitud de la herramienta.

Figura 4.49



Planificador DSI—Recomendaciones para la adquisición.



La sección de transmisión comprende tres elementos: un transductor de cerámica omnidireccional (monopolar) y dos transductores electrodinámicos de banda ancha y unidireccionales (dipolares) ubicados en forma perpendicular entre sí. Los transductores pueden funcionar en diferentes frecuencias según los requerimientos de las distintas aplicaciones.

La junta de aislamiento es un filtro mecánico que impide que las señales del transmisor se propaguen dentro de la herramienta.

La sección de recepción consta de ocho estaciones receptoras ubicadas a intervalos de 6 pulgadas, en una longitud de algo más de 3.5 pies. Cada estación contiene dos pares de hidrófonos: uno de ellos está alineado con el transmisor dipolar superior y el otro está alineado con el transmisor dipolar inferior. Los resultados de cada par se restan para la recepción dipolar y se suman para la recepción monopolar.

El cartucho de adquisición realiza un control automático de ganancia, digitaliza simultáneamente ocho formas de onda con un rango dinámico de 12-bits, apila las ondas provenientes de más de un disparo, detecta los puntos de cruce por encima de un umbral de amplitud predeterminado y transmite las señales a la superficie.

Modos de operación de la herramienta

El modo operativo configura los transmisores, los receptores y la electrónica para la aplicación requerida. La herramienta comprende cinco modos básicos, pero también se pueden establecer otras configuraciones al pie del pozo a través de un modo experto. Los modos básicos son los siguientes:

Modos 1 y 2—Dipolar superior e inferior. Se trata de ocho ondas dipolares, provenientes de uno de los transmisores dipolares. Las fuentes dipolares generan ondas “flexurales”

que se transmiten con un tiempo de tránsito que está estrechamente relacionado con el de las ondas de corte. En la Fig. 4.51 se observan la propagación dipolar y las formas de ondas dipolares típicas para una roca no consolidada.

Modo 3—Dipolar cruzado. Es la adquisición convencional de 32 formas de onda completas provenientes de ambos transmisores dipolares, alineados y cruzados.

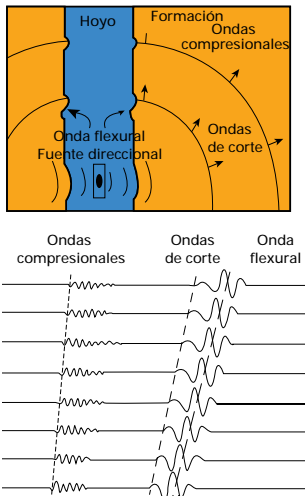
Modo 4—Modo Stoneley. Se trata de ocho formas de onda monopolares, provenientes de disparos del transmisor monopolar modulado con un pulso de baja frecuencia (alrededor de 1-kHz). La señal Stoneley en bajas frecuencias, es más fuerte y más sensible a las fracturas y a la permeabilidad.

Modo 5—Modo P y S. Son ocho formas de onda monopolares, provenientes de disparos del transmisor monopolar modulado con un pulso de alta frecuencia (alrededor de 14-kHz). La propagación monopolar se utiliza para medir el tiempo de tránsito de las ondas compresionales, y también el de la onda de corte en las rocas consolidadas. En la Fig. 4.52 se observan la propagación monopolar y las ondas monopolares típicas en rocas consolidadas. En el caso de las rocas no consolidadas, en las que el tiempo de tránsito de la onda de corte es mayor que el tiempo de tránsito del fluido del pozo, no se detecta ningún frente de onda de corte.

Modo 6—Modo de primer movimiento. Se basa en el tiempo en que la señal cruza un umbral de amplitud para cada receptor, utilizando la fuente monopolar de alta frecuencia. Estos tiempos se utilizan fundamentalmente para computar la velocidad del primer arribo de ondas compresionales.

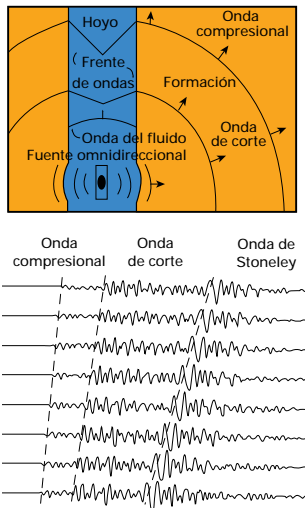
Los modos pueden combinarse entre sí, de manera que en una misma carrera de la sonda se puedan registrar diversos tipos de ondas. Se dispone de un planificador de tareas que sirve para planear los modos, la

4.51



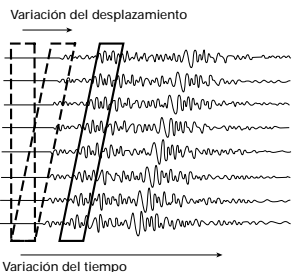
Propagación dipolar y ondas típicas en una roca no consolidada.

4.52



Propagación monopolar y ondas típicas en una roca consolidada.

4.53



Principio de computación STC.

adquisición y los parámetros de procesamiento que resultan más convenientes para cada aplicación en particular.

Procesamiento de las formas

El procesamiento de la Coherencia en el Tiempo de Tránsito (STC) es un algoritmo de semblanza, cuyo objetivo consiste en encontrar, dentro de una forma de onda compuesta, todas las ondas que se propagan (Fig. 4.53). Se utiliza para procesar los modos P y S, dipolar, y Stoneley. Se hace avanzar una ventana de duración predefinida, en saltos cortos y superpuestos—llamados “tiempo de la ventana”—a través de las formas de onda, a lo largo de un rango de tiempos de arribo potenciales. Dentro del “tiempo de la ventana”, se la desliza en forma lineal con el tiempo, a través del conjunto de formas de onda del receptor. En cada uno de estos desplazamientos, se computa una función de coherencia para medir la similitud de las ondas que se encuentran en la ventana. Cuando el “tiempo de la ventana” y el desplazamiento coinciden con el tiempo de arribo y el de tránsito de un componente en particular (por ejemplo, una onda compresiva) las ondas que se encuentran dentro de la ventana son casi idénticas, con lo cual la coherencia toma un valor pico.

El procesamiento STC produce gráficos de contornos de la coherencia en cada intervalo de muestra del registro como se observa en la parte central de la Fig. 4.54. Los picos de coherencia corresponden a determinados arribos, que se definen de acuerdo con su tiempo de tránsito y de arribo como de una onda compresional, de corte o Stoneley (Fig. 4.54, a la derecha). Se utilizan

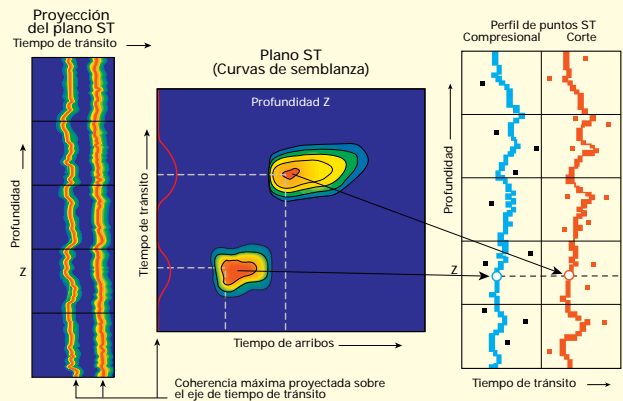


Gráfico de contorno STC, proyección plana STC e identificación de las ondas.

4.54

como indicadores de calidad, el valor del pico de coherencia y la proyección del valor máximo de la coherencia sobre el eje de tiempos de tránsito.

En el proceso dipolar, uno de los picos de coherencia corresponderá a la onda “flexural” dispersada. El tiempo de tránsito de este pico siempre es mayor (más lento) que el tiempo de tránsito de la onda de corte real, con una diferencia pequeña que depende del tamaño del pozo, la velocidad de la formación y la frecuencia. Para evitar que esa diferencia enmascare el tiempo de tránsito de la onda de corte, la respuesta “flexural” dispersada se ha modelado y se corrige durante el proceso. Los resultados monopolares P y S se compensan en el pozo al promediarse los resultados del receptor y de un pseudo-transmisor.

La apertura de medición convencional equivale a la longitud del conjunto de receptores, que es de 3,5 pies. Sin embargo, mediante un subconjunto de receptores y un proceso STC especial de disparos múltiples, se logra reducirla a 2 pies.

Tabla 4.4

Sistema	Medición Intervalo	Velocidad de perf.	Tiempo de perf.	Armado/ desarm.	Carrera de ent.	Carrera de sal.	Tiempo total
PEX	7.000	3.600	1,94	1	1	0,3	4,24
CMR	2.000	300	6,67	1	1	1	9,67
DSI Comp/Corte	2.000	900	2,22	1,5	1	0,3	5,02
SDI Comp	5.000	1.800	2,78				2,78
Sub							21,71
PEX CMR	2.000	300	6,67	1	1	0,3	
PEX CMR	5.000	3.600	1,39				1,39
DSI Comp/Corte	2.000	900	2,22	1,5	1	0,3	5,02
SDI Comp	5.000	1.800	2,78				2,78
Sub							18,16
PEX	7.000	3600	1,94	1	1	0,3	4,24
CMR-DSI	2.000	300	6,67	1	1	0,3	8,97
CMR-DSI	5.000	1800	2,78				2,78
Sub							15,99
PEX CMR-DSI	2.000	300	6,67	2	2	0,3	9,97
PEX CMR-DSI	5.000	1.800	2,78				2,78
Sub							12,74

Cuadro comparativo de la eficiencia de las diferentes combinaciones de herramientas.

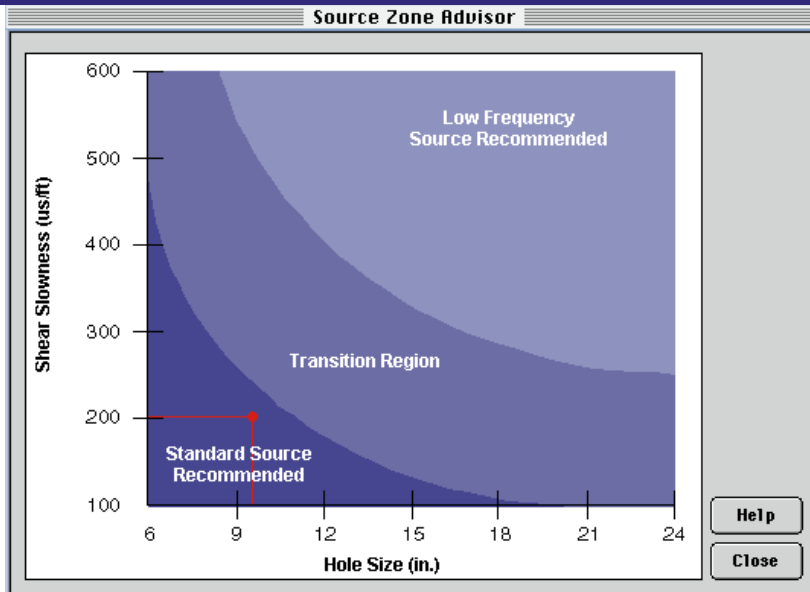
En el pozo tomado como ejemplo, la herramienta CMR debe perfilar a un máximo de 300 pies/hora sólo sobre la zona de interés de 2.000 pies, en el fondo del pozo, mientras que el PEX debe correrse sobre toda la longitud de 7.000 pies de hueco abierto a una velocidad de perfilaje máxima de 3.600 pies/hora. La herramienta DSI debería trabajar a 900 pies/hora para las velocidades de las ondas compresionales y de corte sobre los 2.000 pies de la zona de interés. Posteriormente se puede aumentar la velocidad de perfilaje a 1.800 pies/hora para adquirir los datos de las ondas compresionales hasta el revestimiento de superficie.

En la Tabla 4.4 se observan cuatro situaciones posibles para evaluar este pozo utilizando la información de los planes de tareas individuales. En el primer caso se realizan tres carreras separadas, con un tiempo total de 21,7 horas; obviamente, es el menos eficiente. En el segundo caso se combinan las herramientas PEX y CMR, y no resulta mucho más eficiente. En términos del tiempo operativo directo, el caso más eficiente es el número 4, con sólo 12,7 horas de operación. En él, se combinan las tres herramientas en un único descenso. Sin embargo, para esta operación se requiere una cámara de fondo más grande y, dependiendo de las condiciones de perforación, podría llevar más tiempo total que los otros casos. En el caso número 3 se usan dos carreras: en primer lugar se utiliza la herramienta PEX y luego el CMR combinado con el DSI. El tiempo directo aumenta tres horas, pero la cámara de fondo requerida se reduce a la mitad. Utilizando la información de los planes de tareas individuales, tanto el caso número 3 como el número 4 son aceptables y producirán datos de óptima calidad y de una manera eficiente.

Conclusiones

Existen dos factores principales que han contribuido al aumento de la necesidad de un planeamiento global de tareas. En primer lugar, el mayor grado de complejidad y el mayor número de opciones presentes en las herramientas de perfilaje modernas; y en segundo lugar el afán por mejorar la eficiencia de la operación en el pozo y reducir los costos operativos. La función principal del planeamiento previo es optimizar la eficiencia y garantizar la obtención de datos de alta calidad. Los planes de las herramientas CMR, DSI y de Evaluación de Pozos que acabamos de describir ilustran estos cambios y muestran de qué manera un programa de software sencillo y portátil puede facilitar la tarea de los ingenieros de perfilaje y del personal de las empresas petroleras.

Figura 4.55



Planificador DSI—Asesor de fuentes. El punto rojo corresponde al ejemplo descrito.

CONCLUSION

La nueva tecnología ha significado importantes mejoras en la calidad de los datos del hoyo y en la eficiencia con que se registran. En este capítulo se describieron varios de los más importantes avances tecnológicos: el rápido desarrollo de las herramientas LWD; un nuevo estándar de herramientas con arreglo combinado triple (el PEX) y la importancia de la metrología de las sondas de presión. Todos estos hechos fueron ilustrados con ejemplos de pozos de Venezuela.

Hoy en día, existe una considerable flexibilidad en los sistemas de adquisición de datos, ya sea en el modo en que se bajan las herra-

mientas al pozo, la respuesta de las mismas, la resolución vertical o el tipo de sensor. Por lo tanto, para obtener la mejor calidad (adecuada para el objetivo buscado) y la mejor eficiencia durante la adquisición de datos, es esencial una buena planificación de las tareas, lo cual debería ser una preocupación tan importante para el usuario como para el responsable de la obtención de los datos. Los capítulos que siguen muestran la aplicación de estos datos de gran calidad para la resolución de problemas de evaluación de formaciones, el mejoramiento de la producción y la descripción de yacimientos en Venezuela.

AUTORES Y COLABORADORES

Este capítulo fue escrito por C.Kruger, B.Heiam, A.Douglas y S.Johnston

con la contribución de A.Simone y M.Begeer (Shell Venezuela), J.Husband, J.Donosó y V.Boll

y con la autorización de Corpoven, Lagoven, Shell Venezuela, Maraven y Maxus para publicar datos de sus pozos.

REFERENCIAS

Perfilaje durante la perforación

Tabanou, J.R., Bruce, S., Bonner, S., Wu, P., 1997, Time lapse opens new opportunities in interpreting 2-MHz multispacing resistivity logs under difficult drilling conditions and in complex reservoirs", paper II, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 38th Annual Logging Symposium, Houston, Texas, June 15-18.

Bonner, S.D., Tabanou, J.R., Wu, P., Seydoux, J.P., Moriaty, K.A., Kwok, B.K., Kuchenbecker, M.W., 1995, New 2 MHz multiarray borehole compensated resistivity tool developed for MWD in slim holes, SPE 30547, presented at the Society of Petroleum Engineer's 76th Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, U.S.A., October 22-25.

Prilliman, J., Bean, C.L., Hashem, M., Bratton, T., Fredette, M.A., Lovell, J.R., 1997, A comparison of wireline and LWD resistivity images in the Gulf of Mexico, paper DDD, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 38th Annual Logging Symposium, Houston, Texas, June 15-18.

Carpenter, W.W., Best, D., Evans, M., 1997, Applications and Interpretation of azimuthally sensitive density measurements acquired while drilling, paper EE, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 38th Annual Logging Symposium, Houston, Texas, June 15-18.

Aron, J., Chang, S.K., Codazzi, D., Dworak, R., Hsu, K., Lau, T., Minerbo, G., Yogeswaren, E., 1997, Real-time sonic logging while drilling in hard and soft rocks, paper HH, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 38th Annual Logging Symposium, Houston, Texas, June 15-18.

PLATFORM EXPRESS

Barber, T., Orban, A., Hazen, G., Long, T., Schlein, R., Alderman, S., Tabanou, J., and Seydoux, J., 1995, A multiarray induction tool optimized for efficient

wellsite operation, SPE Paper 30583, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, October 22-25.

Eisenmann, P., Gounot, M-T., Juchereau, B., Trouiller, J-C., and Whittaker, S. J., 1994, Improved Rxo measurements through semi-active focusing, SPE Paper 28437, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, U.S.A., September.

Eyl, K. A., Chapellat, H., Chevalier, P., Flaum, C., Whittaker, S. J., Jammes, L., Becker, A. J., and Groves, J., 1994, High resolution density logging using a three detector device, SPE Paper 28407, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, Sept.

Smits, J. W., Benimeli, D., Dubourg, I., Faivre, O., Hoyle, D., Tourillon, V., Trouiller, J-C., and Anderson, B. I., 1995, High resolution from a new laterolog with azimuthal imaging, SPE Paper 30584, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, Oct. 22-25.

Comportamiento de los sensores de presión

Gringarten, A.C., Bourdet, D.P., Landel, P.A., Kniazeff, V.J., 1979, A comparison between different skin and wellbore storage type curves for early time transient analysis, SPE Paper 8205, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Las Vegas, Nevada, September 23-26.

Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A., and Pirard, Y.M., 1983, A new set of type curves simplifies well test analysis, World Oil 196 no. 6, May.

Veneruso, A. F., Erlig-Economides, C., and Petitjean, L., 1991, Pressure gauge specification considerations in practical well testing, SPE Paper 22752, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas Oct. 6-9.





Capítulo 5

Evaluación de Pozos Nuevos

Introducción

***Resonancia Magnética Nuclear (RMN): Principios y petrofísica
Detección de bitumen y evaluación de la permeabilidad
en el Norte de Monagas***

***Identificación de capas de gas y bitumen con
herramientas de RMN***

Muestreo de fluidos de un yacimiento

Evaluación de la Faja del Orinoco

***Carbonatos: Porosidad independiente de la litología
Predicción del corte de agua en una arena con bajo
contraste de resistividad***

***Identificación de zonas productivas en pozos con lodos
a base de petróleo***

Perfilaje de fluorescencia

INTRODUCCION

Venezuela produce varios tipos de hidrocarburos, que incluyen desde los crudos muy pesados de la Faja del Orinoco, a los petróleos volátiles y condensados de gas del Norte de Monagas y los petróleos pesados someros de la cuenca de Maracaibo. En consecuencia, la evaluación de formaciones en Venezuela se basa con frecuencia en las características de los fluidos, más que en las propiedades de las rocas. En efecto, el conocimiento de las propiedades de los hidrocarburos y su efecto sobre las mediciones realizadas en el subsuelo constituyen factores de importancia.

Al mismo tiempo, la introducción de las herramientas de perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) ha logrado mejorar en gran medida la capacidad de caracterizar los fluidos y el espacio poroso. En las versiones anteriores de las herramientas de RMN era necesario alterar el lodo para eliminar la señal del pozo, y las mediciones se basaban en el débil campo magnético terrestre. Las herramientas modernas son básicamente una repetición de los instrumentos de laboratorio de RMN y proporcionan un cúmulo similar de información. Por lo tanto, este capítulo comienza con un resumen del principio físico de las mediciones y las bases petrofísicas de las herramientas de RMN, donde se destacan aquellos aspectos que resultan de particular interés en Venezuela.

La sección siguiente se refiere al uso de las ondas de Stoneley, generadas por una herramienta acústica de fondo de pozo para identificar zonas de fluidos inmóviles, que por lo general se identifican como bitumen. El método de Stoneley también se puede emplear para medir la permeabilidad en las zonas donde no se encuentra bitumen, aunque en este caso los resultados son, en cierta forma, empíricos. Como método alternativo para identificar zonas con bitumen se dispone de la herramienta de RMN, capaz de diferenciar el bitumen y el gas del petróleo móvil. El segundo artículo se refiere a estas herramientas.

Para realizar estudios de yacimientos y para planificar adecuadamente el desarrollo de los mismos, es esencial contar con datos de presión, volumen y temperatura (PVT) de buena calidad. Con algunos hidrocarburos resulta difícil obtener muestras de calidad adecuada para pruebas PVT, en especial con los fluidos que se encuentran cerca del punto crítico y con los crudos pesados de alto contenido de asfaltenos. Muchas de estas dificultades se han podido superar gracias a los recientes avances en las técnicas de muestreo, principalmente mediante la capacidad de obtener muestras PVT con probadores de formación operados por cable, y con la introducción de herramientas para la obtención de muestras monofásicas del fondo del pozo.

En la Faja del Orinoco resulta sencillo identificar zonas con presencia de hidrocarburos, si bien es difícil estimar su capacidad de producción. En esta sección se muestra que una variedad de distintas mediciones—registros convencionales, perfiles de RMN y acústicos, herramientas para la obtención de imágenes, probadores de la formación operados por cable y muestras de núcleos—pueden ayudar a diferenciar zonas al proporcionar mayor información sobre la estructura geológica y la movilidad de los fluidos.

En Venezuela, los yacimientos de carbonatos también contribuyen a la producción de petróleo, si bien en cantidades mucho menores que las areniscas. En el caso de los carbonatos, la determinación de la porosidad por mediciones convencionales depende de un conocimiento preciso de la litología. Por otra parte, la porosidad de RMN tiene la gran ventaja de ser la única independiente de la litología, como se demuestra en un ejemplo correspondiente a la cuenca Barinas-Apure.

Si bien en los principales yacimientos de Venezuela no resulta difícil identificar zonas con hidrocarburos producibles, existen, como en todas partes, formaciones e intervalos en los que esta tarea no resulta tan sencilla.

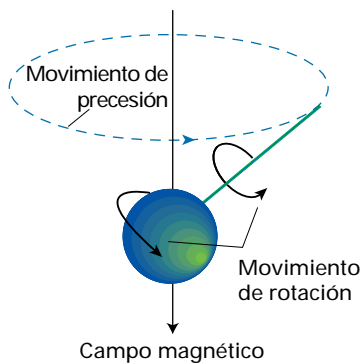
En este capítulo se muestra un ejemplo típico de una “zona de baja resistividad”, en la cual la interpretación de los perfiles convencionales indicaba saturación de agua por encima del 50%. El perfil de RMN mostró que se trataba de agua irreducible, por lo cual se predijo que la zona produciría petróleo seco (sin corte de agua), como sucedió efectivamente en las pruebas de producción. Posteriormente, la interpretación de los registros fue corroborada y perfeccionada con un análisis de núcleos exhaustivo, que incluyó un análisis mineralógico mediante Espectroscopía Infrarroja por Transformada de Fourier (FT-IR), mediciones de RMN y eléctricas. Otro ejemplo proveniente del Lago de Maracaibo muestra que la herramienta de RMN puede

ayudar a identificar los fluidos producibles en los a base de petróleo. En las zonas marginales, la interpretación de los perfiles convencionales puede resultar difícil debido a los complejos efectos de la invasión.

Durante muchos años se había medido la fluorescencia en muestras de superficie, pero nunca había estado disponible como un registro continuo de fondo. En la última sección del capítulo se introduce esta nueva técnica, con ejemplos que demuestran la validez de la medición. En el futuro, se espera que esta técnica pueda contribuir a resolver algunos de los problemas de evaluación pendientes, como la distinción entre petróleo y agua dulce y la identificación de petróleo en zonas de baja resistividad.

RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR: PRINCIPIOS Y PETROFISICA

Figura 5.1



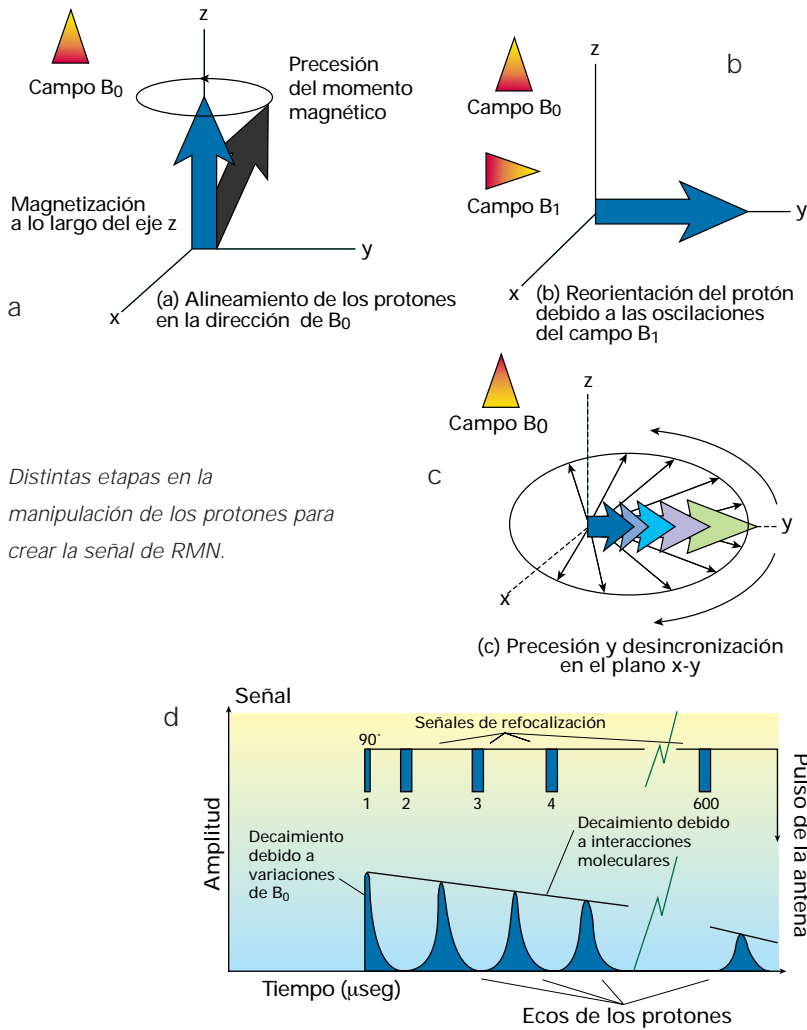
Los protones se comportan como imanes en rotación. Una vez que se ha perturbado el equilibrio, giran en precesión—como un trompo—en el campo magnético estático.

Dado que la técnica de RMN forma parte de muchos de los últimos avances en el campo de la evaluación de formaciones, en esta sección se presenta un breve resumen de los principios y las bases petrofísicas de la RMN.

Muchos núcleos atómicos poseen un momento magnético y se comportan como imanes en rotación (Fig. 5.1). Estos imanes interactúan con los campos magnéticos externos y producen señales medibles que se pueden maximizar si los campos oscilan a la frecuencia de resonancia de un núcleo en particular. Los perfiles basados en la técnica de RMN utilizan esta señal para medir la cantidad y la distribución del hidrógeno. El hidrógeno tiene un momento magnético relativamente grande y da una indicación directa de los fluidos contenidos en los poros.

Las mediciones de RMN consisten en una serie de manipulaciones de los núcleos de hidrógeno (protones). Una secuencia de mediciones comienza con una alineación de núcleos de hidrógeno, seguidos por perturbaciones que causan la inclinación y precesión de los ejes de rotación de los protones, seguidos con desfasajes y refocalización repetidos (Fig. 5.2, página siguiente). La alineación de los protones (a) se obtiene aplicando un campo magnético estático grande B_0 . Dicha alineación toma un tiempo finito caracterizado por la constante de tiempo T_1 . La perturbación del eje de rotación de los protones (b) se genera al transmitir un campo magnético oscilante B_1 , perpendicular a la dirección de B_0 . La inclinación del eje de rotación de los protones se controla con la intensidad del campo B_1 y su tiempo de activación. La frecuencia de oscilación se escoge de tal modo que coincida con la frecuencia de resonancia del hidrógeno en el campo B_0 .

Figura 5.2



Una vez que los ejes de los protones se han inclinado de acuerdo al nuevo campo existente, inician un movimiento de precesión en el plano perpendicular a B_0 (c). Esto genera un campo magnético pequeño que es detectado como una señal por la misma antena que transmite el campo B_1 . Esta señal decae a medida que los protones pierden sincronización debido a variaciones locales en el campo B_0 y a interacciones moleculares (d). La desincronización causada por las variaciones de B_0 se puede restaurar temporalmente mediante manipulaciones de enfoque repetidas. Luego de cada resincronización, o eco, la señal habrá perdido energía debido a interacciones moleculares de acuerdo con una constante de tiempo T_2 ,

conocida como decaimiento (o relajación). T_1 y T_2 son diferentes pero se encuentran estrechamente relacionadas; la relación entre T_1 y T_2 varía entre 1,5 y 2,5 en la mayoría de las rocas saturadas con agua. La medición de la constante T_2 constituye la medición de perfilaje que se utiliza con mayor frecuencia, pues requiere de un tiempo más breve para su registro y resulta más conveniente para el perfilaje continuo.

Mecanismos de decaimiento en rocas saturadas con agua

El resultado básico de la medición es el decaimiento o relajación (T_2) de la señal NMR. La amplitud de la señal inicial puede ser calibrada directamente en función de la población total de protones, o sea la porosidad en las rocas. La velocidad de decaimiento depende de la intensidad de las diferentes interacciones moleculares y es la suma de varios decaimientos, veloces y lentos, generados en diferentes puntos de la muestra. En base a este hecho, los decaimientos se pueden dividir en tres componentes: uno debido a las interacciones con la superficie del poro, T_{2S} ; otro debido al decaimiento del fluido contenido en los poros, T_{2B} , y un tercero debido a la difusión de los protones en un gradiente del campo magnético, T_{2D} . El valor de T_{2S} depende del tamaño de los poros: cuanto más pequeños sean los mismos, mayor será el número de protones cercanos a sus paredes y decaerán con mayor velocidad. El valor de T_2 se puede representar como:

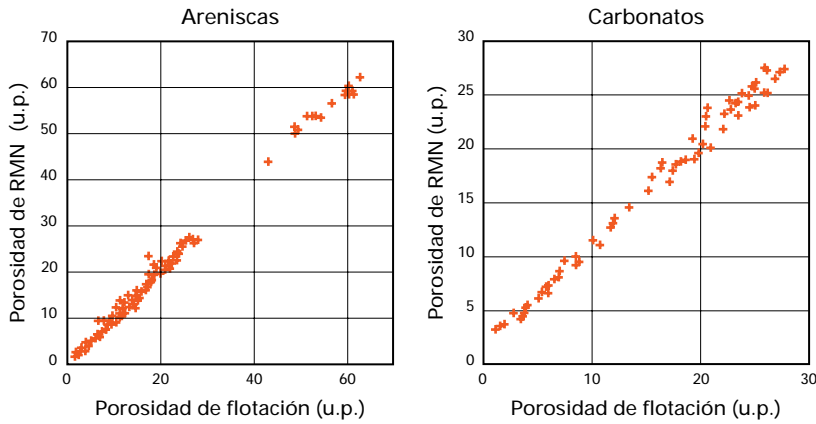
$$1/T_2 = 1/T_{2S} + 1/T_{2B} + 1/T_{2D}$$

donde:

$$1/T_{2S} = \rho S/V \tag{1}$$

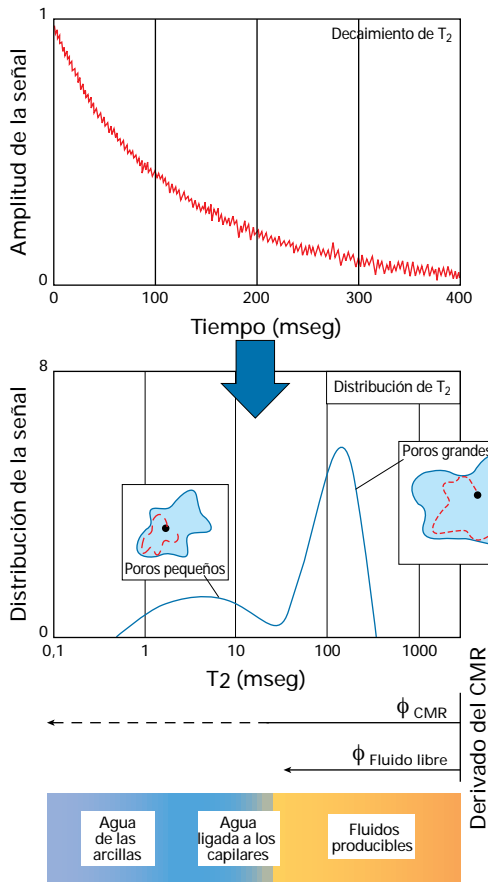
El parámetro T_{2S} es función de: ρ , el decaimiento por unidad de superficie; S la superficie de los poros y V , el volumen del poro. Esta relación para T_{2S} es estrictamente válida sólo si el decaimiento en cada poro es independiente de los otros poros, y si los protones se difunden con la suficiente velocidad

Figura 5.3



Comparación de la porosidad de RMN y de flotación en una amplia variedad de núcleos tomados de areniscas y carbonatos (Straley, 1994).

Figura 5.4



El decaimiento T_2 se invierte matemáticamente para obtener una distribución que pueda relacionarse con el tamaño de los poros y el agua libre o inmóvil.

para que el proceso de magnetización resulte uniforme en toda la superficie de los poros (límite de difusión rápida). Estas condiciones son normalmente válidas, con algunas excepciones, como ocurre con la microporosidad, en que es posible que los poros no sean independientes, y en los casos de poros de gran tamaño, cuando la difusión puede no ser lo suficientemente rápida. El valor de T_{2D} es despreciable, excepto en el caso del gas, debido a los bajos campos magnéticos existentes y, por lo tanto, los gradientes de campo utilizados también son bajos. En el caso del agua pura T_{2B} es de varios segundos y, dado que el T_2 total es una suma inversa de los componentes, ejerce una influencia mínima. Sin embargo, el valor de T_{2B}

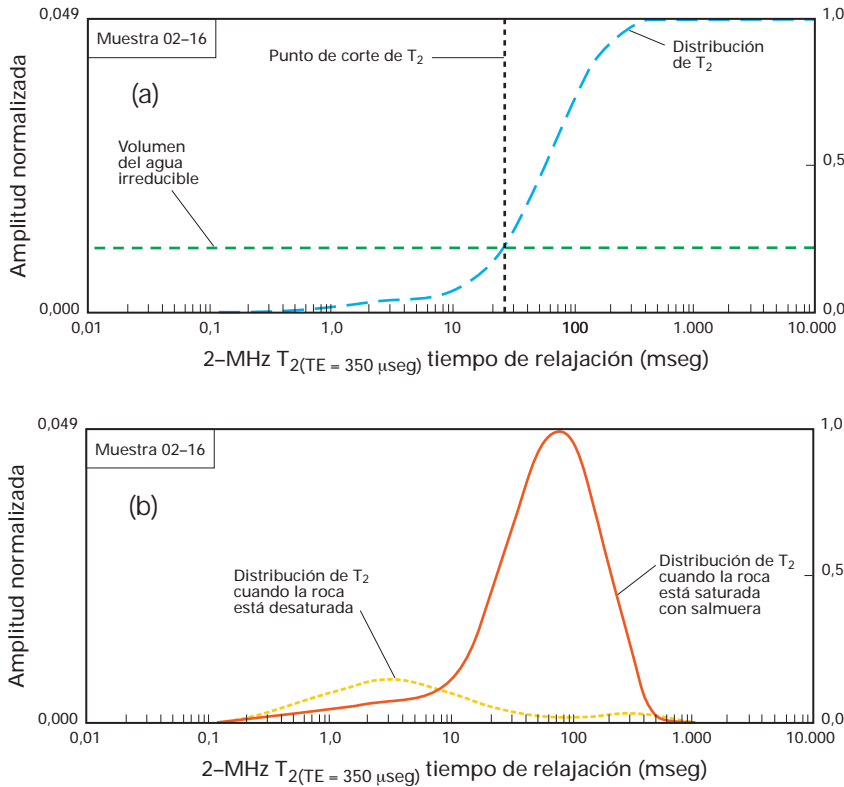
puede ser importante cuando se encuentran poros de gran tamaño (T_{2S} prolongado), o en filtrados de lodos en los que T_{2B} es reducido debido a la presencia de iones paramagnéticos. En general, el decaimiento T_2 en las rocas saturadas con agua es un indicador directo del tamaño del poro. Se correlaciona matemáticamente con los resultados de otros sistemas de medición del tamaño o de las gargantas de los poros, tales como la presión de inyección de mercurio.

Petrofísica de la RMN en rocas saturadas con agua

Porosidad: Varios estudios de laboratorio demuestran que la porosidad medida por RMN está muy próxima a la porosidad medida en los núcleos, obtenida con métodos de flotación (Fig. 5.3).

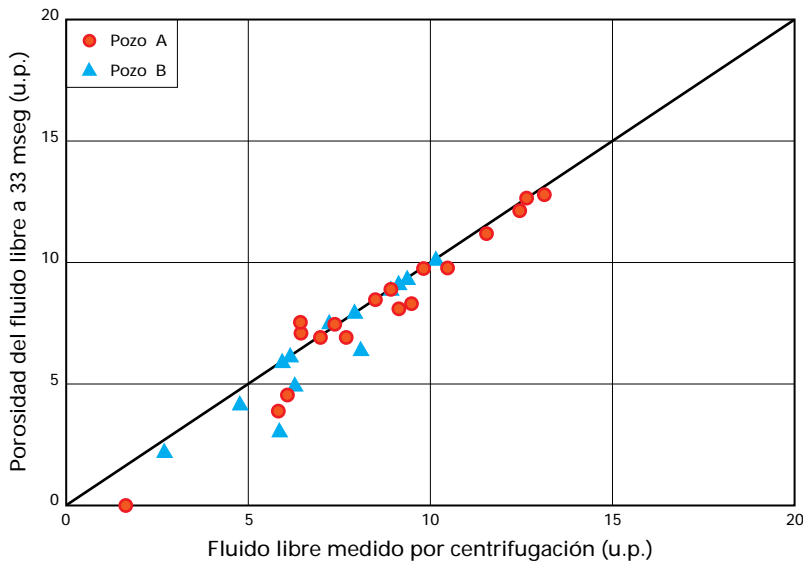
Fluido libre: Por lo general, el decaimiento T_2 se transforma en una distribución acumulada de T_2 mediante una inversión matemática (Fig. 5.4). Luego de esta transformación, el área total debajo de la curva representa la porosidad, y la señal a cada tiempo de decaimiento representa el volumen para dicho T_2 . Es posible definir un valor de T_2 como punto de corte, $T_{2, corte}$, que divide la porosidad entre fluido libre, proveniente de los poros de mayor tamaño ubicados por encima del punto de corte, y fluido inmóvil, ya sea adherido por las fuerzas capilares o las fuerzas de atracción de las arcillas, proveniente de los poros más pequeños ubicados por debajo del punto de corte. Se ha comprobado que en muchas areniscas $T_{2, corte}$ es de aproximadamente 33 mseg. En los carbonatos es de 100 mseg. Una vez determinado este punto de corte, se lo puede aplicar a los perfiles CMR para obtener un registro continuo de fluido libre e inmóvil. En algunos casos, se puede separar el agua de las arcillas del agua absorbida por la acción capilar aplicando un punto de corte de 1 a 3 mseg (Fig. 5.4).

Figura 5.5a y 5.5b



a) Ejemplo de determinación de $T_{2, corte}$ por la intersección del volumen de agua irreducible con la distribución acumulada de T_2 obtenida con la muestra saturada con salmuera. b) La distribución de T_2 desaturada confirma el punto de corte al mostrar un volumen casi nulo por encima del $T_{2, corte}$.

Figura 5.6



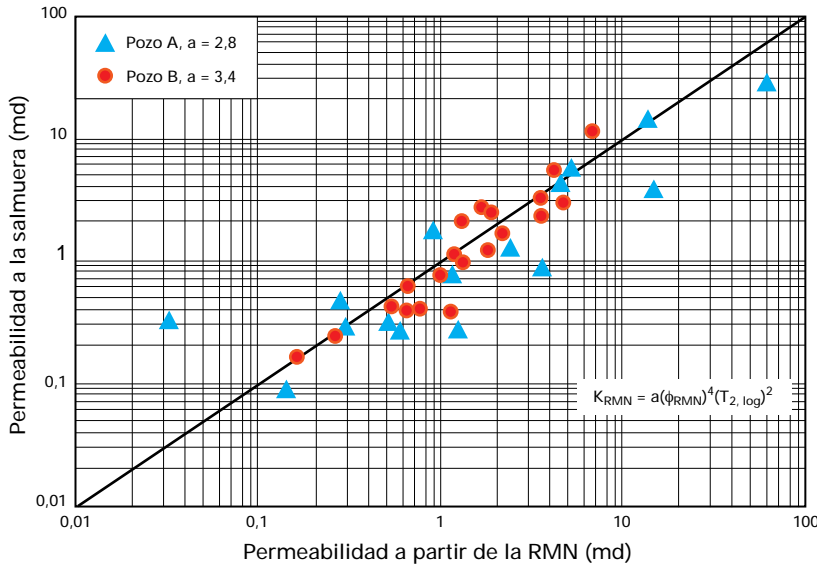
Comparación del fluido libre medido por centrifugado con el fluido libre por encima de $T_{2, corte}$ igual a 33 msec, en las muestras extraídas en dos pozos.

Sin embargo, $T_{2, corte}$ varía de acuerdo con las formaciones, y debería ser recalibrado mediante experimentos realizados en el laboratorio en los tapones de los núcleos. Para ello, se mide la señal de RMN del tapón saturado con agua; y se convierte luego en una distribución acumulada de T_2 comenzando por los poros más pequeños o los T_2 más cortos (Fig. 5.5a). A continuación, se procede a desaturar la muestra—en general por centrifugado—y se mide el volumen de agua irreducible obtenido mediante técnicas de pesada, o bien se calcula a partir de una medición de RMN del tapón desaturado. La intersección de este volumen de agua irreducible con la distribución acumulada de T_2 , define el punto de corte buscado (Fig. 5.5b). Como era de esperar, la señal de RMN de la muestra desaturada representa la señal mínima por encima del punto de corte. En la Fig. 5.6 se aprecia el grado de coincidencia entre el agua libre medida por RMN y el agua removida por centrifugado.

Permeabilidad: La mayoría de las fórmulas utilizadas para estimar la permeabilidad implican combinaciones de porosidad y alguna estimación del tamaño de las gargantas de los poros. Si bien es cierto que los tiempos de decaimiento de la resonancia magnética dependen del tamaño de los poros, en muchos casos están relacionados con el tamaño de las gargantas. Por lo general se utilizan dos transformaciones. La primera de ellas emplea el promedio logarítmico de T_2 , $T_{2, log}$, como indicador del tamaño de la garganta del poro:

$$k = a\phi^4(T_{2, log})^2 \quad (\text{SDR}) \quad (2)$$

Figura 5.7



Comparación de la permeabilidad a la salmuera y la permeabilidad estimada por RMN utilizando la ecuación (2) en dos pozos.

donde ϕ es la porosidad expresada como fracción; y “a” es una constante que depende de la formación y que por lo general es igual a 4 md/(mseg)² para las areniscas, y de 0,4 md/(mseg)² para los carbonatos. Esta correlación fue desarrollada para medir la permeabilidad en las rocas clásicas saturadas con salmuera, en las cuales la distribución de

T₂ constituye una adecuada representación de la distribución del tamaño de los poros. En la Fig. 5.7 se presenta un ejemplo típico de los buenos resultados obtenidos.

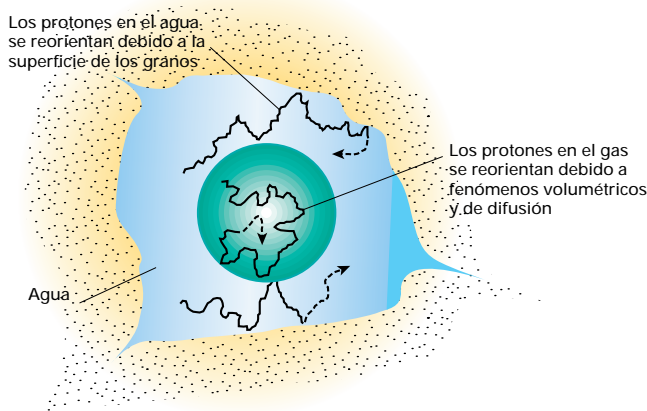
La segunda transformación utiliza la relación entre el agua libre, FFI, y el agua de las arcillas, BFV, como indicador del tamaño de la garganta:

$$k = a' \phi^4 \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^2 \quad (\text{Timur/Coates}) \quad (3)$$

donde “a’” es una constante que depende de la formación y que, por lo general, es de 1x10⁴ md en las areniscas.

En las ecuaciones anteriores, ϕ representa la porosidad de los núcleos medidos en el laboratorio (determinada por métodos de flotación) o bien la porosidad de RMN. En la interpretación de los perfiles, ϕ se toma, por lo general, como la porosidad de la herramienta CMR, la cual se aproxima a la porosidad calculada en el laboratorio. Al igual que en el caso del fluido libre, siempre es conveniente recalibrar los coeficientes de las fórmulas de permeabilidad para un yacimiento específico por medio de las mediciones de laboratorio en los tapones de los núcleos. Los carbonatos, en particular, requieren estudios especiales.

Figura 5.8

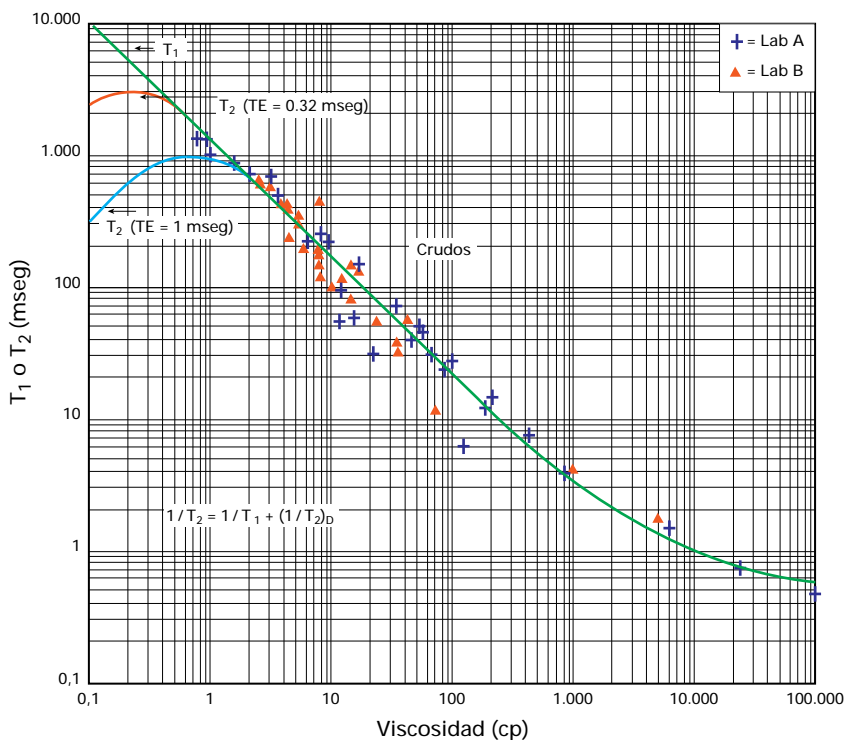


En las rocas mojadas por agua, los hidrocarburos sólo decaen por mecanismos volumétricos y de difusión. La interfaz agua-hidrocarburo no es una superficie de decaimiento, excepto cuando se trata de petróleo de gran viscosidad.

Rocas que contienen petróleo y agua

Magnitud del decaimiento: Cuando los poros contienen más de un fluido, el modelo se complica. En una roca mojada por agua, el petróleo no está en contacto con la superficie de los poros. Dado que en el caso de los petróleos livianos e intermedios, la interfaz petróleo-agua es una superficie que no sufre decaimiento magnético, el petróleo decae con el T₂ de la masa de petróleo, independientemente del tamaño del poro (Fig. 5.8). Los petróleos muy viscosos tienden a comportarse como un sólido y puede producirse un decaimiento en la superficie.

Figura 5.9



Promedio logarítmico de T_2 versus viscosidad del petróleo. Muestras del campo Belridge (triángulos), muestras de campos petrolíferos de distintas partes del mundo y estándares de viscosidad del petróleo (cruces) (Morris, 1994).

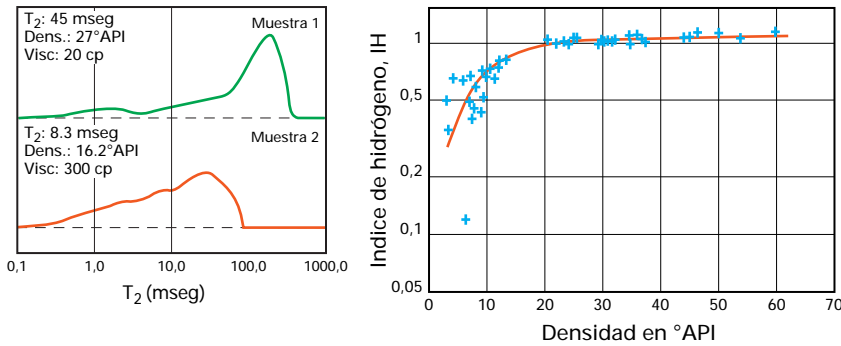
Los datos experimentales demuestran (Fig. 5.9) que el promedio logarítmico T_2 del petróleo ($T_{2, \log}$) guarda una estrecha relación con su viscosidad. Cuanto más viscoso sea el hidrocarburo, mayor será la interacción de los núcleos de hidrógeno entre sí y mayor será la velocidad de decaimiento. En la práctica, los crudos tienen un amplio espectro de T_{2s} , que varía dentro de una década logarítmica (Fig. 5.10). El bitumen, cuya viscosidad es superior a 100.000 cp y cuyo $T_{2, \log}$ es inferior a 0,3 mseg presenta una señal notoria, pero que es demasiado veloz para poder registrarla. Por lo tanto, en las rocas saturadas de bitumen la porosidad NMR es pequeña y mucho menor que la porosidad real. Los petróleos pesados aparecen como “fluidos adheridos”, mientras

que los crudos livianos y el filtrado de los lodos a base de petróleo normalmente aparecen como “fluidos libres”. Los crudos medianos pueden aparecer como cualquiera de los dos tipos, dependiendo de la viscosidad del fluido en las condiciones de yacimiento.

Movilidad: Algunas rocas son mojadas por el petróleo, o bien contienen un porcentaje de la porosidad mojada por petróleo. Se considera que la invasión de ciertos filtrados, en especial aquéllos de los lodos a base de petróleo, puede modificar la mojabilidad de una roca. En un poro mojado por petróleo, el petróleo sufre un decaimiento en la superficie con una tasa de decaimiento que es igual a un cuarto de la del agua. Por lo tanto, los petróleos livianos decaen con mayor rapidez en los poros mojados por petróleo que en los poros mojados por agua. Sin embargo, es posible que los petróleos pesados no sufran el mismo efecto, puesto que el decaimiento total dependerá esencialmente del T_{2B} . En el caso de poros mojados por petróleo, se debe establecer la ecuación de permeabilidad en forma empírica adaptando los coeficientes de la ecuación (2) o (3), de acuerdo con los datos de los núcleos y de las pruebas de la formación en cuestión.

Índice de hidrógeno (IH): El IH de un fluido es la cantidad de hidrógeno que contiene con relación al agua. En la mayoría de los crudos medianos el IH es igual a 1, pero en los crudos pesados por lo general es menor que 1 (Fig. 5.11). En el caso de los crudos livianos también puede ser menor que 1 cuando existe una gran cantidad de gas disuelto.

Figura 5.10 y 5.11



Distribuciones de T_2 en dos muestras de petróleo extraídas de núcleos de la pared del hoyo. La viscosidad es estimada a partir de la gravedad API utilizando las tablas publicadas (Morriss, 1994).

IH como función de la gravedad API para una serie de crudos muertos de 4 a 60°API a 77°F. En condiciones del fondo del pozo, los crudos livianos pueden tener gran cantidad de gas disuelto, lo que reduce el IH (Adaptado de Vinegar, 1991).

Permeabilidad: Dado que el petróleo decae según su decaimiento volumétrico, independientemente del tamaño de los poros, la distribución del T_2 ya no es el único factor representativo del radio hidráulico. En dichas circunstancias, la ecuación (2) no es válida de manera estricta y debe ser verificada empíricamente para diferentes formaciones. La ecuación (3) aún es válida, pero se debe hacer una salvedad con respecto al tiempo de decaimiento del petróleo, $T_{2, \text{pet}}$. Si el $T_{2, \text{pet}}$ es mayor que el $T_{2, \text{corte}}$, la señal del petróleo aparece como la del fluido libre. Dado que el petróleo en la roca mojada por agua normalmente desplaza al agua libre, la ecuación (3) no requiere modificación alguna. Sin embargo, si el $T_{2, \text{pet}}$ es menor que el $T_{2, \text{corte}}$, la señal del petróleo aparecerá como fluido adherido. En tal caso, en la ecuación (3) será necesario disminuir el BFV y aumentar el FFI por el volumen de petróleo detectado en la medición.

Cuando se tiene en cuenta el efecto del petróleo, se debe considerar que el volumen investigado por el CMR por lo general ha sido invadido por el filtrado del lodo, en especial en el caso de crudos livianos y medianos.

Rocas con gas

El gas tiene valores de T_1 elevados, que oscilan entre 3 y 7 segundos, dependiendo de la temperatura y la presión de la formación. Por lo tanto en condiciones de perfilaje normales, sólo una parte de los protones del gas está polarizada y la señal obtenida es demasiado débil. El gas también tiene un IH muy bajo, lo cual hace descender aún más la señal relativa a una roca saturada con agua. Asimismo, el gas se difunde dentro del espacio de los poros durante el transcurso de la medición. A causa del gradiente generado en el campo magnético B_0 , aparece el efecto de un decaimiento adicional T_{2D} —como se describe con la ecuación (1)—que reducirá la medición de T_2 y al mismo tiempo la mantendrá dentro del rango del fluido libre.

Estas características se pueden utilizar para detectar gas. Por ejemplo, se contrasta la señal del CMR con otras mediciones de porosidad, o bien se comparan dos carreras registradas con diferentes parámetros de adquisición escogidos con el objeto de provocar distintas respuestas en el gas.

La permeabilidad también se puede obtener a partir de la ecuación (3), tomando la porosidad de otra medición como el perfil de densidad en las areniscas arcillosas o, la combinación de perfiles de densidad-neutrón.

El principio de la herramienta CMR es el mismo que el de un instrumento de RMN de laboratorio. Dos poderosos imanes permanentes crean un campo magnético estático B_0 . El transmisor y el receptor están incluidos en una antena montada sobre un patín diseñado para cortar el revoque y asegurar así un buen contacto con la formación. El diseño de la herramienta es tal, que el volumen de medición de la misma abarca una región de 0,5 a 1,25 pulgadas dentro de la formación y su longitud es equivalente a la de la antena,

que se extiende unas 6 pulgadas. Un volumen de hasta 0,5 pulgadas no contribuye a la señal, lo que permite a la herramienta ignorar cierta rugosidad del hoyo, al igual que ocurre con las herramientas de densidad. El CMR tiene sólo 14 pies de longitud y se lo puede combinar con muchas otras herramientas de perfilaje. Un fleje excen-

tralizador, o calibres accionados con energía provista por una fuente externa aseguran un buen contacto en la mayoría de los diámetros del hoyo.

La calibración de la herramienta es sencilla y consiste simplemente en colocar una botella con agua contra el patín para simular una porosidad del 100%.

Esta herramienta es capaz de medir la porosidad CMR (CMRP), el volumen de fluido libre y fluido ligado (CMFF y BFV), la permeabilidad y la distribución de T_2 . A partir de estos registros es posible también inferir la viscosidad del petróleo, detectar la presencia de hidrocarburos y efectuar el análisis de la distribución de T_2 en función del tamaño de los poros. La polarización o tiempo de espera, la cantidad de ecos, el intervalo entre los mismos y otros parámetros se pueden seleccionar de acuerdo con las necesidades de la operación (Capítulo 4-33). La herramienta CMR es capaz de medir T_2 s hasta 0,3 mseg, puesto que el intervalo entre ecos se reduce a 0,2 mseg y el procesamiento aprovecha los primeros ecos.

Especificaciones de la herramienta

Longitud	14 pies
Peso	300 lb
Diámetro mínimo del hoyo	6,5 pulg.
Casos especiales	6,0 pulg.
Diámetro de la herramienta en operación	6,0 pulg.
Resistividad del lodo	Sin límites
Límite de temperatura	350°F

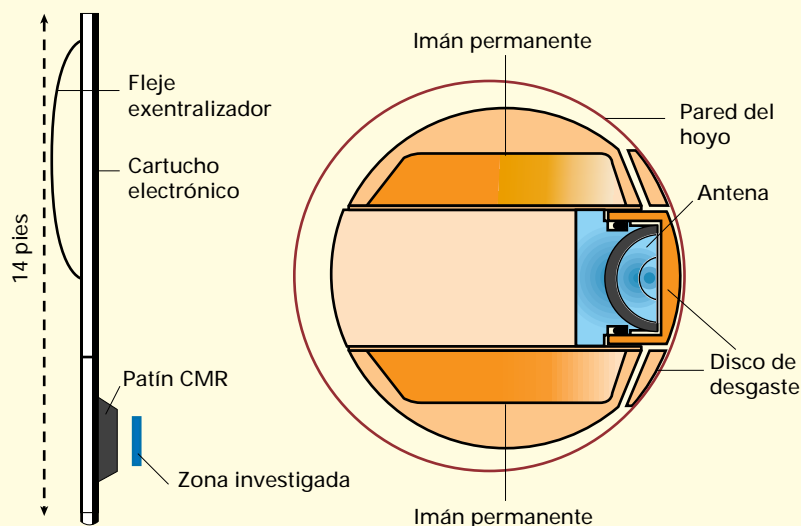
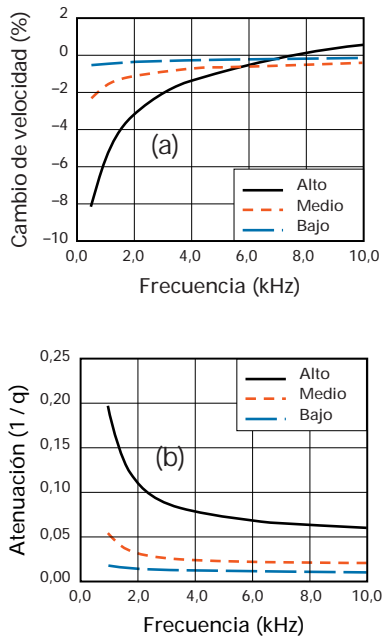


Figura 5.12



Predicciones teóricas para (a) diferencia de velocidad relativa a la roca impermeable) y (b) atenuación de tres modelos de rocas (adaptado de Winkeler et al., 1989).

Los yacimientos correspondientes al Oligoceno y Cretácico en el Norte de Monagas están formados por una secuencia de hasta 30 arenas productoras diferentes, separadas por lutitas. Estas arenas contienen petróleo, cuya densidad varía entre 5° y 36°API. Es bastante habitual que las zonas no productivas con crudos pesados se encuentren intercaladas entre zonas de petróleo liviano y viceversa. Desde que se descubrieron estos yacimientos profundos, unos pocos intervalos han producido crudos no aptos para la comercialización debido a alguna de las siguientes razones:

1. bajas permeabilidades, o sea yacimientos muy apretados
2. formaciones de alta permeabilidad, con petróleo pesado a extra pesado, generalmente profundo a lo largo de los flancos de los pliegues
3. yacimientos que han sufrido un alto grado de tectonismo, de modo que las fracciones con hidrocarburos más livianos han migrado a través de las fallas no sellantes, dejando atrás los asfaltenos y resinas, que son más pesados.

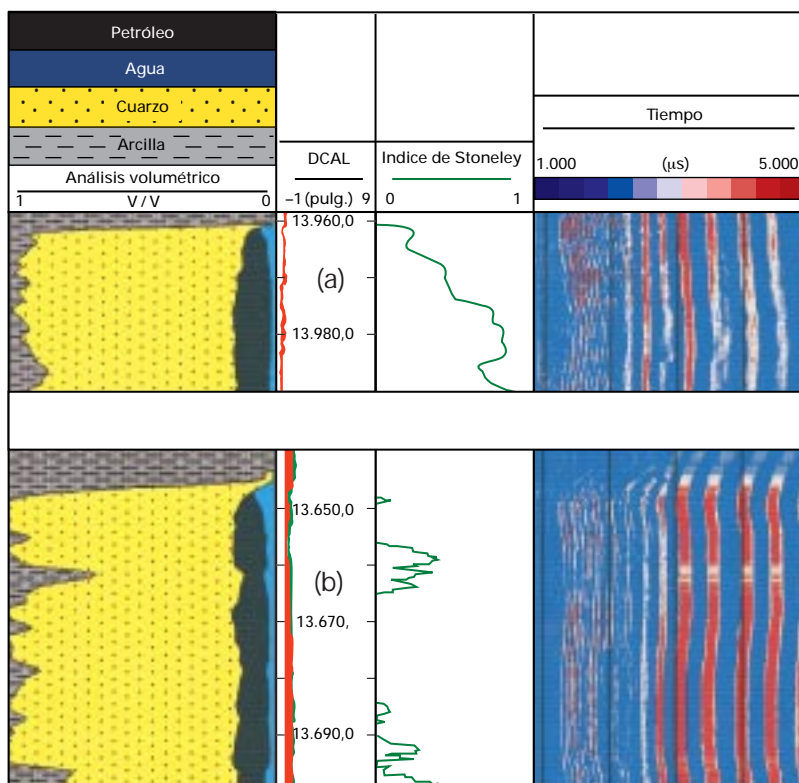
Teniendo en cuenta que resultaría sumamente costoso probar cada zona en forma individual, es fundamental el uso de los registros para distinguir los intervalos improductivos. Sin embargo, la mayoría de los hoyos se perforan con lodos a base de petróleo (OBM), de modo que muchas de las técnicas de perfilaje convencionales resultan limitadas o no son aplicables. En este caso, se utilizaron dos mediciones para indicar la movilidad del fluido: las ondas de Stoneley y la herramienta de RMN. En combinación con los perfiles convencionales, éstas pueden identificar claramente zonas de baja movilidad con petróleo extra pesado, además de proporcionar una estimación de la permeabilidad. El siguiente ejemplo ilustra el uso de la medición de las ondas de Stoneley en dicha situación.

Movilidad de Stoneley

Desde hace varios años, muchos autores han registrado las correlaciones de permeabilidad mediante el tiempo de tránsito o atenuación de la onda de Stoneley (por ejemplo, Winkler et al, 1989). En un hoyo cilíndrico con una formación rígida, la propagación de la onda de Stoneley resultaría no dispersiva y no atenuante. En el caso de una formación elástica, en cambio, la onda de Stoneley se vuelve dispersiva; en otras palabras, se modifica con la frecuencia, debido a que las paredes del hoyo ceden a la presión de la columna de fluido. Cuando el fluido de la formación es móvil, la onda de Stoneley provoca el flujo del mismo dentro de la formación, con lo cual pierde energía y se atenúa. Esto ocurre aún en presencia del revoque, si bien este último puede ejercer un efecto considerable. Los resultados teóricos y experimentales han demostrado que la onda de Stoneley depende de la movilidad del fluido, k/μ . En la Fig.5.12 se observa el efecto típico sobre la velocidad y atenuación de la onda de Stoneley en arenas con permeabilidades de 1,0; 0,1 y 0,01 darcy, cuando la viscosidad del fluido es de 1,0 cp. Si la permeabilidad se mantiene constante y la viscosidad varía, se observan efectos similares. Se puede comprobar que a baja frecuencia, la onda de Stoneley es una medida sensible a la movilidad, siempre que ésta última sea razonablemente elevada.

La ondas de Stoneley se utilizaron con éxito a fines de la década del 80 como un indicador, rápido pero confiable, para determinar las zonas que convenía probar. La amplitud total de un receptor (comprendida entre 0,5 y 5,0 kHz) fue sumada, invertida y luego normalizada entre 0 y 1 utilizando los valores mínimos y máximos registrados en el pozo. Lamentablemente, las lutitas producen el mismo efecto que la movilidad de los fluidos respecto de la atenuación de la señal. Por lo tanto, fue necesario multiplicar el resultado por $(1-V_{sh})$ para obtener un índice de Stoneley corregido con respecto a las lutitas.

Figura 5.13



Ejemplos del efecto de la movilidad del fluido sobre el tren de ondas de Stoneley. En (a) la ondas de Stoneley están atenuadas en gran medida y la zona produjo con éxito; en (b) la ondas no están atenuadas y la zona no produjo.

En la Fig. 5.13a se observa el resultado en una zona de buena movilidad. Las ondas de Stoneley que aparecen sobre la derecha están claramente atenuadas en el fondo, lo que provoca un índice de Stoneley elevado. La zona del fondo produjo 5.579 bppd con una relación gas-petróleo de 2.468 pcn/bn. Por otra parte, en la Fig. 5.13b se observa un tren de ondas de Stoneley fuertes en las arenas y el índice de Stoneley correspondiente es bajo, si bien el análisis volumétrico muestra que las arenas son muy similares a las de la Fig. 5.13a. La producción de la zona del fondo fue nula, y las secciones delgadas presentaban los poros obstruidos por petróleo muerto. En un estudio realizado en 18 zonas de seis pozos se logró estimar en forma exitosa cuáles zonas producirían hidrocarburos y cuáles no. También se demostró que cuanto más alto fuera el índice, mayor sería la productividad de la zona.

Debido a la necesidad de normalizar y realizar correcciones por las lutitas, esta técnica resultaba bastante empírica. Sin embargo, a partir de la introducción de la Herramienta de Imágenes de Sónico Dipolar DSI* (Capítulo 4-37) ha sido posible utilizar la velocidad de Stoneley, en lugar de la energía de Stoneley, para determinar la movilidad. De esta forma se evitan la normalización y las correcciones empíricas y aumenta la precisión de los resultados. Se ha demostrado que, en primer grado, y en ausencia de revoque, la movilidad del fluido es una función compleja del tiempo de tránsito de Stoneley, que se puede expresar de la siguiente manera:

$$k/\mu = C S_e^2 (S_{st} - S_e)^2 \tag{4}$$

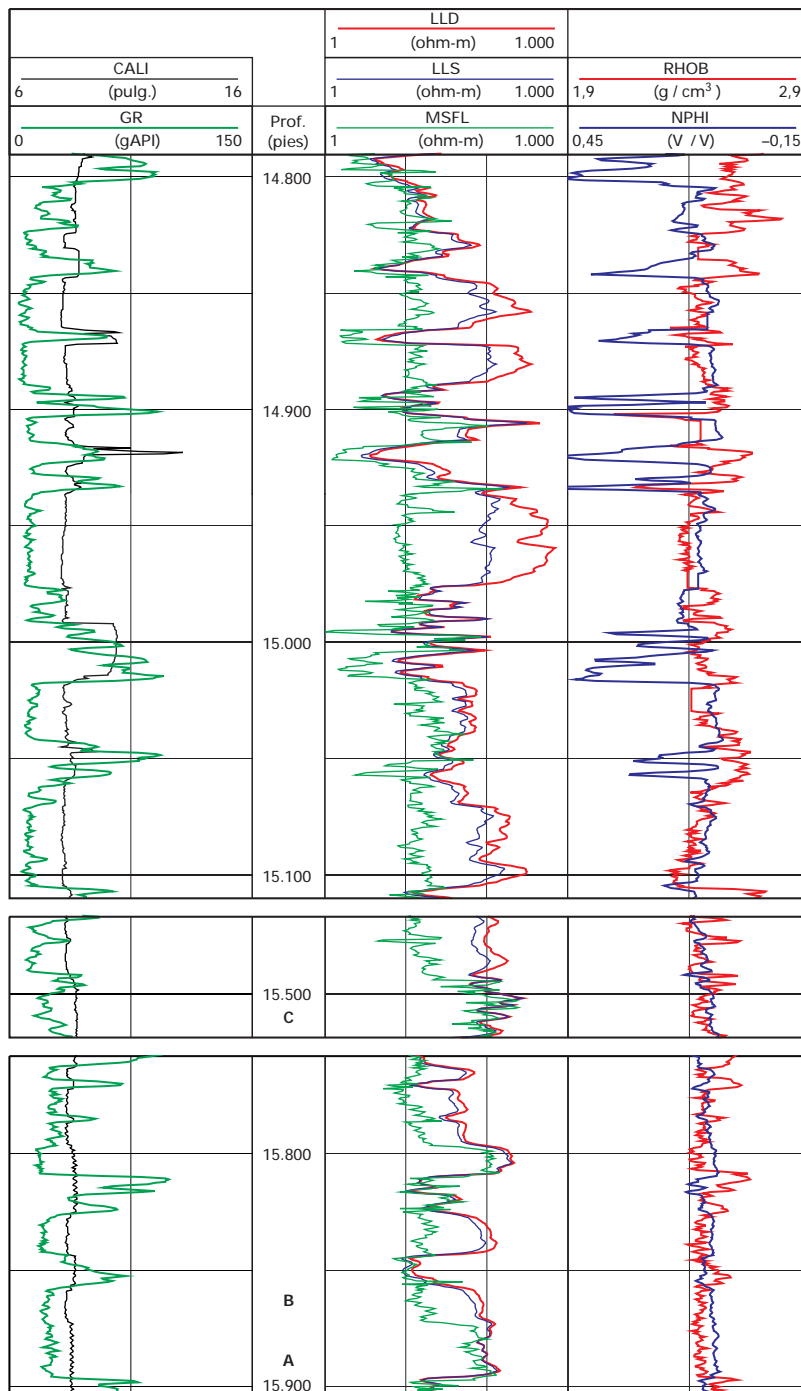
donde $C = f$ (radio del hoyo, porosidad, frecuencia, densidad del lodo, coeficientes elásticos generales y k/μ). S_{st} es el tiempo de tránsito de Stoneley medido, y S_e es el tiempo de tránsito de Stoneley teórico, para una permeabilidad de la roca equivalente a cero. S_e puede determinarse a partir de otras mediciones de la siguiente forma:

$$(S_e/S_s)^2 = (S_f/S_s)^2 + \rho_m / \rho_b \tag{5}$$

donde S_s es la velocidad de corte de la formación, ρ_b es la densidad específica y ρ_m es la densidad del lodo. El parámetro S_f representa la velocidad del lodo, la cual se puede determinar analizando los trenes de ondas DSI en pozos con ensanchamientos o ubicados frente a zonas impermeables, como se describe más adelante. Por lo tanto, es posible calcular k/μ a partir de las mediciones de los perfiles.

En la Fig. 5.14 se observan perfiles convencionales de un pozo del Norte de Monagas. En este caso inusual, se utilizó lodo a base de agua, de manera que en el perfil de resistividad se distinguen fácilmente las zonas con fluidos inmóviles. Por ejemplo, las curvas de resistividad en B (15.350 pies) muestran una gran separación y, por lo tanto, invasión, mientras que la arena en A (15.550 pies) no presenta ninguna invasión, a pesar de que la porosidad y el contenido de arcillas son similares.

Figura 5.14



Perfiles convencionales, obtenidos a hueco abierto sobre las arenas del Oligoceno y el Cretácico en el pozo MUC-20.

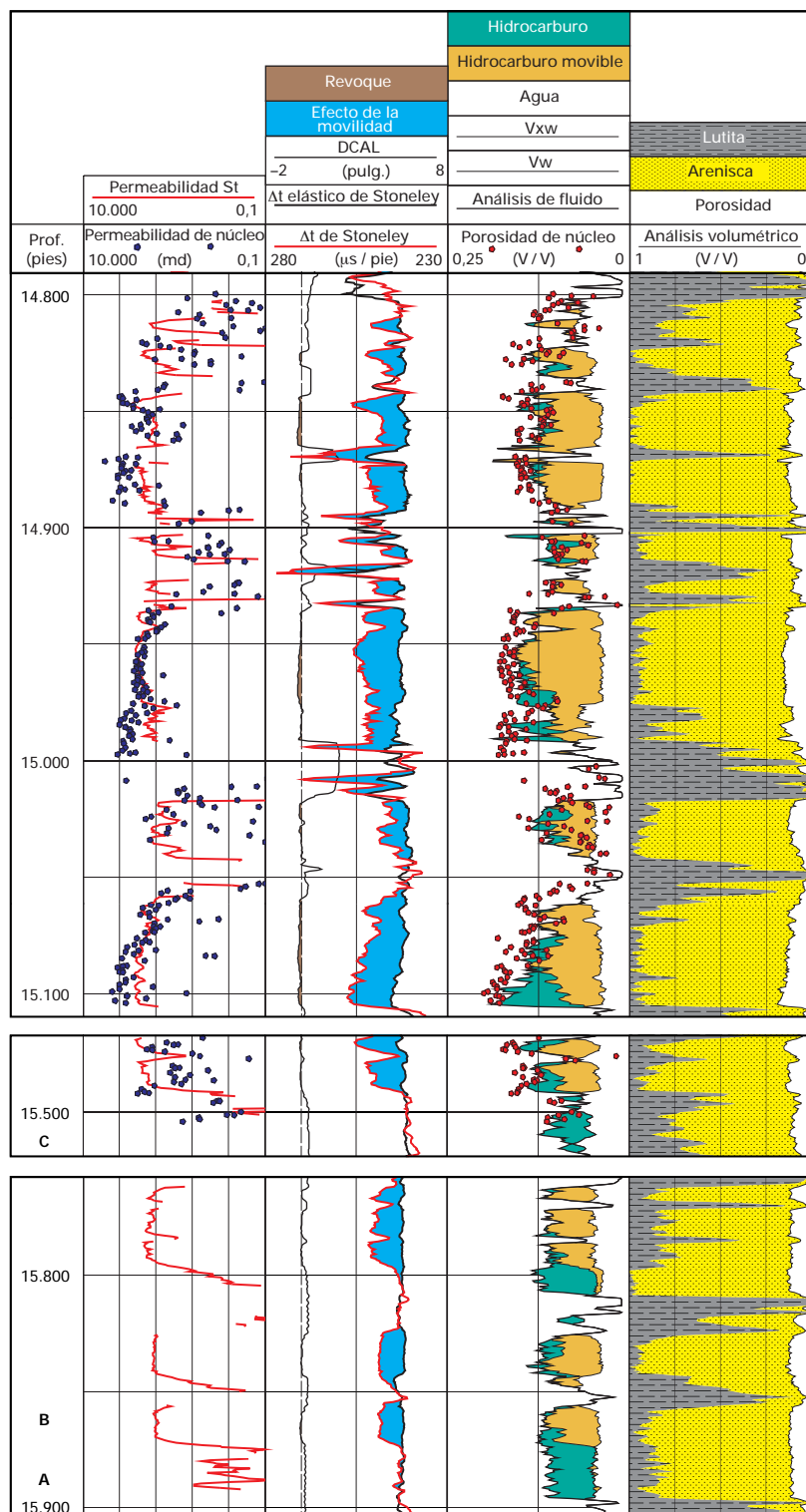
El perfil de presión del Probador de Formaciones a Repetición RFT* muestra que esta zona contiene petróleo. Los perfiles se interpretaron con ELAN para obtener la evaluación de la formación que se observa en la Pista 4, Fig. 5.15 (próxima página) y el análisis del fluido de la Pista 3. Se aprecia con claridad la

diferencia entre los hidrocarburos móviles (puntos amarillos) y los inmóviles (puntos verdes).

En este pozo también se utilizó una herramienta DSI y se procesó para obtener las velocidades de las ondas compresionales, de corte y de Stoneley. En la Pista 4 se observa la evaluación de la formación a partir de los registros convencionales, mientras que el análisis del fluido a partir del perfil de resistividad aparece en la Pista 3. En la Pista 2 se muestra el tiempo de tránsito de Stoneley medido y de movilidad cero, S_e . El valor de S_e fue calculado por medio de la ecuación (5), ignorando la dispersión, que es pequeña y constante a la frecuencia de la medición. Se tomó S_f de manera que S_{st} y S_e se superponen en promedio en las capas de lutitas. Los valores de S_{st} y S_e no muestran separación cuando se encuentran frente a zonas con petróleo inmóvil, como ocurre en A, si bien se separan muy claramente frente a zonas con hidrocarburos móviles, como en B. La excelente concordancia entre la indicación de Stoneley y la resistividad de los fluidos móviles queda confirmada en C (15.500 pies) y en otras zonas que no se muestran. Esto demuestra que en un pozo con OBM, en el que no se dispone del perfil de resistividad, la comparación de S_e y S_{st} se puede utilizar como un indicador confiable de los fluidos móviles.

Se extrajeron núcleos a los 15.500 pies y a menos profundidad y se realizaron análisis convencionales en más de 600 tapones de núcleos. Las porosidades y permeabilidades se observan en la Fig. 5.15 (próxima página). Se realizaron varios intentos para calcular la permeabilidad a partir de las ondas de Stoneley utilizando la relación teórica completa resumida en la ecuación (4). Los resultados fueron inestables y no totalmente satisfactorios. El revoque es ampliamente responsable de ello, ya que al tratarse de un material sumamente elástico, aumenta el tiempo de tránsito medido, pero a la vez introduce una impedancia entre el pozo y la formación que la reduce. Durante el procesamiento, no fue

Figura 5.15



Análisis de núcleos y resultados de la interpretación de los registros del pozo MUC-20.

posible estimar estos parámetros en forma independiente y fue necesario tomar datos empíricos. Finalmente la movilidad de Stoneley se calculó utilizando la ecuación (1) y un factor constante de C=2 por calibración de los núcleos. Los resultados (Pista 1, Fig. 5.15) son extraordinariamente buenos, en especial si se tiene en cuenta la diferencia entre las escalas de las dos mediciones (unos pocos pies en el caso de las ondas de Stoneley respecto a una pulgada en el caso del tapón). Por lo general, la concordancia se encuentra alrededor de un factor de 3, y las tendencias, tales como el granocreciente en las arenas D y E, queda bien reflejado. En la pequeña zona de petróleo inmóvil en C, las ondas de Stoneley reflejan la falta de movilidad (μ es alto), mientras que el núcleo muestra cierta permeabilidad debido a que ha sido limpiado. La descripción del núcleo revela la presencia de materia orgánica en la totalidad de la zona.

Conclusión

En las arenas del Oligoceno y Cretácico del Norte de Monagas, los perfiles acústicos pueden distinguir claramente entre fluidos móviles e inmóviles. Al contrario de lo que ocurre en el caso de la resistividad. Esta distinción funciona tanto en lodos a base de petróleo como en aquéllos a base de agua. Los perfiles acústicos también se pueden utilizar para estimar la permeabilidad. Sin embargo, en el estado actual de desarrollo, es necesario calibrar dichas permeabilidades con respecto a otra fuente de estimación de la misma.

Un método alternativo para estimar la permeabilidad y detectar bitumen en pozos con OBM es mediante herramientas de RMN. En las páginas siguientes se presenta un ejemplo ilustrativo.

IDENTIFICACION DE CAPAS DE GAS Y BITUMEN CON HERRAMIENTAS DE RMN

El Campo Santa Bárbara, ubicado en el Norte de Monagas, presenta una geología muy compleja, tanto desde el punto de vista estructural como estratigráfico. Se caracteriza por una distribución única y complicada de hidrocarburos, medianos a livianos, que resultan de gran interés económico.

Con más de 2.500 pies de sedimentos con posibilidades de yacimiento, la segregación gravitacional ha producido una columna de fluido de considerables variaciones composicionales, en la que se incluyen crudos livianos en la base de la estructura, hasta condensado de gas cerca del tope de la misma. Asimismo, en la interfaz gas-petróleo se ha identificado una región de fluido crítico. Existen complejidades adicionales, asociadas con la presencia de asfaltenos y niveles discretos de bitumen, los cuales pueden influir en forma significativa en el manejo del campo durante la etapa de producción.

En este entorno, la caracterización de los fluidos constituye un tema muy importante para la interpretación de los perfiles. Tradicionalmente, esto implica estimar la densidad del hidrocarburo presente en la formación, tomando como base la saturación de la zona invadida y de los supuestos hidrocarburos, el filtrado, la densidad de la matriz y la respuesta del perfil neutrón. En muchos casos, los resultados son ambiguos, debido a la existencia de una invasión profunda, y/o a cambios en la litología, los cuales enmascaran variaciones en la densidad del fluido de la formación. En el caso del Campo Santa Bárbara, la tarea del intérprete resulta más compleja debido al uso de lodos a base de petróleo, en cuyo caso los perfiles de resistividad no permiten la caracterización de la profundidad de invasión. En otras palabras, una pequeña separación de densidad-neutrón puede atribuirse a una mezcla de gas e invasión del petróleo filtrado del lodo, o bien a la presencia de un crudo liviano, con invasión poco profunda. Asimismo, los registros convencionales no alcanzan a identificar los niveles de bitumen.

Los ejemplos de interpretación que se presentan a continuación, demuestran cómo las herramientas de RMN, en forma conjunta con los registros de porosidad convencionales, pueden proporcionar la información adicional requerida para efectuar una diferenciación entre gas, líquidos y bitumen en el Campo Santa Bárbara.

Efecto del gas sobre la porosidad del CMR

Las herramientas de RMN miden una señal proporcional al volumen del hidrógeno presente en los fluidos del poro y, por lo tanto, reflejan IH de la formación, el cual es significativamente menor en el caso de la presencia de gas. De este modo, las herramientas RMN proporcionan un indicador de detección de gas, análogo a la medición convencional de la porosidad del neutrón. No obstante, la técnica de RMN no responde a los cambios de litología o a los minerales que absorben neutrones, ni tampoco sufre ningún "efecto de excavación". Existe una considerable diferencia entre el IH del petróleo y del gas.

Las tablas publicadas permiten evaluar la importancia de la variación del IH entre el petróleo y el gas. En el caso del gas metano puro, en las condiciones de fondo de estos pozos, el IH del gas sería de 0,5; mientras que el IH de un crudo de 30°API se mantendría en 1, cercano al IH del agua. Por lo tanto, si se toma como base sólo el efecto del hidrógeno en una zona con 100% de gas, la porosidad obtenida con una herramienta CMR se vería reducida a la mitad.

Sin embargo, la porosidad CMR se ve reducida aún más en el caso del gas, debido al tiempo prolongado de polarización, o T_1 (véase página 5-7) que significa que en las condiciones habituales de perfilaje el hidrógeno en el gas tiene una polarización incompleta y no contribuye a la señal captada por la herramienta. Es por ello que, como procedimiento normal, se realiza una corrección de polarización empírica, basada en una

relación T_1/T_2 estimada, a fin de compensar dicha polarización incompleta. Ahora bien, esta corrección de la polarización resulta adecuada en las rocas saturadas de líquido, pero normalmente es insuficiente en las zonas de gas, compensando parcialmente la reducción en la porosidad CMR.

En el Campo Santa Bárbara, todos los pozos son perforados con lodos a base de petróleo. El filtrado de este tipo de lodo presenta un tiempo de polarización relativamente prolongado, lo que aumenta considerablemente los tiempos de espera para la medición de registros CMR (5 segs en este ejemplo). Si bien este tiempo no es suficiente para la polarización completa del gas, la teoría simple de las herramientas de RMN permite estimar el nivel de polarización de los protones del gas bajo estas condiciones, como se observa a continuación.

Suponiendo una formación saturada con metano puro, en condiciones de fondo de 140°C y 10.000 lpc , las tablas indican un T_1 de gas estimado de alrededor de 5 seg, equivalente al tiempo de espera aplicado. La señal está dada por:

$$C_{\text{TOE}} = 1 - e^{-W/T_1} \quad (6)$$

correspondiendo en este ejemplo a una polarización efectiva de sólo un 63% de los protones del gas. Por lo tanto, a pesar del tiempo prolongado de espera y de la lenta velocidad de perfilaje, se produce una reducción adicional de la porosidad del CMR provocada por la polarización incompleta de los protones del gas.

Además, las herramientas de RMN son herramientas de lecturas poco profundas; en el caso del CMR, la profundidad de investigación es aproximadamente de una pulgada, y su sensibilidad al gas también se ve reducida por la invasión del filtrado del lodo. En algunos casos, la invasión podría llegar a ocultar por completo la presencia del gas. Sin embargo, en general el gas retorna a la zona

lavada—debido a su gran movilidad—mediante la segregación gravitacional. Este mecanismo depende del tiempo, y resulta sumamente efectivo en las formaciones con alta permeabilidad vertical.

Dadas las condiciones de invasión profunda ocasional prevalecientes en el Campo Santa Bárbara, es importante determinar el volumen real de gas observado por el perfil CMR en la zona invadida, dado que éste permite verificar la distribución de los fluidos inferida a partir de la separación del perfil densidad-neutrón y las densidades estimadas del mismo. De esta forma, se podrá estimar la densidad del fluido presente en la zona virgen.

Estimación del volumen de gas en la zona invadida

En la Fig. 5.16 se observa que la porosidad efectiva, calculada con el programa ELAN, y utilizando los perfiles convencionales de densidad-neutrón (luego de corregir los efectos de arcilla e hidrocarburos), se puede expresar de la siguiente manera:

$$\phi_E = V_{\text{IW}} + V_{\text{XGA}} + V_{\text{XOI}} + V_{\text{XWA}} \quad (7)$$

En esta expresión, el subíndice X denota volúmenes lavados a la profundidad de investigación del densidad-neutrón, IW indica el agua irreducible, GA indica el gas, OI indica el petróleo y WA indica el agua libre.

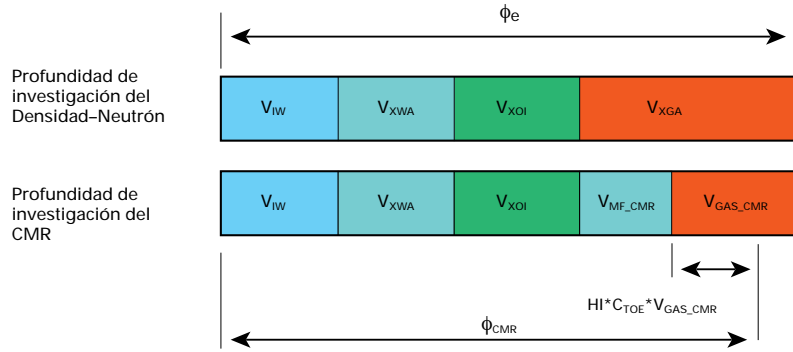
En la zona de investigación más somera, investigada por el CMR, un cierto volumen adicional de gas puede haber sido desplazado por el filtrado de lodo; por lo tanto:

$$V_{\text{XGA}} = V_{\text{MF(CMR)}} + V_{\text{GAS(CMR)}} \quad (8)$$

La porosidad CMR en sí, sensible a los fluidos de la zona invadida y antes de la corrección por polarización, será igual a:

$$\phi_{\text{CMR}} = V_{\text{IW}} + V_{\text{XWA}} + V_{\text{XOI}} + V_{\text{MF(CMR)}} + \text{IH} * C_{\text{TOE}} * V_{\text{GAS(CMR)}} \quad (9)$$

Figura 5.16



La escasa profundidad de investigación de la herramienta CMR puede provocar que ésta capte más filtrado que el densidad-neutrón. El volumen de gas se cuantifica por medio del IH del gas y la corrección del tiempo de polarización del CMR.

El volumen de gas observado por la herramienta CMR, $V_{GAS (CMR)}$, se obtiene a partir del grupo de ecuaciones, de la siguiente forma:

$$V_{GAS(CMR)} = (\phi_E - \phi_{CMR}) / (1 - IH * C_{TOE}) \quad (10)$$

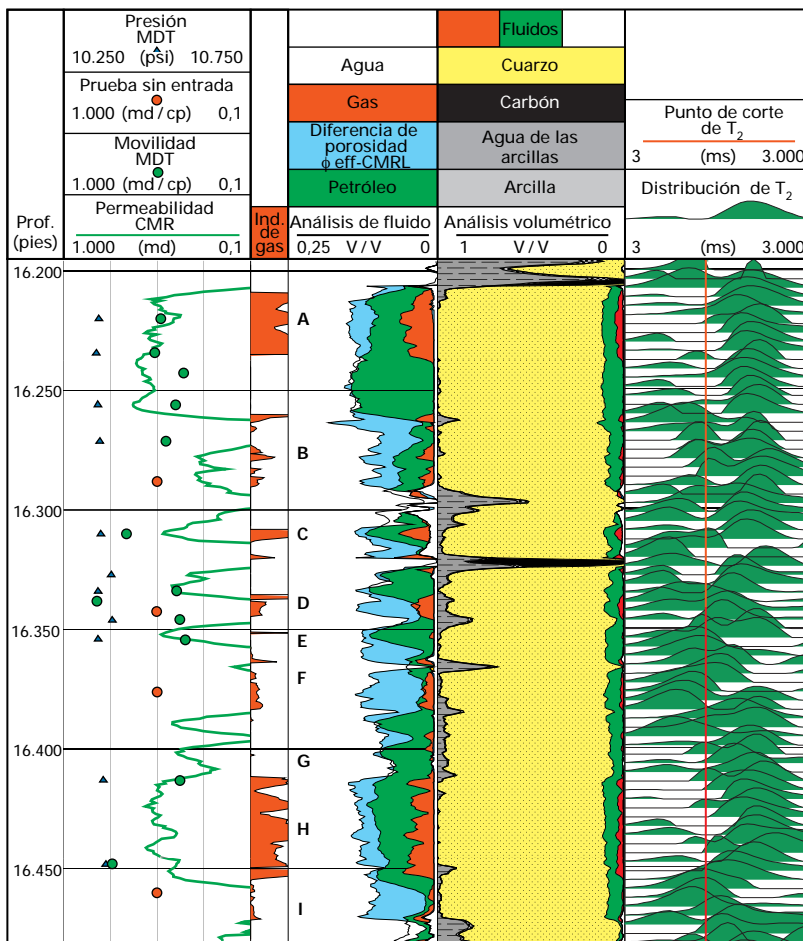
Con los valores del IH y C_{TOE} estimados anteriormente, una diferencia entre la porosidad efectiva ϕ_E y la ϕ_{CMR} de 3 unidades de porosidad (u.p.), corresponderá a 4,5 u.p. de gas presente en la formación a la profundidad de investigación del CMR. Es posible también calcular una porosidad CMR de líquido solamente (CMRL), mediante la diferencia entre $V_{GAS(CMR)}$ y ϕ_{CMR} .

De esta forma se realiza la comparación directa entre los volúmenes de gas observados por la herramienta CMR, y los estimados a partir de la respuesta del densidad-neutrón. Si las suposiciones de la existencia de una mezcla de gas y filtrado del lodo son correctas, estos volúmenes deberían ser esencialmente los mismos, con una mínima diferencia relacionada con la profundidad de la invasión. En cambio, si estas suposiciones fuesen incorrectas, estos volúmenes serían totalmente diferentes, lo cual indicaría la ausencia de gas.

Esta comparación se presenta en la Pista 2 de la Fig. 5.17, donde se ha definido un indicador de gas como la relación entre el volumen de gas aparente extraído del perfil densidad-neutrón (suponiendo una densidad de gas de 0,4 g/cm³) y el volumen de gas observado por la herramienta CMR. Cuando el gas está realmente presente en la formación, el indicador estará próximo a la unidad. Un valor cercano a cero indicará ausencia de gas.

De este modo, el CMR confirma la presencia de gas en los intervalos A, C y H (comprendidos entre 16.210 y 16.230 pies, 16.305 y 16.315 pies y 16.410 y 16.445 pies, respectivamente), los que se encuentran separados por intervalos con presencia de petróleo.

Figura 5.17



El yacimiento Santa Bárbara presenta zonas alternadas con presencia de petróleo, bitumen y gas.

En estos intervalos, el volumen de gas estimado a partir del densidad-neutrón (mostrado en la Pista 3 en color rojo) coincide con el volumen de gas obtenido por la herramienta CMR. De la corrección de hidrocarburo aplicada a los registros de porosidad convencionales, se obtiene la porosidad real efectiva.

Adicionalmente, la herramienta CMR identifica estratos de baja porosidad del CMR, asociados con alta porosidad del densidad-neutrón. En la Fig. 5.17, la separación entre ϕ_E y CMRL, codificada en color azul, se acentúa mientras el indicador de gas permanece cercano a cero, indicando ausencia de gas. Esta respuesta se atribuye a la presencia de bitumen, al corresponder dichas zonas (B, D, E, F, I) a las regiones de distribución de tiempos T_2 más reducidos. Como se vio anteriormente (página 5-6), el bitumen tiene altos valores de viscosidad, valores de T_2 reducidos, mientras que la señal es demasiado rápida para ser registrada por los instrumentos de RMN.

La respuesta característica del CMR al bitumen la convierte en una de las pocas herramientas capaces de identificar la presencia de bitumen, en forma concluyente, en una zona de hidrocarburos perforada con un lodo a base de petróleo, en donde está ausente el contraste de resistividad entre los intervalos con y sin bitumen.

Las mediciones efectuadas con la herramienta MDT confirmaron la presencia de bitumen. Se realizaron cuatro mediciones de presión en las capas en las que se pronosticaba la existencia de bitumen, resultando pruebas secas. Lo contrario ocurrió en todas las zonas donde se diagnosticó presencia de petróleo o de gas; es decir, todos los resultados de pruebas de presión fueron satisfactorios. Asimismo, la distribución de la presión observada en este intervalo, no presentaba un gradiente lineal simple. Este campo se encuentra actualmente en producción, infringiéndose una zona de permeabilidad vertical reducida, donde la redistribución del fluido es

lenta, compatible con la existencia de un manto de bitumen de cierta extensión lateral.

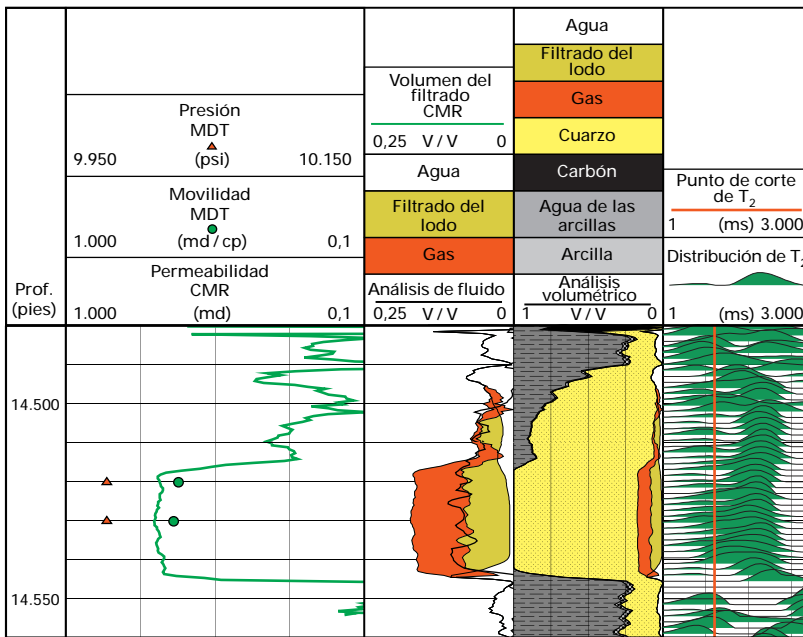
En este caso, la herramienta CMR le permite al petrofísico caracterizar, en forma concluyente, una distribución compleja de gas y petróleo en capas relativamente delgadas. Si el intérprete se basara sólo en la información obtenida a partir del perfil de densidad-neutrón, podría dudar de una interpretación que mostrara 'petróleo encima del gas', acompañado por cambios insignificantes en la presión de la formación. Por otra parte, esta herramienta es capaz de detectar y cuantificar la distribución de bitumen con respecto a la profundidad, siendo el bitumen la causa probable de esta inusual distribución de los fluidos.

Efectos de la invasión

Otro pozo del mismo campo permite ilustrar cómo, al contrario de lo que se supone habitualmente, la invasión de filtrado del lodo a base de petróleo puede ser bastante profunda, reduciendo en gran medida el efecto del gas sobre todas las herramientas de lectura somera. Los intervalos bajo estudio están ubicados en la zona de gas conocida y la presencia de gas en la formación es confirmada por los gradientes de presión del MDT. El objetivo consiste, una vez más, en cuantificar los volúmenes respectivos de gas y de filtrado del lodo a base de petróleo observados por las herramientas de porosidad y la herramienta CMR en la zona invadida. La porosidad de líquidos solamente (CMRL) se determina por el método descrito anteriormente.

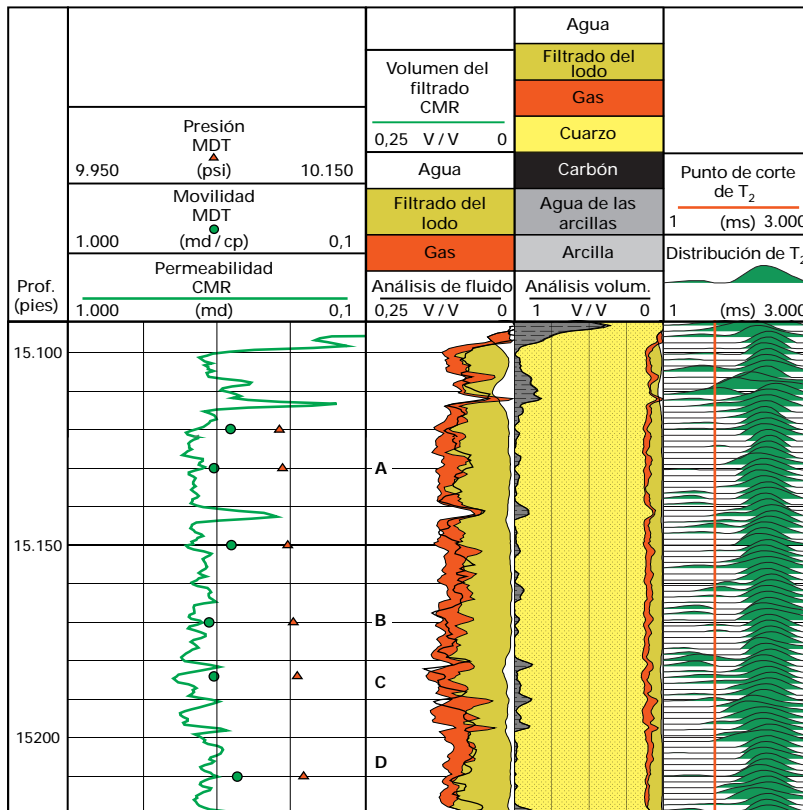
La Fig. 5.18 corresponde a un intervalo ubicado en la parte superior del pozo, presentando una comparación directa de los volúmenes de gas estimados a partir del densidad-neutrón (color rojo en la Pista 3) y el CMR. El CMRL se calcula por el método descrito anteriormente, de manera que el volumen de gas CMR es igual a la diferencia entre el CMRL y la porosidad efectiva. Si bien el potencial de presión es bajo, el gas ha tenido tiempo de retornar a las proximidades del hoyo.

Figura 5.18



El yacimiento de gas después de una disipación parcial de la invasión.

Figura 5.19



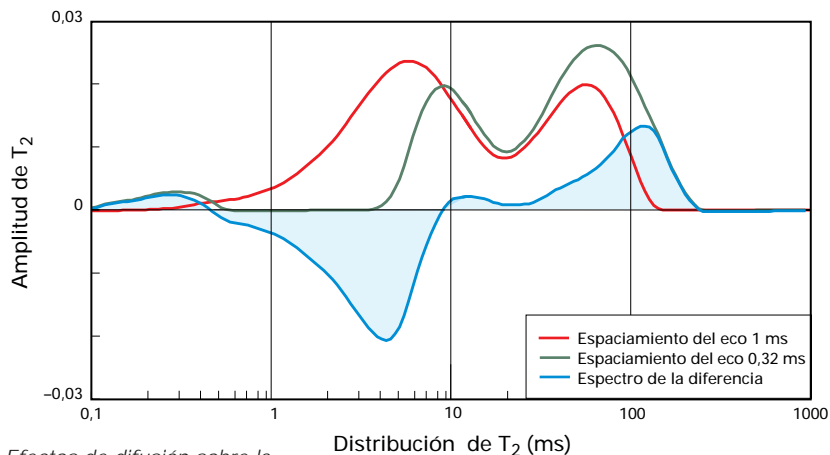
Sección del mismo pozo donde se observa una zona con presencia de gas profundamente invadida.

Sin duda, ello está relacionado con una alta permeabilidad (Pista 1) estimada por la herramienta CMR y confirmada luego por las notables movilidades medidas con el MDT. En consecuencia, los registros presentan un efecto de gas muy acentuado, alcanzando casi el 50% del total del volumen de los poros. Más aún, los volúmenes de gas obtenidos a partir del CMR y del densidad-neutrón son prácticamente idénticos, sugiriendo una distribución homogénea de gas en las respectivas zonas de investigación de ambas herramientas.

La Fig. 5.19 muestra un intervalo cercano al fondo del pozo, donde se observa un efecto de hidrocarburo considerablemente menor. Basándose sólo en la interpretación del densidad-neutrón y considerando la ubicación de este intervalo, más profundo y con presiones mayores, este intervalo se podría haber interpretado como una mezcla de gas y filtrado de petróleo invasor, como se observa en la Fig. 5.19, o bien como petróleo liviano. La primera interpretación se fundamenta en la porosidad llena de líquido del CMR, CMRL, el cual por lo general coincide con el volumen de filtrado de petróleo del densidad-neutrón. En los intervalos en los que esto no sucede, como B y C, se supone que el gas todavía no ha completado su migración de retorno a la pared del hoyo, lo cual es más probable que en el intervalo superior (Fig. 5.18), debido a que ha transcurrido menor tiempo desde la perforación, la menor permeabilidad (Pista 1) y la menor movilidad del MDT. En algunas zonas se observa que la cantidad de gas disminuye con la profundidad por debajo de las intercalaciones de arcilla, por ejemplo, A y D, lo cual es indicativo de una segregación gravitacional activa.

Desde un punto de vista cualitativo, la distribución de T₂ obtenida por la herramienta CMR en ambos intervalos confirma esta interpretación. En el intervalo inferior (Fig. 5.19), la distribución de T₂ es sumamente uniforme y, en general, está comprendida entre 100 y 1.000 msecg.

Figura 5.20



Efectos de difusión sobre la herramienta CMR: Método del Espectro Desplazado.

Este valor concuerda con la señal de 300 mseg del filtrado del lodo a base de petróleo, medido en la superficie a temperatura ambiente por la herramienta CMR. Cuando se producen cambios en la viscosidad por la temperatura, se eleva el T_2 del filtrado de petróleo. Esta respuesta confirma, desde un punto de vista cualitativo, un espacio poroso invadido por filtrado. Por ende, cualquier difusión, producida en la fracción de gas dentro del espacio poroso lleno de fluidos, es desapercibida, por ser ésta muy pequeña.

En el intervalo superior, la distribución de T_2 es mucho más amplia; varía de menos de 10 mseg a aproximadamente 800 mseg, con una tendencia a horizontalizarse y evolucionar hacia dos picos separados. Esto ocurre, probablemente, debido a los efectos de la difusión, la cual se produce en el gran volumen de gas existente en el espacio poroso, acortando los tiempos de distribución de T_2 en la fase de gas.

Este ejemplo muestra que, a pesar de la existencia de gas en ambas zonas, la reducción del efecto del gas causada por la invasión más profunda y más completa del lodo a base de petróleo puede confundirse con petróleo liviano, si se considera exclusivamente la información del densidad-neutrón. Una estimación del volumen de gas, efectuada en forma independiente a partir del CMR, comprobó la existencia de gas en dicha zona.

Efectos de la difusión

La difusión molecular es mucho más rápida en el gas que en los líquidos, lo cual se puede advertir en la respuesta de la RMN.

La difusión tiene un efecto importante sobre las mediciones de RMN, puesto que una molécula difundiéndose con un protón polarizado puede recorrer una distancia considerable entre las sucesivas manipulaciones. Teniendo en cuenta que el campo magnético estático de una herramienta de perfilaje no es uniforme, se originará un desfase en la magnetización de los protones y un desplazamiento en la distribución de T_2 hacia tiempos más breves. Por lo tanto, el efecto de la difusión sobre un perfil de RMN, dependerá del espaciamiento entre ecos. De hecho, se observará menos efecto de difusión al reducirse el espaciamiento entre los mismos.

Akkurt et al., (1995) se apoyaron en este fenómeno para proponer un método cualitativo de detección de gas, conocido como Método del Espectro Desplazado. Se obtienen dos mediciones de la distribución de T_2 , con espaciamientos entre ecos muy diferentes en ambas mediciones. Luego la diferencia entre las distribuciones T_2 elimina el aporte de los fluidos no difusivos.

En la Fig. 5.20 se observan las distribuciones T_2 obtenidas con la herramienta CMR en modo estacionario, provenientes de un pozo vecino en una zona de gas comprobada, cuya porosidad es de 12 u.p. Ambas distribuciones T_2 se obtuvieron utilizando el mismo tiempo de espera de 6 seg, pero con espaciamientos entre ecos de 0,32 y 1 mseg, respectivamente. Posteriormente se calculó y se desplegó la diferencia entre las mediciones de espaciamiento corto y largo.

Ambas mediciones muestran distribuciones bimodales, si bien la amplitud relativa de cada pico varía con el espaciamiento del eco. El área por debajo de ambas curvas permanece invariable, al igual que la porosidad. En el caso de un espaciamiento del eco mayor, el pico de T_2 más corto se convierte en el más grande, como se suponía

debido a la mayor difusión que ocurre en el gas con este espaciamiento.

Si se toma la diferencia entre las dos distribuciones, la señal del líquido se elimina, quedando sólo la del gas. El lóbulo positivo corresponde a la señal de gas presente en la distribución de eco corto, mientras que el lóbulo negativo corresponde a la señal de gas presente en la distribución de eco largo. Las áreas ubicadas por debajo de los lóbulos son prácticamente equivalentes y corresponden al volumen de gas presente en la formación, antes de la corrección para el IH y C_{TOE} .

Estos espectros de CMR fueron adquiridos mediante paradas, sin embargo, este proceso es aplicable al perfilaje en movimiento, utilizando una primera corrida con un espaciamiento entre ecos de 0,32 mseg y una segunda carrera con 1 mseg de espaciamiento. La diferencia entre ambas carreras cuantifica independientemente la presencia de gas, basándose únicamente en el efecto de difusión.

Existe otra técnica para la detección de gas que se basa en la diferencia de polarización entre un tiempo de espera largo y otro corto (Akkurt, 1995, Flaum, 1996). Sin embargo, en todas estas técnicas, el cambio relativo de la señal y, por lo tanto, la confiabilidad del indicador, es muy inferior a la diferencia entre la porosidad y la densidad CMR.

Conclusión

La identificación de gas y bitumen en una formación constituye uno de los temas más importantes en la interpretación de registros. Los ejemplos presentados muestran las propiedades únicas de la herramienta CMR, al identificar y cuantificar el volumen de gas y de bitumen presentes en la zona invadida, eliminando incertidumbres inherentes a la interpretación tradicional del perfil de densidad-neutrón, aún en los casos con situaciones complejas, tales como lodo a base de petróleo e invasión profunda.

MUESTREO DE FLUIDOS DE UN YACIMIENTO

Para describir los fluidos de yacimientos, los ingenieros a menudo utilizan términos clásicos—aunque poco científicos—que son de uso corriente en la industria petrolera, como bitumen, petróleo pesado, petróleo negro, petróleo volátil, condensado de gas, gases húmedos y gases secos. Estas definiciones no tienen límites precisos de aplicación y, por lo tanto, resulta difícil emplearlas en las áreas de transición entre petróleo volátil y condensado de gas o entre petróleo volátil y petróleo negro. En la Tabla 5.1 (página siguiente) se incluye la descripción general de cada clasificación y el alcance aproximado de

algunas de sus propiedades.

Venezuela cuenta con uno de los rangos de acumulaciones de hidrocarburos más amplios del mundo, que cubren todo el espectro de fluidos, desde los crudos extra pesados de la Faja del Orinoco hasta los yacimientos que producen gas seco, incluyendo la complejidad de los petróleos volátiles y los condensados de gas retrógrados del Norte de Monagas. Los fluidos de los campos del Norte de Monagas representan un verdadero desafío desde el punto de vista de la extracción de muestras, puesto que su comportamiento es casi crítico.

Tabla 5.1

Tipo de fluido	Color del líquido de tanque	Grados API	RGP	Fase en el yacimiento	B _o	% Molar de C7+
Bitumen	Negro / Oscuro Visc. >10.000 cp	<10	no gas	Líquido	<1.05	>45
Petróleo pesado	Negro / Oscuro	10-25	<100	Líquido-p _b	<1.2	>35
Petróleo negro	Negro / Oscuro	30-40	100-2500	Líquido-p _b	<2.0	>20
Petróleo volátil	Colores varios	40-50	>3000	Líquido-p _b	>2.0	20-12.5
Gas condensado	Apenas coloreado	50-70	3000-100,000	Gas-p _d	0	<12.5
Gas húmedo	Incoloro	60-70	>100,000	Gas	0	<4
Gas seco	Sin líquido	Sin líquido	100,000	Gas	0	<0.7
* **	RGP es la relación gas-petróleo expresada en pcn / bn Fase en el yacimiento: Líquido sin punto de burbujeo Líquido con punto de burbujeo (p _b) Gas con punto de rocío frente al cambio de fase (p _d) Gas sin cambio de fases frente a cambios de temperatura Gas seco—no hay cambio de fases a temperatura de yacimiento o de superficie					
***	B _o es el factor de volumen al punto de burbujeo.					

Clasificación típica de tipos de hidrocarburos.

Los petróleos volátiles o casi críticos son fluidos muy livianos que se presentan en estado líquido en el yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento es muy cercana a la temperatura crítica del fluido. Estos petróleos exhiben una presión de saturación cercana a la del punto de burbujeo y tienen un alto grado de merma, que por lo general, alcanza el 40% del espacio poroso del hidrocarburo para una reducción de presión de sólo 10 lpc. Este fenómeno se comprende fácilmente a partir del diagrama de fases que se muestra en la Fig. 5.21. Las líneas de calidad cercanas al punto crítico y a la temperatura del yacimiento se encuentran muy juntas y casi paralelas a la línea del punto de burbujeo. Cualquier disminución de la presión por debajo de ese punto cortaría rápidamente la línea de calidad del 60%, indicando el alto grado de merma de estos crudos.

De manera similar, en el caso de los fluidos que existen en estado gaseoso en las condiciones del yacimiento, donde la temperatura es muy cercana a la temperatura crítica, una mínima reducción de la presión por debajo del punto de rocío da como

resultado un alto porcentaje de formación de líquido. Este líquido, o condensado retrógrado, es relativamente inmóvil comparado con la fase gaseosa, por lo cual, la producción será preferentemente gas, y no se producirá el preciado líquido.

Las características físicas de los petróleos volátiles y de los condensados retrógrados recuperados en el tanque de almacenamiento, pueden ser muy similares y no permiten realizar una clasificación precisa de los tipos de fluidos del yacimiento. En Venezuela existen muchos casos en los que, cuando el fluido es condensado de gas, produce un líquido oscuro en condiciones normales de almacenamiento de 33 a 35°API, mientras que algunos petróleos volátiles producen líquidos de colores más pálidos y de mayor densidad.

En el otro extremo del espectro están los petróleos pesados, los que constituyen un desafío debido a que sus propiedades físicas deben estar claramente definidas para poder diseñar los sistemas de levantamiento artificial adecuados, las instalaciones de producción en la superficie y las de exportación. Pequeñas cantidades de gas disuelto pueden alterar en gran medida las propiedades de los fluidos tales como la viscosidad, la cual resulta fundamental para la simulación del yacimiento y los cálculos de la tasa de producción.

La importancia de obtener muestras de fluidos de buena calidad

Al estudiar el aspecto económico de las reservas de hidrocarburos, la capacidad de producción estimada se debe evaluar con respecto al capital invertido y a los costos operativos. Por lo tanto, una estimación muy precisa de las reservas recuperables resulta de fundamental importancia para determinar la viabilidad económica del potencial yacimiento. El cálculo de las reservas totales en sitio y la predicción de las reservas recuperables

Figura 5.21

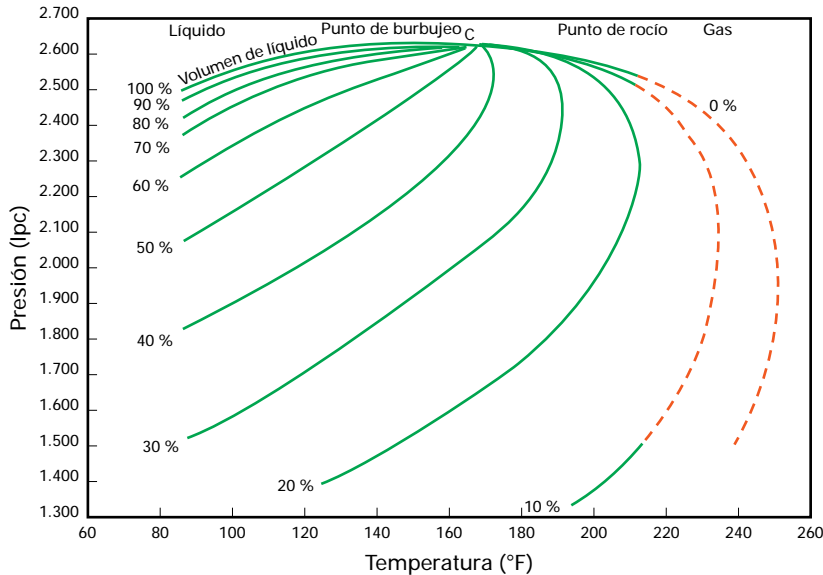


Diagrama de fases típico de un petróleo volátil o casi crítico.

depende de la confiabilidad de los datos utilizados y constituye un elemento primordial durante las etapas iniciales del proyecto, cuando muchas veces se dispone sólo de un mínimo de información. Los perfiles eléctricos, el análisis de núcleos, los estudios PVT y las pruebas de producción son fundamentales para los primeros modelos económicos. Más aún, el diseño de las instalaciones de producción en la superficie depende por lo general de las propiedades de los fluidos, determinadas a partir de las muestras obtenidas en pozos exploratorios y de evaluación. Si estas muestras proporcionan fluidos poco representativos, el costo implícito puede ser muy elevado. En el Campo Beryl, en el Mar del Norte, las instalaciones de producción en la superficie tuvieron que ser modificadas, con costos adicionales considerables, cuando se comprobó que el petróleo era más volátil de lo que se creía en un principio.

Cuando se trata de hidrocarburos livianos, y en particular cuando la temperatura del yacimiento es muy cercana a la temperatura crítica, la precisión de tales parámetros, como

la temperatura del yacimiento y la presión inicial, se debe considerar desde una perspectiva totalmente diferente. Como se definió anteriormente, un cambio relativamente pequeño de la temperatura o de la presión produce alteraciones drásticas en el comportamiento PVT estimado del fluido. En tales casos, las técnicas de muestreo son de gran importancia para poder obtener muestras de alta calidad para pruebas PVT (calidad PVT).

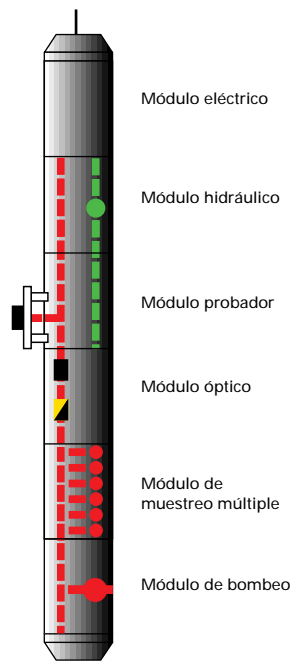
En muchos fluidos cercanos al punto crítico estudiados en Venezuela, no fue posible definir el tipo de fluido presente en el yacimiento hasta que no estuvieron disponibles los resultados de los estudios de laboratorio. En algunos casos, se comprobó que dos zonas diferentes en el mismo pozo contienen diferentes tipos de fluido crítico en las condiciones originales del yacimiento, uno en la fase gaseosa y el otro en la fase líquida. La clasificación correcta de un hidrocarburo también tiene importancia para poder definir la cuota OPEP, el régimen fiscal, los acuerdos de coparticipación en la producción y otros aspectos económicos.

Métodos para extraer muestras representativas

Debido a los avances tecnológicos realizados en la obtención de muestras, hoy en día los operadores pueden optar entre obtener muestras de calidad PVT a hueco abierto o revestidos, lo cual permite un grado de flexibilidad considerable desde el punto de vista operativo y en términos de mejoramiento de la calidad y cantidad de las muestras.

En el caso de los huecos abiertos, una nueva generación de probadores operados por cable como el MDT, ha sido desarrollada específicamente para obtener muestras de alta calidad a distintas profundidades.

Figura 5.22



Configuración típica de la herramienta MDT para obtener muestras a hueco abierto.

Una versión modificada de esta herramienta se encuentra en una etapa de desarrollo; la misma se podrá utilizar en un pozo revestido y será capaz de perforar un orificio en el revestidor, extraer una muestra del fluido y luego volver a cerrar el orificio con un tapón especial de acero. Para obtener muestras durante una prueba de pozo, o en cualquier momento durante la producción del mismo, se ha desarrollado un nuevo probador de fondo, el cual permite extraer una muestra de fondo y transportarla a la superficie bajo condiciones monofásicas. La conservación del estado monofásico de la muestra significa que los resultados PVT del laboratorio representan con mayor fidelidad las propiedades reales del fluido.

La obtención de muestras de líquido y de gas en la superficie, con un separador de superficie, para su posterior recombinación en el laboratorio manteniendo la misma relación gas-petróleo medida en el campo, por lo general, sirve de complemento a otros métodos de obtención de muestras. Sin embargo, tiene ciertas desventajas si se utiliza como único método.

Obtención de muestras a hueco abierto

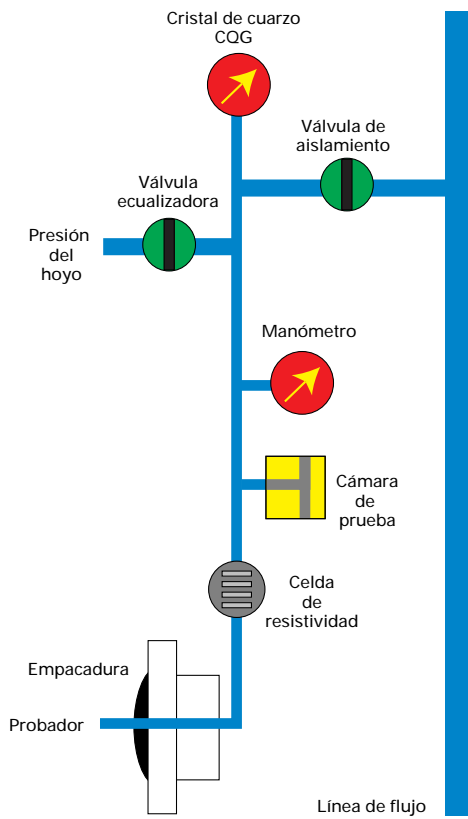
En los últimos años, la tecnología ha progresado en este aspecto. Hasta no hace mucho tiempo, no se consideraba factible obtener muestras a hueco abierto de calidad PVT mediante un probador de formación operado por cable, como el probador RFT. Durante el proceso de perforación, el filtrado del lodo invade la formación, en mayor o menor grado. Por lo general, las muestras obtenidas por la herramienta RFT estaban contaminadas con filtrado de lodo. En un intento por superar este inconveniente se tomaban muestras "segregadas", donde el flujo era dirigido en un principio a una cámara de muestreo para "limpiar" la zona ubicada alrededor de la sonda RFT, y luego a una segunda cámara para capturar lo que se suponía era fluido no contaminado. En zonas

sumamente invadidas, aún con este método, se obtenían muestras contaminadas. La situación se ha visto más complicada aún con la difusión del uso de los lodos a base de petróleo (OBM). El filtrado del OBM es miscible con el hidrocarburo del yacimiento, lo cual dificulta aún más la detección de la contaminación, además de que las consecuencias de la misma son mucho más serias, puesto que el filtrado de lodo puede alterar en forma significativa las propiedades PVT del fluido.

La herramienta MDT ha permitido superar las limitaciones del RFT, ya que fue diseñada específicamente para extraer muestras de fluidos de un yacimiento. Esta herramienta incorpora una bomba que permite bombear el fluido de la formación dentro del pozo, con el objeto de limpiarlo y acondicionarlo para la muestra. Una vez que el fluido se encuentra en su estado puro, se toma una muestra representativa del mismo en una cámara de muestreo. La herramienta es capaz de identificar el fluido que pasa por ella por medio de una medición de resistividad y de un análisis de absorción de luz en la región visible y casi infrarroja. La resistividad distingue el hidrocarburo del filtrado de lodo a base de agua (WBM), mientras que el análisis óptico discrimina el gas del líquido y los hidrocarburos del filtrado del OBM. Al poder reconocer en tiempo real los fluidos que pasan por la herramienta, se puede garantizar la extracción de muestras puras.

Su construcción modular permite que la herramienta MDT se pueda configurar de varias maneras. La selección de los módulos y su posición dentro de la sarta de herramientas, dependen de los objetivos de la operación y de las características y condiciones del pozo. En la Fig. 5.22 se observa una configuración típica para realizar operaciones de muestreo. La herramienta se asienta a la profundidad deseada forzando hidráulicamente la sonda contra la pared de la formación. La sonda corta y atraviesa el revoque para

Figura 5.23



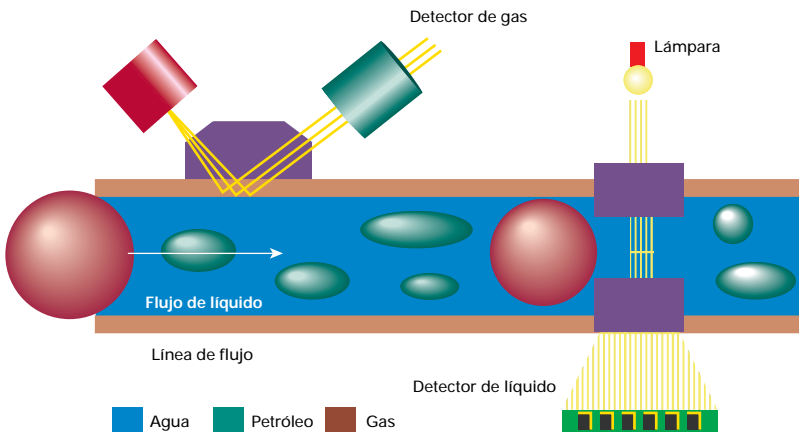
Esquema de un módulo de sonda individual.

establecer una comunicación con la formación, mientras que la empacadura de goma que la rodea aísla la sonda de la presión hidrostática del pozo. En la Fig. 5.23 se observa un esquema de la estructura de la sonda individual. Una vez colocada la herramienta, se puede realizar una prueba previa que consiste en extraer hasta 20 cm³ del fluido mediante el desplazamiento de un pequeño pistón. La perturbación resultante en la presión se utiliza para estimar la permeabilidad de la formación que circunda la sonda. La recuperación de presión subsiguiente determina la presión de la formación. El valor de la permeabilidad ayuda a decidir la factibilidad de extraer una muestra a esa profundidad, mientras que el perfil de presión versus profundidad permite identificar la naturaleza del fluido. Si se decide tomar una muestra, el módulo de bombeo se utiliza para extraer el fluido de la formación a través de la línea de flujo, para

luego arrojarlo en el hoyo. La celda de resistividad adyacente a la sonda permite discriminar entre agua salada e hidrocarburo. La resistividad del fluido bombeado será en un principio la misma del filtrado del lodo. A medida que se limpia, la resistividad tiende a un valor constante, característico del fluido de la formación. Si se trata de una formación con presencia de hidrocarburos, la medición de resistividad se satura a un valor alto, mientras que si se trata de una formación acuífera, la medición de resistividad se estabilizará en un valor característico de la resistividad del agua de la formación. Cuando se considera que el fluido es representativo del fluido de la formación, se puede suspender el bombeado y desviar el fluido a una cámara de muestreo.

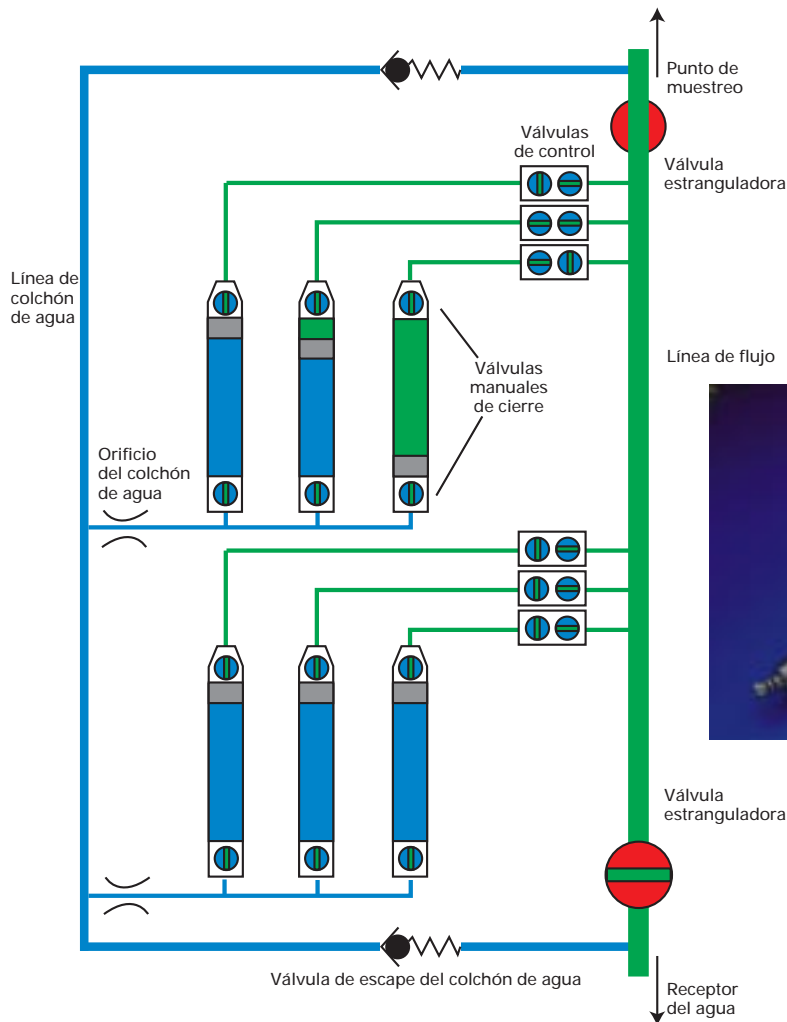
En los pozos en los que el fluido de perforación es OBM o en los que el fluido está cercano a la presión de saturación, el módulo Analizador Óptico de Fluidos OFA* puede resultar de gran utilidad. El principio operativo de la herramienta se muestra en la Fig. 5.24. Si el filtrado de lodo es a base de petróleo, la resistividad no es capaz de discriminar entre el filtrado y el fluido de la formación. En este caso, la herramienta OFA se puede utilizar para discriminar los fluidos analizando la forma en que la luz de las regiones visible e infrarroja es absorbida por la línea de flujo del fluido. La línea de flujo pasa a través de dos sensores ópticos independientes. En uno de ellos se utiliza espectroscopía de absorción para detectar y analizar el líquido. En el otro sensor, una medición de reflexión de luz detecta la presencia de gas.

Figura 5.24



Módulo OFA con los dos sistemas de sensores: uno para detección y análisis de líquidos y el otro para detección de gas.

Figura 5.25



Esquema de un módulo de muestras múltiples (izquierda). Fotografía del recipiente de muestreo de 450 cm³ de capacidad, certificados para transporte por vía aérea (derecha).



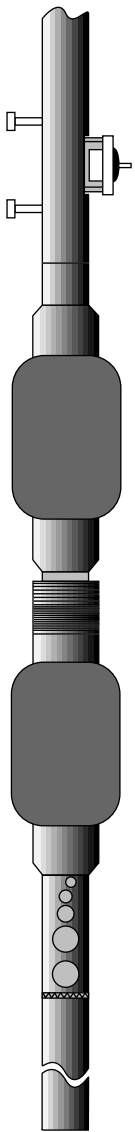
Estas mediciones permiten distinguir entre filtrado del OBM y petróleo de la formación y ayudan a determinar en qué momento conviene desviar el flujo a la cámara de muestreo. Cuando los fluidos de la muestra se acercan a su presión de saturación, la presión de muestreo se puede aumentar si se detecta gas en la línea de flujo, para garantizar de ese modo que la muestra se tome bajo condiciones monofásicas. Para la extracción de muestras es importante contar con un receptáculo adecuado para capturar y conservar la muestra. La herramienta MDT tiene un módulo de muestras múltiples (Fig. 5.25) que contiene seis cilindros separados, cada uno de los cuales puede contener 450 cm³ de muestra. Una

válvula de estrangulación, impulsada por un motor y controlada por una computadora en la superficie, proporciona una reducción del flujo para controlar la presión en la línea de flujo y mantener el fluido en condiciones monofásicas. Además, se utiliza un colchón de agua por detrás del pistón de la cámara de muestreo para aumentar la regulación durante la obtención de muestras. Una vez llenos, los cilindros se sellan por medio de una válvula de control. En la superficie, los

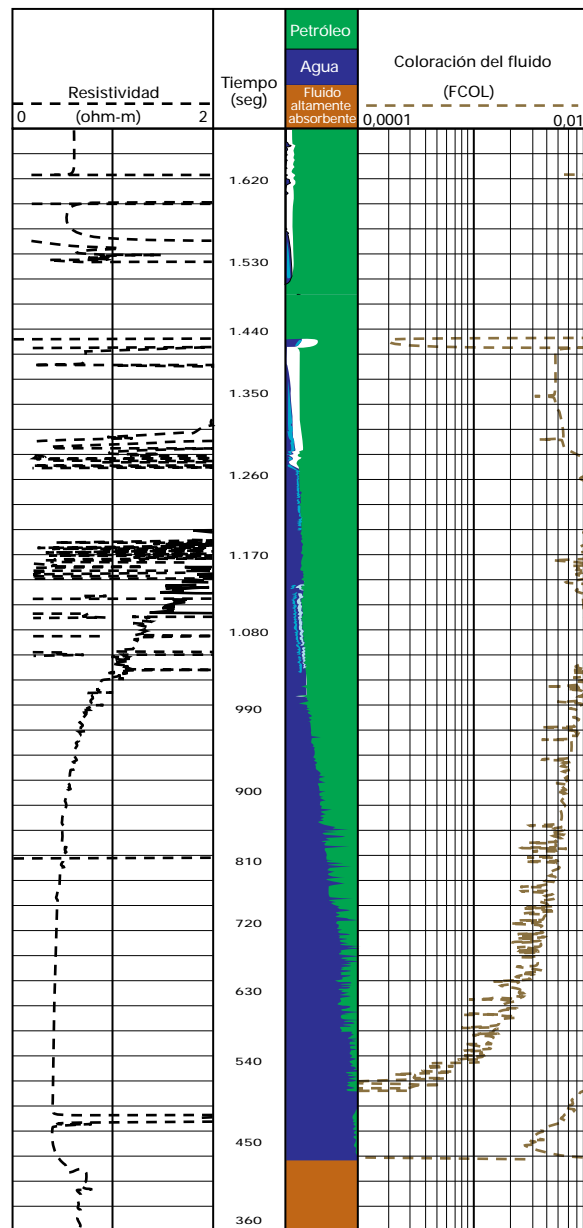
cilindros se pueden desprender del módulo para ser enviados directamente a un laboratorio PVT sin necesidad de trasladar la muestra. Esta posibilidad elimina el riesgo de que la muestra sufra maltratos en el pozo.

El probador de la herramienta MDT tiene casi una pulgada de diámetro. Si la formación tiene baja permeabilidad, puede ocurrir un descenso de la presión importante debido a la extracción del fluido, lo cual puede provocar que el fluido de la formación se torne bifásico, con lo cual las muestras no tienen valor. Para superar este inconveniente, se utiliza un módulo de empaadura doble (Fig. 5.26), que se infla y se desinfla mediante el módulo de bombeo. Cuando se infla, la empaadura doble aísla un metro de la formación entre los elementos empaquetadores, lo cual representa una extensa área para el flujo. La extracción de muestras de fluidos en las formaciones de baja permeabilidad se puede llevar a cabo con muy poca caída de presión.

Figuras 5.26 y 5.27



Módulo de empaadura doble con sus componentes básicos y módulo de sonda individual.



Ejemplo de un registro MDT adquirido durante el bombeo previo a la obtención de la muestra.

Si bien el módulo de empaadura doble fue desarrollado especialmente para la extracción de muestras de fluidos, también se puede aplicar a la evaluación de los procesos mecánicos de las rocas. El módulo de bombeo se utiliza en pruebas de esfuerzo de roca en sitio. El método consiste en realizar un mini-frac de la formación entre los elementos empaquetadores para determinar

la magnitud de los esfuerzos de la formación.

Las ventajas de la extracción de muestras a hueco abierto son las siguientes:

- se pueden tomar muestras a distintas profundidades, lo cual es importante si las distintas capas contienen diferentes fluidos o si las propiedades de los fluidos en un yacimiento individual, y de gran espesor, varían con la profundidad de manera significativa.
- se pueden obtener muestras de los fluidos con muy poca caída de presión. Por esta razón, se podría afirmar que el muestreo a hueco abierto es el método más efectivo para tomar muestras de fluidos críticos.
- las muestras de agua se pueden extraer a hueco abierto, mientras que por lo general se evita la producción de agua cuando se eligen cañoneos para una prueba de pozo revestido.
- no hay producción en la superficie, lo cual resulta beneficioso en áreas sensibles al medio ambiente.
- se puede extraer la muestra de fluido, aún cuando la presión de la formación no sea suficiente para permitir el flujo natural a la superficie.

Combinación del MDT y el OFA en Venezuela

En la Fig. 5.27 se muestra un registro proveniente de un pozo de Venezuela, que fue obtenido durante el bombeo antes de tomar muestras con una herramienta MDT. La sarta de herramientas incluía un módulo OFA y el sistema de lodos era a base de agua. La fracción de petróleo y agua que fluye a través del OFA está representada en forma gráfica junto con un indicador de coloración en la pista derecha del registro. La resistividad del fluido se observa en la pista izquierda. El indicador de coloración y el análisis de contenido de petróleo y agua indican claramente que el contenido de petróleo aumenta en el fluido bombeado antes de que la medición de resistividad muestre algún indicio importante.

Esto se debe a que mientras la fase continua es agua, la resistividad no es muy sensible al volumen de la fracción de petróleo. Si sólo se contara con la medición de resistividad, se podría abandonar prematuramente el intento de muestreo. De la misma manera, cuando la fase continua es petróleo la medición de resistividad no es sensible a las pequeñas gotas de agua. El análisis óptico, sin embargo, brinda un nivel de pureza del fluido que permite determinar el momento adecuado para tomar la muestra y garantizar que se obtenga una muestra no contaminada. Este ejemplo demuestra el valor del análisis óptico del contenido de fluido, que permite contar con la información apropiada en tiempo real para optimizar la operación de muestreo.

Extracción de muestras en pozos revestidos

El método más común de extracción de muestras en pozos revestidos consiste en tomar muestras simultáneas de gas y líquido del separador, ya sea durante la prueba de un pozo o bien en forma rutinaria. Este método presenta la desventaja de que el gas por lo general contiene gotas de líquido, que no se pueden obtener en la proporción correcta dentro de la muestra, con lo cual se distorsiona la composición del gas. El gas y el líquido se deben recombinar según la relación-gas petróleo medida en el separador. Cualquier error en la medición, provocaría serias consecuencias en la precisión de los propiedades PVT, en especial en el caso de los petróleos volátiles, condensado de gas y fluidos críticos o casi críticos.

Para evitar los problemas relacionados con las muestras de superficie recombinadas, se puede extraer una muestra monofásica del fluido producido en el fondo del pozo por medio de una herramienta especial. Anteriormente, las herramientas para la extracción de muestras en el fondo del pozo eran herramientas de circulación bajadas al pozo en la posición de abiertas. La cámara de muestreo se sumergía en el fluido con lentos

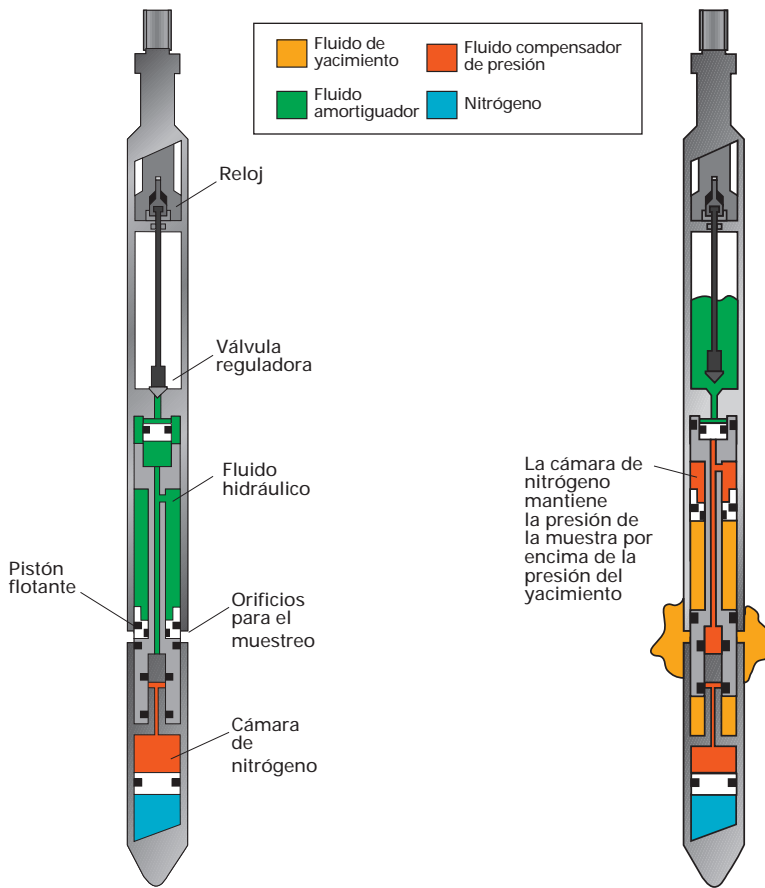
movimientos ascendentes y descendentes. Un dispositivo mecánico cerraba los módulos en el momento correspondiente, con lo cual una muestra del fluido quedaba atrapada a presión en la cámara. La ventaja de este tipo de herramientas consiste en que no existen diferencias de presión en el momento de la obtención de la muestra. Como desventaja se puede mencionar el riesgo de que la herramienta no quede completamente sumergida en el fluido a la profundidad de muestreo.

Posteriormente, se utilizó el módulo de admisión. Estas herramientas se introducían cerradas dentro del pozo y se abrían cuando alcanzaban la profundidad deseada. A medida que entraba el fluido del pozo, se forzaba petróleo hidráulico a través de un orificio e ingresaba en una cámara de aire. Cuando la cámara de muestreo estaba llena, se cerraba y se enviaba a la superficie.

En toda operación de obtención de muestras en el fondo, la temperatura disminuye cuando la herramienta sube a la superficie. En el momento en que se recupera la muestra, ya se habrá enfriado lo suficiente como para reducir la presión por debajo del punto de burbujeo de la misma, con lo cual se transforma en una muestra bifásica. Antes de transferir el fluido a un recipiente para su posterior traslado al laboratorio se debe retornar a su estado monofásico y, especialmente, cuando se trata de crudos pesados. Además, cuando se toman muestras de fluido para estudiar la presencia de asfaltenos y parafinas, la reducción de la presión a condiciones bifásicas puede provocar una precipitación sólida de los mismos, lo cual podría resultar irreversible, con la consiguiente pérdida de la muestra.

Ahora bien, recientemente se introdujo una nueva herramienta capaz de superar estos problemas: la Herramienta de Muestreo Monofásico (SRS), que se basa en un concepto totalmente novedoso en materia de obtención de muestras de fondo, y que logra superar los inconvenientes que presentaban los equipos utilizados anteriormente.

Figuras 5.28 y 5.29



Herramienta de muestreo monofásico lista para ser bajada en un pozo.

Herramienta de muestreo monofásico lista para salir del pozo, con la carga de nitrógeno activada.

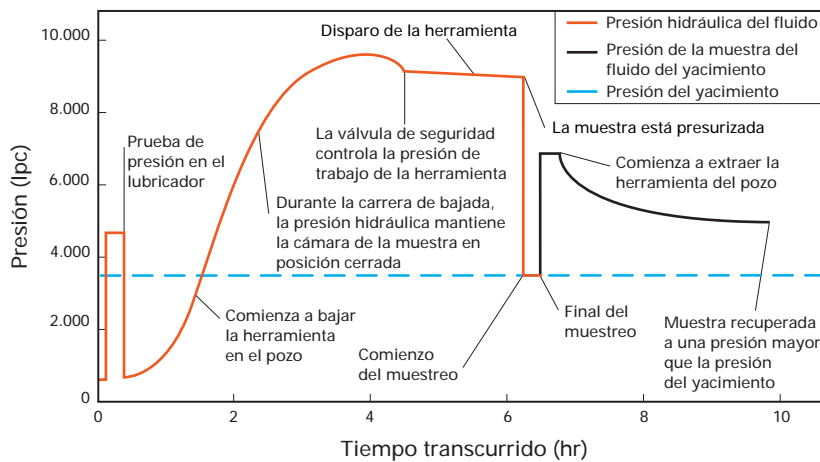
Se trata de una herramienta única, ya que la muestra extraída del yacimiento se mantiene en estado monofásico, desde la toma de la misma hasta su llegada al laboratorio. En la Fig. 5.28 se observa una herramienta de muestreo monofásico lista para ingresar en el hoyo. La carga de nitrógeno en la herramienta se fija a la presión de superficie para activar el mecanismo hidráulico. Los recipientes de muestreo están cerrados, y el reloj mecánico está programado para abrir la válvula reguladora en el momento preciso. La cámara de aire ubicada por encima de la válvula reguladora está vacía y el fluido del amortiguador mantiene el pistón flotante en el punto más bajo de su recorrido.

Cuando se activa el dispositivo, el fluido ingresa en la herramienta y desplaza el pistón flotante, permitiendo el paso del fluido hidráulico a la cámara de aire. Cuando la cámara de muestreo se llena con la muestra, el pistón flotante actúa sobre el mecanismo de cierre; éste mueve entonces el pistón fijo, que a la vez aísla las compuertas de muestreo, con lo cual la muestra queda sellada dentro de la herramienta. Al mismo tiempo, se abre la válvula reguladora, lo que permite la comunicación entre la carga de nitrógeno y el tope del pistón flotante, con lo cual la muestra recibe una presión adicional (Fig. 5.29). Cuando la herramienta vuelve a la superficie, si bien la temperatura disminuye, la carga de nitrógeno es suficiente para asegurar que la muestra siempre se mantiene por encima de la presión del yacimiento. La evolución de la presión durante el transcurso del proceso se observa en la Fig. 5.30 (página siguiente).

Un recipiente especialmente diseñado permite transferir la muestra bajo condiciones monofásicas. Este recipiente también tiene un amortiguador de nitrógeno que se encuentra aislado de la muestra por medio de un pistón flotante. De este modo, la muestra se mantiene en condiciones monofásicas dentro del recipiente.

Este sistema ha sido utilizado para tomar muestras de una amplia variedad de fluidos de yacimientos, desde condensados, en el Mar del Norte, hasta crudos viscosos extra pesados de 8°API, en Venezuela. La obtención de muestras de estos crudos pesados resulta sumamente difícil, tanto en el fondo como en la superficie. El petróleo pesado suele producir espuma en el separador, lo cual dificulta la separación de petróleo, gas y agua. Las tasas de flujo del fluido tienden a ser erráticas e inestables, en consecuencia la relación gas-petróleo varía con el tiempo y no resulta suficientemente precisa o representativa para obtener muestras de calidad PVT por recombinación. Además, la recombinación física de petróleos pesados resulta un proceso difícil y complicado, incluso en el laboratorio.

Figura 5.30



Presiones en el fluido hidráulico y en el fluido de yacimiento durante una operación de muestreo monofásico.

La técnica de muestreo monofásico también es adecuada para la obtención de muestras de fluidos que contienen asfaltenos y parafinas. Los problemas de producción causados por la precipitación de asfaltenos son bien conocidos en todo el mundo; sin embargo, no se conocen bien los mecanismos complejos que los provocan. Esto se debe fundamentalmente a que resulta prácticamente imposible obtener muestras de fluidos representativas para realizar un estudio y, en muchos casos, la precipitación de depósitos de asfaltenos y parafinas es irreversible. Este fenómeno ocurre muchas veces en la tubería de producción cuando disminuye la presión del fluido. Por lo tanto, para obtener una muestra representativa del fluido se debe mantener el mismo a la presión original del yacimiento hasta que se realiza su estudio en el laboratorio. Este hecho se ha comprobado en Venezuela, donde la herramienta SRS se ha

utilizado con éxito para obtener muestras representativas tanto para análisis PVT convencionales como para estudios de precipitación de asfaltenos, en los campos del Norte de Monagas y del Lago de Maracaibo.

Para estudiar los componentes de los trazadores en los fluidos, se ha demostrado que la adsorción superficial de los mismos en las paredes de la cámara de muestreo puede modificar en gran medida los análisis de laboratorio. Como resultado de ello, se ha introducido una versión de la herramienta SRS denominada Herramienta de Muestreo No Reactiva (NRS), que es idéntica a la herramienta SRS, con excepción de que la pared de la cámara de muestreo está revestida con un polímero inerte que impide la adsorción de los componentes de los trazadores.

Una nueva versión del módulo de muestras múltiples del MDT incorpora la técnica de obtención de muestras monofásicas, al permitir aplicar una carga de nitrógeno a la muestra obtenida por medio de un pistón flotante, para mantenerla en condiciones monofásicas mientras se la extrae a la superficie.

En los casos en que se deben tomar muestras en zonas que se encuentran por detrás de un revestidor no cañoneado, se puede utilizar una herramienta RFT para Pozos Revestidos (CH-RFT). Esta herramienta es una versión modificada del RFT y utiliza cargas premoldeadas para abrir un orificio en el revestidor. Se pueden realizar sólo dos disparos en cada carrera de la herramienta. Este sistema presenta el inconveniente de que los orificios realizados en el revestidor se deberán luego sellar a presión, a menos que se trate de un caso excepcional en que la recompletación del pozo no se vea afectada por el hecho de que los orificios queden abiertos.

Una novedad introducida en la herramienta MDT logra superar las limitaciones de la herramienta RFT para pozos revestidos. Un módulo con una mecha hidráulica abre un orificio en el revestidor. Una vez terminada la operación de muestreo, se cierra con un

Tabla 5.2

Pozo	°API en el tanque de alm.	Color	RPG (pcn / bn)	p _b (lpca)	p _d (lpca)
A-NI	33	Oscuro	2.577	7.265 (302°F)	-
A-NM	35	Oscuro	8.270	-	10.724 (281°F)
B	33	Oscuro	5.662	-	9.968 (301°F)
C	33	Oscuro	2.842	-	7.850 (288°F)

Propiedades de cuatro fluidos del Norte de Monagas.

Figura 5.31

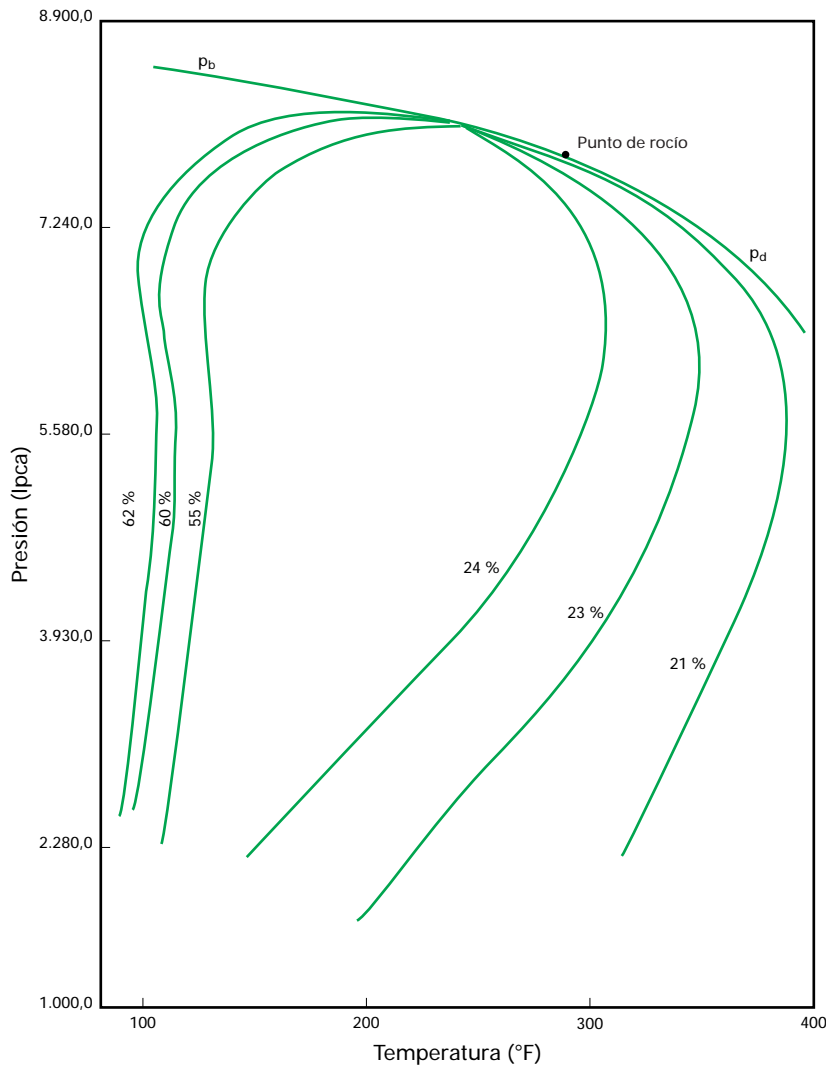


Diagrama de fases para el fluido del Pozo C de la Formación Jabillos, donde se observa que se encuentra muy cercano al punto crítico.

tapón especial de acero. De esta forma, se pueden obtener varias muestras y realizar mediciones de presión en un pozo revestido sin afectar la recompletación del mismo. Este método seguramente tendrá aplicación en los pozos nuevos que son inestables cuando están abiertos, en pozos con hoyo abierto complejo y en pozos con altas presiones. La capacidad de obtener perfiles de presión y muestras en pozos revestidos permitirá reducir ampliamente los riesgos de estas operaciones en los hoyos con las características mencionadas, y también tiene aplicación en los pozos viejos.

Los desafíos presentados por algunas condiciones de muestreo y propiedades de los fluidos en los pozos de Venezuela quedan demostrados en los ejemplos siguientes, que sirven para ilustrar que en el caso de los petróleos volátiles y los fluidos cercanos al punto crítico, las muestras se deben obtener con sumo cuidado y con las técnicas adecuadas, para poder definir correctamente las características PVT de los mismos.

Análisis de muestras en el Norte de Monagas.

Existen algunos ejemplos notorios de fluidos en estado cercanos al punto crítico. Por ejemplo; en el Pozo A, las dos arenas principales son la Narical Media (NM) ubicada entre 16.430 y 16.678 pies y la Narical Inferior (NI) entre 17.230 y 17.400 pies. La primera contiene un condensado de gas rico con una presión de punto de rocío de 10.724 lpc a 281°F, mientras que la segunda produce un clásico ejemplo de petróleo volátil muy cercano a la temperatura crítica. El punto de burbujeo del fluido es de 7.265 lpc a una temperatura de yacimiento de 302°F. Sin embargo, a sólo 500 lpc por debajo de esta presión, el 43% del fluido es gas. Si se quisiera identificar este comportamiento prescindiendo de los estudios de laboratorio, resultaría prácticamente imposible. El fluido del Pozo A-NI en el tanque de almacenamiento es de color oscuro con una densidad de aproximadamente 33°API, lo que es muy similar al fluido en el tanque proveniente del Pozo A-NM. Sin embargo, el fluido de este último pozo es condensado de gas mientras que el del Pozo A-NI es petróleo volátil.

Un parámetro adicional al que, por lo general, se presta muy poca atención es la relación gas-petróleo. Las RGP de estos fluidos oscilan entre 2.577 pcn/bn para el Pozo A-NI; 5.662 pcn/bn para el Pozo B y 2.842 pcn/bn en el caso del Pozo C (Tabla 5.2). El diagrama de fase del fluido del Pozo C, que se observa en la Fig. 5.31, demuestra claramente que se

Tabla 5.3

	MDT OH	MDT CH	SRS / NRS	Muestra de superficie
Fluidos cercanos al punto crítico * * * *	●	●	●	●
Crudos con $p_b = p_i$	●	●	●	●
Gas seco	●	●	●	●
Gas condensado (bifásico)	●	●	●	●
Crudos con asfalto	●	●	●	●
Análisis de trazas	●	●	●	●
Muestras de volúmenes grandes	●	●	●	●
Muestras a varias profundidades	●	●	●	●
Crudos viscosos	●	●	●	●

- Altamente recomendado
- Recomendado con algunas limitaciones
- No recomendado

Panorama general de las técnicas de muestreo óptimas para diversos fluidos.

encuentra muy próximo al punto crítico. En el caso de los Pozos A y C mencionados, se observa que la diferencia en las RGP's es muy pequeña, aproximadamente del 10%. Las temperaturas del yacimiento se encuentran en el orden del 5%, las densidades del líquido en condiciones normales del 3% y los colores son casi idénticos. A pesar de ello, cuando se examinan los fluidos en el laboratorio, la presión de saturación del Pozo A-NI se encuentra en el punto de burbujeo y en el Pozo C, en el punto de rocío, lo cual demuestra que estos fluidos se encuentran en lados opuestos de sus respectivos puntos críticos. Un error de sólo 270 pcn/bn y un 4%

en la variación de la temperatura podría dar como resultado una incorrecta identificación del fluido, con la posibilidad de serias implicancias sobre la recuperación final y, en consecuencia, los aspectos económicos del proyecto de desarrollo del campo. El fluido del Pozo C pasa de 100% gas a 48% líquido y 52% gas a sólo 144 lpc por debajo del punto de rocío; afortunadamente, la presión original del yacimiento es de 3.400 lpc por encima de dicho punto.

Conclusiones

La tecnología para adquirir muestras de calidad PVT ha experimentado un rápido desarrollo en los últimos años y aún se encuentra en un proceso de evolución. Todo lo dicho al respecto demuestra que hoy en día se pueden obtener muestras tanto en huecos abiertos como en pozos revestidos. En algunos casos, se prefiere uno de los métodos de muestreo debido a la necesidad de obtener las mejores muestras de calidad PVT, mientras que en otros casos la decisión se puede basar en limitaciones operativas o en preferencias individuales. Los métodos de muestreo disponibles se muestran en la Tabla 5.3, con una indicación de la conveniencia de cada uno de ellos. La capacidad de obtener muestras representativas de fluidos de yacimiento, que han sido tan difíciles de extraer en el pasado, constituye un avance fundamental para el beneficio de la industria petrolera.

EVALUACION DE LA FAJA DEL ORINOCO

Las enormes reservas de petróleo pesado y extra pesado encontradas en la Faja del Orinoco están generando un creciente interés en la industria petrolera. Estos yacimientos someros son un tanto especiales desde el punto de vista de la evaluación de las formaciones. Las arenas productivas pertenecen a la formación Oficina, que en forma discordante, suprayacen las rocas cristalinas del Precámbrico.

Son esencialmente relleno de canales de ríos meandrosos y abanicos de desborde, que varían considerablemente en la calidad, el espesor y la extensión de sus arenas. La densidad del petróleo varía entre 6 a 12°API. Si bien estos valores se consideran petróleos pesados, el grado API varía también de acuerdo con el área perforada, y los crudos se hacen cada vez más pesados al acercarse al río Orinoco.

Figura 5.32

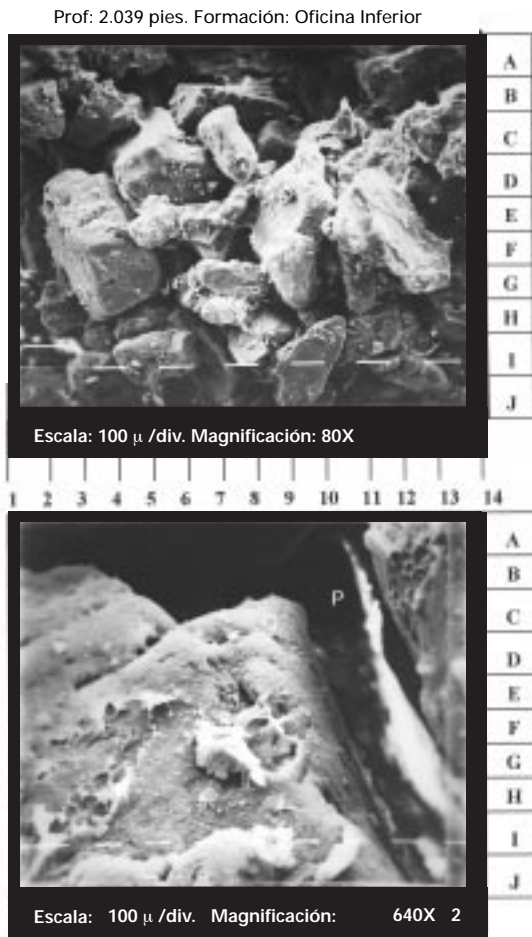


Imagen obtenida por microscopía de barrido de electrones (SEM) de un testigo de la arena de la formación Oficina. Se trata de una arena limpia, de grano mediano y suelto. Ampliación 80X.

ción entre zonas con contenido de agua y petróleo, y debe tratar de caracterizar tanto el grado API del petróleo, como la calidad del yacimiento en relación a la dirección de los depósitos, teniendo en cuenta la alta variación relativa del desplazamiento del crudo pesado. De esta forma, los perfiles contribuirán a la identificación de mejores arenas para la ubicación de pozos de drenaje horizontales. El siguiente ejemplo se extrajo de un pozo perforado en el área de Zuata, en la Faja del Orinoco.

Las arenas de la formación Oficina son de alta porosidad, poco consolidadas y ligadas por bitumen. Una imagen obtenida por microscopía de barrido de electrones (SEM), (Fig. 5.32), revela que los granos de arena se encuentran relativamente separados y que no están cementados. El sistema poroso se encuentra bien preservado, con grandes poros muy interconectados. Sin embargo, los cuerpos de arena pueden no ser mayores a unos centímetros de espesor y se encuentran separados por finas capas de arcilla. En un medio como éste, el análisis de perfiles debe ir más allá de una simple diferencia-

Determinación de la viscosidad y la gravedad API del petróleo:

Análisis volumétrico

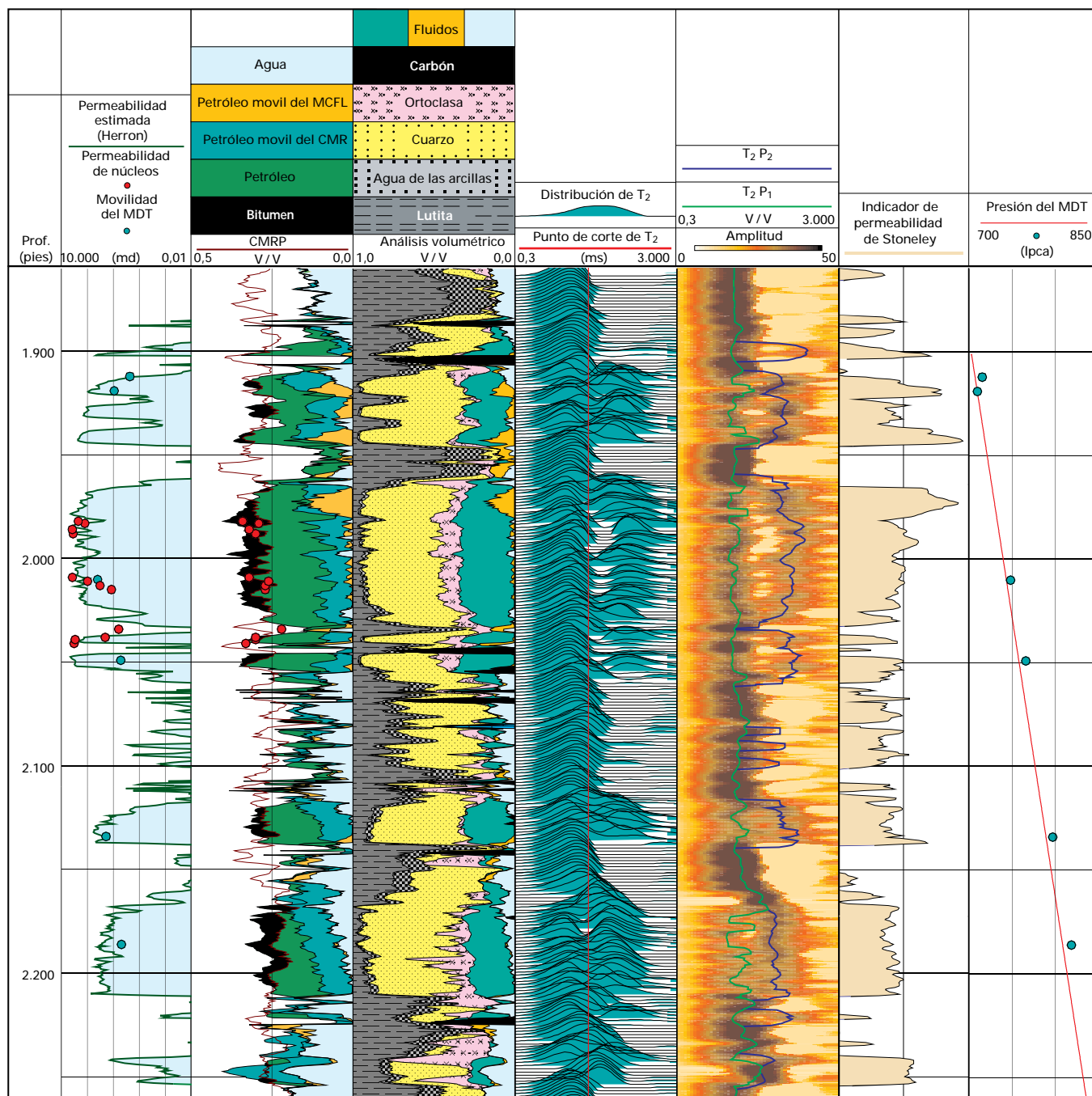
Los perfiles convencionales de la Faja del Orinoco no brindan a los analistas estimaciones confiables de la densidad del petróleo en el pozo. Las arenas de la formación Oficina contienen apreciables cantidades de feldespatos—en especial microclino—los cuales tienen una densidad de grano de alrededor de 2,53 g/cm³ en contraposición a 2,65 g/cm³ del cuarzo. Este mineral más liviano disminuye la densidad de la formación e induce una separación densidad-neutrón, que puede fácilmente confundirse con un efecto de hidrocarburo liviano. Para estimar una porosidad efectiva precisa a partir de los perfiles nucleares convencionales, es necesario considerar la cantidad de feldespatos cuando se efectúa el análisis petrofísico con el programa ELAN, como se muestra en la Fig. 5.33 (página siguiente).

La densidad de los feldespatos y otros parámetros fueron extraídos de valores publicados, y los parámetros de arcillas fueron seleccionados de gráficos de coordenadas x-y. La ecuación del modelo de doble agua utilizada tiene a=1; m=1,85 y n=1,85; según lo recomendado en el estudio del Pozo MFM-7S de la Faja del Orinoco, llevado a cabo en 1983 por el Centro de Investigaciones de Schlumberger Doll Research e Intevep.

La porosidad efectiva resultante coincide muy bien con las porosidades obtenidas de núcleos, medidas bajo una presión de 2.100 lpc. Las porosidades de los núcleos tendían a ser ligeramente menores, probablemente debido a la dificultad de efectuar una limpieza exhaustiva de las muestras, a pesar de la aplicación de un proceso de extracción con tolueno y metanol.

El probador MDT ofrece un enfoque prometedor para todos los tipos de petróleos, debido a la alta precisión del sensor de cuarzo CQG. Contrariamente a lo esperado, la movilidad del fluido resulta suficiente para obtener puntos de presión confiables.

Figura 5.33

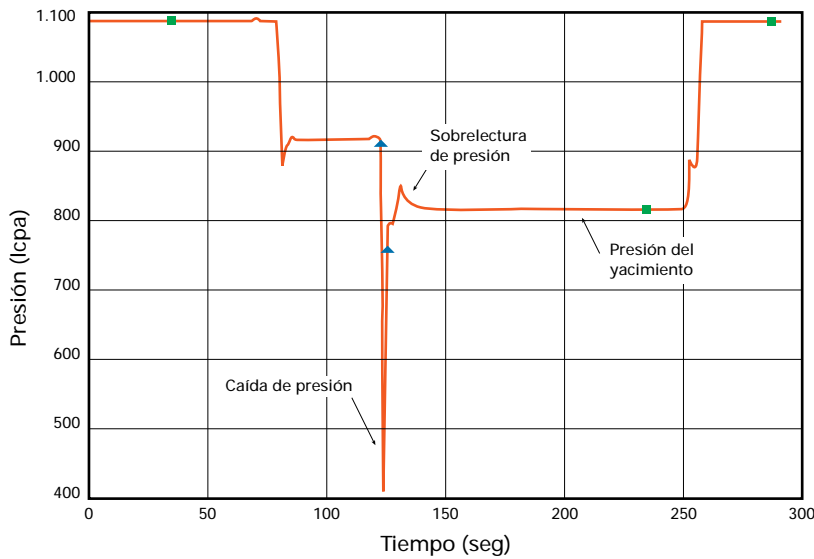


Perfil compuesto que ilustra la interpretación de un pozo en el área Zuata de la Faja del Orinoco, incorporando información del ELAN, el CMR y el MDT.

De hecho, aunque la viscosidad del petróleo es alta, la recuperación de presión es sorprendentemente rápida. En la Fig. 5.34 se ilustra una prueba de presión típica obtenida en la Formación Oficina. Nótese la leve sobrelectura de presión que se observa al final de la caída de presión. Se observó esta misma característica en varias pruebas, y se piensa que

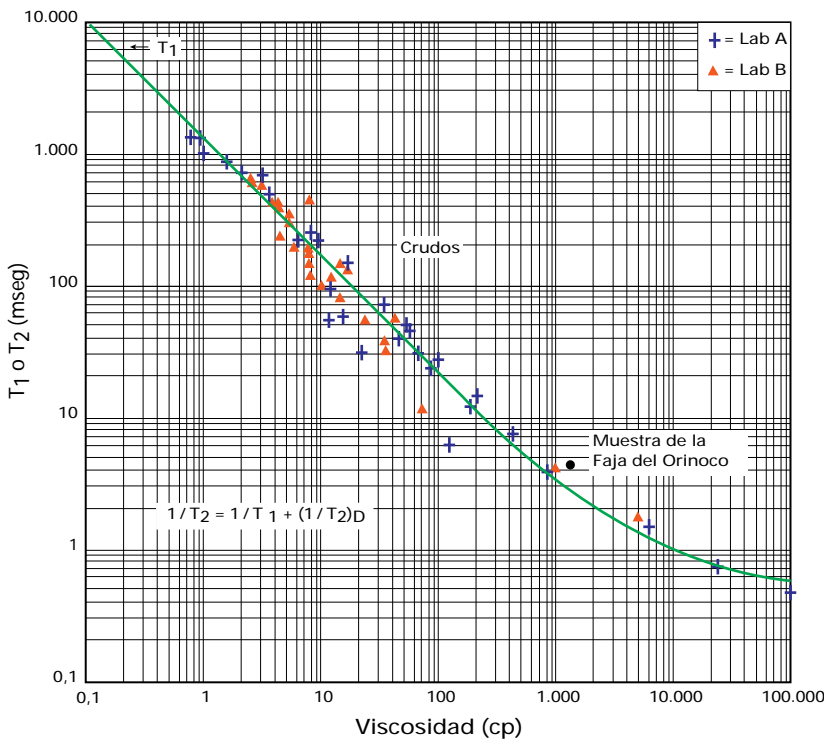
corresponde al colapso de la arena frente a la empacadura, con una posterior onda de presión como resultado de la compactación transitoria, ocasionada al asentar la zapata. Aún así, la recuperación completa de la presión de formación se logra en cuestión de segundos, ofreciendo la posibilidad de registrar en detalle los gradientes de presión.

Figura 5.34



Respuesta de presión del MDT representativa de los yacimientos de petróleo pesado de la Faja del Orinoco, mostrando una rápida restauración de la presión del yacimiento, con pre-ensayos de 5 cm³.

Figura 5.35



Promedio logarítmico de T₂ versus la viscosidad de muestras de campos petrolíferos de varias partes del mundo. La muestra de la Faja del Orinoco sigue la forma de la curva de los petróleos más viscosos.

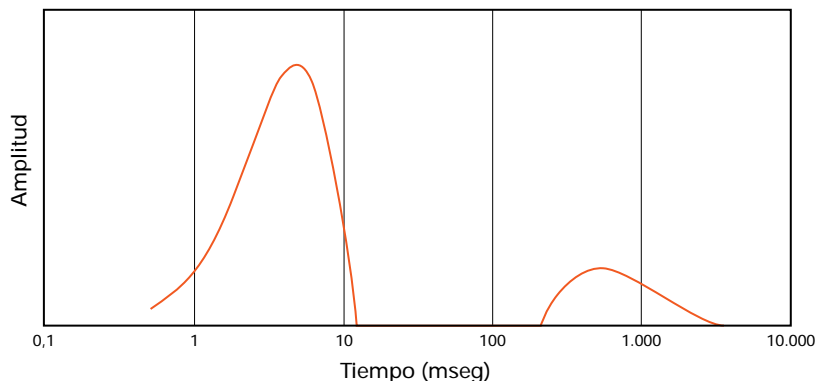
Para estimar un gradiente de fluido confiable, se debe tomar la precaución de obtener un mínimo de tres puntos de presión en cada cuerpo arenoso. Esto puede requerir la realización de varios pruebas con el MDT, con una alta probabilidad de que se tape el orificio del probador en estas arenas no consolidadas, que además se encuentran en una zona donde la invasión del filtrado del lodo puede ser profunda, indicando aún una menor consolidación. Existen varias configuraciones de la sonda para eliminar este problema.

En la Fig. 5.33, Pista 7, se muestra el gradiente de petróleo pesado obtenido en el pozo del área Zuata. Aunque este gradiente se obtuvo sobre muchas arenas, contrariamente a las recomendaciones descritas más arriba, el gradiente de presiones indica que estas arenas están en equilibrio hidráulico y que la densidad del fluido de la formación es de 0,94 g/cm³; valor típico para un petróleo de alrededor de 10°API y una RGP del orden de los 80 pcn/bnp.

Los gradientes de presión deben complementarse con análisis de muestras obtenidas en estado monofásico, ya sea de la columna de producción o con probadores de formación. Hace algunos años, en la Faja del Orinoco se recuperaron varias muestras con la herramienta RFT (con las cámaras de muestreo parcialmente llenas), confirmando así la posibilidad de utilizar esta técnica.

Las mediciones de RMN son sensibles a las propiedades de volumen del petróleo pesado, y mucho dependen de la viscosidad, (página 5-7). Para los petróleos pesados de la Faja del Orinoco, se espera que el T₂ del petróleo sea menor a 10 mseg (Fig. 5.35) En estas condiciones, es importante recuperar tantas señales rápidas como sea posible en la herramienta CMR. Son esenciales el espaciamiento corto de los ecos, y el procesamiento de la porosidad total del CMR.

Figura 5.36



Distribución de T_2 medida por la herramienta CMR en una muestra de petróleo de la Faja del Orinoco, cuya temperatura fue elevada hasta alcanzar la temperatura del fondo del pozo. La señal de petróleo corresponde a un pico corto de T_2 . El pico prolongado de T_2 se asocia con la contaminación del agua de la muestra.

Se hicieron pruebas de laboratorio en una muestra representativa del petróleo de la Faja del Orinoco, obtenida de un tanque de almacenamiento de los pozos cercanos al área en estudio, la cual mostró una viscosidad de 2.656 cp en la superficie, en contraposición a los 1.257 cp registrados en condiciones de fondo del pozo. Se probó una respuesta de RMN, utilizando la misma herramienta CMR. La Fig. 5.36 muestra la respuesta a temperatura del fondo del pozo.

Esta distribución de T_2 muestra un pico claro a 5 mseg, correspondiente a la señal de petróleo, a una viscosidad de 1.257 cp. Inesperadamente, un segundo pico alto de T_2 se observa alrededor de los 500 mseg. Esta porción de la señal indica que hay agua en la muestra, aproximadamente un 10% en volumen. Como no pudo detectarse agua mediante la inspección visual, una muestra de este petróleo se sometió al análisis de Dean Stark, el cual demostró un 7% de contenido de agua, y además confirmó que la misma se encuentra emulsionada con el petróleo pesado.

El T_2 medido por la herramienta CMR sobre las arenas de la Formación Oficina del mismo pozo, también muestran una distribución bimodal, según se ilustra en la Fig. 5.33 (Pista 4, presentación de trazas y Pista 5, presentación en densidad variable. Como en el caso de la muestra de petróleo de superficie, el pico de petróleo pesado marcado como

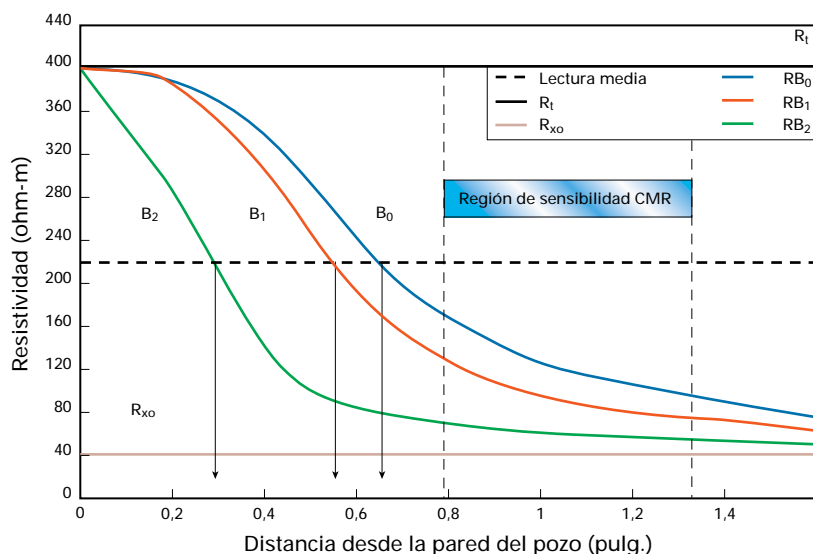
T_2P_1 se encuentra en la región de los T_2 más cortos. El segundo pico más alto en tiempo corresponde al agua, que en este caso seguramente es agua del filtrado del lodo. En el estudio del Pozo MFM-7 de la Faja del Orinoco, se han mencionado los casos de producción de agua en zonas con baja saturación de la misma, los cuales sugieren la posibilidad de la existencia de agua emulsionada in situ. Desafortunadamente, el agua de formación, si existe, no puede diferenciarse de la invasión de filtrado, basándose sólo en la información de la herramienta CMR.

Los picos en tiempo de señales de petróleo en el pozo varían también entre 3 y 6 mseg, comparables a los T_2 de la muestra medida en superficie. Esto confirma que en petróleos pesados, la herramienta CMR verdaderamente mide el tiempo T_2 del volumen de petróleo in situ, del cual se puede esperar una viscosidad de alrededor de 1.000 cp, según el cuadro de la Fig. 5.35 (página previa). La señal T_2 del agua irreducible se encuentra en la misma región que la señal de petróleo pesado y no puede distinguirse de ésta basándose en puntos de corte. Por esta razón, se ha supuesto que las arenas se encuentran a niveles de saturación de agua irreducible y se ha tomado $S_{wirr}=S_w$.

Se ha elegido un punto de corte de T_2 de 20 mseg, para separar claramente la señal de petróleo pesado de la señal del filtrado de lodo. Esta elección se basó en que la muestra de superficie no proporciona ninguna señal de petróleo por encima de los 20 mseg, y que la distribución de T_2 muestra un valle claro a los 20 mseg, en las arenas con petróleo.

La comparación entre la porosidad efectiva estimada por el programa ELAN y la porosidad del CMR muestra un déficit general en la parte del petróleo pesado, marcado en negro.

Figura 5.37



Simulación de la respuesta a un perfil de invasión de los botones B₀, B₁ y B₂ del sensor MCFL del PLATFORM EXPRESS, para valores de resistividad típicos encontrados en la Faja del Orinoco.

Esto es de esperar y corresponde a los componentes más cortos del T₂ del petróleo pesado. El resto de la señal, entre 0,3 y 20 mseg—marcado en verde oscuro—corresponde al petróleo pesado, presente aún en el espacio poroso, mientras que lo marcado en verde claro corresponde al petróleo que se ha desplazado por la invasión del filtrado del lodo, a una pulgada de la pared del hoyo; profundidad de investigación de la herramienta CMR. En este sentido, el volumen marcado en verde claro corresponde a una estimación del petróleo móvil.

Caracterización de la invasión

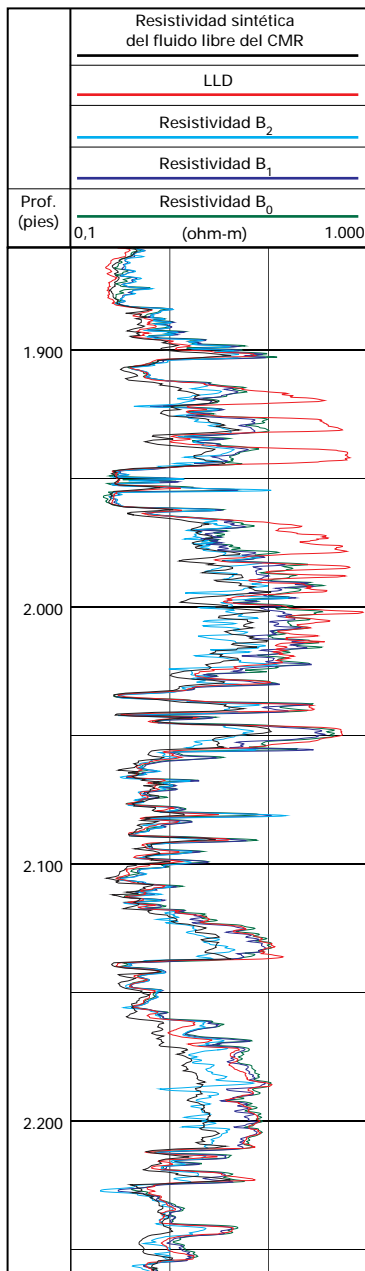
El volumen de petróleo móvil observado por la herramienta CMR, es siempre mayor o igual al volumen de petróleo desplazado, obtenido a partir de la lectura R_{xo} de la herramienta MCFL (Capítulo 4–15), aún en la parte más alta del yacimiento donde el desplazamiento del MCFL es máximo. Para clarificar esta evidente contradicción, es necesario recurrir a la física de la herramienta MCFL. Esta herramienta fue creada para la estimación de tres parámetros: R_{xo}, resistividad y espesor del revoque. Para lograr este objetivo, los tres botones de medición B₀, B₁ y B₂, colocados dentro del electrodo principal,

proveen resistividades con tres profundidades de investigación distintas. El botón central B₀ lee primariamente la resistividad de la zona invadida y lavada, mientras que los botones B₁ y B₂, colocados progresivamente más cerca del borde del patín, son predominantemente sensibles a las propiedades del revoque. Un algoritmo de inversión provee estimaciones en tiempo real de R_{xo}, resistividad y espesor del revoque.

En medios con presencia de petróleo pesado, el espesor del revoque, si existe, es insignificante y la invasión es muy somera. B₀, B₁ y B₂ responderán entonces primariamente a la zona invadida, y sus respuestas dependerán de sus respectivos niveles de investigación. Para clarificar lo dicho anteriormente, se simularon sus respuestas con R_{xo}=40 ohm-m, R_t=400 ohm-m, similar a las resistividades encontradas en los pozos, y un perfil variable de invasión de 0 a 1,5 pulgadas. Como se muestra en la Fig. 5.37, el punto medio de lectura de B₂ es aproximadamente 0,28 pulgadas; B₁ de 0,52 pulgadas y B₀ de 0,62 pulgadas; todos por debajo de la profundidad de investigación del herramienta CMR, de una pulgada. Por ejemplo, a una pulgada de la pared del hoyo, las tres curvas se ven más altas que el R_{xo} teórico, con RB₂=60 ohm-m, el RB₁=90 ohm-m y RB₀=117 ohm-m. Como era de esperar, B₂ muestra la estimación de R_{xo} más baja, con B₁ y B₀ progresivamente más afectados por la resistividad de la zona virgen.

Sin embargo, aún B₂ sobrepasó el R_{xo} en un 50%. Y, a la inversa, para un diámetro de invasión que exceda 1,5 pulgadas, las diferencias entre las tres resistividades se reducen en gran medida.

Figura 5.38



Comparación entre las curvas de resistividades reales del MCFL y los sensores de Lateroperfil, y el R_{xo} teórico, correspondiente al volumen de filtrado real observado por el CMR. El perfil de invasión discontinua hace que B_0 y B_1 no detecten la mayoría del filtrado de invasión, aunque investigan un volumen similar. Solamente la lectura muy somera de B_2 se acerca al valor real.

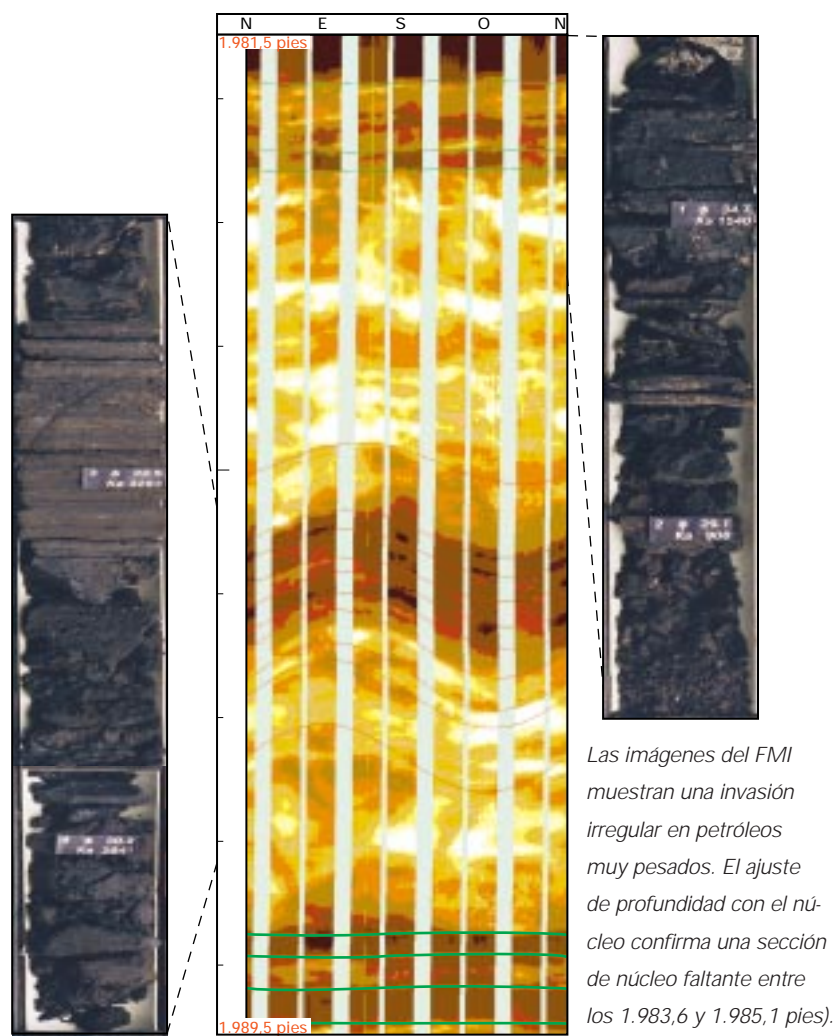
Para comparar la información radial somera provista por el MCFL con la de la herramienta CMR, se ha calculado una curva de resistividad sintética del volumen de filtrado, establecido por el CMR. Esta curva aparece graficada en la Fig. 5.38, junto con las tres resistividades medidas y la resistividad del Lateroperfil Profundo. Las cuatro curvas someras concuerdan muy bien en aquellas regiones de invasión profunda, como en las tres arenas superiores o en las zonas muy lavadas entre los 1.980 y 1.968 pies. Sin embargo, en arenas con menor invasión, existen grandes diferencias entre la curva sintética y B_0 ó B_1 , aunque su punto medio se acerque al nivel de investigación del CMR, mientras que la concordancia con B_2 , que es una medición mucho más somera, sigue siendo razonable. Esto ocurre porque el modelo de invasión dista mucho de ser como un pistón. Las mediciones de las herramientas de resistividad responden a la fase continua de agua, mientras que la herramienta CMR observa el volumen total de agua. En los petróleos pesados, a medida que la invasión progresa alejándose de la pared del hoyo, pierde la continuidad en el espacio poroso y deja de contribuir a la señal de resistividad. Por esta razón, en el petróleo pesado con invasión superficial, solamente la curva de resistividad más superficial puede esperarse que lea un volumen de filtrado representativo. Puede hacer aún una estimación por debajo de la movilidad real, como se observa a los 2.180 pies. La herramienta CMR, por el contrario, observa la cantidad total de filtrado que ha penetrado en la formación, desde 0,75 a 1,25 pulgadas desde la pared del hoyo y provee un estimación de movilidad más confiable.

Las imágenes del FMI de la pared del hoyo, brindan información adicional sobre este complejo proceso de invasión. La Fig. 5.39 muestra una imagen FMI con normalización estática, registrada en una sección de un pozo, de la que se cuenta con un núcleo. Esta arena con petróleo aparece en color claro, mientras que las arcillas—más conductivas—aparecen en color más oscuro. En las arenas, los cambios en la resistividad cerca del pozo crean una imagen con aspecto irregular, lo cual indica un modelo de invasión heterogéneo en tres dimensiones, a una escala de pocos centímetros dentro del mismo cuerpo de arena, donde las zonas oscuras corresponden a una invasión más profunda. Estas heterogeneidades no pueden detectarse con facilidad en la fotografía del núcleo.

La Fig. 5.40 (página 5–39) provee por lo menos una explicación parcial de la variación del nivel de invasión, observado en las arenas de la Formación Oficina. Tanto la imagen estática como la normalizada dinámicamente, se muestran una al lado de la otra, junto con los buzamientos estratigráficos correspondientes. Se muestran además—como referencia—las tres curvas de resistividad del MCFL, junto con el volumen de filtrado aparente, correspondiente a cada curva de resistividad. La imagen estática muestra claramente una región de resistividad más alta o de invasión más superficial en capas donde los buzamientos sedimentarios son más altos, mientras que las arenas que muestran un buzamiento bajo (o sea, perpendicular al pozo vertical) están casi completamente lavadas.

Esto implica que las capas con buzamientos más bajos, las cuales han sido asociadas a abanicos de desborde en estudios previos de la Faja, pueden drenarse en forma más eficiente por medio de un pozo vertical que las capas de buzamiento más altas, asociadas con depósitos de relleno de cauce de ríos (espolones). Desafortunadamente, los abanicos de desborde tienen una extensión lateral limitada,

Figura 5.39



en contraposición a los depósitos de relleno de cauce de ríos. En un pozo horizontal, la extensión lateral y la frecuencia de arcillas delgadas interestratificadas observadas en las imágenes del FMI, serán la clave para la recuperación.

Indicador de movilidad por el análisis de onda de Stoneley

La estimación de la permeabilidad en un yacimiento de petróleo pesado en la Faja del Orinoco es un desafío debido a que la roca es mojable por petróleo. Las ecuaciones tradicionales del tipo Wylie—de aplicación en yacimientos mojables por agua—no se aplican a estos yacimientos, y tienden a estimar una permeabilidad infinita,

cuando S_{wir} —estimada de la ecuación de resistividad—se acerca a cero.

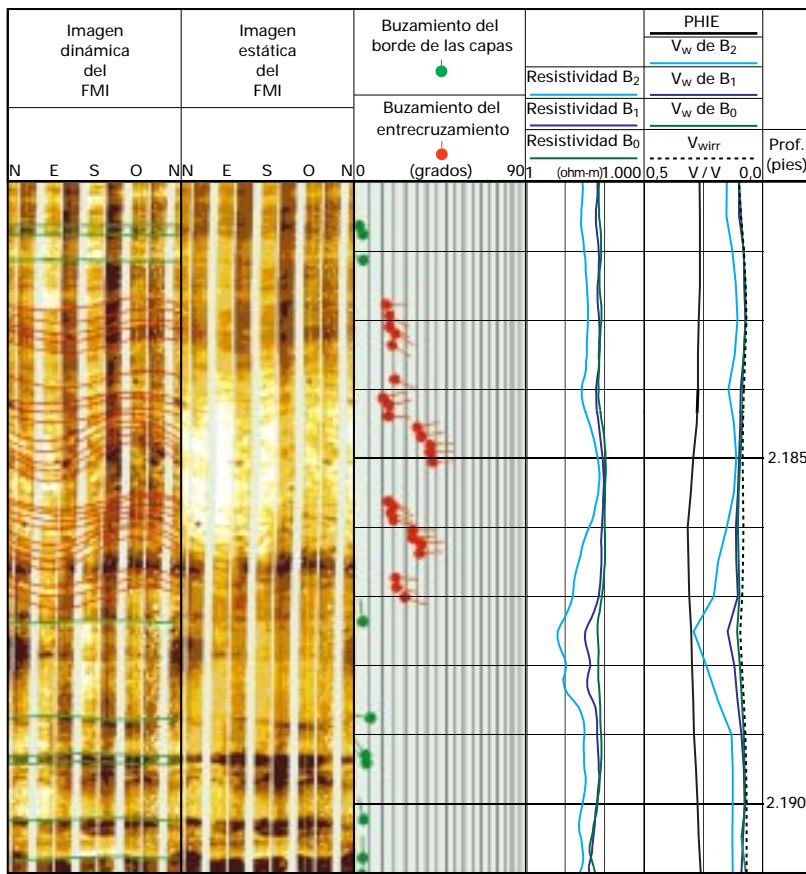
Como se vio anteriormente (página 5–7), las estimaciones de las herramientas de RMN se deben modificar en gran medida debido a la mojabilidad y al petróleo viscoso, que aparece como fluido inmóvil.

Se obtienen buenos resultados cuando se compara una ecuación modificada de Kozeny–Carman (Herron 1987), considerando una simple mineralogía de arenas, feldspatos, limos y arcillas. En la Fig. 5.33, Pista 1 (página 5–33), se observa una correlación razonable entre la permeabilidad estimada y medida sobre los pocos núcleos de los que se dispone. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las permeabilidades de núcleos, se obtuvieron después de una limpieza exhaustiva de las muestras. De todos modos, en las condiciones del fondo del pozo, se debe considerar la movilidad del fluido (k/μ). Para ello es necesario recurrir a las mediciones de baja frecuencia de Stoneley, que se obtienen con la herramienta DSI.

Como se vio anteriormente, la diferencia entre el tiempo de tránsito medido de Stoneley y el tiempo de tránsito elástico, es una función de la movilidad y aparece graficada en la Fig. 5.33, Pista 6 (página 5–33).

La correlación cualitativa con la invasión, según indica la distribución de T_2 obtenida de la herramienta CMR, por lo general es excelente. Es sorprendente también observar que en la arena inferior, a los 2.200 pies, la tendencia general que muestra el indicador de movilidad, sigue muy de cerca al aumento de saturación del agua irreducible observado en el perfil de resistividad. Los valores más altos de movilidad se observan en los lugares donde el MCFL detectó la invasión más profunda, probablemente debido a los valores más bajos de viscosidad del filtrado del lodo. También puede deberse, en parte, a que estas zonas tienen una movilidad en sitio más alta. Finalmente, la arena más profunda con agua muestra una movilidad mayor debido a la baja viscosidad del agua.

Figura 5.40



El desplazamiento eficiente de petróleo por el filtrado del lodo se encuentra altamente relacionado con los buzamientos estratigráficos.

Evaluación de la calidad de las areniscas del yacimiento mediante el uso de imágenes

Debido a la no consolidación de la Formación Oficina, la extracción de núcleos es una operación muy difícil. Los núcleos tienden a disgregarse y la recuperación de los mismos es muy pobre. Se debe prestar especial atención a la composición del lodo y se recomiendan sacanúcleos especiales para maximizar la recuperación de los mismos.

Una inspección visual de una sección fina del yacimiento revela una arenisca de granos de tamaño mediano, fuertemente impregnada con petróleo muy pesado, e interstratificada con arcillas laminadas delgadas. El abundante petróleo pesado enmascara por completo la estratificación dentro de la arena, obliterando las características sedimentarias de los núcleos. Algunos estudios previos de

núcleos de la Formación Oficina ya habían identificado este problema, y a veces se había confiado en mediciones efectuadas con rayos X para la obtención de información de la estratificación a partir de los núcleos.

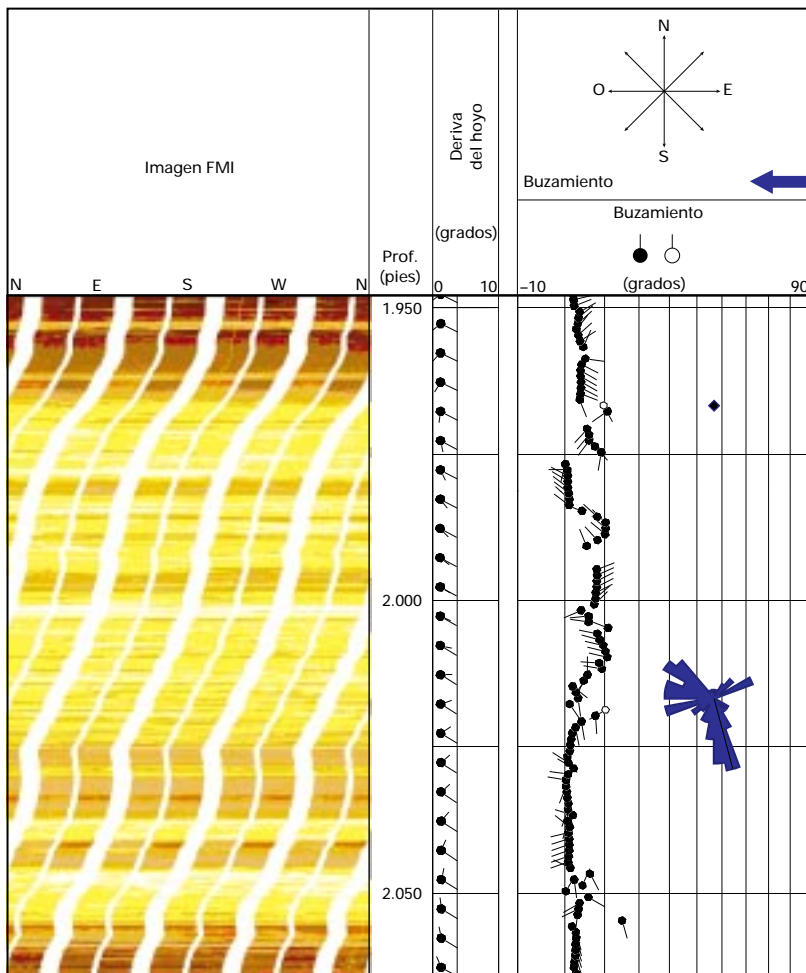
Estas técnicas requieren un cuidado muy especial en la preparación y manipuleo de los núcleos. En tales condiciones, las imágenes eléctricas de alta calidad registradas mediante la herramienta FMI, proveen al geólogo de una excelente información sedimentaria, de alta resolución, en forma rápida y económica. También le brindan al analista de perfiles un método eficaz para la correlación de registros y núcleos, a través de la identificación de arcillas delgadas, según se muestra en la Fig. 5.39, donde se puede identificar la falta de un tramo del núcleo.

La Fig. 5.41 muestra la imagen eléctrica del FMI de la pared del hoyo, y los buzamientos sedimentarios asociados, registrados sobre uno de los principales cuerpos de arena del pozo del área Zuata. La inspección visual de la imagen confirma que esta arena, que aparece maciza en una evaluación petrofísica común, de hecho se encuentra interesstratificada con capas de arcillas delgadas, más oscuras y muy heterogéneas. Los buzamientos confirman que esta arena puede subdividirse en distintas unidades, con diferente orientación de los estratos, que se corresponden a eventos sedimentarios distintivos, con cambios en la dirección de las corrientes.

Por ejemplo, el cuerpo principal de arena ubicado entre los 1.950 y 2.055 pies, puede interpretarse como una serie de depósitos de 15 a 30 pies de espesor, estrato granodecreciente hacia arriba, de espolones apilados dentro de un canal distributivo con orientación suroeste-noreste. Las intercalaciones de arcillas se interpretan como depósitos de llanura de inundación deltaica.

La interpretación estratigráfica de la imagen eléctrica del FMI y de los buzamientos, indica el entrecruzamiento buzando al noreste, representando la dirección de la

Figura 5.41



La imágenes del FMI y los buzamientos revelan una arena fuertemente heterogénea. Se puede deducir la dirección de paleocorrientes a partir de la orientación de los buzamientos.

paleocorriente, que puede identificarse por el esquema azul de los buzamientos (intervalo entre 2.000 y 1.995 pies). La secuencia de esquemas azules y rojos (buzamiento aumentando con la profundidad) observados entre los 2.020 y 2.005 pies o entre los 1.995 y 1.980 pies, corresponden a superficies de acreción de canales que se orientan hacia el noreste-suroeste. Los esquemas rojos que se observan entre los 1.975 y 1.970 pies corresponden a un ambiente de mayor energía, posiblemente de mareas, buzando a 180° con respecto a la dirección principal de transporte de los sedimentos.

Conclusión

En un medio complejo como el yacimiento con petróleo pesado de la Faja del Orinoco, la disponibilidad de un juego completo de perfiles de alta calidad, que incluya el PLATFORM EXPRESS; el MDT; las herramientas DSI; FMI, y CMR, le permiten al analista de perfiles ir más allá de la interpretación volumétrica tradicional, para caracterizar la calidad del yacimiento y el tipo de petróleo, y estimar las reservas recuperables.

La herramienta CMR permitió estimar la viscosidad del petróleo y cuantificar los fluidos contenidos en los poros, separando el petróleo desplazado del petróleo remanente en el espacio poroso, y estimando la fracción irreducible de dicho petróleo. Debido a la naturaleza irregular de la invasión en el petróleo pesado, la estimación de petróleo producible con la herramienta CMR fue considerada más confiable que la obtenida de las curvas de microresistividad convencionales. Las imágenes del DSI permitieron corroborar en forma independiente los indicios de desplazamiento de fluidos del MDT y de otros perfiles para derivar un indicador de movilidad totalmente independiente. Las imágenes del FMI, además de brindar información sobre la textura de las rocas y los modelos de invasión, constituyen una manera fácil de delinear unidades de arenas, determinar buzamientos estratigráficos y deducir la dirección del transporte de los sedimentos, lo cual es un factor importante en la planificación del desarrollo del yacimiento.

CARBONATOS: POROSIDAD INDEPENDIENTE DE LA LITOLOGIA

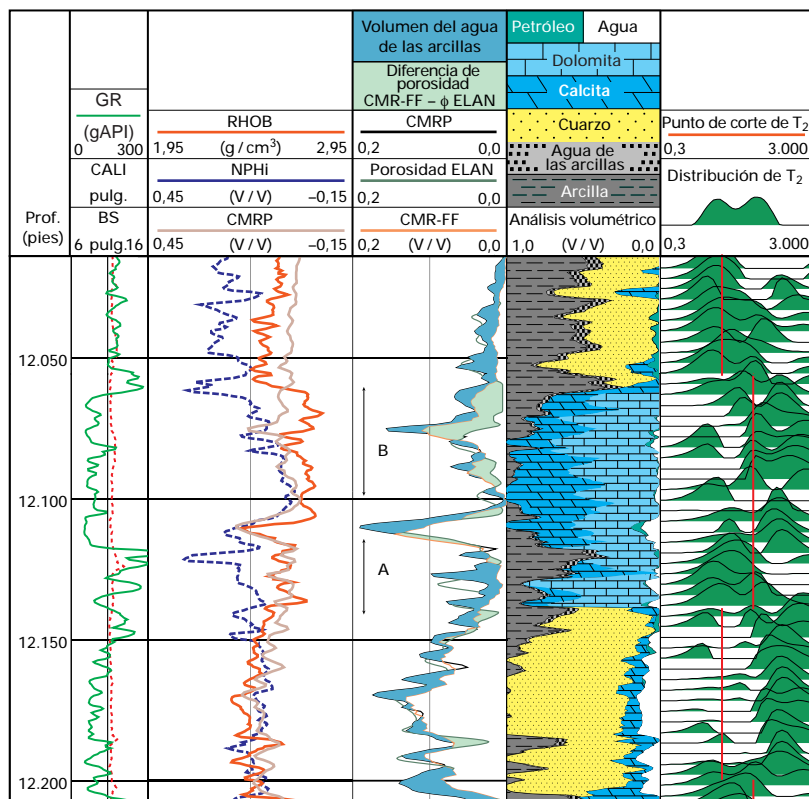
La gran mayoría de los campos de Venezuela producen de areniscas. No obstante, existen algunos que producen de carbonatos y presentan diversos problemas petrofísicos. Por ejemplo, en el caso de los carbonatos complejos, resulta difícil obtener una estimación precisa de la porosidad mediante los registros convencionales, sin tener que combinar varias mediciones, o recurrir a costosos procesos de calibración con respecto a los núcleos. Sin embargo, la porosidad obtenida con la herramienta CMR se deriva en forma independiente de la litología de la formación, con lo cual se eliminan los errores relacionados con los efectos de una matriz desconocida, sobre las otras mediciones. Sólo en el caso de los carbonatos sumamente lutíticos, existe cierta incertidumbre acerca de qué porción de la distribución de T_2 está relacionada con la microporosidad de las lutitas, y no de los carbonatos.

Los carbonatos también presentan una distribución del tamaño de los poros muy amplia, que oscila desde elementos microcristalinos a cavernas, lo cual afecta en gran medida las estimaciones de productividad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos, calculadas a partir de los registros de resistividad. Las distribuciones de T_2 obtenidas con la herramienta CMR, proporcionan información sumamente útil acerca de la distribución del tamaño de los poros. La determinación de un punto de corte apropiado—que separa el fluido ligado del fluido producible—constituye una tarea aún más difícil, cuando se trata de un carbonato que cuando se trata de una arenisca, y conviene realizarla sobre muestras de núcleos analizadas en el laboratorio. El rango de los valores varía desde 30 mseg hasta 100 mseg, o más. Sin embargo, en ciertos casos donde no hay núcleos, se puede realizar una suposición razonable en base a los datos obtenidos a partir de los perfiles solamente.

Las transformaciones de permeabilidad tradicionales, establecidas para las areniscas, no son necesariamente válidas para los carbonatos. Una vez más, conviene realizar mediciones sobre tapones extraídos de núcleos para estimar la transformación de permeabilidad específica de cada tipo de roca.

El ejemplo que se observa en la Fig. 5.42 pertenece al Campo Borburata, en el área Barinas. Si bien la zona productora principal es una arenisca, la suprayace un carbonato conocido como “Caliza O”, cuyo espesor y potencial de producción son variables. En este pozo, el carbonato se extiende sobre el intervalo comprendido entre 12.060 y 12.140 pies. Este carbonato es muy complejo, y ha sufrido avanzados procesos diagenéticos. Se trata de una mezcla de calcáreos, dolomita y material clástico limoso, como se indica en la Pista 4. En la Pista 2 se observa un despliegue de la porosidad, derivada de los perfiles de densidad con matriz de calcáreos, la porosidad derivada del neutrón—con la escala de caliza—y la porosidad de la herramienta CMR.

Figura 5.42



La porosidad del CMR es independiente de los efectos de la matriz y de las lutitas.

La comparación de los datos no elaborados, permite ilustrar dos características de la porosidad obtenida con la herramienta CMR: no es sensible al tipo de matriz y, en este caso, tampoco lo es al contenido de arcilla. Existe un buen grado de concordancia entre la porosidad de la herramienta CMR y la porosidad derivada de los perfiles de densidad, en los 20 pies más profundos (intervalo A), donde la dolomitización es reducida. Las diferencias entre la porosidad del neutrón y del CMR son amplias, debido a la presencia de lutitas y de agua inmóvil, que no son registradas por la herramienta CMR. Por encima de los 12.110 pies, la porosidad derivada de los perfiles de densidad y la porosidad del CMR comienzan a distanciarse, debido al aumento de la dolomitización, que afecta la porosidad derivada del perfil de densidad. La porosidad obtenida del neutrón y la porosidad de la herramienta CMR, son casi idénticas en los intervalos limpios, en los que ambos miden el índice de hidrógeno del fluido en los poros, y se distancian, como en el caso anterior, frente a la presencia de lutitas.

En la Pista 4 se observa la interpretación tradicional realizada con el programa ELAN. En dicha pista, la litología aparece simplificada dado que la interpretación se encuentra limitada por el número de perfiles de litoporosidad disponibles. En el intervalo A, la porosidad ELAN y CMR coinciden aceptablemente bien. En el intervalo que es principalmente calcáreo, las correcciones del ELAN por lutitas funcionaron correctamente. Además, la distribución de T_2 muestra que casi todos los poros son pequeños. Ante la ausencia de datos provenientes de núcleos, el punto de corte de T_2 se determinó en 80 mseg, en base al promedio de los valles en las distribuciones T_2 . Con este punto de corte—en este intervalo—la mayor parte de la porosidad presenta saturación irreducible.

Ambas curvas muestran correctamente el gran pico de porosidad que se produce a los 12.110 pies. La herramienta CMR, también muestra una distribución de T_2 más prolongada, lo cual indica un aumento en el tamaño de los poros, que coincide con el aumento de la dolomitización.

En el intervalo B (12.100 a 12.060 pies), existe una gran separación entre las curvas del densidad-neutrón y la respuesta del GR. Ello puede estar provocado por un alto contenido de uranio en las lutitas, en las dolomitas, o en ambas. Normalmente—con los perfiles convencionales—este intervalo se hubiera interpretado como de lutitas, como precisamente ocurrió en este caso. Sin embargo, la herramienta CMR, muestra un grado de porosidad importante en todo el intervalo, con un pico a los 12.075 pies. No existe ninguna razón para dudar de la porosidad del CMR, pues el hoyo está en calibre, y no hay indicaciones de señal de lodo (normalmente, una señal fuerte y constante alrededor de 10 mseg). En consecuencia, habrá que reinterpretar esta zona con la porosidad obtenida a partir del CMR que, como resultado, muestra mayor cantidad de dolomita que de lutitas. La distribución de T_2 en este horizonte se hace bimodal, y sugiere la presencia de porosidad por cavernas, dentro de una matriz dolomitizada con cierta porosidad efectiva.

En base a estas observaciones, se desprende que en los últimos 20 pies de este carbonato (intervalo A) no existe ningún yacimiento potencial, y que la porosidad útil se encuentra en los 60 pies superiores. De ellos, los 40 pies del tope (intervalo B), no son registrados por los análisis petrofísicos tradicionales, y sólo se observan correctamente mediante la herramienta CMR.

PREDICCIÓN DEL CORTE DE AGUA EN UNA ARENA CON BAJO CONTRASTE DE RESISTIVIDAD

La identificación y evaluación de las zonas productivas con bajos niveles de resistividad y de contraste constituye uno de los principales problemas de la interpretación de los perfiles. Estas zonas producen petróleo neto, si bien existe un leve contraste de resistividad entre la zona de agua y la de petróleo, y por lo general, lo mismo ocurre en las arcillas circundantes. Esto obedece a tres causas principales: una secuencia de laminaciones delgadas de arenas y arcillas, en la cual estas últimas dominan la respuesta de resistividad; un volumen de agua irreducible atrapada en los poros finos, que provoca saturación de agua elevada pero no producible, y un alto contenido de arcillas dispersas. Con frecuencia, estas dos últimas causas ocurren al mismo tiempo.

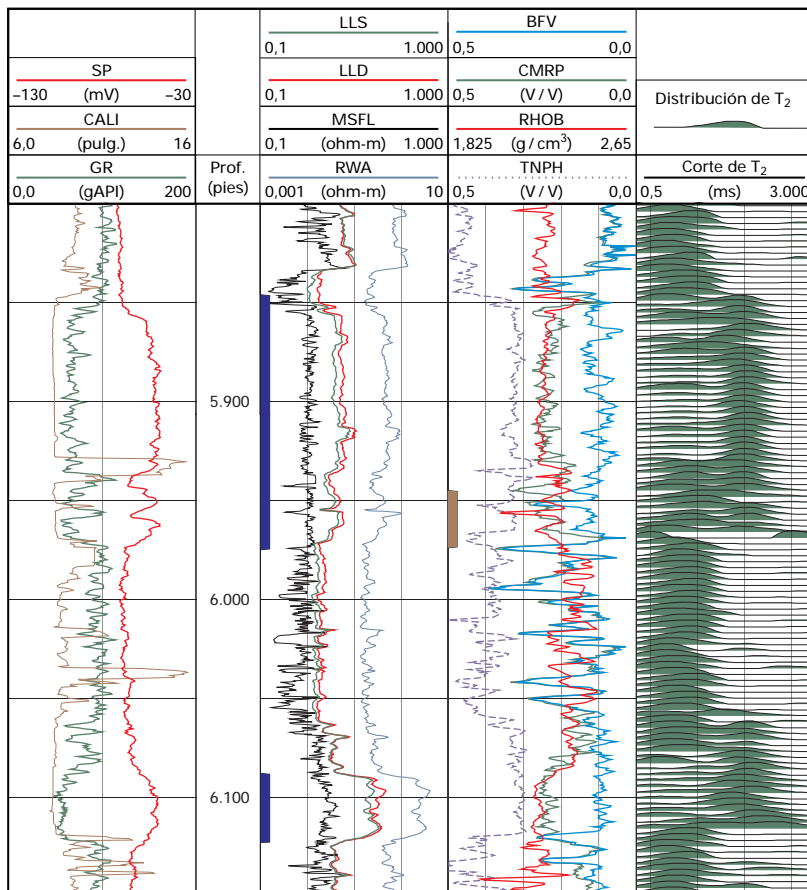
A continuación se presenta un ejemplo correspondiente a un pozo del Oriente de Venezuela.

En la Fig. 5.43 se observan dos areniscas: la primera está ubicada a 6.100 pies de profundidad con resistividades de alrededor de 30 ohm-m y la otra se encuentra a 5.900 pies con resistividades de alrededor de 7 ohm-m. Ambas tienen aproximadamente la misma porosidad (27 u.p.) y se estima que la resistividad del agua será la misma que en el resto de la formación, es decir $R_w=0,14$ ohm-m a la temperatura de fondo (160°F). Si bien la arenisca inferior con $R_{wa}=2,5$ ohm-m debería producir petróleo, no se puede afirmar lo mismo de la arenisca superior, cuya R_{wa} es de 0,5 ohm-m, por lo cual resulta dudoso que la saturación de agua de la interpretación “quicklook” sea superior al 50%.

Si se realiza una interpretación simple de la zona superior, incluyendo una corrección de arcilla, se observa un valor de saturación de agua del 42%, equivalente a un volumen de agua de 11 u.p. En muchas rocas, este valor implica producción de agua, o al menos producción de petróleo con un corte de agua elevado. Sin embargo, la herramienta CMR muestra que existe un promedio de 10 u.p. de fluido ligado en toda la zona. De lo cual se deduce que esta zona debería producir petróleo neto con un corte de agua reducido.

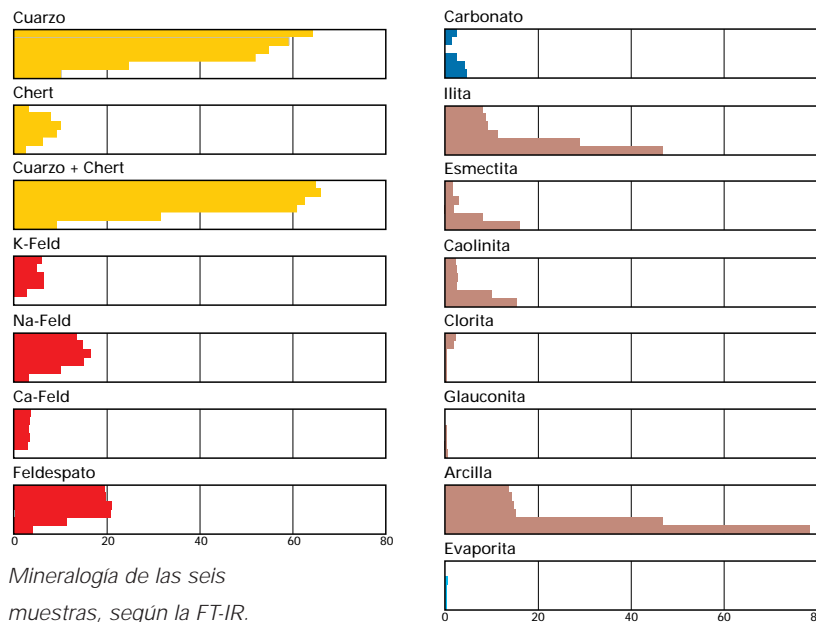
En efecto, la zona superior produjo petróleo limpio con un índice de productividad (IP) de 0,974 bpd/lpc. Para poder comprender mejor y cuantificar con precisión estos resultados, se realizaron varias mediciones en tapones extraídos del núcleo obtenido en el intervalo comprendido entre los 5.945 y 5.974 pies, que incluyeron análisis mineralógicos FT-IR (Espectroscopía Infrarroja por Análisis de Fourier), análisis químicos, mediciones de RMN y mediciones eléctricas.

Figura 5.43



Perfiles a hueco abierto en los que se han marcado las zonas con pruebas y núcleos.

Figura 5.44



Mineralogía de las seis muestras, según la FT-IR.

Las cuatro muestras superiores son típicas de las facies de areniscas limoarcillosas, mientras que las dos inferiores están constituidas casi totalmente por limoarcillitas (lutitas).

Mineralogía y química

El objetivo de estos estudios consiste en identificar los principales minerales para luego determinar los parámetros óptimos a utilizar en la interpretación de los perfiles.

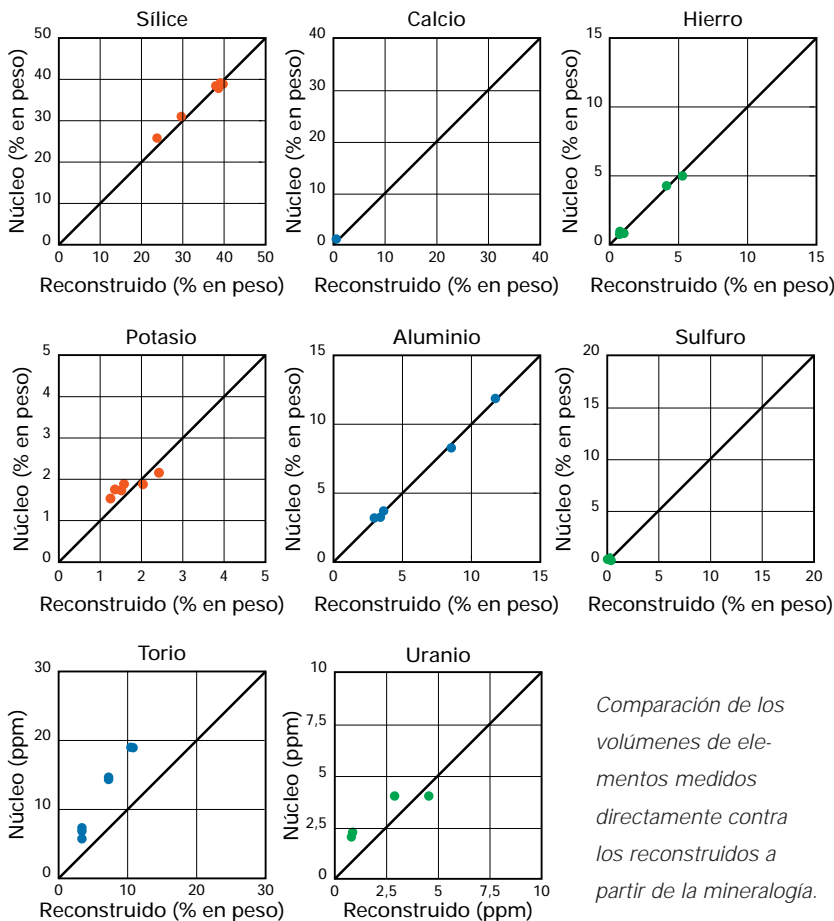
Para definir la mineralogía se utilizó la técnica FT-IR, desarrollada en forma exclusiva por el Centro de Investigaciones Doll de Schlumberger (SDRC). Se demostró que esta técnica ofrece mejores resultados cuantitativos que el sistema de uso habitual de difracción con rayos X (Matteson, 1995). La técnica FT-IR se basa en la respuesta de enlaces moleculares a la luz infrarroja. Entre otras propiedades, los minerales presentan energías vibratorias de enlaces químicos que producen un espectro de absorción infrarroja característico de cada mineral. En consecuencia, si se mide el espectro compuesto de una combinación de minerales y se conoce el espectro típico de cada uno, es posible resolver la composición de la mezcla. Las transformadas de Fourier de los espectros son más suaves, tienen menor contenido de ruido y por lo tanto son más adecuadas para el análisis del espectro en forma global.

Este procedimiento combina el espectro del infrarrojo medio con el espectro del infrarrojo lejano antes del procesamiento de los datos, con lo cual se obtiene un FT-IR de rango doble, lo que da aún más precisión. Los límites de detección son de aproximadamente el 1% en peso.

Sin embargo, las propiedades de los minerales individuales pueden variar. Para tomar en cuenta esta variación natural, el procedimiento FT-IR de SDRC incluye 50 tipos que representan 28 minerales diferentes. Se incluyen los tipos múltiples del cuarzo, calcita, dolomita, caolinita, illita, esmeclita y clorita. Mediante el uso varios minerales, este procedimiento ha alcanzado un nivel de precisión destacable. En el caso de los feldespatos, se han hallado los espectros tipo de los de sodio, potasio y calcio. De esta manera, el procedimiento permite resolver las fracciones de cada feldespato en la mezcla.

En la Fig. 5.44 se muestran las fracciones halladas para cada mineral en seis muestras obtenidas en este pozo. Los minerales carbonáticos y evaporíticos aparecen agrupados debido a que sus cantidades son muy pequeñas. Las cuatro muestras superiores son típicas del cuerpo principal de la arenisca arcillosa, mientras que las dos inferiores son esencialmente lutitas, o sea limoarcillitas. Se observa que las areniscas limoarcillosas contienen un promedio de 14% de arcilla, principalmente illita con una reducida proporción de esmeclita y caolinita. También contienen 20% de feldespatos, en una proporción de aproximadamente 4 a 1 entre plagioclasa y ortoclasa.

Figura 5.45



Comparación de los volúmenes de elementos medidos directamente contra los reconstruidos a partir de la mineralogía.

El análisis químico sirve para monitorear en forma independiente la calidad de la mineralogía FT-IR, y para determinar los parámetros de respuesta de la herramienta de perfilaje.

Dicho análisis incluye 23 elementos y se realiza con diversos métodos: fluorescencia de rayos X, activación inmediata de neutrones, coulometría y espectrometría de masa en plasma por inducción acoplada. Se compara el volumen de cada elemento en cada muestra con el volumen reconstruido a partir de la mineralogía. Este último se obtiene del volumen mineral hallado por el FT-IR y la composición elemental de cada especie mineral.

En la Fig. 5.45 se observan los resultados obtenidos en este pozo. Los elementos principales se pueden comparar perfectamente, si bien no ocurre lo mismo con los elementos que existen en pequeñas cantidades, como el Th y el U. Esto se debe probablemente a la presencia de ciertos minerales secundarios tales como rutilo, circón y monacita, que no se miden con el FT-IR, por estar debajo del 1% en peso. Por otra parte, los resultados confirman la mineralogía FT-IR para los componentes principales.

La precisa mineralogía FT-IR sumada a las concentraciones de elementos presente en las mismas muestras, permite calcular la respuesta de la herramienta de perfilaje. Por ejemplo, los rayos gamma de la matriz se calculan a partir de las concentraciones de Th, U y K según la fórmula (Ellis, 1987):

$$GR = 4 Th + 8 U + 16 K \tag{11}$$

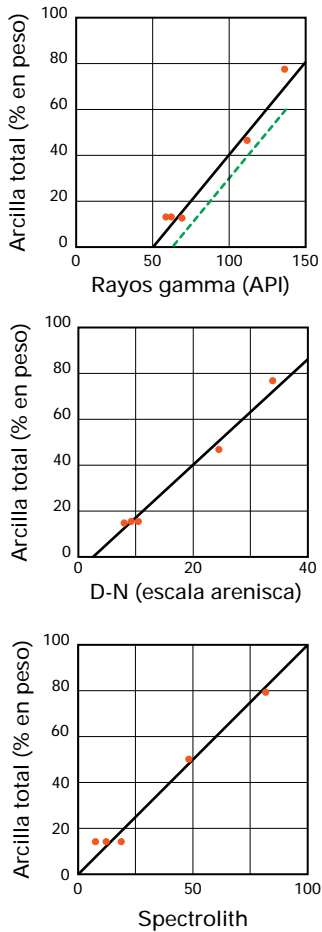
La densidad de la matriz se computa a partir de los valores de densidad del grano para cada mineral y las concentraciones de los minerales determinadas por el análisis FT-IR. De la misma manera se computa la capacidad de intercambio catiónica (CEC). Las concentraciones químicas y los valores de densidad de la matriz se ingresan en el programa de computación de Parámetros Nucleares de Schlumberger (SNUPAR), mediante el cual se pueden calcular una gran variedad de propiedades nucleares y parámetros de respuesta de las herramientas de perfilaje (McKeon y Scott, 1988).

Tabla 5.4

	Arena	Arcilla	Cuarzo	Ilita	Esmectita/ Caolinita	Ortoclasa
Densidad, g/cm ³	2,64	2,782	2,65	2,50	2,28	2,52
Poros. del neutrón, V/V	0,0016	0,309	0,002	0,47	0,73	0,00
PEF	2,43	3,71				
Rayos gamma, API	56,5	161	45	180	100	100
Sigma, u.c.	11,35	31,47				
CEC, meq/g	0,0	0,264	0,0	0,25	0,45	0,0
Por. de arc. húm., V/V	0,0	0,16	0,0	0,156	0,24	0,0
WSi, u.p.	41,8	22,3				
WCa, u.p.	1,0	0,6				
WFe, u.p.	0,7	7,3				
WAl, u.p.	2,3	13,6				
WK, u.p.	1,4	2,6				
WTh, u.p.	5,3	21,9				
WU, p.u.	1,6	4,0				

Parámetros de los puntos extremos utilizados para los minerales principales, el volumen total de arcilla y arenisca (incluyendo feldespatos).

Figura 5.46



Volumen de arcilla según estimaciones de GR, densidad-neutrón y SpectroLith en función del volumen real medido en las seis muestras.

Los parámetros computados en este estudio incluyen la respuesta de la formación con porosidad cero al neutrón termal (NPHIMAT), el índice de hidrógeno de la formación con porosidad cero (HIMAT), el factor fotoeléctrico (PEF) de la formación y el sigma de la matriz (SIGMAT).

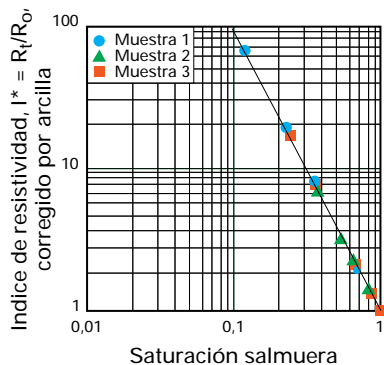
Estos resultados también se pueden emplear para comprobar el aporte de los diferentes perfiles en la estimación de los volúmenes de arcilla y de otros elementos. Por ejemplo, en la Fig. 5.46 se establece una comparación entre las estimaciones del porcentaje en peso de la arcilla obtenidas con el GR, el perfil de densidad-neutrón y el SpectroLith, con respecto a los valores calculados por el FT-IR. El GR resulta relativamente exacto pero presenta una diferencia de alrededor de 10 unidades API para el mismo volumen de arcilla en las areniscas. También existe una cierta no-linealidad, o sea que no siempre a mayor valor de GR corresponde mayor volumen de arcilla. La correlación con el perfil de densidad-neutrón es adecuada. La técnica SpectroLith estima los volúmenes de las principales litologías (areniscas, arcillas, carbonatos, evaporitas) a partir de las mediciones de las concentraciones de elementos, en especial Si, Ca, Fe, S, Ti, Gd. Como se demuestra en el Capítulo 6-20, esta técnica permite realizar estimaciones más exactas del volumen de arcilla que el GR. En este caso, los resultados son similares a los del densidad-neutrón. Sin embargo, el SpectroLith se puede utilizar a través del revestidor en pozos viejos, en los que no se dispone de una variedad de perfiles a hueco abierto.

Modelo de interpretación de perfiles y cálculo de los puntos extremos

La mineralogía precisa del FT-IR nos permite determinar los minerales a incluir en el modelo de interpretación de registros. La arcilla principal es illita con pequeñas cantidades, similares a las de esmectita y caolinita. Estas dos últimas presentan una baja relación Th/K de manera que se las debe diferenciar de la illita con la ayuda de la Espectroscopia de Rayos Gamma Naturales (NGS). Sin embargo, resulta difícil distinguir entre ambas, de modo que se utiliza una mezcla apropiada de las dos. También se puede estimar la cantidad de ortoclasa (feldespato potásico) con ayuda de la NGS, si bien no es posible medir las plagioclasas directamente, aunque se podrían calcular considerando la relación de 4:1 entre plagioclasa y ortoclasa. No se encuentran cantidades medibles de carbonatos o evaporitas.

En la Tabla 5.4 se observan los minerales y los parámetros de respuesta de la herramienta que se utilizan en la evaluación de los registros. También se aprecian los parámetros de respuesta de las dos principales litologías presentes, arenisca y arcilla. Esta última se calcula a partir de los parámetros de respuesta de cada mineral y la determinación de las concentraciones minerales definidas por la FT-IR. En este caso, el grupo arenisca contiene todos los minerales con excepción de arcillas.

Figura 5.47



Indice de resistividad en función de la saturación de salmuera en los tapones 1, 12, y 20.

Parámetros eléctricos

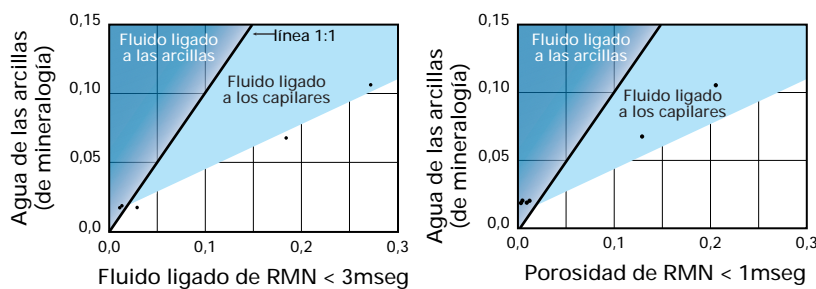
En tres de las muestras se midieron el exponente de porosidad (m), el exponente de saturación (n) y la capacidad de intercambio catiónico (CEC). Los resultados aparecen en la Tabla 5.5 y en la Fig. 5.47. Los exponentes m, n y el índice de resistividad I se muestran después de las correcciones por efecto de la conductividad de la arcilla utilizando el modelo de doble agua. Debido a la naturaleza friable de la roca, el número de muestras analizadas es reducido. Sin embargo, los resultados son coherentes y se emplearán para la interpretación de los perfiles siendo a=1; m*=1,84; n*=2,06 respectivamente.

Tabla 5.5

Nº de muestra	Porosidad V/V	Dens., de grano (g/cm³)	CEC meq/100g	Factor de Form., F	Exponente m de por.	Exponente m*
1	0,290	2,66	1,19	9,39	1,81	1,830
12	0,302	2,66	0,82	8,45	1,78	1,795
20	0,253	2,67	2,54	10,6	1,72	1,760

Propiedades eléctricas y otras propiedades medidas en tres muestras. El CEC se midió con métodos químicos acuosos. La resistividad de la salmuera fue de 0,273 ohm-m a 25°C, mientras que la presión efectiva de confinamiento fue de 2.000 lpc.

Figura 5.48



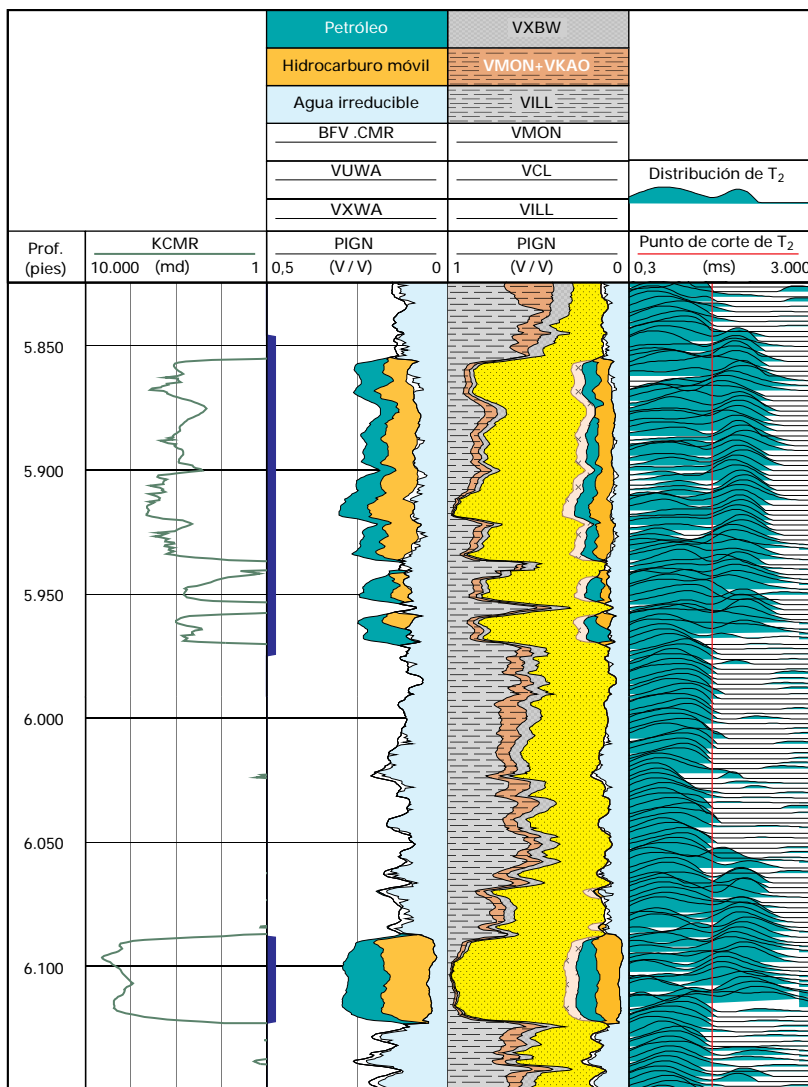
Agua de las arcillas según mineralogía en función de la señal de RMN por debajo de 3 mseg (a) y 1 mseg (b). La línea negra es la línea de fluido ligado a la arcilla 1:1.

Parámetros de resonancia magnética nuclear

Las mediciones de RMN realizadas en el laboratorio se utilizaron para estimar el punto de corte para el agua de las arcillas, T_{2, corte}, y además examinar qué porcentajes del volumen de esa agua es irreducible y cuál atribuible a las arcillas. Las mediciones se realizaron con muestras saturadas por agua y desaturadas, como se explica en la página 5-5. Los resultados aparecen en la Tabla 5.6 (página 5-49) y muestran que el valor óptimo de T_{2, corte} es de 21 mseg.

A menudo se considera que el volumen de agua ligada a la arcilla es la fracción por debajo de 3 mseg (Straley, 1994). En la práctica, se puede encontrar agua ligada capilarmente por debajo de este valor. Dependiendo del tipo de arcilla, es posible encontrar agua atribuible a las mismas por encima de este valor, o bien puede decaer tan rápido que no se pueda medir, o sea, con un valor mucho menor. El T₂ de las arcillas está relacionado con el tipo de arcillas (Prammer, 1996), aunque también depende de la distribución y la historia de las mismas. En la Fig. 5.48a se observa un gráfico del volumen por debajo de 3 mseg (BFV3) en función del volumen del agua de las arcillas (CBWm), calculado a partir del análisis mineralógico utilizando el modelo de doble agua con valores de CEC y ρ_{del} de la Tabla 5.4 (página 5-45). La separación entre la línea 1 a 1 y la tendencia verdadera demuestra que existe una gran proporción de agua ligada capilarmente por debajo de 3 mseg. Por lo general, el BFV3 es inferior al CBWm en las areniscas en aproximadamente 1 u.p., lo cual indica que la RMN no alcanza a medir una parte del agua de las arcillas. La intersección con el eje x indica que faltan hasta 3 u.p. Las mismas tendencias se observan al graficar la porosidad por debajo de 1 mseg (Fig. 5.48b).

Figura 5.49



Resultados de la interpretación de perfiles utilizando ELAN con los parámetros obtenidos de la integración de perfiles y núcleos.

La Tabla 5.5 muestra que las porosidades obtenidas por RMN en las areniscas, son en promedio 2,3 u.p. inferiores a las porosidades obtenidas por técnicas de flotación. Como conclusión, se puede afirmar que existe un volumen considerable de agua ligada capilarmente por debajo de los 3 mseg, y que parte de la porosidad no se registra en la señal de RMN, posiblemente debido a las esmectitas.

Procesamiento del perfilaje

El modelo de interpretación de perfiles y sus parámetros se basan en los datos mineralógicos y eléctricos descriptos anteriormente. El CMR se registró con un espaciamiento entre ecos de 0,32 mseg y está procesado para dar como resultado una distribución T_2 de entre 0,3 mseg y 3 seg. Para obtener los componentes más veloces, se debe utilizar la señal de los primeros ecos con poco o ningún promediado entre ellos. De este modo se disminuye la relación señal-ruido para estos componentes, que se compensa incrementando el promediado a lo largo de intervalos de profundidad. En este caso, se utiliza un promedio de cinco niveles de profundidad. Nótese la buena concordancia entre la porosidad y la densidad obtenidas con el CMR (Fig. 5.43, página 5-43).

El agua de las arcillas se calcula en base a la mineralogía, mientras que el agua ligada capilarmente se estima restando la mitad del agua atribuible a la arcilla del total de agua ligada, calculado por el CMR entre 0,5 y 21 mseg. (Al sustraer sólo la mitad se compensa la porosidad faltante que se menciona previamente). Los resultados se observan en la Fig. 5.49. La saturación de agua real en la zona 1 se encuentra por debajo del 30% y se trata de agua ligada capilarmente, por lo cual esta zona seguramente producirá petróleo sin agua.

Por lo general, para calibrar la permeabilidad del CMR se utilizan los valores de permeabilidad medidos en los tapones de los núcleos. Sin embargo, en este caso las permeabilidades se midieron con aire y después de una limpieza de los tapones, lo cual—como indican los valores de porosidad por inmersión—removió efectivamente toda el agua ligada capilarmente y también la atribuible a la arcilla.

Tabla 5.6

N° de la muestra	Porosidad, (flotación) V/V	Porosidad, (de RMN) V/V	Permeabilidad al aire, con 2.000 lpc (md)	BFV, luego de desaturación V/V	Corte de T ₂ mseg	BFV, con un corte de 21 ms (V/V)	BFV <3 mseg V/V	Agua de arcillas (mineralogía) V/V
2	0,323	0,302	344	0,075	18	0,092	0,033	0,018
5	0,326	0,308	508	0,054	17	0,062	0,010	0,016
9	0,206	0,326	1,14	0,25	-	-	0,279	0,104
11	0,319	0,304	661	0,055	27	0,048	0,009	0,017
14	0,299	0,261	240	0,07	21	0,070	0,011	0,018
24	0,176	0,240	1,54	0,19	-	-	0,189	0,066

Propiedades de RMN medidas en seis muestras utilizando un campo débil de RMN con intervalos de eco de 0,16 y 0,4 mseg.

Aún con una sobrecarga de 2.000 lpc, los valores de permeabilidad son muy altos (Tabla 5.6). Además, se encuentran en condiciones sumamente diferentes a las del yacimiento, donde el petróleo fluye en presencia de un gran volumen de agua ligada. Por lo tanto, la permeabilidad se calculó a partir del CMR mediante la ecuación de Timur-Coates (ecuación (3), página 5-6)) con los parámetros predefinidos. En este caso, se determinó que dicha ecuación era más representativa que la ecuación (2), posiblemente debido al porcentaje elevado de microporosidad. En la zona superior, el promedio matemático de la permeabilidad es de 70 md y un ensayo de recuperación de presión dio como resultado un valor de $k=146$ md. La estimación del perfil resulta razonable, teniendo en cuenta que éste no se pudo calibrar con los núcleos.

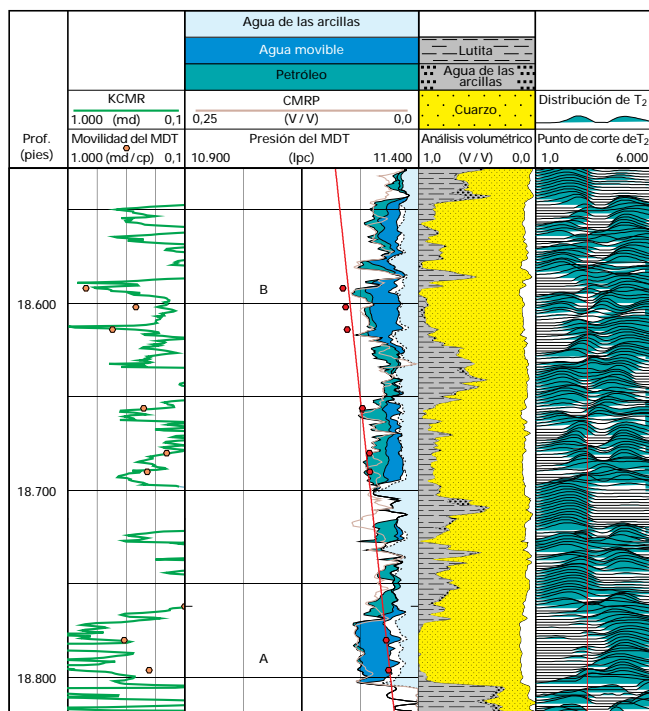
Conclusiones

El uso combinado del CMR con otros perfiles a hueco abierto, permitió predecir en forma correcta la producción de petróleo libre de agua en una zona de baja resistividad que, con un análisis "quicklook", presentaba un nivel de saturación de agua del 50%. De este modo se comprobó la eficacia de las pruebas realizadas en la zona y se establecieron pautas para la interpretación de zonas similares en otros pozos. El valor de permeabilidad basado en el CMR permitió efectuar una predicción adecuada de la permeabilidad del pozo.

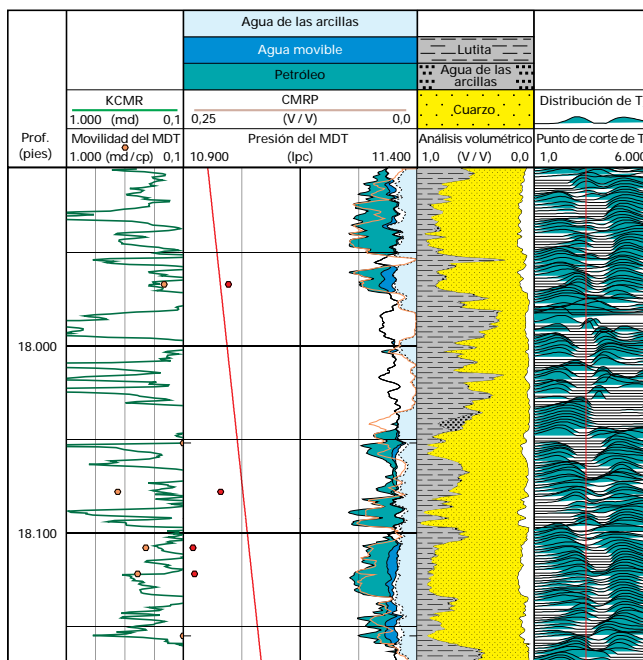
Las suposiciones fueron confirmadas y explicadas con el análisis de los núcleos. La espectroscopía de FT-IR y los análisis químicos sirvieron para determinar la mineralogía, y en consecuencia el modelo óptimo de interpretación de perfiles, así como los parámetros a utilizar. Las mediciones eléctricas establecieron la porosidad correcta y los exponentes de saturación. El análisis por RMN determinó los valores de corte utilizados en los volúmenes del agua ligada a los capilares y a las arcillas. Estos parámetros se pueden ahora aplicar con confianza a otros pozos de esta misma área, tanto en evaluaciones a hueco abierto de pozos nuevos como en evaluaciones de espectroscopía a través del revestidor en los pozos viejos.

La combinación de los datos de núcleos y perfiles, y la metodología de interpretación utilizada en este ejemplo, sirven como modelo para la interpretación de otras zonas productivas de baja resistividad provocada por un alto contenido de agua irreducible y de arcillas.

Figura 5.51 y 5.52



Invasión de filtrado del OBM en una zona de agua invadida, que muestra desplazamiento completo e incompleto del agua libre.



Invasión de filtrado del OBM en una zona de petróleo, que confirma que la saturación de la zona coincide con la saturación de agua irreducible.

En las zonas de hidrocarburos donde la saturación de agua es irreducible, el petróleo en sitio se ve desplazado por el petróleo del lodo y, generalmente, se establece que $S_w = S_{xo} = S_{wirr}$ (Fig. 5.50c). No obstante, en ciertos casos, resulta paradójico observar que $R_{xo} > R_t$, o sea que $S_w > S_{xo}$. Esta anomalía se produce cuando los surfactantes invaden la formación, cambiando la mojabilidad de los granos de arena (Lavigne, 1997). Afortunadamente, en este caso, las diferencias entre S_w y S_{xo} son pequeñas y, lo que es más importante, el mismo cambio de mojabilidad afecta a la S_{wirr} derivada de la medición de la

herramienta CMR. Luego, si S_{xo} es igual a la S_{wirr} derivada del CMR, pero a su vez es un poco menor que S_w , la zona todavía se encuentra a la saturación de agua irreducible y, por lo tanto, produce petróleo limpio.

En la Fig. 5.52 se observa un ejemplo, en el cual el agua desplazada a varios niveles refleja leves diferencias entre S_w y S_{xo} . Sin embargo, S_{xo} permanece casi idéntica a S_{wirr} , lo cual indica que la saturación de la zona coincide con la saturación de agua irreducible. Este intervalo fue perforado y produjo 400 barriles por día de petróleo sin corte de agua.

PERFILAJE DE FLUORESCENCIA

Desde hace más de 50 años, en los campos petrolíferos se utiliza la fluorescencia para la detección de petróleo crudo sobre los recortes y núcleos obtenidos durante la perforación. Este mismo método se sigue utilizando hoy en día, en parte, debido a que permite realizar la detección de hidrocarburos en forma directa. La fluorescencia se deriva de los componentes aromáticos de los crudos, tal como el benceno (Ralston et al., 1996). La intensidad y el color de la fluorescencia brindan información acerca de la distribución y el tipo de hidrocarburos presentes en las formaciones. Sin embargo, la escasa resolución vertical asociada con los recortes del hoyo, constituye una limitación importante del uso del perfilaje de fluorescencia en el control geológico del hueco. Según la profundidad y las condiciones de perforación, la resolución vertical podría llegar a los 5 m, y los recortes que se van mezclando de las secciones perforadas anteriormente no hacen más que disminuir la resolución al diluir la muestra más reciente. Hoy en día, este factor hace que el uso generalizado de la fluorescencia se vea restringido.

En el caso de los perfiles de fluorescencia, el tamaño natural de los elementos ópticos ofrece una resolución vertical muy alta, de alrededor de 1 cm. Esto constituye un avance importante respecto del análisis de los recortes, y debería permitir la detección precisa de las formaciones productivas. Por otra parte, si se realiza un análisis detallado de los cambios observados en las señales de fluorescencia según la profundidad, se puede obtener más información acerca de la naturaleza de los hidrocarburos y de las formaciones. Sin embargo, las técnicas de fluorescencia son cualitativas, por cuanto los crudos con diferente grado API fluorescen con diferentes intensidades y a distintas frecuencias—o color de la luz—(Downare and Mullins, 1995). Asimismo, la amplitud variable de la señal de

fluorescencia puede deberse a variaciones en el fluido del petróleo en la zona invadida, o bien a variaciones en el contacto de la ventana de observación, provocadas por rugosidades, distintos grados de remoción de los revoques, u otras causas. No obstante ello, la medición del espectro de fluorescencia contribuye a la identificación de las características de los hidrocarburos fluorescentes.

La principal aplicación comercial de los perfiles de fluorescencia consiste en resolver casos en los que los registros eléctricos arrojan resultados ambiguos. Por ejemplo, en casos problemáticos de zonas de baja resistividad o de agua dulce, la fluorescencia puede ayudar a distinguir el agua del petróleo. Por otra parte, las zonas sumamente laminadas pueden arrojar parámetros eléctricos promediados pero ambiguos, mientras que los perfiles de fluorescencia de alta resolución, son capaces de detectar la presencia de petróleo. Más aún, con la introducción de una medición física totalmente nueva en los hoyos, se generarán sin duda otras aplicaciones específicas. Para explorar esta nueva perspectiva será necesario contar con más experiencia en este aspecto.

Para determinar el grado de factibilidad de los perfiles de fluorescencia, se construyó un prototipo para una prueba de campo. Se anticipa que la experiencia obtenida con este prototipo en los primeros perfiles eléctricos de fluorescencia, será utilizada en el futuro para diseñar herramientas de perfilaje de fluorescencia más efectivas y más resistentes. En el diseño de la herramienta se deben tener en cuenta dos áreas principales: la óptica y la mecánica. Schlumberger es la empresa líder en tecnología óptica aplicada en los hoyos.

Figura 5.53



El prototipo de herramienta de perfilaje de fluorescencia saliendo de un pozo en la Patagonia, Argentina. Los cabezales ópticos que entran en contacto con la formación sobresalen de los extremos inferiores de los patines. La ventana del cabezal óptico dirigida hacia el observador emite una luz azul.

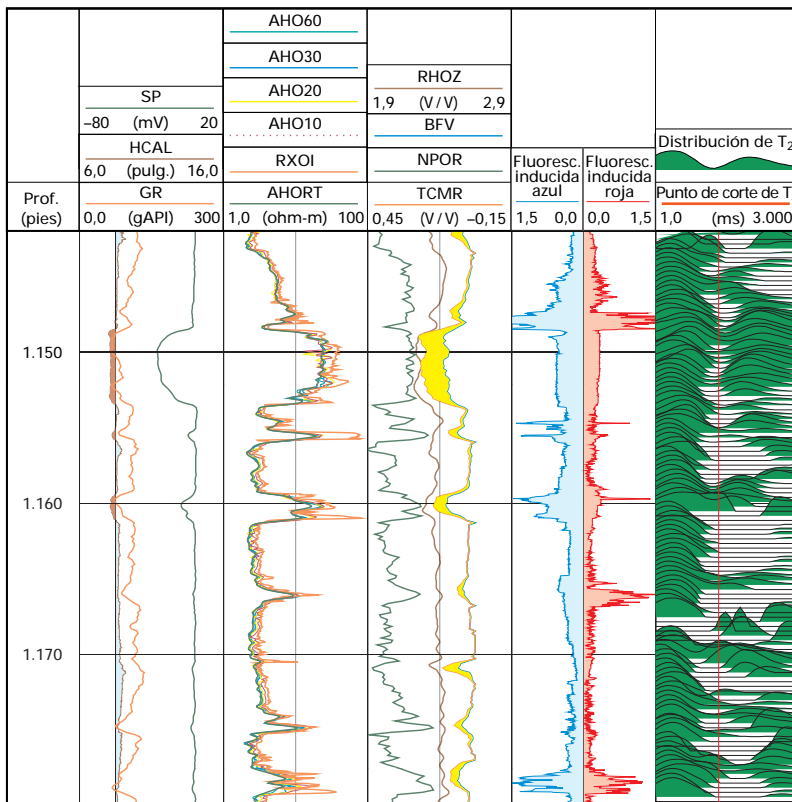
El primer servicio comercial de perfilaje óptico fue el OFA, que analiza el contenido de la línea de flujo del MDT, y permite determinar la cantidad de petróleo, de agua y, hasta cierto punto, de gas (Smits et al., 1993). Asimismo, a través de la colorimetría se puede distinguir entre un filtrado de lodo de OBM y el petróleo crudo. Los componentes ópticos empleados en el OFA son similares a los requeridos por la herramienta de Perfilaje de Fluorescencia FLT*. A pesar de que las ventanas de medición de la herramienta FLT están sujetas a un efecto de abrasión mayor que las de la herramienta OFA, se ha demostrado que se mantienen relativamente intactas.

Para el diseño óptico de la herramienta FLT, se han utilizado dos fuentes de luz de diferente longitud de onda, una de ellas mide la cantidad de fluorescencia inducida por la luz azul, mientras que la otra mide la cantidad de fluorescencia inducida por la luz roja. La información espectral obtenida de este modo permite la caracterización de los hidrocarburos fluorescentes. Por ejemplo, los petróleos muy livianos producen una fluorescencia

al azul muy marcada, pero muy débil al rojo. Como limitación en el diseño óptico, se puede mencionar la necesidad de construir sistemas ópticos de muy buen rendimiento para poder rechazar las fuentes de luz difractada dentro del canal de detección de fluorescencia. El tren óptico de fluorescencia utilizado en este caso proporciona un bloqueo óptico comparable con los espectrómetros utilizados para investigaciones en el laboratorio. Además de la detección de fluorescencia, para cada fuente luminosa se puede registrar la luz dispersa que refleja la pared del hoyo, como un indicador de la calidad del perfil. Si el cabezal óptico está en contacto sólo con lodo o revoque, la señal de luz dispersa tendrá muy poca variabilidad, mientras que si el cabezal óptico entra en contacto con las paredes del hoyo, se supone que se producirá una mayor variación. Por ejemplo, los calcáreos tienden a dispersar la luz con mayor intensidad que las lutitas.

La probabilidad de que el instrumento óptico entre en contacto con las paredes del hoyo depende del diseño mecánico, e implica superar problemas de revoque y rugosidad. Las características fundamentales del diseño mecánico se pueden inferir a partir de la Fig. 5.53, que muestra una imagen del prototipo de la herramienta de FLT, saliendo de un pozo, después de terminar un trabajo de perfilaje al amanecer, en la Patagonia, Argentina. Cuatro patines proporcionan la medición de fluorescencia, dos de ellos para la fluorescencia al azul y los otros dos para el rojo; de esta manera se obtienen mediciones redundantes, que permiten realizar ensayos comparativos de las diferentes cabezas ópticas. Si se observa con atención la Fig. 5.53, se advierte que los cabezales ópticos sobresalen de la sección inferior de los patines, mientras que la ventana de los patines dirigidos hacia el observador emite la luz azul. El área de contacto de la herramienta con la pared del hoyo no es el área del patín, sino sólo la cara del cabezal óptico que es bastante pequeña.

Figura 5.54



Perfil de fluorescencia junto con perfiles de PEX y CMR de un pozo en la Patagonia. En los canales de fluorescencia roja y azul, se observa una señal variable (petróleo) en las zonas de baja permeabilidad y una señal de magnitud intermedia, constante con la profundidad, en las zonas de alta permeabilidad.

Esta pequeña área de contacto junto con las fuerzas normales de los patines produce intensas presiones aplicadas, necesarias para cortar a través del revoque y—en casos favorables—a través de la roca misma. Es posible que los futuros prototipos de perfiles de fluorescencia utilicen diseños mecánicos muy diferentes; sin embargo, este primer prototipo constituye un buen punto de partida. En la Fig. 5.54 se observa un ejemplo de perfil obtenido con la herramienta FLT, en una prueba de campo efectuada en la Patagonia. Además de esta herramienta, se bajaron las herramientas PEX y CMR, con las cuales se obtuvieron buenos parámetros de comparación. El potencial espontáneo (SP) en la Pista 1, y la inducción y las curvas de resistividad del MCFL, que se observan en la Pista 2, permiten distinguir claramente las zonas permeables. La Pista 3 presenta los datos de porosidad del PEX y del CMR; en este caso, la porosidad del fluido libre del CMR aparece en amarillo. En la Pista 4 se

observan las curvas del FLT, que muestran el nivel de energía de fluorescencia al azul (curva azul) y al rojo (curva roja).

La variación substancial de la señal de fluorescencia indica que el contacto óptico se ha establecido con la pared del hoyo. Los hidrocarburos fluorescentes exhiben fluorescencia al rojo y azul, lo cual indica que se trata de hidrocarburos bastante pesados. En otros pozos (en el Oeste de Texas, por ejemplo), se han observado crudos que exhiben mayor fluorescencia al azul que al rojo, puesto que se trata de petróleos livianos.

En ambos canales, el rojo y el azul, la señal de fluorescencia ocurre en dos formas diferentes; a ciertas profundidades, la señal de fluorescencia es muy grande y muestra una variación substancial de la magnitud de la señal con la profundidad. Estas zonas muestran baja permeabilidad en los perfiles CMR y PEX. En otras zonas del hoyo, la señal de fluorescencia es algo menor, y casi constante con la variación de profundidad. En estas zonas, tanto el CMR como el PEX indican alta permeabilidad. Una explicación coherente con estos resultados es que cuando se produce la invasión de las zonas permeables, se lava el crudo y se reduce la señal de fluorescencia. Sin embargo, las areniscas son relativamente uniformes, por lo cual la señal de fluorescencia se mantiene casi constante con la profundidad. Las zonas de baja permeabilidad pueden estar formadas por secuencias de lutitas y areniscas finamente laminadas. En estas areniscas de baja permeabilidad, los hidrocarburos no son barridos, y la medición no se ve afectada por los revoques, por lo cual la señal de fluorescencia es alta. Sin embargo, las lutitas laminadas no fluorescen mucho, lo que resulta en una señal de fluorescencia altamente variable con la profundidad. En este ejemplo no sólo se ilustra la detección de los hidrocarburos, sino cierta caracterización de los mismos gracias a la fluorescencia continua, así como también toda la información acerca de las formaciones que aporta el perfil de fluorescencia.

Es interesante destacar que la reducción de la fluorescencia resulta mayor para el rojo que para el azul. Es posible que esto se deba a que los petróleos contenidos en las dos arenas son diferentes, aunque también puede obedecer al hecho de que la arena superior tiene un mayor contenido de lutitas. En este pozo existen diversos tipos de capas de lutitas; las lutitas de baja resistividad se encuentran entre 2.665 y 2.600 pies, y casi no presentan fluorescencia, ni al rojo ni al azul (las señales en estas zonas corresponden a una "línea base" de fluorescencia). De la misma forma, en las lutitas de baja resistividad a 2.490 y 2.520 pies, la señal es muy débil. Por el contrario, la sección de areniscas arcillosas de alta resistividad comprendidas entre 2.590 y 2530 pies, presenta un alto nivel de fluorescencia al rojo, que se relaciona en forma general con las variaciones de resistividad. Sin embargo, la fluorescencia al azul se mantiene positiva y relativamente invariable. Es posible que la arena superior, hasta cierto punto, las lutitas de alta resistividad contengan una cierta cantidad de petróleo con fluorescencia al azul.

En este ejemplo, tomado de un campo de Venezuela, los perfiles de fluorescencia sirvieron para obtener información adicional sobre las formaciones, además de detectar intervalos con presencia de hidrocarburos.

Conclusión

La aplicación de la fluorescencia en la industria petrolera se ha utilizado desde hace mucho tiempo y mantiene su plena vigencia. Muchos sueñan con poder obtener un perfil de fluorescencia continua y se está trabajando sobre ello. La probabilidad y el potencial de los perfiles de fluorescencia resultan evidentes en los ejemplos de campo presentados. Su desarrollo se encuentra todavía en una etapa inicial; habrá que determinar la verdadera utilidad de estos elementos para los usos específicos, lo cual puede depender de las condiciones locales y del hoyo. Schlumberger se propone seguir trabajando en este aspecto con la intención de mejorar la robustez de las mediciones e incrementar la utilidad de los perfiles de fluorescencia.

AUTORES Y COLABORADORES

Este capítulo fue escrito por V.Patel (BP de Venezuela), E.Decoster, A.Douglas, R.Chambers, O.Mullins, Xu Wu, M.Kane, P.Rabbito, T.Terabayashi, N.Itagaki y J.Singer

con la contribución de D.Flores, J.C.Porras y A.Di Massimo (Corpoven), A.Lamus, C.Curtis y T.Clancy (Petrozuata), O.Ortiz, A.Khayan y R.Sanseviero,

y la autorización de Corpoven, Maraven, Petrozuata, BP de Venezuela e YPF para publicar datos de sus pozos.

REFERENCIAS

General

The Log Analyst, 1996, volume 37, No. 6 (November-December):

Kleinberg, R.L., and Vinegar, H.J., NMR properties of reservoir fluids, pp 20-32.

Akkurt, R., Vinegar, H.J., Tutunjian, P.N., Guillory, A.J., NMR logging of natural gas reservoirs, pp 33-42.

Akkurt, R., Prammer, M.G., Moore, M.A., Selection of optimal acquisition parameters for MRIL logs, pp 43-52.

Morriss, C.E., Deutch, P., Freedman, R., McKeon, D., Kleinberg, R.L., Operating guide for the combinable magnetic resonance log, pp 53-60.

Prammer, M.G., Drack, E.D., Bouton, J.C., Gardner, J.S., Measurements of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance, pp 61-69.

The Log Analyst, 1997, volume 38, No. 2 (March-April):

Kenyon, W.E., Petrophysical principles of applications of NMR logging, pp 21-43.

Morriss, C.E., Freedman, R., Straley, C., Johnston, M., Vinegar, H.J., Tutunjian, P.N., Hydrocarbon saturation and viscosity estimation from NMT logging in the Belridge diatomite., pp 44-59.

Chang, D., Vinegar, H.J., Morriss, C.E., Straley, C., Effective porosity, producible fluid, and permeability in carbonates from NMR logging, pp 60-72.

Horkowitz, J.P., Clerke, E.A., Hartman, D.E., Vinegar, H.J., Coates, G.R., Residual oil saturation measurements in carbonates with pulsed NMR logs, pp 73-83.

Straley, C., Rossini, D., Vinegar, H.J., Tutunjian, P., Morriss, C.E. Core analysis by low-field NMR, pp 84-94.

Oilfield review, Summer 1997, p. 34-57.

Detección de bitumen y evaluación de la permeabilidad en el Norte de Monagas

Winkler, K.W., Liu, H.L., and Johnson, D.L., 1989, Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory, Geophysics, p. 66-75.

Martínez, O., Flores, D., and Singer, J., 1990, Prediction of fluid mobility from Stoneley energy in Eastern Venezuela, Schlumberger Doll Research Centre Symposium.

Identificación de capas de gas y bitumen con herramientas de RMN

Herron, M. M., 1987, Estimating the intrinsic permeability of clastic sediments from geochemical data, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts Conference, London, 29 June - 2 July.

Jiménez, F., Di Massimo, A., and Peretti, F., 1997, Resonancia magnética, la introspección futurista de la petrofísica en el Norte de Monagas, paper EF-12, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, XI Jornadas Técnicas de Petróleo en Maturín, Monagas, Feb 19-22.

Evaluación de la Faja del Orinoco

Everett, R. V., Herron, M., Pirie, G., Schweitzer, J., and Edmundson, H., 1985, Orinoco Belt case study results on a single well—MFM-75, SPE Paper 14176, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Las Vegas, Nevada, U.S.A., September.

Muestreo de fluidos de yacimientos

Morris, C. W. and Sonnier, B., 1991, Evaluation of reservoir fluids using formation tester tool samples, SPE Paper 22129, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Anchorage, Alaska.

Schlumberger Oilfield Services 1996, Wireline Formation Testing and Sampling.

Felling, M.M., Morris, C.W., 1997, Characterization of in-situ fluid responses using optical fluid analysis, SPE 38649, presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 5-8.

Predicción del corte de agua en una arena con bajo contraste de resistividad

McKeon, D.C. and Scott, H.D. (1988) "SNUPAR—A nuclear parameter code for nuclear geophysics applications," Nuclear Geophysics, vol. 2, no. 4, pp. 215-230.

Matteson, A. and Herron, M.M. (1993), "Quantitative mineral analysis by Fourier Transform infrared spectroscopy", presented at the 1993 Society of Core Analysts Conference, Houston, paper 9308.

Ellis, D.V., (1987) "Well logging for earth scientists", Elsevier, New York, p 532.

Identificación de zonas productivas en pozos con lodos a base de petróleo

LaVigne, J., Barber, T., Bratton, T., 1997, Strange invasion profiles: what multiarray induction logs can tell us about how oil-based mud affects the invasion process and wellbore stability, Paper B, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 38th Annual Logging Symposium, Houston, Texas, June 15-18.

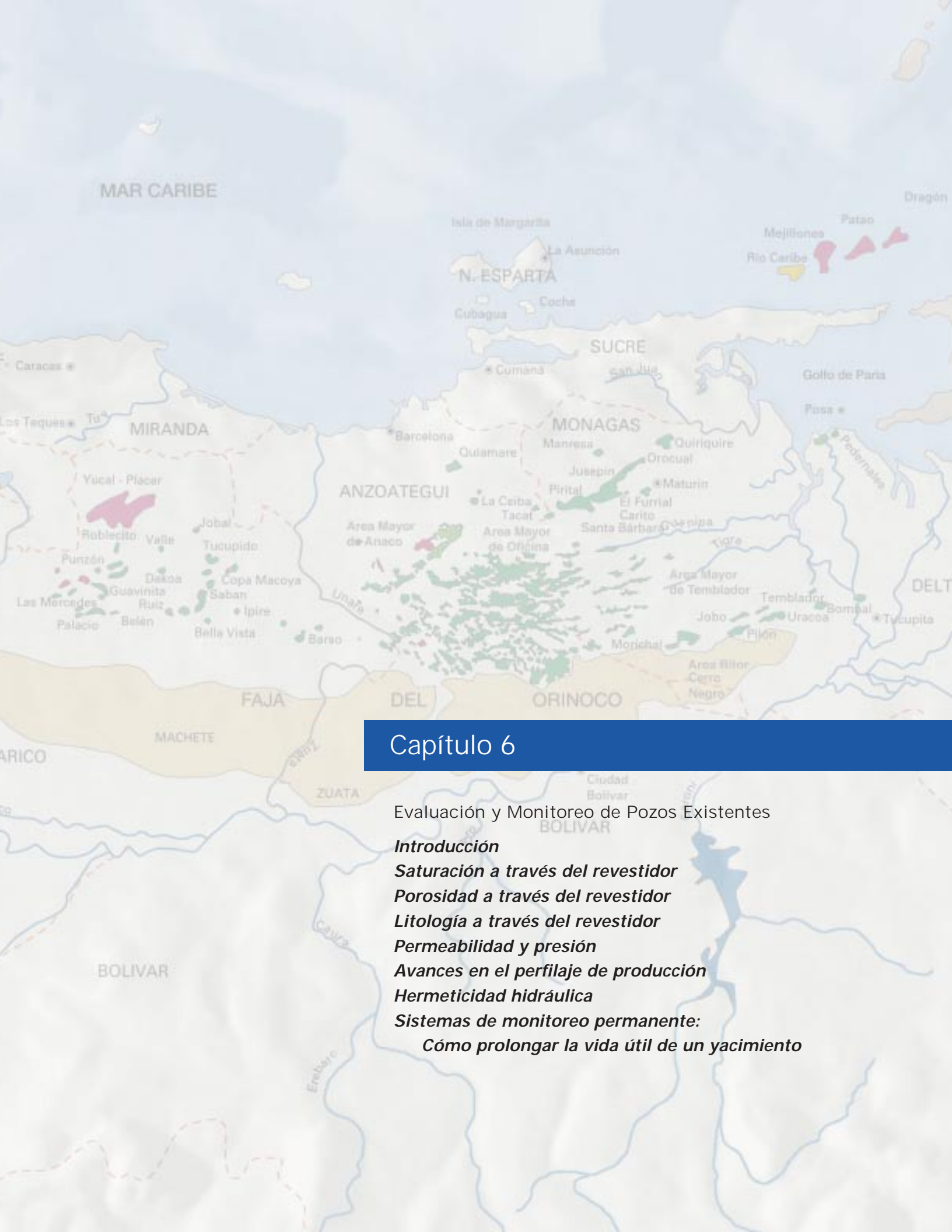
Perfilaje de fluorescencia

Ralston, C.Y., Wu, X., and Mullins, O.C., 1996, Quantum yields of crude oils, Applied Spectroscopy 50, p. 1563.

Downare, T.D. and Mullins, O.C., 1995, Visible and near-infrared fluorescence of crude oils, Applied Spectroscopy 49, p. 754.

Smits, A.R., Fincher, D.V., Nishida, K., Mullins, O.C., Schroeder, R.J., and Yamate T., 1993, In-situ optical fluid analysis as an aid to wireline formation sampling, Society of Petroleum Engineers, Paper 26496.





MAR CARIBE

Isla de Margarita
La Asunción
N. ESPARTA
Cubagua
Coche

Mejillones
Patao
Río Caribe

Caracas
Los Teques
MIRANDA
Yucal - Pácar
Roblecito
Valle
Jobal
Tucupido
Punzón
Las Mercedes
Palacio
Belén
Dakoa
Guavinita
Ruiz
Copa Macoya
Saban
Ipire
Bella Vista
Barso

SUCRE
Cumaná
Barcelona
Quiamare
ANZOATEGUI
Area Mayor de Anaco
Area Mayor de Oficina
La Ceiba
Tacat
Unare

MONAGAS
Manresa
Josepin
Piritál
Santa Bárbara
Maturín
Orocual
El Furrial
Carito
San Juan
Cagua
Tigre
Area Mayor de Temblador
Temblador
Jobo
Morichal
Pijón
Area Bitor Cerro Negro
Golfo de Paria
Fosa
Pedernales
Bombal
Tucupita

FAJA
MACHETE

DEL
ORINOCO
ZUATA

BOLIVAR
Erebara

Capítulo 6

Evaluación y Monitoreo de Pozos Existentes

Introducción

Saturación a través del revestidor

Porosidad a través del revestidor

Litología a través del revestidor

Permeabilidad y presión

Avances en el perfilaje de producción

Hermeticidad hidráulica

Sistemas de monitoreo permanente:

Cómo prolongar la vida útil de un yacimiento

INTRODUCCION

Un factor clave para mejorar la producción de pozos viejos, es la correcta evaluación de la condición de los mismos. A pesar de que muchos datos se pueden inferir a partir de las mediciones de superficie, del estudio de la historia de producción y del conocimiento general del campo, existen muchas ambigüedades que sólo se pueden resolver examinando el estado del pozo. Esto resulta especialmente cierto en la gran cantidad de pozos que producen de diferentes zonas; en los pozos horizontales con tramos laterales largos completados a hueco abierto, o los pozos que atraviesan varios yacimientos. En este capítulo se describen las técnicas empleadas para la evaluación en sitio de los pozos viejos, y se muestra cómo los avances de la tecnología han permitido realizar progresos considerables en este aspecto.

El primer paso consiste en entender el estado del yacimiento alrededor del pozo. La principal preocupación son los fluidos. En los pozos viejos, por lo general, se dispone de datos limitados, por lo que también se hace necesario determinar la litología y la porosidad. Si bien todo esto se ha podido realizar, desde hace varios años, mediante el uso de la espectroscopía nuclear y otras técnicas, recientemente se han logrado dos nuevos adelantos. El primero de ellos es un importante aumento de la precisión. Esto es consecuencia de las mejoras introducidas en las herramientas y el mejoramiento de las caracterizaciones de las rocas y minerales mediante mediciones de laboratorio. El segundo adelanto está dado por el desarrollo de herramientas de diámetro reducido, que pueden operar a través de la tubería de producción.

En las tres primeras secciones de este capítulo se trata la evaluación de la saturación de agua, la determinación de la litología y la estimación de la porosidad, y se presentan ejemplos.

Un buen manejo de los yacimientos requiere el conocimiento de dos importantes propiedades dinámicas: la permeabilidad y la presión de cada capa; propiedades que se pueden obtener en forma directa a través de pruebas especiales, o bien, en forma indirecta, a partir de registros y de correlaciones con pozos nuevos.

Desde su invención, el perfilaje de producción se basó en el molinete para obtener la velocidad del fluido y el gradiomanómetro para determinar la fracción del volumen de la tubería ocupada por cada fase ("hold-up"). Las dificultades de estos métodos son bien conocidas, en particular en los casos de flujo bifásico o trifásico y en los pozos inclinados. En el caso de los pozos horizontales, los problemas resultan insuperables para estas técnicas convencionales. Pero hoy en día, debido al auge de los pozos horizontales, a los estudios de laboratorio y a los avances tecnológicos, se ha desarrollado una nueva variedad de sensores de perfilaje de producción, que son capaces de obtener el "hold-up" trifásico y el flujo bifásico, con cualquier desviación del pozo, y pronto se podrá calcular también el flujo trifásico en forma cuantitativa. En la sección 5 se describen estas nuevas técnicas y se muestra cómo se pueden utilizar, por sí solas o en conjunto, para evaluar el flujo con cualquier desviación del pozo.

Es importante contar con una buena hermeticidad hidráulica dentro del pozo y conocer el estado actual de la misma. Esto tiene particular importancia en los pozos viejos, puesto que el cemento y el revestidor se pueden deteriorar, y no siempre se conocen los métodos utilizados originalmente para realizar la completación del pozo. En la sección 6 se describen las técnicas acústicas modernas, que permiten obtener información detallada sobre la calidad del cemento y del revestidor en una amplia gama de condiciones.

El futuro estará en los sensores permanentes, debido a su capacidad de monitorear en forma continua el estado de los pozos y del yacimiento más allá de la pared del hoyo. Hoy en día, la única medición que se realiza con sensores permanentes es la presión dentro del pozo. Existen varios ejemplos—de muchas partes del mundo—que demuestran las ventajas de estos sensores, no sólo por razones de logística, sino también con respecto a un mejor manejo del yacimiento. En este capítulo se presenta también una visión conceptual de los desarrollos futuros.

SATURACION A TRAVES DEL REVESTIDOR

La producción de los pozos viejos se ve afectada por el agotamiento natural de los yacimientos y por el avance del frente de agua en yacimientos bajo recuperación secundaria por inyección de agua. En estos casos, el aumento del corte de agua en los pozos productores puede convertirse rápidamente en algo incontrolable y, por lo tanto, constituye una de las preocupaciones más importantes de los operadores.

Los perfiles de producción, tales como los registros de flujo y de gradiomanómetro, ayudan a diagnosticar algunos de los problemas existentes. Estos registros describen el comportamiento del flujo de los fluidos (tasa de producción y tipo de fluido), para cada intervalo abierto. Sin embargo, las reparaciones de los pozos basadas sólo en este tipo de información, con frecuencia han probado ser soluciones de corto plazo. Esto se debe a que dichas mediciones no indican lo que está ocurriendo en la formación. Un ejemplo típico: ¿cuál es la causa de la producción de agua: conificación, irrupción del frente de agua o invasión? Por ejemplo, el sello de los niveles productores de agua mediante operaciones de cementación forzada puede reducir el corte de agua sólo por un cierto tiempo. Si el agua encontrara una salida alternativa, podría fácilmente alcanzar otros intervalos cañoneados. Para poder realizar un diagnóstico más detallado del problema, se requiere información adicional, en especial, los valores actuales de saturación de agua dentro de la formación. Esta información debe entonces obtenerse a través del revestidor.

En la actualidad, existen equipos multidisciplinarios que se dedican a mejorar la producción, en los pozos existentes (Capítulo 7-2). Una manera obvia de conseguir este objetivo consiste en la identificación de zonas con petróleo inadvertido ("bypassed oil"). En estos casos, también es necesario obtener la saturación de agua a través del revestidor.

En la primera sección se describirán las técnicas nucleares utilizadas por las herramientas de perfilaje para derivar la saturación de agua a partir de mediciones efectuadas a través del revestidor. Estas técnicas se ilustrarán con ejemplos de yacimientos del Distrito de Tía Juana y del campo El Furrial.

Registros de captura y dispersión inelástica

En la actualidad se utilizan dos mecanismos de reacción nuclear para obtener la saturación de agua a través del revestidor: Captura de Neutrones (PNC) y Dispersión Inelástica (IS). En el futuro, también será posible realizar mediciones continuas de resistividad a través del revestidor, si bien por el momento, se encuentran en una etapa de experimentación.

La herramienta de Control de Saturación (RST*) utiliza ambas técnicas de perfilaje, Captura de Neutrones (PNC) y Dispersión Inelástica (IS) (véase el recuadro de la herramienta RST, página 6-11). El generador de neutrones, o minitrón, efectúa un doble bombardeo de neutrones para los registros PNC (conocido también como modo sigma) y un único bombardeo de neutrones para los registros IS (conocido como modo inelástico o modo carbono/oxígeno).

Los neutrones de alta energía emitidos en el modo sigma, pierden energía a medida que se alejan del minitrón, y cuando alcanzan el nivel de energía termal, son capturados por los núcleos presentes en la roca o el fluido de formación. La tasa de decaimiento de la población de neutrones termales se caracteriza por su tiempo de decaimiento, τ . Dado que el cloro es un absorbente muy eficiente de neutrones, el tiempo de decaimiento en una formación es función del volumen y la salinidad del agua contenida en la misma.

El parámetro realmente utilizado en petrofísica no es el tiempo de decaimiento de la formación, sino su sección de captura efectiva, Σ . Se relaciona con el tiempo de decaimiento a través de la siguiente expresión:

$$\tau = \frac{4,545}{\Sigma} \quad (1)$$

La expresión de Σ para una formación compuesta es una combinación lineal de la contribución de cada uno de los componentes sólidos y fluidos. En el caso general de una formación arcillosa y porosa que contiene hidrocarburo y agua, el valor de Σ_f es:

$$\Sigma_f = (1 - V_{cl} - \phi)\Sigma_{ma} + V_{cl}\Sigma_{cl} + \phi\Sigma_w S_w + \phi(1 - S_w)\Sigma_h \quad (2)$$

donde ϕ es la porosidad de la formación; V_{cl} es el volumen de la arcilla; S_w es la saturación de agua; y Σ_{ma} , Σ_{cl} , Σ_w , y Σ_h son las secciones de captura efectivas de la matriz de la roca, de la arcilla, del agua y del hidrocarburo, respectivamente.

El valor de Σ_{cl} se obtiene con gráficos de coordenadas x-y. La determinación de Σ_{ma} requiere el conocimiento de la litología. Esta información, al igual que la porosidad y el volumen de arcilla, se derivan generalmente de la evaluación de un perfil obtenido a hueco abierto. Sin embargo, es frecuente que los datos sean insuficientes, especialmente en los pozos viejos. Dado que la herramienta RST puede identificar los componentes más importantes de la roca, es posible utilizarla en esas condiciones para obtener el volumen de arcilla y la litología (véase página 6-20). El RST también puede suministrar una medición del índice de hidrógeno, o porosidad neutrónica (página 6-13).

Debido a la presencia del hoyo, la tasa de decaimiento medida en modo PNC es una combinación del sigma de la formación (Σ_f) y del sigma del hoyo (Σ_{bh}). Dado que el RST tiene dos fuentes emisoras de neutrones, es posible separar ambos componentes del decaimiento y obtener (Σ_f) y (Σ_{bh}).

La expresión para S_w se puede obtener a partir de la ecuación (2):

$$S_w = \frac{(\Sigma_f - \Sigma_{ma}) - \phi(\Sigma_h - \Sigma_{ma}) + V_{cl}(\Sigma_f - \Sigma_{ma})}{\phi(\Sigma_w - \Sigma_h)} \quad (3)$$

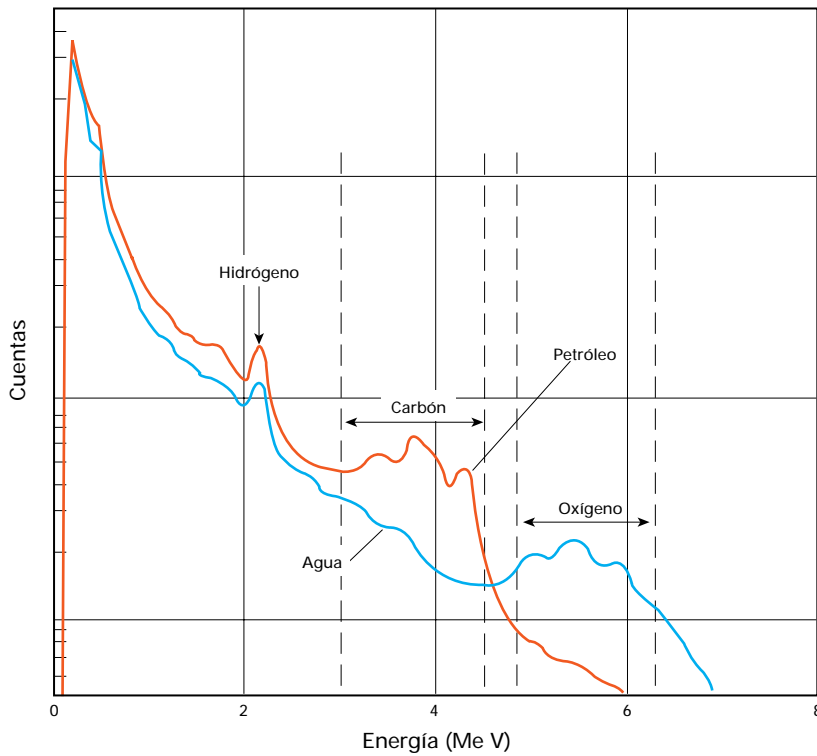
Se dispone de gráficos para determinar Σ_w y Σ_h (gráficos de Interpretación de Registros de Schlumberger, 1997). El valor de Σ_w está directamente relacionado con la salinidad del agua y su valor varía de 20 u.c. (unidades de captura) para agua dulce a más de 120 u.c. para agua totalmente saturada en sal. Para el petróleo, Σ_h varía entre 18 y 22 u.c. y permanece por debajo de 17 u.c. para el gas.

La cantidad $\phi(\Sigma_w - \Sigma_h)$, en el denominador de la ecuación (3), indica que el perfilaje PNC requiere que haya suficiente contraste entre Σ_w y Σ_h . Por lo tanto, el agua debe ser salada y su salinidad debe conocerse a los efectos de evaluar Σ_w . Si bien no existe un límite estricto, por lo general se considera que cuando ϕ es menor que 10 unidades de porosidad (u.p.) y la salinidad del agua es inferior a 30.000 ppm, el contraste no resulta suficiente.

Estas condiciones no se dan generalmente en yacimientos donde la producción se mantiene mediante programas de inyección de agua. El agua de formación resultante—una mezcla de agua de inyección y agua connata—tiene una salinidad variable y, generalmente, su valor es bajo. Asimismo, en la mayoría de los yacimientos de Venezuela, la salinidad del agua connata no se encuentra dentro de los límites requeridos.

En estos medios tan complejos, el registro IS es la técnica alternativa. Este mide los rayos gamma resultantes de la interacción inelástica de neutrones (alta energía) con los núcleos presentes en la formación. El procesamiento espectral se utiliza para extraer las cuentas de rayos gamma del espectro inelástico.

Figura 6.1



Espectros de RST obtenidos en tanques de petróleo y de agua. Se indican las ventanas amplias de energía utilizadas alrededor de la región donde predominan las cuentas de C y O.

Las contribuciones relativas de núcleos de carbono (C) y oxígeno (O) se relacionan con los volúmenes de petróleo y agua en la formación, y las cuentas de C y O observadas se utilizan para determinar S_w . El registro IS no es apropiado para obtener S_w en los yacimientos de gas debido a que la concentración de carbono en el gas es extremadamente baja.

En la práctica se utiliza la relación de las cuentas de carbono y oxígeno (COR) en vez de las cuentas independientes de C y O, ya que dicha relación reduce las variaciones debidas a cambios en el tamaño del hoyo y del revestidor, a variaciones de la porosidad, y a otros efectos ambientales.

La ecuación para convertir COR a S_w es (Scott H.D., 1991):

$$COR = \frac{Y_C}{Y_{Ox}} = \frac{\begin{matrix} \text{Matriz} & \text{Fluido} & \text{Fluido} \\ \text{+ cemento} & \text{de formación} & \text{del pozo} \end{matrix} \frac{K_{C1} + K_{C2}\phi(1-S_w) + K_{C3}(1-y_w)}{K_{Ox1} + K_{Ox2}\phi S_w + K_{Ox3}y_w}}{\quad} \quad (4)$$

Los coeficientes K representan las sensibilidades a C y O respectivamente. El primer término expresa la contribución de la matriz y del cemento alrededor del revestidor, el segundo indica la contribución del petróleo o el agua de la formación y el último corresponde al petróleo o agua del pozo. La variable y_w representa la fracción del volumen de agua contenido dentro del pozo. Los valores para los coeficientes K provienen de una amplia base de datos construida a partir de mediciones de laboratorio, la que contiene un extenso rango de datos del medio ambiente del pozo, de la litología de la formación y de la porosidad. Para calcular estos valores se deben conocer la litología, la porosidad, el tamaño del pozo y los diámetros interno y externo del revestidor.

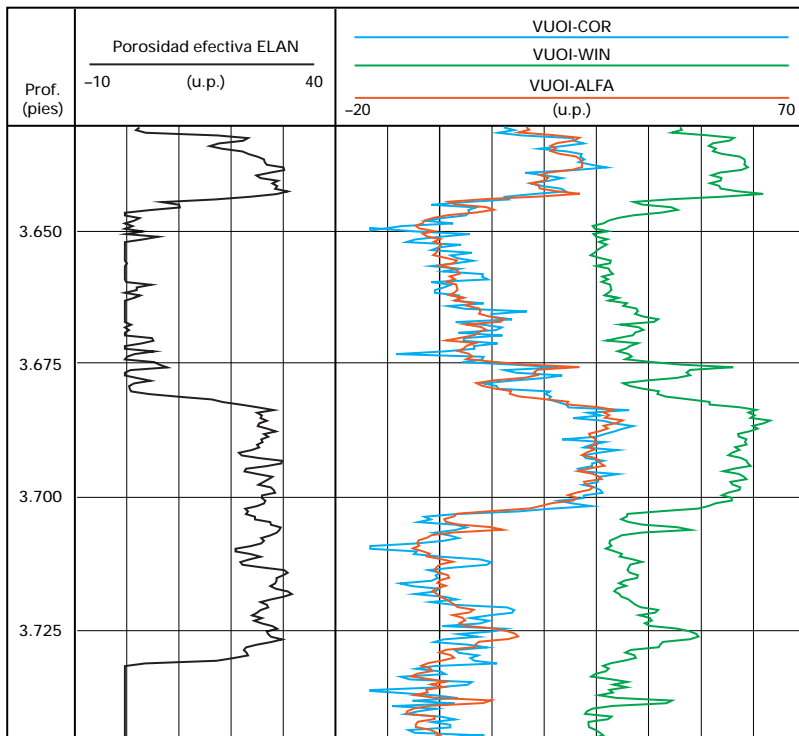
Los detectores del RST de 1 1/8 pulgadas son igualmente sensibles a los fluidos del pozo y a la formación. Por lo tanto, es necesario conocer la composición del fluido del pozo, o medirla independientemente por otro medio. Una vez conocido el valor de y_w , la ecuación (3) puede resolverse para el volumen del agua (ϕS_w) y el volumen de petróleo ($\phi[1-S_w]$) utilizando el detector lejano o cercano por separado, o en forma combinada. Debido al blindaje de los detectores en el RST de 2 1/2 pulgadas, existe un contraste bien marcado entre las señales del detector cercano y el lejano. La ecuación (4) se puede entonces escribir para ambos detectores, y con ese sistema de dos ecuaciones, se puede resolver S_w e y_w .

Procesamiento "alfa"

Las incertidumbres estadísticas afectan el procesamiento espectral, por lo que se requiere una velocidad de perfilaje muy baja para asegurar la adquisición de suficientes rayos gamma.

Otro enfoque utiliza ventanas amplias de energía en el espectro de los rayos gamma, alrededor de la región donde predominan las cuentas de carbono y oxígeno (Fig. 6.1).

Figura 6.2



El procesamiento alfa da como resultado un valor exacto del volumen de petróleo, con pocas variaciones estadísticas.

Este método ofrece una mejor precisión estadística pero tiende a influir la interpretación, ya que las ventanas, además de representar el carbono y el oxígeno, también están fuertemente afectadas por otros elementos presentes en la formación, y por los rayos gamma inducidos por la misma herramienta. En consecuencia, la relación entre las ventanas de carbono y de oxígeno depende mucho de los efectos ambientales, especialmente de los efectos del hoyo, tales como ensanchamientos del mismo y la hermeticidad del cemento.

Para mejorar la precisión estadística sin perder exactitud, se utiliza un método llamado “procesamiento alfa” que combina las ventanas de energía y el procesamiento espectral. Este método permite obtener una exactitud comparable a la relación de cuentas C/O y una precisión comparable a la relación entre las ventanas correspondientes al carbono y el oxígeno.

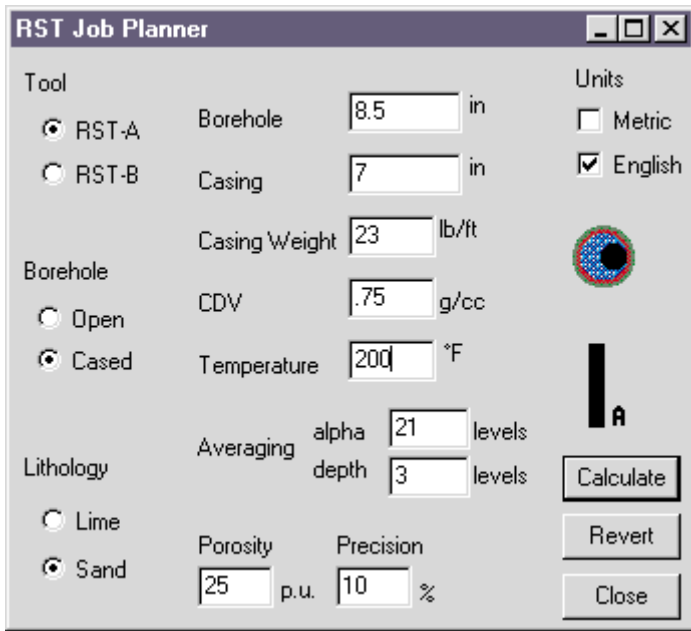
La Fig. 6.2 corresponde a un ejemplo que ilustra la porosidad de la formación con el volumen del petróleo calculado a partir de las relaciones entre las cuentas (VUOI-COR) y las relaciones de las ventanas de energía (VUOI-WIN); y con el mismo volumen resultante del procesamiento alfa (VUOI-ALFA). Los valores VUOI-WIN exhiben substancialmente menos variaciones estadísticas que los VUOI-COR, y ambas cantidades se correlacionan. Los valores de VUOI-WIN no son precisos. Por otra parte, sus valores son de hasta 30 u.p. mayor que el de la porosidad definida por otros medios. Por otra parte, los valores VUOI-COR coinciden con los valores de la porosidad cuando el espacio poroso está ocupado por petróleo.

El resultado del procesamiento alfa da un volumen exacto (los valores VUOI-ALFA poseen el mismo valor promedio que los VUOI-COR), con una mejor precisión estadística (las variaciones estadísticas en los valores de VUOI-ALFA son equivalentes a las observadas en los valores de VUOI-WIN).

Precisión y planificación de la operación

Contrariamente a la mayoría de las herramientas de perfilaje, no existe una velocidad de perfilaje establecida para correr la herramienta RST en el modo C/O. La velocidad está determinada por los objetivos de la compañía operadora y, en especial, por la precisión estadística requerida para la computación de la saturación de agua, S_w . Para mejorar la precisión estadística, es necesario que el detector reciba un mayor número de cuentas, lo cual implica una velocidad de perfilaje menor. El número de cuentas depende también de las condiciones ambientales en que se encuentra la herramienta, tales como la geometría del hoyo y del revestidor, así como también de la porosidad de la formación.

Figuras 6.3a y 6.3b



Planificador de tareas de la herramienta RST. Ventana de entrada de datos.



Planificador de tareas de la herramienta RST. Ventana de resultados.

revestidor, el peso del revestidor, el valor de la densidad del carbono y el petróleo de la formación, la porosidad promedio de la formación y la temperatura de fondo. Asimismo, se requieren los parámetros del procesamiento, tales como la longitud de la ventana del procesamiento alfa y la longitud del filtro vertical. Por último, se ingresa la precisión de la saturación de agua deseada.

A la izquierda de la ventana de la Fig. 6.3b se repiten todos estos datos, mientras que a la derecha aparece la velocidad de perfilaje calculada, tanto para pozos llenos de agua como para pozos llenos de petróleo. Conviene destacar la mayor velocidad de perfilaje obtenida cuando se selecciona el uso del procesamiento alfa. Este procesamiento no es compatible con mediciones estacionarias del RST. Por lo tanto, el uso de este procesamiento requiere perfilajes continuos. Esto permite obtener resultados de la misma calidad y en menor tiempo que con el perfilaje con mediciones estacionarias.

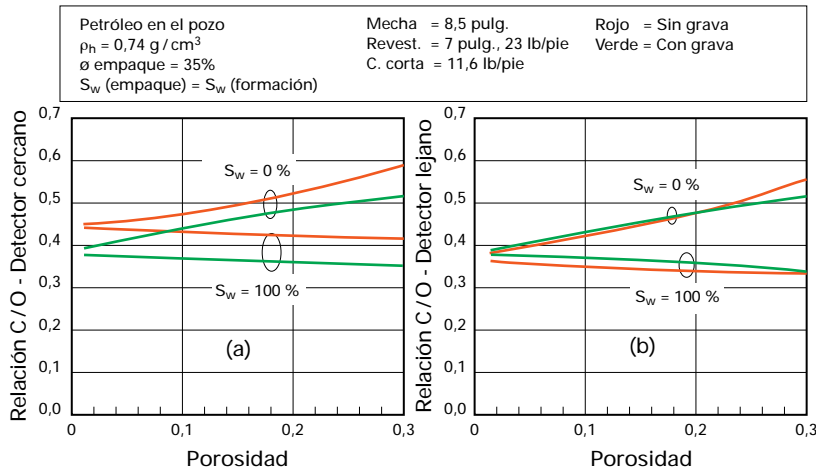
Las velocidades de perfilaje se calculan para dos grados de confiabilidad distintos con respecto a la precisión estadística de S_w requerida. Por ejemplo, en la primera columna de la Fig. 6.3b se muestra la velocidad de perfilaje necesaria para lograr una precisión de 10 unidades de saturación (u.s.), con una desviación estándar. En la segunda columna de la misma figura, se muestra dicha velocidad para dos desviaciones estándares. El primer valor implica que el 68% de los valores medidos será de ± 10 u.s., mientras que el segundo significa que el 95% será de ± 10 u.s.

Las velocidades de registro de la herramienta RST oscilan entre 100 pies/hr y 200 pies/hr. Por lo tanto, una velocidad efectiva de 20 pies/hr requiere cinco carreras a 100 pies/hr o 10 carreras a 100 pies/hr. El número frecuente de carreras es 10, lo cual significa que la velocidad efectiva mínima es de 10 pies/hr. Si el planificador de la herramienta RST indica que se debe utilizar una

Para ayudar al ingeniero de perfilaje en la planificación de la adquisición de datos, la herramienta RST cuenta con una rutina de “planificación de tareas” que determina, en todas las condiciones posibles, la velocidad de perfilaje necesaria para producir un resultado de S_w que satisfaga los objetivos de la compañía operadora.

En la ventana de entrada de datos se ingresan los parámetros ambientales (Fig. 6.3a): la litología, el diámetro del hoyo y del

Figuras 6.4a y 6.4b



Respuesta del detector cercano (a) y lejano (b) de la herramienta RST como función de la porosidad y la saturación, con y sin empaque de grava y tubería corta.

velocidad menor, quiere decir que el grado de precisión requerido no se puede lograr en las condiciones existentes. Ello ocurre en yacimientos con porosidades inferiores a 15 u.p. Cuando las porosidades son inferiores, se deberá aceptar un menor grado de precisión. Por otro lado, pequeños errores en los parámetros de la ecuación (4) se tornan cada vez más importantes.

Dispersión inelástica con empaques de grava

Los datos originales utilizados para determinar los coeficientes de interpretación de C/O (ecuación (4)) no incluían las terminaciones con empaques de grava que son muy comunes en Venezuela; en particular en las areniscas del Mioceno de la cuenca de Maracaibo. El empaque de grava interno aumenta la distancia entre la herramienta RST y la formación, además de introducir un material adicional (la grava) con carbono y oxígeno. En la respuesta se introducen diversas variables adicionales: el tamaño de la tubería corta, y la porosidad, la densidad y la saturación de agua del empaque de grava. Ultimamente, se han simulado varias situaciones de este tipo mediante un modelo de simulación Monte Carlo. En la Fig. 6.4 se

observan los resultados típicos. El detector lejano no se ve muy afectado, mientras que el detector cercano sí lo está, tal como se esperaba. La similitud de las respuestas demuestra que, aunque no se conozcan con precisión ciertas condiciones, tales como la densidad del empaque de grava, se puede utilizar el detector lejano con toda confianza y realizar un control adicional con el detector cercano. En la actualidad, se están realizando pruebas de laboratorio en las que se simulan otras completaciones con empaques de grava y tuberías dobles.

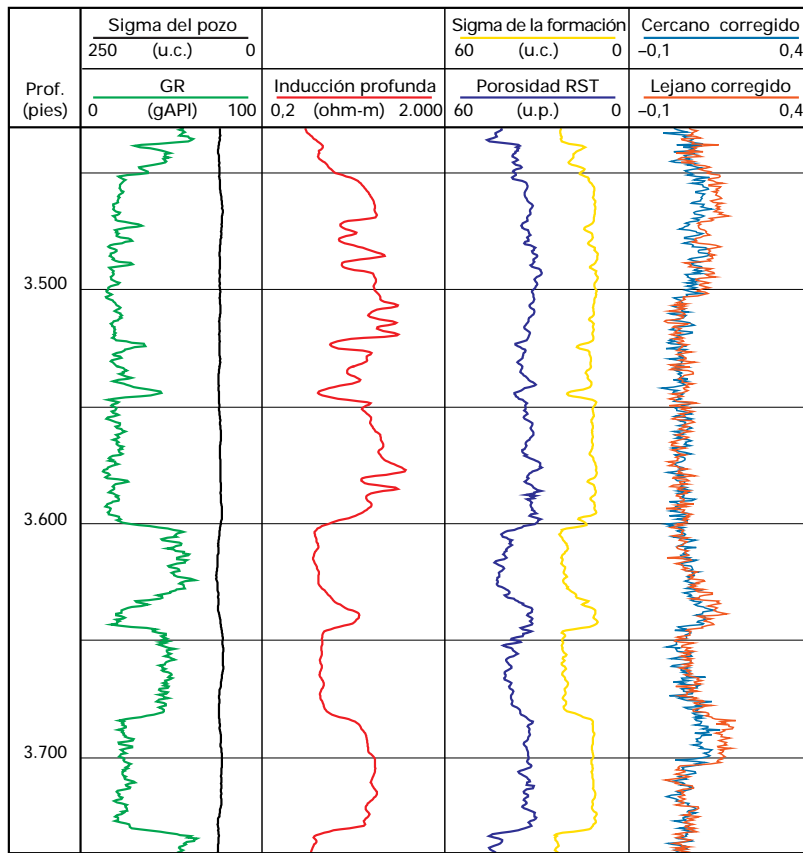
Ejemplo 1: En búsqueda del contacto agua-petróleo y el petróleo inadvertido en el Distrito de Tía Juana

Algunos yacimientos en el Distrito de Tía Juana en el Occidente de Venezuela, operados por Lagoven, se encuentran bajo recuperación secundaria por inyección de agua. Uno de los yacimientos más complejos, desde el punto de vista geológico y litológico, es el yacimiento Lagunillas Inferior-5 (LGINF-5). Se trata de un yacimiento subsaturado que produce de arenas no consolidadas.

Para mayor complicación, este yacimiento se desarrolló hace casi sesenta años, y los pozos poseen juegos de perfiles viejos y limitados. Una de las áreas más complicadas del yacimiento LGINF-5 es la región este de su parte central. Esta contiene varios intervalos de arenas abiertas, todas ellas con diferentes propiedades petrofísicas.

El Pozo LL-1841 es un pozo inyector en un yacimiento más profundo que el LGINF-5. Utilizando el enfoque PEG (Capítulo 7-2), este pozo fue seleccionado entre varios, como el mejor candidato para correr un perfil RST con la finalidad de evaluar la saturación de petróleo de la formación e identificar zonas de petróleo inadvertido. Por este pozo se inyecta agua en un horizonte inferior, de manera que el

Figura 6.4



Registros RST y perfiles obtenidos a hueco abierto en el Pozo LL-1841. Los registros RST sirven de complemento a los escasos datos adquiridos a hueco abierto disponibles.

fluido en el hoyo es bien conocido, y el yacimiento no se encuentra alterado por la producción del pozo. Dado que se trata de un pozo viejo, los fluidos de invasión deberían haber sido desplazados hace ya tiempo. La información obtenida en este pozo podría resultar un buen indicador del estado del yacimiento, y se podría utilizar para el diseño de reacondicionamientos en los pozos vecinos.

El registro RST se corrió dentro de una tubería de producción de 3½ pulgadas y un revestidor de 7 pulgadas, desde 3.300 a 3.800 pies correspondientes al yacimiento LGINF-5. Debido a que el pozo producía una mezcla de agua dulce con petróleo, la herramienta se corrió en el modo inelástico para derivar la saturación de agua. También se corrió en modo de captura para obtener un perfil de porosidad, lo cual comple-

mentaría la limitada información disponible de los perfiles adquiridos a hueco abierto.

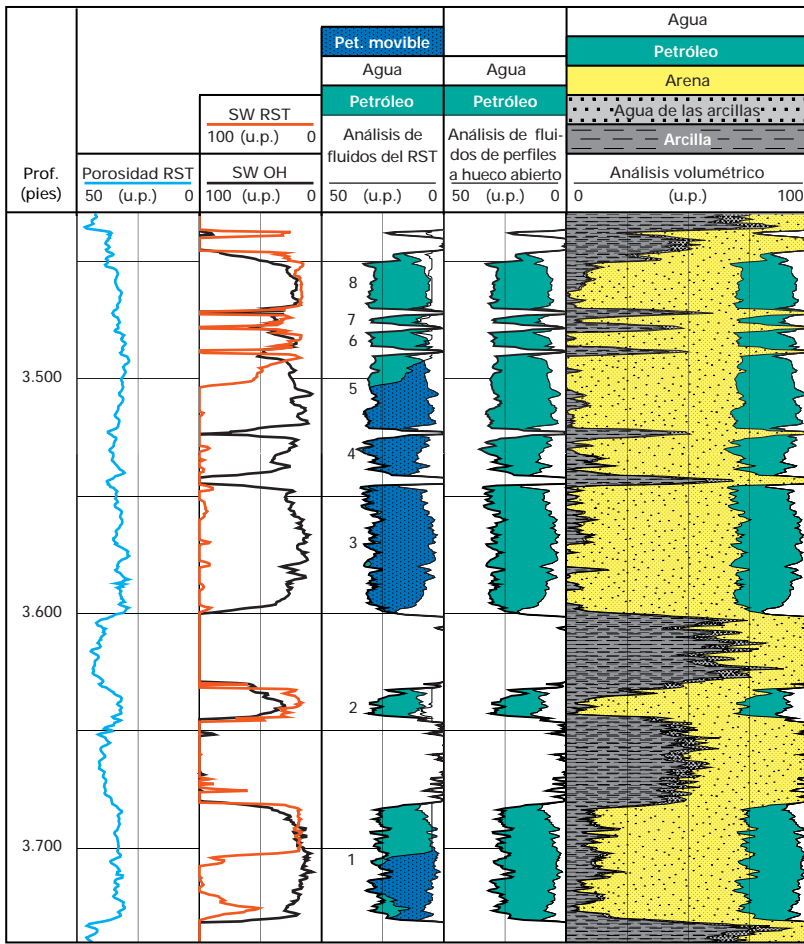
En la Fig. 6.5 se observan las mediciones del RST (el COR de los detectores cercanos y lejanos, el sigma de la formación y del pozo, y la porosidad) junto con los perfiles a hueco abierto. El aumento de COR dentro de la arena que se extiende entre 3.692 y 3.715 pies indica un incremento de la saturación de petróleo de la formación. El sigma no responde a este cambio, porque el petróleo y el agua de la formación poseen similares secciones de captura efectiva, debido a la baja salinidad del agua de formación. Como podía anticiparse, al llenar la tubería con agua dulce de inyección, el sigma del pozo se mantiene bajo y casi sin cambios.

Las mediciones de resistividad de inducción profunda y de rayos gamma no son suficientes para una evaluación volumétrica. Sin embargo, las mediciones adicionales del RST, tales como la porosidad neutrónica y el sigma de la formación, pueden complementar el limitado juego de datos obtenidos a hueco abierto para llevar a cabo esta evaluación.

La interpretación del registro RST y de los perfiles obtenidos a hueco abierto se muestra en la Fig. 6.6 (véase página siguiente). Se observan contactos claros de agua/petróleo a 3.703 y 3.504 pies. El agua de inyección ha barrido completamente el petróleo en las arenas 3 y 4. Queda petróleo en el tope de las arenas 1 y 5, mientras que las arenas 2, 6, 7, y 8 no muestran agotamiento alguno. Ello confirma que las arenas no siempre se encuentran en comunicación dentro del yacimiento.

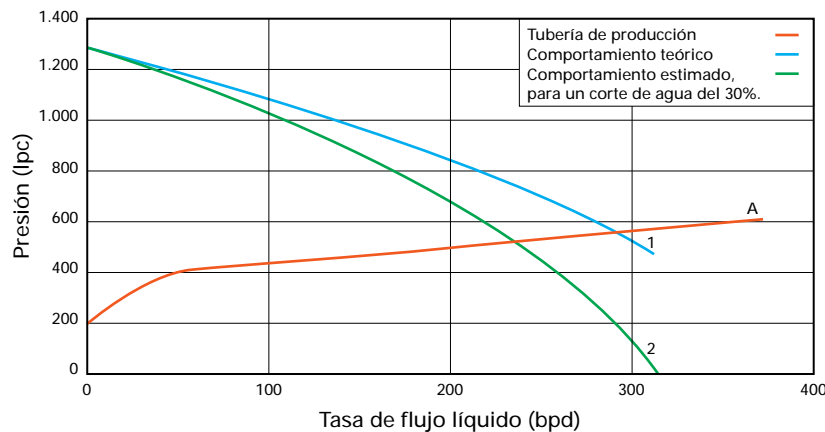
Estos resultados se extendieron a los pozos vecinos y se seleccionó el Pozo LL-408, que había sido cerrado debido a la producción excesiva de agua, como un candidato excelente para su reacondicionamiento. El pozo se encuentra sólo a 30 m al este del Pozo LL-1841, y presenta una arena que se correlaciona con la arena 8 del Pozo LL-1841.

Figura 6.6



Interpretación de los registros RST en el Pozo LL-1841.

Figura 6.7



El análisis NODAL predice una producción de 230 bppd en el Pozo LL-1841.

Asumiendo un corte de agua del 30%, el análisis NODAL* indicaba un potencial de 230 bppd (Fig. 6.7).

Una vez recuperada la tubería corta ranurada y realizada la cementación forzada de perforaciones existentes, se cañoneó el intervalo correspondiente a la arena 8 con cañones TCP de 4½ pulgadas y cargas de alta penetración 51J. Por último, se implementó el levantamiento artificial por gas. Luego del reacondicionamiento, el pozo está produciendo 250 bppd, valor muy cercano al pronosticado por el análisis NODAL, y el corte de agua es sólo del 6%.

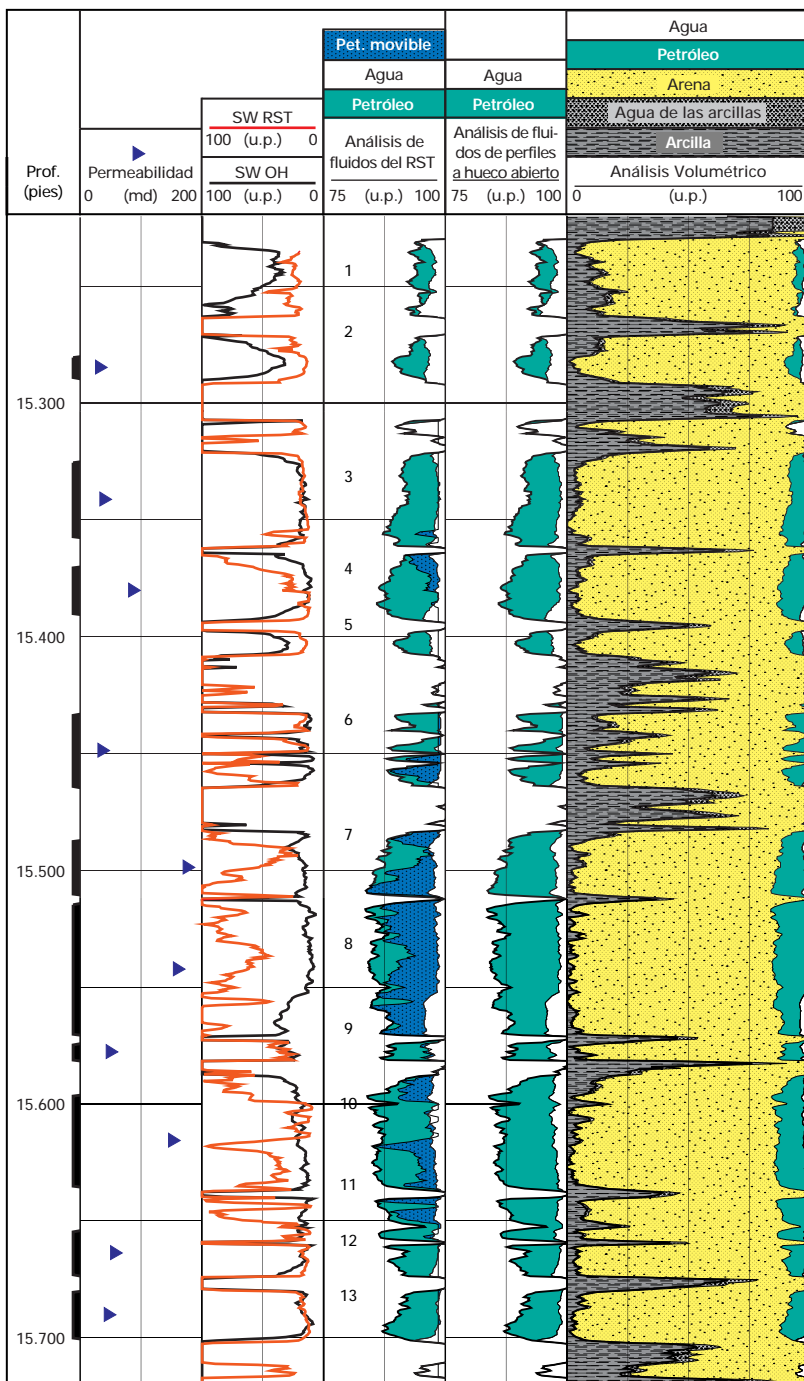
Ejemplo 2: Monitoreo del frente de agua y búsqueda de petróleo inadvertido en el campo El Furrial

El campo El Furrial comenzó a producir en 1986, de la Formación Naricual, que está dividida en tres cuerpos de arena: Superior, Medio e Inferior (Capítulo 2-37). Los pozos productores tienen completación dual: el Naricual Inferior produce a través de la tubería larga y el Naricual Medio y Superior a través de la tubería corta. Debido a la brusca caída de presión en los yacimientos, se inició un programa de inyección de agua en 1991. Los resultados de este esquema de inundación fueron altamente satisfactorios hasta hace muy poco, cuando algunos pozos comenzaron a producir agua. En muy pocos meses, el corte de agua podría alcanzar niveles tan altos como el 80%, e inclusive pozos nuevos deberían cerrarse prematuramente.

Cuando el Pozo FUL-29 comenzó a producir agua por la tubería larga, se pensó que había que cerrar el Naricual Inferior. Antes de hacerlo, se corrió un registro RST en modo inelástico, para monitorear el frente de agua en este pozo.

La interpretación del registro RST obtenido en el Naricual Inferior (Fig. 6.8), muestra un perfil de inundación de agua totalmente diferente al del ejemplo anterior. El frente de agua no avanza en forma uniforme

Figura 6.8



Interpretación de los registros RST en el Pozo FUL-29.

en el yacimiento, algunas arenas están completamente invadidas con el agua de inyección (7 y 8), otras están parcialmente inundadas (4, 6, 10) y la saturación de las arenas de baja porosidad coincide con la saturación de petróleo original del yacimiento (2, 3, 5, 12, 13).

En la Pista 1 de la Fig. 6.8 se muestra la permeabilidad promedio, calculada a partir de los registros a hueco abierto, para cada arena cañoneada. Es evidente que el agua inyectada ha desplazado el petróleo en las arenas de alta permeabilidad (7 y 8), sin alcanzar aquéllas menos permeables.

Estos resultados motivaron a la compañía operadora a planificar un reacondicionamiento en dicho pozo en lugar de simplemente cerrar la tubería larga. El reacondicionamiento consistió en inyectar un polímero en las arenas inundadas para bloquear la migración del agua.

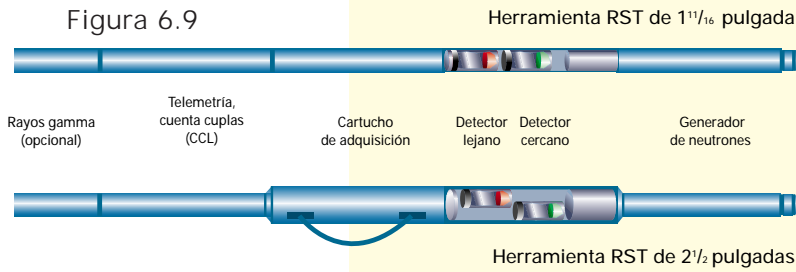
A partir de los resultados obtenidos en el Pozo FUL-29, se revisó también la estrategia de cañoneo en los nuevos pozos inyectoros y productores. En los pozos inyectoros, las arenas de alta permeabilidad son ahora cañoneadas con una menor densidad de disparos para reducir la tasa de inyección. En los pozos productores, estas arenas no se cañonean.

Conclusión

La saturación de agua constituye una información fundamental para el monitoreo del yacimiento. Al combinar y perfeccionar dos técnicas para obtener dicha información, la herramienta RST representa un gran avance en el perfilaje de pozos revestidos. El perfilaje en modo sigma puede proporcionar en forma rápida la S_w de la formación en aquellos casos en que la salinidad del agua de formación es alta y conocida. El modo C/O constituye una solución alternativa en aquellos yacimientos en los que la salinidad del agua de la formación es reducida o en aquellos yacimientos que se encuentran bajo inyección de agua.

Herramienta RST

Figura 6.9



Principios de la medición

La sección de mediciones de la herramienta RST (Fig. 6.9) consta de un generador de neutrones de alta energía y dos detectores de rayos gamma—uno cercano y otro lejano—equipados con cristales de oxiorosilicato de gadolinio, impregnado en cerio. La herramienta se fabrica en dos diámetros distintos: 1 1/16 y 2 1/2 pulgadas. En la herramienta de 2 1/2 pulgadas, el detector cercano está aislado de la formación; y el detector lejano se halla aislado del pozo. Para la evaluación de la formación a través del revestidor se utilizan dos modos—modo de captura inelástica y modo sigma. Para los registros de producción, y en particular para los Registros de Flujo de Agua (Water Flow Log), se utiliza la técnica de activación del oxígeno. Asimismo, una forma especial del modo sigma permite medir los tiempos de arribo de los trazadores de fluidos en los Registros de Velocidad de Fases (PVL).

Modo de captura inelástica

Los neutrones rápidos emitidos por el generador de neutrones chocan con los núcleos de la formación en forma inelástica, perdiendo parte de su energía y emitiendo rayos gamma, cuyo nivel de energía

está bien definido (Fig. 6.10a). El espectro, o número y nivel de energía, de estos rayos gamma es medido por los detectores, durante el bombardeo con neutrones, ventana A (Fig. 6.11). Debido principalmente a la interacción con el hidrógeno (Fig. 6.10b), los neutrones pierden energía y cuando estos alcanzan el nivel termal, son capturados por los núcleos de la formación, emitiendo nuevamente rayos gamma (Fig. 6.10c), cuyo nivel de energía también es característico. Los espectros de estos rayos gamma se registran en las ventanas de medición B y C (Fig. 6.11). Una fracción de la ventana B se utiliza para remover la señal de fondo presente en la ventana A. Los valores medidos se comparan con los espectros estándares de cada elemento (Fig. 6.12), para determinar la contribución relativa de cada uno al espectro total. El espectro inelástico se utiliza para determinar la relación C/O. La relación C/O también puede determinarse mediante la comparación de las cuentas registradas en las ventanas de C y O del espectro inelástico. El espectro de captura se utiliza para determinar las proporciones relativas de Si, Ca, Fe, S, Ti y Gd.

Figura

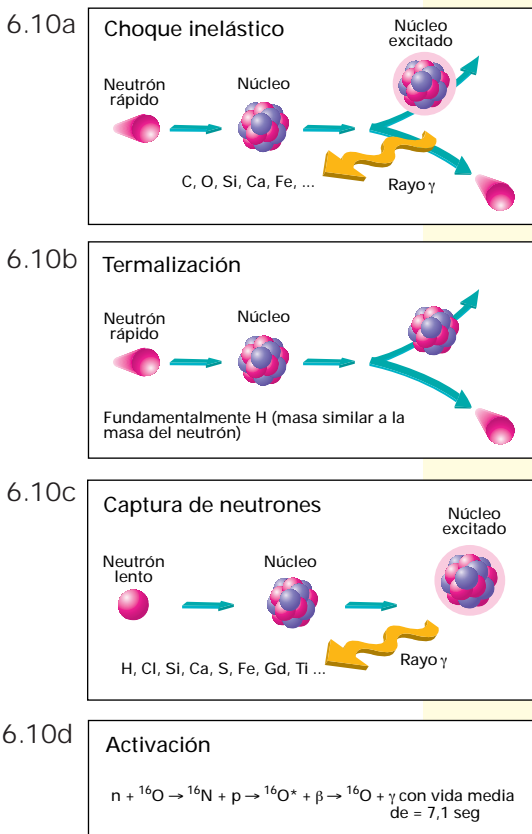
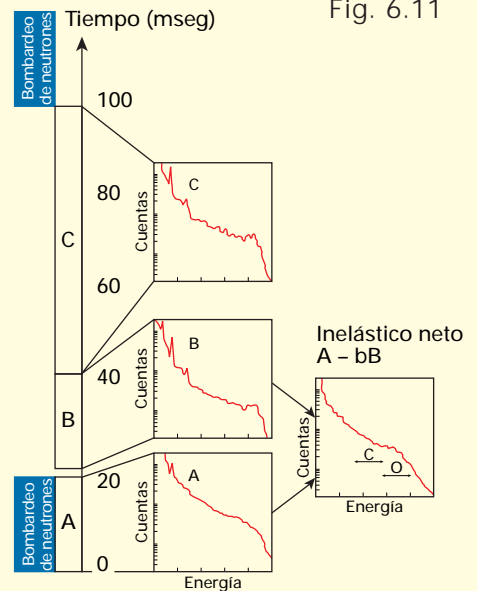
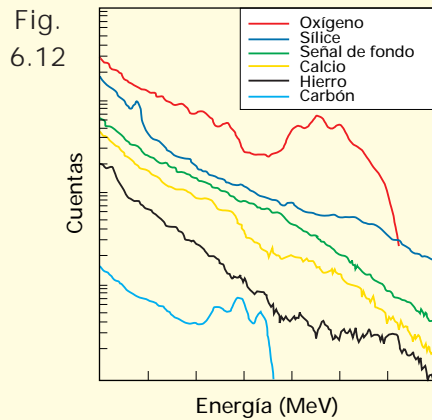


Fig. 6.11





Modo sigma

A medida que se alejan de la fuente emisora, los neutrones se van deteniendo y cuando alcanzan un nivel dado de energía, éstos son capturados (Figs. 6.10b y 6.10c). La velocidad de caída en las cuentas registradas por los detectores permite computar la sección de captura efectiva (Σ). Se utiliza una técnica de bombardeo doble (Fig. 6.13), en donde la velocidad de decaimiento de las cuentas se mide luego de bombardeos de larga y corta duración. Los datos registrados en

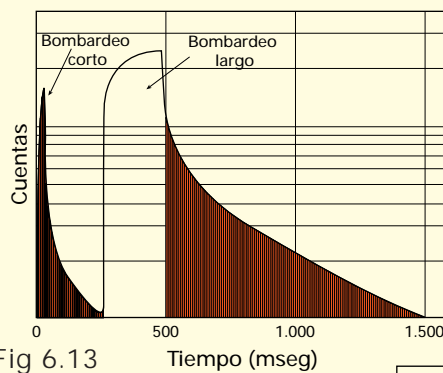


Fig 6.13

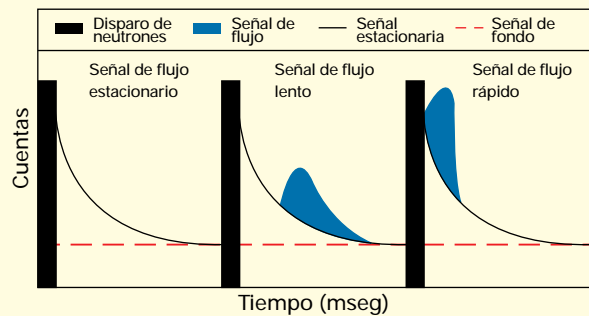


Fig 6.14

ambos detectores y para ambos bombardeos se analizan para obtener el sigma de la formación (Σ_f) y del pozo (Σ_b). La información de la formación se obtiene principalmente a partir del bombardeo de larga duración y del detector lejano, mientras que la del pozo se obtiene del bombardeo de corta duración y del detector cercano. Las cuentas de fondo se miden periódicamente entre bombardeos. En el Perfil de Velocidad de Fase, se utiliza otra frecuencia de medición, con pulsos cortos y rápidos de modo que es posible medir con precisión el tiempo de arribo del marcador cuyo valor de Σ es elevado.

Modo de activación

Con una herramienta en estado estacionario, se efectúa un bombardeo con neutrones de corta duración, los cuales luego decaen y vuelven nuevamente a su estado natural emitiendo rayos gamma (Fig. 6.10d). La mayoría de los decaimientos son muy cortos. Sin embargo, la vida media de decaimiento del oxígeno es de 7.1 segundos. Para tasas de flujo normales, este tiempo es suficiente como para que el oxígeno presente en el agua en movimiento y activado, se encuentre en decaimiento y emitiendo rayos gamma cuando pasa frente a los detectores unos segundos más tarde. Esta señal es diferente de la señal de fondo y de la del oxígeno quieto, la cual decae en forma exponencial (Fig. 6.14).

POROSIDAD A TRAVÉS DEL REVESTIDOR

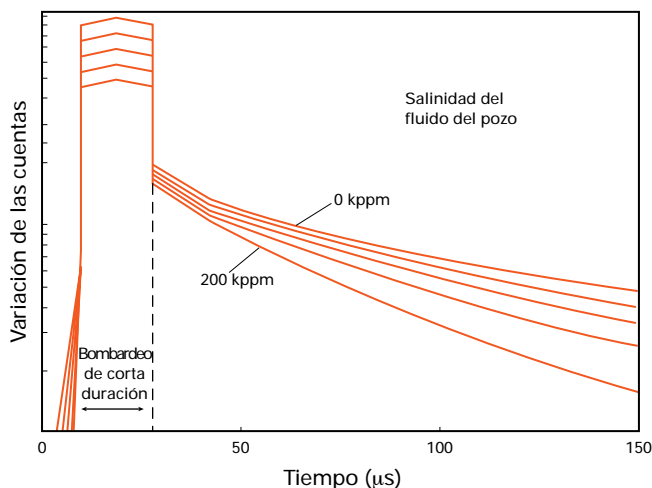
Para obtener valores de porosidad en los pozos viejos se utilizan diferentes métodos. Si se dispone de un conjunto de perfiles modernos adquiridos a hueco abierto, por lo general los datos de porosidad disponibles resultan confiables. Ahora bien, en muchos casos los datos para obtener una porosidad aceptable son insuficientes o no existen. En otros casos, la porosidad obtenida a hueco abierto pierde vigencia, por ejemplo cuando se trabaja con carbonatos que han sido estimulados mediante acidificación. En tales circunstancias, se debe recurrir a mediciones nucleares y acústicas para determinar la porosidad.

La técnica más utilizada es la medición de porosidad de tipo neutrónico. Dichas mediciones son relativamente insensibles a la tubería de revestimiento y al cemento, y se pueden corregir de manera de eliminar tales efectos. Las mediciones más convenientes en tales casos son las que se realizan a través de la tubería de producción, como por ejemplo con la herramienta RST, de 1 $\frac{1}{16}$ o de 2 $\frac{1}{8}$ pulgadas de diámetro. En primer lugar se

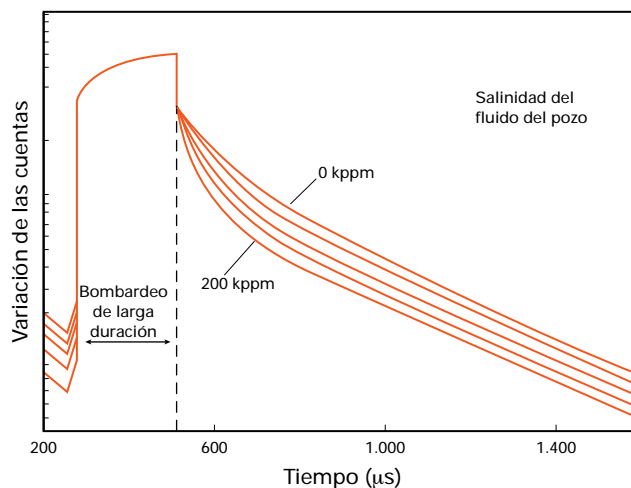
describe la caracterización y el desarrollo de esta medición y se muestra un ejemplo en una completación sumamente compleja, en donde además se utilizan herramientas de densidad. Por lo general, los efectos de la tubería de revestimiento y del cemento son importantes y, a menos que la adherencia del cemento sea de excelente calidad, los resultados son, en general, poco confiables.

El tiempo de tránsito de las ondas compresional y de corte (Δt_c y Δt_s) también se puede medir a través del revestidor, para luego transformarlo en valores de porosidad. Cuando la cementación es muy buena, o bien cuando la formación es más rápida que el revestidor, se puede también utilizar el primer arribo para determinar Δt_c . Sin embargo, este valor por lo general es poco confiable, por lo que se recomienda registrar toda la forma de onda, para luego procesarla (recuadro del DSI, Capítulo 4-37). En la última sección se describe de qué manera se puede adaptar y procesar el DSI, para lograr óptimos resultados en estas condiciones, y se presenta un ejemplo ilustrativo.

Figuras 6.15a y 6.15b



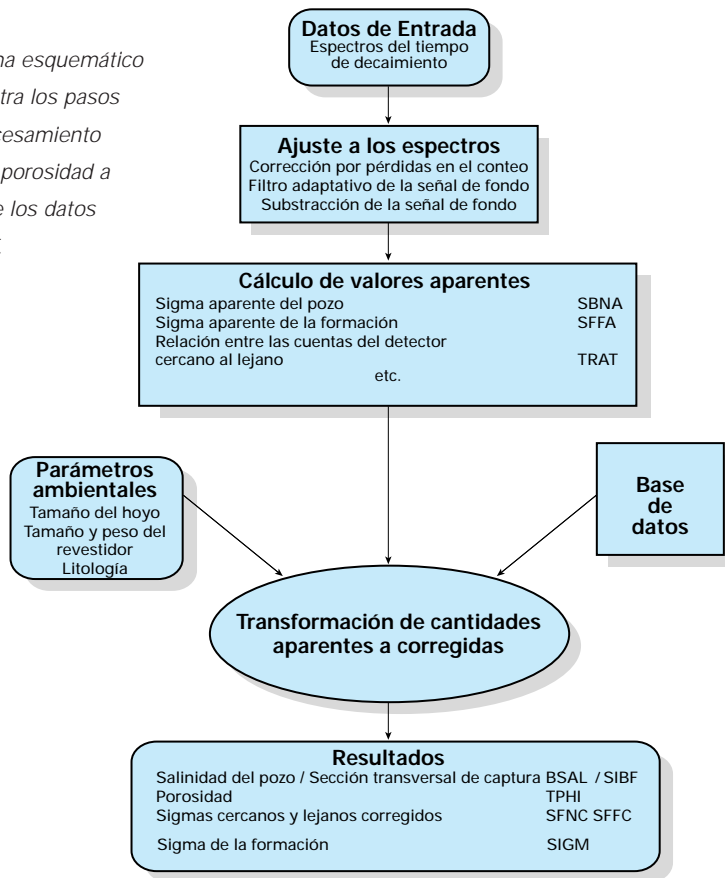
Decaimiento típico de las señales provenientes del bombardeo de corta duración de la herramienta RST para diferentes salinidades del fluido del pozo.



Decaimiento típico de las señales provenientes del bombardeo de larga duración de la herramienta RST para diferentes salinidades del fluido del pozo. Notar la escala de tiempo. El bombardeo de corta duración ha terminado antes del comienzo de la figura.

Figura 6.16

Diagrama esquemático que ilustra los pasos del procesamiento sigma / porosidad a partir de los datos del RST.



Porosidad a partir del RST

En el modo sigma, la herramienta RST realiza una medición de la captura de neutrones que sirve para determinar la porosidad. Como se describió anteriormente en el recuadro RST (página 6–11), el generador de neutrones emite un bombardeo corto y otro largo, que se registran en ambos detectores. En la Fig. 6.15a se observan los espectros de tiempo de decaimiento típico del bombardeo corto en el detector cercano, mientras que en la Fig. 6.15b aparecen los espectros del bombardeo largo, registrados por el detector lejano. Resulta claro que la pendiente del decaimiento del bombardeo corto—en el detector cercano—depende fundamentalmente de la salinidad del hoyo, mientras que no sucede lo mismo en el caso del bombardeo largo, registrado por el detector lejano. Por otra parte, la pendiente en este último depende en gran medida de la sección de captura efectiva de la formación (Σ), mientras que no ocurre lo mismo con el detector cercano. La salinidad del hoyo es uno de los muchos factores que ejercen influencia sobre la tasa de decaimiento de los neutrones. El objetivo del procesamiento del sigma registrado consiste en extraer tres parámetros de los datos: el sigma de la formación, la salinidad del hoyo y la porosidad.

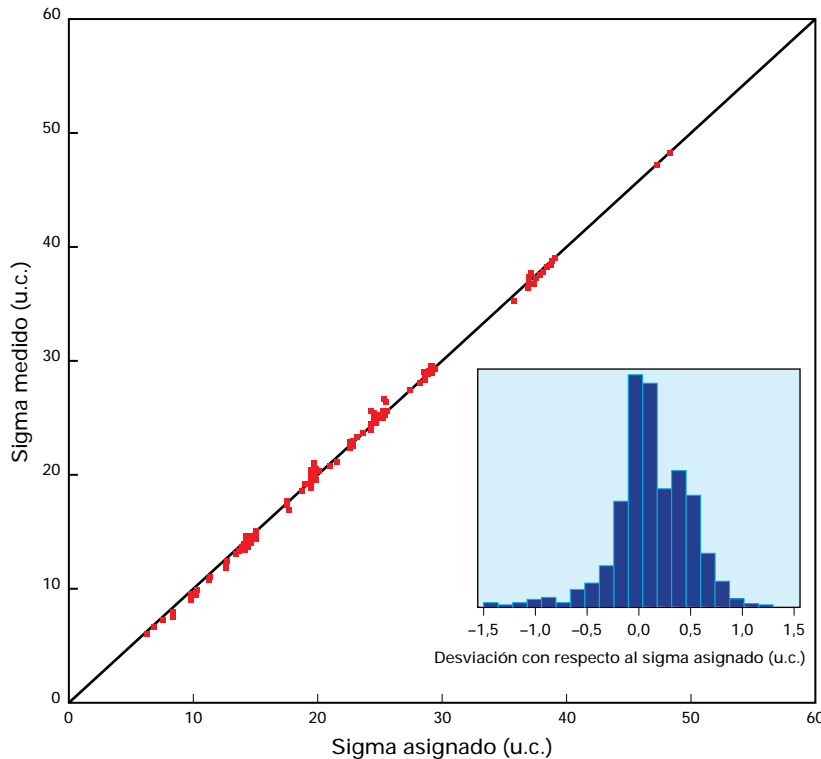
Los pasos del proceso están resumidos en la Fig. 6.16. El primer paso consiste en corregir los espectros por las cuentas de fondo y por las pérdidas a tasas de conteo muy altas. En el segundo paso se computan los tiempos de decaimiento aparente y conteo a partir de los espectros, principalmente del sigma lejano de la formación (SFFA), el sigma cercano en el pozo (SBNA), y la relación de captura entre los valores cercanos y lejanos (TRAT).

Tabla 6.1

Diámetro del hoyo	Revestidor		Litología ¹	Porosidad ²	Fluido en la zona invadida ³ (kppm NaCl)	Fluido en el pozo ⁴ (kppm NaCl)
	Diám. (pulg.)	Peso (lb/pie)				
4,125	Hueco abierto		L S	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
4,12	2,875 ⁵	6,4	L S	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
4,125	3,5	12,7	L S	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
6	Hueco abierto		L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
6	4,5	10,5	L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
6	5,0	18	L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
8	Hueco abierto		L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
8	5,5	15,5	L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
8	7,0	32	L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
10	5,5	15,5	L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
10	7,0	32	L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
10	7,625	26,4	L S D	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
11	7,625	26,4	L S	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
12	9,625	32,3	L S	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire
12	9,625	53,5	L S	Z*M H	0 70 140 210	0 25 50 100 200 Aire

1) L= Calcita, S = Arenisca, D = Dolomita
 2) Z = cero (0 u.p.), M = medio (15 a 20 u.p.), H = alto (33 u.p. para arenas, 38 a 43 u.p. para caliza y dolomita)
 3) Para arena, los puntos de 70 y 210 kppm son simulados; para dolomita los puntos de 70 y 210 kppm han sido omitidos
 4) Para arena, los puntos de 25 y 100 kppm son simulados; para dolomita los puntos de 25 y 100 kppm han sido omitidos
 5) RST-A solamente dado que esa completación no permitió correr el RST-B
 *) Para arena, los puntos de 0 u.p. son simulados.

Figura 6.17



Sigma medido con respecto al sigma asignado para 900 puntos en los que $\Sigma_r < \Sigma_b$.

La relación TRAT se obtiene en la región de tiempos tardíos, dividiendo las tasas de conteo (corregidas) del detector cercano por las del detector lejano. Estas son cantidades aparentes, ya que todavía dependen del medio ambiente; por ejemplo, el diámetro y el peso de la tubería de revestimiento y el diámetro del hueco. Las correcciones de todos estos factores se realizan en el tercer paso.

El tercer paso se fundamenta en la base de datos de más de 1.000 mediciones obtenidas con la herramienta RST, en diferentes condiciones de los hoyos y de las formaciones. En la Tabla 6.1 de la página previa, se presenta un listado de la base de datos de 1996, que se actualiza periódicamente. Las mediciones que se realizan para construir la base de datos consideran que la herramienta se apoya contra la pared del revestidor o del hoyo. Además, todas las tuberías de revestimiento son de acero y se encuentran centradas dentro del hoyo, mientras que las paredes de cemento están construidas con cemento clase H mezclado con agua dulce.

La porosidad de la formación se determina realizando mediciones del peso y volumen de las rocas con una exactitud aproximada de 0,1 u.p.

Los datos buscados son: el sigma de la formación, Σ (SFFC), la porosidad (TPHI) y la salinidad del hoyo, BSAL son funciones del medio ambiente y entre sí, como se explica a continuación:

$$BSAL = f(SBNA, TRAT^2, SFFA, CID, T_{csg}, T_{cem}, Lith)$$

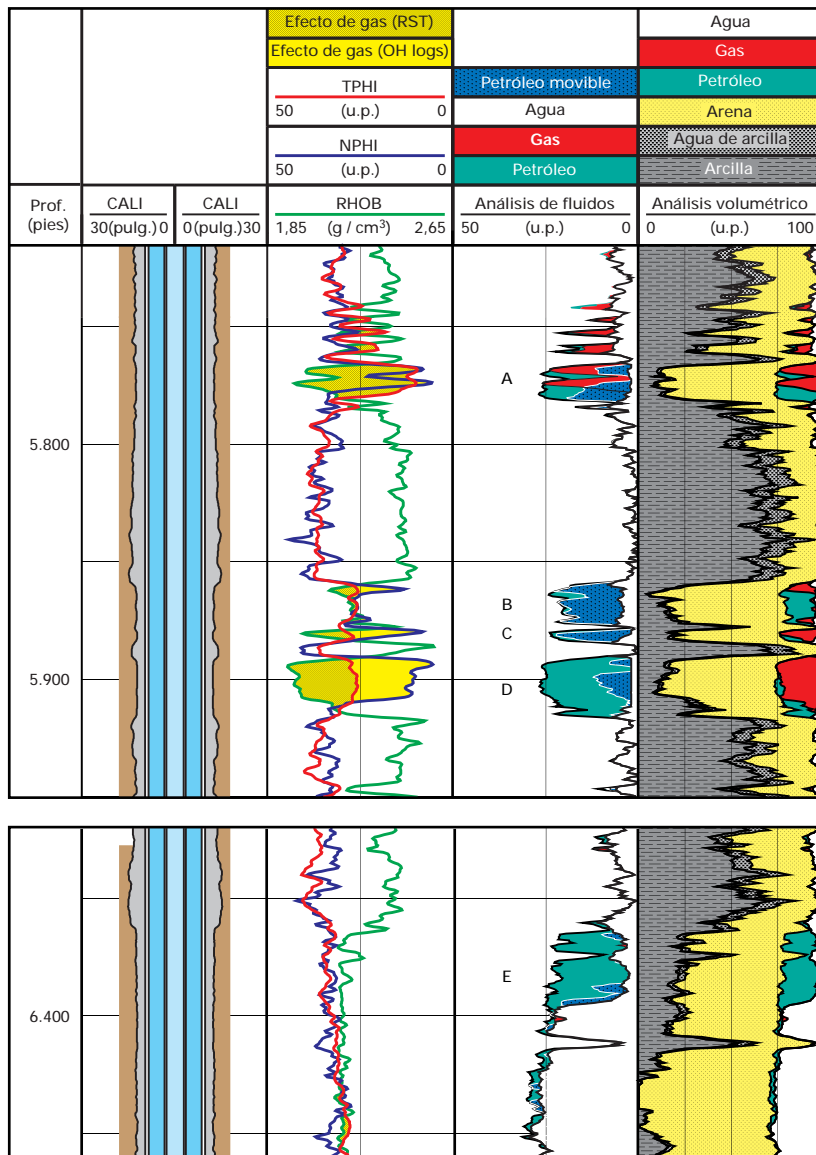
$$TPHI = f(TRAT, TRAT^2, BSAL, SFFA, CID, T_{csg}, T_{cem}, Lith)$$

$$SFFC = f(SFFA, TPHI, BSAL, CID, T_{csg}, T_{cem}, Lith)$$

donde: CID es el diámetro interno del revestidor, T_{csg} es el espesor del revestidor, T_{cem} es el espesor del cemento y Lith es la litología. En el pasado, las ecuaciones específicas se desarrollaban con coeficientes estáticos, que eran funciones directas de las cantidades que se enumeraron. De este modo se lograban ecuaciones sumamente complejas, y posiblemente inestables al extrapolarlas fuera del alcance de la base de datos. Con esta nueva técnica, los coeficientes están determinados en cada nivel de profundidad, mediante una técnica de regresión múltiple lineal, que evalúa minuciosamente aquellos puntos de la base de datos que se encuentran más próximos a los valores perfilados. Esta técnica dinámica resulta estable y robusta matemáticamente, como queda confirmado en el ejemplo que se tratará luego. Para mejorar la exactitud, el sigma final (SIGM) es sometido a un procesamiento alfa (página 6-4), adoptando el valor de SFFC como el valor correcto de la medición y el de SFFA como el de mayor precisión.

La precisión del procedimiento se ha comprobado con respecto a la misma base de datos. En la Fig. 6.17 se observa el sigma medido en función del sigma asignado para 900 puntos, donde $\Sigma_f < \Sigma_b$, que es la situación normal. Los errores absolutos promedios de la herramienta RST-A son de 0,22 u.c. para SIGM; 0,9 u.p. para TPHI y 5,5 kppm para la salinidad del fluido en el hoyo, BSAL. En el caso de la

Figura 6.18



Ejemplo de porosidad y mediciones de C/O desde un RST corrido dentro de una tubería de 3 1/2 pulgadas ubicada dentro de un revestidor de 9 1/2 pulgadas.

herramienta RST-B, los errores correspondientes son de 0,2 u.c., 1,7 u.p. y de 6,9 kppm, respectivamente, para cada propiedad procesada. La exactitud general de la medición también ha sido evaluada con respecto a mediciones efectuadas en los pozos para calibraciones nucleares, ubicados en Houston y en Aberdeen.

En la Fig. 6.18 se observa un pozo perfilado a través de una tubería de producción de 3 1/2 pulgadas, ubicada dentro de un revestidor de 9 1/2 pulgadas. El pozo tiene una empacadura ubicada a 6.963 pies de profundidad, unos 500 pies por debajo del intervalo perfilado. Dado que se trata de un pozo desviado unos 20°, se supone que la tubería se apoya sobre el costado del revestidor. En el intervalo perfilado, a 6.433 pies de profundidad, hay un mandril de la instalación de levantamiento artificial por gas, el cual podría causar cierta excentricidad. Sin embargo, al encontrarse frente a una capa de lutitas, los efectos sobre los resultados del RST no son significativos. En el momento del perfilaje, había agua dentro de la tubería de producción, así como en el espacio anular entre ésta y el revestidor.

Esta completación dual no había sido incluida en la base de datos, antes del perfilaje. A pesar de ello, se pudo calcular considerando el espesor total de ambas tuberías, como el espesor del revestidor. Los resultados demuestran que se trató de una aproximación correcta, ya que se logró un buen nivel de concordancia entre la porosidad neutrónica obtenida a hueco abierto (NPHI) y la porosidad del RST (TPHI).

En la Pista 4 aparece la evaluación de los registros a hueco abierto. En la Pista 3, se observa el análisis de fluidos, también realizado con los perfiles adquiridos a hueco abierto, comparado con el análisis del fluido a partir de la medición C/O del RST. Al igual que en la sección 2, el hidrocarburo móvil se computa como la diferencia entre el hidrocarburo detectado por la herramienta RST y el computado a partir de los perfiles a hueco abierto. En la Pista 2 se muestran la porosidad NPHI, la densidad y la porosidad TPHI.

De la comparación entre el NPHI y el TPHI surgen algunos hechos interesantes. En las lutitas del tope (es decir, entre 5.800 y

5.850 pies) existe un muy buen nivel de concordancia. En la Zona A—con gas, a 5.775 pies de profundidad—también coinciden, lo cual indica que el gas no se ha desplazado desde que se perforó el pozo. Por otra parte, conviene no tener en cuenta el petróleo movable, mostrado en la Pista 3, ya que en una zona con gas, la relación C/O es sólo una medición cualitativa del nivel de saturación.

En la Zona B, a 5.870 pies, se encontró petróleo con una delgada capa de gas cuando se perforó el pozo, como se observa en la Pista 4. La Zona C, a 5.880 pies, también contenía gas. A pesar de ello—según las mediciones de C/O—actualmente ambas están llenas de agua (Pista 3). Al contrario de lo que ocurre en la zona A, el TPHI muestra que no existe ningún efecto de gas sobre ninguna de estas zonas, con lo cual queda confirmado que las zonas han sido lavadas.

Al momento de la perforación, se encontró gas a los 5.900 pies (Zona D). Sin embargo, el TPHI no muestra ningún efecto de gas, y la relación C/O indica presencia de petróleo. Esto constituye un ejemplo interesante del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.

La Zona E, a 6.375 pies, no presenta ningún cambio en el contenido de fluidos entre los registros a hueco abierto y el perfil RST. Ambas porosidades, NPHI y TPHI, coinciden casi exactamente; lo mismo ocurre en la zona de agua más profunda, excepto frente a los intervalos con mayor presencia de lutitas, en los que las lecturas del NPHI son más elevadas.

En general, este ejemplo confirma que la porosidad RST proporciona buenos resultados a través de dos tuberías en un hoyo de 12¼ pulgadas, con arenas de 25 u.p., y con tubería excéntrica. También muestra las ventajas que se obtienen al monitorear los pozos viejos. La comparación de la porosidad y la saturación RST con los resultados originales, obtenidos a hueco abierto, no sólo refleja el estado actual del yacimiento, sino que también aporta algunos datos interesantes sobre el movimiento de los fluidos en el mismo.

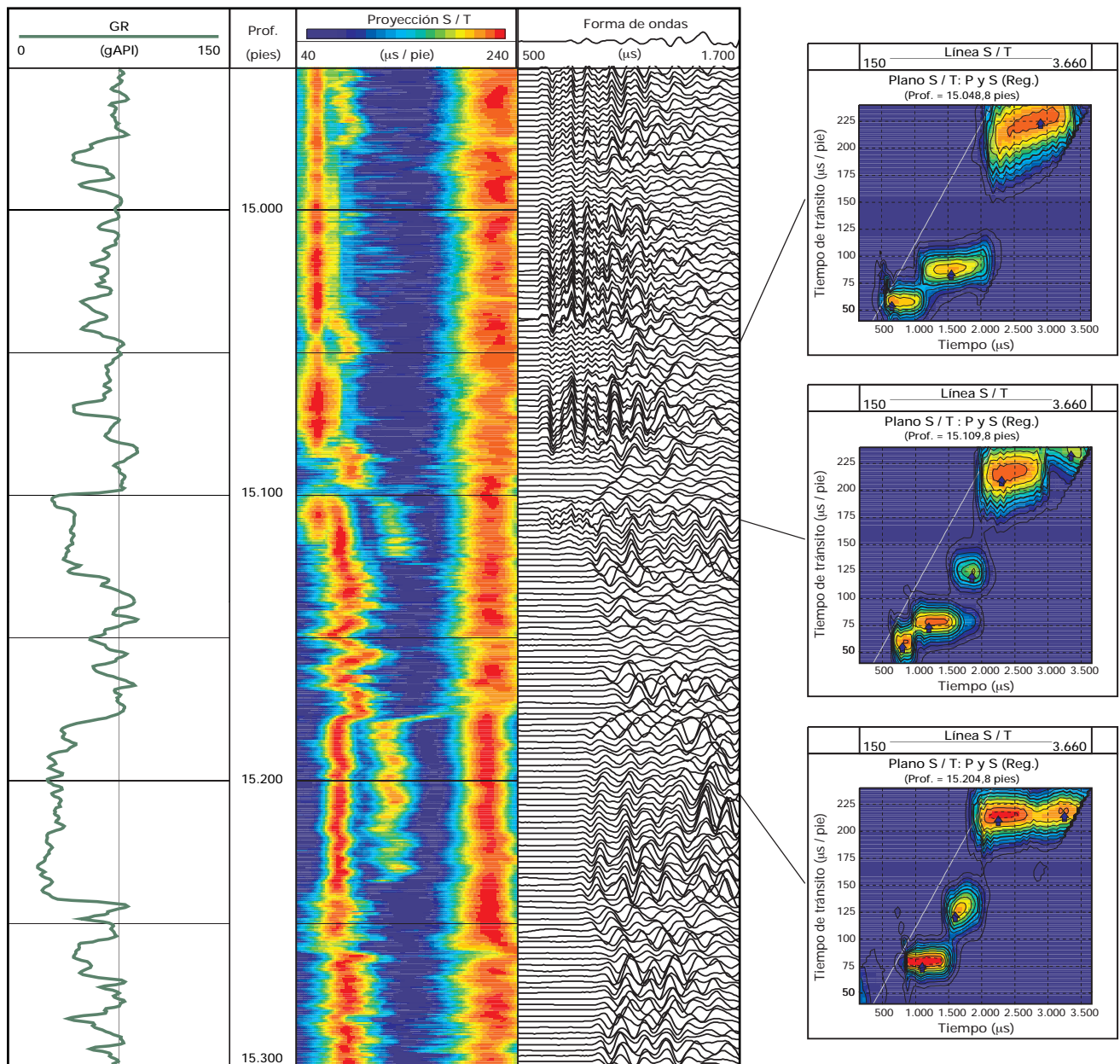
Mediciones acústicas
a través del revestidor

Durante muchos años se han utilizado los primeros arribos para determinar el tiempo de tránsito de la onda compresional a través del revestidor. El éxito depende de que la cementación sea de buena calidad, para permitir la generación y la transmisión de señales suficientemente fuertes, provenientes de la formación. Asimismo, a menos que exista una adherencia del cemento casi perfecta, el tiempo de tránsito de la formación y del revestidor deben ser muy diferentes.

Para superar estas limitaciones conviene registrar y procesar toda la forma de onda y para mejorar los resultados, se recomiendan dos técnicas especiales combinadas. En primer lugar, los datos deben obtenerse a una frecuencia tal del transmisor que sea inferior a la utilizada para la medición a hueco abierto. En segundo lugar, conviene incluir en el proceso una técnica de separación de ondas para remover la señal del revestimiento.

La amplitud de la señal compresional aumenta con la frecuencia, debido a los efectos de la resonancia del hoyo. Sin embargo, en los hoyos revestidos se provocan otros modos más de propagación por el revestidor, a altas frecuencias, en especial cuando la adhesión del cemento es pobre. Por lo tanto, se debe disminuir la frecuencia, pero sin reducir la amplitud de la señal compresional por debajo de los límites medibles. Este límite depende del tiempo de tránsito de la formación, dado que la amplitud compresional también aumenta con el tiempo de tránsito de la formación debido a la existencia de un contraste menor—un mejor acople—entre la pared del hoyo y la formación. La frecuencia de transmisión recomendada es de 7,5 kHz en una formación dura, que se reduce a 5 kHz en el caso de formaciones medianas y blandas y a 3 kHz en formaciones muy blandas ($\Delta t_c > 130 \mu\text{seg/pie}$). El resto de los parámetros; tales como el rango del filtro, el intervalo y la longitud del muestreo, se deberán determinar para cada caso en particular.

Figura 6.19

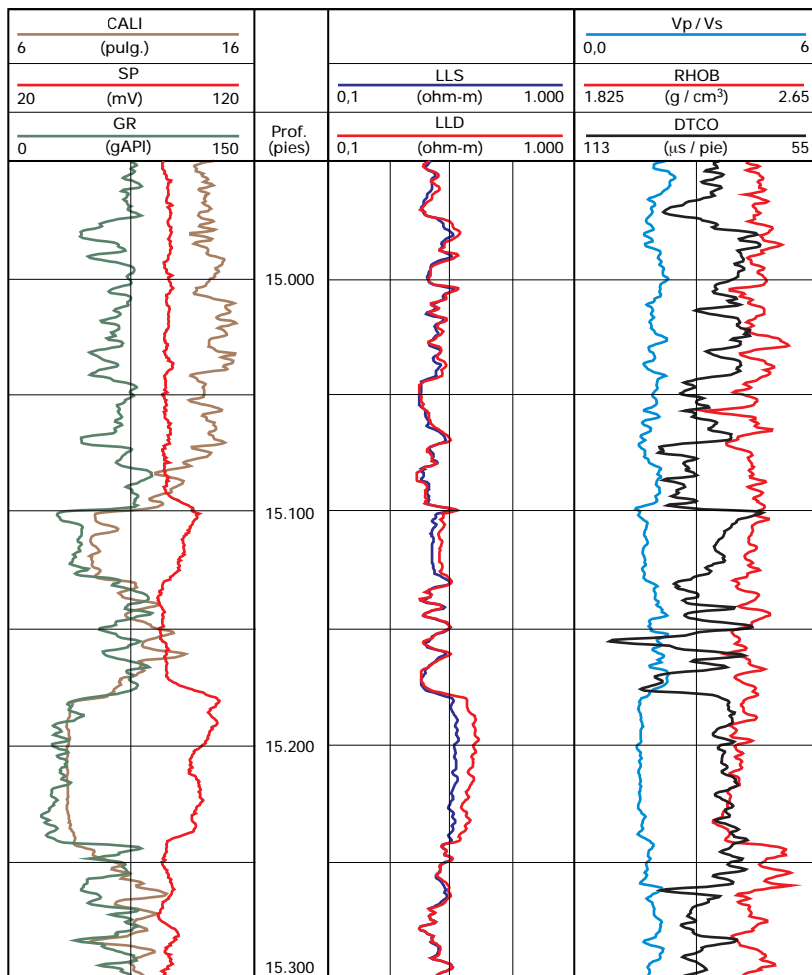


Datos obtenidos con el modo P y S de un DSI registrados a través del revestidor. La forma de onda 1 aparece en la Pista 3. La proyección en el plano S/T se observa en la Pista 2. Sobre la derecha aparecen tres gráficos de semblanza característicos.

Tómese como ejemplo el DSI corrido en un revestidor de 7 pulgadas, ubicado dentro de un hueco de 8½ pulgadas que presenta ensanchamientos de hasta 15 pulgadas. El tiempo de tránsito de la onda de corte se obtuvo mediante el modo Dipolar Superior, y el de la compresional con el modo P y S, que se corrió utilizando un transmisor de 5 kHz. Los datos que se observan en la Fig. 6.19 fueron obtenidos con el modo P y S. En la Pista 3 se observan las formas de

onda con un arribo muy fuerte por encima de los 15.080 pies. Este corresponde a la señal del revestidor. Por debajo de los 15.080 pies, la señal del revestidor es apenas visible, mientras que se observan con toda claridad la señal compresional de la formación, y muchas veces también la de corte. Estos resultados se pueden apreciar también en los planos S/T de la Pista 4 y en la proyección S/T de la Pista 2. En el medio del plano S/T, se pueden observar picos a los

Figura 6.20



Registros obtenidos a hueco abierto y resultados de un DSI corrido en un pozo revestido. El tiempo de tránsito de la onda compresional (DTCO) se encuentra en una escala de porosidad compatible con la del densidad (RHOB), entre 0 y 50 u.p. para una matriz de areniscas, y en este mismo rango de porosidad para la transformada de Raymer-Hunt-Gradner.

15.109,8 pies para todos los arribos. La onda de corte está ausente en el plano S/T superior y la del revestidor no se observa en el plano inferior.

La forma de onda se procesó mediante un módulo de separación de la forma de onda (WAVSEP), utilizando un filtro de velocidad para detectar, y luego remover, la señal del revestidor. Luego se aplicó el proceso STC estándar para determinar Δt_c y Δt_s .

Los resultados del proceso se observan en la Fig. 6.20, junto con los datos obtenidos a hueco abierto, registrados algunos años antes. El tiempo de tránsito compresional (DTCO) aparece en una escala compatible con la del perfil de densidad. La porosidad del densidad a hueco abierto y la obtenida a partir del Δt_c registrado a pozo revestido, superponen correctamente en la arena más limpia que se encuentra alrededor de los 15.230 pies; también son muy cercanas frente a la zona de fuerte señal del revestidor, por encima de los 15.230 pies de profundidad. La relación $V_p / V_s (= \Delta t_s / \Delta t_c)$ se encuentra dentro del rango esperado a lo largo del perfil. Estos resultados confirman la calidad de las mediciones de la señal compresional y de corte. Con estos datos, la compañía operadora pudo evaluar las propiedades mecánicas de las rocas de este yacimiento y de las formaciones circundantes.

LITOLOGIA A TRAVES DEL REVESTIDOR

La litología es un componente importante en la evaluación de formaciones. Se necesita no sólo por su valor geológico, sino también para determinar los parámetros petrofísicos tales como porosidad, saturación y permeabilidad. En los pozos viejos, la litología de la formación es generalmente incierta, debido a la limitada cantidad de datos que se obtuvieron cuando se perforaron los pozos

El ejemplo que se describe a continuación pertenece a un intervalo de areniscas arcillosas, en donde es importante determinar el porcentaje de arcilla. El valor del porcentaje de arcilla es necesario para interpretar los registros obtenidos a hueco revestido, tales como la relación C/O y la sección de captura efectiva. En los pozos viejos con intervalos de areniscas arcillosas, el perfil de rayos gamma es generalmente el único registro disponible para determinar el porcentaje de arcilla, y para distinguir las areniscas de las lutitas. El registro de GR sin embargo, tiene muchas limitaciones para la estimación del contenido de arcilla, y por ende, deben evaluarse otras soluciones alternativas.

En las dos primeras secciones se describen las limitaciones del GR, y las ventajas de la espectrometría de rayos gamma inducidos para la determinación del contenido de arcilla. En las siguientes secciones se mostrará de qué manera las lecturas de elementos, obtenidas con una herramienta de pulsos de neutrones a través de la tubería, se corrigen por los efectos de revestimiento, y se convierten en concentraciones de elementos y minerales. La espectrometría de rayos gamma se puede utilizar para generar estimaciones de porcentajes de arcilla confiables, aún cuando las mediciones se efectúen detrás del revestidor. El procedimiento, conocido como SpectroLith, se ilustra con un ejemplo del Lago de Maracaibo, y se reafirma con otro ejemplo de la Faja del Orinoco.

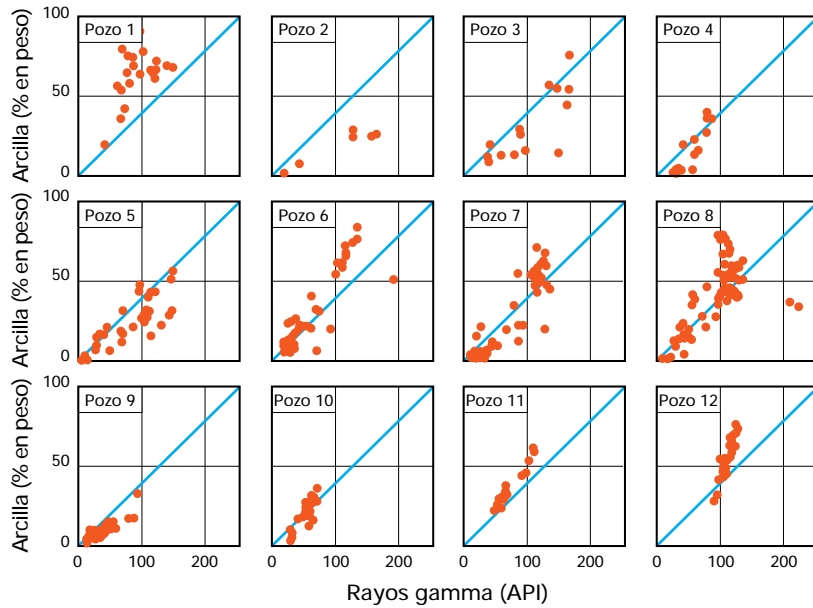
Limitaciones del registro de rayos gamma

La Fig. 6.21 muestra la relación entre el GR y el porcentaje en peso de arcilla (% en peso) provenientes de núcleos extraídos de 12 pozos. El GR se sintetizó en el laboratorio, a partir de las lecturas de torio, potasio y uranio; mientras que el porcentaje de arcilla se estimó con las técnicas de Espectrometría Infrarroja por Transformada de Fourier (FT-IR). Como era de esperar, existe una correlación general aceptable (Capítulo 5-44). Sin embargo, las pendientes y las ordenadas al origen varían bastante y, en general, existe cierta dispersión.

El amplio rango en los valores de las pendientes se puede observar comparando los Pozos 1 y 2. Una extrapolación a arcilla pura, daría como resultado un valor de GR de aproximadamente 100 unidades API en el Pozo 1, mientras que en el Pozo 2 alcanzaría las 500 unidades API. El rango de los valores de las ordenadas al origen, o lecturas correspondientes a un contenido nulo de arcilla, se puede observar comparando el Pozo 4 y el Pozo 12. En el Pozo 4, la ordenada al origen es 30 unidades API, mientras que en el Pozo 12 la extrapolación da un valor de 70 unidades API. Tales variaciones son bien conocidas y, en la práctica, se evitan utilizando los conocimientos locales, y calibrando el registro de GR con los datos de núcleos, provenientes de un yacimiento en particular.

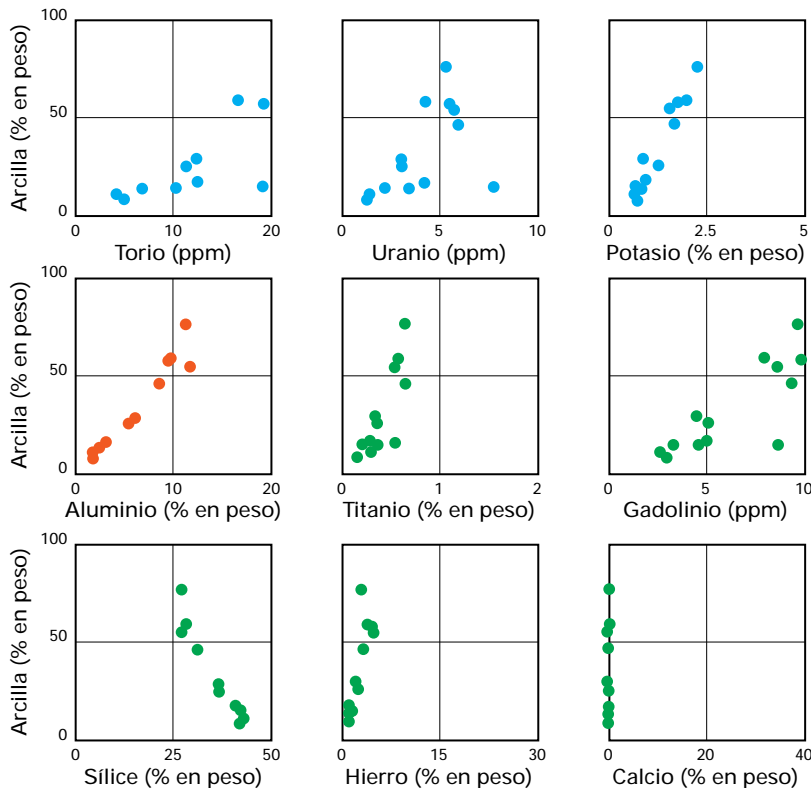
En los ejemplos de la Fig. 6.21, esta calibración daría buenas predicciones del contenido de arcilla en los Pozos 1, 11 y 12. Los resultados, sin embargo, no son del todo satisfactorios. Luego de la calibración, la confiabilidad de los resultados se debe juzgar en términos de la dispersión y el rango dinámico de los datos. Varios pozos muestran una gran dispersión, especialmente en rocas que contienen hidrocarburos y bajo contenido de arcilla, en las que pequeños cambios pueden conducir a grandes errores relativos.

Figura 6.21



GR sintético (calculado a partir de las concentraciones de Th, U y K) graficado en función de la arcilla total (caolinita, ilita, esmectita, clorita y glauconita) medida en la misma muestra para 12 pozos. Los Pozos 3 y 7 se encuentran en el Lago de Maracaibo.

Figura 6.22



Comparación entre la arcilla total y los elementos químicos individuales que pueden ser medidos por la herramienta RST para el Pozo 3.

Por ejemplo, en los Pozos 3, 5, 7 ó 9, para un valor del contenido de arcilla de aproximadamente 20% en peso, la dispersión es tal que aún un registro de GR calibrado, daría porcentajes de arcilla que variarían entre 0% y 40%. Esto puede marcar la diferencia entre rocas que contienen o no hidrocarburos. Además, algunas zonas relativamente limpias pueden interpretarse equivocadamente como muy arcillosas, y no ser tenidas en cuenta para la completación. Los Pozos 11 y 12 ilustran ejemplos cuyo rango dinámico es pequeño.

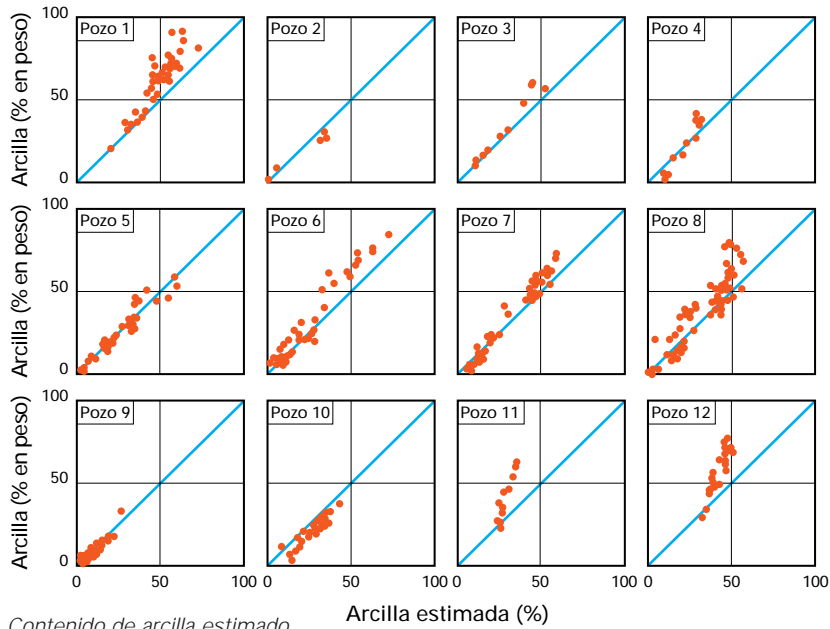
Por lo tanto, si bien el registro de GR es un indicador cualitativo esencial del porcentaje de arcilla, debe utilizarse con precaución en evaluaciones cuantitativas, especialmente en los pozos viejos, en donde la carencia de núcleos haría imposible la calibración necesaria.

Espectrometría de rayos gamma

La misma base de datos fue utilizada para la evaluación de otros estimadores de arcilla alternativos. La Fig. 6.22 muestra la relación entre el contenido de arcilla y la presencia de varios elementos en el Pozo 3. De los tres elementos, torio, uranio, y potasio (Th, U y K) que componen la señal del registro de GR, sólo el K muestra una mejor correlación que el GR total. El aluminio (Al) correlaciona bien, y el silicio (Si) anti-correlaciona bien, excepto por unos pocos puntos que contienen alto porcentaje de hierro (Fe).

En general, el elemento más confiable para la estimación del contenido de arcilla resulta ser el Al. Sin embargo, resulta complicado realizar esta medición en un pozo. Se requiere una herramienta con una fuente química, dos espectrómetros y una medición de la sección de captura efectiva de la formación. En general, el K no es tan confiable como se muestra en la Fig. 6.22. Por ello, se utiliza un estimador alternativo que se basa en el hecho de que mientras

Figura 6.23



Contenido de arcilla estimado a partir del Si, el Ca, el Mg y el Fe, graficados en función de la arcilla total para los 12 pozos estudiados.

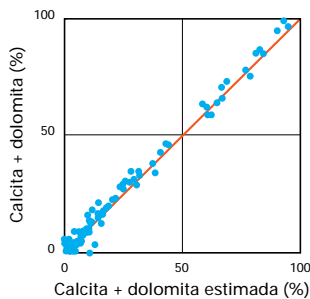
Arcilla estimada (%)

aumenta el porcentaje de arcilla, disminuyen las cantidades de varios elementos. Esto ya se notó para el Si en la Fig. 6.22. En los intervalos de carbonato, es posible observar anti-correlaciones similares con el calcio (Ca) y con el Fe, en aquellos casos en que la siderita o la pirita están presentes. Luego de la conversión de concentraciones de elementos a óxidos, y la optimización de los coeficientes para los datos de los Pozos 1 a 10, se ha encontrado el siguiente algoritmo:

$$\text{Arcilla} = 1,67(100 - \text{SiO}_2 - \text{CaCO}_3 - \text{MgCO}_3 - 1,99\text{Fe}) \quad (5)$$

En la Fig. 6.23 se muestran los valores estimados a partir de la ecuación (1) en función de los valores medidos de arcilla. El gráfico muestra un coeficiente de correlación de 0,94 y una desviación estándar del 6,9% en peso, lo cual representa una mejora considerable sobre la estimación hecha a partir del GR y que se muestra en la Fig. 6.21. La dispersión se reduce drásticamente, particularmente para los valores bajos del contenido de arcilla, donde la estimación del mismo se vuelve más crítica. Aún en el Pozo 8, donde las variaciones son menores, se nota una mejora en las areniscas más limpias. Los

Figura 6.24



Valores de calcita y dolomita estimados a partir de la ecuación (6), graficada en función de los valores de calcita y dolomita leídos para los 12 pozos.

Pozos 11 y 12 atraviesan areniscas ricas en feldespato y, en este caso, funciona mucho mejor un algoritmo alternativo cuyos coeficientes son diferentes.

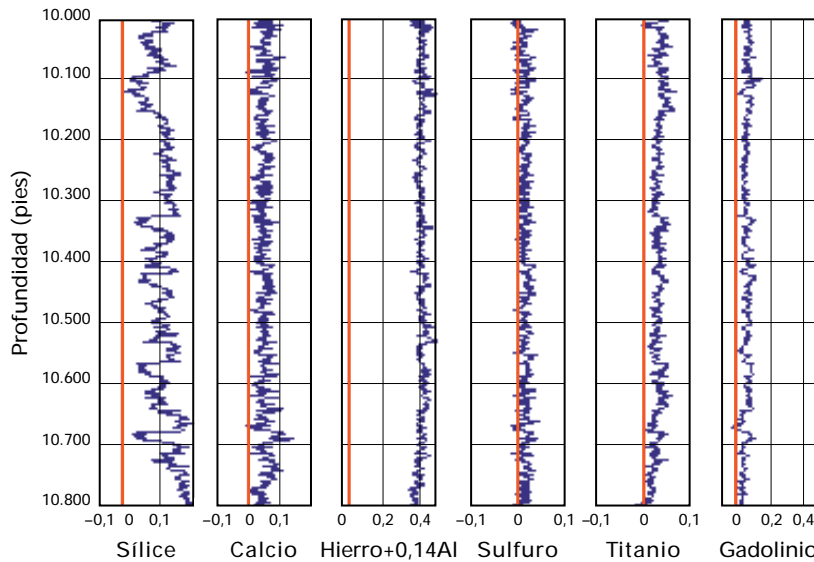
La roca remanente se divide en carbonato (calcita/dolomita) y silicatos (cuarzo/feldespato/mica). Para la fracción de carbonato, la suma $([\text{Ca}] + 1,455 [\text{Mg}])$ representa el 40% en peso de carbonato, sin tener en cuenta el grado de mezcla de calcita y dolomita. Luego, después de optimizar los coeficientes con la base de datos, la fracción de carbonato se determina de la siguiente manera:

$$\text{Carbonato} = -7,5 + 2,69 (\text{Ca} + 1,455\text{Mg}) \quad (6)$$

La ordenada al origen de -7,5 y el valor un poco más alto del coeficiente explica la pequeña contribución del Ca proveniente de las plagioclasas. En la Fig. 6.24 se muestran los valores estimados del contenido de carbonato, a partir de la ecuación (6), en función de los valores medidos. El gráfico muestra un coeficiente de correlación de 0,98. La fracción cuarzo/feldespato/mica se estima simplemente como $(1 - [\text{arcilla}] - [\text{carbonato}])$. Nótese que éstos valores corresponden a fracciones en peso más que en volumen, y que —contrariamente a los valores de GR—son independientes de la porosidad.

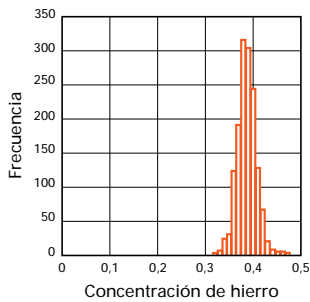
Estas observaciones constituyen la base para una determinación práctica y conveniente de la litología a través del revestidor. La espectrometría de rayos gamma ha sido utilizada por muchos años para obtener información mineralógica detallada. Sin embargo, se ha basado generalmente en la medición de por lo menos nueve elementos, incluyendo el Al, y a partir de registros obtenidos a hueco abierto. Las ecuaciones anteriores dependen de un juego de lecturas mucho más simple, aunque son necesarias algunas modificaciones antes de aplicarlas a los datos de registros. Esto se explicará más adelante, luego de una revisión de la confiabilidad de las mediciones de elementos obtenidas a través del revestidor.

Figura 6.25



Lecturas de captura efectuadas con el detector lejano de la herramienta RST en un pozo del Lago de Maracaibo, no suavizadas ni corregidas por la presencia del revestidor o el cemento.

Figura 6.26



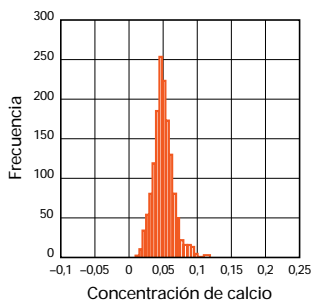
Histograma de la lectura de captura del Fe del detector lejano.

Mediciones de elementos a través del revestidor

El RST mide las cantidades de silicio (Si), calcio (Ca), hierro (Fe), azufre (S), titanio (Ti), y gadolinio (Gd). La Fig. 6.25 muestra las mediciones obtenidas en el modo de captura inelástica en un pozo del Lago de Maracaibo. Estas son las mismas que las del Pozo 3, cuyos datos de núcleo se detallan en la Fig. 6.22 (página 6-21).

Las lecturas originales indican que se trata de una secuencia de areniscas arcillosas; la lectura de silicio sugiere la ubicación de las capas de areniscas y las de arcillas. El alto valor de Fe proviene principalmente del revestidor, tal como puede anticiparse en este medio. Además, el espectro de captura inelástica del Fe contiene rayos gamma de ambos, el Fe y el Al, de manera que la cantidad medida debe considerarse como la suma $([Fe] + 0,14*[Al])$.

Figura 6.27



Histograma de la lectura de captura del Ca del detector lejano.

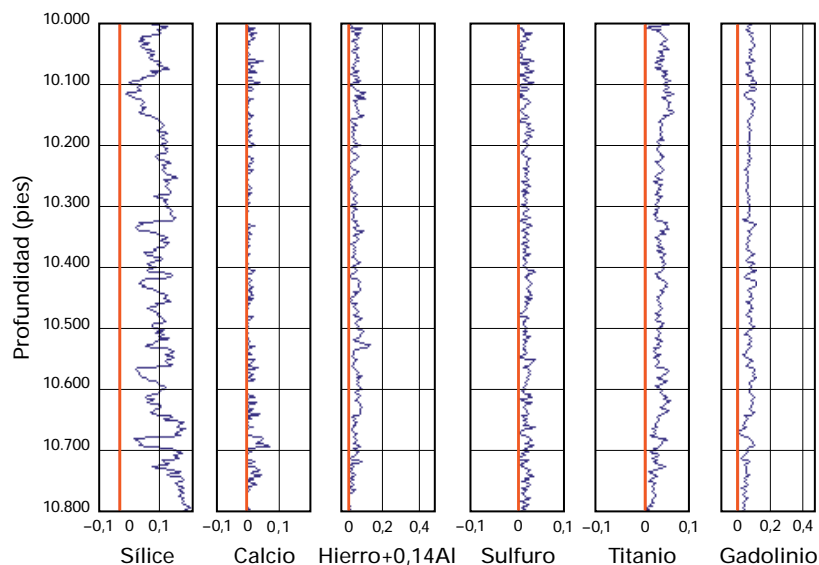
El primer paso en la cadena de procesamiento, consiste en remover la señal del revestidor de la lectura del Fe. Esto se logra mediante una corrección ambiental basada en un histograma de las lecturas del Fe, mostradas en la Fig. 6.26. La corrección de la lectura del Fe proveniente del revestidor se toma generalmente cerca del borde principal del histograma, para así eliminar los valores más bajos. Para este conjunto de datos, se seleccionó un valor de 0,35 para la corrección del Fe a partir de dicho histograma. Los valores típicos se encuentran en el rango de 0,2 a 0,4.

Otra lectura que normalmente necesita una corrección por la presencia del revestidor o el cemento es el Ca. La medida de la señal es más variable, pero se puede efectuar una estimación conociendo el tamaño del pozo y del revestidor. La corrección varía de 0 a 0,10. Este pozo tiene un revestidor de 5,5 pulgadas y el diámetro promedio del hoyo es de 8,5 pulgadas. Para este caso, los datos de laboratorio indican una contribución del cemento en las mediciones del Ca de alrededor de 0,05.

La técnica de corrección a través de histogramas también se utiliza para hacer la corrección de las lecturas de Ca por la presencia del cemento, pero esta corrección se toma cerca del valor máximo del histograma en vez de alrededor del borde principal del mismo. Si existe un valor significativo de Ca en la formación, entonces aparecerá en el histograma una cola asimétrica o un segundo pico. El histograma de las lecturas del Ca se muestra en la Fig. 6.27, del cual se seleccionó un valor de 0,045. Nótese que estas correcciones son de un orden de magnitud menor que las correcciones del Fe a causa del revestidor.

Las lecturas corregidas, luego de truncarse en cero, se muestran en la Fig. 6.28. Nótese que las lecturas del Ca han disminuido casi a cero, pero prácticamente la mayor parte del pozo todavía posee una cantidad importante de Fe.

Figura 6.28



Lecturas de captura del detector lejano, luego de aplicar las correcciones por la presencia del revestidor y el cemento.

Concentraciones de elementos a partir de las lecturas

Dado que la señal total depende de las condiciones ambientales, las lecturas no son mediciones de las concentraciones absolutas de cada elemento, sino indicadores de las concentraciones relativas. Sin embargo, ambas se relacionan a través de la ecuación:

$$W_i = F Y_i / S_i \quad (7)$$

donde W_i es la fracción absoluta en peso del elemento i , Y_i es la lectura relativa para el elemento i , según la medición de la herramienta, S_i es la sensibilidad relativa de la medición al elemento i , y F es un factor de normalización. Las sensibilidades relativas, S_i , son constantes de la herramienta que se miden en el laboratorio. El factor normalizador, F , es una función compleja de casi todos los parámetros físicos del medio ambiente, definido por el hoyo y la formación; y debe ser derivado en cada nivel de medición. Como en las técnicas anteriores, F es determinado mediante un modelo de óxidos cerrado. Esto implica que la suma de las fracciones en peso de todos los óxidos debe

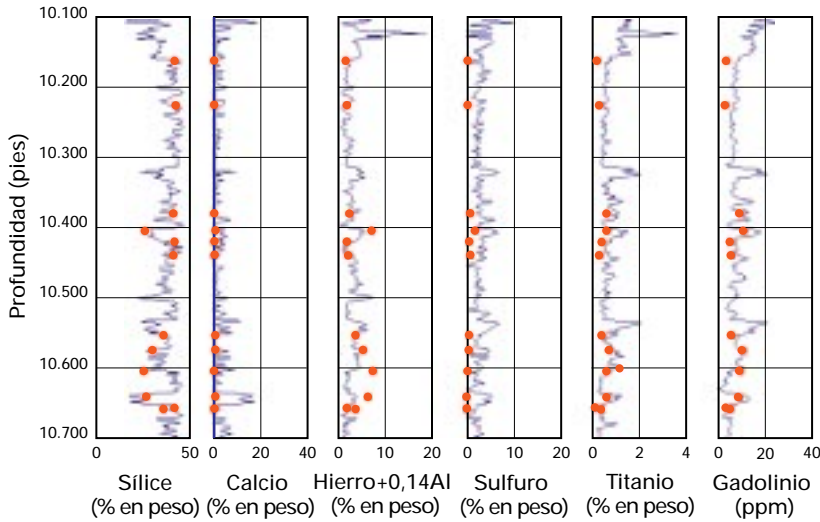
ser uno. La fracción en peso de un óxido se puede determinar a partir de la fracción de su propio elemento, utilizando un factor de asociación al óxido correspondiente. Luego, utilizando la ecuación (3), el modelo de óxidos cerrado se puede escribir como:

$$F (X_{Si} Y_{Si} / S_{Si} + X_{Ca} Y_{Ca} / S_{Ca} + X_S Y_S / S_S + X_{Ti} Y_{Ti} / S_{Ti} + X_{Gd} Y_{Gd} / S_{Gd} + X_{Fe} Y_{Fe} / S_{Fe}) = 1 \quad (8)$$

donde X_i es el factor de asociación al óxido utilizado para convertir el elemento i a su óxido más común. En este modelo, no se tienen en cuenta varios de los óxidos, principalmente el Al y el K. Sin embargo, se ha observado que el porcentaje en peso de estos óxidos está fuertemente relacionado con la cantidad de arcilla y por lo tanto con la cantidad de Fe. Por ello se escoge X_{Fe} para compensar aquellos óxidos ausentes, de manera que la parte izquierda de la ecuación sume uno.

El valor utilizado está basado en observaciones empíricas, de un rango muy completo de muestras de núcleos, provenientes de diversos medios. El factor X_{Fe} también tiene en cuenta la contaminación de la lectura del Fe por la presencia de Al mencionada más arriba. Entonces, mientras el factor de asociación al óxido normal para el Fe es 2,075, el utilizado en el modelo anterior es típicamente cercano a 6. El modelo así descrito, es adecuado para los intervalos de areniscas arcillosas. En carbonatos y evaporitas se hacen otras correcciones por la presencia de dolomita y anhidrita.

Figura 6.29



Registros de concentración de elementos estimados con SpectroLith, comparados con los valores obtenidos a partir de núcleos.

Los registros de concentración de elementos obtenidos a través de este procesamiento, se presentan en la Fig. 6.29 con curvas azules. A los efectos comparativos, los datos de núcleos se muestran como lunares rojos. En general, la correlación entre los datos de núcleos y los de registros es aceptablemente buena, especialmente si se considera que los datos se obtuvieron a través del revestidor con una herramienta de 1¹¹/₁₆ pulgadas de diámetro. Ambos datos, de núcleos y de registros, distinguen entre las areniscas ricas en silicio (Si >40% en peso) y las arcillas. Ambos conjuntos de datos muestran la casi ausencia de Ca. El pico de Ca a 10.650 pies representa en realidad un ensanchamiento del pozo relleno de cemento, el que puede ser identificado en el registro de calibre obtenido a hueco abierto. Los registros de Fe, Ti y Gd correlacionan razonablemente bien con los datos del núcleo.

Minerales a partir de elementos

Las ecuaciones (1) y (2) permiten obtener los minerales a partir de los elementos, basándose en datos de núcleos. Cuando se utilizan los datos de registros existen dos complicaciones. En primer lugar, el magnesio (Mg) no se mide normalmente con herramientas de espectrometría, pese a que estudios recientes indican que ésto es posible. Sin

embargo, como se expuso anteriormente, la suma ([Ca] +1,455 [Mg]) es independiente de la existencia de calcita o dolomita, lo que equivale a decir que la suma corresponde al Ca leído por los registros. De ahí que, el Ca leído por el registro se puede utilizar para estimar el carbonato total. En segundo lugar, la optimización para el porcentaje de arcilla necesita considerar el hecho de que la medición del Fe está contaminada por la presencia de Al. Entonces, es necesario modificar las ecuaciones (1) y (2) de la siguiente manera:

$$[Arcilla]_{registro} = 1,91 (100 - SiO_2 - CaCO_3 - 1,99Fe) \quad (9)$$

$$[Carbonato]_{registro} = -7,5 + 2,69Ca \quad (10)$$

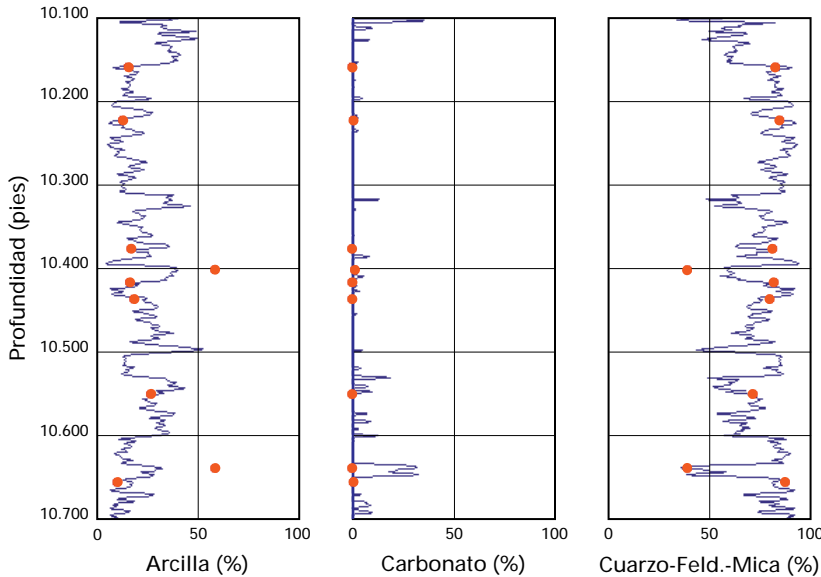
$$Cuarzo - Feldespato - Mica = 1,0 - Arcilla - Carbonato \quad (11)$$

En los casos de areniscas ricas en feldespato o mica, tales como en los Pozos 11 y 12, el modo alternativo para computar el contenido de arcilla es el siguiente:

$$[Arcilla_2]_{registro} = -18,5 + 3,34(100 - SiO_2 - CaCO_3 - 1,99Fe) \quad (12)$$

Los resultados del Pozo 3 se muestran en la Fig. 6.30, junto a los datos de núcleos obtenidos a partir de las lecturas FT-IR. Para las areniscas y areniscas arcillosas, donde el componente cuarzo/feldespato/mica es mayor al 70% en peso, los datos de núcleos y de registros concuerdan muy bien. La ausencia de calcita y dolomita es clara en ambos conjuntos de datos. El contenido de arcilla en las areniscas y areniscas arcillosas, en las que una cuantificación precisa es de suma importancia, puede estimarse correctamente con la interpretación SpectroLith. En las lutitas, la cantidad de arcilla determinada por SpectroLith, es algo inferior que la estimada a partir de datos de núcleos.

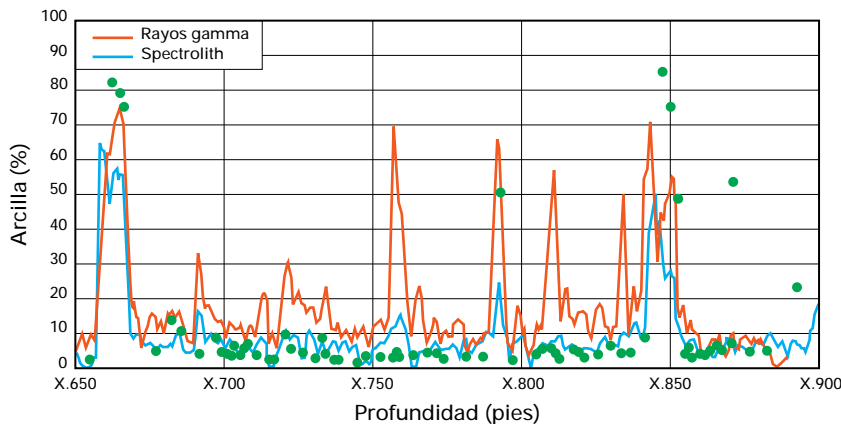
Figura 6.30



Porcentaje en peso del mineral calculado con SpectroLith, comparado con los datos de núcleos que aparecen en rojo).

En la Fig. 6.21 se observa la respuesta del registro GR en función de las lecturas de núcleos, que aparecen como Pozo 3. Los resultados del SpectroLith, que se observan en la Figs. 6.30 y 6.21 (página 6-21), indican que no

Figura 6.31



Porcentaje en peso de la arcilla en un pozo de la Faja del Orinoco, computado con SpectroLith, registros de GR y datos de núcleos. Es claro que el valor de SpectroLith se ajusta mejor a los datos de núcleos que aparecen en verde).

existen zonas totalmente limpias. Esto haría difícil una elección empírica a partir del GR_{min} , si no se contara con datos de núcleos. Aún con estos datos, la Fig. 6.21 indica que el GR consistentemente sobrestima el contenido de arcilla en las areniscas (% en peso de arcilla menor al 30%).

En la Fig. 6.31 se muestra otro ejemplo que compara ambas técnicas. En este pozo, situado en la Faja del Orinoco, la gran cantidad de datos de núcleos permite hacer una comparación muy completa. El GR ha sido ajustado para dar un porcentaje en peso de arcilla utilizando un GR_{min} igual a 11 unidades API, para ajustar la lectura mínima a X.890 pies, y un GR_{max} igual a 80 unidades API. Luego, en base al trabajo de Bhuyan y Passey, 1994, se ha utilizado un factor multiplicador, porque muchas lutitas tienen un porcentaje de arcilla de alrededor de 0,6. Por lo tanto:

$$[Arcilla]_{GR} = 0,6 * (GR - 11) / 69 \quad (13)$$

El procesamiento SpectroLith fue automático. Como se puede observar, las dos estimaciones del registro concuerdan bien entre los X.855 y X.885 pies. En todas las demás partes, y a pesar del factor multiplicador, el registro de GR da un porcentaje de arcilla demasiado alto, cerca del 10 al 20%. Además, muestra separaciones a profundidades tales como X.760 y X.815 pies, que serían interpretadas como arcillas sellantes, cuando en realidad no lo son. La interpretación SpectroLith ofrece una mejor caracterización del yacimiento.

Conclusiones

En los intervalos de areniscas arcillosas, es importante conocer el porcentaje de arcilla para estimar la porosidad, la saturación y la permeabilidad. Generalmente, el porcentaje de arcilla se estima a partir del GR. Sin embargo, se ha demostrado que el GR no es confiable como estimador cuantitativo del contenido de arcilla. Esto es particularmente cierto en los pozos viejos donde, por lo general, no se cuenta con núcleos y otros registros disponibles para efectuar la calibración necesaria para interpretar la respuesta de los registros.

Una técnica alternativa consiste en utilizar las lecturas de espectrometría de rayos gamma inducidos, obtenidas con una herramienta RST. Estas lecturas se pueden convertir a concentraciones de elementos y mineralogía mediante la utilización del procedimiento SpectroLith. En base a ejemplos del Lago de Maracaibo y de la Faja del Orinoco, se ha mostrado que esta técnica permite obtener los

porcentajes de arcilla con mayor exactitud que las otras disponibles. Esta mejora es muy importante en cuanto al mejoramiento de la evaluación de yacimientos, de manera que zonas potencialmente buenas no sean equivocadamente calificadas como yacimientos pobres, y al mismo tiempo las facies con valores altos de rayos gamma no sean tratadas como barreras impermeables.

PERMEABILIDAD Y PRESION

En las últimas tres secciones se ha visto cómo obtener los datos de la saturación de agua, la porosidad y la litología en los pozos viejos. Restan aún dos componentes importantes para la evaluación de las formaciones: la permeabilidad y la presión. Si bien son los datos más difíciles de obtener, ambos parámetros se pueden derivar de una prueba de recuperación de presión. Ello resulta sencillo en los yacimientos de una única capa (por ejemplo, Sistemas de Monitoreo Permanente, página 6-47). En cambio, en los yacimientos multicapa es habitual que varias zonas diferentes se encuentren abiertas al mismo tiempo. La tarea de aislar cada una de las zonas para probarlas en forma individual, resulta difícil y costosa. En estos casos, se pueden realizar pruebas especiales, como la prueba selectiva del comportamiento de las formaciones (SIP), en la cual los registros de producción miden la contribución de cada capa para diferentes tasas de flujo de superficie, en condiciones estabilizadas. En base a estos datos, se puede derivar la relación entre la tasa de flujo y la presión de la formación de cada capa. En la prueba en estado transitorio de yacimientos multicapa (LRT), se registran la presión y la tasa de flujo de cada capa en función del tiempo, como respuesta a perturbaciones de flujo ocasionadas desde la superficie. Una vez realizada esta opera-

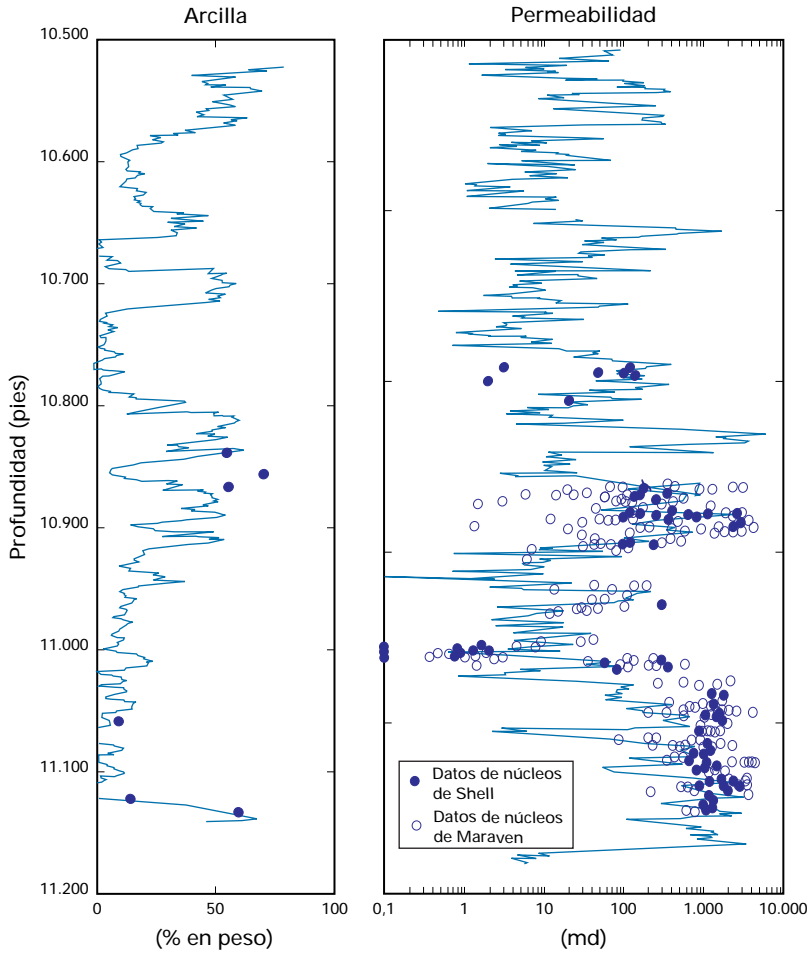
ción en todas las capas, se puede estimar la permeabilidad, el factor de daño y la presión de cada una de ellas. La interpretación de estos datos resulta compleja. Estas técnicas requieren la aislación de las zonas, y las tasas de flujo deben ser bastante altas para poder obtener una precisión suficiente.

Por otra parte, resulta evidente que estos tipos de pruebas no pueden brindar información sobre las zonas que no se encuentran abiertas. Sin embargo, se han publicado varios ejemplos de SIP y LRT realizados con éxito.

Una solución posible para las zonas no perforadas consiste en efectuar una prueba de la formación a través del revestidor, con instrumentos operados por cable. La herramienta se coloca frente a la zona que se desea probar y—mediante una mecha de perforación accionada hidráulicamente—se perfora un hueco a través del revestidor, hasta alcanzar la zona de interés. Una vez realizada la prueba, el hueco se sella con un tapón tipo Lee.

Al igual que en los huecos abiertos, estas pruebas pueden medir la presión de la formación y un valor de permeabilidad en las cercanías del hoyo. Sin embargo, la zona sometida a la prueba debe estar bien aislada de las demás zonas que se encuentran detrás del revestidor.

Figura 6.32



Comparación entre la permeabilidad obtenida a partir del núcleo y del K- Λ en un pozo del yacimiento Lagunillas Inferior (Herron, 1995).

Otra alternativa consiste en utilizar métodos indirectos; como por ejemplo, en un pozo sin datos, estimar la permeabilidad a partir de los perfiles y la presión obtenidos en un pozo cercano nuevo. En los pozos nuevos, existen varios métodos para estimar la permeabilidad a partir de los registros de CMR y de la onda de Stoneley (Capítulo 5), o bien, a partir de la porosidad y la mineralogía. Lamentablemente, en muchos pozos viejos no se dispone de registros a hueco abierto adecuados. Sin embargo, y con los métodos descritos anteriormente para determinar la porosidad y la litología, a través del revestidor, ahora también resulta posible estimar la permeabilidad en esos pozos viejos. Dichos métodos se ilustran a continuación con un ejemplo.

Permeabilidad

La relación entre la porosidad, la mineralogía y la permeabilidad está dada por el denominado parámetro Lambda, Λ , que relaciona la permeabilidad con el factor de formación F de la ecuación de Archie, de la siguiente manera (Johnson et al., 1986):

$$K_{\Lambda} = \Lambda^2 / 8F \quad \text{y} \quad 1/\Lambda = S/V_p \tag{14}$$

donde S es la superficie expuesta al flujo y V_p es el volumen de los poros. El cociente S/V_p está relacionado con la porosidad total, la densidad del grano y la superficie específica de la roca (en unidades de m^2/g):

$$S/V_p = S_0 \rho_g \phi / (1-\phi) \tag{15}$$

Asimismo, los minerales tienen superficies específicas constantes y prácticamente únicas, S_{oi} , las que se pueden determinar mediante un análisis de laboratorio. Por lo tanto, la superficie específica total S_0 se puede calcular a partir de la abundancia relativa de cada mineral, M_i , como:

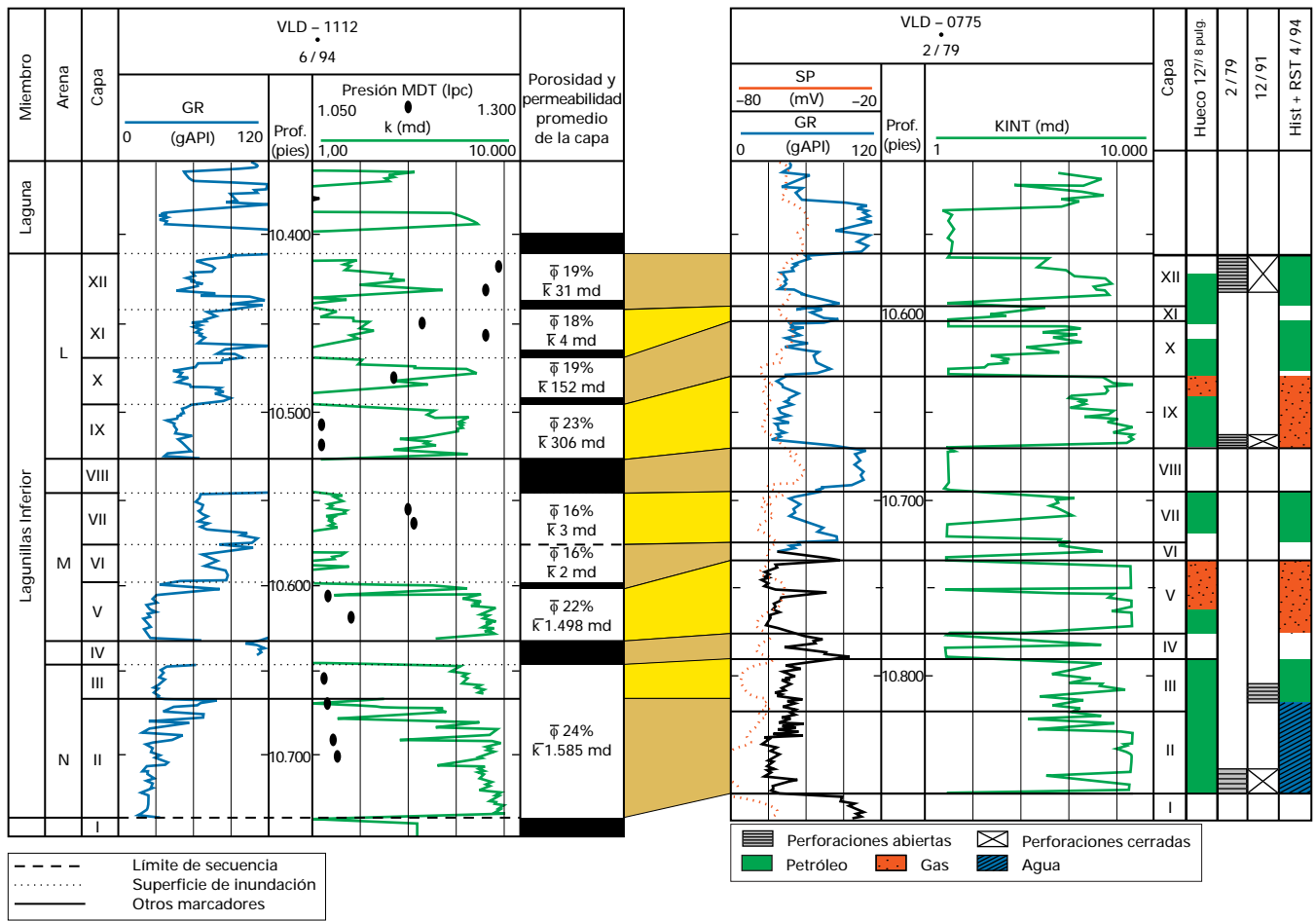
$$S_0 = \sum M_i S_{oi} \tag{16}$$

Las ecuaciones anteriores se pueden combinar para obtener una expresión directa de la permeabilidad:

$$K_{\Lambda} = A \phi^{(m+2)} / (\rho_g^2 (1-\phi)^2 \sum M_i v_i S_{oi}) \tag{17}$$

El factor v se introdujo para compensar las bajas predicciones en las areniscas arcillosas. Se ha sugerido que en dichas areniscas no toda el área específica participa en el flujo. Si el área específica se reduce por v —que oscila entre 0,1 y 0,2 en el caso de las arcillas, y uno en los minerales no arcillosos—se logran mejores ajustes con respecto a los datos de los núcleos. En la Fig. 6.32 se observa una comparación entre la predicción K- Λ y un núcleo de un pozo del yacimiento Lagunillas Inferior.

Figura 6.33



Estimaciones indirectas de las propiedades dinámicas en un pozo viejo (VLD-775). La permeabilidad se basa en las mediciones obtenidas a hueco abierto, mientras que la presión se determina en base a la correlación con el pozo nuevo (VLD-1112), según Bryant et al., 1996.

Presión

En un pozo nuevo, uno de los métodos más simples y mejor aceptados para obtener la presión de las capas consiste en llevar a cabo pruebas de la formación a hueco abierto, con instrumentos operados por cable. Para ello, es necesario que exista una buena correlación entre el pozo viejo y el nuevo cercano, lo que implica además que se tenga un buen conocimiento de las fallas sellantes y de otros factores que podrían provocar una discontinuidad en la propagación de la presión. En los pozos viejos, por lo general, la correlación se basa en un buen modelo geológico, y en los registros de rayos gamma y de resistividad. También en estos casos, la litología SpectroLith puede servir para mejorar

los resultados. La quimioestratigrafía, la cual se basa en los volúmenes de los elementos estimados a partir de SpectroLith, puede ayudar a obtener mejores correlaciones que aquéllas basadas solamente en curvas de GR y de resistividad (Herron, 1988).

Ejemplo

El ejemplo que aparece en la Fig. 6.33 proviene del Bloque IV en la Cuenca de Maracaibo. El Pozo VLD-1112 es un pozo nuevo, mientras que el Pozo VLD-775 es un pozo viejo, ambos pertenecientes al mismo bloque. Por medio de un estudio exhaustivo de los núcleos y los registros obtenidos en esta área, se llegó a una nueva definición de las capas del yacimiento, que aparecen como capas I a

XII. Esto se muestra a la izquierda de la misma figura. Esta separación en dichas unidades de flujo quedó corroborada por las presiones medidas por el probador MDT en el Pozo VLD-1112. Algunas capas se encuentran mucho más agotadas que otras. Las permeabilidades se estimaron con el método K-A, utilizando los volúmenes de minerales obtenidos a partir de los perfiles obtenidos a hueco abierto.

El pozo viejo, Pozo VLD-775, se encuentra ubicado aproximadamente a 1 km hacia el sureste con respecto al Pozo VLD-1112, y fue perforado en 1978. Si bien este pozo acumuló alrededor de 5 MMbn de petróleo, recientemente se produjo un gran aumento en su corte de gas. A la derecha de la Fig. 6.33 se muestran los fluidos provenientes de las diferentes capas cuando se probó el pozo a hueco abierto, junto con una medición reciente de la herramienta RST. En este caso, los perfiles obtenidos a hueco abierto fueron suficientes para efectuar una estimación razonable de la poro-

sidad y la litología, mientras que la permeabilidad que aparece en la Pista 2, fue derivada de la mineralogía y del modelo K-A. La correlación entre los dos pozos se basa en el nuevo modelo de capas, según el cual la capa VIII de lutitas constituye un plano de referencia. Se ajustaron los topes en forma coherente con respecto a las unidades de flujo, utilizando los valores de la permeabilidad. Es interesante notar que, si la correlación se hubiera basado sólo en el registro de rayos gamma, habría resultado mucho más difícil definir las unidades II a VI. En base a esta correlación, se puede considerar que las presiones de las capas del Pozo VLD-1112, constituyen la mejor estimación de las presiones del Pozo VLD-775.

En este momento, se conocen todas las características de la formación necesarias para tomar una decisión acertada con respecto al Pozo VLD-775. Estas son: porosidad, litología, permeabilidad, saturación de los fluidos y presión de cada una de las unidades de flujo.

AVANCES EN EL PERFILAJE DE PRODUCCION

Las herramientas de perfilaje de producción, fueron introducidas por primera vez hace ya más de 30 años. A pesar de que la tecnología disponible en aquella época era bastante simple, se podía definir el perfil de flujo monofásico de un pozo, en forma cuantitativa. El sensor clave para determinar la tasa de flujo era el mismo que se utiliza hoy en día, es decir, el molinete. Este instrumento se puede calibrar en sitio, de modo que su velocidad de rotación se puede relacionar

directamente con la velocidad del fluido. A lo largo de los años, el mayor desafío para el perfilaje de producción ha sido poder realizar el perfil de flujo en forma cuantitativa, en los casos de flujo bifásico y trifásico. La complejidad de este problema ha aumentado puesto que hoy en día se perfora un número cada vez mayor de pozos altamente inclinados y horizontales.

El flujo simultáneo de petróleo y agua constituye el caso de flujo bifásico más frecuente. Las respectivas ecuaciones generales son las siguientes:

$$q_{hp} = q_t * y_{hp} - q_s \tag{18}$$

$$q_{lp} = q_t * y_{lp} + q_s \tag{19}$$

donde:

q = tasa de flujo, hp = fase pesada,

lp = fase liviana, y = "hold-up" de la fase

v_s = velocidad de resbalamiento,

q_s = tasa de resbalamiento definido como:

$$y_{hp} * y_{lp} * A * v_s \tag{18}$$

donde A es el área expuesta al flujo.

En un régimen de flujo con burbujas, es decir, cuando una fase es continua y la otra está distribuida en forma de burbujas dentro de la primera, se supone que el molinete puede determinar la tasa de flujo total q_t . El "hold-up" de las fases se deberá calcular a partir de las mediciones, mientras que la velocidad de resbalamiento se encuentra a partir de las correlaciones establecidas en el laboratorio.

Medición del "hold-up" de una fase

La medición del "hold-up" de una fase nunca ha sido obtenida en forma directa. Es habitual derivarlo a partir de la densidad del fluido, la cual se determina, generalmente, en base a la diferencia de presión entre dos puntos desplazados una distancia vertical fija. El sensor utilizado para esta operación se denomina gradiomanómetro. Si se conocen las densidades de las fases puras, la densidad de la mezcla de fluido se puede expresar como una combinación lineal simple de cada una de las fases presentes. Por lo tanto, para calcular el "hold-up" en un flujo bifásico, se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad del fluido} = \rho_f = y_{hp} * \rho_{hp} + y_{lp} * \rho_{lp} \tag{20}$$

$$\text{además, } y_{hp} + y_{lp} = 1 \tag{21}$$

Al combinar y substituir y_{lp} en (21) se obtiene:

$$y_{hp} = (\rho_f - \rho_{lp}) / (\rho_{hp} - \rho_{lp}) \tag{22}$$

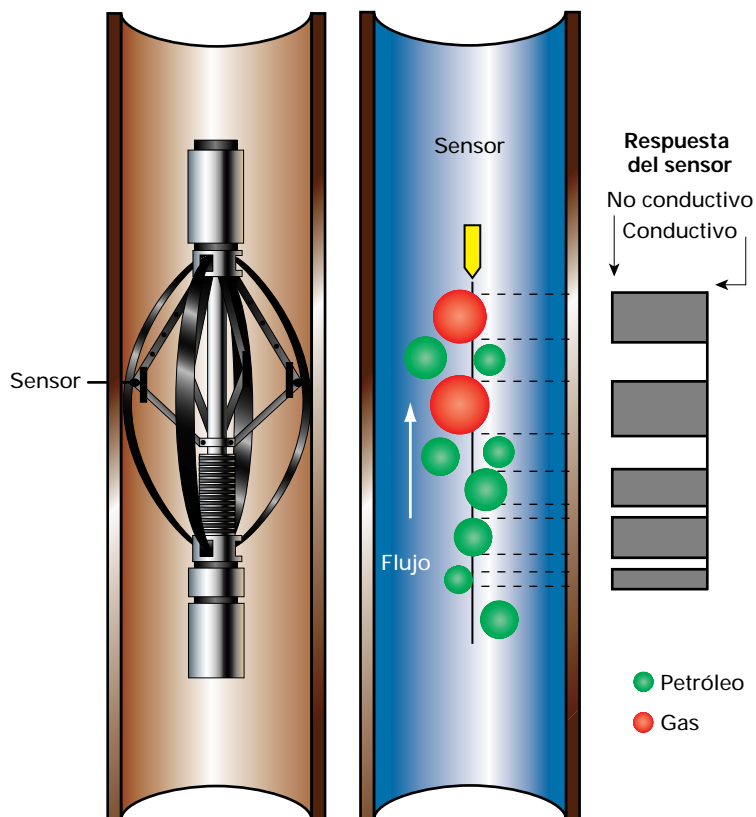
Este sistema de cálculo de la densidad del fluido a partir de la diferencia de presión, está sujeto a muchos inconvenientes:

- La medición incluye la caída de presión por fricción en el flujo, por lo tanto con tasas de flujo elevadas, es necesario realizar una corrección para evitar errores al calcular la densidad del fluido
- La medición se debe corregir en los pozos inclinados, por cuanto la diferencia de presión depende de la distancia vertical real entre los puntos de medición y, por la misma razón, se torna menos sensible. En un pozo totalmente horizontal, no se puede calcular la densidad del fluido a partir de la diferencia de presión, puesto que no existe una diferencia de profundidad entre los puntos de medición
- El uso de la densidad para determinar el "hold-up" de la fase constituye un método indirecto. Si un pozo tiene entradas de agua con salinidades diferentes, y entradas de petróleo con densidades diferentes, en la ecuación (22) no se podrán hallar valores únicos para ρ_{hp} y ρ_{lp} . Este problema lleva a una estimación inexacta del "hold-up" y puede provocar errores de interpretación, como el diagnóstico de una entrada de agua dulce como si fuera de petróleo si el pozo contiene agua salada.

Una vez reconocidos los inconvenientes del gradiomanómetro, se comenzaron a realizar intentos para determinar el "hold-up" por otros métodos tales como:

- Medir la capacitancia de un fluido bifásico de un pozo, la cual se puede relacionar con el "hold-up" si se conoce la capacitancia de cada fase
- Medir la densidad de electrones, determinando la capacidad que tiene la mezcla de fluido de absorber los rayos gamma emitidos por una fuente de Cesio. En este caso, la densidad de electrones se puede utilizar para determinar el "hold-up", de la misma manera que se utiliza la densidad obtenida con el gradiomanómetro.

Figura 6.34



Herramienta Digital de Entrada e Imágenes de Fluido (DEFT). La impedancia local alrededor de la sonda cambia cuando las burbujas de la fase dispersa se acercan al extremo de la sonda. El nivel de la señal indica qué fase se está observando, lo cual lleva a una medición directa del "hold-up" de la fase.

La densidad medida de esta forma, sin embargo, no se ve afectada por caídas de presión por fricción.

La primera de las técnicas expuestas presenta errores intrínsecos debido a que el cambio de capacitancia no es lineal respecto del "hold-up", y la respuesta presenta una discontinuidad cuando la fase continua cambia de agua a petróleo. La respuesta también depende del régimen de flujo, cuando las propiedades eléctricas son afectadas por la distribución espacial de las fases.

- La densidad de electrones obtenida a partir de las mediciones nucleares se ve sumamente afectada por el revestidor, el cemento y la formación.

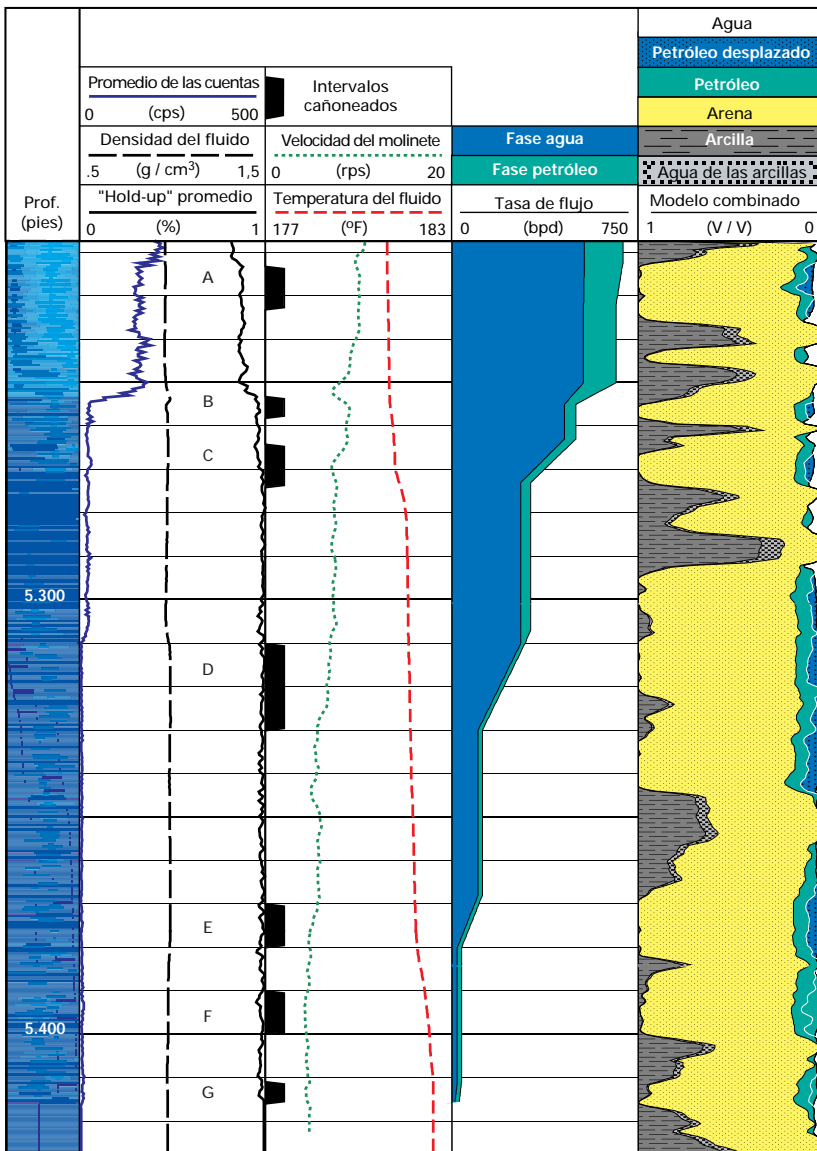
Estos inconvenientes han motivado la búsqueda de una técnica capaz de medir el "hold-up" del agua en forma directa. Como resultado, se obtuvo la herramienta Digital de Entrada e Imágenes de Fluido (DEFT), también conocida como FloView, que es la

única herramienta disponible en la industria petrolera capaz de medir el "hold-up" del agua en forma directa.

La herramienta incluye cuatro sondas (Fig. 6.34), ubicadas dentro de una malla protectora. Cada sonda es, en realidad, una pequeña antena coaxial. Desde la sonda se emite una corriente alterna de alta frecuencia, que se transmite al fluido circundante, y regresa al cuerpo de la herramienta. La amplitud de la señal depende de la impedancia del fluido alrededor de la sonda. Debido a que existe un gran contraste entre la impedancia del petróleo y la del agua, la herramienta se autocalibra. Se determina un umbral de alto voltaje, por encima del cual la sonda indica petróleo, y un umbral de bajo voltaje, por debajo del cual indica agua. El "hold-up" del agua se calcula directamente como la relación del tiempo en que la señal permanece baja respecto del tiempo total. Esta medición digital del "hold-up" constituye un gran avance, puesto que no requiere datos de las propiedades del fluido, y la medición no se ve afectada por efectos de la fricción, la desviación, la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua, u otros factores. La medición tampoco se altera por efecto de la salinidad del agua, siempre que ésta se encuentre por encima de los 2.000 ppm, lo cual comprende la gran mayoría de los casos. Con cuatro sensores distribuidos alrededor del hoyo, los resultados se pueden desplegar como una imagen del "hold-up" dentro del hoyo.

En un régimen de flujo con burbujas, los cambios de impedancia, detectados por los sensores, se pueden considerar como burbujas que chocan contra ellos. Si se cuentan las veces que la sonda pasa del umbral de bajo voltaje al de alto voltaje, se puede calcular el número de burbujas que pasan por la sonda. El conteo de burbujas es sumamente sensible y se puede utilizar para detectar pequeñas entradas de petróleo y de agua.

Figura 6.35



Ejemplo de un registro obtenido con la herramienta DEFT en un pozo del Occidente de Venezuela.

Ejemplo de los avances en las mediciones de "hold-up" obtenidas con FloView

Este ejemplo del Occidente de Venezuela corresponde a un pozo vertical completado en intervalos seleccionados dentro del yacimiento. Tiene un revestidor de 5 pulgadas de diámetro y 18 lb/pie de peso, con una tubería de producción de 3½ pulgadas ubicada a 4.981 pies y equipada con tres válvulas de levantamiento artificial por gas. En el momento de realizar el perfilaje, se encontraban abiertos siete inter-

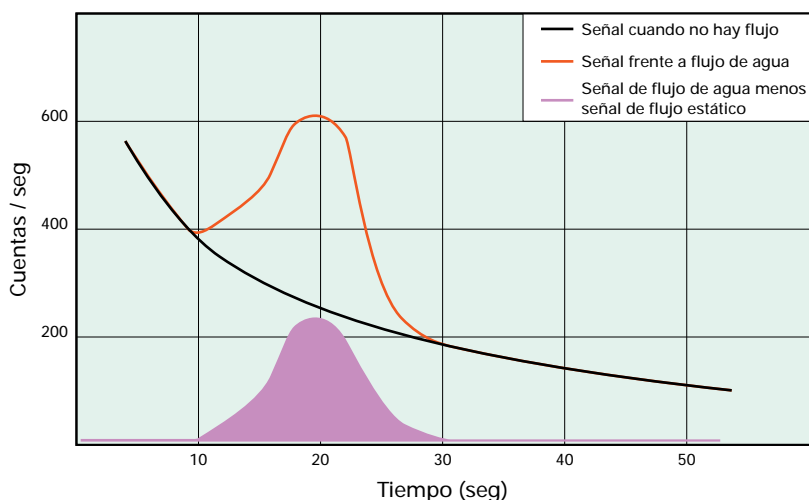
valos, con una producción promedio de 133 bppd, 530 bapd y 737 Mpc/día de gas.

Antes de realizar planes para incrementar la producción, se decidió determinar la saturación del petróleo remanente en las diferentes areniscas y la fuente del elevado corte de agua existente (80%). Por lo tanto, se cerró el pozo y, al nivel del intervalo perforado, se bajó una sarta combinada de perfilaje de producción (manómetro-termostato-gradiomanómetro-molinete) y una herramienta RST. Luego, el pozo se puso nuevamente en producción y se bajó una nueva sarta de perfilaje de producción, que incluía una herramienta FloView. Las herramientas no pudieron pasar los 5.423 pies, probablemente debido al arenamiento, o por una obstrucción. Por lo tanto, no se pudo perfilar el intervalo más profundo. Una vez estabilizado el pozo, se registraron varias corridas y paradas.

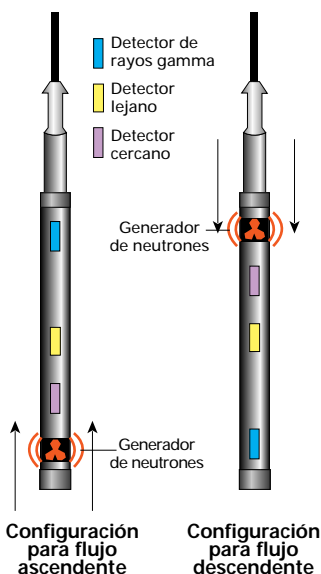
En la Fig. 6.35, Pista 5, se observan los resultados interpretados en base a la herramienta RST, y de los registros originales, adquiridos a hueco abierto (Inducción, Densidad, Neutrón y Rayos Gamma). Se observa un drenaje parcial de petróleo en la mayoría de las areniscas, un poco menor en las areniscas superiores y en la parte superior de la arenisca comprendida entre 5.292 y 5.346 pies. No se detecta presencia de gas. Sin embargo, tomando como base sólo los resultados del RST, resulta difícil decidir el procedimiento a seguir.

En la Fig. 6.35 también se observan los registros de producción obtenidos mientras el pozo fluía. En la Pista 1 aparece la imagen del "hold-up" obtenida con la herramienta FloView, mientras que la Pista 2 contiene el promedio del "hold-up" y el conteo de burbujas a partir del FloView, junto con la densidad del fluido, obtenida con el gradiomanómetro. En la Pista 3 se muestran los datos del molinete, la temperatura y los intervalos cañoneados. En la Pista 4 se encuentran las tasas de flujo del petróleo y el agua, basados principalmente en el "hold-up" del FloView y en el molinete. El "hold-up" del FloView es levemente inferior a 1

Figura 6.36



Perfilaje de Flujo de Agua



La herramienta RST—actuando como herramienta de captura de neutrones—está configurada para detectar el flujo ascendente o descendente del agua. Se observa una señal típica en el detector lejano de rayos gamma, con y sin flujo de agua.

desde el fondo del pozo, lo cual sugiere que existe una entrada de agua con una pequeña cantidad de petróleo proveniente del intervalo inferior obstruido. La curva de conteo de burbujas y la imagen muestran con claridad que existe un leve flujo de petróleo, mientras que el gradiomanómetro no presenta variaciones. El intervalo perforado E, contribuye con una cierta cantidad de agua; lo mismo que la mayor parte del intervalo D. En el extremo superior de este intervalo, el FloView identifica con claridad la primera entrada importante de petróleo, la que también es detectada por el gradiomanómetro. El intervalo C produce fundamentalmente agua; mientras que el intervalo B, produce una cierta cantidad de agua y petróleo. El gradiomanómetro no alcanza a detectar esta entrada de petróleo, puesto que la densidad no presenta una reducción importante. La entrada de petróleo en A tampoco tiene un efecto perceptible sobre la medida de densidad.

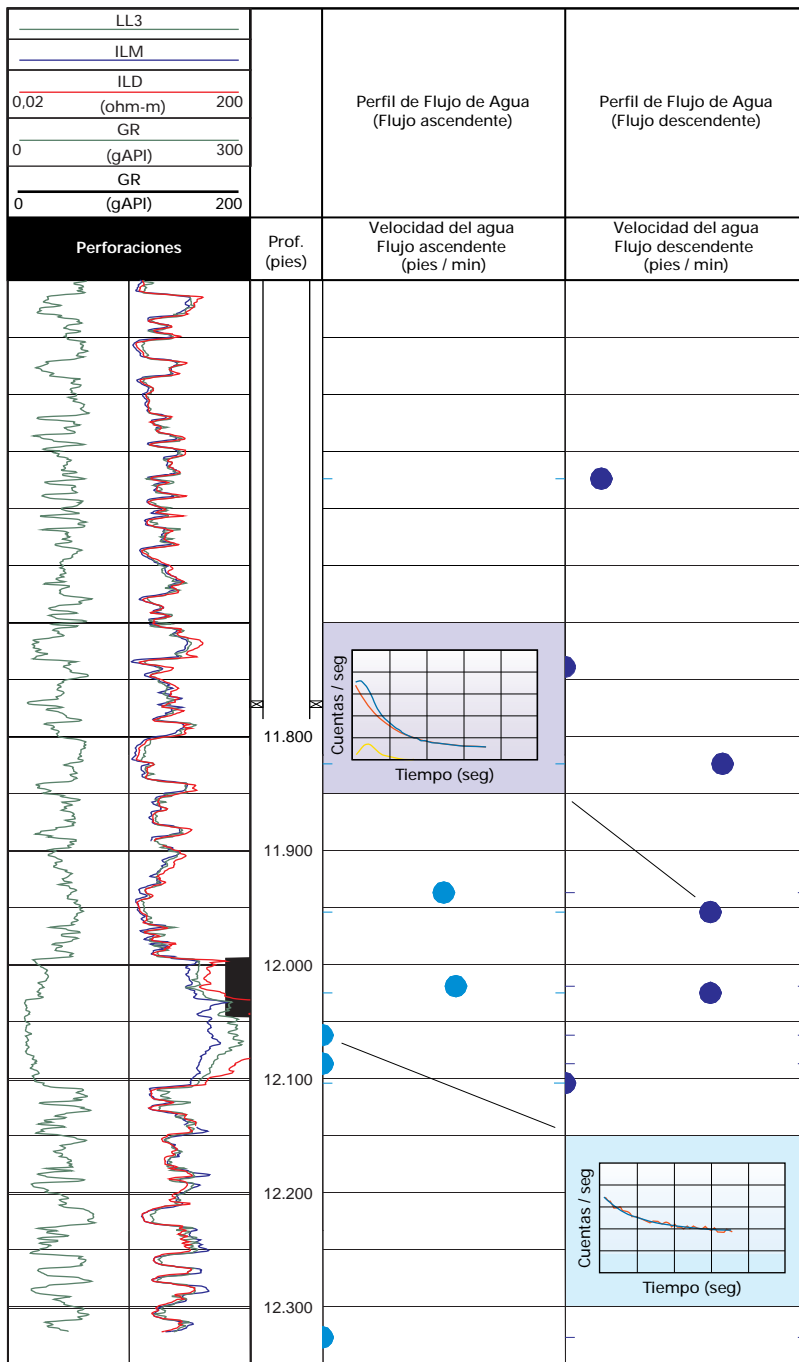
En este caso, se demuestra claramente la ventaja de contar con mediciones de “hold-up” y conteo de burbujas preciso, obtenidos con la herramienta FloView. Sin ella, se hubiera llegado a la conclusión de que el principal productor de petróleo era el intervalo D. De la misma manera, la pequeña entrada de petróleo proveniente de la zona ubicada por debajo de la obstrucción no se habría detectado.

Con esta información, en cambio, se pueden tomar las medidas adecuadas para mejorar la producción. En este caso, se decidió inyectar gel para sellar los principales intervalos productores de agua, sin afectar la producción de petróleo de manera significativa. Al mismo tiempo, se volvió a evaluar el perfil de inyección de los inyectores vecinos. Si se hubieran utilizado sólo mediciones convencionales, se hubiera establecido un perfil equivocado, lo que habría llevado a un procedimiento incorrecto.

Perfilaje del flujo de agua

Como se dijo anteriormente, en un régimen de flujo con burbujas es razonable suponer que un molinete responde al flujo promedio de la mezcla. Sin embargo, en otros regímenes, ésta no sería una suposición válida y, en todos los casos, conviene medir las velocidades individuales de las fases. Para realizar una medición independiente de la velocidad de flujo del agua, se puede utilizar una técnica conocida como Perfil de Flujo de Agua (WFL). En esta técnica se emplea una herramienta de captura de neutrones, como por ejemplo, una herramienta RST (véase recuadro, página 6–11), para irradiar con neutrones de alta energía, el entorno circundante a la herramienta. Los núcleos atómicos absorben estos neutrones y se transforman en átomos inestables, que luego decaen y emiten rayos gamma. La mayor parte de estos decaimientos tienen una vida media muy corta, con excepción del oxígeno activado, que tiene una vida media de 7,1 segundos. En un pozo que produce agua e hidrocarburo, sólo el agua contiene átomos de oxígeno. Por lo tanto, una vez emitido un pulso de neutrones, se crea un pequeño bolsón de agua activada, que será medido por los detectores al pasar frente a ellos. Como se observa en la Fig. 6.36, este bolsón se puede distinguir claramente de la señal generada por la presencia del oxígeno estático, que tiene un decaimiento exponencial

Figura 6.37



Ejemplo de un Perfil de Flujo de Agua (WFL) donde se aprecia el flujo descendente de agua proveniente de la zona superior, pero no se observa flujo ascendente desde una zona inferior.

La velocidad del flujo del agua se puede calcular, entonces, a partir de la distancia entre el generador y el detector y el “tiempo de vuelo” del bolsón de agua activada. La sarta de herramientas debe estar configurada de manera apropiada para poder detectar si el flujo es ascendente o descendente (Fig. 6.36) (página previa).

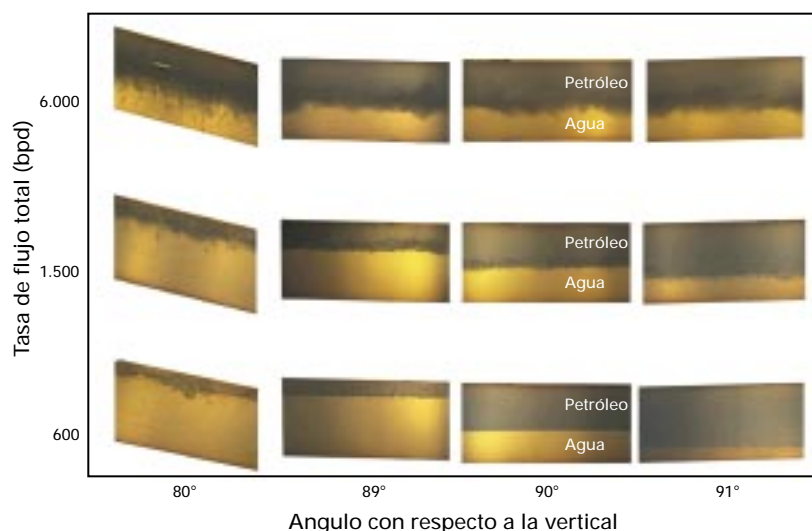
La irradiación proveniente del agua no es sólo del volumen de agua que se encuentra dentro del pozo. Por ejemplo, si hay agua en movimiento detrás del revestidor, a través de los canales en el cemento, la técnica del WFL puede determinar la velocidad de la misma. Es justamente esta capacidad de detectar y cuantificar el movimiento de agua detrás del revestidor o de la tubería de producción, lo que hace que el perfil WFL sea una técnica sumamente poderosa. En la Fig. 6.37 se observa un ejemplo de un perfil WFL obtenido en un pozo del Occidente de Venezuela. Este pozo producía 258 bapd y 172 bppd de un intervalo del cual no se esperaba que tuviera un corte de agua tan elevado. Se corrió el WFL en modo de flujo ascendente, para comprobar la existencia de agua subiendo por detrás del revestidor, proveniente de una arenisca más profunda. Las tres mediciones estacionarias, ubicadas por debajo de las perforaciones, no muestran ningún flujo (Pista 3, Fig. 6.37). A continuación, se corrió el WFL en modo de flujo descendente para comprobar si el agua provenía de las areniscas superiores. En efecto, las cinco mediciones estacionarias muestran claramente flujo descendente proveniente del intervalo comprendido entre 11.739 y 11.824 pies, supuestamente de la arenisca a 11.770 pies (Pista 4, Fig. 6.37). En este caso, sólo la técnica WFL es capaz de determinar el origen del agua.

Perfilaje de producción de pozos horizontales

En los últimos años, en la industria petrolera se ha observado una tendencia creciente en la perforación de pozos horizontales. Sin embargo, este tipo de pozos presenta un desafío importante para los servicios relacionados con los mismos, en especial en lo que respecta a los perfiles de producción.

El medio ambiente para el perfilaje de producción es muy complejo: un pozo horizontal casi nunca es realmente horizontal, sino que su trayectoria presenta ondulaciones. En los puntos bajos, estas variaciones

Figura 6.38



Tres tasas de flujo totalmente diferentes para los experimentos en un circuito de flujo experimental de 5 pulgadas de diámetro externo. En todos los casos el corte de agua es del 50%. La variación del “hold-up” se puede observar para cuatro ángulos distintos de la tubería.

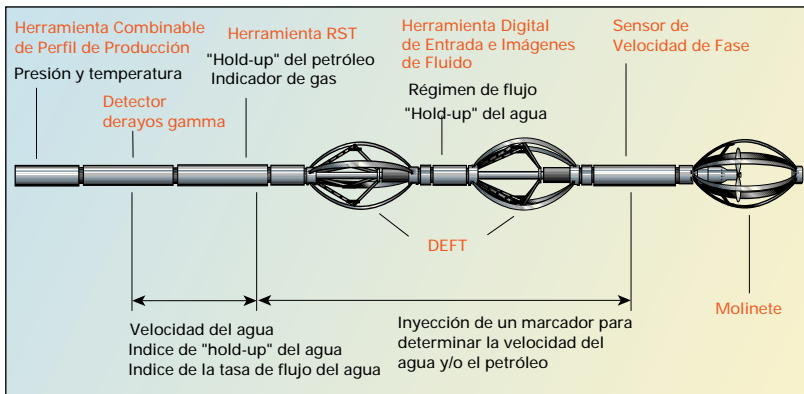
menores entrapan agua, lodo, fluidos de estimulación y otros. En los puntos altos, se entrapa el gas. Estas acumulaciones de fluidos estancados, ejercen una gran influencia sobre las mediciones obtenidas con los sensores de perfilaje de producción.

El tipo de completación también puede aumentar la complejidad de la situación. Por ejemplo, las tuberías ranuradas no cementadas permiten el flujo dentro y fuera de las mismas, lo cual es una función de la geometría del hueco abierto, que se puede confundir fácilmente con entrada de producción o flujo cruzado. Asimismo, como se comentó anteriormente, el gradiomanómetro tradicional no es capaz de medir el “hold-up.”

Por estos motivos, se diseñó una nueva sarta de herramientas de perfilaje de producción, especial para pozos horizontales. En primer lugar, se estudió la mecánica del flujo de fluidos en un pozo horizontal, lo cual comprendió experimentos con mezclas de petróleo y agua en un circuito de flujo experimental. Este estudio reveló algunos fenómenos interesantes, que indicaban el tipo de mediciones necesarias para entender y cuantificar el perfil de flujo de un pozo horizontal. Se llegó a dos conclusiones principales:

- 1) El petróleo y el agua siempre fluyen en un régimen de flujo estratificado. Esto quiere decir que el petróleo y el agua se segregan en dos capas diferentes, y se mantienen así hasta alcanzar tasas altas de flujo; por ejemplo, de 30.000 bppd en una tubería corta de 7 pulgadas.
 - 2) Si las tasas de flujo son bajas, es decir, inferiores a los 3.000 bppd en una tubería corta de 5 pulgadas, el “hold-up” de las fases se ve sumamente afectado hasta por variaciones mínimas en la desviación de la tubería. En la Fig. 6.38 se observan los resultados obtenidos en los experimentos del circuito de flujo, en los que se consideran cuatro inclinaciones diferentes de la tubería en tres condiciones diferentes de flujo total, con una mezcla de petróleo y agua en partes iguales. Si el flujo asciende, dado que el agua es más pesada que el petróleo, la velocidad del agua se reduce; pero, para mantener la misma tasa de flujo, el “hold-up” debe aumentar. En sentido inverso, la velocidad de la fase liviana de petróleo aumenta cuando va en sentido ascendente, con lo cual su “hold-up” disminuye. Cuando la tubería se inclina hacia abajo, la velocidad del agua aumenta y su “hold-up” correspondiente disminuye, mientras que la velocidad del petróleo disminuye y el “hold-up” del mismo aumenta. Cuando existen tasas de flujo elevadas, el “hold-up” se independiza parcialmente de la inclinación de la tubería, puesto que los efectos de la fricción se vuelven mucho más importantes que los efectos de la gravedad.
- De las observaciones anteriores, se desprende claramente que una variación del “hold-up” en un pozo horizontal, se puede confundir erróneamente con una entrada de fluido, cuando, en realidad, está inducida sólo por una variación de la desviación del pozo.

Figura 6.39



Representación esquemática de la Sarta Integrada de Perfilaje de Producción Flagship.

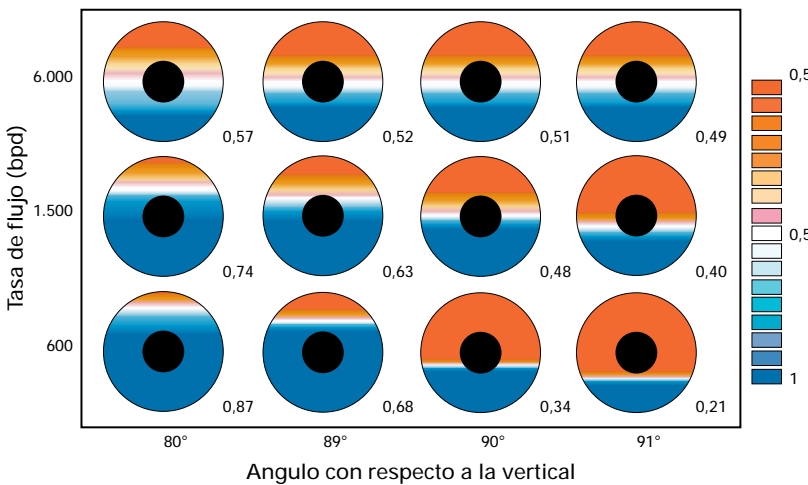
Por lo tanto, para cuantificar con precisión el perfil de producción en un pozo horizontal, se deben medir el “hold-up” y la velocidad de cada fase, en toda la trayectoria del hoyo. Una vez que los experimentos del circuito de flujo experimental determinaron los parámetros necesarios, fue posible diseñar un instrumento de perfilaje de producción, adecuado para alcanzar los objetivos propuestos. La sarta de herramientas que surgió como resultado de este trabajo de desarrollo, se conoce como Sarta Integrada de Perfilaje de Producción Flagship, la cual aparece en la Fig. 6.39.

La sarta Flagship está diseñada para medir en forma simultánea el “hold-up” de cada fase y la velocidad de la misma, tanto del petróleo como del agua. Sin embargo, debido a la variabilidad de las condiciones de flujo, es común repetir las mediciones, para obtener así resultados más estables.

Las mediciones de “hold-up” se realizan de las siguientes maneras:

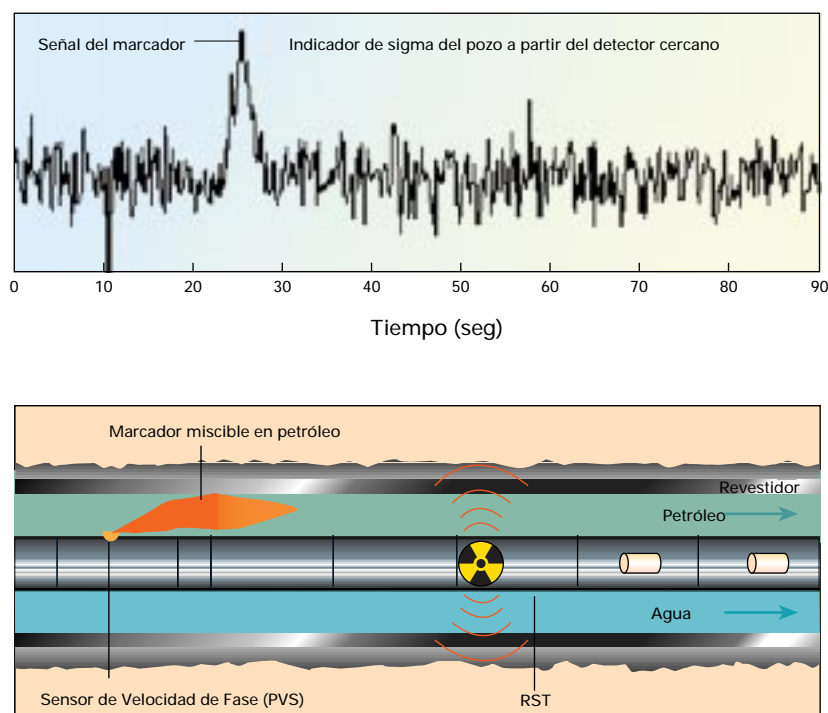
- Dos herramientas FloView están dispuestas a 45° entre sí, de manera que ocho sondas pueden medir el “hold-up” a pleno diámetro del pozo. Las mediciones son procesadas y convertidas en una imagen que conduce a una medición directa del “hold-up” de la fase. Las mediciones obtenidas con la herramienta FloView, correspondientes a las condiciones del circuito de flujo experimental de la Fig. 6.38, se muestran en la Fig. 6.40. Se observa que el porcentaje del corte transversal de la tubería, ocupada por las fases segregadas de agua y petróleo, coincide con la estimación visual de la Fig. 6.38
- La herramienta RST mide la sección de captura efectiva del fluido (véase página 6–13). Esta sección de captura efectiva es una combinación lineal de los “hold-ups” y de la sección de captura efectiva de cada fase. De este modo, en una mezcla bifásica, si se conoce la sección de captura efectiva del petróleo y del agua, y si hay suficiente contraste entre dichas secciones de captura, entonces se pueden calcular los “hold-ups”
- La herramienta RST también determina la relación C/O del fluido (véase página 6–4), y la relación de las cuentas inelásticas totales, obtenidas por los detectores cercanos y lejanos. La primera es sensible a los volúmenes relativos de agua y petróleo, mientras que la segunda es sensible al volumen de gas, de manera tal que, si se combinan ambas relaciones, es posible medir un “hold-up” trifásico (petróleo, agua y gas).

Figura 6.40



Mapas de imágenes del corte transversal del “hold-up”, obtenidos con la herramienta Dual DEFT de la sarta Flagship, durante el mismo experimento conducido en el circuito de flujo experimental que se muestra en la Fig. 6.38 (página previa).

Figura 6.41



Un marcador soluble en petróleo compuesto de gadolinio, se eyecta apuntado hacia el tope de la tubería en la fase de petróleo. El arribo del marcador a la herramienta RST se detecta como una perturbación en la sección transversal de captura del fluido. El "tiempo de vuelo" se utiliza para calcular la velocidad de la fase. Se puede eyectar un marcador hidrosoluble, apuntado hacia la base de la tubería, para calcular la velocidad del agua.

La sarta Flagship realiza las mediciones de velocidad de fases de la siguiente manera:

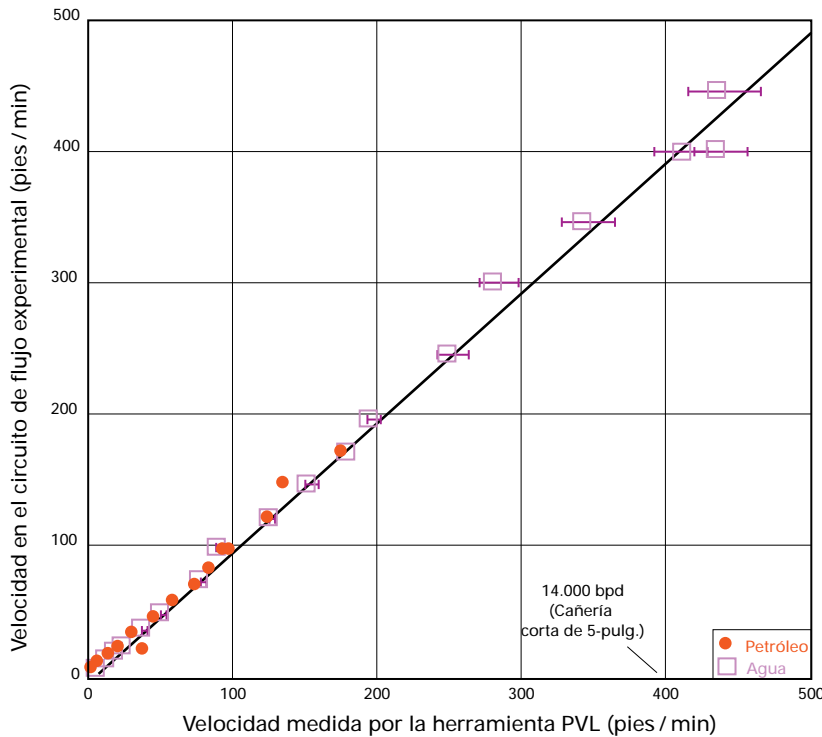
- Se obtiene el WFL, como se explicó más arriba
- Se obtiene un Perfil de Velocidades de las Fases, mediante una herramienta eyectora de trazadores (PVS), que utiliza dos marcadores miscibles que miden las velocidades del petróleo y del agua en forma independiente. Esta herramienta cuenta con dos cámaras, una de las cuales contiene un compuesto a base de gadolinio y soluble en petróleo; mientras que la otra lleva asimismo un compuesto a base de gadolinio, pero soluble en agua. La herramienta posee dos compuertas ubicadas diametralmente opuestas y orientadas de manera tal que la eyección del marcador soluble en petróleo se realiza hacia arriba, mientras que el marcador soluble en agua se eyecta hacia abajo. De esta forma se garantiza que cada marcador ingrese en la fase correspondiente. El arribo del bolsón del

marcador es detectado por la herramienta RST en su modo sigma, puesto que el gadolinio tiene una sección de captura efectiva sumamente alta, que perturba momentáneamente la sección de captura efectiva del pozo, en el momento en que pasa por delante de la herramienta. De forma similar al WFL, para calcular la velocidad del petróleo y del agua se utilizan "tiempos de vuelo". En la Fig. 6.41 se indica el principio de la medida, mientras que la Fig. 6.42 (próxima página) muestra los resultados de la medición del PVL en el circuito de flujo experimental, con los cuales queda confirmada la precisión de esta técnica. Se demuestra además, que la herramienta es capaz de medir velocidades extremadamente bajas, por cuanto el marcador no es radiactivo y no se degrada en las condiciones de fondo y, por lo tanto, será detectado aunque se mueva muy lentamente.

Medición a molinete

La sarta Flagship también incorpora un molinete en línea (CFS) y un molinete de diámetro pleno (FBS). Cuando dos fases se mueven en un régimen de flujo estratificado a diferentes velocidades, no se puede considerar que un molinete mida el promedio de la velocidad total. A pesar de ello, debido a las variaciones de "hold-up" provocadas por los cambios de la desviación del pozo y/o de la entrada de fluido, en ciertos puntos los molinetes pueden estar sumergidos en una de las dos fases, al momento en que el molinete medirá un punto representativo de la velocidad de esa fase en particular. Tomados de una manera aislada, las lecturas de los molinetes no permiten definir cuándo son representativas. Pero, cuando las mediciones independientes y estacionarias realizadas por el perfil PVL y el WFL están disponibles, las mediciones del molinete pueden ser validadas en ciertos tramos, y luego extrapoladas para dar un perfil de flujo continuo.

Figura 6.42



La precisión del PVL queda demostrada a través de mediciones realizadas en una mezcla de petróleo y agua en un circuito de flujo experimental. Las mediciones coincidieron con las tasas de flujo de referencia.

Mediciones auxiliares

La sarta Flagship realiza además, mediciones auxiliares tales como presión, temperatura y desviación del pozo, todas necesarias para una mejor interpretación de los resultados.

A pesar de que la sarta Flagship tiene aproximadamente 110 pies de largo, es posible bajarla a un pozo horizontal con tubería flexible, y en una única operación .

Se ha demostrado que el modelo de flujo estratificado también se puede aplicar en pozos con inclinaciones de 80 a 100°.

La sarta Flagship es capaz de cuantificar, de manera confiable, perfiles de flujo de petróleo y agua en un pozo horizontal o en un pozo sumamente desviado.

Como se vio anteriormente, la herramienta RST es capaz de medir el “hold-up” de las tres fases. Además, una medición de velocidad del gas se encuentra en proceso de desarrollo, con lo cual la sarta Flagship estará en condiciones de medir la velocidad de las tres fases, así como de cuantificar los perfiles de flujo trifásicos. Estos avances se harán

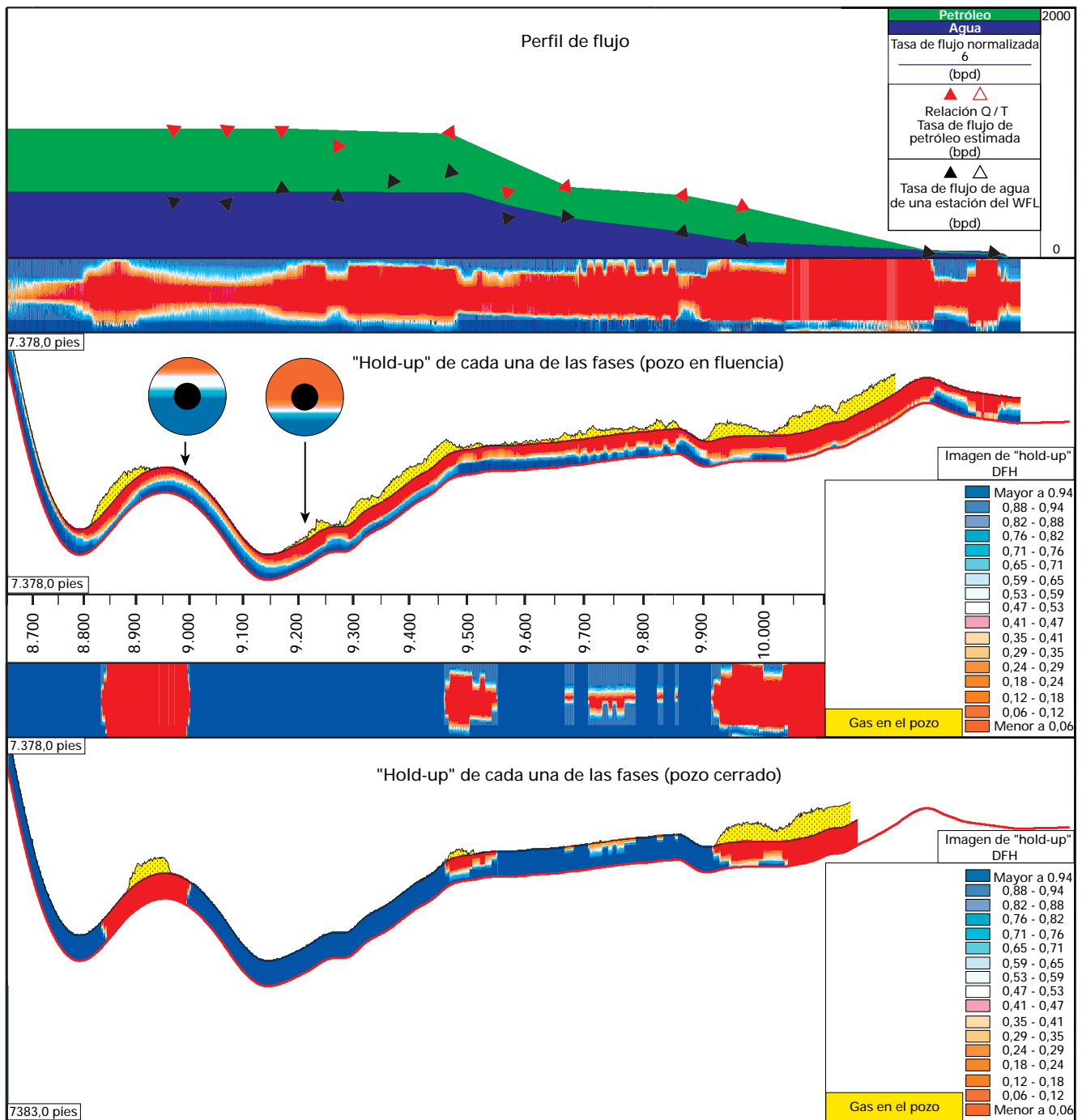
extensivos a los pozos verticales y levemente inclinados, de manera que el perfilaje de la producción de las tres fases se podrá realizar con confianza y para cualquier desviación del pozo.

El estudio de la mecánica de los fluidos en un circuito de flujo experimental permitió construir además, un modelo bifásico para pozos horizontales. Este modelo, denominado Strat-Flow, puede estimar el flujo de una de las fases si se conoce la tasa de la otra fase, las propiedades del fluido y el “hold-up” de ambas fases, así como la trayectoria del pozo.

Ejemplo del perfil de producción de un pozo horizontal

El siguiente ejemplo pertenece a un pozo ubicado en Trinidad. Se trata de un pozo productor horizontal completado con mallas pre-empaquetadas de 6,25 pulgadas. Se utilizó una sarta Flagship, pero sin la medición del perfil PVL, debido a que la herramienta no se encontraba disponible en el momento de la operación. Este pozo representó un verdadero desafío para la determinación del perfil de flujo, puesto que producía petróleo, agua y gas. En la Fig. 6.43 se muestran las imágenes del “hold-up” obtenidas, a pozo cerrado y con el pozo fluyendo, con la herramienta Dual DEFT. La presencia de gas está determinada por el indicador correspondiente, que se enciende cuando la relación de las cuentas inelásticas, provenientes de los detectores cercanos y lejanos de la herramienta RST supera un cierto umbral. Se utilizó la combinación RST-WFL para determinar la velocidad del agua y, si se combina con el “hold-up” del agua calculado con la herramienta DEFT, se obtiene la tasa de flujo del agua. No se pudo determinar la velocidad independiente del petróleo, puesto que no se disponía de la medición del perfil PVL. Los resultados de los molinetes fueron erráticos, probablemente debido a la presencia de gas, si bien en ciertos puntos coinciden con la velocidad obtenida por el WFL. Por lo tanto, los molinetes no resultaron de gran ayuda para determinar la

Figura 6.43



Registro obtenido con la sarta Flagship en un pozo horizontal en Trinidad. Las imágenes del "hold-up" del agua y el petróleo para obtener las condiciones de flujo y cierre se muestran junto con la indicación del "hold-up" de gas. También se observa el perfil de flujo interpretado de agua y de gas. Las imágenes del "hold-up" de la sección transversal a 9.200 y 9.000 pies indican una diferencia en el "hold-up" del petróleo y del agua, provocada sólo por los cambios en la desviación del hoyo.

velocidad del petróleo. Dado que la producción de gas era pequeña, fue razonable despreciar esa fase, y utilizar el modelo de flujo estratificado (Strat-Flow) para determinar la tasa de flujo de petróleo. La tasa de flujo total, calculada a partir del modelo, coincidió muy bien con la medición realizada en la superficie, una vez convertida a las condiciones de fondo. Este resultado confirmó la suposición de que el “hold-up” del gas era pequeño y, como tal, podía ignorarse en el modelo. Esta suposición puede verificarse mediante la medición de C/O de la herramienta RST, para determinar el “hold-up” de las tres fases, si bien el software correspondiente todavía no estaba disponible cuando se llevó a cabo esta operación.

En la Fig. 6.43 (página previa), se observa el cálculo de los perfiles de la tasa de flujo del petróleo y del agua. Se puede apreciar que la mayor parte del agua ingresa en el pozo entre los 9.500 y los 9.950 pies, mientras que el petróleo lo hace entre los 10.000 y 10.250 pies y entre los 9.500 y 9.700 pies de profundidad.

La variación que se observa en el “hold-up” del gas entre el pozo cerrado y abierto es bastante significativa. Cuando se cierra el pozo, el gas se acumula en los puntos altos de la trayectoria. Cuando se deja fluir, en cambio, el gas se encuentra distribuido en todo el pozo, puesto que se crea un equilibrio entre las fuerzas de fricción y las fuerzas de gravedad. En la misma figura también se pueden observar los mapas de las imágenes del “hold-up” en los cortes transversales de la tubería, a 9.200 y 9.000 pies. No existen modificaciones en las tasas

de flujo del petróleo y del gas entre estas dos estaciones, pero se observa que el “hold-up” del agua es de 0,37 a 9200 pies, donde la trayectoria del pozo es descendente, mientras que es de 0,65 a 9.000 pies, donde es ascendente. La velocidad del agua aumenta en la sección descendente y disminuye en la sección ascendente, mientras que con la velocidad del petróleo ocurre lo contrario. La tasa de flujo de la fase permanece invariable entre estas dos estaciones, siendo que depende del “hold-up”, de la velocidad y del área transversal de la tubería. Estas variaciones del “hold-up” coinciden exactamente con lo que se ha observado en los experimentos con el circuito de flujo experimental, comentados anteriormente. Si no se contara con las mediciones de la sarta Flagship, con la cual se pueden medir el “hold-up” y la velocidad de cada fase, las variaciones observadas hubieran provocado una interpretación equivocada de la entrada de fluidos.

Este ejemplo demuestra que la sarta Flagship es capaz de obtener los perfiles de flujo del petróleo y del agua, inclusive en condiciones complejas de flujo trifásico. Una sarta de perfilaje de producción convencional, provista sólo de sensores comunes, no se hubiera podido interpretar. Si se dispone del modelo de interpretación de las mediciones de la herramienta RST de carbono y oxígeno para el “hold-up” de las tres fases, y el valor de la velocidad del gas, es posible perfilar este tipo de pozos, y obtener una evaluación cuantitativa total del perfil de flujo de petróleo, agua y gas.

HERMETICIDAD HIDRAULICA

La evaluación de un pozo viejo no es completa sin antes realizar un control de hermeticidad hidráulica. En efecto, las mediciones de saturación detrás del revestidor y del flujo dentro del pozo pueden indicar exactamente las zonas que fueron invadidas con agua de inyección y las que todavía contienen petróleo producible. A pesar de ello, si existe una comunicación por detrás de la tubería o una fuga en el revestidor, es posible que no se pueda aislar la producción de agua. Es por eso que resulta importante evaluar la calidad del cemento y del revestidor antes de diseñar un programa de reacondicionamiento.

Los perfiles de evaluación del cemento se realizan, por lo general, después de la cementación primaria, con el objeto de evaluar el éxito de la operación y proveer información útil para mejorar el diseño de trabajos futuros. Por lo general, se afirma que un buen trabajo de cementación primaria constituye el factor más importante para asegurar la hermeticidad hidráulica, por cuanto los trabajos de reparación del cemento resultan difíciles, costosos y no siempre dan buenos resultados. Ahora bien, el cemento se puede deteriorar, en especial cuando no fraguó bien en un principio, y cuando contiene canales o microfracturas que permiten la acción de ácidos o de fluidos dañinos. En Venezuela, en muchos yacimientos de areniscas se utilizan lodos ácidos para remover los residuos del lodo de perforación y los finos de la formación (Capítulo 7-34). Por otra parte, los ciclos de presión durante las pruebas de inyectividad y de estimulación pueden quebrantar la adhesión del cemento.

En los pozos viejos, muchas veces no se cuenta con información acerca de la calidad del cemento original y, aunque la hubiera, no es conveniente suponer que dicha calidad se mantiene en buenas condiciones. Además, el revestidor puede estar corroído y tener huecos. En Venezuela, no es común encontrar fluidos de formación corrosivos, pero la influencia del agua de inyección, o el uso de

pozos inyectoros pueden causar problemas. Para controlar la calidad del cemento se puede utilizar la técnica sónica tradicional, o los métodos ultrasónicos más recientes. En las páginas siguientes se describen estos métodos mediante ejemplos de campo.

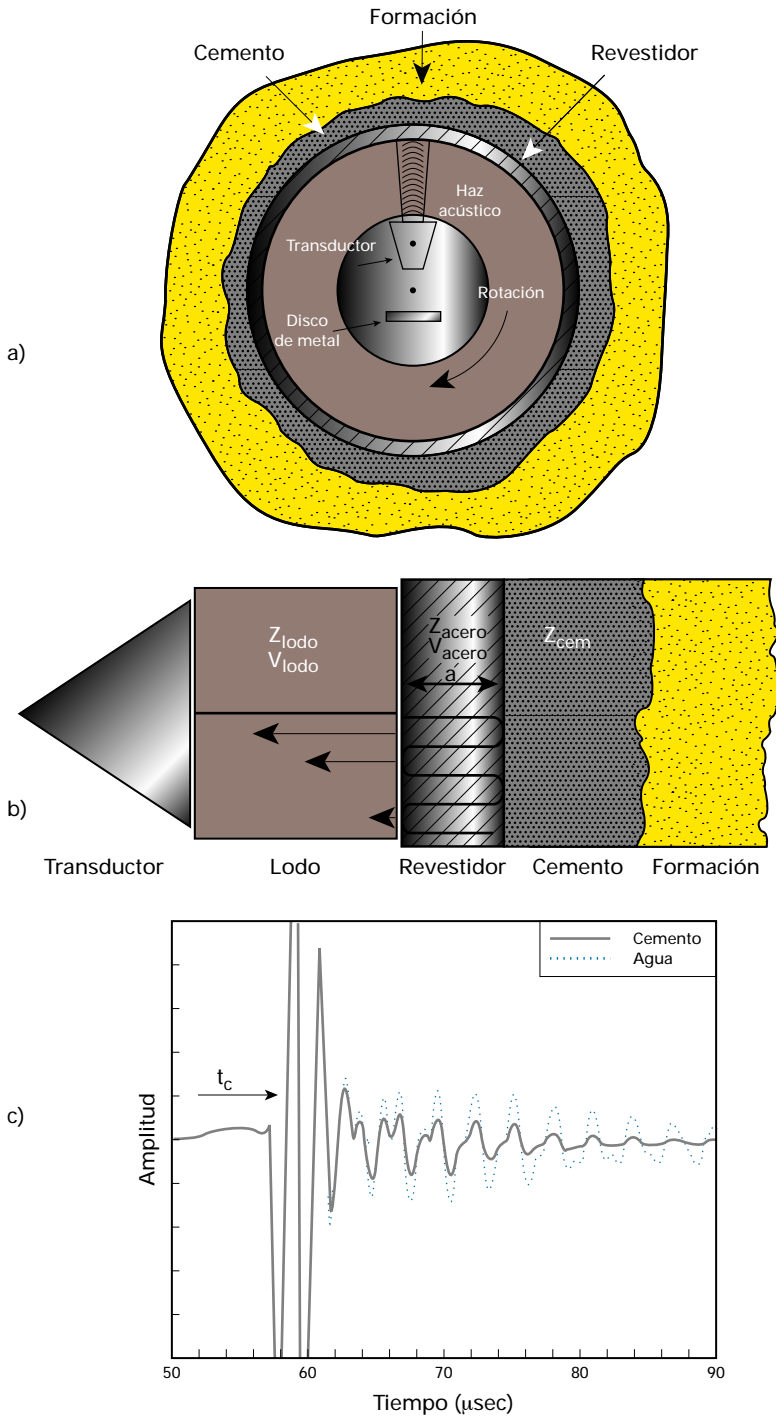
Técnicas de evaluación del cemento y corrosión

Para evaluar la adhesión entre el revestidor y el cemento se utilizan dos técnicas principales: el perfil de Adhesión del Cemento (CBL), que mide la atenuación de las ondas sónicas a lo largo del revestidor y es sensible al acoplamiento de las ondas de corte que atraviesan el revestidor y el cemento; y las herramientas ultrasónicas de eco por pulsación, que miden la amortiguación de una resonancia en modo de espesor y, con ello, la impedancia acústica de la adhesión entre el cemento y el revestidor (Hayman, et. al., 1991). Además, es habitual considerar la amplitud del arribo de la formación en el tren de ondas sónicas como un indicador de la adhesión entre el cemento y la formación.

El perfil sónico tradicional de adhesión de cemento (CBL) es omni-direccional, por lo que no es capaz de detectar un canal de cemento, que bien puede aparecer como una adhesión relativamente buena. Una nueva herramienta direccional se describe en la próxima sección. El CBL es sensible a las propiedades del fluido del pozo, aunque se puede corregir utilizando las diferencias de amplitud entre los dos receptores. Otros factores que pueden hacer que la medición resulte engañosa son señales de formaciones rápidas, una centralización deficiente y un espacio microanular.

La herramienta de Imágenes Ultrasónicas (USIT*) mide la impedancia acústica del material que se encuentra por detrás del revestidor, Z_{cemf} , en todos los azimutes. Sus ventajas principales son la elevada resolución azimutal y vertical, la medición de una

Figuras 6.44a, 6.44b y 6.44c

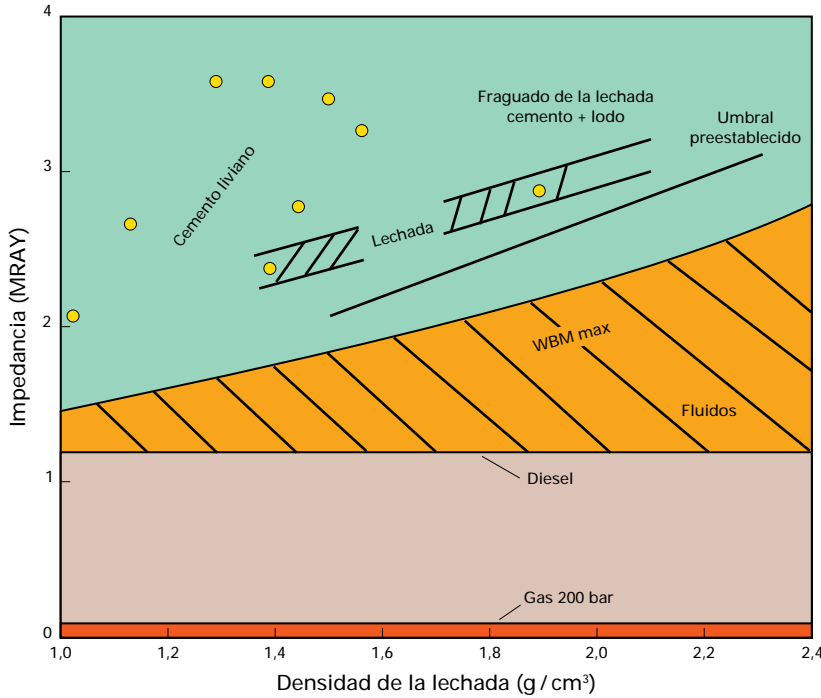


El principio del USIT; a) Transductor rotativo, b) Resonancia y reflexiones del revestidor, c) Señal recibida con un primer eco amplio y señales que dependen del cemento.

cantidad física (Z_{cemf}) y la menor sensibilidad a los efectos ambientales. Esta herramienta utiliza un transductor rotativo que dispara un pulso ultrasónico al revestidor, con lo cual éste resuena a una frecuencia de entre 200 y 700 kHz (Fig. 6.44a). El eco principal proviene de la pared interna del revestidor (Fig. 6.44b y c). El tiempo de arribo, t_c , se utiliza para medir el radio interno del revestidor, y también sirve para normalizar la señal según los efectos ambientales, como temperatura, presión y atenuación del lodo. La forma de la resonancia depende fundamentalmente de las impedancias acústicas y de las velocidades del lodo (Z_{lodo} y V_{lodo}), del revestidor (Z_{acero} y V_{acero}) y del Z_{cemf} . Las propiedades del lodo se miden mientras la herramienta se encuentra dentro del pozo; se mueve el transductor hasta que enfrenta un disco de metal y se analiza la reflexión. Entonces, si se conocen las propiedades del acero, se construye un modelo de resonancia con el espesor del revestidor y Z_{cemf} , y se repite con este espesor y Z_{cemf} como variables hasta que se alcanza una correspondencia adecuada con los datos. Por último, se corrige Z_{cemf} de acuerdo con los efectos no planares.

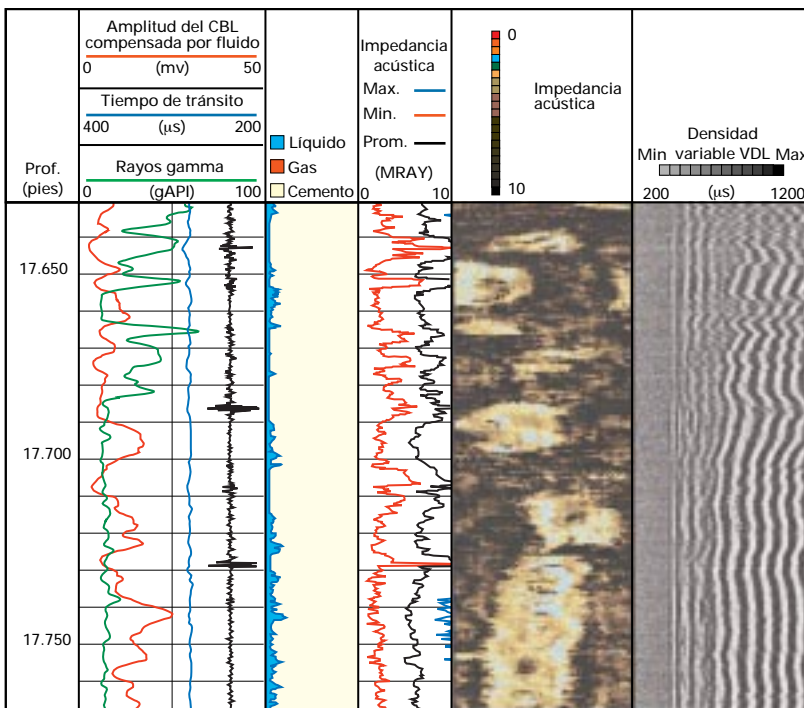
En la Fig. 6.45, se observan los materiales de impedancia que se encuentran probablemente detrás del revestidor. Se utilizan umbrales para distinguir los distintos materiales, los que luego se despliegan en diferentes colores en la imagen USIT; por lo general, el rojo significa gas, el azul representa líquido, y de amarillo a negro, sólidos con incrementos de 0,5 MRayl. La interpretación no resulta totalmente evidente, puesto que las mezclas de cemento y lodo (cementos contaminados) pueden ser sólidos cuya impedancia es menor que la de las lechadas de cemento. La presencia de un espacio microanular también reduce la impedancia. Si este espacio está lleno de líquido, el efecto es el mismo que con el CBL y es posible distinguir sólido de líquido con un espacio microanular de hasta 100 µm. Sin embargo, con el gas el efecto generalmente es más fuerte.

Figura 6.45



Impedancia acústica en función de la densidad de los materiales típicos que se encuentran en el espacio anular entre el revestidor y la formación.

Figura 6.46



Ejemplo de un perfil USIT en el que se observa claramente un canal de cemento.

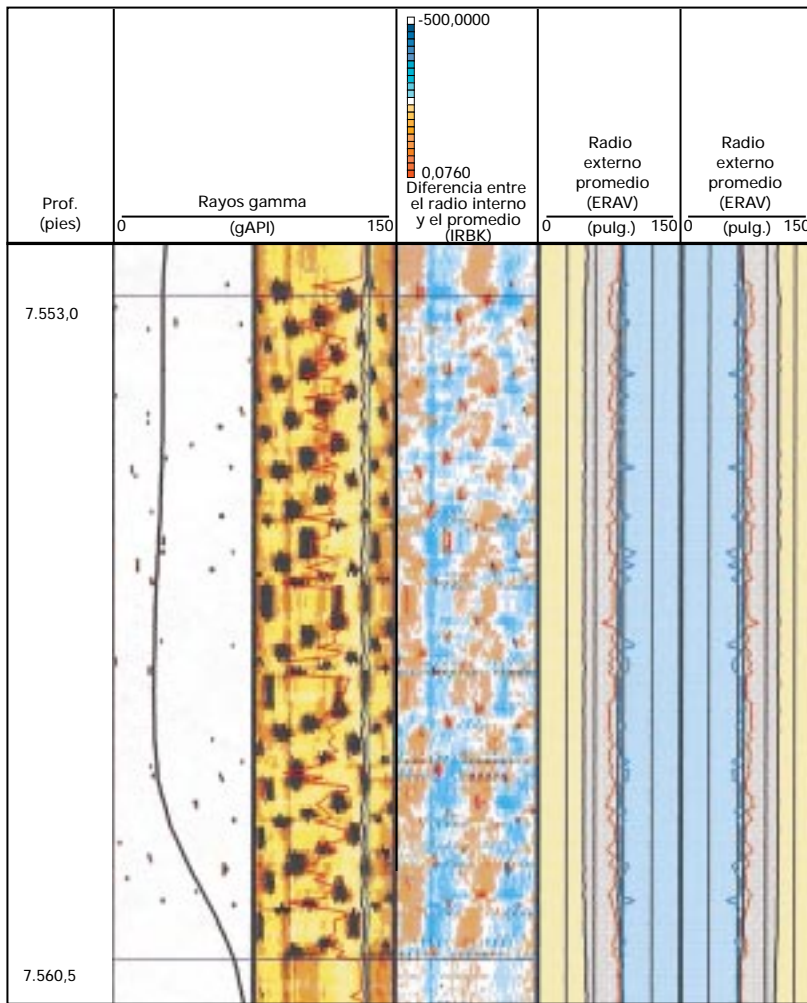
En estos casos, como ocurre con los sólidos de baja impedancia, es importante comparar los resultados obtenidos con las herramientas USIT y CBL. Los espacios anulares muy pequeños, por lo general, se pueden remover efectuando la carrera de perfilaje bajo presión. Si la superficie interior del revestidor es rugosa puede causar problemas, lo cual se identifica por la amplitud de la primera reflexión (Fig. 6.44b) y se despliega en la imagen de amplitud. Una correcta centralización también es importante.

En la Fig. 6.46, se observa un perfil USIT típico. En el fondo del pozo se puede ver el canal, que se distingue claramente de los tramos de cemento de mala calidad detectados más arriba. Esta distinción no se hubiera podido realizar con el perfil CBL. En el Capítulo 7-9 se presentan otros ejemplos de USITs realizados antes y después de una cementación forzada en un pozo viejo.

La resolución espacial de las imágenes USIT está determinada por el diámetro del haz ultrasónico, que tiene alrededor de 1,2 pulgadas. La resolución del radio interno es de 0,002 pulgadas con un margen de error de ±0,08 pulgadas. Una buena señal de resonancia depende de que la adherencia acústica entre el transductor y el revestidor se encuentre dentro del rango correcto. Dado que ello depende del tamaño del revestidor y de la densidad del lodo, existen varios tamaños de transductores ultrasónicos. Sin embargo, si la atenuación en el lodo es superior a 12 db/cm/MHz, la señal será demasiado débil y no se podrá analizar. Este tema se tratará en la próxima sección.

La corrosión se puede detectar por medio de muchas técnicas, que incluyen calibres de sensores múltiples, y métodos electromagnéticos, como la herramienta electromagnética de Multifrecuencia (METT*) y el Perfil Analítico de la Tubería (PAL*).

Figura 6.47



Ejemplo de un perfil USIT en el que se observan claramente las perforaciones del cañoneo.

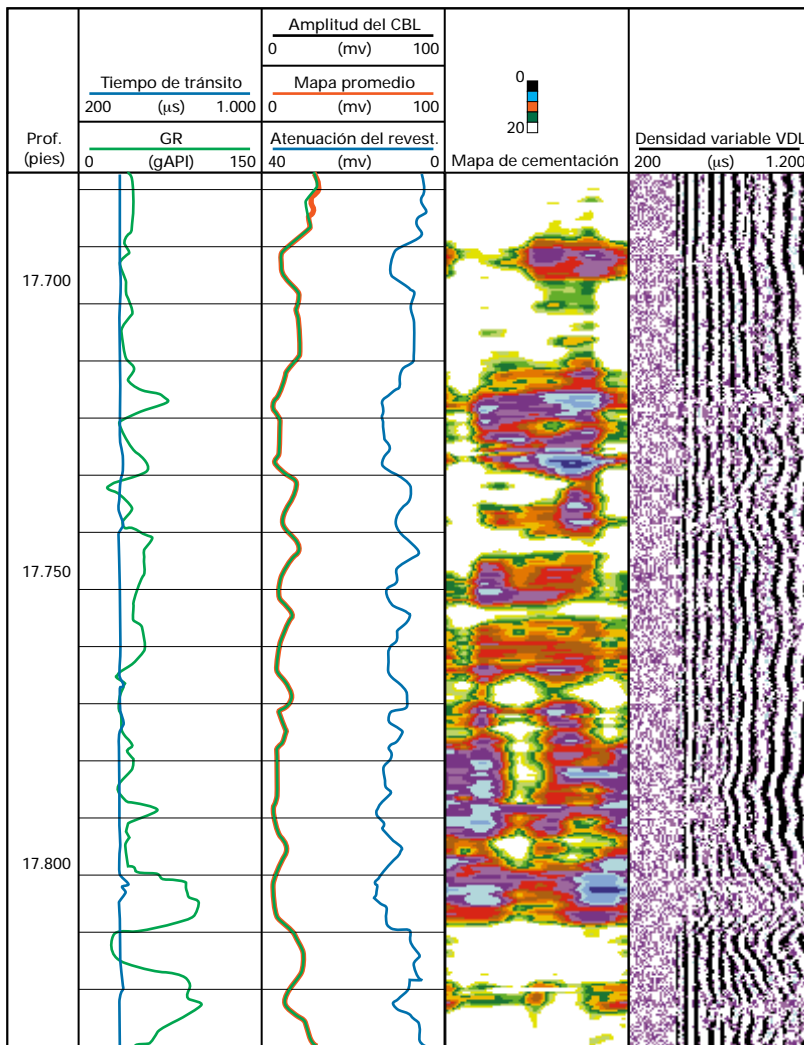
La herramienta METT mide el cambio de fase de una señal transmitida a través del revestidor, que es sensible al espesor del mismo. La herramienta PAL mide la pérdida de flujo y de la corriente parásita en 12 patines colocados contra el revestidor. La herramienta USIT, mediante la medición de radio interno y el espesor del revestidor, constituye un buen detector de la corrosión, tanto interna como externa. Los orificios se pueden identificar hasta un diámetro de 1,2 pulgadas.

Para realizar una evaluación más detallada de la corrosión, se utiliza la Herramienta Ultrasónica de Imágenes de Corrosión (UCI*), que utiliza un transductor de alta frecuencia de 2 MHz para obtener una resolución espacial mucho mayor que el USIT. El rayo se enfoca en un ancho de 0,11 a 2 pulgadas para mejorar aún más la resolución espacial, y para reducir los efectos de descentralización y de sensibilidad a la rugosidad, con respecto a un transductor plano. A esta frecuencia el revestidor no resuena, si bien es posible medir claramente el tiempo de arribo de los ecos desde adentro y desde afuera del revestidor. Al igual que en el caso de la herramienta USIT, la velocidad del fluido se mide mientras la herramienta se encuentra dentro del pozo y se utiliza para calcular los radios interno y externo del revestidor con una resolución de 0,004 pulgadas y una precisión de $\pm 0,04$ pulgadas.

El rayo de alta resolución focalizado puede detectar huecos externos o internos de 0,3 pulgadas de diámetro mínimo, según las especificaciones, y de 0,16 pulgadas en algunos experimentos (Hayman et. al., 1995). A pesar de ello, dada la alta frecuencia, la máxima atenuación aceptable del lodo es de 2 dB/cm/MHz, lo que en la práctica significa agua, salmuera o un lodo liviano.

La resolución del USIT se puede apreciar a partir de la Fig. 6.47. El pozo fue cañoneado con una densidad de 12 tpp, empleando cargas con una entrada nominal de 0,91 pulgadas. Los orificios se observan claramente. En este pozo, la herramienta USIT se corrió para evaluar el cemento sobre una sección superior, y luego se efectuó otra carrera para controlar las perforaciones, lo que se realizó exitosamente. La herramienta USIT resulta muy efectiva para la evaluación de pozos viejos, puesto que tanto la corrosión como la calidad del cemento se pueden evaluar en una misma carrera. La evaluación combinada del cemento y de la corrosión permitió tomar decisiones efectivas con respecto al reacondicionamiento del pozo.

Figura 6.48



Ejemplo de un CMT donde se observa claramente canalización en el cemento.

Evaluación del cemento en lodos atenuadores y en pozos de pequeño diámetro

Cuando la atenuación del lodo supera un cierto límite, las herramientas de imágenes ultrasónicas no resultan adecuadas. Este tipo de lodos contiene una gran proporción de partículas sólidas y por lo general se asocian con densidades elevadas. Sin embargo, si bien los límites se expresan algunas veces en términos de densidad del lodo, esto no resulta suficiente en la mayoría de los casos. En un estudio realizado en el área de Barinas, los lodos a base de petróleo se analizaron en el laboratorio. Si bien las densidades eran moderadas (12,5 lb/gal),

el contenido total de sólidos era del 40%. De este total, un 15% comprendía sólidos de alta densidad, como baritina, que se había agregado en forma intencional, mientras que el 25% restante estaba compuesto de sólidos livianos arrastrados durante la perforación. Los sistemas de control de sólidos de los pozos en la superficie, no siempre eliminan estos sólidos livianos, y las mediciones de contenido de sólidos no siempre los incluyen. Por lo tanto, como ocurre en este caso, es posible encontrar un lodo de densidad media donde la calidad del cemento no se puede evaluar con métodos ultrasónicos. También puede ocurrir lo contrario; algunos lodos muy pesados pueden dar imágenes de buena calidad debido a un contenido moderado de sólidos. En algunos casos en el Oriente de Venezuela, se obtuvieron buenos resultados con la herramienta USIT bajada en pozos llenos de lodos de 16,3 lb/gal.

Sin embargo, también es posible obtener datos de evaluación de cemento en el caso de lodos con alto contenido de sólidos, por medio de la herramienta de Mapeo de Cemento (CMT). Esta herramienta realiza mediciones a partir de 10 segmentos espaciados regularmente alrededor de la circunferencia del pozo. También proporciona datos CBL y VDL convencionales mediante receptores omnidireccionales de 3 y 5 pies y un receptor de 1 pie para formaciones rápidas. Además, esta herramienta tiene sólo 2 $\frac{1}{8}$ pulgadas de diámetro y, por lo tanto, se puede correr en revestidores y tuberías ranuradas, y en grandes tuberías (Pronto estará disponible una nueva versión de 1 $\frac{1}{8}$ pulgadas con ocho mediciones).

En la Fig. 6.48 se observa la capacidad de la herramienta CMT para identificar un canal. En el CBL convencional, resulta difícil distinguir el canal existente a 17.780 pies de las zonas bien cementadas por encima y por debajo de dicha profundidad.

SISTEMAS DE MONITOREO PERMANENTE: COMO PROLONGAR LA VIDA UTIL DE UN YACIMIENTO

Si un pozo requiere reacondicionamiento, o si se decide perforar nuevos pozos, entonces los sistemas de monitoreo de instalación permanente ofrecen una alternativa válida para prolongar la vida del yacimiento. Estos permiten la adquisición de información sumamente útil para el manejo de los yacimientos y la optimización de la producción.

En los años recientes, muchas compañías petroleras han dedicado mayores esfuerzos y recursos para mejorar la recuperación de las reservas comprobadas. En la mayoría de los casos, dicha recuperación puede incrementarse si se comprenden las características del yacimiento y su comportamiento dinámico en los comienzos del ciclo de explotación. Esto permite la implementación de una correcta estrategia de desarrollo del yacimiento, la cual a su vez ayudará a optimizar la recuperación de los hidrocarburos en sitio. Para tener éxito en el manejo de los yacimientos, es importante adquirir datos de muy buena calidad y en el momento adecuado. Es por ello que las compañías operadoras realizan cada vez más

estudios de sísmica 3-D; pruebas de presión transitoria de larga duración; imágenes de las paredes del pozo; perforación y perfilaje de pozos horizontales; y otras operaciones. Una vez que comienza la etapa de producción, resulta necesario monitorear el comportamiento del yacimiento, para obtener información adicional acerca de la dinámica del mismo. Esa información permite que, en caso de que sea necesario realizar modificaciones en la estrategia de explotación, las decisiones se puedan tomar a su debido tiempo.

En el pasado, el monitoreo de pozos productores se ha limitado principalmente a los estudios de las sondas de presión, que se realizaban en forma periódica. Los sistemas de monitoreo mediante instalaciones permanentes se conocen desde hace más de 25 años, sin embargo, la falta de confiabilidad y el elevado costo de los mismos limitaron la difusión de su aplicación. Los recientes avances tecnológicos han logrado mejorar la confiabilidad de los sistemas, hasta tal punto que su expectativa de duración es equivalente

Figura 6.49

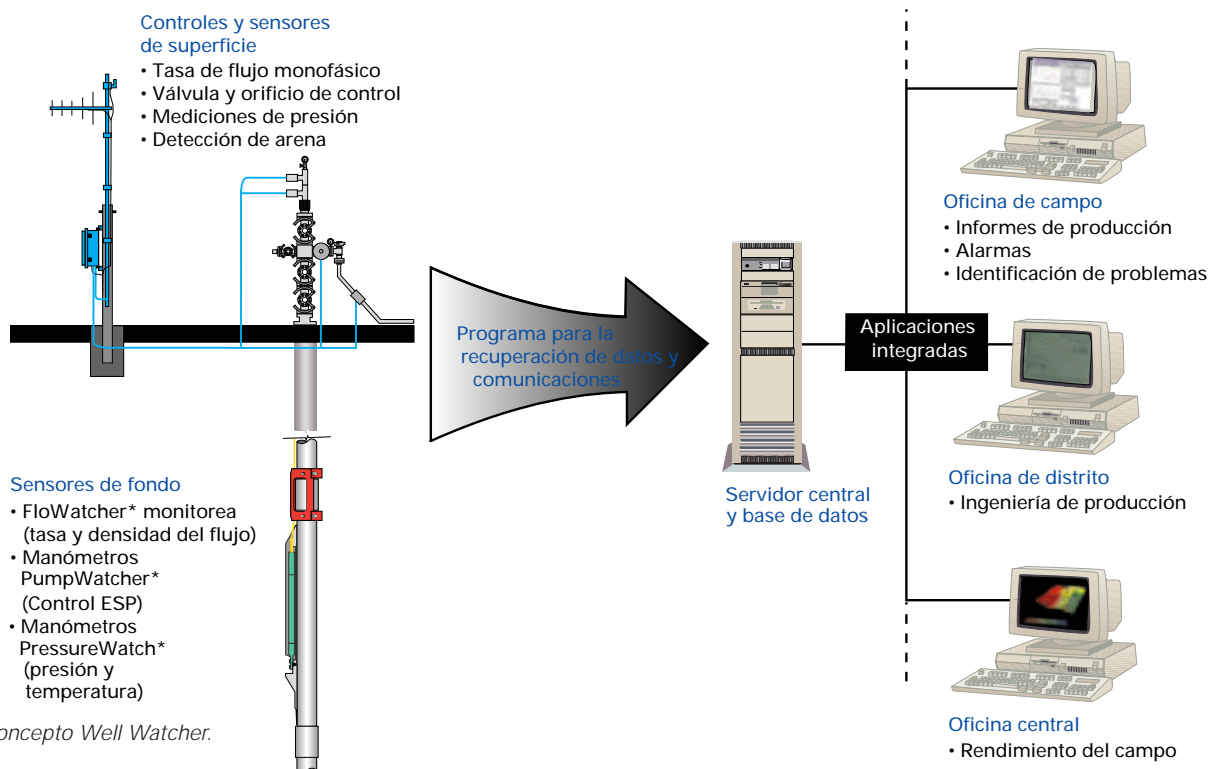


Tabla 6.2

Aplicaciones principales	Descripción
Campos y pozos con condiciones difíciles	<ul style="list-style-type: none"> • Acceso restringido • Pozos altamente desviados • Pozos con bombeo mecánico
Manejo de los yacimientos	<ul style="list-style-type: none"> • Pruebas de interferencia • Control de la presión del yacimiento • Pruebas de pozos • Ajuste de la historia de producción
Optimización de la producción	Monitoreo del comportamiento de los pozos

Principales aplicaciones de los sistemas de monitoreo permanente.

a la duración de la completación. Por otra parte, la inversión requerida para instalar estos sistemas se ha reducido, gracias al uso de tecnologías que minimizan los costos. El sistema de monitoreo en tiempo real de los datos del fondo del pozo, en contraposición con la adquisición periódica de los mismos, constituye un factor fundamental para alcanzar el principal objetivo de la industria petrolera, que consiste en lograr el manejo óptimo del yacimiento. Este anhelo, sumado a los importantes avances realizados en la confiabilidad y en el costo del sistema, han provocado un rápido aumento en el número de instalaciones de monitoreo permanente puestas en operación en los últimos años.

El nuevo concepto Well Watcher*, ilustrado en la Fig. 6.49, integra las mediciones de superficie y de fondo, y permite al operador un acceso inmediato a todos los parámetros de producción fundamentales del pozo. Estos sistemas constituyen un factor clave para realizar el monitoreo en tiempo real, y el control de todos los procesos que se desarrollan en el yacimiento.

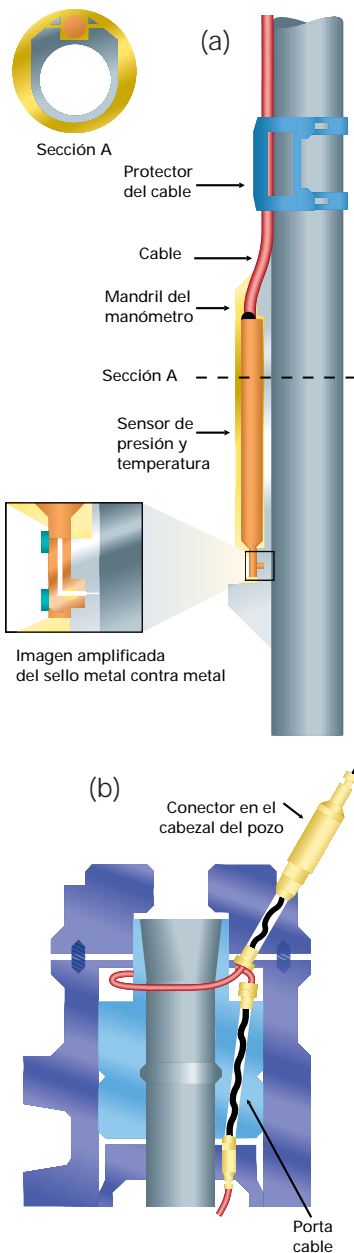
Los sensores permanentes que se utilizan actualmente proporcionan mediciones de presión, temperatura, tasa de flujo y densidad del fluido, aunque existen otros dispositivos que todavía se encuentran en distintas etapas de desarrollo. A medida que se logren mayores avances tecnológicos, el proceso de monitoreo se combinará con el control en el fondo del pozo (completaciones inteligentes), y de esa manera será posible realizar un control aún más detallado de la producción, cuya aplicación resultará especialmente útil en la nueva generación de pozos completados con tramos laterales múltiples.

Varios yacimientos en Venezuela ya disfrutan de los beneficios de las instalaciones de monitoreo permanente, y existen muchos otros que podrían hacerlo. Como se viera en el Capítulo 2, Venezuela se distingue en el mundo por la gran variedad de sus yacimientos, en lo que respecta a las propiedades de las rocas y los fluidos, los mecanismos de empuje, las profundidades de los yacimientos, las completaciones de los pozos y las prácticas de producción. Se pueden distinguir dos grandes grupos de aplicaciones para los sistemas de monitoreo permanente (Tabla 6.2): en primer lugar, cuando se trata de campos o pozos con condiciones difíciles, en los cuales los problemas de la intervención del pozo impiden registrar datos del fondo; y, en segundo término, para lograr un mejor manejo del yacimiento y optimizar la producción, gracias a la disponibilidad permanente de datos de fondo, en tiempo real. A continuación, se ofrece una descripción de las técnicas utilizadas, y se presentan ejemplos de aplicación de estos sistemas en Venezuela y en otros lugares del mundo.

Historia y desarrollo de los sensores permanentes

Si bien los sistemas de monitoreo permanente se conocen desde hace ya varios años, la tecnología ha evolucionado con relativa lentitud, dado que en un principio era necesario un énfasis especial en la confiabilidad del sistema, por los sensores existentes en esa época. La primera instalación permanente fue realizada por Schlumberger para Elf Gabón (Africa) en 1972, seguida de otra, un año más tarde, en la primera instalación realizada en el Mar del Norte, en la plataforma Auk, de Shell. En realidad, estos primeros sistemas eran adaptaciones de la tecnología eléctrica operada con cable. Desde entonces, como resultado de una minuciosa investigación y desarrollo, se ha logrado una nueva generación de sensores permanentes y componentes asociados, con un grado de confiabilidad muy superior.

Figura 6.50



Componentes de los sistemas de monitoreo permanente actuales: (a) en el fondo y (b) en la superficie.

Los sistemas actuales captan datos de presión y temperatura como tareas de rutina (Fig. 6.50a), y algunos también registran tasas de flujo y densidad. Estos sistemas han sido ideados específicamente para el mercado de los sistemas de monitoreo permanente, y tienen una expectativa de vida de varios años. Los sensores cuentan con sistemas electrónicos digitales, diseñados especialmente para soportar exposiciones prolongadas a altas temperaturas; y pasan por extensas pruebas de calificación. De hecho, están diseñados para funcionar sin necesidad de mantenimiento, y están sujetos a estrictos controles de calidad durante el proceso de fabricación, antes de ser sellados herméticamente. El elemento sensor se selecciona de acuerdo con la aplicación específica. El más común es el sensor de cuarzo PQG, que ofrece una excelente resolución (0,01 lpc) de modo de garantizar una muy buena respuesta a las presiones transitorias; excelente estabilidad a largo plazo (2 lpc de deriva por año), y una vida útil prolongada. También se emplean sensores de zafiro (véase Capítulo 4-21, donde se describen los sensores de fondo).

Los cables en las instalaciones permanentes están encapsulados bajo presión en una tubería de acero inoxidable o de una aleación de níquel, rellena con un polímero para darle más protección. La verificación de todas las conexiones se realiza durante la instalación, mediante pruebas a presión. Las conexiones a través del colgador de la tubería y el cabezal del pozo, varían de acuerdo con el tipo de completación: submarina, en plataforma o en tierra. Los componentes son estándares, se utilizan diseños probados y ensayados, realizados en conjunto con los fabricantes de los colgadores de las tuberías y los cabezales de pozos (Fig. 6.50b). La transmisión y el registro de datos se ajustan a las necesidades de las compañías petroleras y, siempre que sea posible, se utilizan estándares industriales, tales como el Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA), de manera que se puedan integrar

las señales con otros sistemas existentes.

Es importante también la planificación y el manejo del proyecto de cada instalación. Si bien la mayor parte de los equipos de los sistemas de monitoreo permanente son de uso corriente, es posible que algunos elementos deban ser adaptados cuando se trata de pozos con cabezales especiales. Si el proyecto requiere equipos hechos a medida, se necesitará más tiempo para implementarlo.

Por lo general, los sensores se conectan al cable en el taller, donde se pueden realizar con facilidad sellos a presión o soldaduras, para luego someterlos a las pruebas correspondientes. Al pie del pozo, el sensor se monta sobre un mandril, que queda conectado a la tubería de producción. El cable se encuentra en un carrete, y se desenrolla a medida que la tubería de producción desciende en el pozo. Los protectores del cable colocados en cada junta de la tubería impiden posibles daños mientras se ingresa el sistema dentro del pozo. Durante todo el procedimiento, se controla la hermeticidad de la presión y la operación del sensor, para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

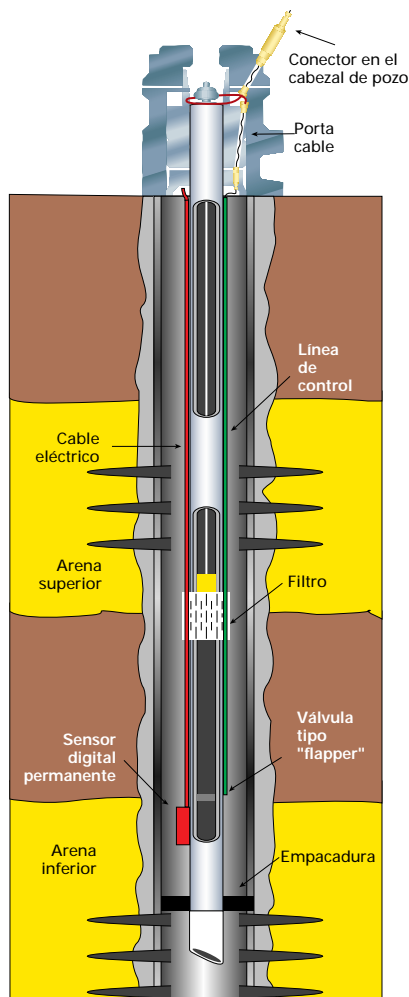
Una vez conectados y puestos a operar, los sistemas de monitoreo permanente demuestran su utilidad y justifican la inversión realizada, como se puede comprobar en los siguientes ejemplos.

Campos y pozos con condiciones difíciles

En Venezuela existen muchos casos en que resulta difícil, o muy costoso, obtener datos de fondo de pozos productores. Esto ocurre, por ejemplo, en los pozos sumamente desviados, como en el Distrito de la Costa Bolívar; en zonas de difícil acceso como en el sur del Lago de Maracaibo, en el área Apure Sur o en Pedernales; además de los pozos horizontales y con bombeo mecánico.

En el caso de los pozos horizontales y sumamente desviados, la alternativa consiste en adoptar sensores operados por cable o línea de arrastre utilizando tubería flexible.

Figura 6.51



El sensor permanente y la válvula tipo "flapper" permiten obtener las curvas IPR de los dos yacimientos en forma independiente y con regularidad.

Ahora bien, hay que tener en cuenta el costo relativo de estas dos alternativas. En los pozos equipados con bombas electrosumergibles, el perfilaje con métodos convencionales resulta poco práctico. Por el contrario, un sensor de presión permanente puede proporcionar información de utilidad acerca del comportamiento del pozo y del yacimiento, ya que puede registrar la presión de la formación aún cuando las bombas no estén en funcionamiento. Además, la eficiencia de la bomba se puede mejorar, monitoreando la presión en la entrada y la salida de la misma, durante la operación de bombeo. La eficiencia de la bomba tiene impacto sobre la producción y también sobre su vida útil, así como en la programación de reacondicionamiento de los pozos.

En Argentina, se utiliza una aplicación especial de sensores permanentes en pozos con bombeo mecánico (Fig. 6.51). La completación se ha modificado para incluir un sensor permanente y una válvula tipo "flapper", que se puede controlar desde la superficie. En este caso, el sensor lee la presión en el espacio anular comprendido entre la tubería y el revestidor, y no dentro de la tubería. Cuando la válvula está cerrada, el sensor está en contacto sólo con la sección superior del yacimiento. Si se modifica el ritmo de bombeo y se mide la tasa de flujo en la superficie y la presión en el fondo, se podrá establecer la curva de productividad IPR para la sección superior del yacimiento. Cuando se abre la válvula tipo "flapper", el sensor está en contacto con ambas secciones del yacimiento, y se puede medir la curva IPR compuesta. En ambos casos, se necesita un tiempo prolongado (aproximadamente 20 horas) para alcanzar una tasa estable en cada uno de los yacimientos.

En cada uno de ellos se inyecta agua en forma independiente, por lo cual es importante medir la curva IPR a intervalos regulares. También es necesario medir la presión en el fondo para poder separar el efecto de los dos yacimientos, y evitar imprecisiones causadas por la caída de presión en la tubería (por ej., debido a la formación de espuma). Para resolver este problema, el sistema de monitoreo permanente proporciona un sistema de recolección de datos no invasivo, y disponible en forma constante. En Venezuela, donde se utiliza el bombeo mecánico para producir la mayor parte de los crudos extra pesados, pesados y medianos, este tipo de instalación sería conveniente.

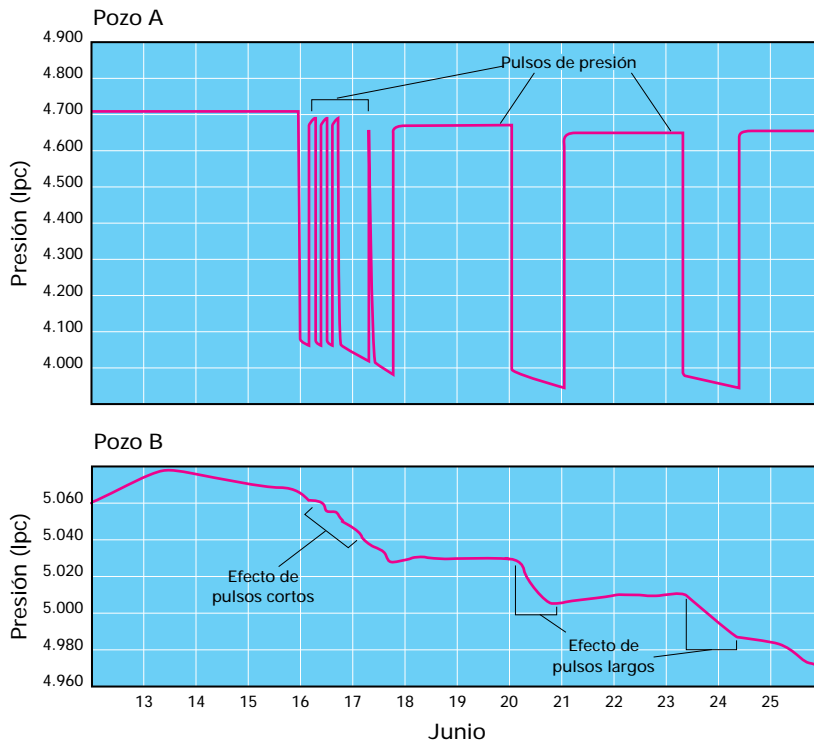
Manejo del yacimiento

Los campos complejos requieren de un manejo cuidadoso. Dos campos ubicados en el Mar del Norte, Gullfaks y Veslefrikk, sirven para ilustrar los beneficios obtenidos con el sistema de monitoreo permanente.

En Veslefrikk, se planificó la producción e inyección conjunta de las arenas Brent e Intra Dunlin, para reducir la inversión total. En este caso se utilizan sensores en pozos escogidos para monitorear los dos yacimientos en forma independiente. El control se obtiene mediante el cañoneo selectivo en los pozos productores, y mediante orificios de fondo en los inyectores. Durante la etapa inicial de producción, se desarrolló un programa de adquisición de datos cuidadosamente planificado que proporcionó la información acerca de las propiedades del yacimiento, el potencial de producción y el comportamiento de los pozos. Además, dos de las mayores incertidumbres estaban parcialmente resueltas: el grado de comunicación a través de la falla principal en forma de arco, y la transmisibilidad vertical entre las arenas Brent Media y Baja a través de la arena Rannoch, de pobre calidad petrofísica.

El campo Gullfaks presenta una gran cantidad de fallas total o parcialmente sellantes. Uno de los principales objetivos

Figura 6.52



Prueba de interferencia. Los pulsos de presión registrados en el Pozo A (arriba) se observan como pequeños cambios en la presión registrada por el sensor permanente en el Pozo B (abajo).

del monitoreo del yacimiento consiste en medir el grado de comunicación existente entre los bloques de fallas. Los datos se utilizan en ambos campos para garantizar el flujo monofásico de petróleo en cada uno de los bloques, para monitorear y optimizar el comportamiento del pozo con el tiempo, realizar análisis de pruebas de presión transitoria y ajustar los modelos numéricos.

Las pruebas de interferencia son sumamente útiles para determinar el comportamiento de los yacimientos. Sin embargo, las dificultades operativas y el costo asociado con ellas, hacen que dichas pruebas no sean de práctica frecuente. Los sistemas permanentes son capaces de resolver gran parte de este problema. Los datos de la Fig. 6.52 pertenecen a un campo del Mar del Norte. Los cambios de la presión inferiores a 5 lpc se detectan en el pozo a unos 600 m del lugar donde se generó el pulso de presión. Estos datos muestran que, si bien en los mapas el yacimiento está compartimentalizado, por lo general existe una comunicación de presión entre los compartimentos.

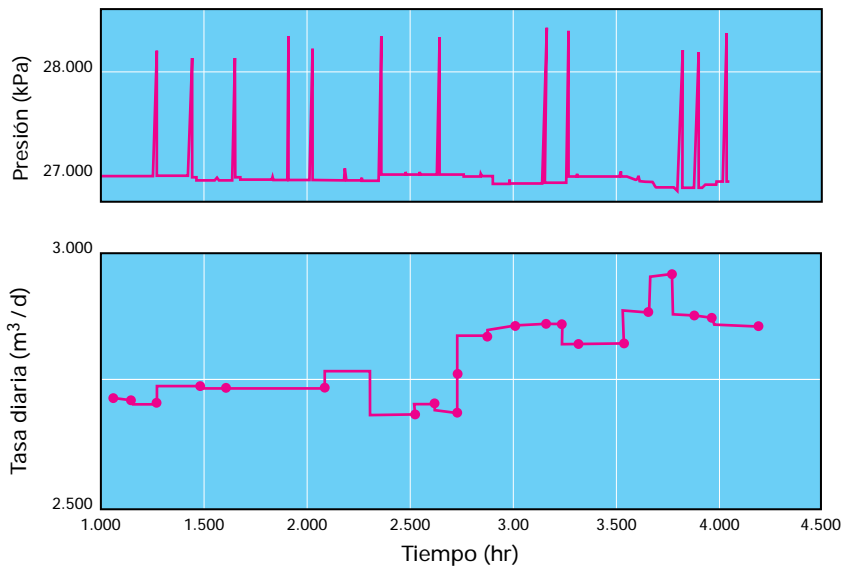
Los datos de presión del sistema de monitoreo permanente han sido utilizados para modelar la interacción entre las tres acumulaciones de petróleo en el campo Scapa, directamente mediante extensas pruebas de interferencias, e, indirectamente, mediante el uso de los datos en el balance de materiales y estudios de simulación de yacimientos. Esto ha dado como resultado una mejor comprensión del comportamiento del campo, lo cual conduce a la optimización de la recuperación de las reservas y al desarrollo ininterrumpido de la perforación.

Venezuela posee una cantidad considerable de campos complejos. Además, existen algunos campos que parecen sencillos, pero su manejo puede volverse complejo una vez que comienzan los proyectos de recuperación secundaria. La información adquirida gracias a la disponibilidad continua de datos de fondo contribuye a una óptima ubicación de los pozos, y a una mejor estrategia de inyección.

Optimización de la producción

La optimización cuidadosa de las condiciones de producción resulta esencial en los yacimientos que contienen petróleo cercano al punto de burbujeo y fluidos próximos al punto crítico. Generalmente, en pozos de alta producción, pequeñas mejoras operacionales pueden llevar a importantes aumentos en la tasa de producción. Estas condiciones existen en los campos venezolanos profundos del Oligoceno en la región Norte de Monagas, y en el Centro del Lago de Maracaibo. Los datos de presión del sistema de monitoreo permanente facilitan el control y ajuste frecuente de las condiciones de producción. Por ejemplo, en el yacimiento cuyos datos se observan en la Fig. 6.52, en una de las zonas el punto de burbujeo del petróleo es de 3.700 lpc y la presión inicial de la formación es de 4.600 lpc. Esto implica que la caída de presión debía ser inferior a 900 lpc para mantener una producción libre de gas. El alto valor del factor de daño en el primer pozo significaba que se necesitaría una caída

Figura 6.53



Ajuste de la presión de fluencia en el fondo (BHFP) para maximizar la producción de petróleo. Cuando la BHFP se reduce levemente por encima de la presión de saturación (arriba), la tasa de producción diaria aumenta (abajo).

de presión lo más grande posible, para lograr una producción adecuada, lo cual significaba una complicación adicional. Sin embargo, la presión se podía monitorear cuidadosamente, y optimizar la producción para mantener la presión del yacimiento a unos 40 lpc por encima del punto de burbujeo.

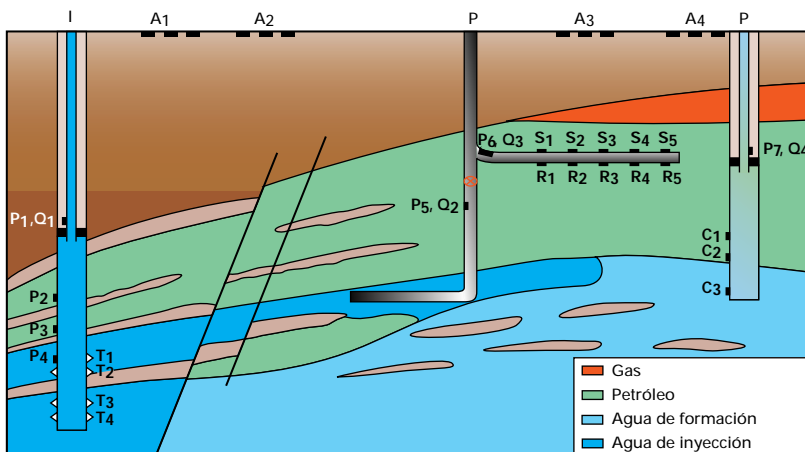
El desarrollo del campo Gullfaks se basa en el flujo monofásico de petróleo sin gas libre en el yacimiento. En los pozos con sistemas de

monitoreo permanente, la presión de fluencia de fondo (BHFP) se mantiene levemente por encima de la presión de saturación, ajustando la tasa de flujo (Fig. 6.53). Esto da como resultado un aumento potencial de la tasa de producción individual del pozo de 630 a 3.150 bppd. En los pozos sin monitoreo permanente, se utilizan las curvas calibradas basadas en ecuaciones empíricas de sistemas multifásicos, y datos de presión adquiridos en forma continua en los pozos vecinos.

Tecnología actual

Los sistemas de monitoreo permanente constituyen un elemento de suma importancia, en un esfuerzo a largo plazo para mejorar los factores de recuperación, mediante un monitoreo y control ininterrumpido de los procesos primordiales que tienen lugar en el yacimiento. En este momento, la mayoría de los sistemas permite realizar mediciones, continuas y en tiempo real, de la presión y la temperatura en el fondo de la tubería de producción. Estas mediciones implican grandes ventajas en tres áreas: el manejo del yacimiento, la optimización de la producción y en los casos en que las condiciones del pozo o la logística hacen que las intervenciones convencionales por cable resulten demasiado difíciles o costosas.

Figura 6.54



Idea conceptual de los sistemas de monitoreo permanente en el futuro. P = sensores de presión, Q = sensores de flujo, S = sensores acústicos, R = sensores de resistividad, T = eyector de trazadores, C = sensores químicos, A = conjuntos de sísmica de superficie.

Pasos a seguir en el futuro

La investigación actual está dirigida a extender las instalaciones permanentes en sitio, para incluir grupos compuestos por un gran número de sensores diferentes. La inclusión de grupos de sensores distribuidos en diversos puntos del yacimiento, permitirá monitorear en forma constante las distribuciones de las propiedades del yacimiento que varían con el tiempo, tales como la saturación y la presión. Estas mediciones pueden ser luego utilizadas para actualizar continuamente el modelo del yacimiento, con lo cual se logra perfeccionar el manejo del mismo. La Fig. 6.54 representa la idea conceptual de la manera en que se podrían realizar estas operaciones.

Un aspecto a tener en cuenta es el desarrollo de los sensores que se encuentran en contacto directo con la formación. Para la medición permanente de la presión en la forma tradicional, esto permitiría la colocación de grupos de sensores de presión en contacto directo con la presión de los poros de la formación, lo cual podría conducir a innumerales beneficios, ya que tales sensores no se verían afectados por los efectos de almacenamiento del pozo o caídas de presión a través de las perforaciones. De la misma manera, si se colocaran por fuera del revestidor no sufrirían las complicaciones relacionadas con las empacaduras de completación múltiples, y los cables ubicados dentro del revestidor. Por último, los grupos de sensores permitirían el monitoreo continuo de las presiones en estado transitorio y la depleción en yacimientos con múltiples zonas.

Los sensores de presión implantados necesitarían cumplir ciertos requisitos. Por un lado, deberían medir en el yacimiento las tendencias de disminución de la presión a largo plazo, lo cual requiere el uso de sensores de gran estabilidad y precisión. Por otra parte, estos sensores indicarían directamente la co-

municación de la presión en el yacimiento, cada vez que se cierran pozos productores o inyectores vecinos, o cuando se ajustan las tasas de producción o de inyectividad. Esto implica mediciones de presión transitoria de corto tiempo, para lo cual se necesitan sensores con buena respuesta a estas presiones y buen nivel de resolución.

Otro aspecto a desarrollar es la medición de las variaciones de saturación de agua con el tiempo, utilizando datos de resistividad adquiridos con conjuntos de electrodos implantados. Dichos grupos pueden medir las variaciones de saturación, ya sea en forma local alrededor del grupo (por ej., el monitoreo de un contacto de agua que intercepta los electrodos), o dentro de la formación (por ej., definir el esquema de avance del frente de agua, que se aleja de un inyector, o se acerca al pozo productor). Por último, los sensores acústicos se podrían utilizar para detectar el avance de la capa de gas, mientras que los sensores químicos servirían para detectar los trazadores agregados al agua de inyección. En la Fig. 6.54 también se observa el tramo abandonado de un sistema de tramos laterales múltiples a partir de una completación inteligente.

CONCLUSION

Los avances logrados en la comprensión y la caracterización de las mediciones nucleares, han permitido mejorar la evaluación de formaciones en los pozos viejos, especialmente en los casos en que los datos obtenidos a hueco abierto son limitados. Hoy en día, es posible determinar con suficiente confianza la porosidad, la litología y la saturación de agua a través del revestidor, en un alto porcentaje de pozos de Venezuela. Estos adelantos permiten realizar estimaciones realistas de la permeabilidad. La presión de las capas se puede obtener, en forma directa, a partir de pruebas especiales y de instrumentos operados por cable que efectúan mediciones de la formación a través del revestidor; o bien, en forma indirecta, por correlación con pozos nuevos.

Las mejoras obtenidas en cuanto al diseño de los sensores y las mediciones de laboratorio, han permitido alcanzar una caracterización mucho más precisa del flujo, con y sin la tubería de producción. En efecto, hoy en día es posible cuantificar el flujo bifásico o trifásico en los pozos horizontales.

Por lo tanto, la tecnología actual permite una evaluación completa de la formación, la hermeticidad hidráulica y el flujo de fondo del pozo en los pozos viejos y en la mayoría de los casos sin extraer la tubería de producción.

En el futuro, los sensores permanentes instalados dentro del hoyo, harán posible el monitoreo continuo de las diferentes propiedades de los pozos y de los yacimientos.

AUTORES Y COLABORADORES

Este capítulo fue escrito por P.Laurent, J.Singer, A.Dueso y A.Douglas

con la colaboración de F.González (Lagoven), E.Solorzano (Lagoven), M.Herron, S.Herron, O.Ortiz, T.Baumbach, D.Murray, J.J.Gutiérrez, y J.C.Burgoa,

y la autorización de Maraven, Lagoven, Amoco Trinidad,

y Corpoven para publicar datos de sus pozos.

REFERENCIAS

Saturación a través del revestidor

Roscoe, B.A., Stoller, C., Adolph, R.A., Cheeseborough, J.C., Hall, J.S., McKeon, D.C., Pittman, D., Seeman, B., Thomas, S.R., 1991, A new through-tubing oil saturation measurement system, Paper SPE 21413, presented at the International Arctic Technology Conference, Anchorage, May 29-31, and the Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, November 1991.

Schlumberger Log Interpretation Charts, 1997, p. 7-1 to 7-17.

Scott, H. D., Stoller, C., Roscoe, B. A., Plasek, R. E., and Adolph, R. A., 1991, A new compensated through-tubing carbon/oxygen tool for use in flowing wells, Paper MM, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 32nd Annual Logging Symposium, Midland, Texas, June 16-19.

Stoller, C., Scott, H. D., Plasek, R. E., Lucas, A. J., and Adolph, R. A., 1993, Field tests of a slim carbon/oxygen tool for reservoir saturation monitoring, SPE Paper 25375, Presented at the Asia Pacific Oil & Gas Conference & Exhibition, Singapore, February 8-10.

Porosidad a través del revestidor

Locke, J. and Butler, J., 1993, Characterization of rock formations for the improved calibration of nuclear logging tools, Paper R, Transactions of the 15th European Formation Evaluation Symposium, Stavanger, Norway, May.

Plasek, R. E., Adolph, R. A., Stoller, C., Willis, D. J., Bordon, E. E., and Portal, M. G., 1995, Improved pulsed neutron capture logging with slim carbon-oxygen tools, SPE Paper 30598, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, U.S.A., October 22-25.

Litología a través del revestidor

Bhuyan, K., and Passey, Q.R., 1994, Clay estimation from GR and Neutron-Density porosity logs, Paper DDD, in Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 35th Annual Logging Symposium.

Herron, S.L., 1995, Method and Apparatus for determining elemental concentrations for GR spectroscopy tools, U.S.Patent 5,471,057, November 30.

Herron, S.L., and Herron, M.M., 1996, Quantitative lithology: An application for open and cased hole spectroscopy, Paper E, Society of Professional Well Log Analysts 37th Annual Logging Symposium Transactions.

Hertzog, R. C., Colson, L., Seeman, B., O'Brien, M., Scott, H., McKeon, D., Wraight, P., Grau, J., Ellis, D., Schweitzer, J., and Herron, M., 1987, Geochemical logging with spectrometry tools, Paper SPE 16792, Society of Petroleum Engineers 62nd Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings.

Matteson, A., and Herron, M.M., 1993, Quantitative mineral analysis by Fourier transform infrared spectroscopy, Paper SCA 9308, Society of Core Analysts Technical Conference.

Roscoe, B.A., Grau, J., Cao Minh, C., and Freeman, D., 1995, Non-conventional applications of through-tubing carbon-oxygen logging tools, Paper QQ, in 34th Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts Annual Logging Symposium.

Permeabilidad y presión

Bryant, I.D., Baygun, B., Coll, C., Cordova, P., Gamero de Villaroel, H., Hernandez, L., Herron, M.M., Jimenez, Z., Leon, K., Matteson, A., Ramamoorthy, R., Rondon, L., Stewart, L., and Tariq, S.M., 1996, Integration of old and new measurements to optimize redevelopment of the Lower Lagunillas reservoir of Bloque IV, Lake Maracaibo, Venezuela, SPE 36096, Presented at the Fourth Latin American and Caribbean Petroleum Conference, Port-Of-Spain, Trinidad, April.

Johnson, D.L., Koplik, J., Schwartz, L.M., 1986, New pore-size parameter characterizing transport in porous media, Phys. Rev. Let, 57, p 2564-2567.

Avances en el perfilaje de producción

Halford, F. R., MacKay, S., Barnett, S., and Petler, J. S., 1996, Production logging measurement of distributed local phase holdup, SPE Paper 35556 A, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., October 6-9.

Roscoe, B., Lenn, C., Jones, T. G. J., and Whittaker, C., 1996, Measurement of the oil and water flow rates in a horizontal well using chemical markers and a pulsed-neutron tool, SPE Paper 36563, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., October 6-9.

Schlumberger, 1989, Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications.

Théron, B. E. and Unwin, T., 1996, Stratified flow model and interpretation in horizontal wells, SPE Paper 36560, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., October 6-9.

Hermeticidad hidráulica

Hayman, A. J., Hutin, R., and Wright, P. V., 1991, High resolution cementation and corrosion imaging by ultrasound 1191, Paper KK, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 32nd Annual Symposium, Midland, Texas, U.S.A., Oct.

Hayman, A. J., Parent, P., Rouault, G., Zurquiyah, S., Verges, P., Liang, K., Stanke, F. E., and Herve, P., 1995, Developments in corrosion logging using ultrasonic imaging, Paper W, Transactions of the Society of Professional Well Log Analysts 36th Annual Logging Symposium, Paris, France, June.

Silva, M. G. P., Miranda, C. R., and Vicente, R., 1996, Optimization of cementing and acidizing operations is the key to minimize acid damage to the cemented annulus, SPE Paper 36112, Presented at the 4th Latin American Petroleum Engineering Conference, Port of Spain, April.

Sistemas de monitoreo permanente

Oilfield Review, Winter 1995, p. 32-47.

The Search for Oil and Gas in Latin America & the Caribbean, No. 5, 1997, p. 28-41.





Capítulo 7

Mejoramiento de la Producción

Introducción

Grupos para el Mejoramiento de la Producción:

Metodología y prácticas

Identificación de zonas previamente inadvertidas

Control de la producción de agua

Estimulación de yacimientos de alta permeabilidad

Optimización de las fracturas hidráulicas

Control de la migración de finos

Tecnología de cañoneo a medida

INTRODUCCION

La producción de un campo de petróleo puede mejorarse por medio de diferentes métodos, que incluyen las técnicas de gerenciamiento de yacimientos, las completaciones del pozo y las instalaciones de superficie. Este capítulo se concentra en el mejoramiento de la producción de un pozo e ilustra una serie de técnicas que han tenido éxito en Venezuela. Dicho mejoramiento se refiere a los incrementos de producción que se pueden alcanzar en pozos individuales. Si bien siempre debe considerarse el efecto que puede causarse en los pozos vecinos, el manejo general de los yacimientos y las instalaciones de superficie no son tema de este capítulo.

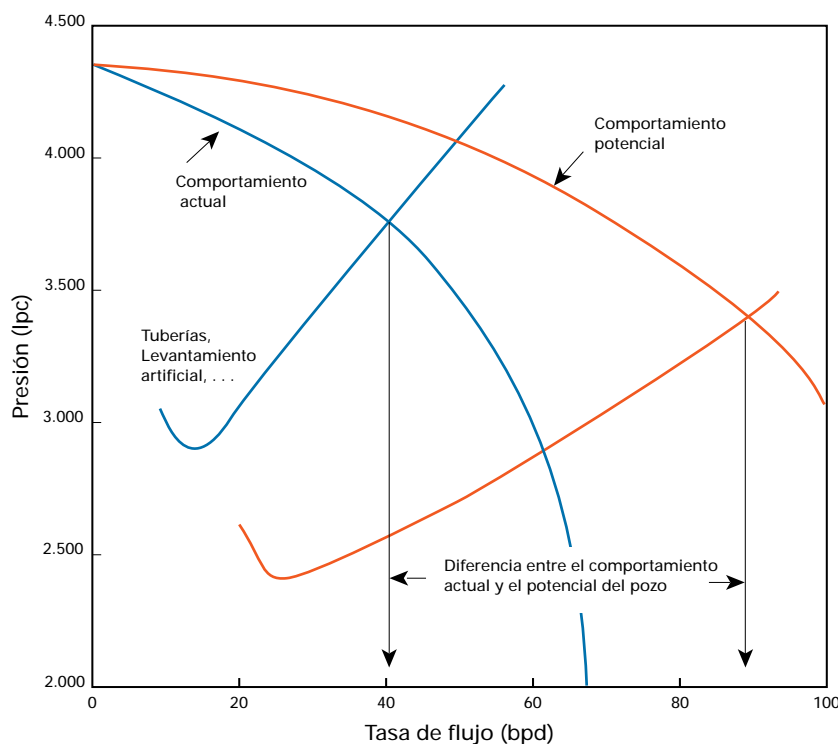
Existen distintos enfoques para diferentes problemas. Una de las iniciativas más recientes ha sido la creación de los Grupos para el Mejoramiento de la Producción (Production Enhancement Groups—grupos PEG). Estos grupos están constituidos por equipos de trabajo multidisciplinarios, integrados y dedicados a la búsqueda de oportunidades para mejorar la producción. Ellos se concentran en encontrar, en forma rápida, las soluciones económicamente más apropiadas. En la primera sección se describe la metodología y las prácticas de los grupos PEG.

Las secciones posteriores explican diferentes técnicas, que han resultado particularmente exitosas en Venezuela. El primero es un clásico caso de reacondicionamiento de un pozo abriendo zonas que aún contenían petróleo, y cerrando las zonas que producían agua. Las técnicas básicas se describieron en el Capítulo 6. En este capítulo se tratará la forma en que los grupos PEG hacen uso de tales técnicas.

La producción excesiva de agua es el principal origen del pobre rendimiento de un pozo. Sin embargo, un poco de agua a veces es necesaria para barrer el yacimiento. Los gráficos de diagnóstico de control de agua pueden hacer una rápida distinción inicial entre agua beneficiosa y perjudicial. Se muestran dos ejemplos de diagnóstico de producción de agua perjudicial y su tratamiento mediante el uso de gel.

Además, se tratan dos casos de optimización de fracturas. El primero se aplica a rocas con alta permeabilidad, relativamente no consolidadas, donde las técnicas de limitación del frente de fractura, cuidadosamente diseñadas, condujeron a fracturas más anchas y más conductivas con la consiguiente mejora de la producción. El segundo caso muestra cómo los datos de un perfil acústico, los modelos de fractura pseudo 3-D y el software asociado, conducen a un mejor diseño de fracturas en areniscas consolidadas. El mejor entendimiento del problema ha ayudado a explicar la causa por la cual otros tratamientos

Figura 7.1



Diferencia entre el comportamiento actual y potencial de un pozo, según lo ilustra el gráfico NODAL.

El objetivo principal para el mejoramiento de la producción de un pozo consiste en identificar aquellos pozos que muestran una diferencia importante entre el comportamiento actual y potencial de los mismos (Fig. 7.1), y crear soluciones para el mejoramiento de la producción utilizando tecnologías adecuadas.

anteriores de fractura no resultaron efectivos. Por otro lado, se espera lograr mejores resultados en tratamientos futuros.

El movimiento de finos puede reducir en forma dramática la producción de buenos yacimientos. La acidificación de arcillas, aunque no es una técnica nueva, ha resultado particularmente exitosa en el mantenimiento de la productividad en algunas áreas del Lago de Maracaibo. En este capítulo se analiza el problema y los resultados de varios tratamientos.

La mayor preocupación en las operaciones de cañoneo solía ser la penetración y el hueco de entrada dejado por la carga

premoldeada. En la actualidad, el tema central es el diseño global de soluciones adecuadas para la completación con el objetivo de optimizar la producción y la eficiencia. Esto ha conducido a una amplia gama de nuevas técnicas en sistemas de armado de cañones al pie del pozo, cargas y elementos auxiliares, algunas de las cuales se muestran en este capítulo.

El último ejemplo muestra cómo un grupo PEG llegó a la conclusión de que la solución más efectiva para un pozo de bajo rendimiento, era el abandono de la completación y la desviación del hoyo para cañonear un área distinta, obteniendo así excelentes resultados.

GRUPOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCION: METODOLOGIA Y PRACTICAS

El grupo PEG, constituido por un equipo multidisciplinario, está organizado para trabajar en forma proactiva. Comúnmente, un grupo PEG se reúne con un operador con la propuesta de examinar archivos de pozos de un campo en particular y descubrir aquellos pozos que ofrecen oportunidades de mejorar

su producción mediante la puesta en práctica de servicios adecuados. La naturaleza proactiva de este ejercicio y el énfasis sobre una solución óptima, teniendo en cuenta la economía del proyecto y los riesgos, suele resultar en un valor agregado al servicio propuesto. El objetivo se centra en los resultados, que, en este caso, son el mejoramiento de la producción de los pozos en forma económicamente atractiva. Una vez efectuado el tratamiento propuesto, se evalúan los resultados para capitalizar la experiencia y mejorar los tratamientos futuros.

El enfoque del grupo PEG se centra en la identificación de los pozos candidatos para la mejora de su producción. Como primera medida se estudia el rendimiento del pozo y las alternativas que generalmente existen para mejorar el mismo. A continuación, se describirá el proceso de selección de pozos, y los procedimientos utilizados.

Comportamiento del pozo

El sistema de producción de los pozos puede verse como una cadena de elementos, la cual permite que el crudo fluya desde el yacimiento hasta los equipos instalados en la superficie (Fig. 7.2).

Figura 7.2

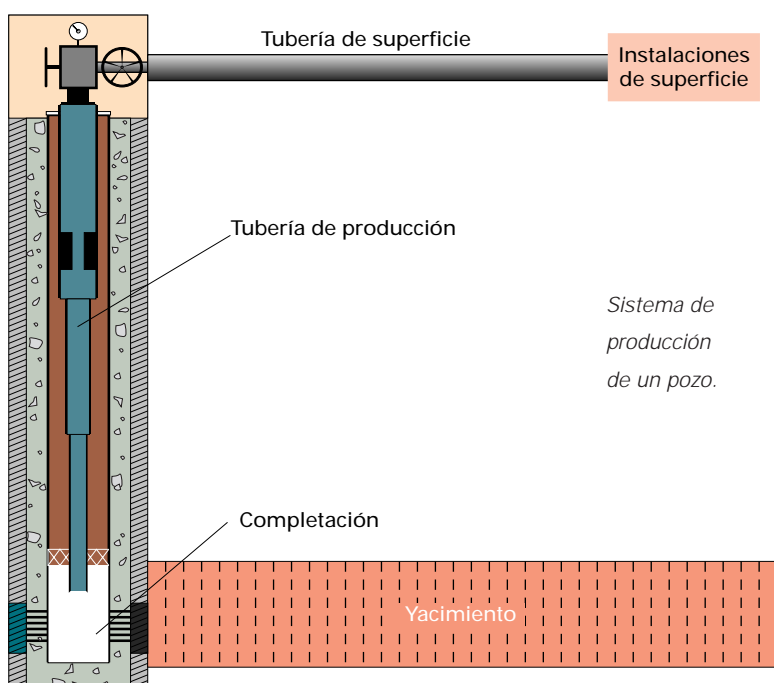
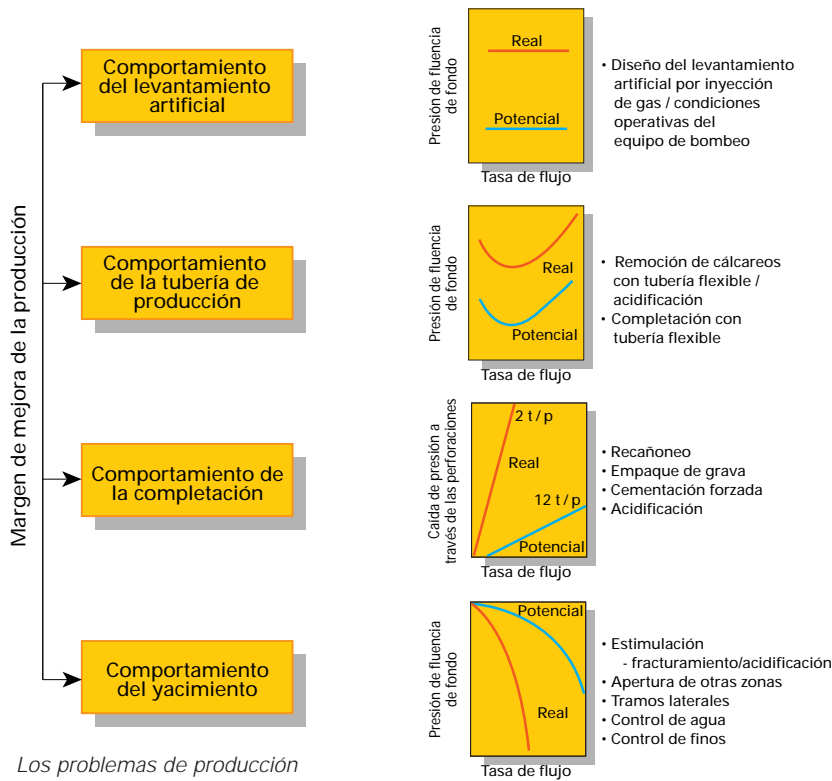


Figura 7.3



Los problemas de producción para distintos componentes del sistema y las soluciones más comunes.

Dichos componentes incluyen el yacimiento, la completación, las tuberías, el levantamiento artificial y las instalaciones de superficie. Estas instalaciones generalmente se deben considerar como un hecho consumado en los estudios de mejora de producción en pozos individuales, por lo cual no se considerará en este capítulo, al igual que el plan de desarrollo general del campo. Sin embargo, el área de drenaje del pozo y el efecto de/o en los pozos productores e inyectores cercanos es de máxima importancia. El gráfico del análisis NODAL (Fig. 7.1) muestra la forma más efectiva de cuantificar la diferencia entre el rendimiento del pozo y lo que se puede lograr por medio de ajustes, ya sea en la tubería, el levantamiento artificial o en el comportamiento del yacimiento propiamente dicho.

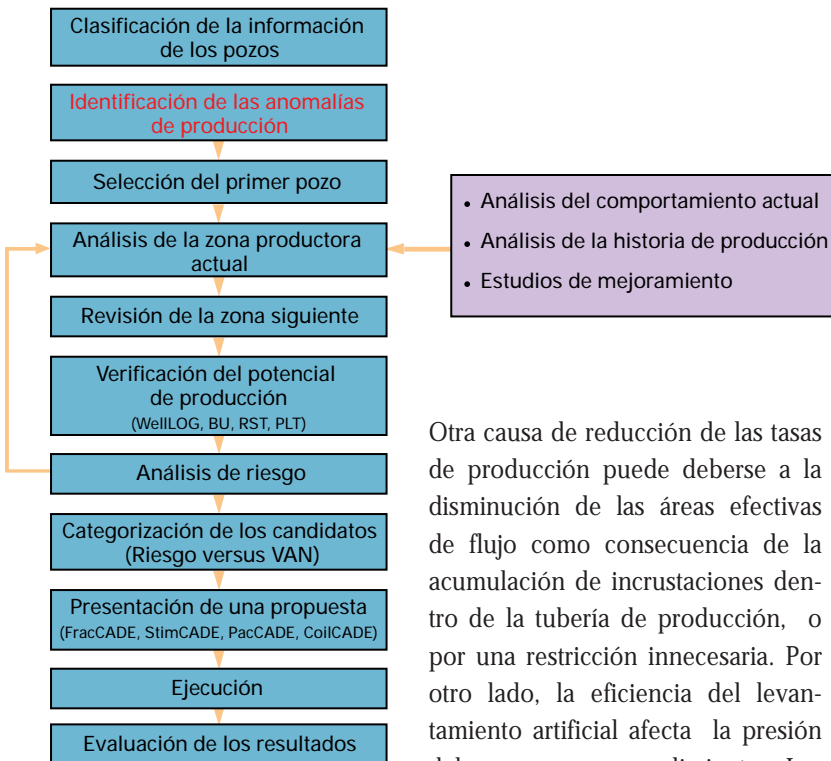
Lograr una producción óptima, o sea un máximo retorno sobre las inversiones, es una tarea compleja de ingeniería. Todos los

elementos del sistema se unen y, a veces, el rendimiento de todo el conjunto está condicionado por sus puntos más débiles. Sin embargo, para poder mejorar la producción, es útil considerar cuáles de los diferentes componentes, contribuyen a la diferencia existente entre la producción actual y la potencial del pozo.

La Fig. 7.3 muestra en forma esquemática las brechas de producción para los diferentes componentes relacionados con el comportamiento del pozo, y muestra una lista de algunas soluciones. Por ejemplo, una brecha de producción se reduce o elimina si se puede mejorar la productividad del yacimiento. El resultado obtenido es siempre menor que la tasa de flujo óptima, aún con grandes caídas de presión. Se puede mejorar el rendimiento modificando el radio efectivo de drenaje del pozo mediante una fractura hidráulica, acidificando, perforando con cañones de alto rendimiento, o eliminando el daño. Otras maneras de lograr mejoramientos significativos de producción incluyen la identificación y apertura de nuevas zonas, así como también la perforación de tramos laterales múltiples a partir del pozo en cuestión.

El fluido se produce desde el yacimiento hacia el pozo a través de la completación. Ello incluye las perforaciones y/o tuberías ranuradas, el espacio anular entre el cemento y el hoyo, el empaque de grava y cualquier zona de daño de la formación. La caída de presión a través de la completación puede reducirse recañoneando y/o acidificando los intervalos existentes; o abriendo un intervalo de mayor espesor para disminuir el daño por penetración parcial. Puede necesitarse el empaque de grava para evitar el arenamiento. La cementación forzada o el tratamiento con gel también pueden resultar necesarios, si algunas zonas producen agua o gas no deseados; o para remediar una cementación de pobre calidad, que permite la comunicación detrás del revestidor.

Figura 7.4



Proceso general de análisis de los grupos PEG.

Otra causa de reducción de las tasas de producción puede deberse a la disminución de las áreas efectivas de flujo como consecuencia de la acumulación de incrustaciones dentro de la tubería de producción, o por una restricción innecesaria. Por otro lado, la eficiencia del levantamiento artificial afecta la presión del pozo y su rendimiento. Los sistemas de levantamiento artificial por inyección de gas y/o los equipos de bombeo pueden necesitar su reemplazo, o la optimización de su funcionamiento.

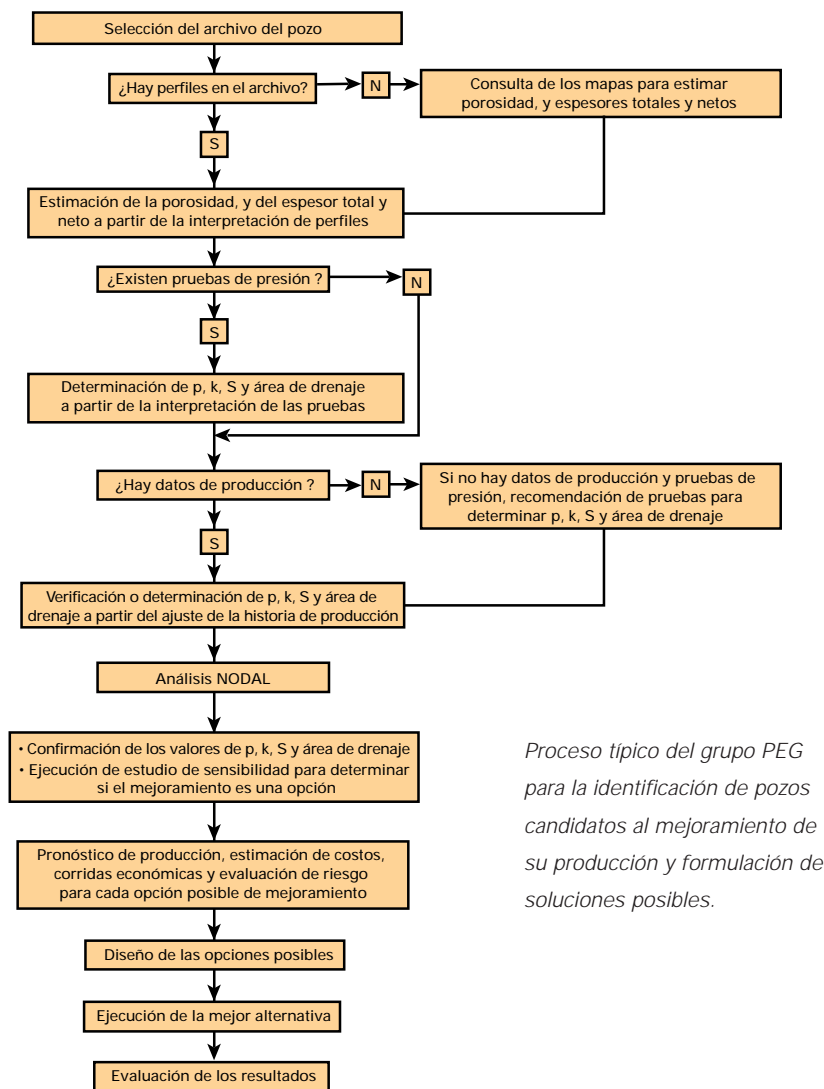
Las técnicas del análisis NODAL se utilizan para estudiar y optimizar el sistema de producción. El análisis NODAL vincula la capacidad del yacimiento para producir fluidos con la capacidad de las tuberías para transportar dichos fluidos hacia la superficie, incluyendo, en caso de ser aplicable, la capacidad de las tuberías de superficie (Mach, 1981). El nombre NODAL refleja las locaciones discretas o nodos en los cuales pueden utilizarse ecuaciones independientes para describir la entrada y salida de fluido a través del mismo.

Este procedimiento ayuda a determinar la producción que todo el sistema en conjunto es capaz de producir, y muestra el efecto sobre la producción al cambiar los parámetros de presión del cabezal del pozo o del separador, los tamaños de la tubería de producción y del orificio, la densidad del cañoneo y la estimulación. Se puede asimismo estimar la producción basándose en las condiciones futuras del yacimiento. El análisis NODAL se utiliza en ocasiones como herramienta de diagnóstico para identificar cuellos de botella en el sistema; por ejemplo, daños a la formación, limitaciones de la completación que causan pérdidas de productividad o de inyectividad, o para cuantificar el incremento esperado de la producción al eliminar las restricciones.

Selección de pozos a intervenir

El proceso general de selección de los pozos con potencial para el mejoramiento de su producción se ilustra en la Fig. 7.4. Los integrantes del grupo PEG estudian los archivos de los pozos e identifican un grupo de posibles candidatos, basándose en las anomalías de producción, en los estimados de petróleo remanente en sitio, y en otros factores. Se analiza el rendimiento actual de cada pozo, el historial de producción, y la sensibilidad de dichos pozos a diferentes acciones para el mejoramiento de la producción. A este nivel, se recomienda la utilización de perfiles y pruebas destinadas a cuantificar los parámetros del yacimiento necesarios para estimar el potencial de producción, calcular el valor actual neto (VAN) de varias alternativas, y evaluar los riesgos asociados con las mismas. Se diseñan a su vez planes adecuados de intervención para los candidatos elegidos. Luego de ejecutarlos, se analizan los resultados y se utiliza la experiencia adquirida en los pozos subsiguientes.

Figura 7.5



Proceso típico del grupo PEG para la identificación de pozos candidatos al mejoramiento de su producción y formulación de soluciones posibles.

Los procedimientos utilizados en el análisis de cada zona se muestran en mayor detalle en la Fig. 7.5. El archivo del pozo contiene perfiles de evaluación de formaciones, pruebas de presión transitoria y datos de producción. Si no existen datos de evaluación de formaciones, entonces se deberán consultar mapas de porosidad y de espesor neto de hidrocarburos del campo. Ante la falta de datos de producción, o de pruebas de presión transitoria, se recomienda entonces llevar a cabo una de estas pruebas. Con datos parciales, a veces se puede iterar el análisis NODAL hasta obtener un resultado aproximado. En todo caso, el

análisis NODAL es necesario, primero para confirmar la exactitud de los datos y luego para evaluar diferentes alternativas tendientes a mejorar la producción, a través de estudios de sensibilidad. Con la ayuda de estos estudios, es posible pronosticar la producción, estimar costos, calcular las posibles ganancias y evaluar los riesgos para cada alternativa aplicable al logro del mejoramiento de la producción. Una vez evaluada una zona o un pozo, se procede con los siguientes aplicando el mismo tipo de análisis.

Las claves para el éxito

La habilidad de los grupos PEG consiste en poder analizar una gran cantidad de datos en forma eficiente y confiable. Tanto la selección de candidatos como la formulación de las recomendaciones toma sólo horas o días y no semanas o meses. Es importante la utilización de buenas herramientas de software. Esto incluye el software para el análisis de datos como los de los análisis de pruebas de presión transitoria; de perfiles; para el análisis de la historia de producción y los cálculos de balance de materiales; para el análisis NODAL y la evaluación de la productividad; para el diseño de las alternativas de mejoramiento de producción tales como fracturación, acidificación, cementación, tratamiento con gel, utilización de empaque de grava y cañoneos, y para el análisis de los aspectos económicos.

Otra clave es la combinación adecuada de los conocimientos del grupo. Es de gran ayuda contar con profesionales que puedan atacar problemas desde distintas perspectivas. Este programa requiere profesionales de distintas disciplinas, pero también de compañías operadoras y de servicios. El personal de las compañías de servicios generalmente está más familiarizado con las técnicas y servicios, mientras que el de las compañías operadoras está más familiarizado con la aplicación de esas técnicas y con el yacimiento.

Es importante saber que no todos los problemas de producción pueden solucionarse con el enfoque del grupo PEG. Para algunos de los problemas se necesitan semanas o meses. El grupo PEG debe reconocer dichos problemas, y trasladarlos a grupos de estudios de yacimientos u otros grupos. También puede necesitarse el desarrollo de otras técnicas, tales como los ejemplos de soluciones a situaciones específicas que se describen en la sección de cañoneo, hacia el final de este capítulo.

Finalmente, el enfoque de los grupos PEG no va dirigido sólo a pozos viejos o de pobre rendimiento. Algunas de las ganancias más grandes de producción pueden lograrse con pozos relativamente nuevos que dan buenos resultados, pero que aún no han alcanzado un grado óptimo. Todos estos factores, en combinación con la habilidad de reconocer los problemas de producción, analizar las causas y sus posibles soluciones, le permiten a los grupos PEG lograr su objetivo de mejorar la producción de un modo económicamente atractivo.

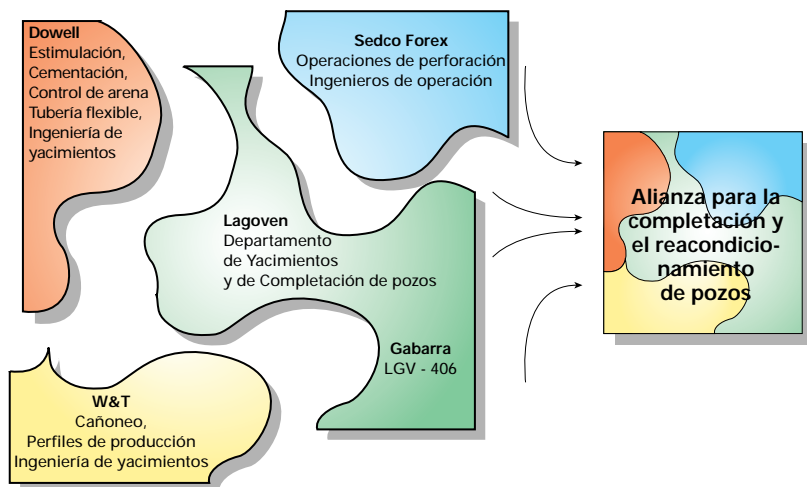
La iniciativa de los grupos PEG surgió en Norteamérica a comienzos de 1993. El primer grupo PEG en Venezuela se instaló en el Oriente, a fines del mismo año, para resolver problemas de producción ineficiente en una cantidad de pozos de los campos del Norte de Monagas. Las compañías Corpoven, Intevep, Schlumberger Dowell y Wireline & Testing se unieron para resolver problemas de producción de arena y floculación de asfaltenos. Este grupo examinó todos los pozos que podían ser candidatos potenciales, e identificó a aquéllos cuyo valor actual neto podía dar el máximo de ganancia luego de un tratamiento de reacondicionamiento. Como resultado, Corpoven mejoró la producción del campo en un 250% al costo del 5% de un pozo nuevo (*SEARCH* 3, 1996). En la actualidad, existen más de seis grupos PEG operando en Venezuela. Estos grupos siguen identificando oportunidades de mejoramiento de producción, con óptimos resultados.

IDENTIFICACION DE ZONAS PREVIAMENTE INADVERTIDAS

Un ejemplo de una alianza para incrementar la producción es la que iniciaron a mediados de 1996 Lagoven y Schlumberger Oilfield Services, destinada al mantenimiento y reacondicionamiento de pozos del Distrito de Tía Juana en el Lago de Maracaibo. El objetivo de dicha alianza consiste en la identificación de pozos candidatos al reacondicionamiento, utilizando la metodología y los procesamientos de los grupos PEG para incrementar la productividad de los pozos mediante el uso adecuado de la tecnología disponible.

Un equipo de ingenieros de yacimientos y de completación de pozos, integrado por personal de Lagoven, Dowell, Wireline & Testing y Sedco Forex trabajan en conjunto para identificar pozos que producen por debajo de su potencial, estimar el tipo de reacondicionamientos necesarios y la productividad esperada una vez realizados los mismos. Todas las operaciones realizadas en la gabarra de Lagoven están administradas por personal de Sedco Forex, mientras que Dowell junto con Wireline & Testing se ocupan de todos los servicios auxiliares, tales como el suministro de tubería flexible, las operaciones de cementación, estimulación, fracturación, empaque de grava, cañoneo y perfilaje (Fig. 7.6, próxima página).

Figura 7.6



La alianza de reacondicionamiento y su equipo multidisciplinario para la identificación de pozos con potencial de mejoramiento de su producción.

Características del yacimiento

El Distrito de Tía Juana comprende varios yacimientos ubicados cerca de la costa oriental del Lago de Maracaibo. Muchos de los yacimientos son someros y producen de arenas no consolidadas. Ellos requieren completaciones para el control de arena, siendo el empaque de grava el método más utilizado. La mayoría de los yacimientos están bajo proyectos de recuperación secundaria, ya sea por inyección de gas o agua. Estos yacimientos se caracterizan por su heterogeneidad, la presencia de fallas y la falta de continuidad lateral de los cuerpos arenosos. Los problemas más serios que se presentan en este tipo de yacimientos son las conificaciones de gas o agua y las zonas de petróleo previamente inadvertidas (bypassed oil).

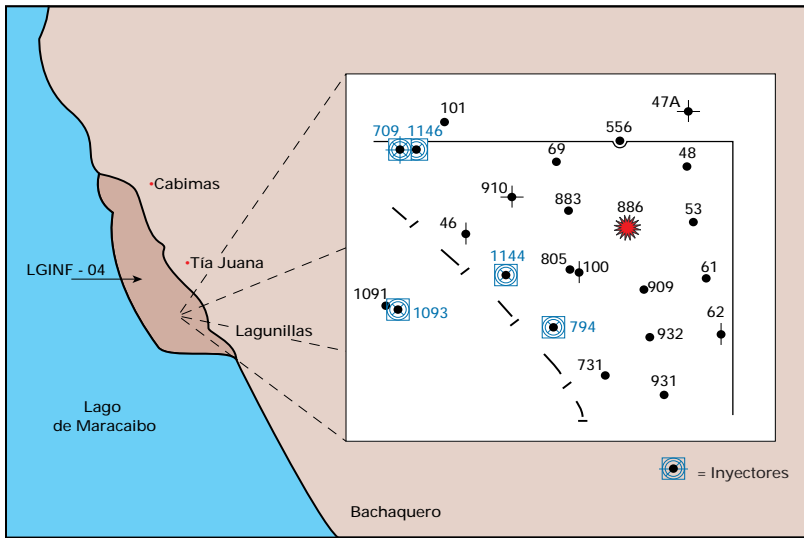
El yacimiento Lagunillas Inferior 4 (identificado como LGINF--04 en Lagoven) es un yacimiento viejo y poco profundo, que produce petróleo pesado (18°API). Este yacimiento comprende tres intervalos arenosos no consolidados y de alta porosidad, de edad Mioceno denominados, en orden descendente, Laguna, Lagunillas Inferior y La Rosa (Capítulo 2-12).

Estos tres intervalos están subdivididos en 11 lentes diferentes de areniscas, todas las cuales tienen una extensión lateral limitada y una distribución de facies compleja. Las profundidades del tope del primer intervalo oscilan entre 2.300 y 2.500 pies. El espesor de cada unidad varía entre 10 y 100 pies; siendo La Rosa la arenisca mejor desarrollada y con mayor continuidad. La salinidad del agua de la formación es de 6.000 ppm. La estructura es un monoclinal que buza 4° hacia el sureste.

La presión inicial del yacimiento era de 1.150 lpc, pero fue declinando a través de los años hasta 900 lpc (150 lpc por debajo del punto de burbujeo). En 1976 se inició un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua por los flancos. Se perforaron cinco pozos inyectores para mantener la presión en los miembros Lagunillas Inferior y La Rosa. La presión en LGINF-04 se recuperó hasta 920 lpc, y la producción de petróleo mejoró debido a la inyección de agua. Sin embargo, la optimización del rendimiento de la inyección de agua se complicó por diversos factores que se enuncian a continuación:

1. La falta de nuevas perforaciones en el campo dificulta la adquisición de nuevos datos de presión para cada zona, y limita la utilización de probadores de formación operados por cable
2. El campo fue desarrollado hace más de 15 años, y por ello la información de registros a hueco abierto es vieja y demasiado elemental para realizar un análisis petrofísico completo
3. Las propiedades físicas y químicas del agua inyectada son casi las mismas que las del agua de la formación, lo cual dificulta mucho la caracterización del agua producida
4. Tradicionalmente, todas las areniscas prospectivas se ponían en producción simultánea, lo cual hace imposible identificar los fluidos producidos por cada zona

Figura 7.7



Mapa de ubicación del yacimiento y pozos que lo circundan.

5. Los pozos completados con empaque de grava interno impiden cuantificar la producción individual de cada zona mediante registros de producción convencionales
6. La complejidad de la geología y la distribución discontinua de las facies hace que la correlación pozo a pozo sea muy difícil y poco confiable.

Si, a pesar de estas complicaciones, es posible identificar zonas de petróleo previamente inadvertido, la recuperación final aumentará y el coeficiente de éxito de las reparaciones se incrementará consecuentemente.

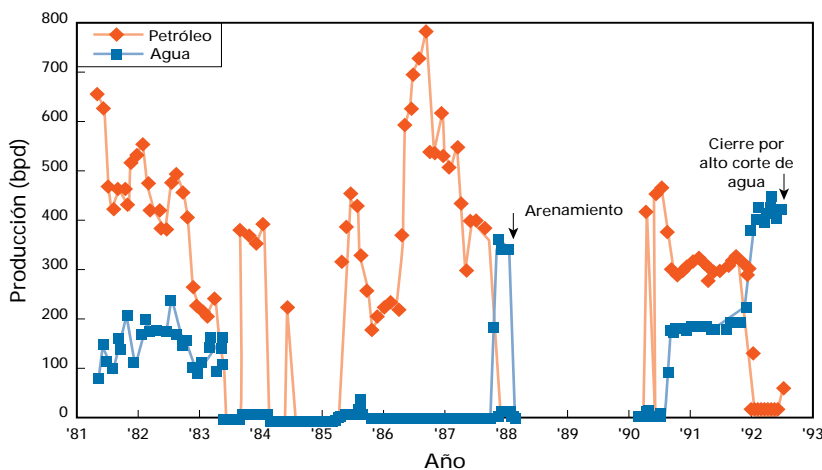
Medición de la saturación de petróleo detrás del revestidor

Como se demostró en el Capítulo 6-7, la herramienta RST permite efectuar mediciones cuantitativas del volumen de petróleo de la formación a través del revestidor (Roscoe et al., 1991) y también en completaciones con empaque de grava (Newey et al., 1996). El objetivo es entonces encontrar pozos que sean buenos candidatos para identificar zonas de petróleo inadvertidas.

El equipo de trabajo comenzó por estudiar cuidadosamente todos los pozos que presentaban anomalías en su producción, en particular los que estaban cerca de pozos inyectores. Uno de ellos es el Pozo TJ-886, cercano a los pozos inyectores TJ-1144 y TJ-794 (véase Fig. 7.7). Este pozo productor fue cerrado en 1993 debido a la excesiva producción de agua; 350 bppd con un corte de agua del 98% (Fig. 7.8). El salto brusco en el corte de agua es una respuesta clásica de una capa ladrona (véase Control de producción de agua, página 7-14). Si bien las zonas superiores del yacimiento (LGINF-04) no se encontraban en producción en este pozo, se correría un gran riesgo cuando se abrieran, debido a que los pozos vecinos TJ-883, TJ-909 y TJ-805 producían con alto corte de agua en las mismas zonas. Se eligió el Pozo TJ-886 para realizar, por primera vez en Venezuela, un perfilaje de RST en un pozo completado con empaque de grava.

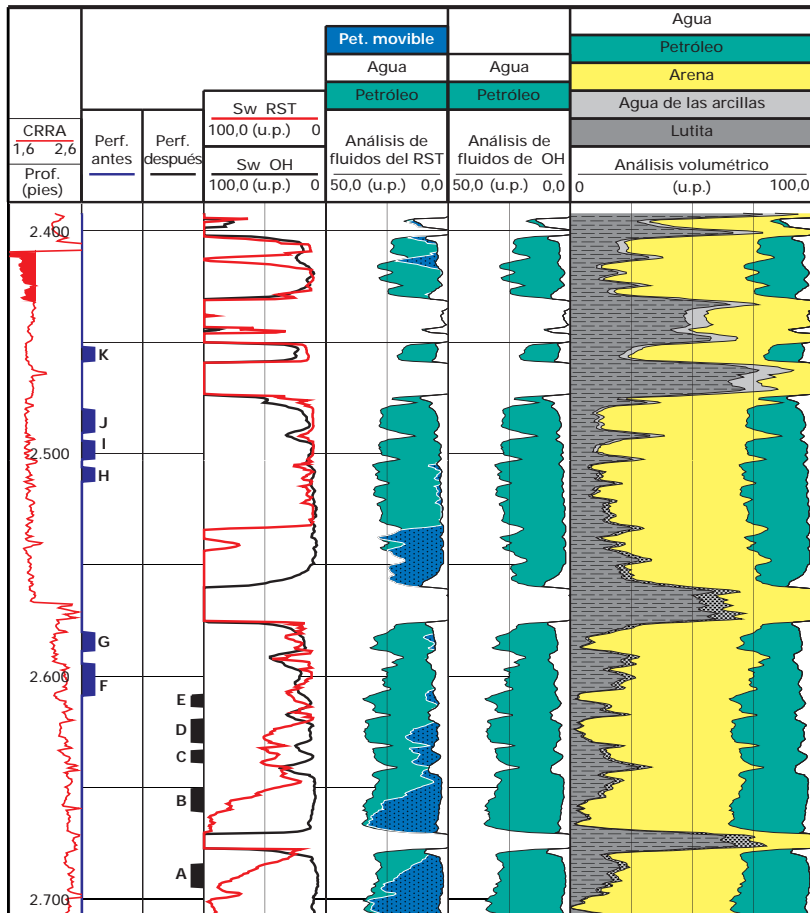
La completación del pozo se realizó con una tubería de producción de 2 3/8 pulgadas, con una empacadura ubicada a 2.500 pies dentro de un revestidor de 5 1/2 pulgadas. El colgador del empaque de grava se colocó a 2.550 pies con una tubería ranurada de 2 3/8 pulgadas. El fondo del empaque de grava estaba a 2.774 pies de profundidad. Cinco zonas fueron abiertas a producción (ver perforaciones A-E en la Fig. 7.9, próxima página). Se decidió perfilar todo el yacimiento LGINF-04, desde 2.710 a 2.330 pies. El espacio anular se llenó con agua dulce para minimizar los efectos ambientales en los registros del intervalo antes mencionado.

Figura 7.8



Historia de producción del Pozo TJ-886.

Figura 7.9



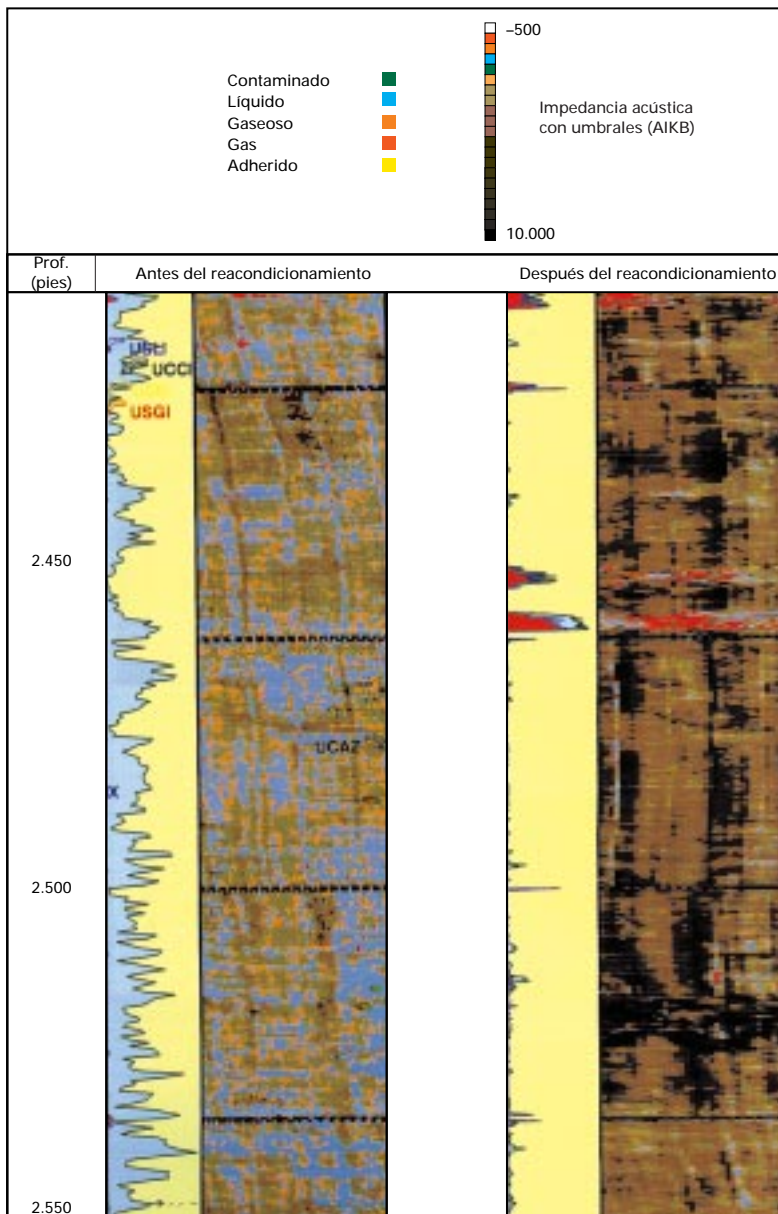
Interpretación del RST y los registros a hueco abierto en el Pozo TJ-886. Los intervalos perforados antes y después de la reparación se muestran en la Pista 1.

El planificador de tareas del RST utiliza una base de datos de caracterización para determinar la velocidad del perfilaje (número de carreras) y los tiempos en cada medición estacionaria según las condiciones específicas del pozo. En este caso, se requieren cinco carreras en modo inelástico a 110 pies/hr para obtener una precisión del 95% en las mediciones de saturación de petróleo. Además, se propusieron dos carreras en el modo sigma para comprobar la porosidad y la litología, e identificar zonas de gas dentro del yacimiento (Capítulo 6-13).

El RST se corrió en noviembre de 1996. La interpretación del RST y los registros obtenidos a hueco abierto (Inducción y Rayos Gamma) se muestran en la Fig. 7.9. Los dos intervalos inferiores perforados (A y B) estaban anegados; y los intervalos suprayacentes (C y D) mostraban una saturación de agua alta (50%). A pesar de ello, la parte superior de la lente entre 2.620 y 2.575 pies, incluyendo el intervalo cañoneado E contenía una saturación de petróleo muy cercana al valor original y por lo tanto constituía una zona atractiva para realizar una nueva completación. La zona intermedia (2.560 a 2.474 pies) no estaba produciendo en este pozo, si bien muestra un claro contacto agua-petróleo a 2.532 pies. Desde dicho contacto hasta el tope de la formación se registraron valores de saturación de petróleo casi idénticos a los originales. El pequeño cuerpo de arena K también presenta la saturación original de petróleo. Dichos intervalos, con valores de saturación cercanos a los iniciales, constituyen claros ejemplos de zonas petroleras previamente inadvertidas, causadas por el avance de un frente de agua irregular.

Las carreras en modo sigma permitieron comprobar que el cuerpo de arena ubicado entre 2.430 y 2.400 pies estaba invadido con gas (véase el indicador de variaciones de cuentas, CRRA, en la Pista de profundidad). Ello era de esperar, teniendo en cuenta la historia de presión del yacimiento y el hecho de que dicha lente no se encuentra afectada por la inyección de agua. Por esta razón, los intervalos escogidos fueron perforados en el medio o en la base de la arena.

Figuras 7.10 y 7.11



Registro USIT antes de la cementación forzada mostrando mal cemento a lo largo del tramo de interés.

Registro USIT después de la cementación forzada mostrando buen cemento, excepto en una pequeña zona a 2.450 pies.

Reacondicionamiento del pozo

Los excelentes resultados obtenidos provocaron la inmediata reacción del equipo de trabajo para establecer un procedimiento con la finalidad de reactivar el pozo. La integridad del cemento detrás del revestidor es crucial cuando las zonas productivas se encuentran cerca de un acuífero activo, especialmente en los pozos viejos—el Pozo TJ-886 fue perforado en 1981. Por lo tanto la primera prioridad, después de recuperar el equipo de completación y de empaque de grava, era monitorear la hermeticidad del cemento para recementar si fuera necesario. Una vez realizada esta tarea, se perforarían las nuevas zonas y se recompletaría el pozo.

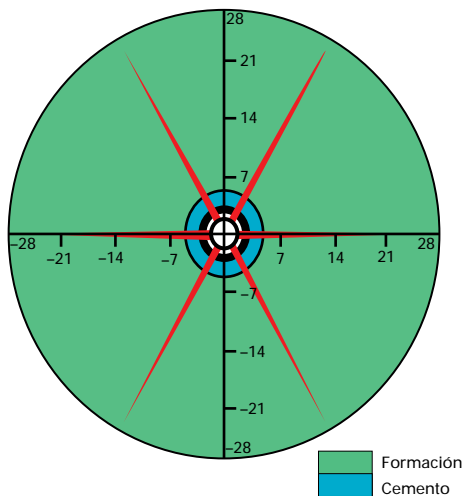
La herramienta USIT-CBL mostró cemento pobre en todo el intervalo a recompletar (Fig. 7.10).

Se hicieron perforaciones auxiliares para efectuar una cementación forzada entre 2.525 y 2.520 pies, fijando la empackadura a 2.600 pies. Se bombearon 12 barriles de cemento dentro de las viejas perforaciones y se circularon hasta alcanzar las perforaciones auxiliares. Dieciocho horas después de la cementación forzada se realizó una segunda carrera con la herramienta USIT-CBL. El perfil (Fig. 7.11) mostró una reparación satisfactoria del cemento, con un índice de adherencia cercano a 1.

Históricamente, esta formación necesita algún tipo de estimulación para producir en forma eficiente. En el caso del Pozo TJ-886, el equipo de trabajo decidió descartar la fracturación hidráulica para evitar el riesgo de abrir la comunicación entre los acuíferos y los intervalos cañoneados. Como alternativa, se sugirió usar cañones con balas de alta penetración para atravesar la zona dañada. El programa de Análisis de Perforación Schlumberger (SPAN*) indicó que la mejor opción para esa tarea era emplear un cañón bajado con tubería (TCP) con balas de alta penetración, de 3½ pulgadas de diámetro y cargas 37J; con 4 disparos por pie y un desfase de 60°.

Figura 7.12

Sección transversal que ilustra la profundidad de penetración de la carga



Características del cañón

- Cañón/Tipo de carga : 3,5 HPG 4spf 37JUU HMX
- Posición del cañón : Centralizado
- Fase de los disparos : 60°
- Separación del cañón : 0°

Características del cañoneo (en cualquier dirección)

- Penetración total pulg. : 23,227
- Penetración en la formación pulg. : 21,423
- Diámetro del hueco en el primer revestidor pulg. : 0,4319

Los resultados del análisis SPAN mostrando la penetración de las balas con cargas de 3½ pulgadas, disparadas de un cañón bajado con tubería.

La simulación mostró que, en este caso, la penetración llegaría a 21,4 pulgadas, valor suficiente para atravesar la zona dañada (Fig. 7.12). El desbalance es un factor esencial para limpiar los residuos del cañoneo, y más aún en este caso, por lo que se aplicó un diferencial de presión de 450 lpc entre la formación y el hoyo, durante la etapa de los disparos. Luego los cañones fueron dejados en el fondo del pozo (para otros métodos de perforación con desbalance, véase página 7-46).

La producción mínima esperada después del reacondicionamiento fue simulada con un análisis NODAL (Fig. 7.13) antes

de la aprobación del trabajo, para lo cual se utilizó una permeabilidad estimada de 100 md y un factor de daño de 10 (este valor es el medido por las pruebas de los pozos, sin estimulación, en formaciones y completaciones similares). La intersección de la

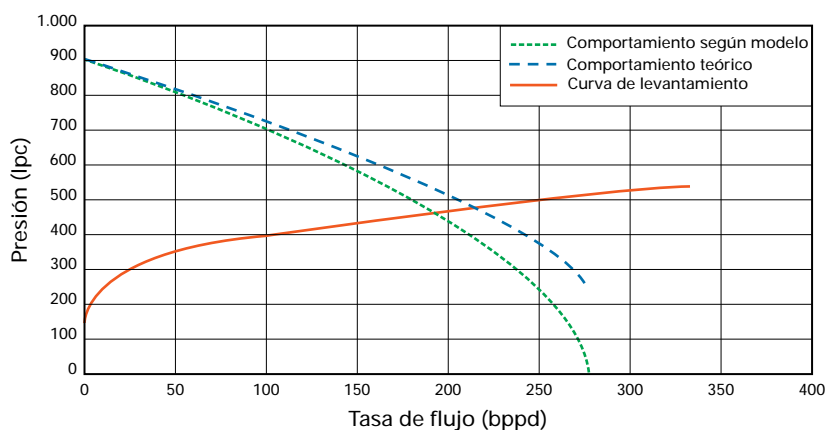
curva de comportamiento del pozo con la curva correspondiente al levantamiento indican un mínimo de 190 bpd de petróleo. Sin embargo, cuando el pozo fue puesto nuevamente en producción sin orificio, produjo un total de 530 bppd, con un corte de agua del 7%. Se estimó que el tiempo de retorno de la inversión realizada en el reacondicionamiento del Pozo TJ-886 era de 35 días. Teniendo en cuenta la declinación del yacimiento, se estimó que la producción acumulada, en un periodo de tres años, sería de 0,5 MMbn de petróleo.

Conclusiones

El Pozo TJ-886 fue rejuvenecido mediante la aplicación de las nuevas tecnologías para el monitoreo de yacimientos en pozos con un entorno difícil—como el de la completación con empaque de grava—y un nuevo enfoque integrado que adecúa soluciones para cada reacondicionamiento. Esta experiencia permite extraer las siguientes conclusiones:

1. El RST es una herramienta confiable para utilizar en las completaciones con empaque de grava siempre que la porosidad de la formación sea por lo menos del 20%, como en el caso del yacimiento LGINF-04
2. Existen todavía reservas recuperables significativas que han sido inadvertidas, incluso recurriendo a la recuperación secundaria mediante la inyección de agua o de gas
3. La integración de equipos multidisciplinarios, tales como Lagoven y Schlumberger Oilfield Services, constituye el mejor medio para asegurar el éxito en trabajos tales como los reacondicionamientos.

Figura 7.13



Análisis NODAL del Pozo TJ-886 que muestra una tasa de producción esperada de 190 bppd.

CONTROL DE LA PRODUCCION DE AGUA

El control de la producción de agua constituye un importante desafío para los ingenieros de yacimientos y de reacondicionamiento de pozos. Para reducir el corte de agua e incrementar la vida útil del pozo, se utilizan diversas técnicas. La clave para encontrar una solución satisfactoria consiste en definir el origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo. El agua producida se puede considerar beneficiosa o perjudicial. El agua beneficiosa barre un volumen de petróleo y arrastra con ella una cantidad substancial de crudo. El volumen de agua beneficiosa está determinado por el costo de su eliminación. Por el contrario, el agua perjudicial inhibe la producción de petróleo, si bien por lo general, se la puede reducir si se logra identificarla. En algunos casos se realizan interpretaciones erróneas, y se diagnostica la elevación del contacto agua-petróleo, lo cual puede provocar el abandono prematuro del yacimiento.

El origen del agua perjudicial puede estar dado por ciertas condiciones en el yacimiento, o en las cercanías del pozo. Las condiciones típicas, que se ilustran en la Fig. 7.14, incluyen conificación, fisuras y capas de alta permeabilidad, lo cual hace que el agua llegue al pozo sin barrer un volumen adecuado de petróleo. Ahora bien, no todas las capas de alta permeabilidad son perjudiciales. Algunas pueden contribuir a barrer otras capas adyacentes, en especial cuando el contraste de permeabilidad es moderado. La presencia de pozos inyectoros de agua crea más fuentes potenciales de agua perjudicial, como se puede observar en la Fig. 7.14.

Por lo general, el flujo proveniente de las cercanías del pozo es la causa más crítica, pero —dado que está relacionada con la completación del pozo— permite también más oportunidades para el tratamiento. Este flujo puede estar provocado por diversos factores, por ejemplo (véase Fig. 7.15, página siguiente): adherencia deficiente del cemento, cavernas formadas por la producción de arena, flujo de petróleo reducido debido a daños de la formación y estimulaciones frecuentes. Cabe realizar algunas observaciones acerca de estos distintos factores:

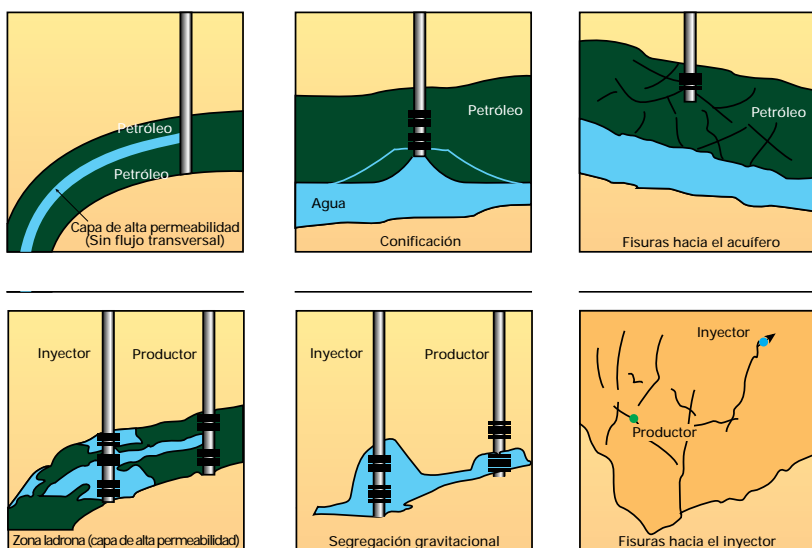
Adherencia deficiente del cemento

Existen diversas razones que provocan el deterioro de la adherencia del cemento; por ejemplo, la exposición a condiciones adversas de temperatura, presión y eventualmente aguas sulfatadas. Esto ocurre con mayor frecuencia si se han producido problemas durante la cementación primaria, como zonas de baja presión, migración de gas, o diseño deficiente de caños lavadores y espaciadores.

Cavernas formadas por producción de arena

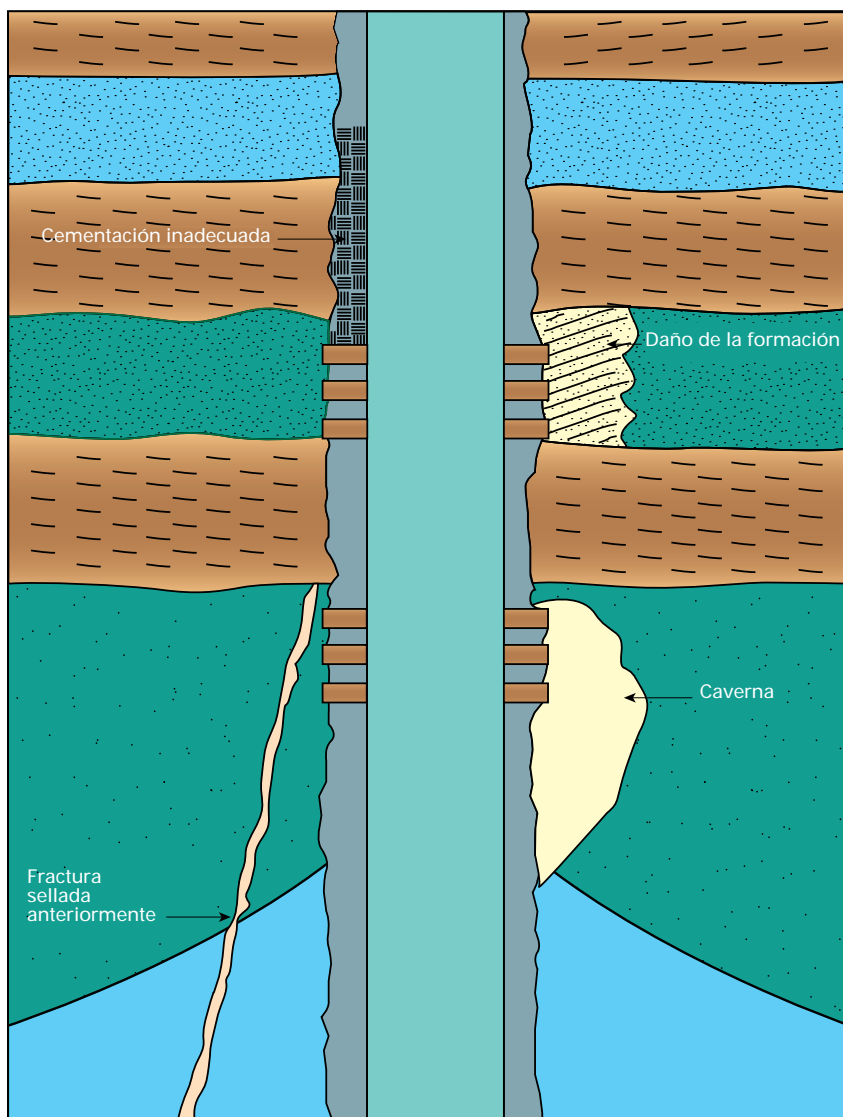
Las arenas friables y poco consolidadas pueden derrumbarse, producir arenamiento en el pozo y crear cavernas por detrás del revestidor. Dichas cavernas pueden establecer comunicación hidráulica con zonas de agua.

Figura 7.14



Seis condiciones típicas de yacimiento que conducen a la producción de agua perjudicial.

Figura 7.15



Causas típicas de producción de agua perjudicial proveniente de las cercanías del pozo.

Estimulaciones frecuentes en las cercanías del pozo

La estimulación frecuente de los carbonatos puede provocar la formación de cavernas en la roca y establecer una comunicación con zonas de agua. La estimulación frecuente de areniscas o carbonatos puede también disolver el relleno en las fracturas cementadas o afectar la adherencia del cemento, y del mismo modo establecer una comunicación con el agua.

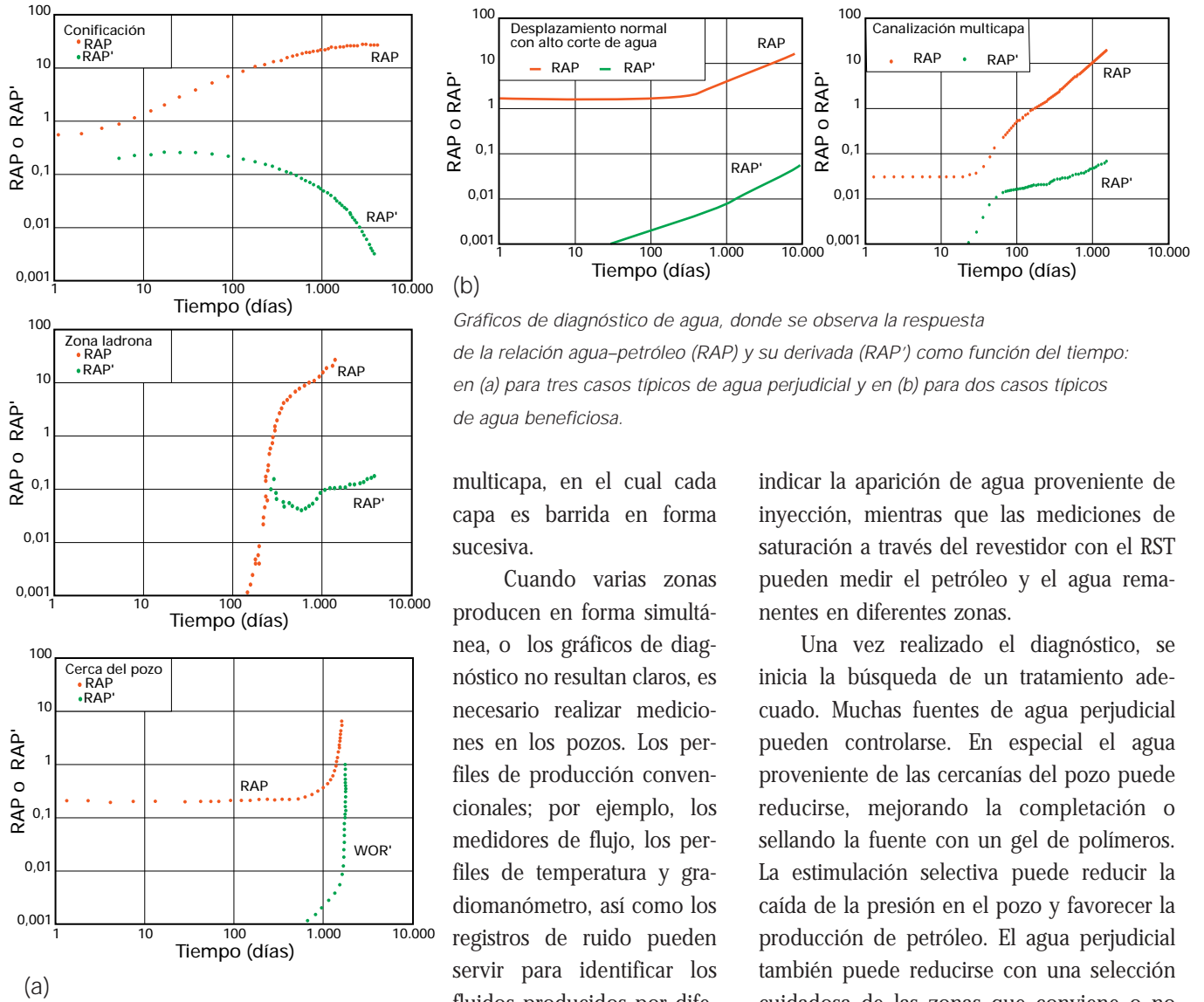
Flujo de petróleo reducido debido a daños de la formación

La caída de presión abrupta causada por un daño en la formación puede provocar que el agua invada el intervalo productor de otra zona. Si así fuera, la producción de agua se puede reducir estimulando el intervalo productor, y reduciendo el diferencial de presión en las perforaciones. Resulta evidente que, para ser exitosa, la estimulación debe efectuarse lejos de la zona de agua o, de lo contrario, se obtendría un resultado desfavorable.

Diagnóstico de los problemas de agua

Se pueden utilizar diversas técnicas para diagnosticar el origen del agua producida. Los gráficos de la historia de producción resultan muy útiles para realizar un análisis preliminar y rápido de muchos pozos. Mediante la simulación de yacimientos de diferentes características, se ha podido demostrar que los gráficos doble logarítmicos de la relación agua-petróleo (RAP)—y su derivada (RAP')—en función del tiempo de producción, resultan de gran utilidad para determinar la causa de la producción de agua (Chan, 1995). En la Fig. 7.16a se observa la respuesta simulada de tres casos comunes de agua perjudicial y el método para distinguirlos. Si se observa que la RAP' disminuye con el tiempo, podría tratarse de un caso de conificación; un aumento súbito seguido de una meseta, es típico de una zona ladrona de alta permeabilidad en el pozo inyector; mientras que un aumento abrupto de la RAP y RAP' indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo. En la Fig. 7.16b se observan dos casos típicos de agua beneficiosa. El primer caso consiste en el barrido normal de un yacimiento por efecto del agua, aún cuando se trata de un elevado volumen de agua (el corte de agua es siempre $> 60\%$). En el segundo caso se observa una canalización en un sistema

Figura 7.16a y 7.16b



Gráficos de diagnóstico de agua, donde se observa la respuesta de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP') como función del tiempo: en (a) para tres casos típicos de agua perjudicial y en (b) para dos casos típicos de agua beneficiosa.

multicapa, en el cual cada capa es barrida en forma sucesiva.

Cuando varias zonas producen en forma simultánea, o los gráficos de diagnóstico no resultan claros, es necesario realizar mediciones en los pozos. Los perfiles de producción convencionales; por ejemplo, los medidores de flujo, los perfiles de temperatura y gradiomanómetro, así como los registros de ruido pueden servir para identificar los fluidos producidos por diferentes zonas.

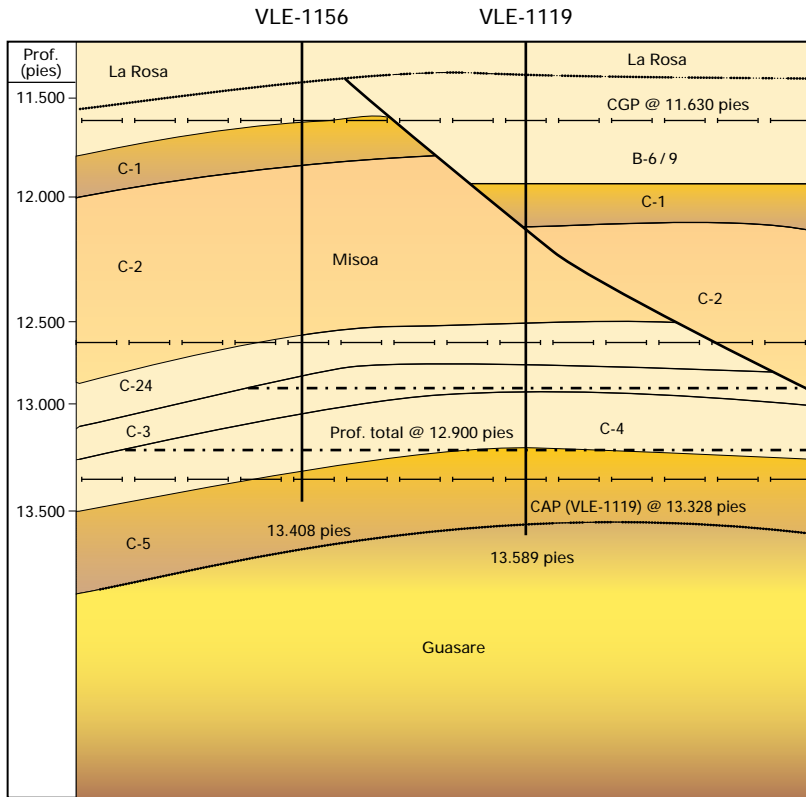
La herramienta DEFT (Capítulo 6-32) puede identificar la primera entrada de agua en pozos con baja RAP y la primera entrada de petróleo en aquéllos con alta RAP, para cualquier desviación del pozo. El perfil WFL (Capítulo 6-34) puede medir, además del flujo de agua dentro del revestidor, el flujo por detrás del mismo. Esto puede resultar sumamente útil para identificar el origen del fluido proveniente de las cercanías del pozo. Las mediciones de presión y la historia de presión pueden servir para

indicar la aparición de agua proveniente de inyección, mientras que las mediciones de saturación a través del revestidor con el RST pueden medir el petróleo y el agua remanentes en diferentes zonas.

Una vez realizado el diagnóstico, se inicia la búsqueda de un tratamiento adecuado. Muchas fuentes de agua perjudicial pueden controlarse. En especial el agua proveniente de las cercanías del pozo puede reducirse, mejorando la completación o sellando la fuente con un gel de polímeros. La estimulación selectiva puede reducir la caída de la presión en el pozo y favorecer la producción de petróleo. El agua perjudicial también puede reducirse con una selección cuidadosa de las zonas que conviene o no abrir, tanto en los pozos productores como en los inyectores. Otras técnicas consisten en limitar las tasas de producción e inyección y escoger un correcto espaciamiento de los pozos.

A continuación se presentan dos ejemplos de control de agua por medio de un sello con gel de polímeros. En otro ejemplo (zonas con petróleo inadvertido) el agua se controla mediante la recompletación del pozo.

Figura 7.17



Corte geológico entre los Pozos VLE-1156 y VLE-1119. El Pozo VLE-1156 se encuentra completado en el yacimiento C-5.

Ejemplo 1: Control de agua con un gel de polímero en el Pozo VLE-1156

El Pozo VLE-1156 se encuentra completado de modo sencillo en el yacimiento C-5, segregación Lagocinco (Fig. 7.17). El pozo más cercano, Pozo VLE-1119, se encuentra al norte del mismo, al otro lado de una falla normal y produce 1.600 bppd con un bajo corte de agua (20%). Sin embargo, el corte de agua en el Pozo VLE-1156 había alcanzado el 75%. El gráfico de diagnóstico (Fig. 7.18) muestra un brusco ascenso a los 100 días, con una tendencia general ascendente en la relación agua-petróleo. Esto se interpretó como un caso de canalización, a través de algún estrato de la formación. Para poder determinar el origen del agua, se realizó un perfil de producción en noviembre de 1995, el cual indicaba que la mayor cantidad de agua (36%), (Fig. 7.19) provenía del intervalo cañoneado superior. A pesar de que este intervalo, comprendido entre 13.268 y 13.262 pies, presentaba una porosidad promedio de 16% y una saturación de hidrocarburo del 70% en el momento de la perforación, en este momento producía sólo agua.

Figura 7.18

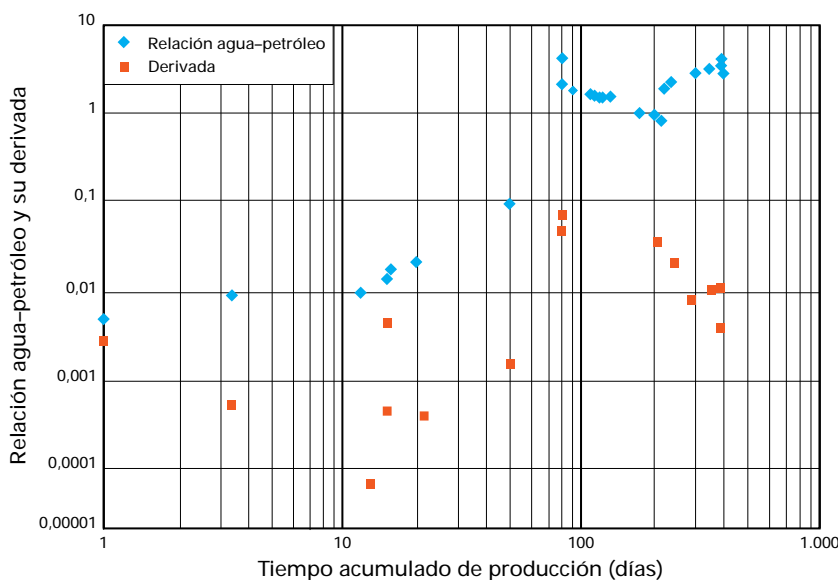
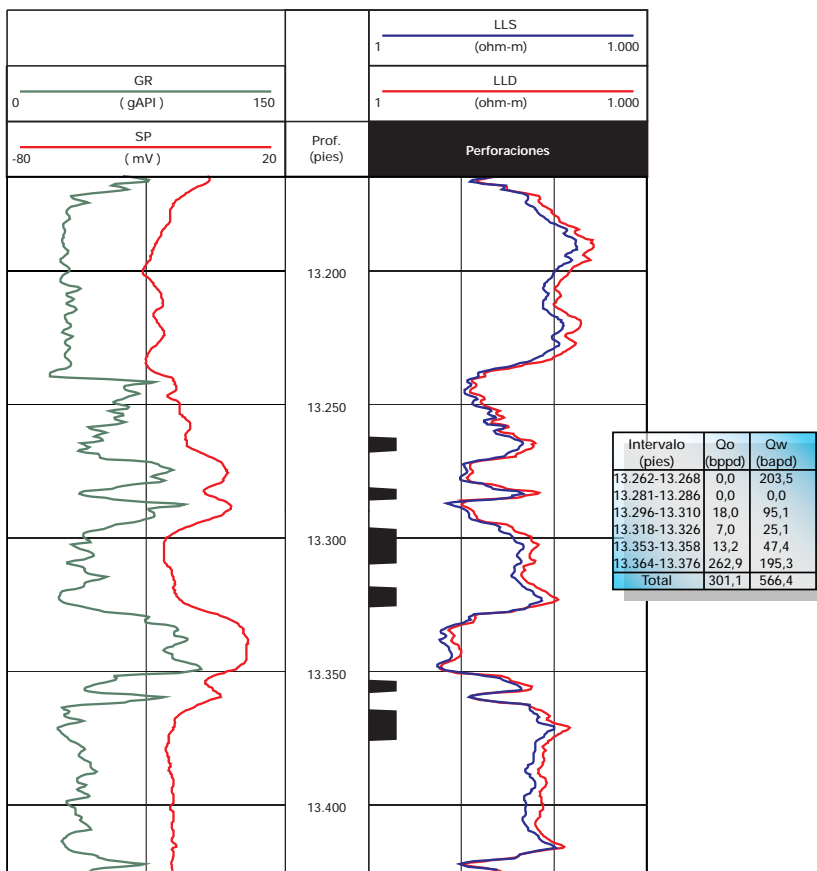


Gráfico de diagnóstico de control de agua del Pozo VLE-1156. El efecto de la inyección del gel es claramente visible.

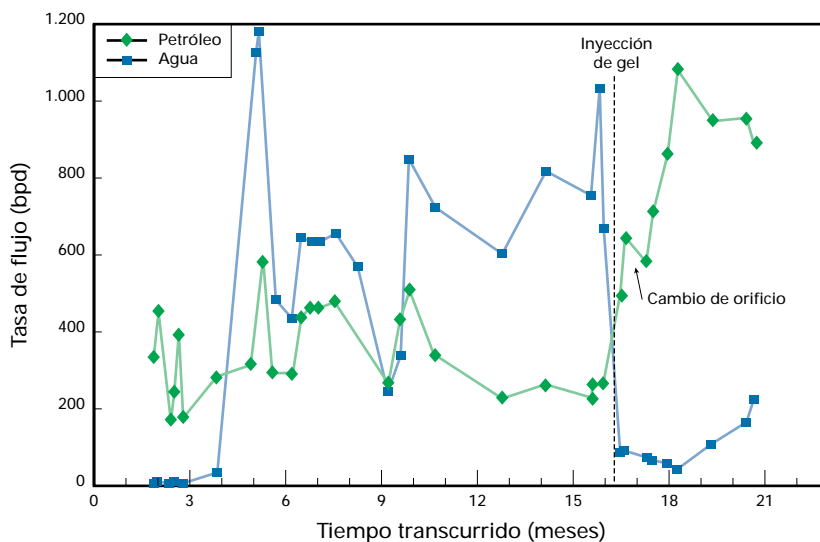
En base a esta información, se decidió inyectar un gel sellador en el intervalo superior para aislarlo, y así permitir el aporte de producción de los intervalos inferiores. Previamente se llenó el pozo con arena hasta los 13.293 pies para cubrir los intervalos inferiores. El 20 de agosto de 1996 se realizó la operación de inyección con 100 barriles de Maraseal en el intervalo comprendido entre 13.268 y 13.262 pies, utilizando gasoil para el desplazamiento. No se presentaron problemas operacionales durante el tratamiento.

Figura 7.19



Perfiles e intervalos cañoneados en el Pozo VLE-1156. La tabla muestra la contribución relativa de los intervalos según indica el perfil de producción.

Figura 7.20

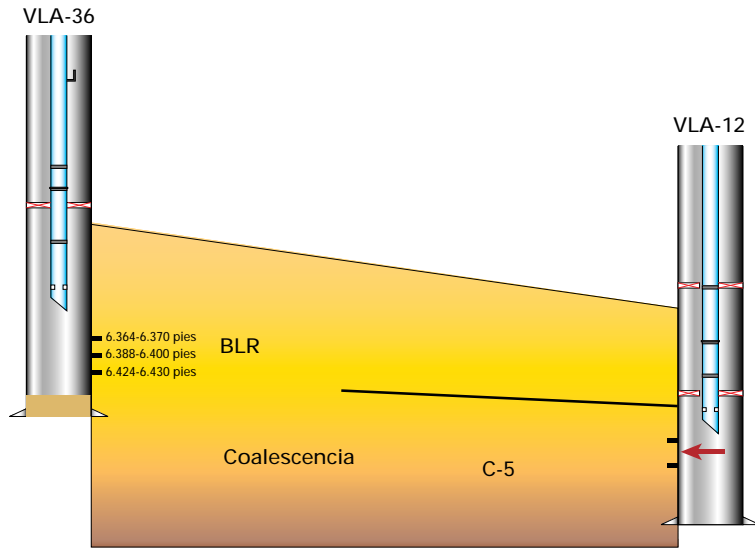


Historia de la producción del Pozo VLE-1156.

Antes de la intervención, el pozo producía un promedio de 257 barriles netos de petróleo con 770 barriles de agua. La tasa de producción de agua y sedimentos (A y S) representaba el 75% de la producción y la relación agua-petróleo era igual a 3. Además, el 35,9% del agua provenía del intervalo de 13.262 a 13.268 pies (Fig. 7.19), con cero producción de petróleo. Después del tratamiento, la producción de agua disminuyó en un 76% (a 186 bpd), mientras que la producción de petróleo aumentó en un 374% (787 bpd). En la Fig. 7.20 se observa claramente cómo se invierten las curvas de producción después de la inyección del gel sellante. En el mes de octubre (mes 17) se observa una disminución en la producción de petróleo, debido al cambio de orificio de ½ a ⅓ pulgadas. Más adelante, la producción se recupera y continúa aumentando hasta el mes de noviembre, en que comienza a decaer nuevamente. Este hecho se puede atribuir al deterioro gradual del gel debido a la temperatura, al contacto con otros químicos, a la fricción y a otros factores. Se ha demostrado que la duración de un sistema de gel sellante tiene un límite de dos años (Paz y Anez, 1996).

Si bien la producción de petróleo está disminuyendo y la de agua aumenta, de todos modos se considera que el tratamiento resultó exitoso. Desde la fecha del tratamiento hasta diciembre de 1996, la producción adicional acumulada de petróleo ha sido de 79.560 bn y se logró disminuir la producción de agua en 87.610 bn. Si las tendencias que aparecen en la Fig. 7.20 continúan, el pozo eventualmente retornará a la RAP anterior al tratamiento. En ese momento, el tratamiento habrá perdido su efectividad. Sin embargo, hasta que eso ocurra y, suponiendo que la tasa de flujo total permanece constante, la RAP reducida debido al tratamiento hará que el pozo produzca 150.000 barriles de petróleo adicionales.

Figura 7.21



Corte geológico entre los Pozos VLA-36 y VLA-12, indicando la comunicación de los yacimientos C-5 y BLR.

Ejemplo 2: Control de agua con gel de polímeros en el Pozo VLA-36

El Pozo VLA-36 se encuentra completado en el yacimiento La Rosa Basal (BLR). En esta área el BLR se comunica con el yacimiento C-5 (Fig. 7.21). El pozo vecino, Pozo VLA-12, inyecta agua en el yacimiento C-5. Es posible que este volumen de agua esté entrando en el yacimiento BLR y, en consecuencia, en el Pozo VLA-36, a través de una comunicación con el yacimiento C-5.

No había registros de producción disponibles para corroborar esta suposición. El aumento pronunciado en las curvas de diagnóstico después de los 400 días (Fig. 7.22) indica también la probabilidad de que, efectivamente, exista una comunicación en las cercanías del pozo. Antes de determinar cuál era la causa, se decidió inyectar un gel sellante en el intervalo comprendido entre 6.430 y 6.424 pies (Fig. 7.23), para impedir la entrada de agua desde abajo.

El intervalo a tratar fue aislado por medio de una empacadura bajada con tubería flexible. Antes del tratamiento se realizó una prueba de inyectividad con gasoil, que indicó una tasa de inyectividad de 0,23 barriles por minuto y una presión de inyección de 1.800 lpc. El tratamiento se realizó el 19 de septiembre de 1996. Se inyectaron 100 barriles del sistema gelificante Maraseal, en el intervalo entre 6.430 y 6.424 pies, utilizando gasoil para el desplazamiento. En este caso tampoco se presentaron problemas operacionales durante el tratamiento.

Antes del tratamiento, el pozo producía diariamente 25 barriles de petróleo y 596 barriles de agua y sedimento (96% A y S y RAP de 23,89). Después del tratamiento, la producción de petróleo aumentó a 229 bpd mientras que la producción de agua disminuyó a 417 bpd. El porcentaje de agua y sedimentos disminuyó al 24% y la RAP a 0,43. En la Fig. 7.22 se observa la producción del pozo antes y después del tratamiento. Con posterioridad al tratamiento, el pozo fue abierto con un orificio de 1/2 pulgada. La producción de petróleo aumentó, mientras que la producción de agua disminuyó abruptamente. Cuando el tamaño del orificio se incrementó a 1 pulgada de diámetro, tanto la producción de petróleo como la de agua mostraron un comportamiento en forma de zigzag, hasta que se estabilizó en el mes de diciembre (mes 18).

Figura 7.22

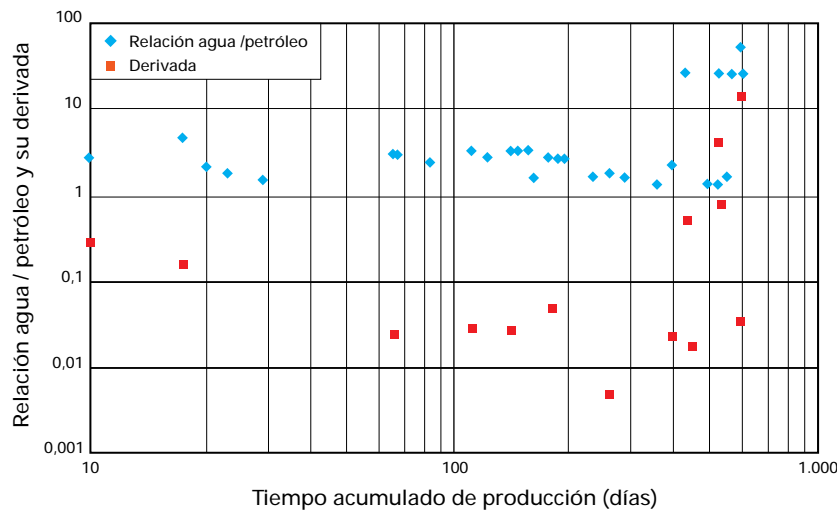
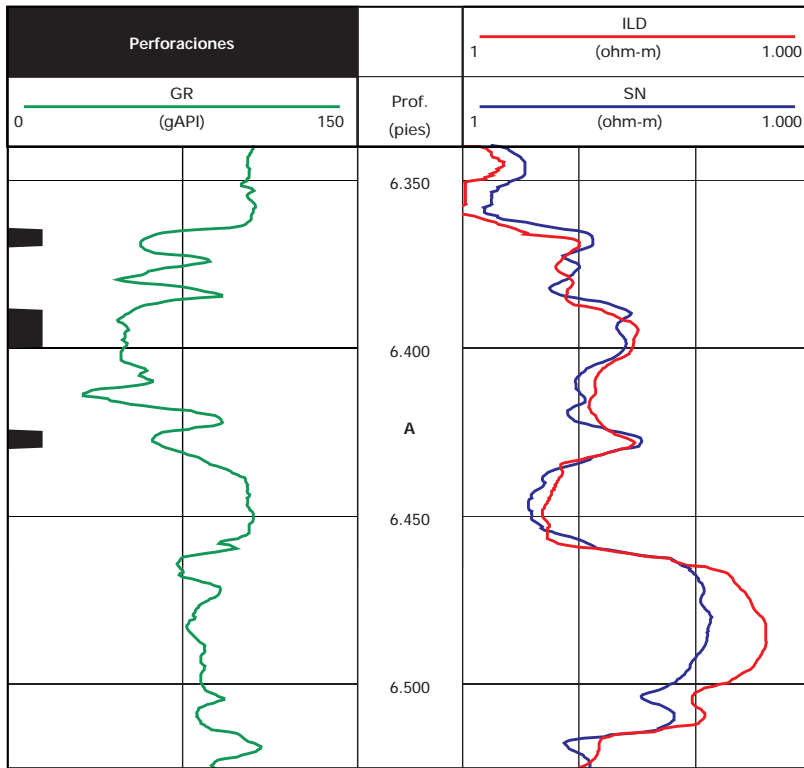


Gráfico de diagnóstico de control de agua para el Pozo VLA-36.

Figura 7.23



Perfiles e intervalos cañoneados para el Pozo VLA-36.

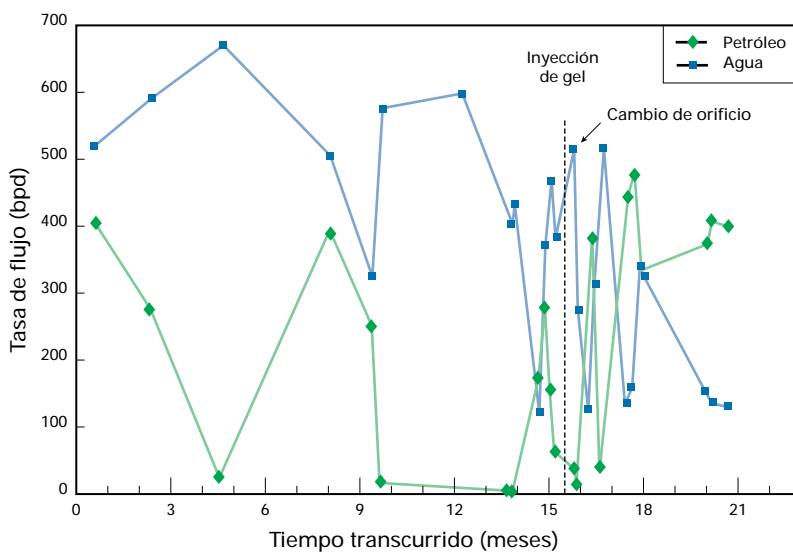
Sin embargo, el pozo produjo un total de 19.980 barriles más de petróleo y 17.518 barriles menos de agua con respecto a los valores anteriores al tratamiento. En enero, la producción del pozo se estabilizó; la producción de petróleo es mayor que la de agua, y ambas continúan aumentando y disminuyendo, respectivamente. La desestabilización ocurrida en el primer periodo de producción se debe posiblemente a que las arenas todavía se encontraban saturadas con agua, mientras que en el mes de enero el pozo presenta un barrido uniforme, con lo cual se incrementa la producción de petróleo.

Conclusiones

La producción de agua no deseada puede controlarse. Sin embargo, en primer lugar es necesario reconocer si se trata de agua beneficiosa, que ayuda a drenar el petróleo; o de agua perjudicial, que inhibe su producción. También es necesario establecer el origen del agua. Los gráficos de diagnóstico de la historia de producción de agua, resultan de suma utilidad al revisar un gran número de pozos. Los registros de producción pueden luego confirmar o esclarecer las diferentes hipótesis.

Una vez diagnosticado, se pueden tomar distintas decisiones. Los dos ejemplos presentados muestran la conveniencia del uso del gel de polímero, como medio de control del agua. En uno de los ejemplos la ganancia estimada debida al tratamiento es de 150.000 barriles de petróleo.

Figura 7.24

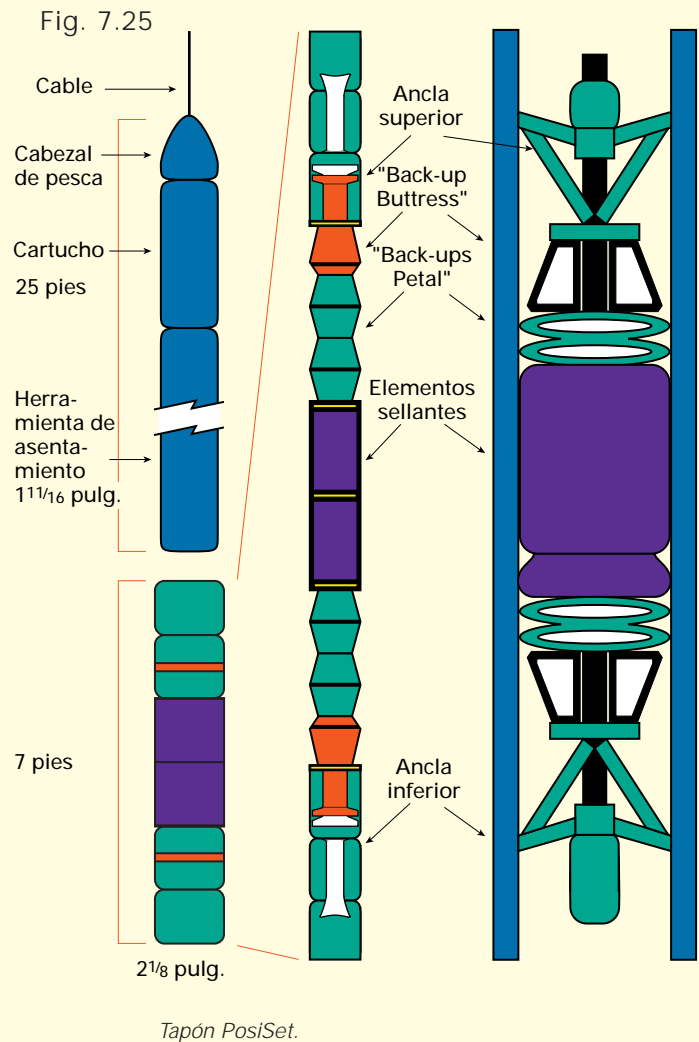


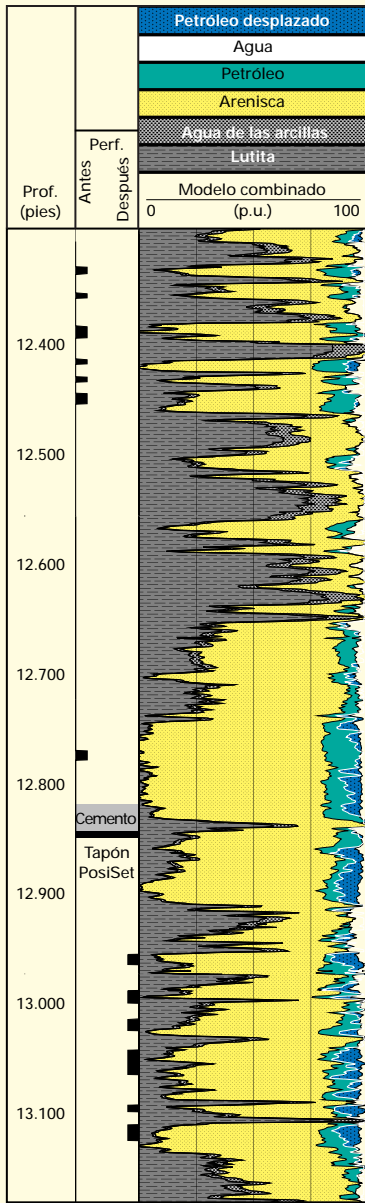
Historia de producción del Pozo VLA-36. El efecto de la inyección de gel es notable, una vez que la producción se ha estabilizado.

La posibilidad de aumentar la producción sin un taladro de reacondicionamiento es muy atractiva, tanto económica como logísticamente. Hoy en día, existen herramientas que ofrecen soluciones sin la necesidad de recurrir a equipos adicionales. En un orden aproximado decreciente de complejidad logística se pueden mencionar: las unidades hidráulicas de "snubbing", las tuberías flexibles, los cables de acero (wireline) y las líneas de arrastre (slickline). Una posibilidad interesante está dada por el tapón puente o tapón PosiSet. Este tapón puede colocarse en revestidores de 4½ pulgadas hasta 9½ pulgadas sin necesidad de extraer la tubería de producción ni cerrar el pozo.

Este principio se ilustra en la Fig. 7.25. Luego de llegar hasta la profundidad establecida, se dispara la herramienta, haciendo que los elementos de sellado se aprieten y se expandan hasta que se sellan contra la pared del revestidor. Al mismo tiempo, se anclan en la parte superior e inferior para mantener al sellador en posición. Este tapón es capaz de soportar 500 lpc de presión diferencial, la cual es normalmente sufi-

ciente para cerrar el pozo mientras se coloca cemento sobre el mismo. En un revestidor de 7 pulgadas es normal verter un mínimo de 10 pies de cemento. El tapón más el cemento pueden soportar una presión diferencial de 4.000 lpc. Sin embargo, dado que una vez fijado el tapón es sólo de 21 pulgadas de largo, éste podría utilizarse sin cemento para sellar intervalos muy cortos. En estos casos la presión diferencial que puede soportar se verá reducida.





Resultados de la evaluación del perfil RST corrido en el pozo en el que se fijó el tapón PosiSet. En la pista de las perforaciones se muestran, a la derecha las perforaciones antes de la intervención, y la izquierda después del reacondicionamiento.

El pozo que se muestra en la Fig. 7.26, producía del yacimiento C-6 del Eoceno 505 bppd con 70% de agua, a través de las perforaciones mostradas a la derecha de la pista correspondiente. Se corrió una herramienta RST, utilizando un mástil. De la interpretación de la herramienta RST, y de los perfiles obtenidos a hueco abierto (mostrados en la Pista 2), se puede ver claramente una zona depletada frente a las perforaciones y hasta los 12.800 pies. Para lograr una producción de por lo menos 400 bppd, se decidió que era necesario abrir los intervalos en el C-4 y el C-5, y cerrar las perforaciones existentes. Estos yacimientos son conocidos por estar a casi el mismo nivel de presión, por lo que podían abrirse juntos.

El método más eficaz para reacondicionar el pozo fue cerrar la zona del fondo con un tapón PosiSet, y cañonear los intervalos superiores a través de la tubería de producción. Esto podía hacerse en forma rápida, sin la necesidad de un taladro de reacondicionamiento, puesto que no se necesitaba llevar a cabo ninguna otra operación en ese pozo. Por ejemplo, se consideró poco probable que existiera algún canal en el cemento, que necesitara repararse a presión, puesto que la adhesión original del cemento era buena. La experiencia también demostró que las cargas a través de

la tubería de producción, disparadas en desbalance, daban buenos resultados. Por lo tanto, con el pozo cerrado, pero con una presión en el cabezal de la tubería de producción de 100 lpc, se bajó el tapón PosiSet en el pozo y se instaló a los 12.850 pies. Luego se colocó un tapón de cemento, de 15 pies de longitud sobre éste. Y después de esperar las 18 horas necesarias para el frague, se cañonearon los intervalos superiores que se muestran en la Fig. 7.26 con cargas Enerjet de 2½ pulgada y una densidad de disparos de 4 tiros por pie, con un diferencial de presión de 500 lpc dentro del pozo. El pozo logró producir 600 bppd con solamente 1% de agua y sedimentos. En este ejemplo de reacondicionamiento sin taladro, utilizando un tapón puente PosiSet y los cañones bajados a través de la tubería de producción, se pudo aumentar la producción en 450 bppd, dentro de los 15 días posteriores al diagnóstico del problema. La utilización de un taladro o un equipo de reacondicionamiento hubiera llevado más tiempo y al mismo tiempo resultado mucho más costoso.

ESTIMULACION DE YACIMIENTOS DE ALTA PERMEABILIDAD

Desde comienzos de la década del 50, las arenas petrolíferas del Mioceno, ubicadas en el Lago de Maracaibo han sido estimuladas mediante una técnica desarrollada por Exxon, denominada Desplazamiento Forzado de Arena por Petróleo (Sand Oil Squeeze, SOS). Dicha técnica daba resultados aceptablemente satisfactorios en el pasado, cuando los yacimientos producían con presiones cercanas a la original; pero ahora que las presiones son bajas, este tratamiento no logra mejorar la productividad de los pozos nuevos. Para ello se necesita un canal de alta conductividad, que comunique la formación inalterada con el pozo.

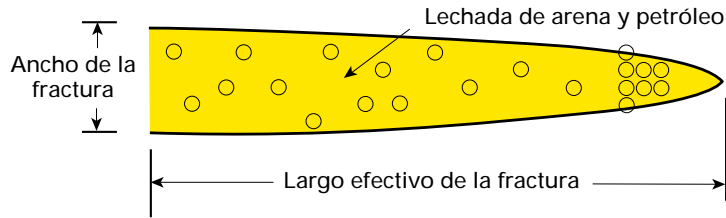
En las páginas siguientes se describe la forma de resolver este problema mediante la introducción de una nueva técnica de estimulación de zonas de alta permeabilidad, el Servicio de Fracturación de Alta Permeabilidad HyPerSTIM*, lo que ha llevado a un importante incremento en el nivel de producción, y a la renovación de las expectativas con respecto al yacimiento. En primer lugar, se describe la técnica utilizada anteriormente, y a continuación, la técnica HyPerSTIM, su introducción en la industria y algunos casos de aplicación.

Tecnología previa

La técnica SOS fue desarrollada por Exxon, como un sistema de estimulación rápido y de bajo costo para las formaciones dañadas de alta permeabilidad (200 a 1.000 md). Se supera el daño mediante la creación de canales de alta conductividad, que parten de cada perforación y atraviesan la zona dañada alrededor del pozo, para llegar a la formación no dañada. Por lo general, con posterioridad a estos tratamientos, se realiza un empaque de grava convencional con una tubería corta ranurada, que resulta esencial para contener la producción de arena proveniente de estas areniscas muy poco consolidadas.

El incremento de la producción después de un tratamiento con SOS no es muy importante y, en muchos casos, se reduce a cero en el curso de unos meses. La técnica SOS se realiza normalmente en varios intervalos cañoneados, cada uno de los cuales varía entre 20 y 100 pies de largo, pero puede cubrir varios centenares de pies entre la base y el tope de las perforaciones. En el tratamiento convencional se bombean grandes volúmenes de crudo (100 a 300 bpd), en algunos casos con bolas selladoras para asegurar la apertura de todas las perforaciones y, a continuación, se introduce una mezcla de arena y petróleo, con una concentración de hasta 5 libras de agente de sostén agregado por galón de fluido, hasta alcanzar un total de 15.000 a 30.000 libras de agente de sostén. El primer punto débil de dichos tratamientos es que los grandes volúmenes de prelavado de petróleo, favorecen una alta penetración de la mezcla dentro de la formación, pero las bajas concentraciones de arena no permiten el desarrollo de un ancho de fractura importante. En estos tratamientos, es común que las formaciones blandas y poco consolidadas absorban alrededor de 2 libras/pie de agente de sostén y que las fracturas desaparezcan en un corto período de tiempo. A ello se debe la disminución rápida de la producción, después de unos meses del tratamiento. El segundo punto débil es la selección del agente de sostén. En el pasado se utilizaba arena local de granulometría 16/25, cuya esfericidad es muy baja, de acuerdo con los estándares del API. La falta de esfericidad facilita la trituration y provoca más deterioro aún, dando como resultado un empaque de agente de sostén de baja permeabilidad. Este hecho, sumado al escaso ancho de fractura alcanzada por la técnica SOS (0,1 a 0,2 pulgadas), provoca un nivel de conductividad muy bajo en el canal relleno de agente de sostén y, como consecuencia, una baja productividad del pozo. Ultimamente, esta práctica ha perdido vigencia, dado que se sacrificaba la productividad por un pequeño costo adicional.

Figura 7.27



Esquema de una fractura TSO.

Una vez determinadas las debilidades de la técnica SOS, se realizaron las modificaciones correspondientes. Utilizando el mismo crudo como fluido base y el mismo volumen de agente de sostén, se puede intentar acortar la fractura (la matriz dañada tiene sólo unos pocos pies de radio), aumentar su ancho y maximizar su conductividad. De este modo se diseñó el sistema HyPerSTIM.

Fracturación con limitación del largo de la fractura

El sistema HyPerSTIM adopta la metodología desarrollada para la fracturación con limitación del largo de la fractura (tip screen-out, TSO) mediante la cual, una vez que la fractura ha alcanzado la longitud deseada, se crea una barrera artificial próxima al extremo de la fractura y a lo largo de todo el perímetro de la misma (Fig. 7.27). En otras palabras, se provoca el desborde de arena. Cuando esto

ocurre, la fractura deja de crecer, lo cual lleva a un incremento de la presión dentro de la misma, que se traduce automáticamente en un mayor ancho efectivo. Esto permite a su vez obtener concentraciones de agente de sostén mucho más altas dentro de la fractura, y por lo tanto contrabalancea el efecto de la impregnación del agente de sostén sobre las caras de la fractura en las formaciones blandas y poco consolidadas. El resultado final es un mayor ancho relleno de agente de sostén después del cierre, y una mejor conductividad de la fractura.

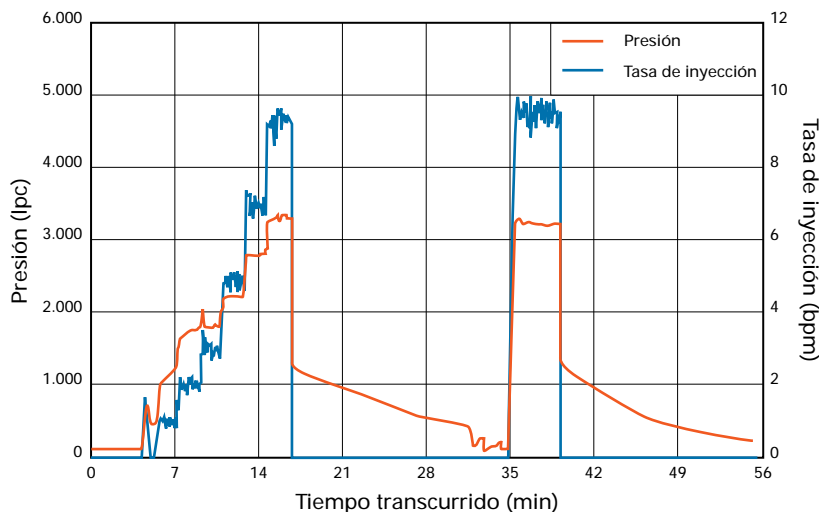
La fracturación TSO se puede dividir en tres etapas:

1. Colchón—fluido limpio bombeado para crear la geometría de la fractura deseada.
2. Etapa de baja concentración—baja concentración del agente de sostén, necesaria para originar el TSO y detener su crecimiento.
3. Etapa principal—gradación del agente de sostén hasta el punto de empaque de la fractura.

Para que ocurra el TSO, cuando se alcanza la longitud deseada, es necesario tener un valor bien definido para la pérdida del fluido en la formación. El único modo posible de lograr un valor adecuado para el coeficiente de pérdida de fluido, es realizar un Servicio de Determinación de Datos de la Fractura DataFRAC*. El DataFRAC es un tratamiento de calibración, realizado antes del tratamiento principal para determinar los diversos factores que se utilizan para poner a punto el diseño final, y asegurar que se cumplan los objetivos del tratamiento.

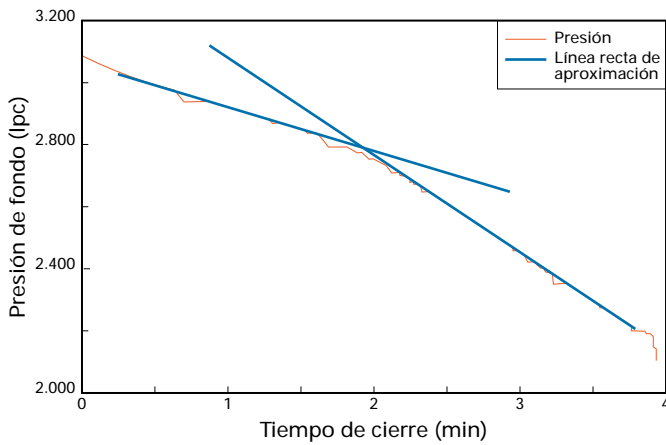
En el DataFRAC se emplea el mismo fluido base (petróleo) que para el tratamiento principal, y se bombea con la tasa diseñada para el mismo. Consiste en una etapa inicial, y un período de bombeo principal (Fig. 7.28), el cual se prolongará tanto como sea necesario para asegurar que la longitud de la fractura sea suficiente para obtener un área de fractura representativa a los efectos de la pérdida del fluido.

Figura 7.28

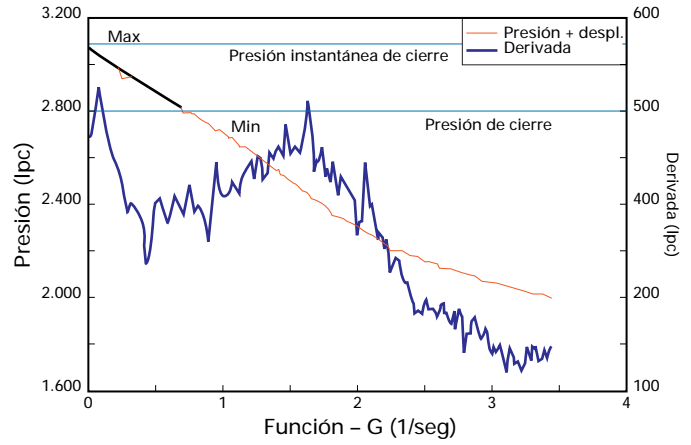


Pruebas de calibración previas a un tratamiento en el Pozo LL-1671.

Figura 7.29a y 7.29b



Interpretación del DataFRAC en el Pozo LL-1671: determinación de la presión de cierre de la fractura.



Interpretación del DataFRAC en el Pozo LL-1671: determinación de la eficiencia y el coeficiente de pérdida del fluido.

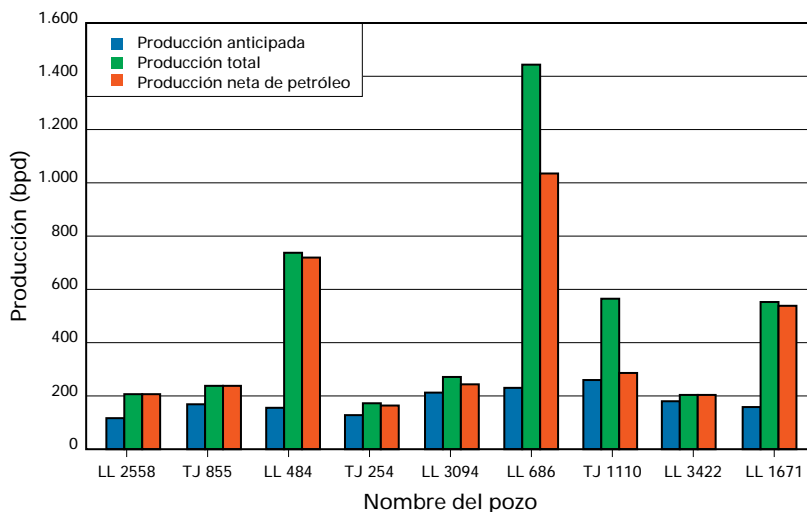
El análisis de la etapa de incrementos (por escalones) de la tasa de inyección ayuda a determinar la presión de cierre de la formación. El análisis del período de bombeo principal es similar a una prueba de flujo en un pozo. Durante este período, se realizan gráficos de diagnóstico, que permiten reconocer el modelo de crecimiento de la fractura. La caída de presión, ocurrida una vez que se detiene el bombeo, se usa para determinar la eficiencia del fluido y el coeficiente de pérdida del mismo. Para ello,

se utilizan gráficos especializados de presión versus tiempo y versus una variable, que es función del tiempo (Fig. 7.29a y 7.29b), respectivamente. En la Fig. 7.29a, el cambio de pendiente determina la presión de cierre a 2.800 lpc, lo cual se observa también en la Fig. 7.28 de la página anterior. El brusco aumento a una presión constante de 2800 lpc, observado en el quinto escalón, es característico del flujo dentro de una fractura.

En la Fig. 7.29b, el tiempo transcurrido para alcanzar la presión de cierre da como resultado un valor de eficiencia del fluido que, a su vez, se usa para determinar el tamaño del colchón para el tratamiento principal. La pendiente del gráfico de presión anterior al cierre arroja un valor en sitio del coeficiente de pérdida de fluido, que se utiliza en el simulador de la fractura para calibrar el diseño final.

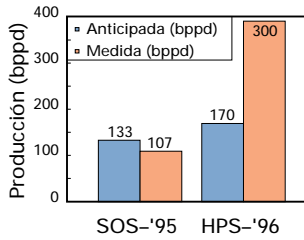
Para complementar y mejorar el análisis, es recomendable que durante el período de bombeo se empleen trazadores radiactivos, junto con el fluido. Y, para determinar la altura real de la fractura se recomienda correr perfiles de temperatura y radiactivos, antes y después del tratamiento. A pesar de esta sugerencia, en este caso se omitieron los registros para mantener los costos al mismo nivel que en el método SOS.

Figura 7.30



Resumen de los resultados de producción después de los tratamientos HyPerSTIM realizados en pozos de los yacimientos LGINF-04 y LGINF-05.

Figura 7.31



Comparación de los resultados de producción promedio entre los tratamientos SOS e HyPerSTIM.

Introducción del tratamiento HyPerSTIM en el Lago de Maracaibo

En los primeros tres pozos, se realizó un tratamiento HyPerSTIM parcial, sin recurrir al DataFRAC o las bolas selladoras, pero con una concentración máxima de 8 libras agente de sostén agregado por galón de fluido. Se observaron algunos indicios de limitación del frente de fractura. Mientras que los índices de producción máxima esperada oscilaban entre 120 y 150 bppd, después de algunos días un pozo se estabilizó en 700 bppd, mientras que los otros dos lo hicieron a 164 y 300 bppd. Los resultados fueron buenos, y bastante mejores que los obtenidos con la técnica SOS, de manera que se comenzaron a realizar tratamientos HyPerSTIM en otros pozos del Mioceno.

Lo ideal sería que el tratamiento finalice con un desborde total del agente de sostén en el pozo, lo cual significa que la fractura ha sido empaquetada completamente, desde su extremo hasta las perforaciones, asegurando un ancho máximo y, en consecuencia, un alto grado de conductividad. Los primeros tratamientos no habían alcanzado un desborde total, y era necesario realizar algunos más para aumentar el conocimiento local de las propiedades del yacimiento, y la puesta a punto de cada operación con la ayuda del DataFRAC.

En tres de los pozos se bombeó arena local de granulometría 16/25 para tratar de comparar directamente el rendimiento de este agente de sostén con respecto al tratamiento HyPerSTIM con arena importada. Estos tres pozos dieron resultados muy poco satisfactorios; sin embargo, como en ninguno de ellos se observó la existencia con certeza de una limitación del frente de fractura, la comparación no resultó totalmente válida. Dado el éxito obtenido en otros pozos en los que se utilizó arena importada, se decidió utilizar este agente de sostén en los trabajos subsiguientes. En el décimo tratamiento HyPerSTIM realizado, se alcanzó el primer desborde total, y el pozo produjo 1.430 bpd (993 bppd). Este excelente nivel de producción terminó por confirmar la teoría anteriormente expuesta.

Resumen de los resultados

El rendimiento general de los 32 tratamientos HyPerSTIM realizados entre agosto de 1996 y febrero de 1997 ha sido muy bueno. Algunos pozos superaron las expectativas de producción, pero con un alto porcentaje de agua. Estos respondieron en forma satisfactoria a la técnica TSO, pero su contribución a la producción neta de petróleo fue pobre.

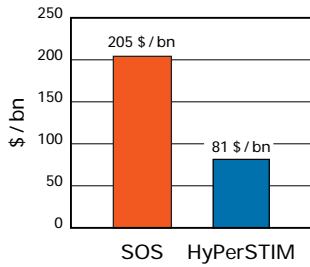
Se puede hacer una comparación directa sólo si se consideran los pozos de un mismo yacimiento con completaciones similares. En la Fig. 7.31 y la Tabla 7.1 se resumen los resultados de los tratamientos SOS e HyPerSTIM, efectuados en los yacimientos LGINF-04 y LGINF-05, entre 1995 y 1997. Se observa que, en promedio, los tratamientos SOS sólo lograron un 80% de la producción esperada, mientras que en los tratamientos HyPerSTIM llegaron al 229%. En la Fig. 7.30 se observa la producción esperada, total y neta de petróleo de los nueve pozos en los que se realizaron tratamientos HyPerSTIM.

Tabla 7.1

Tipo de tratamiento	Yacimiento	Nº de pozos	Incremento esperado (bppd)	Incremento real (bppd)	Incremento Real / Esperado (%)
SOS	LGINF-04	9	145 (95-250)	99 (0-201)	68
SOS	LGINF-05	25	121 (60-240)	114 (0-473)	94
SOS	LGINF-04/05	34	133 (60-250)	107 (0-473)	80
HyPerSTIM	LGINF-04	1	170 (110-250)	390 (195-993)	229
	LGINF-05	8			

Comparación de los resultados de tratamientos SOS e HyPerSTIM en los yacimientos LGINF-04 y LGINF-05 entre 1995 y 1997. Los números entre paréntesis indican el rango de incrementos de la producción logrados.

Figura 7.32



Costo del tratamiento por barril extra de petróleo producido. Comparación entre los tratamientos SOS e HyPerSTIM.

También se pueden analizar los resultados en términos del costo del tratamiento por barril de petróleo producido por día. En la Fig. 7.32 se observa este análisis de costos, calculado mediante las tasas de producción promedio y los costos del tratamiento asociados con todos los tratamientos SOS realizados en 1995, y todos los tratamientos HyPerSTIM a base de petróleo, realizados en 1996 y 1997. El costo del HyPerSTIM con crudo como fluido de transporte es, en promedio, no mayor que el de un SOS, dado que los volúmenes totales de crudo y agente de sostén son básicamente equivalentes, y que todo lo que se necesita es algo más de potencia para alcanzar las tasas de producción esperadas. Por otra parte, como ya se ha visto, los incrementos de producción son mucho mayores.

Las causas de las mejoras obtenidas se pueden apreciar en los resultados del DataFRAC mostrados en la Tabla 7.2, y en los programas de bombeo listados en la Tabla 7.3. Los tratamientos SOS utilizan, en promedio, 200 a 300 bpd de colchón, 600 libras por pie cañoneado de arena local de granulometría 16/25 y concentraciones que oscilan entre 1 y 4,5 libras de agente de sostén agregado por galón y una cantidad de bolas selladoras liberadas en la mezcla de arena y petróleo, que equivalen al 120% del número de perforaciones. En la Tabla 7.3 se observan los programas de bombeo para ocho de los tratamientos HyPerSTIM en los yacimientos LGINF-04 y LGINF-05. Como se mencionó anteriormente, los tres primeros tratamientos fueron diseñados simplemente con una concentración de agente de sostén más agresiva y sin bolas selladoras. A partir del Pozo TJ-254 se comenzaron a realizar DataFRACs. En la mayoría de los casos, el coeficiente de pérdida de fluido es menor de lo esperado, de modo que los volúmenes de colchón bombeados tradicionalmente, en un tratamiento SOS, son demasiado grandes. Para inducir un TSO con una longitud de la fractura de alrededor de 40 a 80 pies, es necesario bombear volúmenes menores. Esto es lo que se hizo en el Pozo LL-3094 y en los pozos siguientes.

Tabla 7.2

Nombre del pozo	Gradiente de fractura lpc/pie	Presión de cierre lpc	Pérdida de fluido pie/(min) ^{0.5}	Eficiencia del fluido
TJ-254	0,54	1370	0,0160	0,03
LL3094	0,63	2500	0,0045	0,37
LL-686	0,67	2596	0,0190	0,05
LL3422	0,64	2580	0,0210	0,06
LL1671	0,65	2801	0,0035	0,27

Resultados del DataFRAC

Tabla 7.3

Nombre del pozo	Colchón barriles	Concentración libras por galón agregado	Tipo de agente de sostén	Cantidad de libras
LL2588	200	2-7	16/30 Brady	45.000
TJ-855	170	2-7	16/30 Brady	35.000
LL-484	200	2-8	16/30 Brady	40.000
TJ-254	300	2-8	16/30 Brady	60.000
LL3094	35	2-8	16/30 Jordan	45.000
LL-686	40	2-8	16/30 Brady	32.000
TJ1110	55	2-5	16/30 Jordan	53.700
LL3422	80	2-5,5	16/30 Jordan	30.600

Programas de bombeo de los pozos tratados con HyPerSTIM.

Como consecuencia de los buenos resultados obtenidos, otros distritos operativos se mostraron interesados en estimular sus pozos que producen del Mioceno con la técnica HyPerSTIM, y se realizaron tratamientos en otras formaciones, tales como BACH-02, LGINF-07, LAGNA-05, B-6-X y B-2-X. Sin embargo, en varios de estos casos el uso de crudo como fluido de transporte es una limitación, debido a las altas presiones de fricción que genera a tasas de flujo altas, y también por la mayor presión de cierre que presentan las formaciones más profundas del Mioceno.

En dichos casos, resulta más apropiado el uso de un fluido de fracturamiento de interacción (cross linked fracture fluid) con una carga baja de polímero para reducir el daño. Dada la capacidad de estos fluidos de transportar mayores concentraciones de agente de sostén, se logra un mejor empaque de la fractura.

Conclusiones y recomendaciones

1. Se ha comprobado que el tratamiento HyPerSTIM constituye una excelente mejora con respecto a la técnica de desplazamiento SOS
2. El crudo se puede utilizar como fluido de transporte de bajo costo, para fracturar yacimientos agotados, siempre que se adopte una técnica adecuada para lograr una fractura con buen empaque
3. El incremento en el costo del HyPerSTIM, con respecto al SOS es pequeño, de manera que en términos de costos por barril de petróleo extra producido, el tratamiento HyPerSTIM es mucho más efectivo
4. La viscosidad del crudo es un factor que limita la concentración máxima del agente de sostén, que se puede mezclar durante los tratamientos (la concentración máxima típica es de 7 a 8 libras de agente de sostén agregado por galón), que también es función del índice de bombeo y la temperatura de fondo del pozo. Ello puede significar una limitación en la creación y el empaque de fracturas de gran tamaño (altura superior a los 80 pies)
5. La caída de presión causada por la alta fricción del crudo limita su uso como fluido de fracturación en los pozos someros (menores a 5.000 pies), puesto que a mayores profundidades, las presiones de la superficie exceden los límites de seguridad del cabezal del pozo y el revestidor
6. Es conveniente realizar un seguimiento a largo plazo de algunos de los pozos tratados para evaluar la necesidad de aumentar la concentración de agente de sostén en la fractura, y así lograr la estabilidad de la producción a largo plazo.

OPTIMIZACION DE LAS FRACTURAS HIDRAULICAS

Los datos del perfil DSI han sido utilizados con gran éxito para caracterizar las propiedades mecánicas de las formaciones de los campos del Norte de Monagas. La información de estos perfiles ha sido utilizada en estudios de modelos de fracturación hidráulica pseudo tridimensionales (P3D), para determinar la razón por la que ciertos tratamientos de fracturación, utilizando arena como agente de sostén, resultaban más exitosos que otros. En estos campos, las fracturas con arena como agente de sostén contribuyen

al incremento de la producción, a la reducción de la floculación de asfaltenos, y a la eliminación de producción de arena de las formaciones poco consolidadas. Los resultados de esta investigación indican que los valores de presión estimados por las simulaciones pseudo tridimensionales, tenían mayor correspondencia con los valores observados durante el bombeo en sí, que los indicados por los modelos en 2-D.

Modelos de diseño de estimulación por fracturación

Los modelos en 2-D han sido utilizados para contribuir en el diseño de tratamientos de estimulación por fracturación desde hace muchos años. Los modelos en 2-D más utilizados son aquéllos de Khristianovic y Zeltov, con posteriores contribuciones de Geertsma y de Klerk (1969; modelo KGD) y Perkins y Kern (1961); y, más tarde, el de Nordgren (1972; modelo PKN). Estos modelos resultan satisfactorios para varias aplicaciones, pero no siempre pronostican en forma adecuada la respuesta de presión de superficie observada durante el tratamiento de fracturación. Cuando esto ocurre, es común deducir que la geometría de la fractura no se ajusta a la planificada. Esta sería entonces la razón por la que algunos tratamientos de estimulación no dieron los resultados esperados.

Los modelos en 2-D difieren considerablemente en la forma de cálculo del crecimiento y volumen de la fractura. En el modelo KGD, la geometría de la fractura tiene una altura uniforme y constante, y una sección transversal rectangular. Este modelo es utilizado cuando la relación entre la longitud y la altura de la fractura es generalmente menor que 1,5. El modelo KGD es común que describa longitudes de fracturas más cortas, y mayores anchos sobre la pared del hueco que el modelo PKN. Estos modelos y otros similares en 2-D, no requieren una definición rigurosa de las propiedades mecánicas de la formación.

El uso de los modelos tridimensionales (3-D) o pseudo tridimensionales (P3D) ya es común en la industria. A estos modelos se los considera generalmente más precisos, dado que simulan en forma más rigurosa el crecimiento de las fracturas. Estos modelos requieren, como datos de entrada, valores precisos de las propiedades mecánicas de la roca (relación Poisson, ν , y el Módulo de Elasticidad de Young, E). La diferencia de la relación de Poisson entre las diferentes zonas influye en el crecimiento de la altura de la

fractura. El valor de E influye en el desarrollo del ancho de la fractura.

Hasta hace poco, la industria experimentó algunas dificultades en la utilización de la información de las propiedades mecánicas derivada de los datos del perfil DSI, en los programas de simulación de fracturas. Debido a esto, la industria ha confiado en los datos de las propiedades mecánicas obtenidos del análisis de datos de núcleos, extraídos del hoyo en cuestión o de hoyos vecinos (Roegiers y Neda, 1993). La obtención de las propiedades mecánicas a través de datos de núcleos es costosa y se debe disponer de mucho tiempo. La obtención de los datos del perfil DSI, por otro lado, es relativamente menos costosa, pero deben aplicarse en los mismos huecos y no pueden generalizarse a pozos vecinos. En general, los datos del perfil DSI se procesan para obtener las propiedades mecánicas de las rocas en condiciones dinámicas. Los valores dinámicos de E y ν pueden convertirse a condiciones estáticas utilizando la transformada sugerida por Morales (1993).

El modelo P3D utilizado en este estudio permite estimar el crecimiento de la altura de la fractura a través de múltiples capas o zonas. En el modelo P3D, la altura de la fractura depende de su posición dentro de la formación y del tiempo. Generalmente, a este modelo se lo considera de aplicación cuando la longitud de la fractura es mayor que la altura.

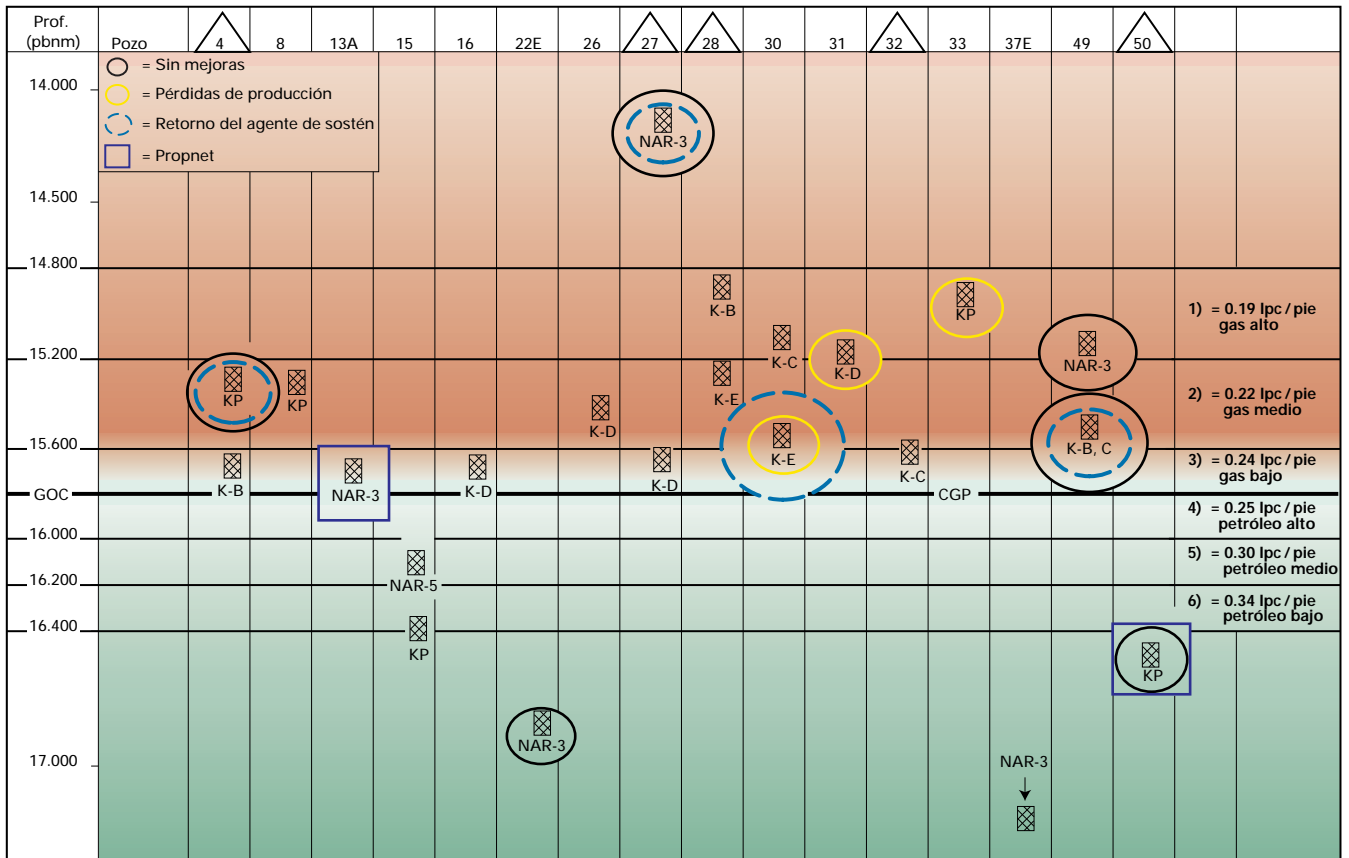
Una variante del modelo P3D es el modelo P3D de Acoplamiento Lateral (Lateral Coupling P3D_LAT). Es similar al P3D, pero se lo utiliza generalmente cuando la longitud es menor que la altura. Esta variante responde al hecho de que la presión en cualquier punto de la sección transversal depende de la presión en la totalidad de la fractura, y no solamente en esa sección. Esta corrección es pequeña para fracturas largas, pero es significativa para fracturas cortas. Esta variante del modelo P3D_LAT se considera generalmente más precisa que los modelos sin acoplamiento.

Estimulación por fracturación en el Norte de Monagas

En el Norte de Monagas se llevaron a cabo 51 tratamientos de estimulación por fracturación en 1996. Veinticinco de esos trabajos de fractura se efectuaron en el campo Santa Bárbara. Nueve de dichos tratamientos de fractura no lograron el aumento deseado de la producción, o no eliminaron la producción de arena de formación, aunque, desde el punto de vista de la operación, fueron considerados exitosos ya que no presentaron problema alguno. Se revisaron 22 completaciones (algunas de las cuales respondieron favorablemente a la estimulación por fracturación y otras no) con la intención de establecer algún modelo que pudiera revelar el éxito o el fracaso de las estimulaciones (Fig. 7.33). Los tratamientos de fracturación se habían diseñado utilizando modelos en 2-D.

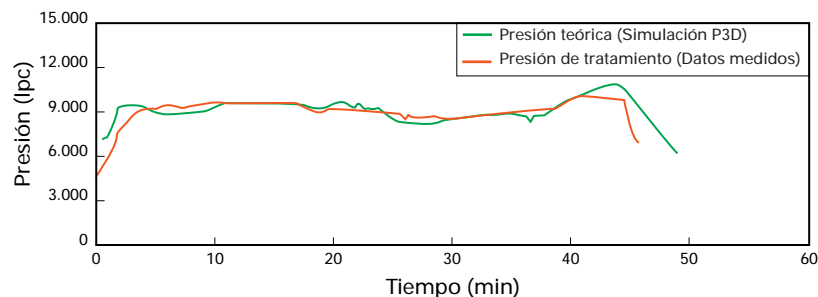
Los campos del Norte de Monagas cubren un área de más de 400 km². La estructura es un anticlinal asimétrico, siendo las formaciones Naricular y Cretácica las de mayor interés. Tiene un espesor de más de 1.500 pies en algunos lugares; y profundidades que varían entre 12.000 y 20.000 pies; (véase por ejemplo, Capítulo 1-38 y Capítulo 2-35). El campo Santa Bárbara (una porción del Norte de Monagas) se ha subdividido en seis zonas, cada una de las cuales tiene distintas características de fluidos y de producción. En la Fig. 7.33 se muestra la posición bajo el nivel del mar de 22 completaciones revisadas en esta zona. Por encima de los 15.800 pies bajo el nivel del mar (pbnm), se considera que la producción es de gas rico y de condensado de gas. Por debajo de dicha profundidad, se considera que la producción es de petróleo volátil y petróleo negro.

Figura 7.33



Resumen de 22 tratamientos de estimulación estudiados.

Figura 7.34



Presiones de superficie obtenidas de una simulación, utilizando el modelo P3D y datos reales en el Pozo SBC 27 SC.

La revisión de las 22 completaciones permitió efectuar las siguientes observaciones:

- Diecisiete completaciones fueron identificadas como completaciones de condensado de gas
- Doce completaciones han registrado un aumento de producción constante de 15.400 bppd y 112 MMpcd, diez de las cuales se encuentran por encima de los 15.800 pbnm
- Seis de las completaciones eran nuevas y no produjeron a las tasas anticipadas. Cuatro de estas completaciones se encuentran por encima de los 15.800 pbnm.
- Tres completaciones registraron una disminución total constante de 1.800 bppd y 500 MMpcd; tres de las cuales se encuentran por encima de los 15.800 pbnm
- Los nueve resultados de producción inferiores a las expectativas tuvieron lugar en las formaciones indicadas en la columna de la derecha (arriba).

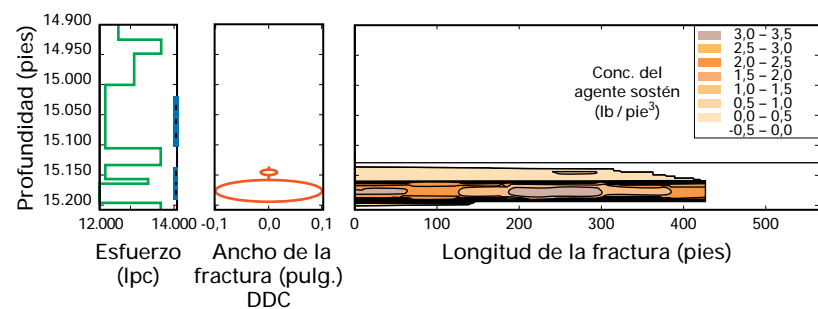
Pozos	Formaciones	Comentarios
3	K-C, D, E	Profundidad promedio menor a 15.330 pbnm
3	KP	Profundidad promedio menor a 15.450 pbnm
2	NAR-3	Profundidad promedio inferior a 15.270 pbnm
1	NAR-3	Profundidad promedio superior a los 16.800 pbnm.

Estas observaciones no marcan un patrón que pueda sugerir que una zona o formación sea más exitosa que otra. Por lo tanto, se decidió revisar alguna de las completaciones con más detalle, utilizando los modelos de diseño de fracturas en 3-D y datos del perfil DSI.

Propiedades mecánicas del análisis del perfil DSI

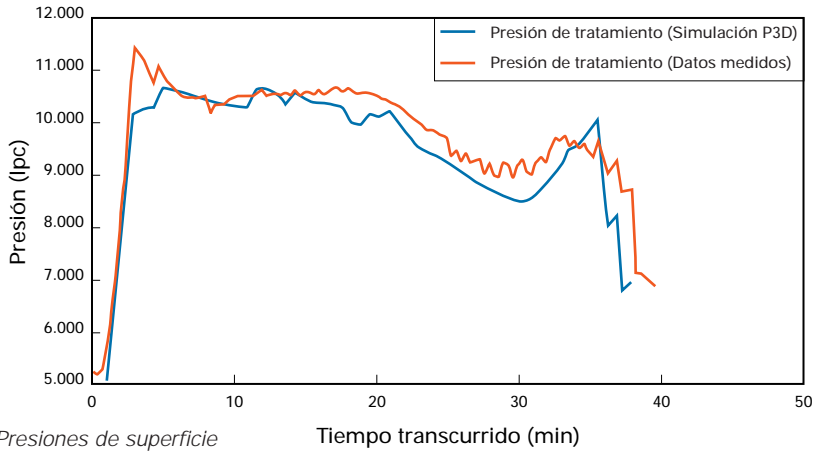
Para realizar una revisión más exhaustiva, se eligieron siete completaciones que contaban con datos del perfil DSI a lo largo del intervalo de producción. Se procesaron los perfiles DSI para obtener los valores dinámicos de v y E . Se revisaron los perfiles, se seleccionaron las zonas y se estimaron los valores de ϕ , v y E , para cada una de ellas. Estos valores dinámicos fueron convertidos a valores estáticos, utilizando la transformación sugerida por Morales. Los valores estáticos fueron luego utilizados—junto con otros perfiles y datos de completación—para calcular el esfuerzo mínimo en sitio de la formación. Los contrastes del esfuerzo mínimo en sitio son un aporte importante en el diseño de una fractura, para que la misma permanezca contenida dentro de la zona de interés y se obtenga la altura, ancho y longitud deseados, de modo de optimizar la producción del pozo. La simulación de las fracturas se realizó con el programa FracCADE, utilizando los modelos P3D y P3D_LAT.

Figura 7.35



Perfil de fractura y concentración de agente de sostén para el Pozo SBC 27 SC, según lo pronosticado por el modelo P3D y el perfil de esfuerzo indicado a la izquierda. Los intervalos cañoneados se muestran en azul.

Figura 7.36



Presiones de superficie obtenidas del simulador P3D y datos medidos en el Pozo SBC 50 SL.

Tres de las completaciones revisadas se explicarán en detalle:

SBC 27 SC NAR-3	Nueva completación—ninguna mejora	Pozo de gas (zona 1)
SBC 50 SL KP	Aumentó solamente 3,5 MMpcnd	Pozo de petróleo (zona 6+)
SBC 27 SL K-D	2500 bppd y 19 MMpcnd	Pozo de gas (zona 2)

Pozo SBC 27 SC NAR-3

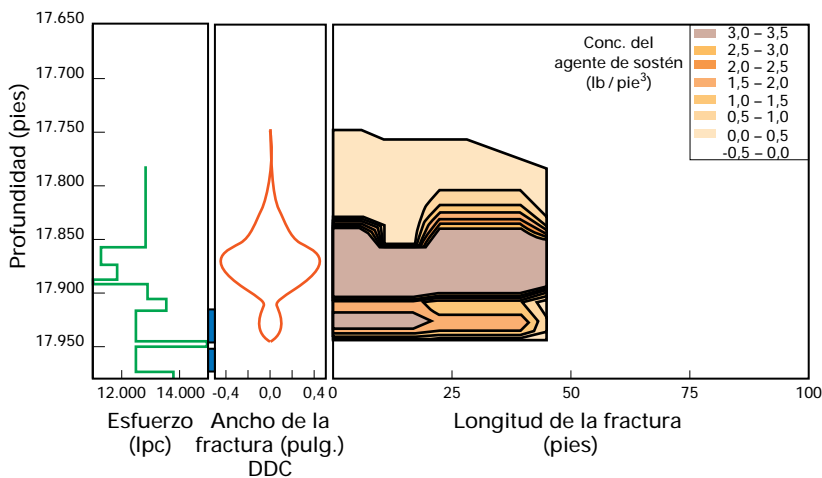
La presión de superficie medida durante las operaciones de bombeo concuerda con la presión de superficie simulada utilizando el modelo P3D, como se ilustra en la Fig. 7.34. Se efectuó un seguimiento de los valores de presión hasta los últimos tres minutos de la

operación de bombeo. En ese momento, el modelo pronosticaba que el crecimiento de la longitud de la fractura se había detenido, mientras que la presión medida indicaba que continuaba aumentando. El modelo P3D (Fig. 7.35) pronostica que la fractura hidráulica con arena como agente de sostén, solamente se propagaba en el intervalo cañoneado, cerca de los 15.175 pies de profundidad medida. Los otros intervalos cañoneados en este pozo no parecían estimulados, según el modelo P3D. Además, este modelo indica que el ancho de la fractura, luego del cierre, estaría en el orden de 0,2 pulgadas y que la producción experimentaría un aumento mínimo (5%) luego del tratamiento. Luego del tratamiento de estimulación, se registró una cantidad mayor de lo habitual de agente de sostén en la superficie. La respuesta de producción puede interpretarse efectuando un análisis NODAL con las características de las fracturas indicadas por el programa FracCADE: una fractura cuya longitud era de 350 pies, su altura de 60 pies y su ancho promedio de 0,07 pulgadas (ajustada para compensar el reflujo del agente de sostén). Esto constituye una producción creciente de 100 bppd y 1.000 Mpcnd, lo que corresponde favorablemente a lo medido luego del tratamiento de estimulación (63 bppd y 915 Mpcnd). En este tratamiento de estimulación no se utilizó ningún elemento de control de retorno del agente de sostén.

Pozo SBC 50 SL KP

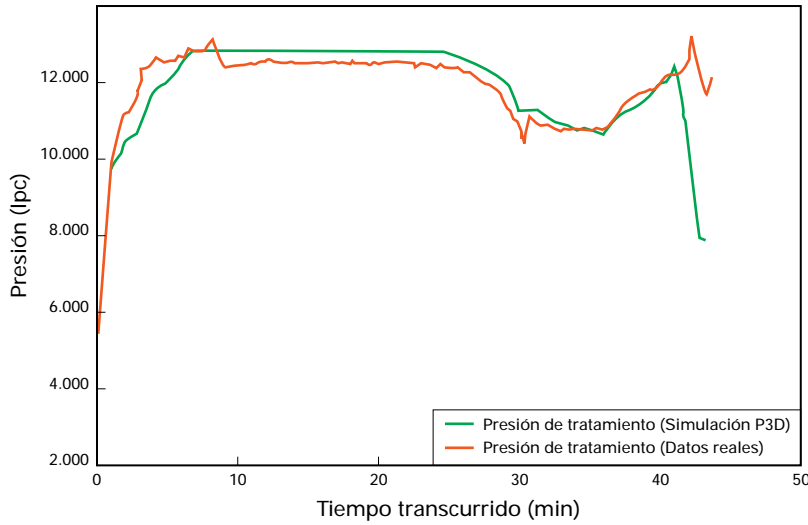
La presión de superficie medida durante las operaciones de bombeo concuerda con la presión de superficie simulada por el modelo P3D; según se ilustra en la Fig. 7.36. Dicho modelo (Fig. 7.37) pronostica que la fractura hidráulica con arena se propagó solamente en el intervalo cañoneado, cerca de los 17.925 a 17.950 pies de profundidad medida, mientras que la fractura total creció hacia arriba (fuera de la zona de interés) hasta aproximadamente 17.800 pies de profundidad medida. El modelo indica que el intervalo inferior cañoneado no ha sido estimulado.

Figura 7.37



Perfil de fractura y concentración del agente de sostén para el Pozo SBC 50 SL, según lo pronosticado por el modelo P3D y el perfil de esfuerzo indicado a la izquierda. Los intervalos cañoneados se muestran en azul.

Figura 7.38



Presiones de superficie obtenidas del simulador P3D y datos medidos en el Pozo SBC 27 SL.

Además, se calcula que el ancho promedio de la fractura, luego del cierre, ha sido grande. El aumento de la producción luego del tratamiento de estimulación fue de 3.500 Mpcnd.

Pozo SBC 27 SL K-D

La presión de superficie medida durante las operaciones de bombeo concuerdan adecuadamente con la presión de superficie simulada por el modelo P3D; según se ilustra en la Fig. 7.38. El modelo P3D (Fig. 7.39) indica que la fractura hidráulica también creció por en-

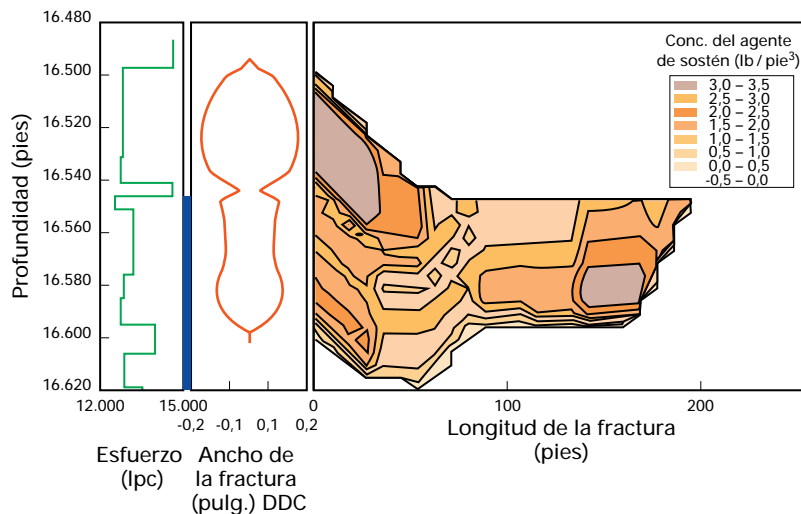
cima del intervalo cañoneado cerca de los 16.495 a 16.540 pies de profundidad medida (Fig. 7.39). Como se esperaba, hubo un aumento significativo en la producción luego de la estimulación, de 2.200 bppd y 8,7 MMpcnd, acompañado de un aumento en la presión de flujo en la tubería de 2.800 lpc. Nueve meses después del tratamiento de estimulación, el aumento fue de 2.500 bppd, 19,4 MMpcnd, con una de presión de flujo de 3.600 lpc.

Aplicación a un pozo recién diseñado

Estos y otros análisis indicaron que puede haber habido una diferencia substancial entre la geometría de fractura deseada (con el modelo en 2-D) y la real, según lo indica el modelo P3D. Por lo tanto, se decidió comparar los resultados de la geometría de laa fractura del modelo en 2-D y el P3D en un pozo que requiriera estimulación, con un gran intervalo productor, de más de 150 pies, con múltiples cañoneos y que también contara con un perfil DSI registrado a hueco abierto. El pozo elegido (MUC 34) se perforó y completó en 1993. Para obtener las propiedades mecánicas necesarias, se obtuvieron los datos de los perfiles DSI, y Triple Combo; se reprocesaron utilizando el programa FracCADE Advisor para calcular en forma automática las propiedades mecánicas descriptas más arriba. Dichas propiedades debían estar promediadas sobre las zonas antes de pasarlas al FracCADE. La elección y manipulación de las zonas es frecuentemente llevada a cabo por el ingeniero que diseña la fractura, con el programa ZoneAid, luego de un paso preliminar por el centro de procesamiento.

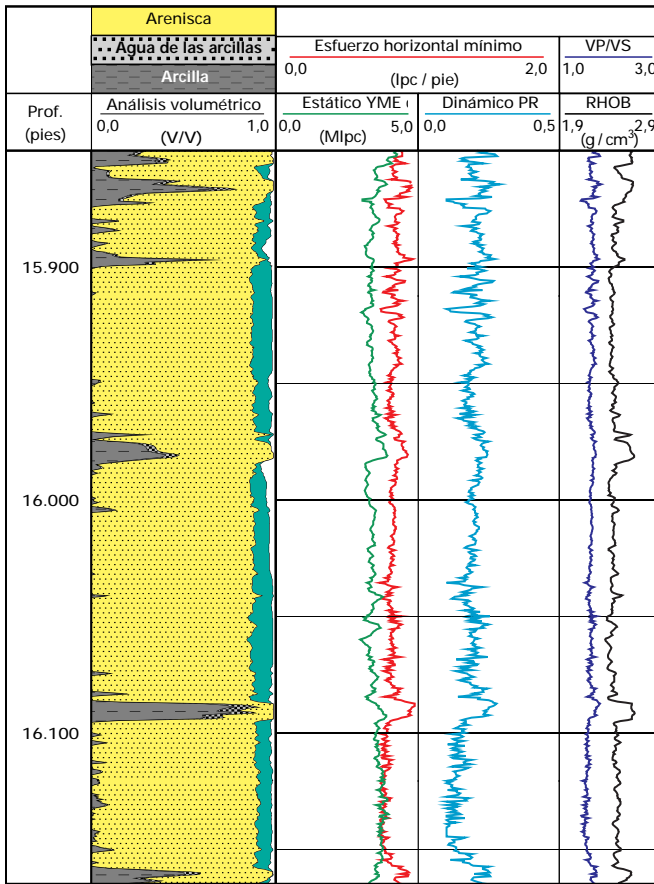
Como resultado, tanto la cantidad de zonas para el uso del modelo de simulación de fractura como los contrastes del esfuerzo en sitio fueron modificados a partir del diseño preliminar en 2-D. Se corrió un Datafrac (página 7-23) para validar el esfuerzo mínimo en sitio y calcular además la eficacia del fluido a partir del análisis de los datos de la

Figura 7.39

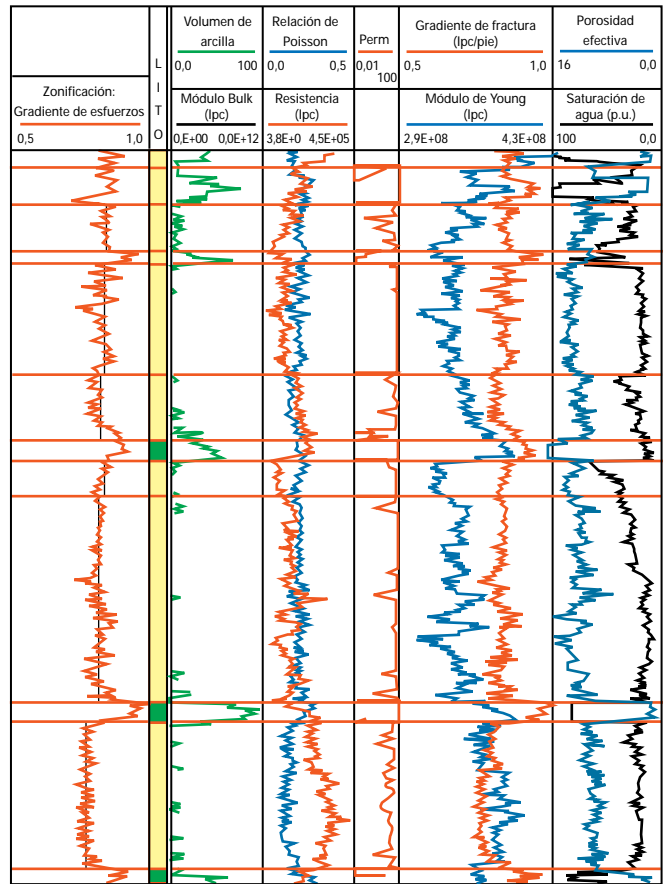


Perfil de fractura y concentración de agente de sostén para el Pozo SBC 27 SL, según lo pronosticado por el modelo P3D y el perfil de estrés indicado a la izquierda. Los intervalos cañoneados se muestran en azul.

Figuras 7.40 y 7.41



Resultados del FracCADE Advisor para el Pozo MUC 34.



Resultados de la zonificación con ZoneAid en el Pozo MUC 34.

caída de presión. Con estos datos, y luego de refinar la información zonificada, se concluyó el diseño del tratamiento de estimulación en

la locación. La Fig. 7.40 ilustra el perfil FracCADE Advisor, con una evaluación de la formación y varias de las propiedades mecánicas necesarias para el diseño de la estimulación. La Fig. 7.41 muestra el perfil ZoneAid con las zonas seleccionadas.

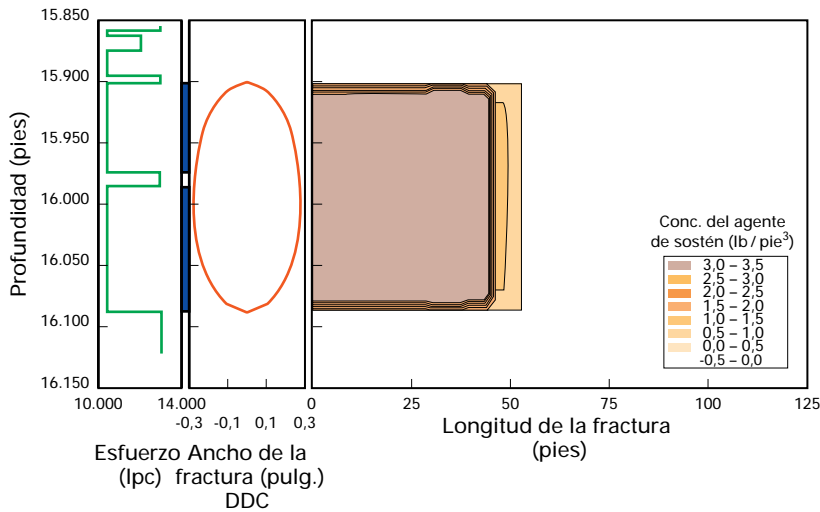
En primer lugar se diseñó un tratamiento basado en un modelo en 2-D convencional. La Tabla 7.4 muestra las zonas utilizadas y sus propiedades mecánicas. En la Fig. 7.43 se comparan los valores esperados de presión de superficie del modelo en 2-D PKN con la presión de superficie medida. Se aprecia que la presión de superficie del modelo PKN, resulta

Table 7.4

Nombre	Tope	Clase Prof (pies)	Espesor Total (pies)	Espesor Neto (pies)	Pérdida de fluido pie/(min) ^{0.5}	Gradiente de fractura (lpc/pie)	Módulo de Young lpc	Relación de Poisson
LUTITA	15.828	LUTITA	30	0	0	0,8180	1,32*10 ⁶	0,30
KP	15.858	ss*	5	5	5	0,6530	5,92*10 ⁶	0,20
LUTITA	15.863	LUTITA	12	0	0	0,7600	1,32*10 ⁶	0,30
KP	15.875	ss	20	20	20	0,6530	5,92*10 ⁶	0,20
LUTITA	15.895	LUTITA	6	0	0	0,8160	1,32*10 ⁶	0,30
KP	15.901	ss	73	73	73	0,6510	5,92*10 ⁶	0,20
LUTITA	15.974	LUTITA	11	0	0	0,8150	1,22*10 ⁶	0,30
KP	15.985	ss	103	103	103	0,6490	5,62*10 ⁶	0,20
LUTITA	16.088	LUTITA	24	0	0	0,8120	1,32*10 ⁶	0,30

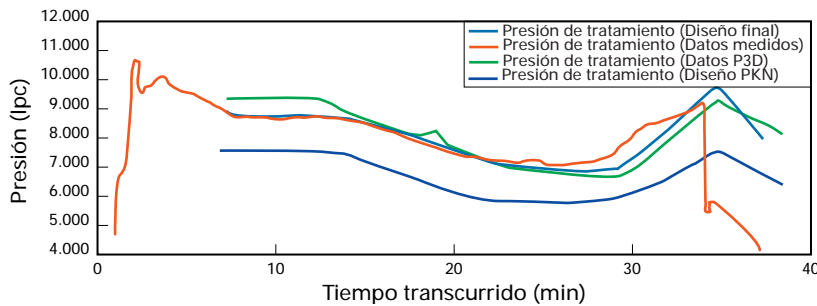
*ss = arenisca
†DS=dolomita

Figura 7.42



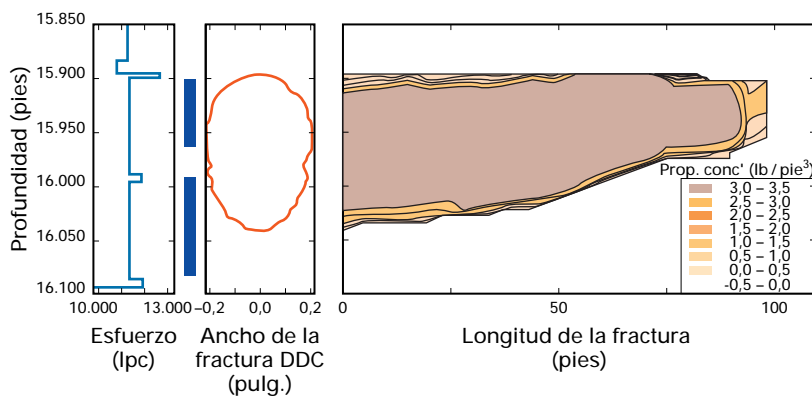
Perfil de fractura y concentración del agente de sostén para el Pozo MUC 34, según lo pronosticado por el modelo PKN, con las zonas ilustradas a la izquierda.

Figura 7.43



Presiones de superficie de los datos reales en el Pozo MUC 34, comparado con presiones pronosticadas por el modelo PKN, el modelo P3D y el modelo P3D_LAT.

Figura 7.44



Perfil de fractura y concentración del agente de sostén para el Pozo MUC 34, según lo pronosticado por el modelo P3D_LAT y el perfil de esfuerzo indicado a la izquierda. Los intervalos cañoneados se muestran en azul.

significativamente menor que las registradas. La Fig. 7.42 muestra el perfil de la fractura pronosticada. Se puede apreciar además, que la longitud de la fractura pronosticada en 2-D es de alrededor de 50 pies. Este diseño volvió a procesarse utilizando el modelo P3D, las propiedades mecánicas y las zonas del ZoneAid. La Fig. 7.43 muestra la comparación, entre los datos de diseño y los registrados. Se puede apreciar que existe un buen ajuste entre la presión de superficie—pronosticada por el modelo P3D—y la presión de superficie registrada por el programa Job Data.

Se realizó otro diseño con el modelo P3D_LAT y con las propiedades de las zonas ilustradas en la Tabla 7.5.

La Fig. 7.43 muestra la comparación, utilizando nuevamente el diseño de tratamiento de fracturación. La presión de superficie, registrada durante el tratamiento se acerca mucho a la del modelo P3D_LAT, el cual resulta mejor que los otros dos modelos. El modelo P3D_LAT pronostica que la fractura hidráulica con arena como agente de sostén, se mantiene dentro del intervalo cañoneado (alrededor de 15.900 pies a 15.984 pies de profundidad medida) y posee una longitud de aproximadamente 100 pies (Fig. 7.44).

La estimulación resultó muy exitosa. La producción de petróleo aumentó de 2.016 bppd a 3.054 bppd y la producción de gas disminuyó de 3.539 Mpcnd a 3.400 Mpcnd. Al mismo tiempo, la presión en el cabezal del pozo aumentó 700 lpc.

Resumen

1. Se pueden obtener datos de propiedades mecánicas de formación precisos y útiles, de las mediciones de los perfiles DSI
2. Cuando se utilizan los datos precisos de propiedades mecánicas de formación en un diseño de tratamiento de fractura P3D, las presiones de superficie registradas durante el tratamiento se pueden comparar en forma adecuada con las del simulador

Tabla 7.5

Nombre	Tope	Clase	Espesor total (pies)	Espesor neto (pies)	Pérdida de fluido pie/(min) ^{0.5}	Gradiente de fractura (lpc/pie)	Módulo de Young lpc	Relación de Poisson
KP	15.805	ss*	25	25	25	0,7270	3,65*10 ⁶	0,22
LUTITA	15.830	LUTITA	15	15	15	0,8400	3,65*10 ⁶	0,27
LUTITA	15.845	LUTITA	12,5	12,5	12,5	0,7200	3,97*10 ⁶	0,20
LUTITA	15.857,5	LUTITA	14,5	14,5	14,5	0,7190	3,56*10 ⁶	0,21
KP	15.872	ss	22	22	22	0,6930	3,38*10 ⁶	0,20
KP	15.894	DS†	4.5	4,5	4,5	0,8000	3,30*10 ⁶	0,24
KP	15.898,5	ss	48	48	48	0,7205	3,33*10 ⁶	0,20
KP	15.946,5	ss	28,5	28,5	28,5	0,7203	3,51*10 ⁶	0,18
LUTITA	15.975	LUTITA	9	9	9	0,7510	3,75*10 ⁶	0,23
KP	15.984	ss	14	14	14	0,7201	3,20*10 ⁶	0,21
KP	15.998	ss	88	88	88	0,7201	3,38*10 ⁶	0,19
LUTITA	16.086	LUTITA	9	9	9	0,7770	3,64*10 ⁶	0,24
KP	16.095	ss	61	61	61	0,5980	3,68*10 ⁶	0,14
LUTITA	16.156	LUTITA	9,5	9,5	9,5	0,6820	3,51*10 ⁶	0,22
LUTITA	16.165.5	LUTITA	11,5	11,5	11,5	0,7150	3,19*10 ⁶	0,24
KP	16.177	ss	100	100	100	0,6220	3,58*10 ⁶	0,16

*ss = arenisca †ds = dolomita

3. Los perfiles FracCADE Advisor y ZoneAid proveen valores precisos para ser utilizados en el programa de simulación de fractura FracCADE de Dowell

4. Aparentemente, la comparación entre las respuestas de producción esperadas luego de la estimulación resulta más sencilla con el análisis NODAL, cuando se utiliza la geometría de la fractura después del cierre de la misma estimada por el modelo P3D

5. Pueden evaluarse intervalos espesos para el crecimiento irrestricto de la fractura, o también posibles secciones que quedarán sin estimulación, utilizando propiedades mecánicas derivadas del perfil DSI, en simuladores de fracturas con el modelo P3D

6. La metodología aquí detallada, presenta un mejor método para el diseño de esquemas de bombeo durante tratamientos de fractura proveyendo:

- un pronóstico más preciso de la necesidad de un colchón
- una mejor indicación de reflujos o arenamientos indeseados, debido al aumento de la presión de superficie
- una definición mejorada de la geometría de la fractura.

CONTROL DE LA MIGRACION DE FINOS

El campo Ceuta, ubicado en la parte suroeste del Lago de Maracaibo (Capítulo 2–20), tiene un gran potencial de producción de yacimientos que pertenecen a la Formación Misoa, Eoceno Superior e Inferior B y C. La producción se ha visto afectada por el daño

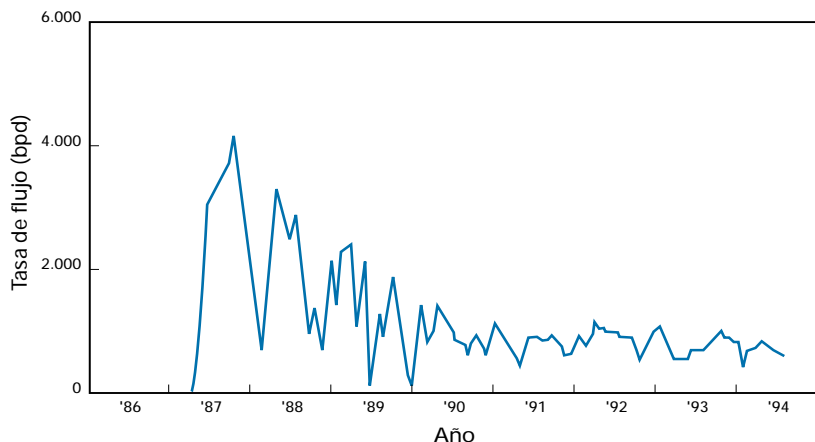
de la formación relacionado con la sedimentación de arenas, incrustaciones y asfaltenos. Esto fue detectado como resultado del análisis de un número de muestras de fondo, que se realizaron cuando se advirtió una disminución de la producción en los pozos. Para eliminar el daño de la formación existente, se diseñaron tratamientos de matriz con solventes y ácidos (Tabla 7.6). Una vez realizados estos tratamientos, la producción se recuperó en un principio, aunque después de un tiempo, comenzó a declinar nuevamente. Este fenómeno se produjo como consecuencia de la migración de finos, como se describe más adelante.

Tabla 7.6

Fluidos	Aditivos	Aditivos	Concentración
Solvente	Kerosene Xyleno Butil Demulsificador		60% 30% 10% 0,5%
HCl-15%	HCl Demulsificador EDTA	Agua Inhibidor	
RMA (12% HCl-3% HF)	HCl Bifloruro de amonio Inhibidor Acido benzoico divergente	Agua Demulsificador EDTA	

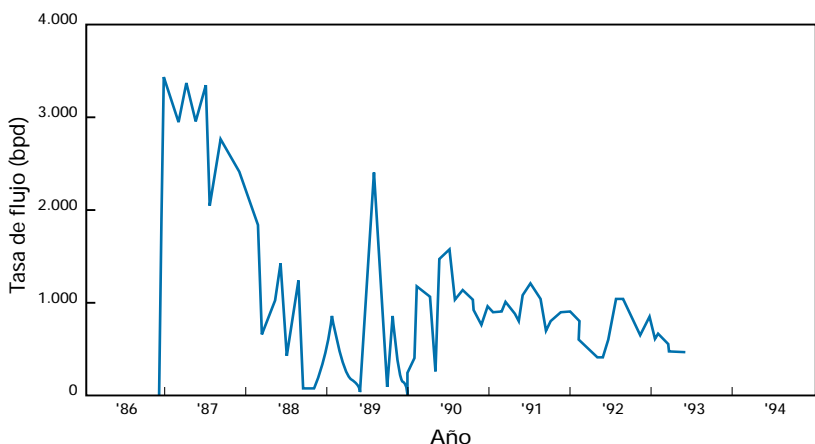
Diseño de tratamientos de matriz con solventes y ácidos.

Figura 7.45



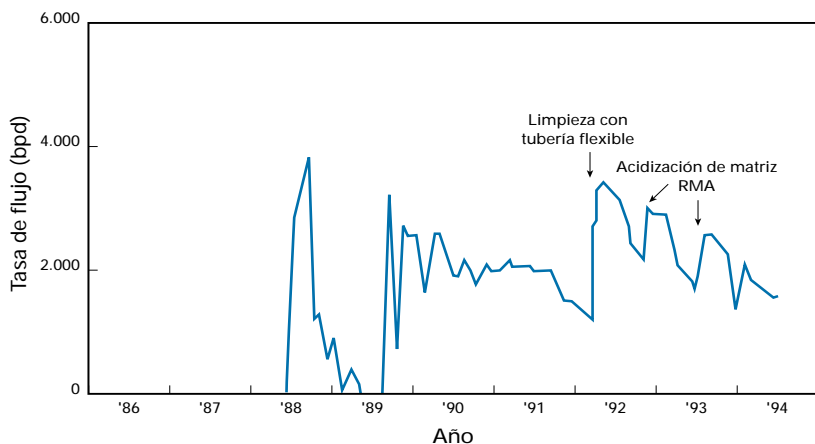
Disminución de la producción provocada por migración de finos en el Pozo VLG-3718.

Figura 7.46



Disminución de la producción provocada por migración de finos en el Pozo LG-3707.

Figura 7.47



Disminución de la producción provocada por migración de finos en el Pozo VLG-3728.

En las Figs. 7.45 a 7.47 se ilustra el comportamiento de la producción de algunos pozos de este campo.

Las pruebas de flujo y los análisis mineralógicos de núcleos obtenidos en el área muestran que existe un contenido relativamente alto de partículas de arcilla, como caolinita y estratos mixtos de ilita y esmectita, las cuales tienen la capacidad de fluir a través de los poros. Cuando este material llega a una garganta de poro pequeña, se acumula y obstruye el conducto, lo cual produce una reducción de la permeabilidad.

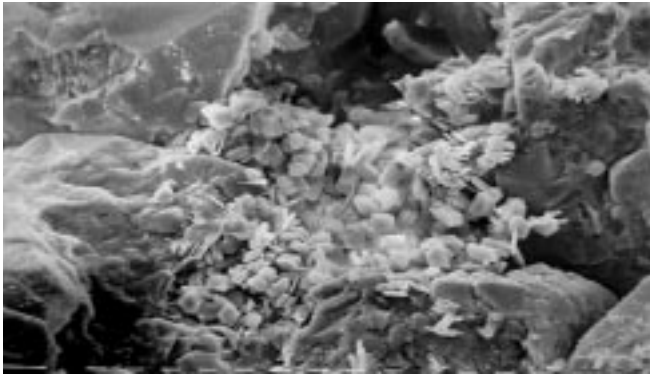
En varios pozos del campo Ceuta se han aplicado tratamientos de la matriz con Clay Acid* (ácido fluobórico), para controlar este problema y restablecer la permeabilidad de la formación dañada. Estos tratamientos han permitido estabilizar estas arcillas migratorias, con lo cual la producción se ha mantenido estable por periodos de tiempo mucho más prolongados, si se los compara con los resultados obtenidos cuando se aplicó la fórmula tradicional (12% HCl + 3% HF).

Finos de formación y migración de finos

Los finos son partículas de minerales sólidos que se adhieren a las paredes de los poros en las rocas. Dichas partículas se producen en sitio, o bien se introducen durante las operaciones de campo. La migración de finos tiene lugar cuando estas partículas se desprenden de la superficie del grano, se dispersan y fluyen hacia espacios porosos muy pequeños, donde se acumulan. Esto provoca un gran nivel de obstrucción y, como consecuencia, la reducción de la permeabilidad en el medio poroso.

Ejemplos de finos incluyen arcillas autigenéticas; como caolinita, ilita, esmectita y clorita; silicatos, como cuarzo, sílice y feldespato; y carbonatos, como calcita, dolomita y siderita.

Figuras 7.48a y 7.48b



Fotografía SEM de caolinita que obstruye el espacio poroso.



Fotografía SEM de una capa mixta de illita y esmectita que obstruye el espacio poroso.

Las arcillas autigenéticas que se forman en los espacios porosos, constituyen las más comunes en los yacimientos. Estos minerales son sumamente pequeños, presentan una microestructura en capas y grandes áreas de superficie. Por lo tanto, tienden a reaccionar muy rápidamente con el fluido que entra al medio poroso. Si el fluido no es compatible con el tipo de arcilla que se encuentra en el yacimiento, un 2% del contenido de arcilla será suficiente para obstruir o dañar la formación. Por lo tanto, los fluidos inyectados deben tener la misma concentración y composición que el agua original de la formación o, si esto no fuera posible, deben contener cationes que servirán para estabilizar los finos.

Por lo general, la migración de finos se produce en dos etapas consecutivas (Thomas y Crowe, 1978). Durante la primera etapa, las partículas se desprenden debido a su sensibilidad a los fluidos (efecto químico) y, durante la segunda, son arrastradas por el fluido (efecto físico).

El efecto químico tiene lugar cuando un fluido incompatible ingresa en la formación, por lo general durante las operaciones de perforación. Las partículas sueltas se ponen en movimiento y/o las arcillas se hinchan. El hinchamiento ocurre cuando el agua es absorbida por las capas de arcilla debido a la capacidad de intercambio de cationes, y las arcillas hinchadas cubren parte del volumen poroso.

En consecuencia, la permeabilidad se reduce.

El efecto físico tiene lugar cuando las partículas sueltas son llevadas por la fuerza de arrastre de los fluidos. En esta situación, la influencia más significativa está ejercida por fuerzas hidrodinámicas, cuya potencia aumenta a medida que aumenta el tamaño de las partículas. Por otra parte, el efecto físico se ve afectado por la tasa de flujo y la viscosidad del fluido. Ahora bien, cualquiera sea el tipo de mecanismo producido, el resultado es la reducción de la permeabilidad de la formación provocada por la obstrucción de los poros.

Pruebas de flujo y análisis de núcleos

Para examinar la disminución de la producción mencionada anteriormente, se realizaron análisis mineralógicos y pruebas de flujo en los núcleos extraídos de tres pozos del campo Ceuta (VLG-3727, VLG-3730 y VLG-3716). En los resultados de la difracción de rayos X (Tabla 7.7, próxima página) y en las fotografías SEM se puede identificar con claridad la presencia de caolinita (Fig. 7.48a) e illita con capas de esmectita—una capa mixta de illita (Fig. 7.48b)—que bloquean el espacio poroso.

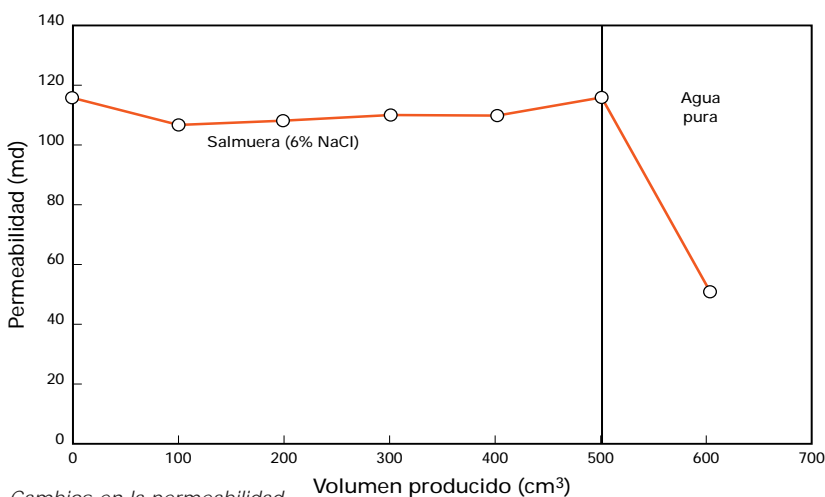
Tabla 7.7

	Promedio (%)	Rango (%)
Cuarzo	86	65-100
Feldespato	0,7	0-5
Calcita	0,4	0-2
Caolinita	6,25	2-25
Illita	0,8	0-5
Capa mixta	1,7	0-5
Solubilidad HCl	0,4	0-1,45

Análisis mineralógico de 10 muestras del campo Ceuta.

En la Fig. 7.49 se observa el resultado de una prueba de flujo realizada con salmuera (6% de NaCl) sobre la superficie de un núcleo. El objetivo del mismo consiste en estudiar los efectos de la migración y/o el hinchamiento de la arcilla sobre la permeabilidad de los núcleos. Para ello, la salmuera se inyecta en primer lugar para convertir en sodio los cationes intercambiables de la arcilla, de manera de hacerlos más sensibles al agua dulce.

Figura 7.49



Cambios en la permeabilidad mientras se introduce una solución de salmuera (6% de NaCl), y agua pura a través del núcleo de una muestra de pared a 180°F.

Se observa un leve descenso de la permeabilidad a medida que el núcleo se satura con salmuera, y luego un período de estabilización con un leve aumento de la permeabilidad cuando se produce el intercambio de los cationes de sodio. Cuando ingresa el flujo de agua destilada, la permeabilidad se reduce abruptamente en un 58%, lo cual es una indicación del daño provocado por el hinchamiento de la arcilla.

También se estudió el efecto del aumento de la tasa de flujo sobre la disminución de la permeabilidad. Esta declinación resulta evidente cuando las tasas de inyección del fluido se encuentran por encima de un valor crítico de 5 y 8 cm³/min.

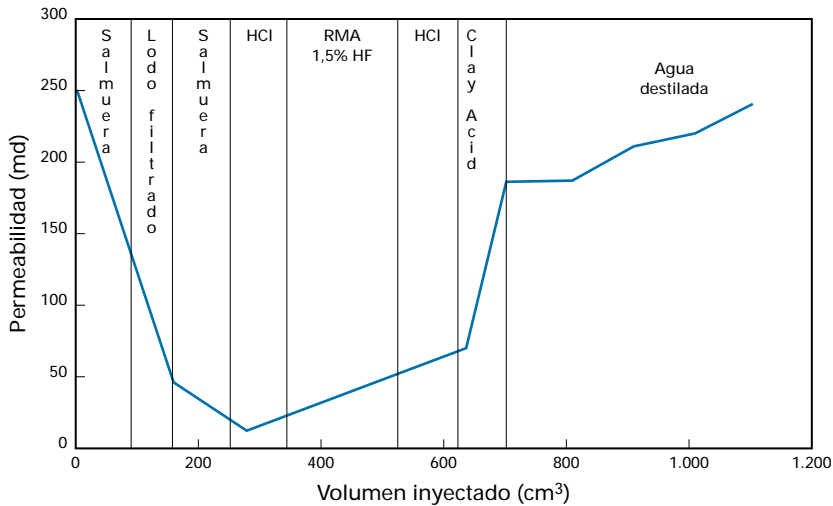
Estas mismas observaciones de laboratorio realizadas sobre núcleos extraídos en el campo Ceuta fueron demostradas por Krueger et al. (1967). Ellos también mostraron que la permeabilidad reducida de los núcleos tratados estaba provocada por la migración de partículas de arcilla, cuando se sobrepasaba una cierta tasa de flujo crítica. Estos resultados llevaron a la conclusión de que la declinación en la producción ocurrida en los pozos del campo Ceuta se debía fundamentalmente a la migración de finos cerca del pozo, lo cual provocaba la reducción de la permeabilidad en toda la región. Este daño de la formación se suma al daño causado por la sedimentación de incrustaciones y asfaltenos.

Control de la migración de finos

En estudios realizados con anterioridad (Thomas y Crowe, 1978) se demostró que uno de los tratamientos de matriz más efectivos para controlar las arcillas migratorias en forma permanente, era un sistema de ácido retardado basado en ácido fluobórico (HBF₄) conocido como Clay Acid. Cuando este ácido se hidroliza, es decir, reacciona con el agua de la formación, produce ácido hidrofluobórico, el cual reacciona con las capas de alúmina de las arcillas. Como resultado se obtiene una película de borosilicato, capaz de estabilizar las arcillas en forma permanente.

El Clay Acid reacciona en profundidad dentro de la formación. En un principio, tiende a hidrolizarse, produciendo 4 moles de HF por cada mol de HBF que se encontraba presente originalmente. El HF tiene la capacidad de reaccionar con los silicatos; sin embargo, la primera reacción por lo general es lenta, lo cual provoca un gran radio de penetración.

Figura 7.50



Simulación del daño y de los procesos de tratamiento en núcleos del campo Ceuta.

De la reacción final se desprende borato (H_3BO_3), que se enlaza y estabiliza las arcillas de la formación.

Para probar la efectividad de este tratamiento en el campo Ceuta, se realizaron pruebas de flujo en algunos núcleos obtenidos en el área. En la Fig. 7.50 se muestra un gráfico de permeabilidad versus volumen inyectado, donde se observa que la permeabilidad disminuye debido al daño inducido cuando la salmuera se inyecta a altas tasas de flujo. Cuando comienza la inyección de HCl, se produce una leve recuperación, que incrementa el flujo de HCl-HF, y luego aumenta nuevamente, debido a la inyección de HBF_4 . Se comprueba la efectividad del Clay Acid, que logra recuperar el 95% de la permeabilidad original de la muestra. Cuando se desplaza el agua destilada, se produce un aumento casi lineal de la permeabilidad, debido al efecto del Clay Acid. Este ácido impide la dispersión de las partículas de arcilla, porque un producto de reacción secundaria (borato) actúa como el medio que hace que las arcillas se adhieran a la estructura de las rocas e impide su desestabilización y migración.

Diseño del tratamiento de la matriz para el control de los finos

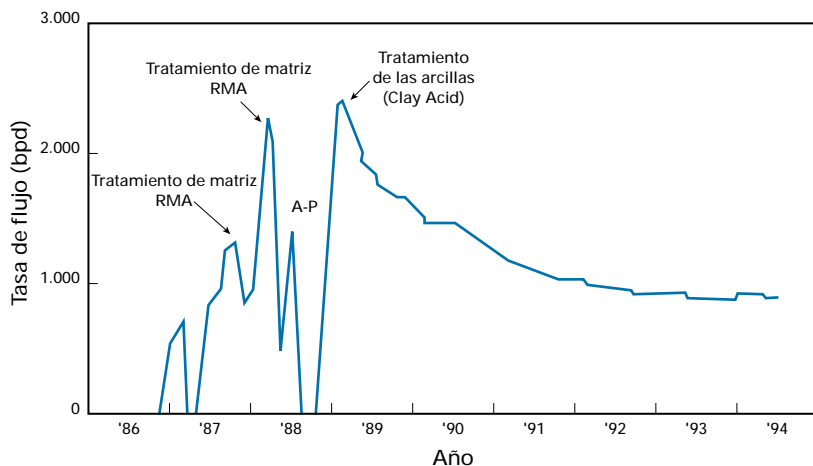
A continuación se describe el tratamiento típico aplicado por Maraven S.A. para acidificar la matriz con Clay Acid. Este tratamiento fue diseñado teniendo en cuenta los diferentes tipos de daño de la formación detectados en el campo Ceuta, como la sedimentación de incrustaciones y asfaltenos, y también la migración de finos.

1. Solvente. Inyectado en una proporción de 25 a 30 galones/pie de arena tratada para disolver cualquier residuo orgánico, como parafinas o asfaltenos. Este solvente prepara la formación para el contacto con el ácido, puesto que puede modificar la mojabilidad a la categoría de mojable por agua, y también ayuda a descomponer las emulsiones.

2. Prelavado. Un 10% de HCl inyectado en una proporción de 25 a 30 galones/pie de arena tratada. El HCl disuelve cualquier material calcáreo presente en la formación y previene la precipitación de fluoruro de calcio (CaF_2). Por otra parte, separa el ácido fluorhídrico del agua salada en el yacimiento, y de esa forma se impide la formación de precipitados dañinos, como fluorosilicatos de sodio o potasio (H_2SiF_6).

3. Acido de lodo de media potencia. (6% HCl+1,5% HF) inyectado en una proporción de 100 a 150 gal/pie de arena tratada. El Acido de Lodo Regular (RMA) disuelve los silicatos de aluminio presentes cerca del pozo, y de esa forma disminuye el daño causado por los residuos del lodo de perforación o de las arcillas de formación.

Figura 7.51



Caso del Pozo VLG-3715 que muestra mejoras de corta duración después de un tratamiento de RMA versus una suave disminución de la producción después de un tratamiento con Clay Acid.

4. Espaciador de cloruro de amonio (NH_4Cl). Desplaza el residuo de la reacción RMA fuera de la zona crítica de 3 a 5 pies cerca del pozo. Impide la precipitación de compuestos disueltos y también el contacto del RMA con el Clay Acid.

5. Fluido principal. Clay Acid: normalmente se utiliza en una proporción de 100 a 150 gal/pie de arena tratada. Esta proporciona un radio de penetración de 3 a 5 pies.

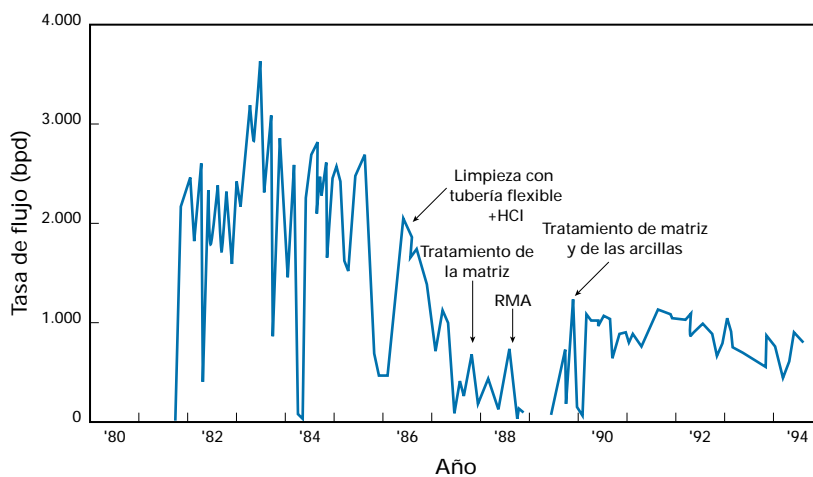
Para garantizar que las reacciones químicas necesarias se produzcan dentro de la formación, se consideran otros dos factores: 1) el tiempo de permanencia del Clay Acid en la formación. Este tiempo se calcula teniendo en cuenta las temperaturas más bajas que resultan de la inyección del prelavado de solvente, HCl y 1/2 RMA, y 2) la apertura del pozo. Los orificios se utilizan para controlar el movimiento de los fluidos del tratamiento, de manera tal que haya tiempo suficiente para que se produzcan las reacciones químicas y asegurar la estabilidad de las arcillas migratorias.

Pozo VLG-3715

El tratamiento de matriz descrito ha dado buenos resultados en varios pozos estimulados en el campo Ceuta. Estos resultados son evidentes cuando se tiene en cuenta la suave disminución de la producción detectada en los meses posteriores a la estimulación.

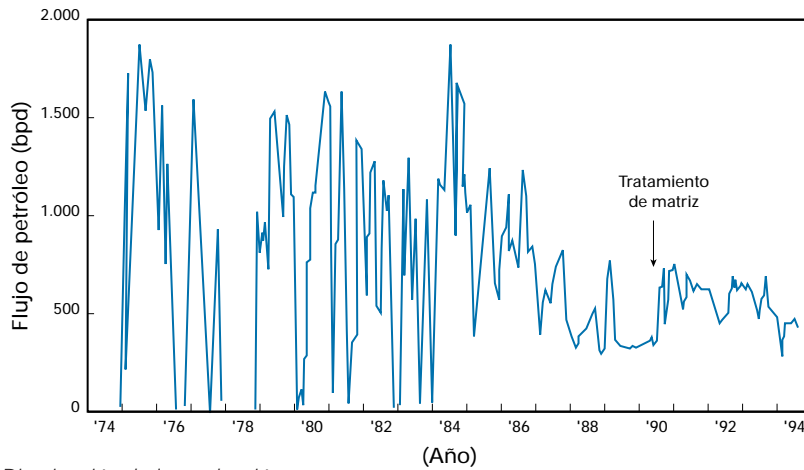
El primer pozo donde se aplicó este tratamiento fue el Pozo VLG-3715, en 1988, el cual produce del yacimiento B-6.0/B-6.3 del Eoceno Inferior B. En la Fig. 7.51 se observa que, antes del tratamiento de la matriz con Clay Acid, la producción diaria del pozo era de aproximadamente 2.500 barriles de petróleo neto. Este potencial se mantuvo por medio de dos tratamientos de matriz con la fórmula 12% HCl-3% HF (RMA), realizados en junio de 1987 y en noviembre del mismo año. La aplicación de este tratamiento no resultó efectiva, puesto que la producción disminuyó a 200 bppd en seis meses. Como consecuencia de ello, en noviembre de 1988, después de una operación de reentrada, se decidió realizar un tratamiento de matriz con Clay Acid. El potencial de producción del pozo se recuperó hasta alcanzar más de 2.500 bppd, manteniendo su declinación natural por más de cuatro años, con lo cual queda demostrada la efectividad del tratamiento.

Figura 7.52



Disminución de la producción provocada por migración de finos y subsiguiente control con Clay Acid en el Pozo VLG-3693.

Figura 7.53



Disminución de la producción provocada por migración de finos y control subsiguiente con Clay Acid en el Pozo VLG-3639.

Pozo VLG-3693

El segundo tratamiento fue realizado en 1981 en el Pozo VLG-3693, también del yacimiento B-6/B-6.3 del Eoceno Inferior B. La producción inicial oscilaba entre 2.000 y 3.000 bppd, si bien comenzó a declinar y en enero de 1986, producía 400 bppd, como se observa en la Fig. 7.52. Se realizó una limpieza del pozo con una unidad de tubería flexible y HCl, con lo cual se incrementó la producción a 2.000 bppd. Más tarde, ésta comenzó a disminuir y se estabilizó en 300 bppd en septiembre de 1987. Durante ese mes, se realizó una estimulación de matriz con RMA (12% HCl-3% HF) y la producción aumentó a 700 bppd. Sin embargo, un año más tarde, la producción declinó nuevamente a 300 bppd. Hacia fines de 1988, se realizó otra nueva estimulación con RMA, con los mismos resultados.

Se suponía que este problema estaba relacionado con el daño de la formación causado por la migración de finos. A principios de 1990, se llevó a cabo un tratamiento de matriz con Clay Acid, y la producción retornó a 1.000 bppd. Este nivel se mantuvo estable durante más de cuatro años, lo cual sugiere que este tipo de tratamiento estabiliza las arcillas migratorias en forma permanente.

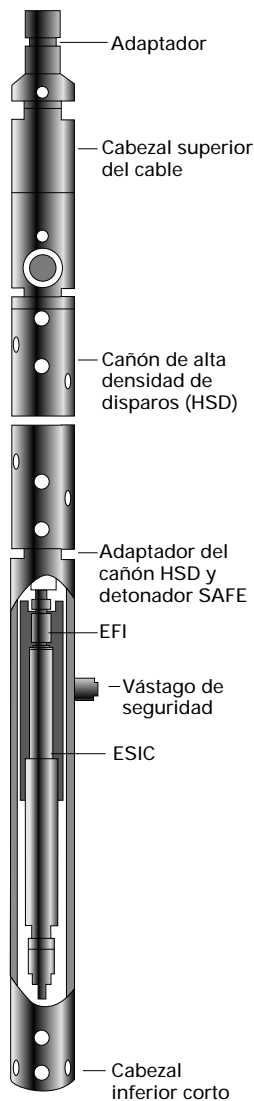
Pozo VLG-3639

Este pozo produce petróleo de las arenas del yacimiento Eoceno Inferior B. Su producción se mantuvo estable desde 1984 hasta 1986, con una tasa promedio de 1.000 bppd. A partir de ese año, la producción comenzó a declinar y, a principios de 1989, se estabilizó en 250 bppd, como se observa en la Fig. 7.53. Una prueba de recuperación de presión, realizada en mayo de 1989, indicó que el pozo presentaba un daño de la formación del 76%. Como se suponía que este daño estaba relacionado con la migración de finos, en julio de 1990, se decidió realizar un tratamiento de matriz con Clay Acid, después del cual el potencial de producción se restableció en 800 bppd, y se ha mantenido estable desde entonces.

Conclusiones

1. El uso de Clay Acid en el diseño de los tratamientos de matriz para el campo Ceuta ha permitido minimizar los problemas de daño de la formación provocados por la migración de finos, y estabilizar las tasas de producción del pozo por más de cuatro años
2. El tiempo de permanencia del Clay Acid en la formación, así como la apertura controlada del pozo, cumplen una función muy importante en las reacciones químicas que tienen lugar en la formación, en lo que respecta a la estabilización de las arcillas.

Figura 7.54



Instalación del sistema SAFE en un cañón.

Antes de la caída del precio del petróleo ocurrida en 1986, el objetivo principal de la tecnología de cañoneo consistía en optimizar la capacidad de penetración de las cargas y el tamaño del hueco de entrada, de acuerdo con las especificaciones de la Sección I fijadas por el Instituto Americano del Petróleo (API). Si bien es cierto que se logró mejorar la productividad de los pozos, no se reconocían los avances importantes con respecto al rendimiento y a la reducción de costos, que se habrían podido alcanzar si se hubiese considerado el diseño global del sistema de cañoneo como, por ejemplo, el método de armado al pie del pozo y las restricciones operativas. En los últimos años, se ha adoptado un enfoque totalmente diferente, que consiste en trabajar en forma conjunta con las compañías operadoras en el desarrollo de sistemas adecuados para la resolución de problemas específicos. Como resultado de ello, se ha logrado una amplia variedad de cargas y sistemas de cañoneo. En las páginas que siguen se tratan algunas de las soluciones específicas desarrolladas y los beneficios obtenidos como resultado de la aplicación de las mismas.

Soluciones a medida

En un pozo revestido y cementado, las balas deben penetrar más allá de la zona dañada y alcanzar la formación no alterada. La productividad del pozo se ve afectada por diversos factores que se relacionan con la formación, el sistema de cañoneo y el tipo de completación (véase la Tabla 7.8).

Tabla 7.8

Relacionados con la formación	Relacionados con el sistema de cañoneo	Relacionados con el tipo de completación
Resistencia a la compresión	Penetración	Fluido del pozo
Distribución del esfuerzo	Hueco de entrada	Peso y grado del revestidor
Presencia de fracturas	Densidad de disparo	Propiedades del cemento
Heterogeneidad	Fase de disparo	Espesor del cemento
Anisotropía		$(p_b - p_f)$ durante el cañoneo
Tendencia al arenamiento		$(p_b - p_f)$ después del cañoneo

Factores que afectan la productividad del pozo en las completaciones cañoneadas.

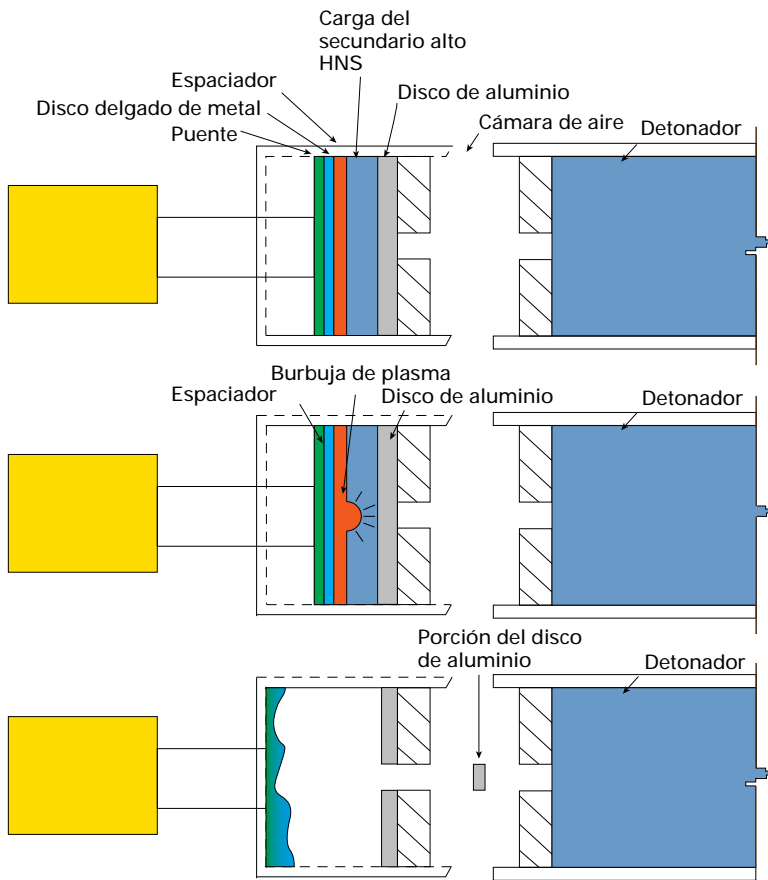
El diferencial de presión entre la formación y el pozo—durante y después del cañoneo—se considera parte de la completación, y constituye un factor importante para determinar el método de armado de los cañones.

Todos los yacimientos, e inclusive los pozos individuales, presentan una serie de condiciones únicas que—si se tienen en cuenta al diseñar el sistema de cañoneo—pueden mejorar la productividad del pozo o bien generar ahorros importantes, derivados de una mayor eficiencia operativa. Dentro del Centro de Cañoneo de Schlumberger, existe un departamento especial, que se dedica a desarrollar soluciones para mejorar el rendimiento y la eficiencia en casos específicos, para lo cual se apoyan fundamentalmente en la tecnología informática. Schlumberger cuenta con ClientLink*, una base de datos de problemas presentados por los clientes, en la cual se pueden ingresar los problemas específicos de los usuarios desde cualquier lugar del mundo. Este sistema ayuda a concentrarse adecuadamente en los proyectos de desarrollo, asignándoles la prioridad correspondiente.

Seguridad del cañoneo en presencia de voltajes parásitos

Uno de los requisitos operativos de los sistemas de cañoneo convencionales consiste en mantener silencio de radio durante las operaciones, puesto que los voltajes generados por las transmisiones radiales podrían poner en funcionamiento algún dispositivo de detonación convencional. Esta práctica habitual causa una seria alteración operativa en el taladro o en la plataforma, por cuanto es necesario interrumpir toda operación que requiera comunicación radial durante el cañoneo. Esto provocaba malestares evidentes entre los operadores, debido a las medidas de seguridad necesarias y, al mismo tiempo, significaba incurrir en costos adicionales. Para solucionar este problema, se inició un trabajo de investigación, como resultado del cual surgió el Equipo de Disparo Activado por Impacto (SAFE, Slapper Actuated Firing Equipment, Fig. 7.54).

Figura 7.55



Operación del sistema SAFE.

Este sistema de disparo ha sido diseñado para ser inmune ante todas las fuentes de corrientes eléctricas parásitas, que impedirían el uso de los detonadores eléctricos convencionales. Entre otras ventajas, el sistema SAFE elimina la necesidad del silencio de radio y el apagado del resto de los sistemas eléctricos durante las operaciones de cañoneo.

El sistema SAFE ha sido utilizado con mucho éxito para cañonear un pozo en los Estrechos del Orinoco. El uso de este sistema fue necesario, ya que esos estrechos se utilizan para el tráfico de naves comerciales, equipadas con transmisores de radio de alta potencia. Se realizaron once bajadas con cañones de Alta Densidad de Disparo (HSD) de 2½ pulgadas de diámetro, sin ningún tipo de problemas.

El sistema SAFE, también se utilizó en operaciones de cañoneo en el Lago de Maracaibo, una vez más debido al riesgo de interferencias radiales parásitas (RF). En 1996, en Venezuela se realizaron 13 operaciones con equipos HSD de 2½ pulgadas y otras seis con cañones de 2½ pulgadas. También se ha utilizado con cargas Enerjets Desfasadas Recuperables.

En el sistema SAFE, cada detonador de un sistema de cañón convencional (Fig. 7.55) se reemplaza por dos componentes principales: el Cartucho Electrónico de Iniciación Secundaria (ESIC) y el Activador de Explosión (EFI). El cartucho ESIC cumple tres funciones por medio de una serie de filtros, transformadores y capacitores: filtra las señales de radio frecuencia, bloquea los voltajes inferiores a 160 voltios y transforma los voltajes superiores a 160 voltios de corriente continua, a aproximadamente 3.000 voltios, guiándolos hacia el activador EFI.

El activador EFI es un sofisticado detonador electrónico. Para que el activador EFI detone correctamente y active a su vez el detonador del cañón, se debe producir una reacción en cadena. El cartucho ESIC debe emitir una descarga de una potencia exacta, para poder vaporizar un elemento puente. El período de tiempo durante el cual se envía esta descarga se mide en fracciones de segundo. Si el tiempo fuera demasiado prolongado se produciría sólo una combustión lenta, que impediría la detonación de los cañones. Dado que la estructura del puente restringe el flujo de corriente que pasa a través del mismo, el puente se vaporiza, con lo cual se crea un plasma por debajo de una lámina de poliamida.

La vaporización del puente hace que la expansión de la lámina de poliamida sea sumamente rápida y, después de recorrer el barril del espaciador, actúe de percutor para la carga del secundario alto (HNS), con la energía suficiente como para iniciar la detonación.

La onda de presión provocada por la detonación de la carga causa un impacto sobre una placa de aluminio, adyacente a un orificio de bordes afilados, que corta un pequeño disco de la placa. Este disco de aluminio debe entonces atravesar el espacio de aire, y hacer impacto sobre el extremo cerrado de un detonador especial de explosión secundaria. Este activa a su vez el cordón detonante convencional, y se inicia así el proceso de detonación normal.

El espacio de aire cumple dos funciones mecánicas muy importantes: ser el sitio de un interruptor del tren de detonación y la desensibilización al fluido. En dicho espacio de aire se puede instalar una clavija de acero como barrera de seguridad. Una vez que la barrera de seguridad se encuentra en su lugar, resulta imposible que el disco o cualquier reacción de la detonación de la carga HNS, afecte al detonador y al cordón detonante. En esas condiciones, los cañones se pueden transportar desde el taller de cañones (siempre que las regulaciones locales lo permitan) con el activador EFI instalado, lo cual reduce el tiempo de armado al pie del pozo, comparado con los detonadores convencionales. La desensibilización al fluido es importante. En el caso que el transportador hueco, o cualquier otro dispositivo localizado alrededor del activador, sufriera una pérdida y se llenara con fluido proveniente del pozo, el disco no podrá recorrer el espacio lleno de fluido y activar el detonador, evitando cualquier detonación fuera de tiempo, y toda otra posibilidad que pudiera causar daños en el pozo.

El sistema SAFE también ofrece la opción de utilizar cañones múltiples en un único descenso. La selectividad se logra alternando la polaridad de la corriente continua en la entrada del cartucho ESIC. El equipo

SAFE/EFI se encuentra disponible en todos los tamaños de cañones de Schlumberger, y ha sido probado y certificado por dos agencias de pruebas independientes.

Los dispositivos auxiliares de TCP activados por explosión mejoran la confiabilidad del sistema

Cuando se utilizan sistemas de cañones bajados con la tubería de producción (TCP), por lo general existen herramientas auxiliares, como válvulas de producción o dispositivos de desenganche de los cañones, que se bajan junto con el TCP. Ahora bien, si estas herramientas auxiliares fallan, la eficiencia de la operación puede verse comprometida. Por ejemplo, si se debe disparar un TCP en una zona que es muy proclive a la producción de arena, habitualmente se incluye un dispositivo de desenganche de los cañones para desprenderlos de la tubería e impedir que queden atrapados por la arena frente a las perforaciones. Hace unos años, estas herramientas de desenganche se operaban por líneas de arrastre o por presión. La desventaja de este sistema consistía en que en el momento en que se activaba el dispositivo de desenganche, ya se habían acumulado grandes cantidades de arena, que impedían llevar a cabo la operación. Al mismo tiempo, existía la posibilidad de que los cañones no descendieran porque ya se encontraban atrapados en la arena o porque el hoyo presentaba una inclinación pronunciada.

Con el objeto de incrementar la confiabilidad de estos dispositivos auxiliares de TCP, se desarrolló la serie de herramientas X. Por lo general, estas herramientas incorporan una sección de activación instalada por debajo del cabezal de disparo. Una camisa descartable de cerámica impide que el mecanismo se active. A través de la misma pasa el cordón detonante, que conecta el cabezal de disparo con los cañones. Poco después de que el cabezal de disparo activa el tren de detonación, el cordón detonante explota y rompe la camisa de cerámica, lo cual hace que el

Figura 7.56

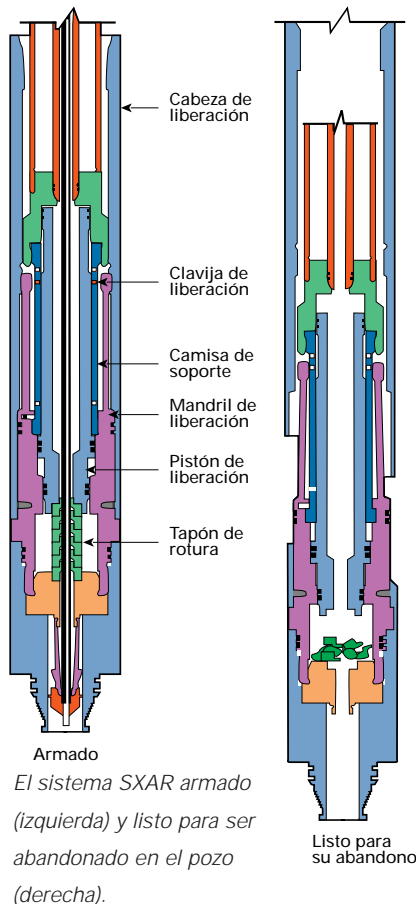
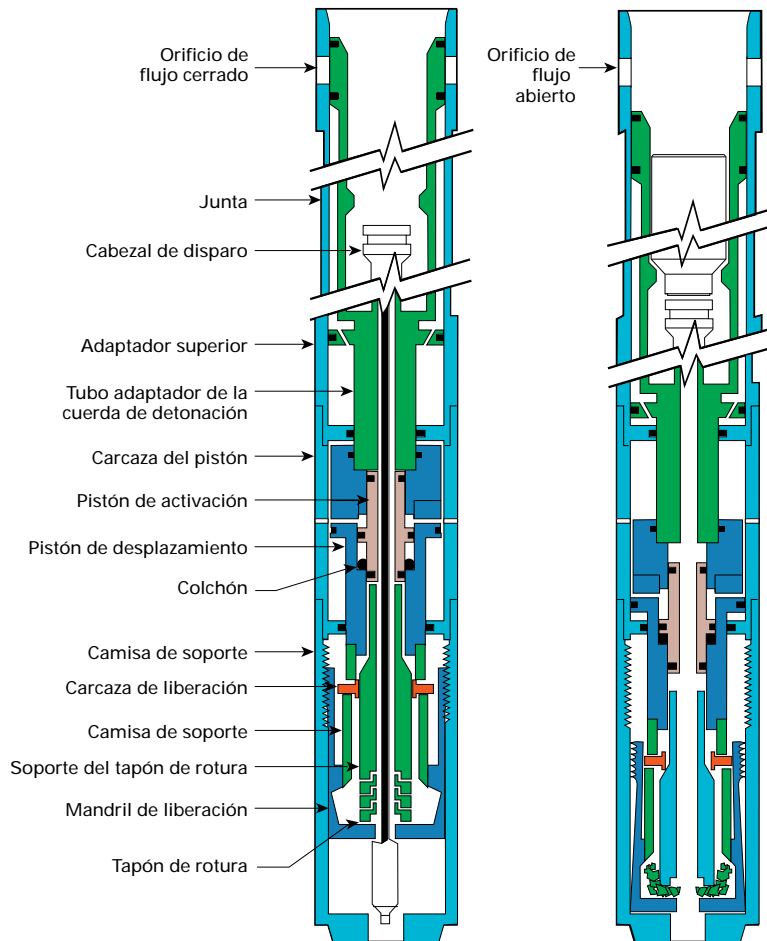


Figura 7.57



El sistema SXPV armado (izquierda) y abierto al flujo (derecha).

mecanismo de operación active la herramienta X. En el caso del sistema de Desenganche Automático Activado por Explosión (SXAR), propiedad de Schlumberger, el mecanismo es un dispositivo de desenganche automático, que descuelga los cañones apenas terminan de disparar (Fig. 7.56) y, al eliminarse el tiempo de espera, impide que queden atrapados.

Las herramientas X aseguran una operación eficiente, puesto que la activación sólo se puede iniciar una vez que los cañones han comenzado a disparar.

Otro dispositivo utilizado es la Válvula de Producción Activada por Explosión (SXPV), también un diseño de Schlumberger. Esta herramienta es una válvula de producción, que permite el cañoneo con desbalance en

pozos con perforaciones abiertas, realizadas con anterioridad. Para ello, los cañones TCP se bajan en una sarta de completación temporal, que se mantiene cerrada con una válvula de producción colocada por debajo de la empacadura. La sarta contiene un colchón de fluido cuya presión hidrostática es inferior a la presión de la formación. Una vez ubicada la sarta, con la empacadura colocada, la válvula de producción se debe abrir al mismo tiempo que se disparan los cañones. Si se abre antes, las perforaciones existentes entrarán en surgencia, y reducirán el desbalance, con lo cual se disminuye la productividad de las nuevas perforaciones. La técnica utilizada anteriormente consistía en abrir la válvula de producción dejando caer una barra lisa o jabalina para activar el cabezal de disparo. La desventaja era que siempre había un lapso de tiempo (una fracción de segundo), durante el cual la válvula de producción estaba abierta, antes de que los cañones se dispararan, lo cual reducía efectivamente el desbalance. Este lapso de tiempo dependía de la distancia existente entre la válvula y el cabezal de disparo. Por otra parte, si la válvula no se abría, los cañones se disparaban con sobrebalance, lo cual perjudicaba el rendimiento de la operación.

La válvula SXPV queda activada por la explosión del cordón detonante, que rompe la camisa de cerámica descartable, que mantiene en su lugar el mecanismo de cierre de la válvula de producción. Una vez que la camisa se rompe, la válvula se abre (Fig. 7.57). La ventaja de este sistema consiste en que la válvula se abre exactamente en el momento adecuado para alcanzar el desbalance óptimo y, asimismo, la válvula se abre solamente una vez iniciada la detonación de los cañones. La válvula SXPV, cumple una función importante como parte de la nueva técnica de Cañoneo con Sobrebalance Extremo (EOP), que consiste en cañonear el pozo con una pequeña columna de fluido dentro de la tubería de

producción, por encima de la cual se encuentra un colchón de nitrógeno a alta presión. Antes del cañoneo, el gradiente promedio de presión efectiva de la columna será mayor que 1,2 a 1,4 lpc/pie. Esta columna de alta presión debe permanecer dentro de la tubería hasta que se disparen los cañones. La válvula SXPV, realiza esta operación de manera sumamente efectiva, puesto que se abre recién cuando se disparan los cañones. En este momento el nitrógeno se expande rápidamente, forzando el ingreso de la columna de fluido en las perforaciones con velocidades tan altas que se producen microfracturas en la formación. Este tratamiento se utiliza para estimular pozos de baja productividad o como un tratamiento previo a la fracturación, para reducir las presiones requeridas durante las operaciones de fracturación. En Venezuela se han utilizado ambos sistemas, la válvula SXPV, y el sistema de desenganche automático SXAR.

Cañoneo en formaciones con alta resistencia a la compresión

Los procedimientos convencionales desarrollados para evaluar las cargas de perforación están determinados por el API en las especificaciones RP-43, que se encuentra en su quinta edición. Estos procedimientos implican disparar cargas en un blanco de concreto, con características definidas. De esta manera, la industria ha desarrollado cargas que se optimizan cuando se disparan sobre un bloque de concreto. En lo que respecta a su capacidad de penetración, el concreto se puede comparar con las rocas débiles, si bien la penetración en las rocas duras es muy inferior. En las rocas que presentan una resistencia a la compresión de 25.000 lpc, la penetración total de una carga premoldeada puede ser de hasta un 75% menos que el rendimiento indicado en la Sección I del RP-43 del API (Blosser, 1995).

En América del Sur, se encuentran con frecuencia yacimientos de areniscas duras. Las cuarcitas pueden presentar resistencias a

la compresión de alrededor de 25.000 lpc. Además, pueden tener permeabilidad elevada y buena porosidad, lo que permite una invasión bastante profunda del fluido de perforación. Ahora bien, a menos que la perforación atraviese la zona dañada por la invasión, la productividad del pozo se verá seriamente comprometida.

Una compañía operadora en América del Sur tenía problemas en un yacimiento de areniscas duras, cuyos pozos tenían un índice de productividad muy bajo. Esta compañía consultó si el rendimiento de las cargas premoldeadas se podía optimizar para rocas con altos valores de resistencia a la compresión. El primer paso consistió en identificar un blanco de prueba adecuado que pudiera simular, con la mayor semejanza posible, las propiedades reales de la roca del yacimiento. Después de probar con diferentes materiales, inclusive con acero sólido, se determinó que el material más apropiado era la arenisca Nugget, que presenta una resistencia a la compresión no confinada de aproximadamente 16.000 a 18.000 lpc. Se decidió optimizar una carga premoldeada explosiva de 34 g en este blanco. En las pruebas iniciales de la carga premoldeada convencional, antes de la optimización, se obtuvo una penetración promedio de 12,6 pulgadas, respecto de las 34,0 pulgadas de la Sección I del API. La optimización implicaba modificar varios parámetros de diseño, y evaluar los cambios, utilizando modelos numéricos y analíticos que habían sido calibrados y perfeccionados, de acuerdo con pruebas realizadas en situaciones reales. Se implementaron algunos cambios en el diseño con respecto a la construcción de la carga, y las pruebas se realizaron en los blancos de la arenisca Nugget, construidos especialmente. Una vez concluida la optimización final, la penetración promedio aumentó a 15,9 pulgadas, lo cual representa un incremento del 26% por encima de la carga convencional, a pesar de que la carga de explosivo se había reducido a 30 g como parte del proceso de optimización. Estas

cargas optimizadas se utilizaron para cañonear un pozo inyector de gas, a 4 disparos por pie. El pozo en cuestión ha superado a la mayoría de los pozos inyectores de gas en el campo, los que fueron disparados con densidades de disparos superiores, de hasta 12 disparos por pie. Si bien todavía no se han obtenido los datos cuantitativos del campo para comprobar que el aumento en la inyectividad del pozo es atribuible al rendimiento del cañoneo, los resultados cualitativos apuntan en esa dirección. Este trabajo constituye un muy buen ejemplo del tipo de tareas de desarrollo que se están realizando, en un esfuerzo por brindar soluciones específicas para los problemas de cañoneo (Smith, 1997).

Técnicas especiales de armado de cañones para prevenir el daño de la formación

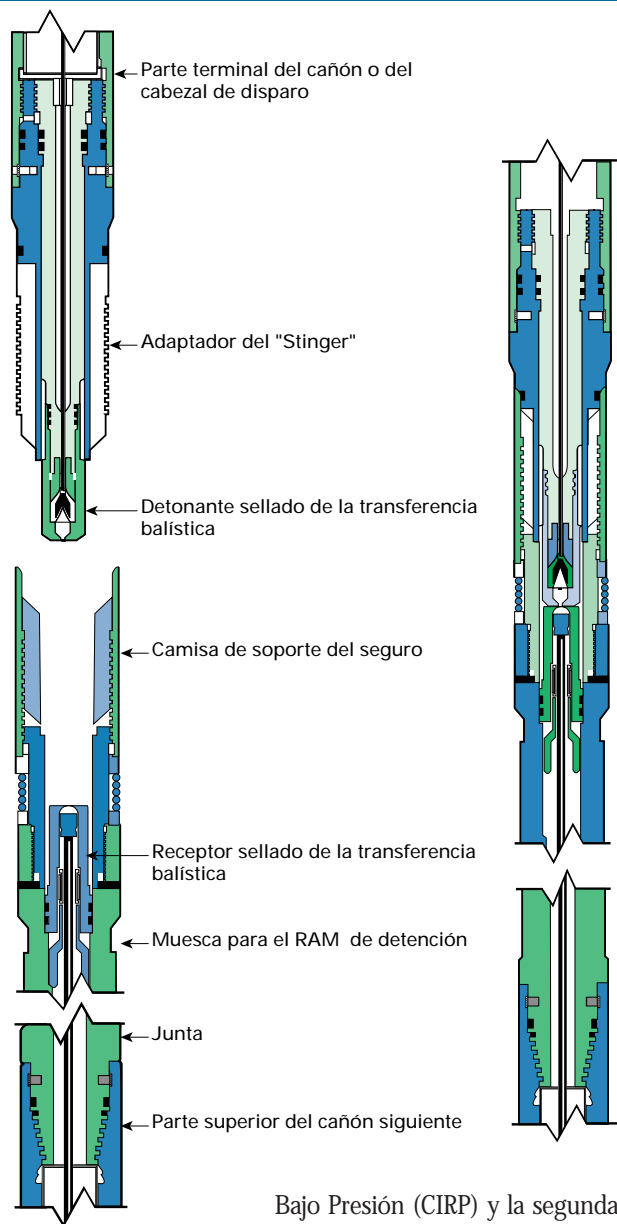
Aún cuando se logra optimizar el rendimiento de la carga, de manera que la carga premoldeada pueda atravesar el daño provocado por los fluidos de perforación y completación, es importante no causar daños adicionales una vez que se ha cañoneado el pozo. Por ejemplo, si el pozo se cañonea antes de colocar la instalación final, mientras se recuperan los cañones y se baja la misma, el pozo debe ser controlado por un fluido potencialmente dañino.

Una forma de evitar este daño consiste en cañonear una vez instalada la sarta definitiva de producción, con cañones bajados con cable a través de dicha sarta. La presión del pozo será controlada por el sistema de producción, lo cual elimina la necesidad de utilizar un fluido para ahogar el pozo. Este método presenta la desventaja de que los cañones deben bajarse a través de la tubería de producción, lo que por lo general limita el tamaño del cañón y de las cargas premoldeadas, reduciéndose así la penetración efectiva, y disminuyendo la calidad de la completación. Asimismo, si se deben cañonear intervalos espesos, se deberán realizar varias carreras con los cañones, debido a las

limitaciones operativas. Este proceso puede consumir mucho tiempo y, además, sólo durante la primera bajada se obtienen las condiciones óptimas de desbalance. En vista de estas limitaciones, algunos operadores prefieren utilizar cañones de diámetro mayor con cargas más grandes antes de realizar la completación, con lo cual obtienen la ventaja de la mayor penetración de los cañones más grandes y evitan el riesgo de aumentar el daño de la formación causado por el fluido que se utiliza para controlar los pozos. Otros operadores, en cambio, prefieren bajar los cañones transportados por tubería (TCP) junto con la tubería de completación. Este método permite el uso del tamaño óptimo de cañón y evita el tener que ahogar el pozo después del cañoneo, si bien presenta la desventaja de que el sistema de cañones deberá permanecer dentro del pozo después del disparo. Esto representa un gasto adicional, ya sea porque se debe adquirir el equipo dejado dentro del pozo o bien, si los cañones son desenganchados para permitir el acceso para realizar tareas de perfilaje y mantenimiento, se deberá perforar una cámara de fondo extra para poder acomodarlos.

El desarrollo de completaciones de diámetro uniforme constituye una solución para estos problemas. Dichas completaciones están diseñadas con un diámetro interno uniforme, de manera que la tubería ya no constituye una restricción para bajar las herramientas dentro del pozo. Si bien la elección del tamaño del cañón ya no queda restringida, todavía persiste el problema de cómo cañonear intervalos espesos, sin necesidad de hacer múltiples carreras y sin ahogar el pozo para recuperar los cañones. La tendencia actual a perforar pozos sumamente inclinados y horizontales con completaciones de diámetro uniforme no ha hecho más que aumentar la importancia de este problema. La solución pasa por el desarrollo de nuevas técnicas de armado al pie del pozo, de las cuales hasta la fecha se conocen dos. La primera de ellas es el sistema de Inserción de la Completación y Recuperación

Figura 7.58



Conector a presión del CIRP desconectado (izquierda) y conectado (derecha).

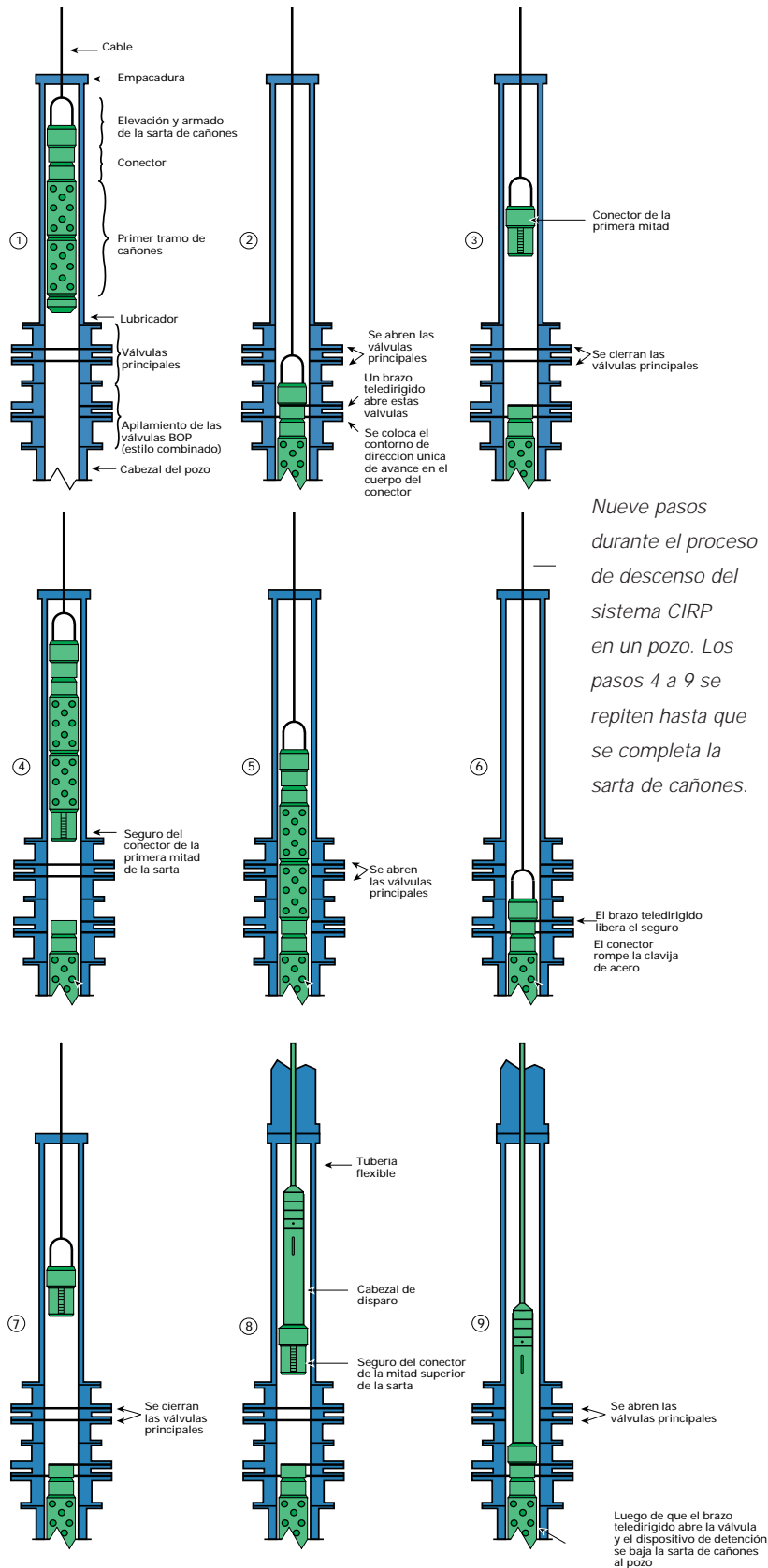
Bajo Presión (CIRP) y la segunda es el uso de una Válvula de Aislamiento de la Formación (FIV) o una válvula de Aislamiento al Tope de la Cañería Corta (LTIV), directamente en la completación.

El sistema de armado al pie del pozo conocido como CIRP permite correr sargas largas de cañones, bajo presión, operadas por cable o tubería flexible. Las longitudes individuales de los cañones están limitadas por la longitud del lubricador disponible; sin embargo, es posible conectar un número ilimitado

de cañones, en forma conjunta y bajo presión. Las conexiones y desconexiones se realizan por medio de conectores a presión, diseñados especialmente; un mecanismo de cierre; y un brazo teledirigido, incluidos en un apilamiento de colocación similar a una válvula BOP. En la Fig. 7.58 se observa el conector a presión en sus dos posiciones: conectado y desconectado. Para impedir que el fluido ingrese en los cañones durante el ensamblaje bajo presión, se coloca una transferencia balística sellada a ambos lados de la conexión. La mitad inferior del conector posee una camisa de cierre ranurada con estrías atravesadas por ranuras verticales. La mitad superior también tiene estrías, pero con dientes verticales. Cuando las dos mitades se encuentran alineadas correctamente, encajan una en la otra y, mediante una rotación de 15° , ambas mitades se pueden trabar. El mecanismo de cierre es muy similar al de una llave que se introduce en la cerradura de una puerta. Si la llave se encuentra alineada correctamente, se desliza dentro de la cerradura. Una vez introducida, si la llave se hace girar, no se puede extraer de la cerradura. La rotación de la camisa de cierre ranurada se realiza por medio del brazo teledirigido incorporado en el apilamiento de la válvula BOP. Un contorno de dirección única de avance ubicado en el cuerpo del conector, permite el posicionamiento orientado del mismo en la BOP, de manera tal que el brazo teledirigido coincide correctamente con el conector.

Para instalar una sarga de cañones completa, cada cañón se conecta bajo presión, en forma individual. El primer paso consiste en instalar el apilamiento especial de la válvula BOP del sistema CIRP en el pozo, con una válvula maestra por encima del mismo. Aunque los cañones se corran en el pozo con tubería flexible, es preferible utilizar cable para colocarlos en el cabezal del pozo, ya que resulta mucho más rápido. Sin embargo, si fuera necesario también se puede

Figura 7.59

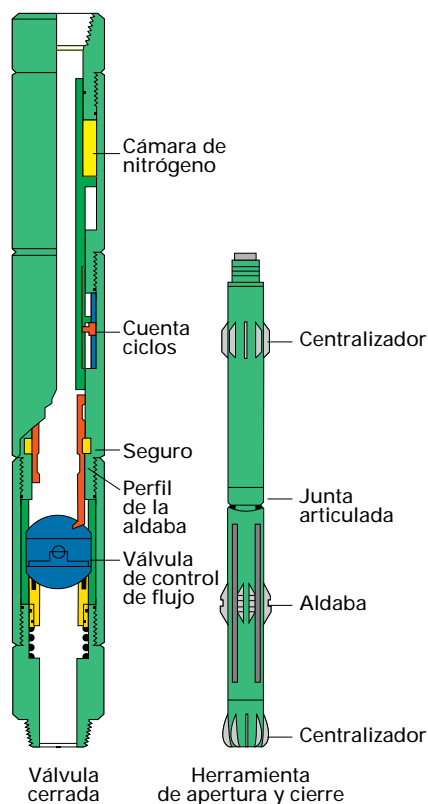


Nueve pasos durante el proceso de descenso del sistema CIRP en un pozo. Los pasos 4 a 9 se repiten hasta que se completa la sarta de cañones.

emplear una tubería flexible. El primer cañón se coloca en el lubricador y se conecta por encima de la válvula maestra (véase Fig. 7.59 para la explicación que sigue). La presión del lubricador se aumenta hasta alcanzar la misma presión del pozo, luego se abre la válvula maestra y se hace descender el cañón hasta que el conector se encuentra en la BOP. Se cierra la BOP y el brazo teledirigido se usa para girar el conector, que deja libre la cabeza del cable. Este se sube al lubricado, se cierra la válvula maestra, y la presión se libera. La siguiente sección de cañones se introduce en el lubricador y la presión se eleva hasta igualar la presión del cabezal del pozo. Entonces se abre la válvula maestra y se hace descender el cañón hasta que se conecta con el conector del cañón anterior. Una vez más, el brazo teledirigido realiza la rotación adecuada para asegurar que el conector quede trabado. A continuación, se abre la BOP y se hace descender el cañón hasta el tope del conector. Se cierra la BOP para sostener el peso de la sarta de cañones y el brazo teledirigido desconecta el conector a presión para dejar libre la cabeza de el cable. Este proceso se repite hasta que se han colocado todos los cañones y se ha conectado el cabezal de disparo. A continuación, se colocan los cañones dentro del pozo por medio de cable, o bien éste se reemplaza posteriormente por una tubería flexible.

De este modo, se puede colocar en el pozo toda una sarta larga de cañones, y dispararlos en desbalance. Más tarde se puede recuperar la sarta de cañones bajo presión, por medio de la operación inversa, sin necesidad de ahogar el pozo. Si el pozo no se hubiera cañoneado previamente, los cañones se pueden armar sin realizar el control de la presión, haciendo uso de la técnica CIRP sólo para recuperarlos bajo presión, sin ahogar el pozo. El sistema CIRP se puede utilizar en cualquier pozo.

Figura 7.60



El sistema FIV en posición de bajada (izquierda) y en posición cerrada (derecha).

Los sistemas alternativos, la válvula FIV o la válvula LTIV, se deben instalar en la completación, de manera que sólo se pueden correr en los pozos nuevos, o en el momento de un reacondicionamiento. La válvula FIV es una válvula de completación de diámetro uniforme de ciclos múltiples, que normalmente se corre por debajo de la empacadura permanente (Fig. 7.60). El sistema LTIV es la versión para el tope de la cañería corta. Ambas válvulas operan de la misma forma y actúan como una válvula lubricadora en el fondo del pozo, que se puede cerrar o abrir por medio de una herramienta especial que corre por debajo de las sartas largas de cañones, o bien con línea de arrastre.

Las sartas de cañones se pueden bajar al pozo con cable o tubería flexible, y dispararse con desbalance. Posteriormente, se pueden recuperar por medio de la válvula de aislamiento, que se cierra mediante una herramienta especial, que corre por debajo de los cañones. De esta forma se aísla la formación recién cañoneada y se puede liberar la presión en la tubería para recuperar los cañones. Para más seguridad, se ahoga el pozo circulando por encima de la válvula. Una vez recuperados los cañones, se puede utilizar una tubería flexible para hacer circular por la tubería un fluido más liviano—como agua o diesel—antes de abrir la Válvula de Aislamiento.

La válvula se reabre aplicando presión en la tubería. Se trata de una válvula de ciclos múltiples, que se puede abrir o cerrar en cualquier momento mediante una herramienta que se corre con línea de arrastre o tubería flexible.

Conclusiones

Los últimos avances realizados con respecto a las operaciones de cañoneo, se han concentrado en encontrar soluciones específicas para la amplia variedad de factores que afectan la productividad del pozo. Estos no se limitan a la capacidad de penetración de las cargas premoldeadas y el calibre del hueco de entrada de la perforación, que eran los principales factores considerados en el pasado. Se han descrito varios ejemplos de procedimientos realizados para solucionar distintos problemas presentados por las compañías operadoras, tales como el cañoneo sin necesidad del silencio de radio y otros dispositivos eléctricos; el desenganche de sartas de cañones o la activación de las válvulas de producción en el momento del disparo; el diseño de cargas premoldeadas para rocas con resistencia a la compresión especialmente elevada; y el diseño de sistemas de armado que permiten introducir y extraer—bajo presión—sartas de cañones muy largas.

El hecho de concentrarse en la resolución de problemas específicos, ha dado como resultado el desarrollo de muchas técnicas nuevas e innovadoras, que han logrado mejorar en gran medida el rendimiento y la eficiencia de los sistemas de cañoneo.

CONCLUSIONES

En este capítulo se han demostrado varias técnicas para lograr el mejoramiento de la producción de los pozos. Dichas técnicas incluyen el diagnóstico y soluciones con respecto al control de agua, a través del tratamiento con gel; el aislamiento de las zonas con agua; la optimización del diseño de estimulación por fracturamiento hidráulico, tanto en rocas consolidadas como en las no consolidadas; el control de la migración de finos; las mejoras en las técnicas de cañoneo, y la perforación a través de reentradas en los pozos.

Además de la calidad de la técnica, la clave para una aplicación exitosa radica en la elección de la solución óptima, teniendo en cuenta la economía del proyecto y los riesgos. El objetivo de los grupos PEG; con énfasis en el enfoque proactivo, en la sinergia, en la rápida selección de pozos con potencial para mejorar su producción, y en lograr soluciones económicas óptimas ha sido exitoso en áreas con una gran concentración de pozos. Venezuela constituye un excelente ejemplo donde el mejoramiento de la producción de pozos individuales es una parte importante del plan de desarrollo.

AUTORES Y COLABORADORES

Este capítulo fue escrito por EPaz (Intevep), S.López, EPortillo, M.Martínez, J.Mayol, A. Sánchez (Maraven), L.Ortega, (Corpoven), F.J.Colmenares (Maraven), T. Ceccarelli, E.Nordmeyer, J.Haskell, K.Bennaceur, J.J.Gutiérrez, F.Montoya.

con la colaboración de F.González (Lagoven), C.Economides y M.Ardila,

y la autorización de Lagoven, Maraven y Corpoven para publicar datos de sus pozos.

REFERENCIAS

Metodología y prácticas de los grupos PEG

Bennaceur, K. et al, 1996, Boosting hydrocarbon production from existing fields. The *SEARCH* for Oil and Gas in Latin America, Volume 3, pp 29-45.

Identificación de zonas previamente inadvertidas

Roscoe, B.A., Stoller, C., Adolph, R.A., Boutemy, Y., Cheeseborough, J.C., Hall, J.S., McKeon, D.C., Pittman, D., Seeman, B., and Thomas, S.R., 1991, A new through-tubing oil-saturation measurement system. SPE 21413.

Newey, J.J., Meadows, D., and Baumbach, T., 1996, Applications of the Reservoir Saturation Tool in the Poui Field, Offshore Trinidad. SPE 36152. Latin American Petroleum Engineering Conference, Port of Spain, Trinidad, April.

Schlumberger Log Interpretation Charts, 1995, pp 7-1 to 7-3.

Control de la producción de agua

F. Paz, E. Anez, 1996, Evaluación de Sistemas Gelificantes para Control de Agua en Maraven, S.A. Enero.

Chan, K.S., 1995, Water control diagnostic plots, SPE 30775 presented at the 70th Annual Technical Conference.

Perez, O., Fragachan, F.E., Ramirez, A., Feraud, J.P., 1997, Applications of polymer gel for establishment of zonal isolations and water shut-off in carbonate formations, SPE/IADC 37622, presented at the SPE/IADC drilling conference, March.

Estimulación de yacimientos de alta permeabilidad

Martins, J.P. et al, 1989, Tip Screen-Out fracturing applied to the Ravenspurn South Gas Field Development, SPE 19766, San Antonio, TX.

Morales, R.H., Norman, W.D. and Park, E.I., 1996, Why fracture unconsolidated high permeability formations, SPE 35031, Lafayette, LA.

Nolte, K.G., 1986, Determination of proppant and fluid schedules from fracturing pressure declines, SPE Production Engineering, pp 255-265.

Boggio, C. E., Montoya, F.F., 1996, Técnica de arenamiento controlado, INGP-2-22, Ingepet, Perú.

Mathur, A.K., Ning, X., Marcinew, R.B., Economides, C.E., and Economides, M.J., 1995, Hydraulic fracture stimulation of highly permeable formations: the effect of critical fracture parameters on oilwell production and pressure, SPE 30652, Dallas, TX.

Economides, M.J. and Nolte, K.G., 1987, Post-treatment evaluation and fractured well performance, Reservoir Stimulation, Schlumberger Educational Services, p 11-01.

Cinco Ley, H. and Samaniego, F., 1981, Transient pressure analysis, Finite conductivity fracture case versus damaged fracture case, SPE 10179, San Antonio, TX.

Optimización de las fracturas hidráulicas

Geertsma, J. and de Klerk, F., 1969, A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures, Journal of Petroleum Technology, December, pp 1571-1581.

Morales, R.H. and Marcinew, R.P., 1993, Fracturing of high-permeability formations: Mechanical properties correlations, SPE Paper 26561, Presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, 3-6 October.

Nordgren, R.P., 1972, Propagation of a vertical hydraulic fracture, Journal of the Society of Petroleum Engineers, August, p. 306.

Ortega, L., Brito, L. and Ben-Naceur, K., 1996, Hydraulic fracturing for control of sand production and asphaltine deposition in deep hot wells, SPE Paper 36461, Presented at the 71st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Denver, Colorado, 6-9 October.

Perkins, T.K. and Kern, L.R., 1961, Widths of hydraulic fractures, Journal of Petroleum Technology, pp 937-949.

Roegiers, J.C. and Neda, J., 1993, Summary of Joint Geomechanical Study—North of Monagas Field, U. Oklahoma-Intevep Report.

Control de la migración de finos

Gabriel, G.A. and Inamdar, G.R., 1983, An experimental investigation of fines migration in porous media. Paper SPE 12168, 58th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers.

Krueger, R.F., Vogel, L.C., and Fischer, P.W., 1967, Effect of pressure draw-down on clean-up clay or silt blocked sandstone. Journal of Petroleum Technology, pp 397-403.

Muecke, T.W., 1979, Formation fines and factors controlling their movement in porous media. Journal of Petroleum Technology 31, pp 114-150.

Neasham, J.W., 1977, The morphology of dispersed clay in sandstone reservoirs and its effect on sandstone shaliness, pore space and fluid flow properties. Paper SPE 6858, 52th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Denver, CO.

Olivares, M., Chang, E., Alvarez, G., 1988, Modelo geológico y de yacimiento del campo Ceuta, Lago de Maracaibo.

Laboratorios Dowell, Estudio de Acidificación Matricial. Pozo VLG-3727, Campo Ceuta, Maraven, S.A.

Sharma, M.M., Yortsos, Y.C. and Handy, L.L., 1985, Release and deposition of clays in sandstone. Paper SPE 13562, International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Phoenix, Arizona. April 9-11.

Thomas, R.L. and Crowe C.W., 1978, Matrix Treatment Employs New Acid System for Stimulation and Control of Fines Migration in Sandstone Formations, Dowell Division, Journal of Petroleum Technology, August, pp 1491-1500.

Intevep, 1989, Estimulación del Pozo VLG-3715, Campo Ceuta. August.

Tecnología de cañoneo a medida

American Petroleum Institute, 1991, RP-43 Fifth Edition Procedures.

Halleck, P. M. and Behrman, L. A., 1990, Penetration of shaped charges in stressed rock, Rock Mechanics Contributions and Challenges, p.629-636, Proceedings of the 31st U. S. Symposium held in Rotterdam, The Netherlands,

Blosser, W.R., 1995, An assessment of perforating performance of high compressive strength non-homogeneous sandstones, SPE 30082, presented at the European Formation Damage Conference, The Hague, May 15-16.

Smith, P.S., Behrman, L.A., Wenbo Yang, 1997, Improvements in perforating performance in high compressive strength rocks, SPE 38141, presented at the 1997 SPE European Formation Damage Conference, The Hague, June 2-3.

Pelling, R., Scott, P., Huber, K., and Edwards, G., 1995, TCP perforating on coiled tubing utilising a deployment system, 3rd World Oil Coiled Tubing conference held in Houston, Texas, March 13-16.

Schlumberger Oilfield Services, 1995, Perforating Services.



Capítulo 8

Descripción del Yacimiento alrededor del Pozo

Introducción

Análisis sedimentario de los yacimientos de areniscas

Evaluación de carbonatos fracturados

***Perfil sísmico vertical con distanciamiento múltiple
en un pozo viejo***

Complemento de una sísmica de superficie insuficiente

Perfil sísmico multiazimutal con desplazamiento de fuente

Descripción del yacimiento alrededor de un pozo horizontal

INTRODUCCION

La caracterización de un yacimiento debe incluir la descripción de la estructura y de la geometría del mismo, además de una definición de sus propiedades estáticas y dinámicas. Los datos de los pozos constituyen la fuente principal de información sobre estas propiedades, mientras que la estructura y la geometría se definen, por lo general, por medio de los datos sísmicos de superficie, los estudios geológicos y la correlación de eventos entre distintos pozos. El enlace entre las propiedades disponibles a pequeña y gran escala del yacimiento, constituyen otro aspecto de fundamental importancia para definir su geometría y estructura. Este documento se ocupa esencialmente de los datos de pozos, por lo cual la estructura y la geometría de los yacimientos no forman parte de los temas tratados. Sin embargo, el enlace puede estar dado por cierto tipo de datos, en particular los de sísmica de pozo, como así también los estudios geológicos. En este capítulo se describen algunas de las técnicas empleadas para lograr dicho enlace.

Los dos primeros ejemplos se basan en las imágenes de hoyos, uno en clásticos y el otro en carbonatos. Anteriormente, la forma de las curvas de los registros, en especial las de rayos gamma y potencial espontáneo, se utilizaban para definir el ambiente sedimentario de los clásticos. Hoy en día las imágenes de hoyos constituyen un factor esencial para mejorar esta definición. Los casos ilustrados pertenecen a un ambiente marino costero. La dirección de la sedimentación y la posición del canal se deducen de las imágenes y del resto de los datos. En los carbonatos espesos, las imágenes resultan ideales para detectar y caracterizar las fracturas que atraviesan el hoyo. Un buen trabajo de caracterización permite realizar una definición más precisa del yacimiento ubicado entre los pozos.

Los tres ejemplos siguientes corresponden a aplicaciones de sísmica de pozo. En el primero, un perfil sísmico con distanciamiento múltiple (OSP) en un pozo viejo constituyó el factor determinante para decidir si convenía perforar un tramo lateral, o un nuevo pozo vertical. Se prefirió esta segunda opción, puesto que en el OSP se detectó una falla cercana al pozo y la presencia de eventos sísmicos más profundos, que resultaría interesante explorar. En el segundo ejemplo, un perfil sísmico con distanciamiento múltiple proporcionó información estructural en un área en la que no se podía interpretar la sísmica de superficie debido a la estructura del terreno. Al mismo tiempo, el perfil sísmico vertical (VSP) proporcionó información adelante de la mecha, lo cual permitió superar problemas de perforación en una zona de sobrepresión. El tercer ejemplo corresponde a un estudio multiazimutal con desplazamiento de fuente muy extenso, que se realizó a pesar de que ya se disponía de una sísmica de superficie en 3-D de muy buena calidad. El VSP proporcionó datos libres de múltiples de alta frecuencia para la definición del yacimiento.

Por último, el advenimiento de los pozos horizontales ha ofrecido nuevas posibilidades, muy útiles para la descripción detallada de los pozos. Las diferentes mediciones, en especial las de resistividad, se han utilizado para determinar la proximidad de estratos suprayacentes y subyacentes, además de proveer mejores secciones transversales de la geología cercana al pozo.

ANÁLISIS SEDIMENTARIO DE LOS YACIMIENTOS DE ARENISCAS

Existen diversas técnicas para extraer, sintetizar y analizar los diversos datos sedimentológicos, necesarios para construir modelos en el subsuelo. Los núcleos orientados constituyen las fuentes de información más precisas, si bien resultan costosos y, en algunos casos, imposibles de obtener.

El concepto de interpretación de las facies mediante el uso de las formas de las curvas de perfiles obtenidas a hueco abierto fue introducido por Shell en 1956 y, desde entonces, la industria petrolera lo continúa utilizando. Por lo general, para identificar las facies, se utilizan tres formas de perfiles de rayos gamma y potencial espontáneo, especialmente en el caso de las areniscas:

- forma de campana o granodecreciente
- forma de embudo o granocreciente
- forma cilíndrica o cuadrangular.

Esta técnica está limitada fundamentalmente a los sedimentos siliciclásticos y se debe aplicar con precaución, puesto que diferentes ambientes de sedimentación pueden producir curvas con formas similares.

Los minerales autigénicos sugieren la estructura química del entorno. La presencia o ausencia de glauconita y restos carbonosos sirve para delimitar las formas de los perfiles a un ambiente sedimentario marino o no marino. Por ejemplo, la glauconita refleja condiciones marinas normales de salinidad y reducción, mientras que las arcillas autigénicas pueden reflejar la salinidad en el momento de la sedimentación. Por lo general, la ilita se asocia con sedimentos marinos y la caolinita con sedimentos no marinos. Los carbonatos presentes en las areniscas pueden ser tanto detríticos como autigénicos (precipitados químicamente), siendo estos últimos mucho más comunes (Pettijohn et al., 1990).

Otros minerales como la siderita, la pirita, la magnetita y la clorita reflejan las condiciones estancadas y reductoras de los pantanos, bahías de circulación restringidas y ambientes detrás de embancamientos.

Por lo general, la gran cantidad de material orgánico presente en los llanos de marea, en las llanuras costeras y en los pantanos, se conserva en estos ambientes reductores.

Las pequeñas diferencias que se observan en la resistividad y la velocidad sónica de las lutitas, constituyen elementos claves para reconocer las subfacies correspondientes a las diferentes partes de los deltas. Las areniscas de los abanicos de desborde, semejan barras de desembocadura distributarias por la estructura granocreciente, que se observa en la curva de rayos gamma, si bien por lo general son de menor espesor. La naturaleza de los sedimentos suprayacentes y subyacentes ayuda a diferenciar las dos facies. En general, por debajo de las barras de desembocadura se encuentran lutitas del prodelta, que presentan como característica una pronunciada caída de resistividad, que no se advierte con la misma frecuencia en las areniscas que se encuentran por debajo de los abanicos de desborde (Saxena, 1976).

Ultimamente, se han realizado estudios de facies del subsuelo con imágenes eléctricas de las paredes del hoyo. Con la herramienta FMI se obtienen imágenes eléctricas de alta resolución, barriendo las paredes del hoyo con una serie de pequeños electrodos (192) que hacen contacto con la superficie del hoyo. Estos examinan sucesivos y pequeños incrementos verticales de 0,1 pulgadas de la formación. La herramienta FMI, brinda una mejor cobertura del hoyo (80% en un hoyo de 8,5 pulgadas de diámetro) con respecto a la herramienta Microexaminador de la Formación FMS* (40% en un hoyo de 8,5 pulgadas de diámetro) o de la herramienta Estratigráfica de Perfiles de Buzamientos de Alta Resolución SHDT* (3% en un hoyo de 8,5 pulgadas de diámetro). Un acelerómetro triaxial permite determinar la posición de la herramienta, mientras que tres magnetómetros indican la orientación de la misma. Las mediciones de la intensidad de corriente eléctrica que reflejan las variaciones de microresistividad, se convierten en imágenes de colores con intensidad variable.

En negro se detecta la microresistividad más baja, mientras que en blanco se indica la más alta. Para presentar el resto de los valores de microresistividad se utiliza un código de diversos colores.

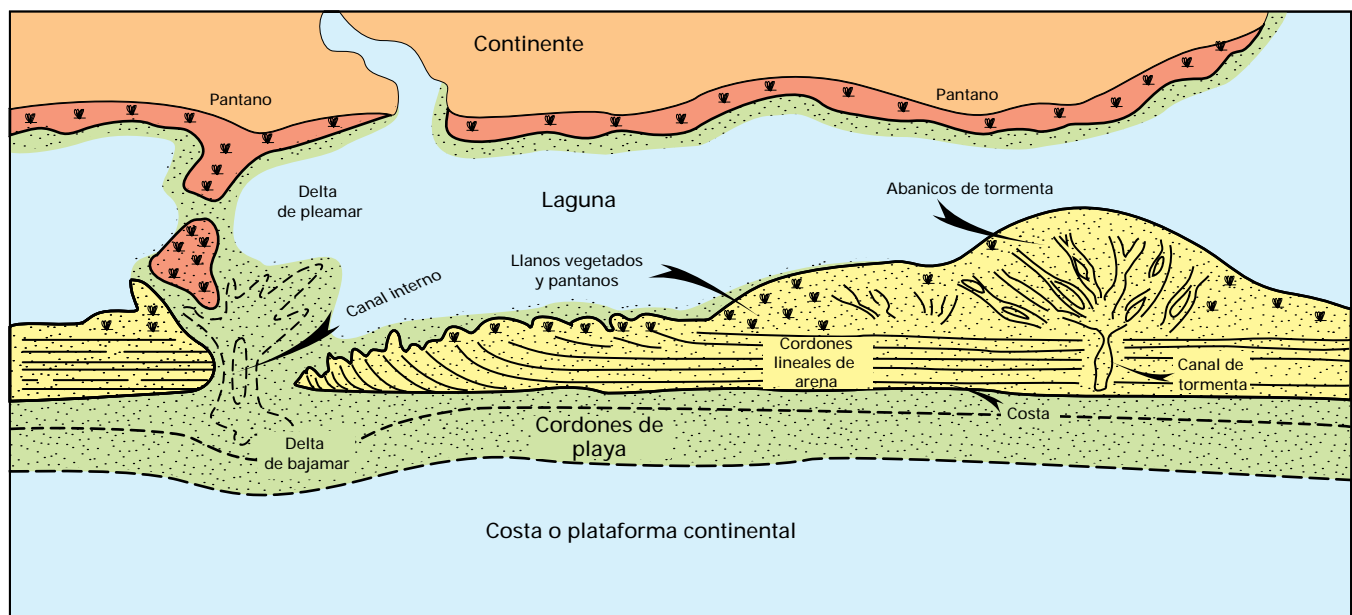
Las imágenes proporcionan información sedimentológica detallada sobre las rocas clásticas, que resulta de gran valor para los modelos geológicos del yacimiento. El análisis interactivo de las imágenes en la estación de trabajo del examinador de imágenes sirve para perfeccionar aún más la información obtenida. Los buzamientos interactivos elegidos ofrecen la mayor exactitud posible, dado que se los selecciona en forma manual a partir de las imágenes y se pueden verificar y categorizar según el tipo de estratificación. El código de colores utilizado es el siguiente: superficie erosiva (celeste), fallas (azul), fracturas (amarillo), laminación entrecruzada (rojo), estratificación (verde) y otros (fucsia). Este constituye un avance conceptual importante con respecto al procesamiento mecánico de los perfiles de buzamientos convencionales, en cuyo caso algunos buzamientos

pueden resultar alterados o de origen desconocido. Este conjunto de datos resulta de gran valor para reconocer los distintos tipos de ambientes de sedimentación.

Generalidades del ambiente marino costero

Cuando un delta queda abandonado, el frente del mismo—que da al mar—queda sujeto a procesos marinos que resultan en retrabajo y resedimentación de los materiales aportados desde la tierra, lo que se produce a un ritmo más o menos lento. Por lo general, las arenas se depositan dentro del área costera; mientras que los sedimentos de grano fino se dispersan mar adentro. Esta área contiene numerosas areniscas interrelacionadas que fueron depositadas por una interacción compleja de mareas, olas, deriva costanera y corrientes generadas por el viento. Dentro de este contexto, los principales yacimientos son los cordones de playa, las islas barrera, las bocas y los deltas de marea (Fig. 8.1).

Figura 8.1



Ejemplo de entorno marino costero.

Los cordones de playa son paralelos a la costa, y están compuestos fundamentalmente por areniscas, gravas y restos de conchillas. Si fueron depositados bajo influencia de tormentas, contienen las arenas de grano más grueso de la playa (Reineck y Singh, 1980). Los sedimentos ubicados cerca de la base de los cordones de playa son principalmente laminados, y separados de los llanos de marea subyacentes por una superficie erosiva (Psuty, 1966). La sección subsiguiente contiene laminaciones entrecruzadas con buzamientos de magnitud moderada a alta, en dirección hacia la tierra. El ancho de los cordones de playa está determinado por la duración de la estación de mareas máximas, y la magnitud de los procesos marinos.

Por encima de las costas progradantes, se pueden formar cheniers, que son cordones lineales de arena, que se alzan por encima de la línea de máxima marea, y están separados de la costa por planicies de lodo acumuladas orientadas hacia el mar. Estas arenas son ricas en restos de conchillas, que pueden formar estratos bien diferenciados (resistivos).

Las islas barrera son cuerpos de arena de forma alargada que, por lo general, se encuentran paralelos a la línea costera. Las condiciones que favorecen la formación de estos sistemas comprenden: 1) una disponibilidad constante de arena en la costa, 2) un ambiente hidrodinámico dominado por olas, 3) un rango limitado de mareas y 4) una planicie costera de pendiente muy suave (Reison, 1984).

Existen numerosas teorías con respecto al origen de las islas barrera. Por lo general, se desarrollan por: 1) la formación de barras submarinas, 2) la progradación de espigas de bancos de arena paralelos a la costa, segmentados por bocas y 3) el sumergimiento de cordones costeros (Reinson, 1984).

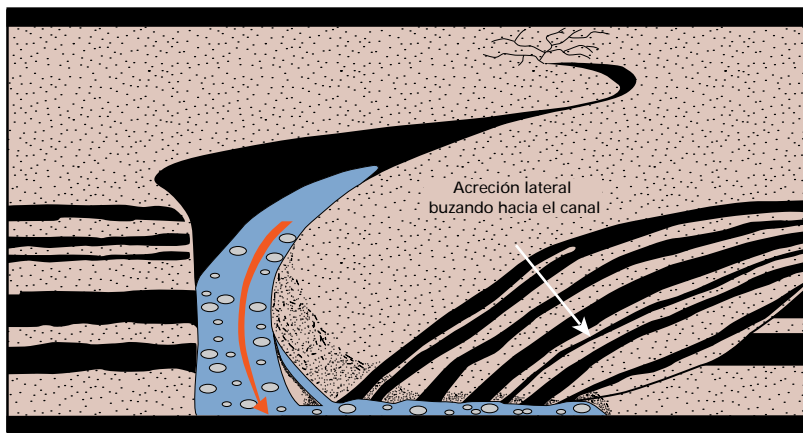
Las islas barrera depositadas bajo condiciones microtidales son largas y de forma lineal, y las bocas y los deltas son de menor importancia. Por el contrario, las barreras mesotidales son cortas y se caracterizan por la presencia de grandes bocas y deltas de marea

(Elliott, 1978). Por lo general las islas barrera se subdividen en zona costera inferior, media y superior, cuyos límites no siempre están claramente definidos. Desde la base y en forma ascendente se encuentran: la zona costera inferior, caracterizada por arenas y limos sumamente bioturbados; las areniscas costeras medias con diferentes conjuntos de laminación entrecruzada, que incluyen laminaciones entrecruzadas de tipo hummocky, y las arenas costeras superiores con varias unidades de estratificaciones entrecruzadas multidireccionales. En los registros de rayos gamma y potencial espontáneo se observa una forma típica granocreciente. Normalmente, una barrera crece en dirección al mar por un proceso de acreción playa–costa, hasta producir la secuencia granocreciente.

La anteplaya es la zona donde tiene lugar la rompiente, con el proceso de saca y resaca, que genera los grupos típicos de laminaciones entrecruzadas subparalelas hasta de bajo ángulo, que buzán hacia el mar. El área de postplaya se caracteriza por fenómenos eólicos y procesos subaéreos. Las estructuras sedimentarias abarcan desde estratos subhorizontales hasta buzamientos de dirección hacia la tierra.

Las bocas cortan la barrera y actúan como un pasaje para la entrada y salida de las aguas de las mareas en la albufera. Su sección transversal es asimétrica, puesto que migran en forma lateral en la dirección de la deriva costanera (Elliott, 1978). El lado “aguas arriba” de la boca relativo a la deriva costanera, sedimenta un banco que se fusiona con los llanos de marea y las espigas, mientras que el lado opuesto de la boca desarrolla un margen erosivo contra la barrera. En un ambiente mesotidal, las bocas son numerosas y cortan las islas barrera repetidamente, en segmentos pequeños, compuestos principalmente por las playas de las espigas. Los cuerpos de arena de los canales tidales son de forma alargada y perpendiculares al complejo de la barrera, y su espesor depende fundamentalmente de la profundidad del canal.

Figura 8.2



Estratificación de acreción lateral, que muestra buzamientos hacia el canal (según Elliot, 1987).

Las partes más profundas de la mayoría de las bocas están dominadas por corrientes de bajamar, que fluyen sobre los fondos de los canales fuertemente erosivos, donde se acumulan arenas relativamente más gruesas, parches de grava y restos de conchillas. Las laminaciones entrecruzadas de gran escala orientadas hacia el mar, se producen por lo general por la migración de ondas de arena (formas de fondo intermedias entre rizaduras y dunas). Algunas bocas se caracterizan completamente por laminaciones entrecruzadas unimodales dominadas por bajamar (Oomkens, 1974). En la fase de mareas muertas, los limos y las arcillas en suspensión decantan, y cubren los grupos de laminaciones entrecruzadas. Durante la etapa de corrientes que se produce a continuación, los drapes de arcilla pueden erosionarse parcialmente, dejando superficies de reactivación (Reading y Collison, 1996). Estas superficies de bajo ángulo constituyen evidencia interna de la fluctuación del flujo de agua y son habituales en los ambientes con influencia de mareas.

Debido a que migran en forma lateral, las bocas se rellenan por procesos complejos de acreción lateral. Los sedimentos buzando hacia la parte más profunda del canal (thalweg), y reflejan las posiciones sucesivas del banco. Otras formas de fondo más pequeñas,

orientadas hacia la zona de pleamar, se encuentran sobre los márgenes más someras de la boca. A profundidades intermedias, es posible la existencia de flujos bidireccionales (Galloway y Hobday, 1996).

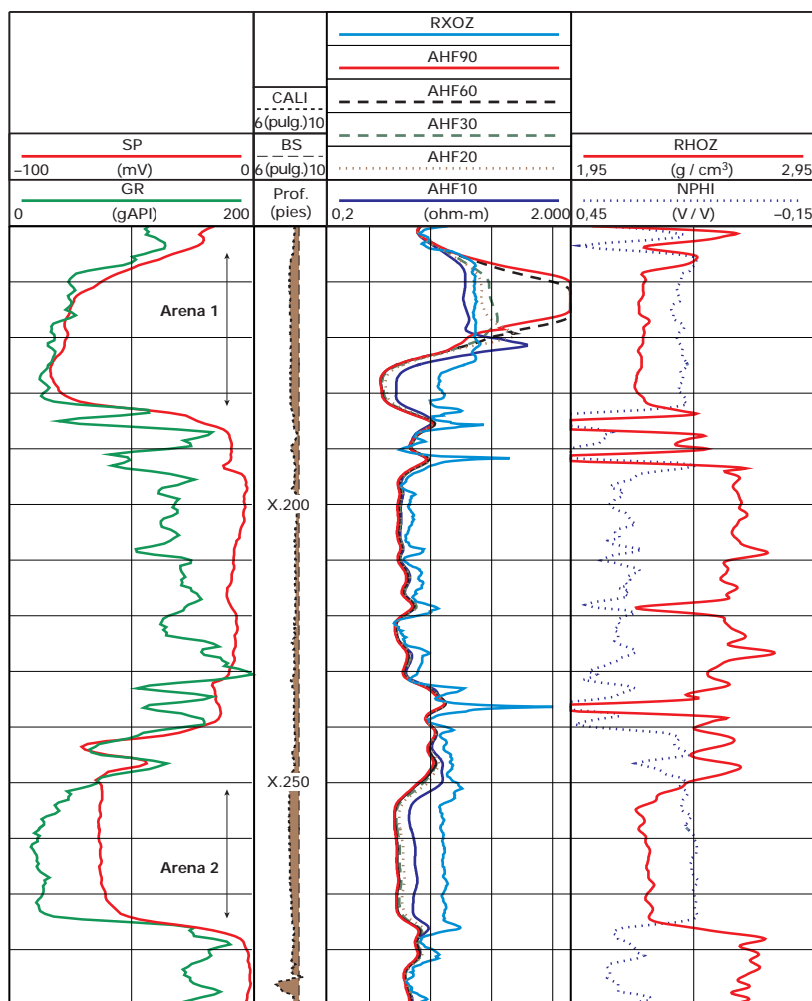
La albufera es una zona con bajo nivel de energía que se encuentra por detrás de la barrera, sobre el lado en dirección a la tierra. Los sedimentos de la albufera se componen principalmente de lutitas limosas, muy ricas en contenido orgánico y sumamente bioturbadas. Sin embargo, el sedimento de la albufera puede contener areniscas sumamente laminadas depositadas por los abanicos de retrabajo. Las estructuras sedimentarias dominantes son estratificación subhorizontal y capas frontales de pequeña escala en los lugares donde el abanico penetra en la albufera. Los deltas de pleamar se desarrollan en la albufera cuando el flujo de las mareas pierde velocidad. Sobre el lado de la barrera que da hacia el mar se desarrolla otro delta, relacionado con la bajamar.

Además de las albuferas, las mareas mueven grandes volúmenes de agua marina hacia y desde la tierra a través de ríos, estuarios y canales distributarios. Las corrientes de las mareas dominan el cauce inferior de los canales y estuarios, entre los que se desarrollan llanos de marea, en las áreas interdistributarias.

Las corrientes de bajamar, cuando están asociadas con descarga fluvial, producen laminaciones entrecruzadas unidireccionales que buzando hacia el mar. Las secuencias sedimentarias depositadas en estas condiciones se podrían distinguir de los depósitos fluviales por las facies asociadas y la presencia de fauna marina y restos de conchillas (Van Beek y Koster, 1972).

En las costas mesotidales, los canales fluviales con influencia de mareas son sinuosos y sus espolones se caracterizan por superficies de acreción lateral que buzando abruptamente hacia el thalweg del canal (Smith, 1987; Woodroffe et al., 1989) (Fig. 8.2). La presencia de grupos de laminaciones entrecruzadas bidireccionales o estratificación espigada refleja

Figura 8.3



Perfiles a hueco abierto sobre las Arenas 1 y 2.

la compleja interacción de procesos de mareas y procesos fluviales. El espesor de un espolón depende de la incisión del canal y es habitual la presencia de cuerpos de arenas apiladas. Las secuencias sedimentarias comprenden areniscas de grano grueso a mediano en la base, que evolucionan hacia areniscas de grano más fino y laminación horizontal en el tope (Pettijohn et al., 1990). La naturaleza migratoria del canal produce numerosas superficies erosivas y de truncamiento, y aumenta la magnitud de la heterogeneidad dentro de los cuerpos arenosos. Estos procesos sedimentológicos provocan la forma típica de secuencia granodecreciente en las curvas de rayos gamma y potencial espontáneo.

En estos canales también se observa la presencia de sedimentos blandos deformados y clastos de arcilla. Los sedimentos son calcáreos, debido al elevado contenido de restos de conchillas, arrastrados por las corrientes de marea. En altas concentraciones, los restos de conchillas pueden formar estratos delgados resistentes.

Por lo general, los albardones de los canales están sujetos a un alto grado de ruptura por derrame. Hacia el mar, la boca del canal se modifica en forma de embudo, donde se forman cordones arenosos de marea, perpendiculares a la costa (Coleman y Wright, 1975). Las pleamares llevan sedimentos de grano fino a las llanuras de inundación, en las cuales se acumulan sedimentos limosos y sumamente carbonosos.

En los ejemplos que se presentan a continuación, se describen las areniscas de canales de marea, con diversos grados de influencia fluvial. Muchos de los eventos mencionados se reconocen en las areniscas de los yacimientos, y también en las facies que los limitan.

Pozo A, Sub-cuenca del Guárico

Arena 1 (X.158 a X.182 pies)

En este intervalo, según la observación de las muestras de pared y de los recortes del hoyo, se deduce que la arenisca es de color castaño claro a mediano, de grano muy fino a mediano, subangular a subredondeada, de selección pobre, friable, moderadamente arcillosa y levemente calcárea a no calcárea.

El perfil de rayos gamma en este intervalo muestra secuencias apiladas granodecreciente, con una base erosiva abrupta y tope gradacional (Fig. 8.3). En el intervalo comprendido entre X.158 y X.160 pies, se observa una secuencia menor granocreciente, mientras que el intervalo que se extiende desde X.184 a X.186 pies es muy rico en restos carbonosos, posiblemente en una situación de planicie costanera detrás de la barra (Fig. 8.3). Los sedimentos de los llanos de marea que supraya-

Figura 8.4

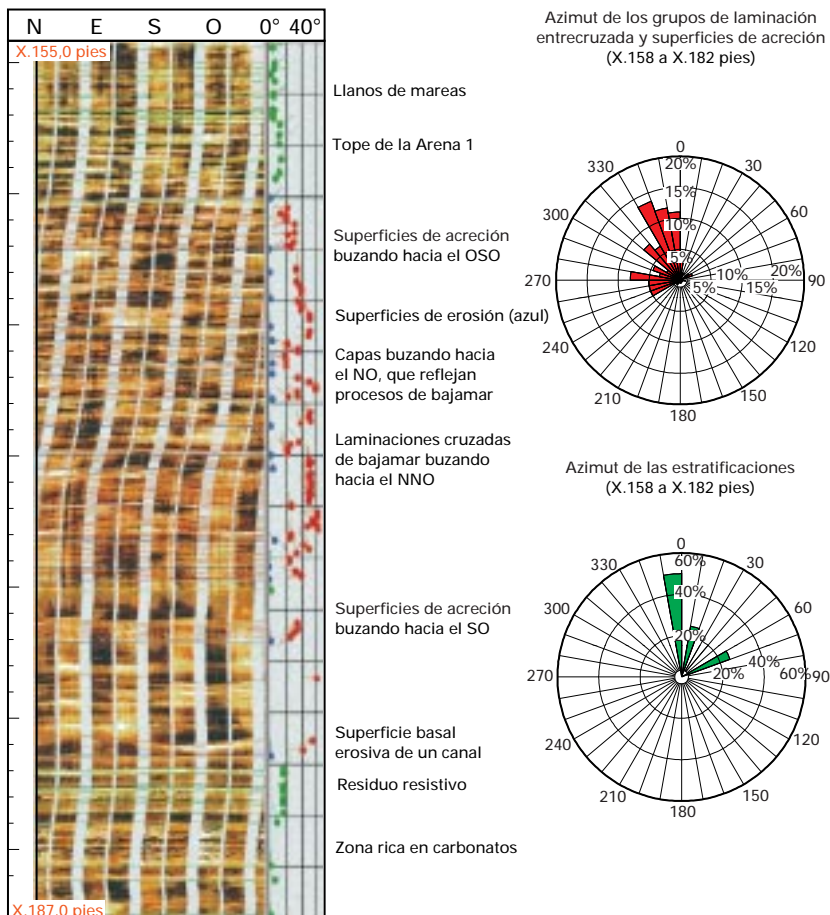


Imagen obtenida con la herramienta FMI sobre la Arena 1 con diagramas de frecuencia de azimutes.

cen y subyacen al mismo buzamiento hacia el norte, es decir, hacia el mar.

Las imágenes eléctricas de las paredes del hoyo a lo largo del intervalo de areniscas (Fig. 8.4) muestran una superficie basal erosiva cubierta de residuos resistentes, debidos a un alto contenido de restos de

conchillas. Se observa también que los sedimentos contienen varios grupos de laminaciones entrecruzadas que buzando hacia el NNO. Tales estructuras sedimentarias fueron provocadas posiblemente por ondas de arena asimétricas, que migraron bajo un proceso de refluo dominante. Las fluctuaciones en la dirección del flujo provocan el desarrollo de superficies de truncamiento y reactivación. Debido a los descensos pronunciados de la velocidad de la corriente de mareas y/o los bruscos cambios en las direcciones del flujo, los sedimentos de grano fino se depositan por encima de las laminaciones entrecruzadas y se forman drapes de arcilla (X.150,5 pies). Las numerosas superficies erosivas se interpretan como incisiones erosivas que reflejan condiciones excepcionales de descarga.

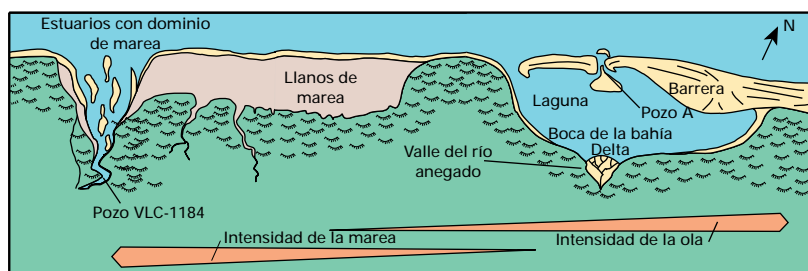
Los datos indican que las superficies de acreción lateral buzando hacia el OSO y hacia el SO, lo cual refleja la posición previa del flanco de sedimentación y del thalweg del canal, y sugiere, además, que el rumbo del canal de marea es NNE a SSE, puesto que las superficies de acreción buzando en forma perpendicular a la orientación del canal.

El intervalo comprendido entre X.158 y X.160 pies presenta areniscas con laminaciones ondulosas y de bajo buzamiento. Es posible que esta sección se haya depositado como arenas y arcillas interlaminaadas dentro de un entorno de llano de marea. A partir de estas observaciones, las facies se interpretan como un canal mesotidal de orientación NNO a SSE (Fig. 8.5), que posiblemente da origen a una barra con orientación NE-SO.

Arena 2 (X.250 a X.275 pies)

En este intervalo, las muestras de pared y los recortes indican que la arena es de color gris claro, de grano muy fino a fino, localmente mediano y subangular; moderadamente seleccionada, friable, levemente arcillosa y calcárea.

Figura 8.5



Ambiente marino costero y cambios sedimentarios debidos a la variación relativa de los procesos de olas y de mareas. Se indica la ubicación probable de los Pozos A y VLC-1184.

Figura 8.6

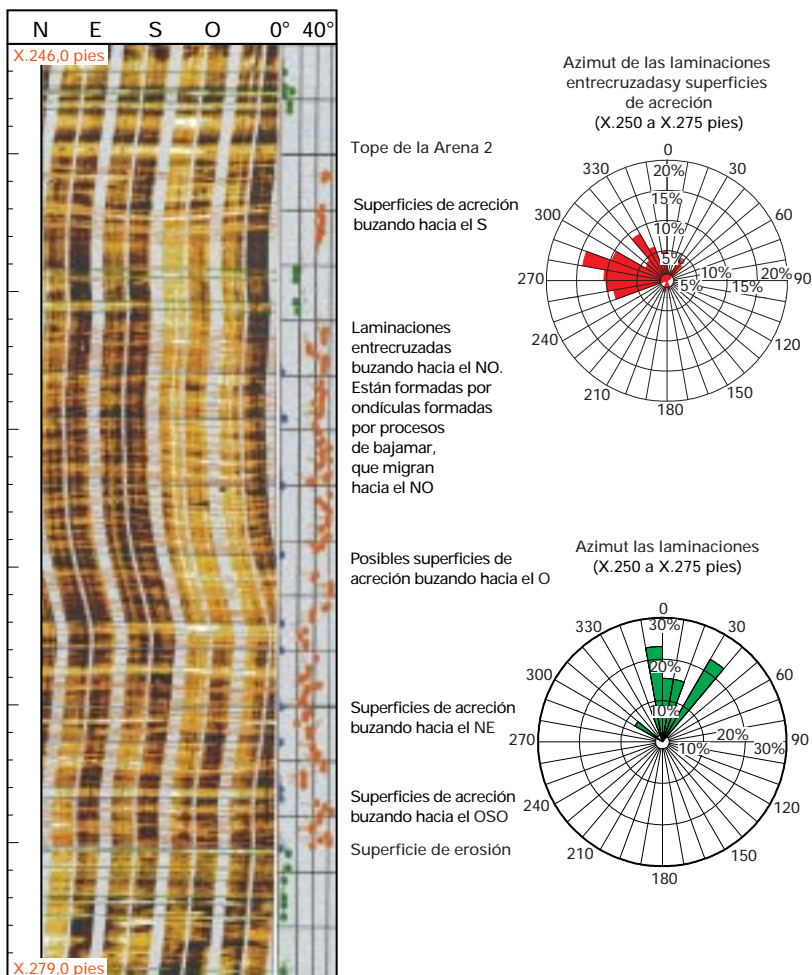


Imagen obtenida con la herramienta FMI a lo largo de la Arena 2 con diagramas de frecuencia de azimutes. En la pista de profundidad de esta figura, de la Fig. 8.4 y de las imágenes subsiguientes, las marcas pequeñas indican incrementos de 1 pie y las más grandes representan incrementos de 5 pies.

El perfil de rayos gamma sobre este intervalo indica una secuencia granodecreciente con una base erosiva abrupta y tope gradacional (Fig. 8.3). Las lutitas ubicadas por debajo de la facies son carbonosas y piríticas. Los sedimentos suprayacentes están compuestos de areniscas y lutitas interlaminadas, con una capa delgada de carbón a X.238 pies (Fig. 8.3, página 8–6).

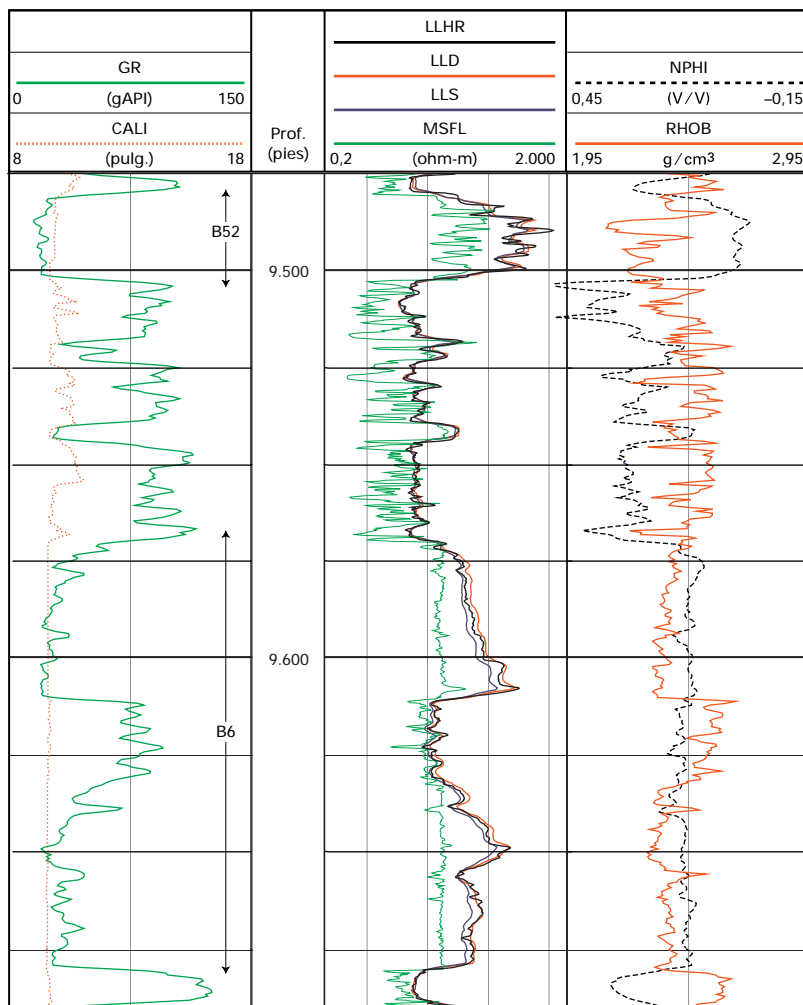
A lo largo de la facies, las imágenes muestran la presencia de numerosas superficies de acreción lateral que buzando desde el noreste al oeste (Fig. 8.6). La diversidad de las direcciones de los buzamientos indica la sinuosidad del canal y la acción de los procesos de migración laterales. La reducción de energía que sucede a la migración del canal ha provocado la formación de drapes de arcillas sobre las superficies de acreción (X.262 y X.256,3 pies), mientras que las fluctuaciones en las tasas de descarga han producido el desarrollo de superficies de reactivación y truncamiento (por ejemplo, a X.264,6 pies).

El sistema sedimentológico del canal estuvo dominado por procesos de bajamar que provocaron la migración de las ondas de arena hacia el mar. El proceso generó varios grupos de laminaciones entrecruzadas que buzando hacia el NO, como se puede apreciar en las imágenes. Estos sedimentos se encuentran amalgamados con depósitos de albardón (por ej., a X.275 pies) y apilados verticalmente para formar un yacimiento con una secuencia sumamente compartimentalizada.

La dirección de los buzamientos de los grupos de laminación entrecruzada y de las superficies de acreción lateral sugieren que el canal de marea presentaba una tendencia NNO a SSE. A los X.251 pies de profundidad, las laminaciones entrecruzadas buzando hacia el Sur, es decir hacia tierra, y reflejan la influencia de las pleamares.

En ciertos intervalos (por ejemplo, a X.267,1 pies), las imágenes eléctricas del hoyo también ilustran la presencia de restos de conchillas, de alta resistividad dentro de las areniscas, mientras que en la base de la facies se encuentran clastos de arcilla. El canal contiene numerosos residuos resistivos (por ej., a X.275,2 pies)—debidos al alto porcentaje de conchillas—que actúan como barreras de permeabilidad y aumentan la heterogeneidad de los yacimientos.

Figuras 8.7 y 8.8



Perfiles a hueco abierto de las arenas B-52 y B-6.

Pozo VLC-1184, Area VLC-948-100, Bloque III, Cuenca de Maracaibo

Arenas B-52 (9.479,5 a 9.502,8 pies)

El perfil de rayos gamma en el intervalo mencionado muestra la presencia de una base erosiva y tope abrupto, e indica que la arena está formada por una serie de sedimentos apilados, granodecrecientes (Fig. 8.7). En las imágenes del intervalo comprendido entre 9.500 y 9.502,8 pies (Fig. 8.8), se observa la presencia de sedimentos caóticos, justo por encima de la base erosiva y de los residuos de los canales. Internamente, las areniscas contienen

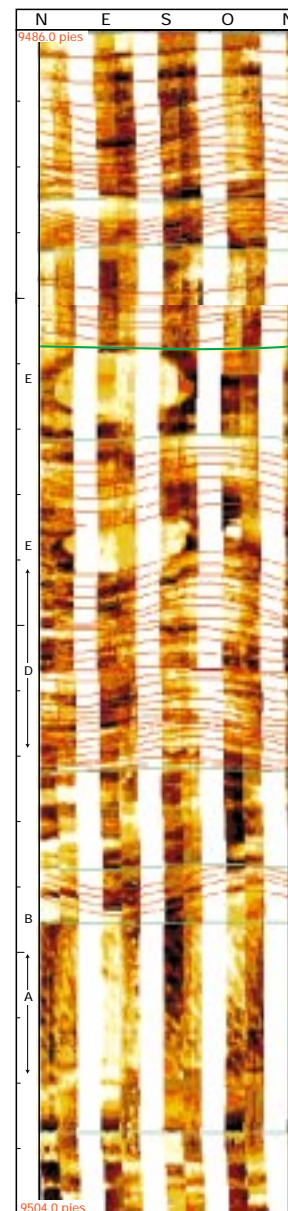


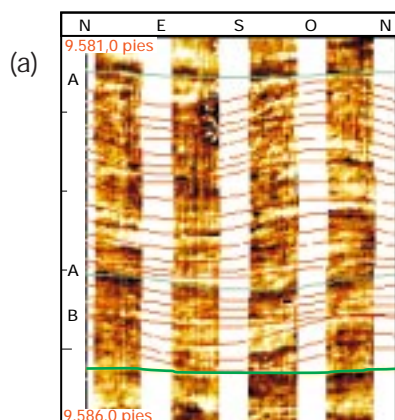
Imagen de la arena B-52 obtenida con la herramienta FMI donde se observan: A=sedimentos caóticos, B=superficies de truncamiento, C=superficies de acreción,



D=grupos de laminaciones cruzadas en la imagen y el núcleo E=cementación de calcita en parches.

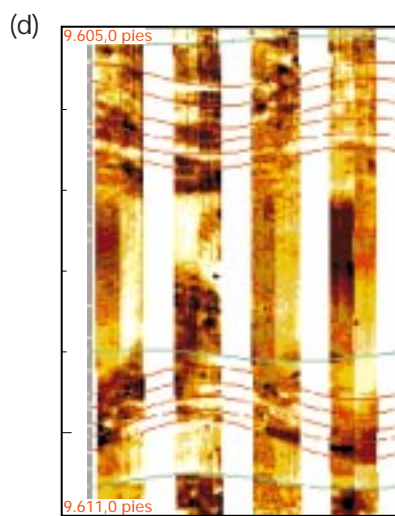
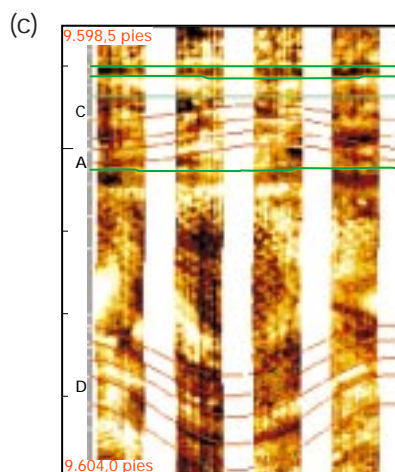
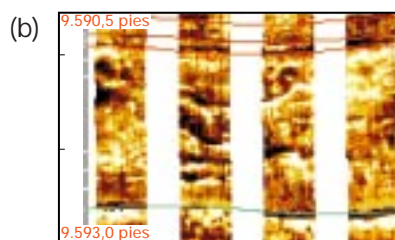
numerosas superficies erosivas y de truncamiento, relacionadas posiblemente con la naturaleza migratoria del canal; por ejemplo, a los 9.488,5, 9.489,2 y 9.497,2 pies, que las dividen en varias unidades sedimentarias, produciendo compartimentos en el yacimiento.

Figuras 8.9a-d



Imágenes de la arenisca B-6, obtenidas con la herramienta FMI. Se observan:

aA=superficies de truncamiento, aB=grupos de laminación entrecruzada de gran tamaño; b=deformación de sedimentos blandos y drapes de arcilla; cA=superficies de truncamiento y drapes de arcillas, cC=grupos menores de laminación, cD=laminaciones entrecruzadas con buzamientos aumentados; d=superficies de acreción lateral buzando hacia el SE (arriba) y hacia el NO (abajo).



Por otra parte, las imágenes muestran varias superficies de acreción que buzando hacia el este y el sureste (desde 9.487 a 9.489 pies). La variabilidad de las direcciones de buzamiento pone de relieve la naturaleza sinuosa del canal, teniendo en cuenta que las superficies de acreción por lo general buzando en forma perpendicular a la orientación del canal.

Es posible que los grupos de laminación entrecruzada que buzando principalmente hacia el NE (9.495 a 9.497 pies), confirmadas por el núcleo (9.495 a 9.497 pies), reflejen la orientación del canal y se hayan generado por procesos de migración de ondas de arena. Por el contrario, las laminaciones entrecruzadas que buzando hacia el SO reflejan una menor influencia de las mareas durante el proceso de sedimentación de esta unidad.

Según indican los registros de densidad (capas duras) y las imágenes (parches lenticulares de color rojo amarillento), existe un proceso de cementación en parches de calcita, a los 9.491 y 9.494 pies de profundidad, posiblemente como resultado de la disolución de restos de conchillas y la reprecipitación de carbonato de calcio en los espacios porosos libres.

Este intervalo se interpreta como un depósito de interacción compleja de sistemas fluviales y de mareas que actúan en un canal, con orientación NNO a SSO (Fig. 8.5, página 8-7). La procedencia de estas areniscas se ubica posiblemente hacia el SSO de este pozo. La parte superior de la facies está formada por sedimentos laminados (9.479,5 a 9.483 pies).

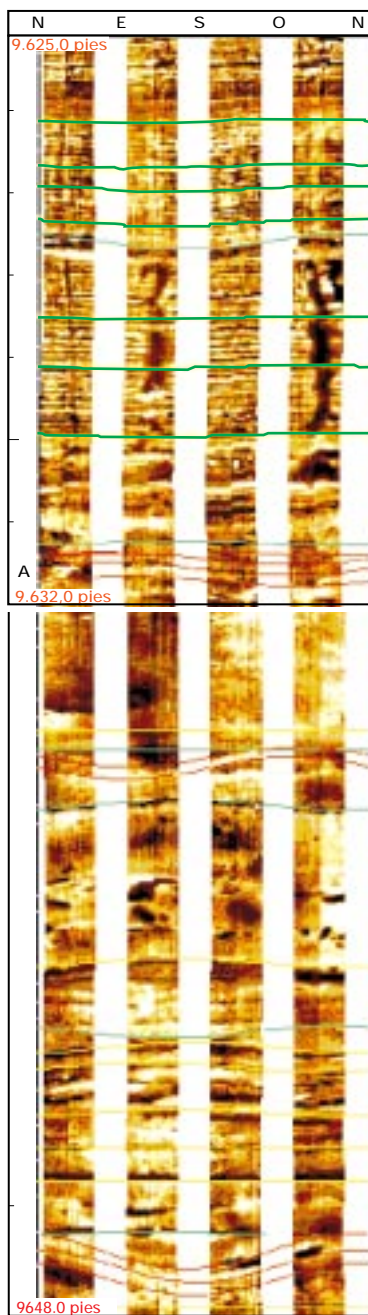
Arenas B-6 (9.567,8 a 9.610,5 pies)

Los perfiles de rayos gamma sobre este intervalo muestran varias unidades grandecrecientes, apiladas, con base erosiva abrupta y tope gradacional, que se encuentran separadas por depósitos de albardón de las llanuras de inundación o llanos de marea.

La facies contiene superficies de acreción que buzando hacia el SE y NO, lo cual refleja la sinuosidad del cauce (Fig. 8.9a). Las direcciones del buzamiento indican que el canal tiene una orientación NE-SO, es decir, en forma perpendicular a la orientación del canal.

Los grupos de laminación entrecruzada de gran tamaño buzando principalmente hacia el SSO, lo cual refleja la migración de ondas de arena bajo la influencia de mareas (Fig. 8.9b). Sin embargo, los grupos de laminación entrecruzada menores, ubicados a 9.600 pies de profundidad buzando al noreste, lo cual posiblemente refleja una influencia fluvial limitada durante la sedimentación de la facies (Fig. 8.9c). En un grupo de laminación entrecruzada ubicado a 9.603 pies de profundidad, la magnitud del buzamiento se ha incrementado posiblemente por efectos de compactación. Estas unidades están limitadas por superficies de truncamiento y drapes de arcilla (por ej. a 9.605, 9.599,2, 9.584 y 9.581 pies). Dentro de los depósitos de residuos de los canales se observa la deformación de sedimentos blandos y la presencia de clastos de arcilla (por ej. a 9.592,5 pies, Fig. 8.9d).

Figuras 8.10 y 8.11



*Imágenes de la arena B-6
obtenidas con la herramienta
FMI y foto del núcleo, donde se
observa un alto nivel de laminación.
A=laminaciones entrecruzadas.*

*Imagen de los sedimentos
subyacentes a la arena B-6.
A=laminaciones entrecruzadas
B=superficies de truncamiento
C=clastos de arcillas.*

Esta facies aparece como depósito de espolones apilados dentro de un canal con orientación NE-SO, bajo una influencia dominante de las mareas, con influencia fluvial limitada (Fig. 8.5, página 8-7).

Los sedimentos subyacentes del intervalo que se extiende desde 9.610,5 a 9.630 pies son llanos de marea sumamente laminados, con actividad biogénica limitada, confirmado por análisis del núcleo (Fig. 8.10).

Arenas B-6 (9.630 a 9.680 pies)

El perfil de rayos gamma en este intervalo muestra sedimentos apilados en una secuencia granodecreciente. La base erosiva tiene un buzamiento pronunciado y presenta un residuo cementado. En la base del canal, los sedimentos son ricos en clastos de arcillas.

La facies contiene superficies de acreción y grupos de laminación entrecruzada, que indican una interacción compleja de sistemas fluviales y de mareas. Las superficies de acreción de los espolones buzaban hacia el NO y SE, lo cual refleja la naturaleza migratoria del canal. Este canal meandroso tiene una orientación NO-SO, como indica la dirección del buzamiento de las superficies de acreción.

Las laminaciones entrecruzadas buzaban hacia el NE y SSE. Las primeras, ubicadas a 9.643 y 9.649 pies, reflejan posiblemente la migración de ondas de arena bajo influencias fluviales (Fig. 8.11), mientras que las que buzaban hacia el SSE y SO—a 9.631 y 9.658 pies—reflejan una influencia limitada de procesos de mareas.

La arena se puede subdividir en varias unidades de sedimentación apiladas y unidades de flujo separadas por depósitos de albardón del canal y depósitos de llanos de marea. Estas unidades se encuentran limitadas por superficies erosivas y de truncamiento. Las imágenes muestran los clastos de arcillas dentro de los sedimentos que se encuentran entre 9.637,5 y 9.643 pies. Estas areniscas se interpretan como depósitos de un canal fluvial con orientación NE-SO que recibió una limitada influencia local de mareas (Fig. 8.5, página 8-7).

EVALUACION DE CARBONATOS FRACTURADOS

Las imágenes eléctricas de las paredes del hoyo contienen datos esenciales para la descripción de los yacimientos fracturados, entre los que se incluyen la detección de las fracturas, su frecuencia, orientación, morfología, origen y atributos. Estos resultados se pueden utilizar posteriormente para comprender los procesos de fracturación en el campo y determinar la ubicación y orientación óptima de los pozos nuevos.

Los ejemplos que se incluyen más adelante muestran la interpretación de carbonatos fracturados en dos pozos desviados, pertenecientes al campo Mara. Las imágenes eléctricas de las paredes del hoyo registradas con una herramienta FMI a lo largo de todo el yacimiento, contienen una amplia variedad de tipos de fracturas con distintas características. Las imágenes obtenidas con el FMI fueron analizadas en la estación de trabajo mediante el programa correspondiente del examinador de imágenes de GeoFrame, que ayuda a interpretar las imágenes de las paredes del hoyo; inferir la orientación de las fracturas y los estratos, y permite efectuar diversas graficaciones de los atributos de las fracturas. A partir de estos resultados se pueden deducir los distintos eventos de los procesos de fracturación.

En las secciones que siguen, se incluye una descripción general de los yacimientos fracturados, una evaluación de los yacimientos fracturados del Campo Mara Oeste, y un comentario sobre la respuesta de la herramienta FMI a las fracturas. En el Capítulo 2 se incluye un resumen general sobre el Campo Mara Oeste.

Generalidades de los yacimientos fracturados

Los yacimientos fracturados constituyen un tipo especial de yacimientos de hidrocarburos. Por lo general son de gran espesor, la porosidad es principalmente secundaria, la distribución de la porosidad y la permeabilidad son irregulares, la producción varía enormemente y pueden o no tener un alto contenido de hidrocarburos. Los yacimientos fracturados muestran grandes diferencias en términos de: 1) los poros de la roca pueden o no contener hidrocarburos y 2) el potencial del yacimiento puede o no ser evaluado mediante registros convencionales a hueco abierto. Lo que ocurre es que la compleja interacción de la fractura, la matriz y los fluidos es de por sí lo suficientemente variable como para que cada yacimiento fracturado constituya un ejemplar único (Watts, 1983).

La evaluación de yacimientos fracturados requiere de una gran cantidad de datos para poder desarrollarlos y optimizar su producción. Para comprender mejor y modelar el sistema fracturado, se deben integrar los datos obtenidos de los núcleos, de las imágenes eléctricas de las paredes del hoyo, de los registros obtenidos a hueco abierto y de las pruebas de producción.

Aparte de los núcleos orientados y las imágenes eléctricas, la mayoría de los sistemas de perfilaje logran apenas indicar la presencia de una fractura pero no tienen la capacidad de realizar un análisis geométrico. En realidad, la detección de las fracturas depende de la resolución vertical de la herramienta de perfilaje. Asimismo, el reconocimiento de fracturas por la pérdida o el aumento del volumen de lodo está relacionada con la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación.

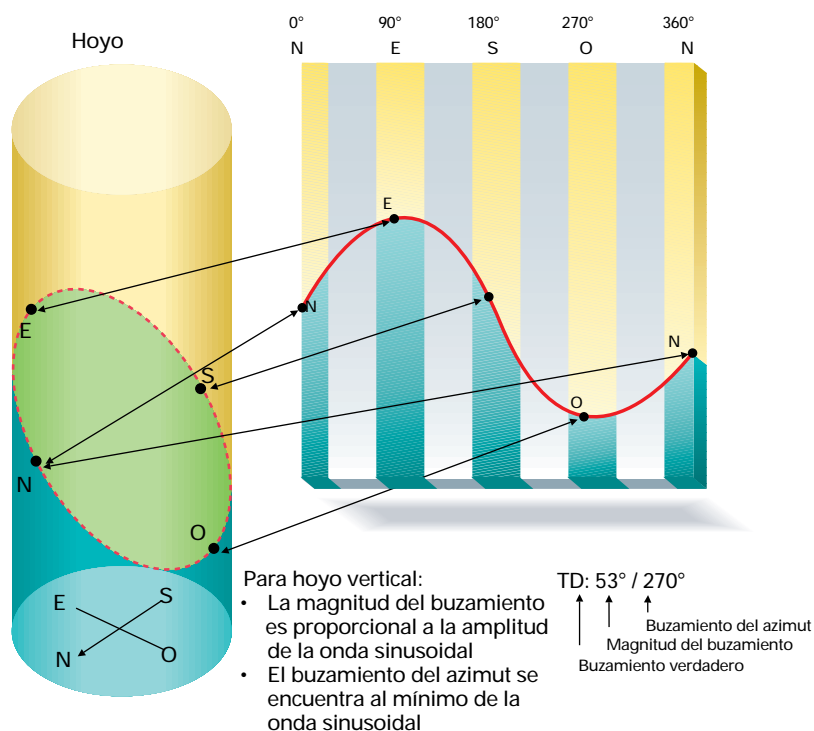
Dentro del conjunto de herramientas de perfilaje, sólo el FMI es capaz de detectar fracturas de tamaño muy variable; desde un ancho similar al grosor de un cabello, hasta una gran fractura abierta. En el esquema de graficación de la herramienta FMI, los eventos de más resistividad aparecen en blanco, y los más conductivos en negro. El resto de los valores de resistividad se grafican mediante un código de diversos colores. Las fracturas abiertas invadidas por lodo aparecen como planos negros con buzamientos altos. Por lo general, las fracturas cementadas que atraviesan la textura de la roca se ven como planos blancos buzantes, debido a que normalmente los minerales que llenan las fracturas son más resistivos que la matriz circundante.

En ciertos casos, las trazas de las fracturas se pueden observar sólo por las imágenes de las caras opuestas de las paredes del hoyo; o bien parecen más anchas en cierta dirección determinada, debido al mejoramiento que provoca la perforación en las fracturas naturales, orientadas en la dirección del esfuerzo principal. Estas trazas también pueden estar conectadas por fracturas inducidas por la perforación y aparecen entonces como una serie de fracturas en zigzag en las imágenes eléctricas de las paredes del hoyo.

Las rocas quebradizas contienen más fracturas que las rocas dúctiles. Existe una serie de factores que pueden afectar la fragilidad de la roca; como por ejemplo el tipo de roca, el tamaño del grano, el tipo de mineral de cementación, la porosidad, la temperatura, el porcentaje de arcilla, la presión confinante efectiva y el grado de esfuerzo. El aumento de la presión confinante efectiva, la temperatura o la reducción del grado de esfuerzo, tienden a incrementar la ductilidad de la roca. Las capas dúctiles y más gruesas tienen fracturas relativamente más grandes, anchas y con mayor espaciamiento bajo la misma situación estructural.

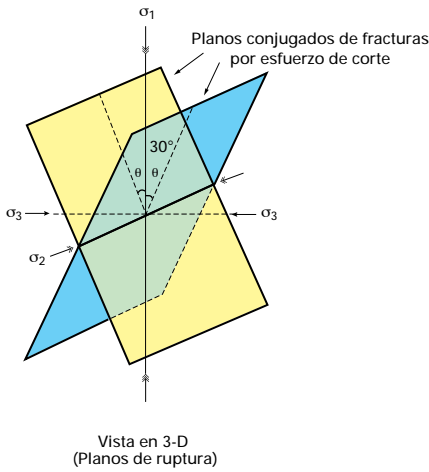
Un buen estudio de los yacimientos fracturados comienza con un análisis exhaustivo de las fracturas en términos de su geometría, origen, morfología, densidad, ancho y porosidad. El examinador de imágenes ha traído aparejado un aumento en la capacidad para estudiar estas áreas.

Figura 8.12



Características que no son estrictamente verticales u horizontales, aparecen como una elipse en las paredes desplegadas del hoyo cuando son interceptadas por el mismo.

Figura 8.13



Para un estado de los esfuerzos, donde $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, existe una tendencia a la formación de dos fracturas de corte y una fractura extensional (paralelas a σ_1 y perpendicular a σ_3).

Análisis geométrico

Las características sedimentarias y estructurales que no son estrictamente verticales u horizontales, aparecen como una elipse en las paredes desplegadas del hoyo cuando son interceptados por el mismo (Fig. 8.12). La inclinación de las elipses en los hoyos verticales refleja la magnitud del buzamiento y la orientación de dichas características. Cuando las imágenes se despliegan en dos dimensiones, las elipses se convierten en ondas sinusoidales en la vista en planta. Con la estación de trabajo del examinador de imágenes es posible medir, en forma interactiva, el buzamiento y la orientación de estas ondas sinusoidales, con un alto grado de precisión.

Para reconocer el régimen de esfuerzo de los sistemas de fracturas, es fundamental definir su buzamiento y orientación. Cuando se determina la trayectoria de un pozo, es necesario conocer la dirección del buzamiento de las fracturas para poder interceptar el mayor número de ellas e incrementar así la productividad del pozo. Asimismo, los estudios demuestran que la producción del pozo se ve sumamente afectada por la magnitud del buzamiento de las fracturas, en especial en las zonas próximas al contacto agua-hidrocarburo.

Procesos de fracturación

Distintas fuentes de esfuerzo pueden provocar distintos tipos y distribuciones de fracturas. Las relacionadas con plegamientos son diferentes de las fracturas relacionadas con fallas, en lo que se refiere a su relación con la conformación estructural, con la orientación y con la distribución originales.

A continuación, se analizarán en más detalle las fracturas relacionadas con fallas y, en particular, las fallas de desplazamiento lateral por su importancia en el Campo Mara.

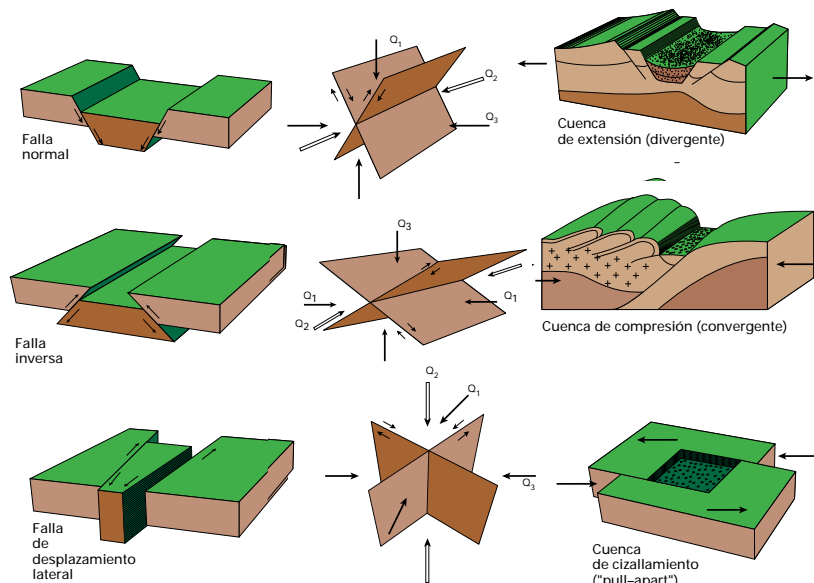
Las fracturas se pueden clasificar en distintos tipos genéticos (Stearns, 1967; Stearns y Friedman, 1972 y Nelson, 1985). Dichas clasificaciones se basan en dos supuestos principales:

- 1) los esquemas de fracturas naturales reflejan fielmente el estado local del esfuerzo en el momento de la fracturación
- 2) desde un punto de vista cualitativo, las rocas del subsuelo se fracturan en un modo semejante al de las rocas de características similares, usadas en el laboratorio bajo condiciones equivalentes.

Por lo general, para cada estado de esfuerzo triaxial $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, existen dos orientaciones de fracturas de cizalla y una orientación de fractura extensional (Fig. 8.13). Las dos fracturas de corte forman un ángulo diedro de alrededor de 60° . El eje de σ_1 es la bisectriz del ángulo agudo, mientras que σ_3 es la bisectriz del ángulo obtuso. El esfuerzo σ_2 actúa en el plano perpendicular al plano que contiene a σ_1 y a σ_3 . La orientación de la fractura de extensión es paralela a σ_1 , y perpendicular a σ_3 . Sin embargo, para que se forme una fractura de extensión, σ_3 debe estar reducido al esfuerzo de ruptura de la roca (Nelson, 1985).

La determinación del régimen del esfuerzo regional se puede ver complicada por variaciones locales y la reactivación de elementos estructurales más antiguos (Willis, 1994).

Figura 8.14



Fracturas relacionadas con fallas provocadas por el mismo régimen de esfuerzo que origina la falla.

Fracturas relacionadas con fallas

Los planos de fallas son, por definición, planos de corte. Las fracturas relacionadas con una falla son provocadas por el mismo régimen de esfuerzo que originó la falla. Por lo tanto, su orientación se puede determinar si se conoce el rumbo de la falla (Fig. 8.14). La inversa también se cumple, es decir que la orientación de la fractura revela el rumbo de la falla y su sentido de corte (Stearns y Friedman, 1972).

Normalmente estas fracturas abarcan áreas reducidas en el entorno del plano de la falla, pero aumentan significativamente la productividad de los pozos perforados en dicho entorno. Para interceptar el mayor número de fracturas, la deflexión adecuada de un pozo depende del comportamiento y los tipos de las fallas (Stearns and Friedman, 1972). Teóricamente, en el caso de planos de fallas con buzamientos bajos (30° o menos), no hay desviación que pueda aumentar el número de fracturas interceptadas.

Las fracturas relativas a la falla en las rocas porosas o plásticas pueden ser impermeables, como resultado de la trituración y formación de sustancias grasosas a lo largo de los planos de la fractura. Resulta muy difícil predecir el número de fracturas que serán generadas por una falla específica. Algunas fallas importantes pueden dar origen a una zona angosta de yacimientos fracturados, mientras que algunas fallas menores pueden desarrollar un área extensa de fracturas de menor escala.

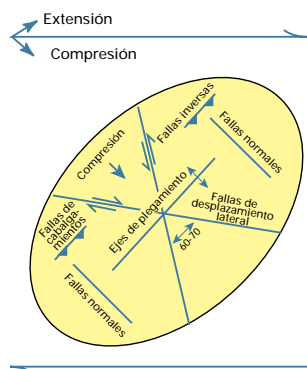
Fracturas relacionadas con fallas de desplazamiento lateral

Por lo general, dentro del dominio de las fallas de desplazamiento lateral, se desarrollan elementos estructurales de acortamiento (plegamientos y cabalgamientos), y de extensión (fallas normales y diques), además de planos de corte casi verticales. Las fallas de desplazamiento lateral prominentes tienen una larga historia que incluye a las rocas del basamento y a la capa sedimentaria suprayacente (Sylvester, 1988).

En 1974, Harding introdujo un modelo general en el que incorporaba elementos estructurales asociados con las fallas de desplazamiento lateral (Fig. 8.15). Un caso clásico comprende bloques que se mueven uno contra otro, paralelamente a la superficie que los separa, y alineados con el vector de movimiento regional.

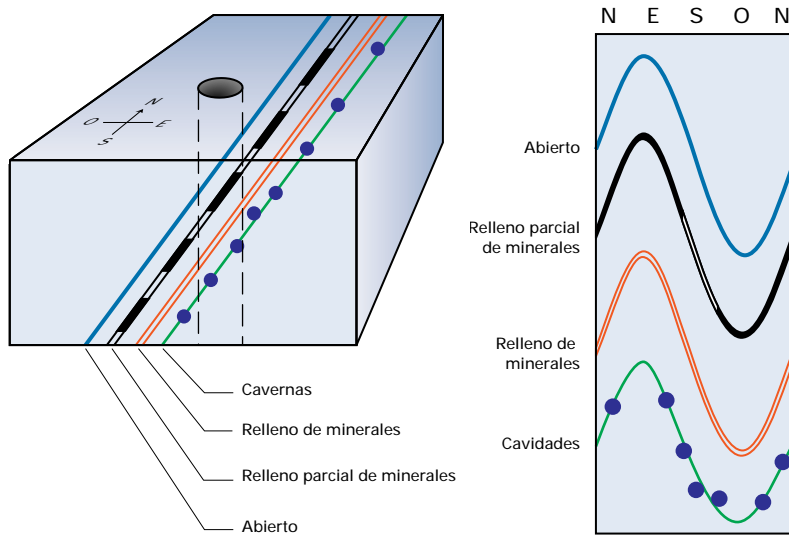
Harding indicaba que el ángulo esperado entre las fracturas conjugadas de corte oscila entre 60° y 70°. La mayoría de las fracturas se desarrollan normalmente dentro de la orientación sintética de la falla y, en un modelo de corte simple, forman un pequeño ángulo agudo con la falla de desplazamiento lateral principal. El número de fracturas de orientación antitética es mucho menor.

Figura 8.15



Elipsoide estirado de fallas convergentes de desplazamiento lateral, ilustrando el rumbo de distintos tipos de fallas (Harding 1974).

Figura 8.16



Los diferentes tipos de morfología de la fractura.

Los plegamientos y los cabalgamientos se desarrollan inicialmente en forma perpendicular al componente de mayor esfuerzo. Sin embargo, los plegamientos se disponen por lo general en un patrón tipo “en-echelon” oblicuo (10° a 35°) con respecto a la zona principal de desplazamiento. La dirección del movimiento horizontal de la falla de desplazamiento lateral, se puede determinar de acuerdo con la dirección de escalonado de los pliegues, es decir, los plegamientos con escalonamiento a la derecha se forman por un movimiento lateral hacia la derecha.

Las fallas directas y las fracturas de extensión se desarrollan en forma paralela a las fuerzas compresionales principales, y aproximadamente a 45° de la zona de desplazamiento principal. El estilo de la conformación estructural de las fallas de desplazamiento lateral, varía entre tipos convergentes y divergentes (Wilcox et al., 1973).

En general, la intensidad y la morfología de las fracturas asociadas con fallas, parece estar relacionada con la litología, la distancia con respecto a los planos de las fallas, los tipos de fallas, la cantidad de desplazamiento a lo largo de los planos de corte, la magnitud de la profundización y el grado de esfuerzo de la roca (Nelson, 1985).

Morfología de la fractura

La morfología de los planos de la fractura se puede definir mediante núcleos, o datos de imágenes eléctricas de las paredes del hoyo. Se reconocen cuatro tipos de morfología (Fig. 8.16), a saber: 1) fracturas abiertas, 2) fracturas deformadas, 3) fracturas cementadas y 4) fracturas con cavidades.

Las fracturas deformadas se forman probablemente durante el proceso de fracturación o poco después. El movimiento a lo largo de los planos de fractura puede aumentar o disminuir los atributos de la fractura, dependiendo de la ductilidad de las rocas.

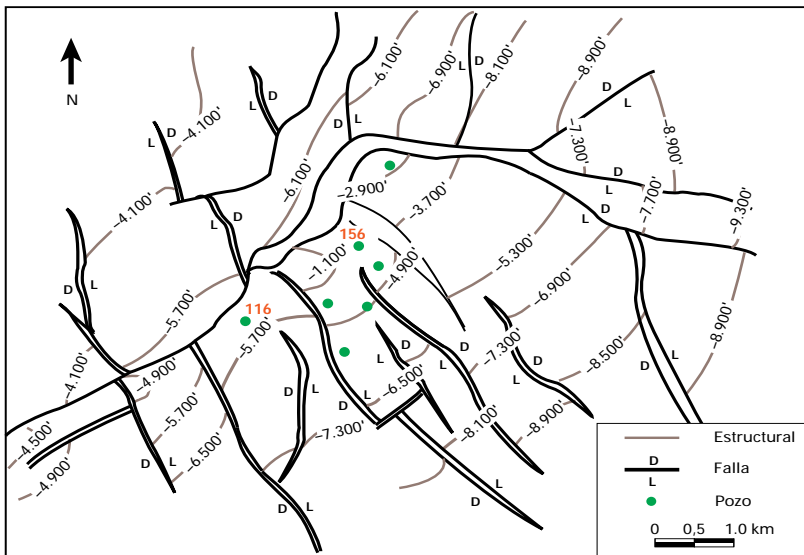
Las fracturas con cavidades se desarrollan cuando circulan fluidos subterráneos, que provocan la disolución irregular de las paredes de la fractura. En los carbonatos, normalmente están asociadas con discordancias y topografía kárstica (Nelson, 1985).

Densidad, ancho y porosidad de las fracturas

La densidad, la longitud y el ancho de las fracturas son los principales datos necesarios, para calcular su porosidad y/o capacidad de almacenamiento de los sistemas fracturados. La densidad de fracturas es el número de fracturas por pie (F/pie) o por metro, calculado en forma perpendicular al plano de las fracturas. Está determinada por el espesor del estrato, la ductilidad, el tamaño del grano y la porosidad de la formación.

El segmento de la fractura graficado en una imagen de hoyo es la longitud de la traza de la fractura. Las fracturas largas parecen tener un ancho mayor en la pared del hoyo y normalmente se encuentran muy espaciadas. Las fracturas más pequeñas y numerosas, presentan la misma orientación que las de mayor tamaño, y son por lo general más angostas, más cortas y se encuentran más próximas entre sí (Nelson, 1985).

Figura 8.17



Mapa de ubicación del campo Mara Oeste.

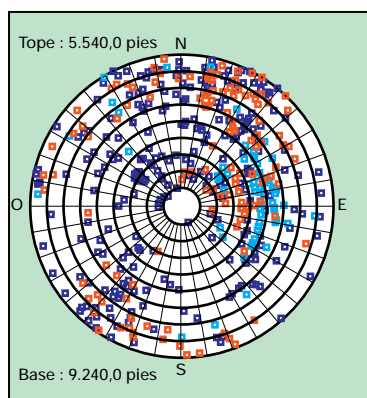
La apertura de la fractura es el ancho de la misma, medida en forma perpendicular al plano de fractura. Las fracturas tienden a cerrarse con la profundidad, principalmente por el aumento de la presión de sobrecarga.

Observada en una imagen eléctrica de las paredes del hoyo, el ancho de la fractura es proporcional a la conductividad del lodo que se encuentra dentro de la misma, y está levemente afectada por la resistividad de las rocas circundantes. El sistema de Visualización de Fracturas FracView (Luthi y Souhate, 1990) compensa este efecto, y permite una determinación precisa de la apertura de la fractura. El programa FracView cuenta con los dos métodos disponibles para calcular el ancho de la fractura. El ancho promedio es simplemente un valor promediado del ancho de la fractura a lo largo de su longitud; y el ancho hidráulico, que representa el promedio cúbico del ancho de la fractura. La porosidad de la fractura se calcula a partir del ancho promedio de cada fractura en la unidad de profundidad (en general 1 pie), considerando el diámetro del hoyo y la cobertura de la pared por parte de la herramienta FMI.

Yacimientos fracturados en el pozo DM-116

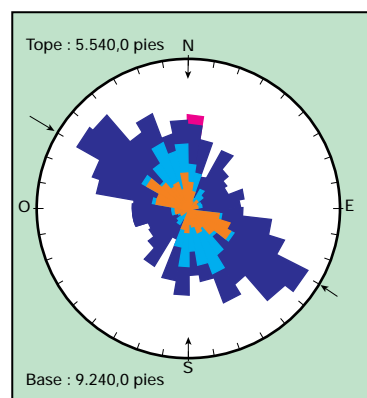
Este pozo fue perforado en el bloque levantado del campo Mara Oeste, y fue desviado aproximadamente 60° a través del yacimiento para probar el bloque deprimido del campo (véase Figs. 8.17 y 8.21). El pozo fue perforado con desbalance, y durante el proceso de perforación se registraron numerosos rastros de petróleo. Las imágenes eléctricas de las paredes del hoyo, sobre los carbonatos fracturados, fueron interpretadas con ayuda del examinador de imágenes y el programa FracView. Los resultados indican la existencia de tres grupos principales de fracturas, clasificadas como abiertas, parcialmente abiertas y cementadas (Fig. 8.18). Las fracturas inducidas fueron identificadas y excluidas de los cálculos. Por lo general, estas últimas son verticales y de rumbo NE-SO, lo cual indica que ésta es la dirección del esfuerzo mínimo.

Figuras 8.18 y 8.19



- : A Fractura (abierta)
- : B Fractura (parcialmente abierta)
- : C Fractura (cementada)

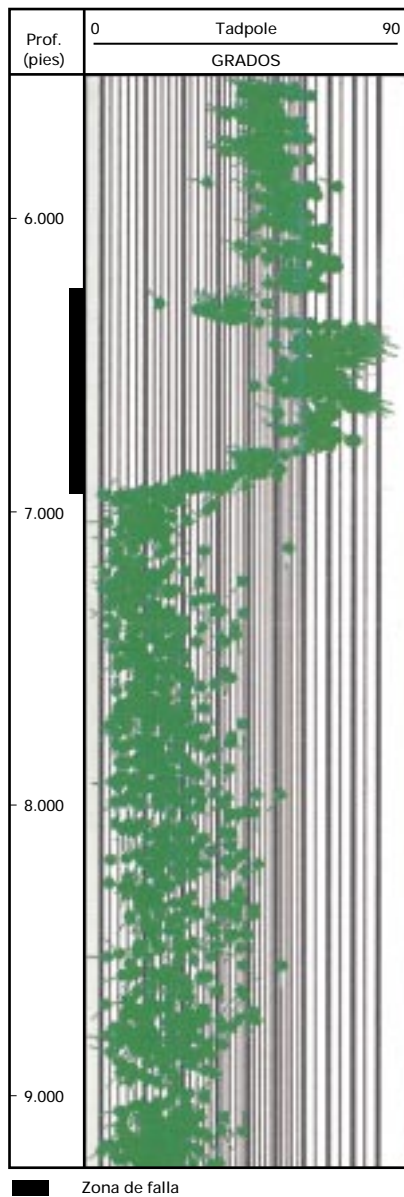
Magnitud y azimut de los distintos grupos de fracturas.



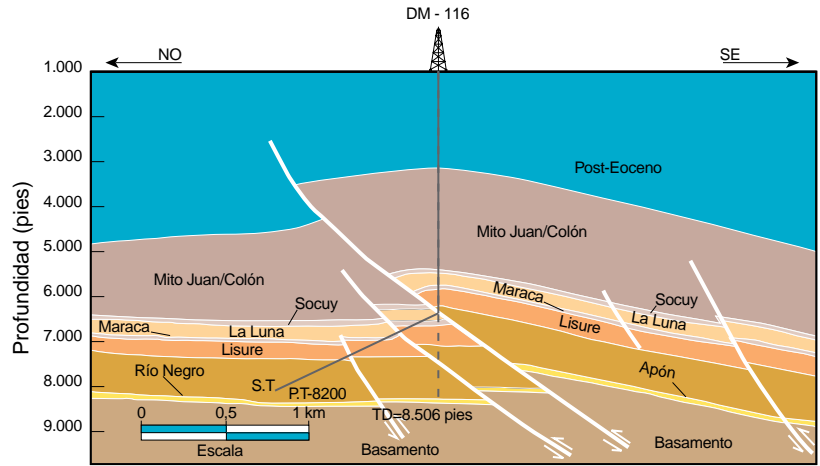
- : A Fractura (abierta)
- : B Fractura (parcialmente abierta)
- : C Fractura (cementada)

Histograma del rumbo de las fracturas.

Figuras 8.20 y 8.21



Magnitud y azimut de los límites de las capas en el Pozo DM-116.



Corte geológico en dirección NO-SE, que incluye el Pozo DM-116.

La mayoría de las fracturas abiertas y parcialmente abiertas buzan hacia el NE, mientras que una minoría de fracturas parcialmente abiertas buza hacia el SE. Sin embargo, las fracturas cementadas buzan mayormente hacia el ENE y poseen un rumbo NNO-SSE. Por lo general, el rumbo de las fracturas es N20°O y N80°O y forman un ángulo diedro de 60° entre ellas (Fig. 8.19).

El pozo atravesó varias fallas, como lo demuestran los cambios dramáticos en el buzamiento estructural, que se observan en las imágenes (Fig. 8.20). Esto es coherente con la posición estructural del pozo, como se observa en el corte geológico NO-SE (Fig. 8.21).

Asimismo, la zona de fallas a través del intervalo comprendido entre 6.175 y 6.940 pies, muestra una lectura de rayos gamma posiblemente relacionada con el alto contenido de uranio presente en los hidrocarburos residuales, sobre los planos de la falla. Esto también sugiere que las fallas no estaban selladas originalmente, y permitían la migración de hidrocarburos antes de que estuvieran saturadas con petróleo pesado y bitumen.

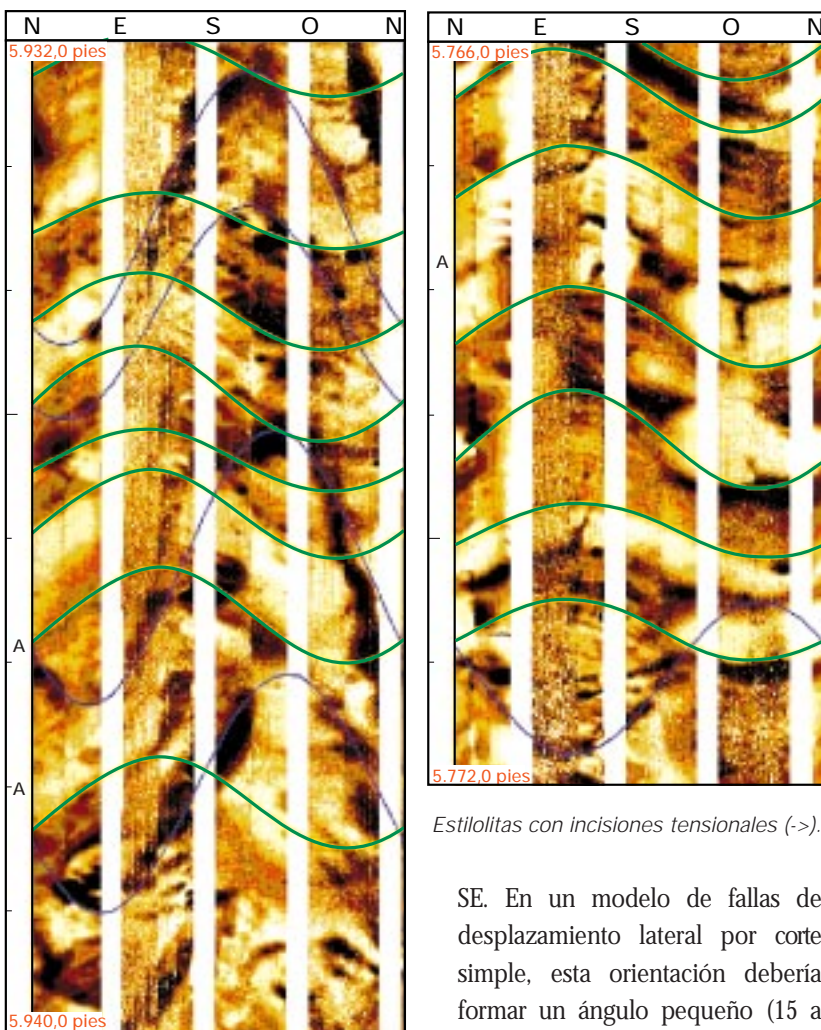
Este estudio demuestra que el ancho de las fracturas tiende a disminuir con la profundidad, probablemente porque las fracturas se encuentran lejos de los procesos continentales, o debido a que se encuentran cercanas a fluidos subterráneos cuya menor circulación hace que ciertos minerales secundarios tiendan a precipitarse en las fracturas.

Los sedimentos ubicados en el bloque deprimido de la falla tienen un potencial limitado y contienen pocas fracturas menores. La elevada presión de sobrecarga relacionada con el sobrecorrimiento del bloque levantado posiblemente inhibió el desarrollo de fracturas. Con la profundidad, la temperatura de la roca aumenta junto con la ductilidad, lo cual provoca la reducción del número de fracturas y limita su potencial.

Fracturas relacionadas con fallas de desplazamiento lateral

La mejor manera de explicar las tendencias de las fracturas, y los elementos estructurales del Campo Mara, es a través de la tectónica de fallas de desplazamiento lateral convergente (véase más arriba y Fig. 8.15, página 8-15). El ángulo ubicado entre los grupos conjugados de corte es de aproximadamente 60°. La mayoría de los rumbos de las fracturas están dentro de la orientación sintética, es decir NO-

Figuras 8.22 y 8.23



Fracturas mejoradas por efectos de disolución (A). En la pista de profundidad de estas imágenes y las subsiguientes, las marcas pequeñas indican incrementos de 1 pie y las más grandes representan incrementos de 5 pies.

Estilolitas con incisiones tensionales (->).

SE. En un modelo de fallas de desplazamiento lateral por corte simple, esta orientación debería formar un ángulo pequeño (15 a 20°) con respecto a la falla de desplazamiento lateral principal. Se observa un número menor de fracturas en la dirección ONO-ESE y en forma paralela a la orientación antitética (Fig. 8.19, página 8-17).

Aparentemente, estas fracturas se originaron por la misma tectónica de desplazamiento lateral convergente que conformó la estructura del Campo Mara. Dicha estructura se encuentra ubicada en forma perpendicular al esfuerzo de compresión principal, de orientación NO-SE. El campo está dividido por varias fallas que presentan una orientación NO-SE y son paralelas a las fuerzas compresionales principales. El Campo Mara limita al oeste con un importante cabalgamiento NE-SO (Fig. 8.17).

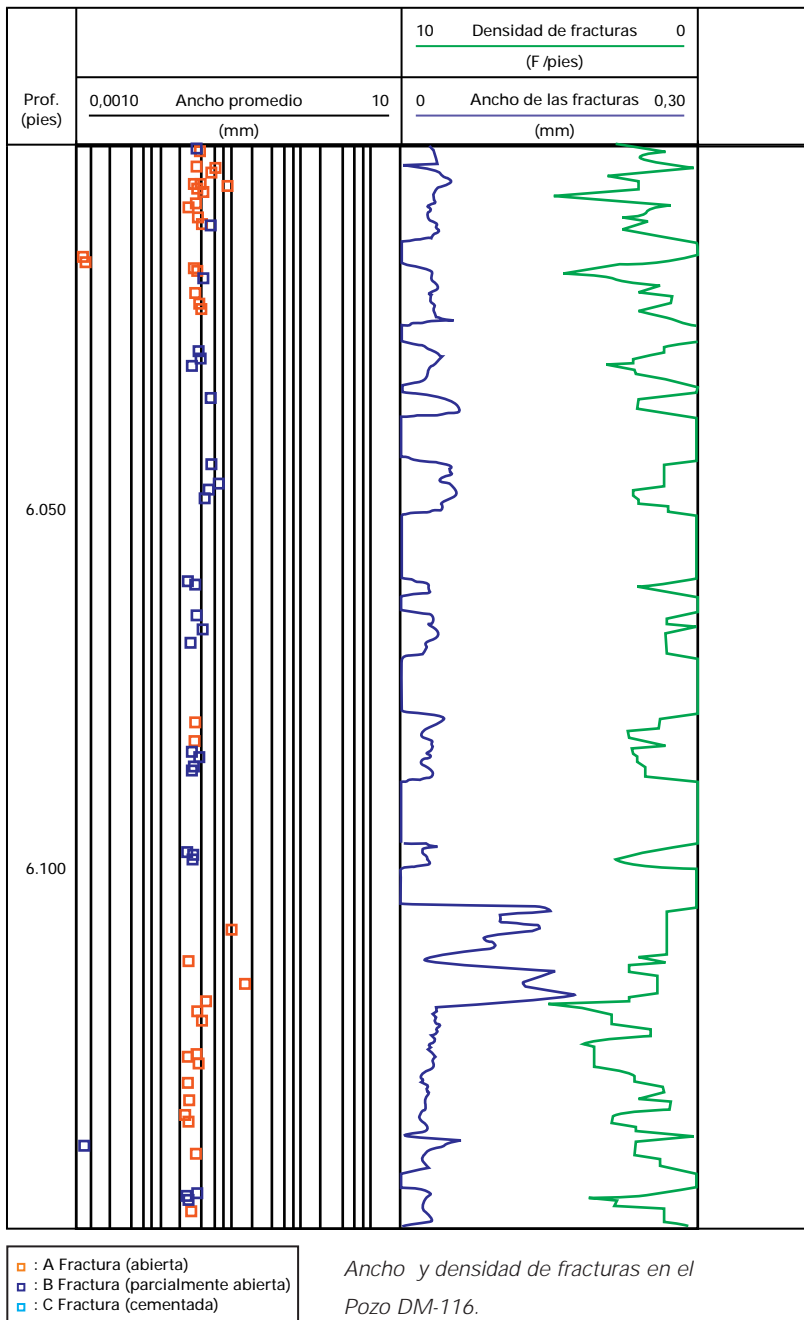
Atributos de las fracturas

Sobre la sección superior de los carbonatos del Cretácico, las imágenes ilustran los efectos de la disolución (Fig. 8.18, página 8-17). Las fracturas abiertas presentan buzamientos con ángulos pronunciados (78° a 82°) principalmente hacia el NE. El ancho aparente de la fractura dentro de este intervalo promedia 0,01 mm. La densidad de fractura oscila entre 2 y 3 F/pie. La morfología de las cavidades se observa en distintos lugares a lo largo de las paredes de la fractura, lo cual indica que la amplitud de algunas de estas fracturas ha aumentado por procesos de disolución. El promedio de porosidad de la fractura es de 0,05%. Se observan procesos de dolomitización y porosidad móldica, que han mejorado las características del yacimiento en algunas zonas de esta sección.

En el intervalo comprendido entre 5.768 y 5.772 pies de profundidad, se desarrollaron estilolitas con incisiones tensionales (Fig. 8.23). Las fracturas del intervalo comprendido entre 5.772 y 6.160 pies tienen aperturas que oscilan entre 0,015 y 0,03 mm (Fig. 8.24). La porosidad de las fracturas en esta zona varía entre 0,01 y 0,05 %.

A pesar de ello, en el intervalo comprendido entre 6.110 y 6.120 pies, el programa FracView detectó valores de porosidad de hasta 0,2%. La densidad de fracturas oscila entre 1 y 3 F/pie, los buzamientos de las mismas son grandes y presentan trazas largas y un ancho considerable. La presencia de tales fracturas, justo por encima del límite principal del cabalgamiento, puede servir para explicar el incremento gradual del corte de agua dentro de este pozo. El agua puede migrar a lo largo del plano de la falla desde las zonas acuíferas más profundas, como la Formación Río Negro (Fig. 8.21, página previa), y a través de fracturas de alto buzamiento hasta alcanzar las zonas con presencia de hidrocarburos.

Figura 8.24



Ancho y densidad de fracturas en el Pozo DM-116.

El intervalo comprendido entre 6.058 y 8.470 pies (profundidad medida) fue probado a hueco abierto, donde se recuperó 115 bppd, de 15°API con 12% de corte de agua.

Yacimientos fracturados en el pozo DM-156

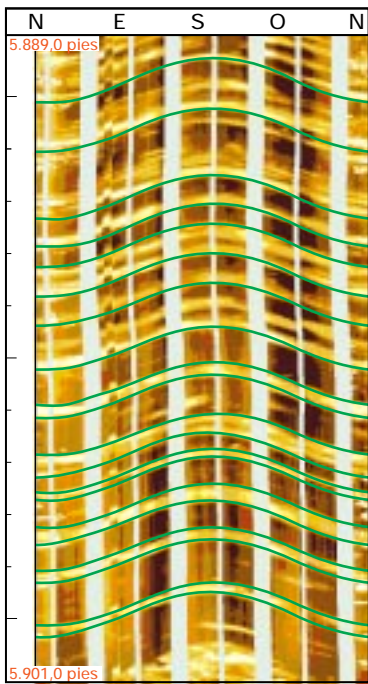
Este pozo fue perforado cerca de una falla directa con tendencia NO-SE (Fig. 8.24). Durante el proceso de perforación, que se realizó con desbalance, se encontraron varios rastros de petróleo.

La sección sedimentaria superior es sumamente laminada y presenta un buzamiento de 10° de magnitud en dirección SSE (Fig. 8.25, próxima página). Las rocas de carbonatos son sumamente fosilíferas, y desarrollaron porosidad por cavidades y móldica por procesos de disolución (por ejemplo, entre 6.365 y 6.413 pies). Los procesos de disolución han mejorado aún más la calidad del yacimiento, al establecer la comunicación entre varias zonas. La porosidad secundaria creada por procesos de dolomitización, también ha mejorado la calidad del yacimiento en este pozo (Fig. 8.26). A 6.075 pies de profundidad se observa claramente la existencia de una falla menor (Fig. 8.27).

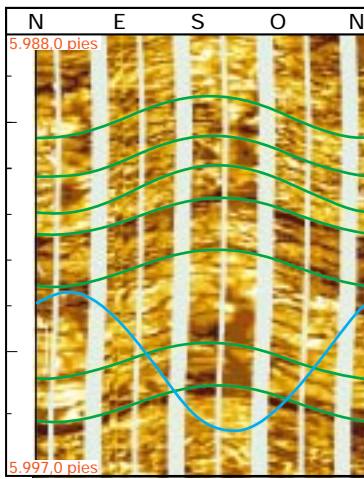
Los datos de imágenes ilustran los diferentes tipos de fracturas. Se identificaron fracturas abiertas y cementadas a lo largo de toda la sección del yacimiento. En varias zonas las fracturas fueron mejoradas por efectos de disolución y/o inducidas por la perforación (Fig. 8.28, próxima página). En el intervalo comprendido entre 6.195 y 7.150 pies (profundidad medida), que fue ensayado a hueco abierto, se recuperaron 3.000 bppd de 14,4°API con un corte de agua del 0,5%.

En los intervalos comprendidos entre 6.064 y 6.072 pies y 6.665 y 6.667 pies, se identificaron fracturas inducidas, que fueron excluidas de los cálculos (Fig. 8.27). En diversas zonas se observaron fracturas de sinéresis (Fig. 8.29, próxima página).

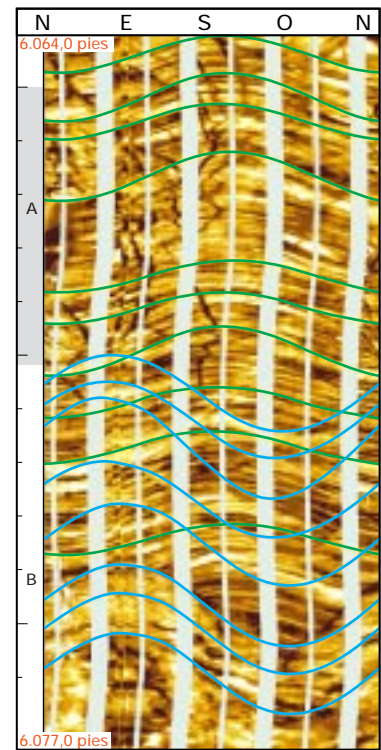
Figuras 8.25, 8.26 y 8.27



Secuencia de laminaciones buzando hacia el SE.

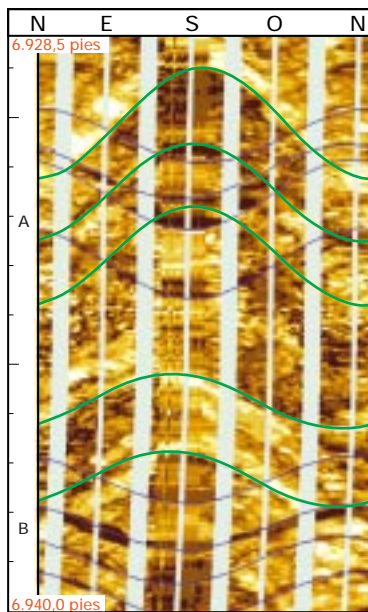


Dolomitización en el Pozo DM-156 (indicada por nódulos blancos).

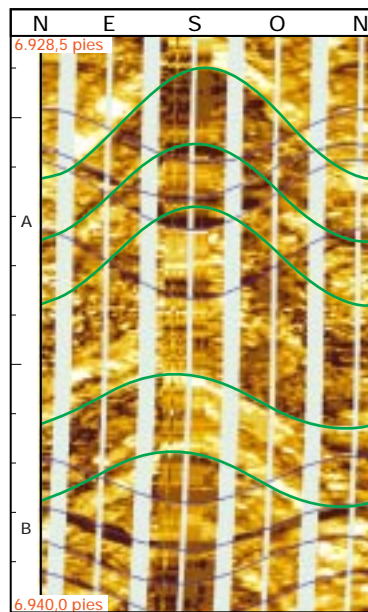


Fracturas inducidas (!) y una falla menor (A).

Figuras 8.28 y 8.29



Fracturas abiertas (->) y fracturas mejoradas por disolución (=>).



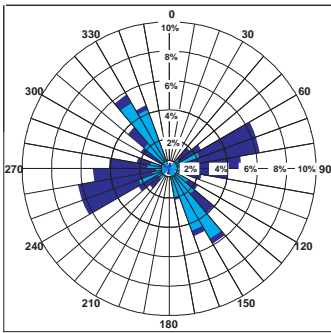
Posibles fracturas de sinéresis causadas por esfuerzos originados por el escape de agua y la compactación.

El rumbo de las fracturas es hacia el NO-SE y NE-SO (Fig. 8.30) y forman un ángulo agudo de 70° entre ellas. Las fracturas naturales están controladas por finas capas de lutitas (Fig. 8.31). Los resultados indican que el rumbo de las fracturas cementadas está dentro de las orientaciones de las fracturas abiertas.

Conclusiones

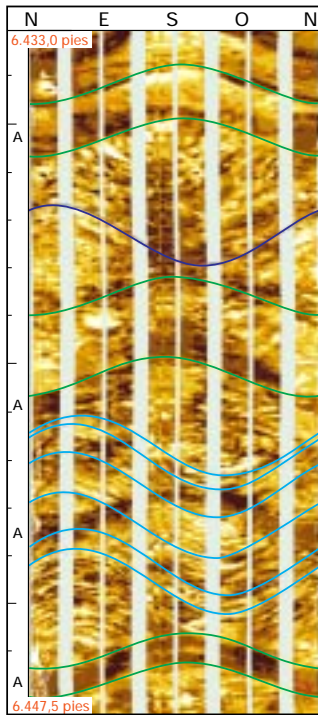
Dentro de los carbonatos del Cretácico en los pozos DM-116 y DM-156, se determinó que las fracturas, que forman ángulos diedros de 60° a 70°, presentan dos orientaciones dominantes (NO-SE y ENE-OSO). La orientación de las fracturas en estos pozos sugiere que los esfuerzos relacionados con la falla de desplazamiento lateral convergente iniciaron el desarrollo de las mismas. Posiblemente, la orientación de la falla de desplazamiento lateral sea ONO-ESE.

Figura 8.30



Orientación de las fracturas en el Pozo DM-156.

Figura 8.31



Zona altamente fracturada. Las extensiones de las fracturas están controladas por capas delgadas de lutitas.

El componente del esfuerzo máximo tiene una orientación NO-SE, mientras que el del esfuerzo mínimo se orienta en la dirección NE-SO y en forma paralela a la elongación del anticlinal del Campo Mara.

El pozo DM-116 atravesó la zona de sobre-corrimiento ubicada al noroeste del mismo. La presencia de una zona de fallas que comprende varios bloques menores, ha quedado demostrada por los altos valores de la curva de rayos gamma.

Los pozos que se encuentran más próximos a las fallas importantes, encontraron un mayor número de fracturas con mejores atributos. Sin embargo, las fracturas (abiertas, parcialmente abiertas y cementadas) ubicadas dentro de los pozos estudiados, no presentan una orientación preferencial. En estos pozos, aparentemente, el ancho de la fractura oscila entre 0,01 mm y 0,1 mm, mientras que el promedio de porosidad de las rocas fracturadas es de 0,1%. Es muy probable que el daño de la formación, ocurrido durante las operaciones de perforación y pruebas afecte la calidad del yacimiento en estos pozos.

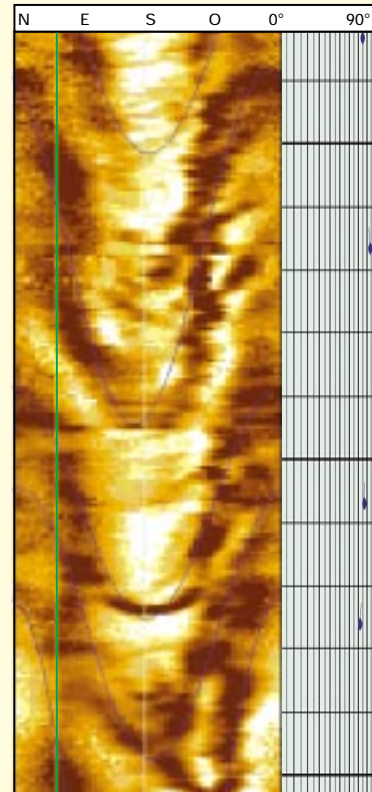
Existen fracturas inducidas en la dirección del esfuerzo principal, con rumbo paralelo al componente del esfuerzo mínimo. Estas fracturas pueden conectar las fracturas naturales y mejorar la red de drenaje en las paredes del hoyo.

Las imágenes muestran varias zonas de porosidad intergranular, intragranular y por cavidades dentro de estos pozos. Los procesos de disolución mejoraron la porosidad efectiva en estas zonas y, en algunos casos, han creado una red de fracturas con buenas condiciones de permeabilidad.

Los procesos de dolomitización contribuyeron también al mejoramiento de la porosidad y de la permeabilidad de ciertas zonas. Dichos procesos y el cierre de las fracturas alineadas en ciertas direcciones y a determinadas profundidades, crearon numerosos compartimentos dentro de este sector del yacimiento, que por esta razón, presenta espesores productivos variables.

Imágenes de fracturas al pie del pozo

Es posible obtener imágenes de fracturas durante la perforación con la herramienta RAB (Capítulo 4-4). Esta herramienta efectúa mediciones de resistividad azimutales, de modo que cuando la sarta de perforación se encuentra en rotación, se pueden registrar imágenes de resistividad de la pared del hoyo. La imagen de la figura de abajo muestra fracturas detectadas por la herramienta RAB en el Pozo DM-157. El buzamiento y la inclinación de la fractura se muestran a la derecha de la figura. El buzamiento se computó en forma interactiva en una estación de trabajo. Sin embargo, es posible también efectuar computaciones y despliegues al pie del pozo. La línea verde indica la dirección del pozo según lo indicado por la herramienta de inclinometría incluida en la sarta de perforación.



PERFIL SISMICO VERTICAL CON DESPLAZAMIENTO MULTIPLE EN UN POZO VIEJO

En un antiguo pozo productor ubicado en un área de geología compleja, se obtuvieron cuatro perfiles sísmicos verticales (VSPs), con desplazamiento múltiple entre el emisor y el pie del pozo. La interpretación geológica se basó sólo en los VSPs, pues no se disponía de datos sísmicos de superficie.

Los objetivos de esta adquisición de datos sísmicos fueron: a) obtener una imagen sísmica con resolución vertical y lateral suficiente para identificar todas las fallas de orientación noreste, b) determinar la continuación del objetivo en dirección noreste, y c) identificar posibles areniscas por debajo de las ya conocidas.

El análisis de la imagen final migrada de los VSPs indica la existencia de una falla inversa ubicada a unos 300 pies del pozo. Esta falla muestra que el área se encuentra dividida en dos bloques principales, los que muy probablemente están desconectados en los niveles productivos. Asimismo, las reflexiones más profundas son demasiado débiles para

detectar cuerpos arenosos, cuya porosidad es suficiente para ser considerados como portadores de reservas petrolíferas adicionales.

Marco geológico

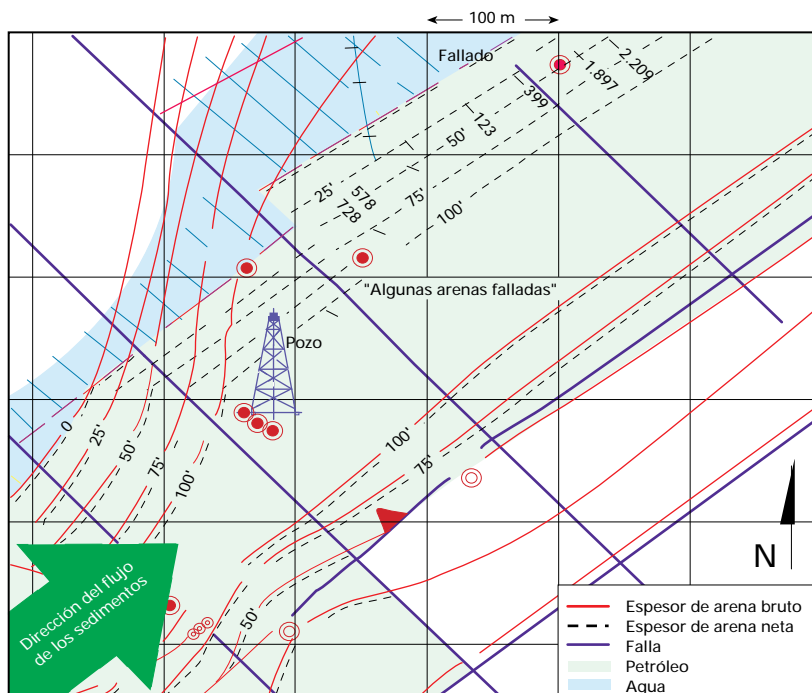
El yacimiento está ubicado a una profundidad promedio de 1.300 pies y corresponde al Plioceno. Ya ha acumulado varios miles de barriles de petróleo producidos por pozos perforados al suroeste. El entorno sedimentario se puede definir como canales en un abanico deltaico, con tendencia del suroeste al noreste, con el área de aporte al suroeste (Fig. 8.32). Se supone que esta tendencia se mantiene hacia el noreste, y la compañía operadora continuará la exploración del yacimiento hasta que las areniscas se reemplacen por lutitas o se tornen totalmente acuíferas.

El yacimiento presenta fallas, y cada una de ellas tiene un contacto agua-petróleo diferente. Las areniscas más superficiales también son petrolíferas, pero no son tan productivas como las de la zona de interés. Las areniscas más profundas, por el contrario, son acuíferas.

Simulación del VSP por trazado de rayos

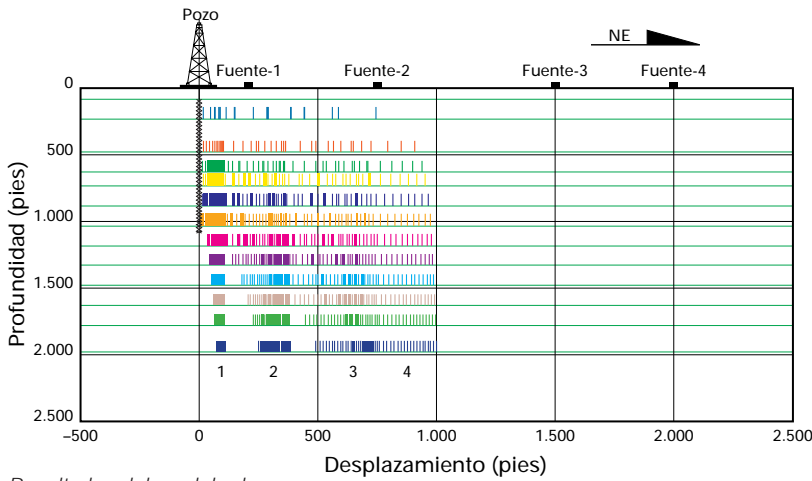
Para determinar el número adecuado de ubicaciones de los emisores y la profundidad de las estaciones receptoras, se realizaron simulaciones por trazado de rayos. Antes de comenzar, se construyó un modelo estructural, utilizando la información existente (Fig. 8.33). Esta interpretación muestra un gran anticlinal con orientación noreste-suroeste. Los VSPs deberían estar orientados hacia el noreste (la dirección de la investigación) para estudiar la presencia de fallas y la continuidad lateral de la secuencia arenisca-lutita en el intervalo de interés.

Figura 8.32



Ubicación de los pozos, espesores totales y netos según los mapas, antes de correr el VSP con desplazamiento múltiple.

Figura 8.33



Resultados del modelo de trazado de rayos sísmicos, indicando la cobertura desde cada fuente y a diferentes niveles.

La simulación por trazado de rayos indicó que, para obtener la mejor cobertura lateral, conviene seleccionar cuatro ubicaciones emisoras con un desplazamiento dado para cada una. Sería suficiente contar con un VSP de desplazamiento prácticamente cero (o sea con el emisor a 200 pies del pie del pozo) para la correlación y los estudios de velocidad, y uno con desplazamiento de 2.000 pies, para estudiar la continuidad lateral de la secuencia de areniscas y lutitas. Sin embargo, en este último VSP, la cobertura en el subsuelo para cada reflector sería pobre en el entorno del pozo debido a la refracción. Por lo tanto, se recomendó utilizar otros dos desplazamientos intermedios—seleccionados a 750 y 1500 pies—para mejorar la cobertura en el subsuelo. En la Fig. 8.33 se muestran la cobertura lateral definitiva y la cobertura en el subsuelo proporcionados por la geometría de adquisición sugerida.

Herramienta de perfilaje

La herramienta de sísmica utilizada para la adquisición de datos es la herramienta Combinable de Adquisición Sísmica CSAT*, la cual transmite las señales sísmicas registradas en el geófono a la superficie en forma digital. Esta herramienta presenta una arquitectura modular, que permite el uso de un módulo sensor pequeño y liviano, que hace que la herramienta sea, desde el punto de vista sísmico, más sensible a las señales de interés y menos a las no deseadas, por ejemplo las ondas tubo. Este módulo sensor está desacoplado del cuerpo principal de la herramienta, y se acopla fuertemente contra la pared del pozo.

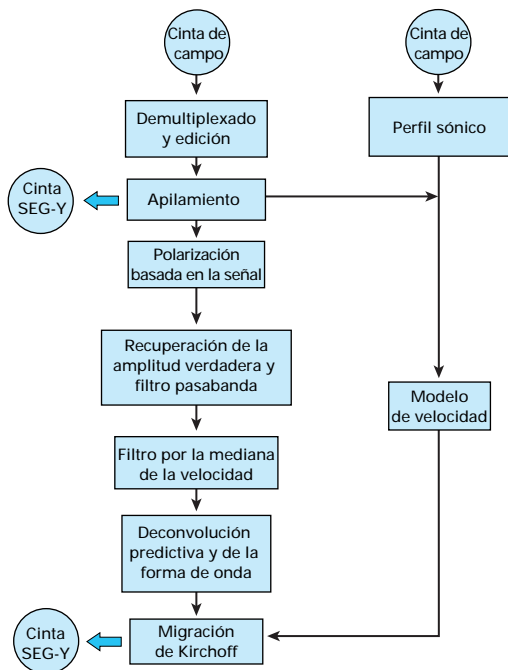
El sensor consta de un arreglo de geófonos triaxiales, ortogonales entre sí, en un sistema montado sobre suspensiones cardánicas. Un cuarto geófono y un vibrador—también montados en el módulo—permiten realizar un exhaustivo control de calidad en sitio durante el proceso de adquisición de datos.

Adquisición de los VSPs

Se seleccionó la dinamita como fuente sísmica, ya que permite el mejor contenido de frecuencias con el mayor índice señal/ruido posible y, al mismo tiempo, se puede operar con facilidad aún en condiciones adversas o irregulares (topografías pantanosas o albuferas).

Sin embargo, para cada VSP con un desplazamiento fijo, se diseñó un arreglo de disparos adecuado. Se colocó una carga de dinamita (de 1 kg cada una) a 18 pies de profundidad en cada uno de los 30 pozos de disparo, que se encontraban dispuestos en un arreglo de grilla regular de 5 por 6 pozos, de 3 m de lado. Esto permitió 30 disparos para cada desplazamiento.

Figura 8.34



Cadena de procesamiento BORSEIS, para los perfiles VSP con desplazamiento distinto de cero.

Las condiciones del pozo no permitieron que la herramienta sísmica descendiera a más de 1.010 pies de profundidad, de modo que las estaciones de VSP están ubicadas entre los 1.010 y los 200 pies, separadas entre sí por intervalos de muestreo de 40 pies.

Procesamiento

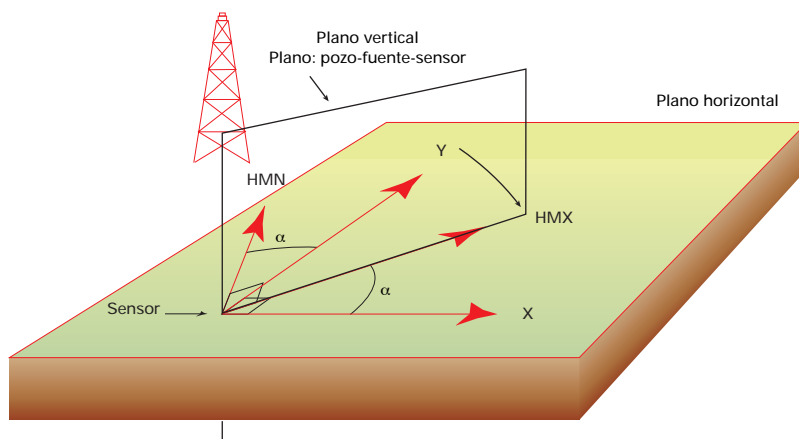
A cada uno de los VSP con desplazamiento distinto a cero, se le aplicó una cadena de procesamiento convencional para una geometría con esas características (Fig. 8.34). Durante el proceso de adquisición, la herramienta va rotando y, por lo tanto, los componentes horizontales en cada estación quedan orientados en forma arbitraria. Debido a ello, para facilitar el procesamiento posterior e inmediatamente después de la carga de los datos, dichas componentes horizontales deben orientarse correctamente con respecto a un determinado sistema de coordenadas de referencia, mediante un método basado en la

polarización de la señal. En la Fig. 8.35 se observa el sistema de coordenadas en el plano vertical y horizontal. La Fig. 8.36 muestra los datos correspondientes a la fuente en la posición 2, una vez reorientado el sistema de coordenadas de cada estación, de acuerdo al de referencia.

Los eventos sísmicos dominantes en el campo de ondas VSP, fueron las ondas compresivas P. Los primeros 500 msec después del primer arribo compresivo no estaban afectados por la conversión de modo, lo cual permitió obtener por lo menos 1 segundo (tiempo doble) de datos—que equivalen a 3.000 pies—libres de cualquier evento atribuible a la conversión de modo. Por lo tanto, no fue necesaria la separación de la onda P de las S, que podría distorsionar los resultados.

El filtrado de velocidad, el paso siguiente en la cadena de procesamiento del VSP, estaba destinado a separar las ondas ascendentes de las descendentes. Esta separación se realizó en el dominio del tiempo, teniendo en cuenta la distancia al emisor. Se utilizó una ventana de coherencia de nueve trazas para ayudar al programa a diferenciar entre energía ascendente y descendente. En la Fig. 8.37 se observan los datos del VSP después de la separación de velocidad, para el registro con la fuente en la posición 2.

Figura 8.35

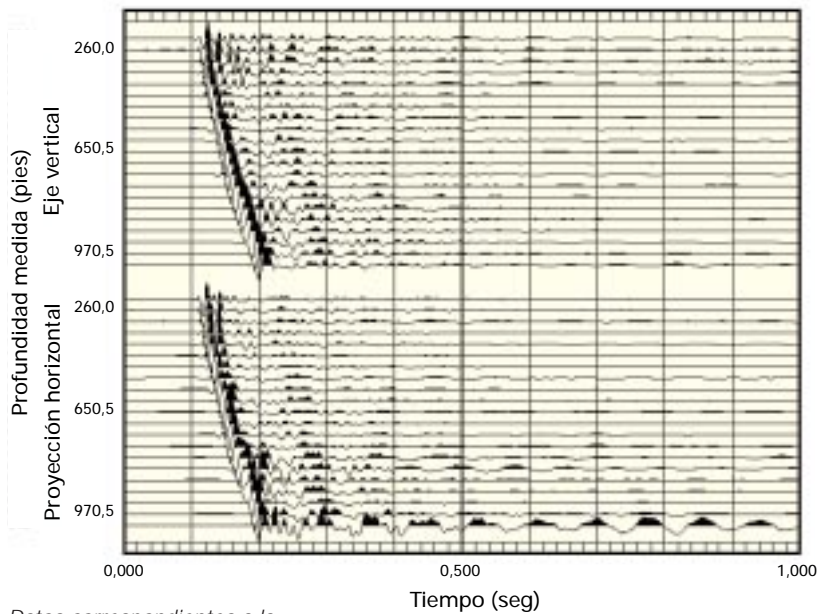


Reorientación de las señales medidas (X e Y), en función del sistema de coordenadas de referencia (HMX y HMN).

Deconvoluciones predictiva y de simulación de ondícula

Se supone que los trenes de onda descendentes registrados en el geófono, a una cierta profundidad en el pozo, constituyen la fuente sísmica que genera todos los trenes de onda ascendentes. Una vez que la energía ascendente se separó de la energía descendente, fue necesario utilizar un filtro de deconvolución de Wiener-Levinson, para remover todas las múltiples generadas entre el emisor y el geófono ubicado en el pozo.

Figura 8.36



Datos correspondientes a la fuente en la posición 2 en el eje vertical y su proyección sobre la horizontal.

En efecto, el filtro de deconvolución se diseñó traza por traza a partir del tren de onda descendente, y luego se aplicó a todas las trazas, tanto a las que contienen los trenes de onda ascendentes como los de ondas descendentes. Del mismo modo, se diseñó otro filtro del tipo Wiener-Levin, para

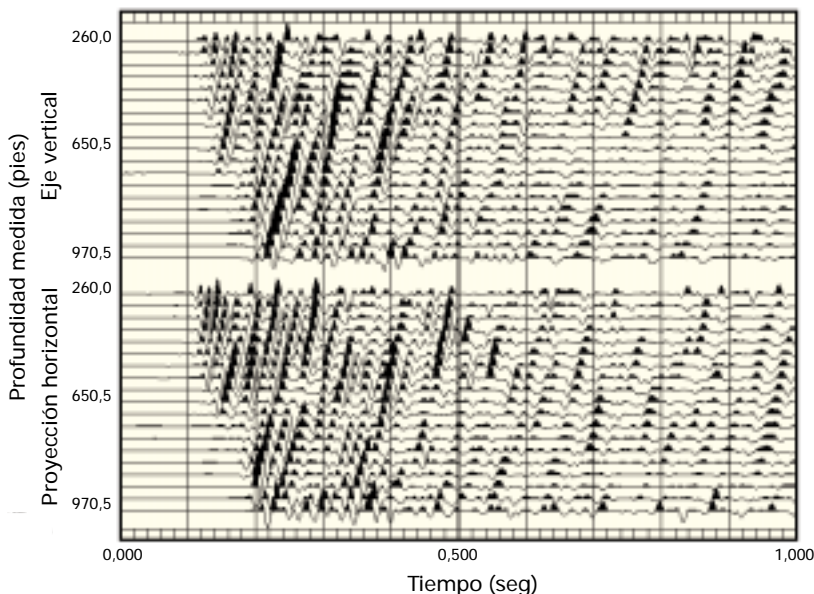
recomponer la sísmica resultante con una ondícula simétrica de fase cero.

Después del proceso de deconvolución, el tren de onda ascendente contenía las reflexiones efectivamente causadas por la señal deconvolucionada, que se propagó en forma descendente a través de la formación (Fig. 8.38, próxima página).

Migración

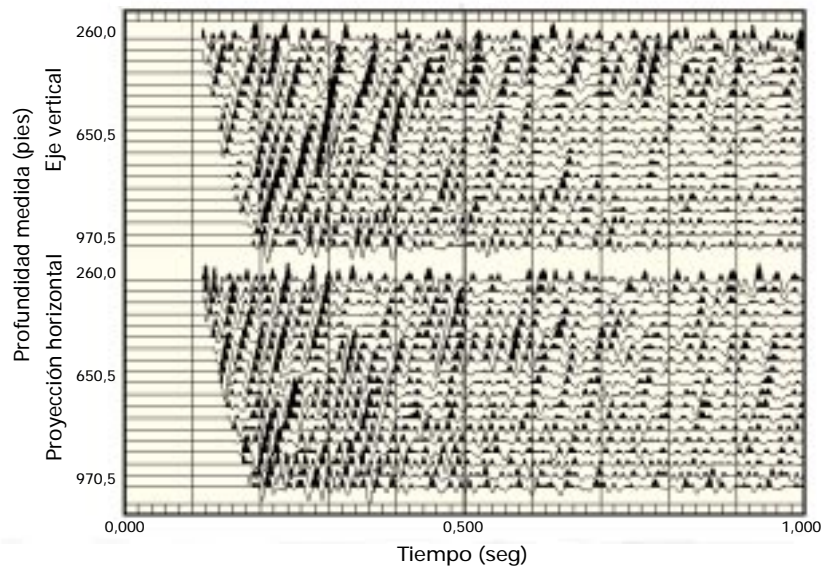
La integral de Kirchoff se utilizó para obtener una imagen simultánea migrada de todas las trazas del VSP, para cada ubicación con desplazamiento del emisor. Según la integral de Kirchoff, para una geometría determinada (la posición relativa de los emisores y los receptores para todos los desplazamientos) y para un modelo de velocidad dado (la estructura simplificada fue tomada en cuenta dentro del modelo de velocidad), cada punto del subsuelo fue representado como enviando un rayo desde un determinado punto que actúa como fuente (X, Y). Luego se recibió, reflejado, en un determinado punto de recepción (X', Y'), que corresponde al pie del pozo. Este rayo se propagó hacia abajo a través del modelo de velocidad, aplicando la ley de Snell y el principio de Huygens. Se computó la trayectoria del rayo, que va desde el punto de origen hasta el punto de recepción, para el modelo de velocidad real, y también para una amplia variedad de valores de buzamiento. Si el punto migrado corresponde a un reflector verdadero (por ejemplo, el punto imagen describe una hipérbola), luego la suma de las amplitudes dará como resultado una energía coherente. Si no hubo ningún reflector en el punto imagen, la suma debería ser cero. En la Fig. 8.39 (próxima página) se muestra la imagen migrada en amplitud real y referida al plano de referencia sísmico—en este caso, el nivel del mar—con polaridad SEG normal.

Figura 8.37



Datos correspondientes a la fuente en la posición 2, después de la separación de velocidades.

Figura 8.38



Datos correspondientes a la fuente en la posición 2, después de la separación de velocidades y la deconvolución.

Figura 8.39

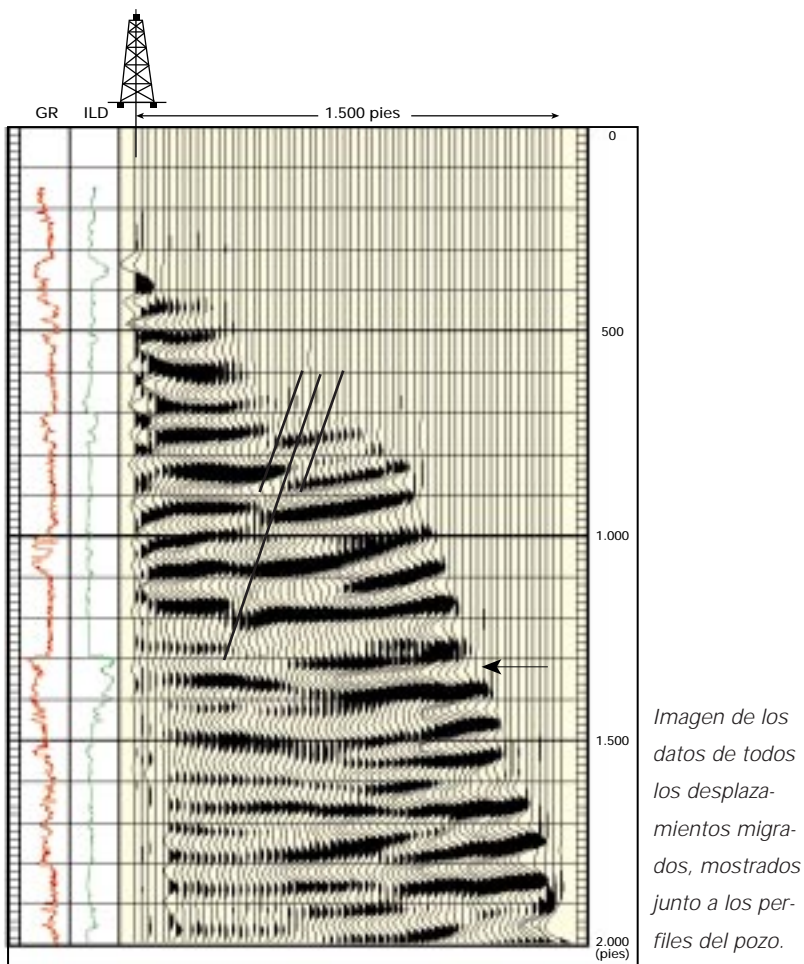


Imagen de los datos de todos los desplazamientos migrados, mostrados junto a los perfiles del pozo.

Resultados

Todos los VSPs con desplazamiento múltiple han obtenido buenos resultados, en lo que respecta al contenido de frecuencias y a la relación señal-ruido. Estos dos factores se debieron a la alta calidad de la fuente sísmica utilizada en el proceso de adquisición de datos, y a la poca profundidad relativa de la secuencia de areniscas y lutitas que se estaba estudiando.

En comparación con el modelo de trazado de rayos, la refracción correspondiente al desplazamiento más lejano no resultó tan grande como era de esperar, debido a una capa de alta velocidad encontrada cerca de la superficie.

Los primeros 1.500 pies de la formación (Fig. 8.39) pueden caracterizarse como una secuencia estratigráfica relativamente paralela, dividida en dos bloques por una importante falla inversa (plano de falla subvertical) localizada aproximadamente a 300 pies del pozo. El rechazo de la falla es relativamente pequeño, de modo que a la profundidad del yacimiento (1.300 pies) esta falla no debería interrumpir la continuidad lateral del cuerpo arenoso.

Los valores de amplitud relativamente bajos sugieren que esta secuencia estratigráfica no se extiende más allá de los 1.500 pies de profundidad. Los datos de los perfiles confirman este resultado. Sin embargo, es posible observar reflectores lejos del pozo, lo cual indicaría la presencia de más secuencias arenas-lutitas en esa dirección.

Conclusiones

Se registró un VSP con desplazamiento múltiple en un viejo pozo productor. La buena calidad de los resultados de los datos VSP, y en especial de la versión migrada convertida a profundidad, permitieron concluir lo siguiente:

- Las resoluciones verticales y horizontales de la imagen migrada permiten identificar con claridad el tope y la base de las areniscas que constituyen la zona de interés. Este cuerpo arenoso también se puede correlacionar lateralmente a ambos lados del plano de falla
- Se puede definir la presencia de una importante falla inversa por los cambios geométricos laterales de los cuerpos. No se sabe ciertamente si esta falla puede causar cambios laterales abruptos en la permeabilidad, dado que se observa un rechazo pequeño
- Las areniscas de interés de este estudio, continúan del otro lado de la falla, y presentan importantes variaciones de amplitud
- En estas circunstancias la perforación de pozos horizontales es muy riesgosa, debido a la presencia de una falla muy cercana al pozo. Por lo tanto, se consideró que una manera más segura de buscar reservas adicionales de petróleo, consistía en perforar un pozo vertical a través del segundo bloque ubicado a la derecha de la falla. Este pozo podría también investigar los eventos sísmicos profundos (por debajo de los 1.500 pies).

COMPLEMENTO DE UNA SISMICA DE SUPERFICIE INSUFICIENTE

Una importante aplicación de los VSPs con desplazamientos múltiples es la obtención de datos en áreas en las que la sísmica de superficie no ha dado resultados satisfactorios. Uno de estos casos es el campo Orocual, en la Cuenca de Maturín. El yacimiento principal es la Formación Las Piedras, de edad Pliocena, que produce petróleo (12 a 29°API), de arenas que se encuentran entre 2.000 y 8.000 pies de profundidad.

La topografía de la superficie por encima del campo Orocual es muy accidentada. Durante la última etapa de sedimentación, en el Cuaternario, se depositaron en esta área sedimentos ricos en laterita. Este sedimento se erosiona con facilidad durante la estación de las lluvias, que provocan enormes depresiones de varios kilómetros de diámetro y hasta 200 m de profundidad. Estas depresiones por lo general están cubiertas por un bosque salvaje que, en combinación con la topografía, dificultan la obtención de sísmica de superficie (Fig. 8.40, próxima página). La sección sísmica que se observa en la Fig. 8.41, también en la próxima página, ilustra este

problema. Por ejemplo, la cobertura entre los puntos de disparo número 300 y 600 es especialmente pobre, y no se pueden picar con seguridad los reflectores.

Al mismo tiempo, dentro de las formaciones del subsuelo existe una zona colapsada de grandes dimensiones. Se presume (Márquez, 1997) que la Formación Carapita colapsó como resultado de una falla profunda de desplazamiento lateral, que provocó una gran fosa extensional, en la cobertura sedimentaria, sin afectar al basamento, durante el desplazamiento de los diferentes bloques. Posteriormente, la fosa se llenó con sedimentos provenientes del norte.

El mejor método para superar las deficiencias de la sísmica de superficie, consistió en recurrir a un VSP con desplazamientos múltiples, registrado en un hoyo convenientemente seleccionado, por medio del cual se esperaba poder detectar reflectores en el área ubicada alrededor del hoyo. Por otro lado, se esperaba verificar la existencia y extensión de las fallas, comprobando asimismo la presencia de ciertas areniscas de interés en la Formación Las Piedras.

Planificación y adquisición de datos

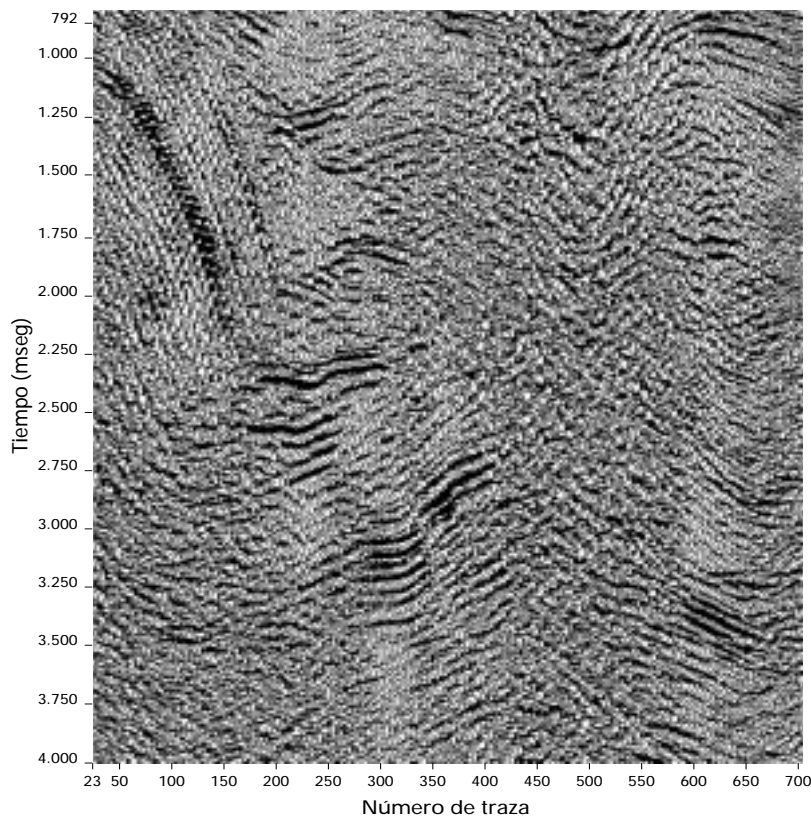
El pozo ORS-65 fue planificado como un pozo profundo de exploración de frontera, para investigar las areniscas de la Formación San Juan, de edad Cretácica (Fig. 8.42 y

Figura 8.40



Terreno típico del área Orocuál, donde se observa una depresión de 35 m con acceso difícil. (Nótese la pequeña casa de techo blanco en el centro a la izquierda).

Figura 8.41



Línea sísmica de superficie a través de la ubicación del pozo.

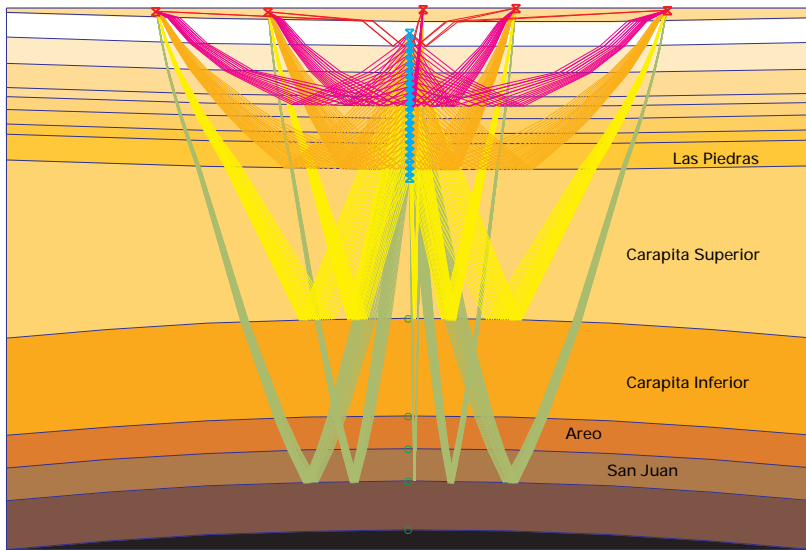
Capítulo 1–38). La posición del mismo fue cuidadosamente seleccionada para ubicar el pozo en un alto de la formación San Juan y así evitar fallas visibles en la sísmica de superficie. También se evitaban las estructuras inciertas en el centro de la fosa. Asimismo, era necesario minimizar el intervalo sobre la Formación Carapita y evitar las depresiones de la superficie para mejorar la calidad de la adquisición sísmica. Es sabido que esta formación es difícil de perforar debido a la presencia de zonas sobrepresionadas.

En este pozo se presentó la oportunidad de registrar un VSP para ayudar a esclarecer la interpretación de la extensa fosa colapsada. Sin embargo, fue necesario realizar una cuidadosa planificación debido a la topografía de la superficie (Fig. 8.40). En primer lugar, se realizó un minucioso trabajo topográfico para encontrar lugares accesibles donde operar un vibrador de 25 toneladas, y definir así las ubicaciones de la fuente. Luego, en cada posible posición seleccionada, y para cada estación de geófono dentro del hoyo, se controló la “iluminación” del objetivo mediante una simulación de la traza sísmica (Fig. 8.42). Resulta evidente que la forma parabólica que presentan las Formaciones Las Piedras y Mesa contribuye a obtener una imagen más amplia del objetivo. Después de varios intentos, se determinó que la cobertura óptima desde las ubicaciones posibles se encontraba sobre una única línea NE–SO con cuatro desplazamientos, ubicados a +1.000 m, +2.000 m, -2.000 m y -800 m.

Se registraron los 4 VSPs con estos desplazamientos, y uno vertical luego de colocar un revestidor de 13% pulgadas a 5.260 pies. Para la adquisición de los datos, se utilizó el mejor equipo disponible, que incluía:

- un vibrador MERTZ M18/616, con una capacidad máxima de 46.000 libras–fuerza, monitoreado por el sistema computarizado Pelton Advance 2

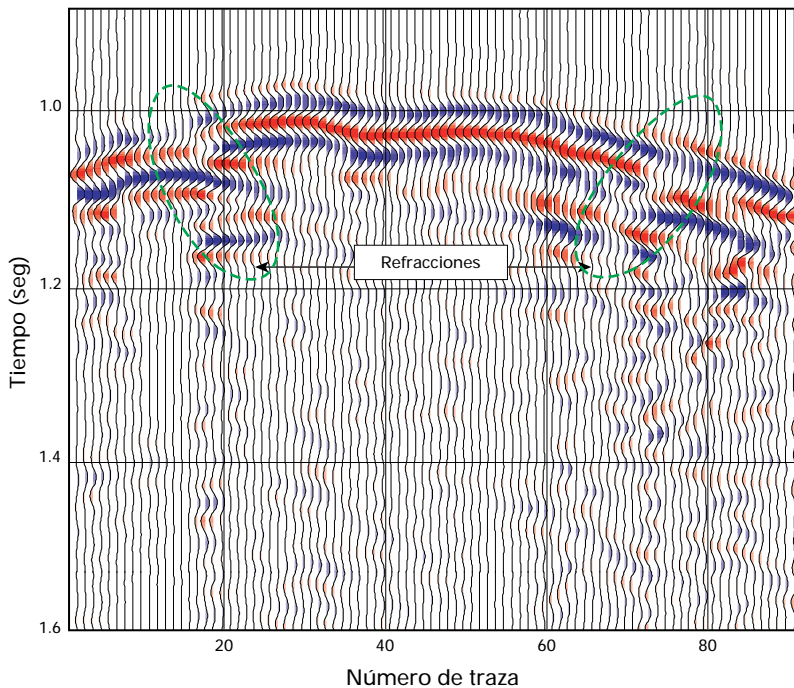
Figura 8.42



Simulación por trazado de rayos, que muestra la iluminación del objetivo con las ubicaciones de los cuatro desplazamientos.

- un arreglo para el hoyo, compuesto por cinco niveles de geófonos triaxiales, espaciados 15 metros—herramientas de Imágenes Sísmicas (ASI)—con digitalización dentro del hoyo, con 16 bits de rango dinámico, calibración y

Figura 8.43



Datos verticales para el desplazamiento C que muestran las refracciones en un ángulo amplio.

amplificación de 102 dB, también dentro del hoyo

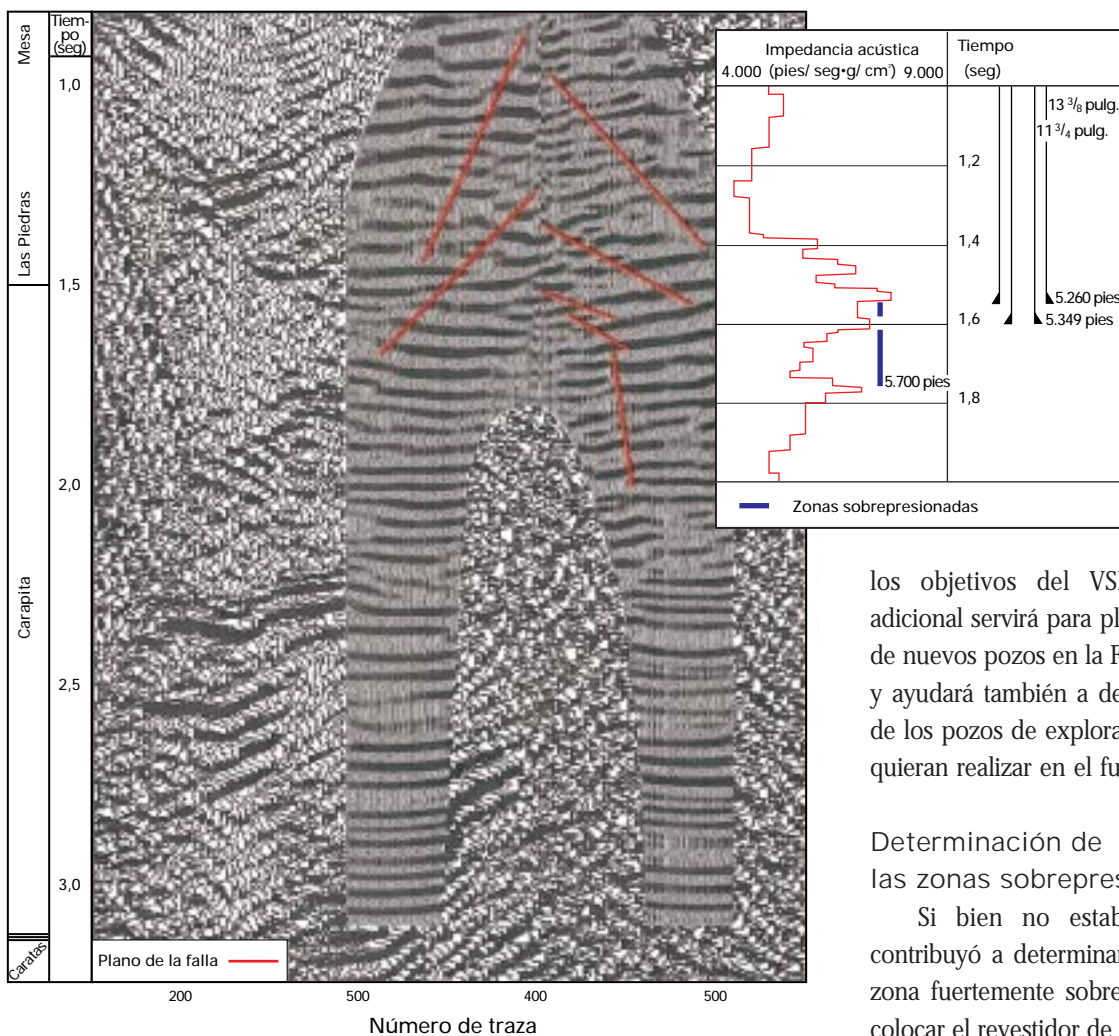
- una unidad de adquisición de superficie MAXIS, con un módulo de adquisición sísmica preprogramado, que permite una amplificación de superficie de 60 dB.

Debido a las cuidadosas tareas de planificación realizadas previamente, los datos fueron adquiridos en sólo 28 horas; tiempo muy corto para la dificultad del terreno. La calidad de los datos se puede apreciar en la Fig. 8.43, donde se observan los datos verticales del desplazamiento C. El contenido de frecuencia de los datos oscila entre 10 y 80 Hz. Conviene destacar las señales de refracción observadas dentro de los primeros arribos en ciertos desplazamientos, como ya se había notado en el trazado de rayos. Estas señales son provocadas por los planos de las fallas verticales que pasan cerca del hoyo.

Procesamiento e interpretación

Los datos fueron procesados utilizando la cadena convencional BORSEIS para VSPs con desplazamientos (página 8-25). La dirección de la polarización de las señales refractadas fue reconstruida a partir de los tres componentes, y las señales refractadas se minimizaron tomando las señales perpendiculares a esta dirección. Los residuales se eliminaron con un filtro por la mediana de la velocidad, mientras que la separación de las ondas P y S se obtuvo por inversión paramétrica de los campos de ondas. Los datos provenientes de las cinco posiciones (cuatro con desplazamiento y una vertical) se migraron simultáneamente, mediante un algoritmo de migración de Kirchoff, que preserva un contenido de frecuencias suficiente para indicar la dirección y continuidad de los planos de las fallas.

Figura 8.44



Comparación de la línea 3 con desplazamiento de fuente y la correspondiente línea de ajuste de sísmica en 3-D (ambas después de la migración).

En la Fig. 8.44 se observa el VSP final migrado, la sección de sísmica de superficie, y la impedancia acústica del VSP (véase más adelante). Por debajo de la fosa colapsada, en la parte inferior de la Formación Carapita, existe una estrecha coincidencia entre el VSP y los datos de sísmica de superficie, lo cual confirma el grado de confiabilidad de ambos. Dentro de la fosa en sí, se puede realizar el mapeo, por ejemplo, de los reflectores de las Formaciones Las Piedras y Carapita. Además, se identificaron los límites de la Formación Carapita y el tope de la Formación Areo.

En los alrededores del pozo, a menos de 100 pies de distancia del mismo, se observa

la presencia de numerosas fallas verticales; más de las esperadas. Por último, el VSP detecta las areniscas del yacimiento Las Piedras, comprendidas entre 2.000 y 5.800 pies, y muestra la extensión lateral de las mismas. De esta manera, se cumplieron todos

los objetivos del VSP. Esta información adicional servirá para planificar la perforación de nuevos pozos en la Formación Las Piedras, y ayudará también a determinar la ubicación de los pozos de exploración profunda que se quieran realizar en el futuro.

Determinación de las zonas sobrepresionadas

Si bien no estaba previsto, el VSP contribuyó a determinar la extensión de una zona fuertemente sobrepresionada. Antes de colocar el revestidor de 13 3/8 pulgadas, el pozo había atravesado la Formación Carapita, hasta 5.301 pies, con un pozo piloto de 8 1/2 pulgadas. El proceso de perforación fue muy difícil en los últimos 20 pies, debido a la presencia de una zona de alta presión que producía bitumen. Este actúa en forma plástica similar a la sal, pues en todos los casos se cierra pocas horas después de haber sido perforado. Se supone que esta zona de bitumen poco profunda y de alta presión, fue provocada como un escape a través de la comunicación existente entre los planos de las fallas verticales—ya observados en la imagen migrada del VSP—en un yacimiento más profundo y que se encuentra a alta presión.

El pozo fue finalmente recalibrado hasta 5.260 pies, y a esa profundidad se colocó un revestidor. Junto con Schlumberger IPM—compañía responsable de la perforación del pozo—se decidió colocar un tapón de cemento en el pozo abierto sobre la zona de alta presión y, si esto no resolvía el problema, correr una tubería corta de 11¾ pulgadas. A pesar de ello, no estaba claro hasta dónde se extendía esta zona, ni hasta dónde convenía llegar antes de colocar el tapón. El VSP pudo resolver este problema mediante un registro de impedancia por debajo de la zapata del revestidor.

Los datos del VSP con desplazamiento cero se invirtieron mediante el método de Grivelet, de simulación iterativa. Este método detecta los principales eventos en el corredor de apilamiento del VSP con desplazamiento cero, y realiza una primera estimación del tiempo y la amplitud de las reflexiones. La serie de reflexiones se convoluciona con la ondícula descendente, con lo cual se obtiene una traza modelada, que se compara con la traza real. En base a la diferencia entre ellas, se utiliza un método de gradiente para calibrar la serie de reflexiones, en repeticiones sucesivas hasta que se logra un ajuste satisfactorio con la traza real. Para evitar posibles inestabilidades, es importante limitar el número de reflexiones y emplear restricciones geofísicas razonables.

Se obtiene como resultado un registro de impedancia acústica versus tiempo (a la derecha de la Fig. 8.44), desde el tope del VSP hasta aproximadamente 0,4 seg debajo del pozo. Entre los 1,41 seg (estimado a 5.200 pies) y 1,51 seg (5.340 pies) se produce una brusca disminución en la impedancia y una segunda hasta los 1,67 seg (5.700 pies), que se interpretan como zonas sobrepresionadas. A los 1,71 seg se observa otra caída adicional, lo cual podría indicar la presencia de otra zona de alta presión—muy común dentro de la Formación Carapita. Sin embargo, también podría obedecer a que se ha llegado al límite confiable de la inversión del VSP.

En base a estas predicciones la perforación continuó, aunque con muchas dificultades hasta los 5623 pies; toda esta sección abierta fue cementada. Dado que los problemas persistían, se bajó una tubería corta a 5.349 pies. Nótese que el intervalo cubierto por la misma corresponde a la primera zona sobrepresionada, y que el fondo del intervalo cementado corresponde aproximadamente a la base de la segunda zona de alta presión. Una vez así cerradas estas zonas, se perforó el pozo hasta llegar a la base de la Formación Carapita, sin mayores dificultades. De este modo, el hecho de conocer el espesor de la zona de sobrepresión, y la geometría del plano de la falla a partir del VSP, contribuyó a preparar un plan adecuado para instalar la tubería corta, y cubrir el intervalo sobrepresionado productor de bitumen.

Conclusiones

El VSP sirvió para identificar reflectores, fallas y cuerpos de arenisca en un área donde la sísmica de superficie no resultaba clara, debido a la irregularidad de la topografía y la existencia de una extensa zona colapsada y con numerosas fallas a nivel del yacimiento, y por encima del mismo. Los resultados obtenidos servirán para determinar las ubicaciones de futuros pozos de desarrollo y, además, para planificar la perforación de pozos de exploración profunda.

Dando un valor agregado, con el cálculo de la impedancia acústica por debajo del pozo a partir del VSP de desplazamiento cero, se pudo predecir la extensión de una zona sobrepresionada con bitumen. Esta información resultó esencial para determinar los intervalos adecuados para colocar el tapón de cemento y la tubería corta intermedia. Una vez completada esta tarea, el pozo fue cañoneado sin mayores dificultades.

PERFIL SISMICO MULTIAZIMUTAL CON DESPLAZAMIENTO DE FUENTE

En el área Urdaneta Oeste se obtuvo un perfil sísmico multiazimutal con desplazamiento de fuente, con la intención de resolver las dudas relativas al subsuelo en la Formación Icotea. La inversión propuesta quedó justificada con el programa de desarrollo intensivo de dicha formación planificada por Shell Venezuela. El objetivo técnico primordial del perfil sísmico con desplazamiento de fuente (WSP) consistió en mejorar la comprensión de la estructura estratigráfica de la Formación Icotea y, en última instancia, mejorar la predicción de la ubicación de los yacimientos productivos. Otros objetivos comprendían:

- calibrar los datos sísmicos existentes en 3-D
- obtener información sobre la estratigrafía de la Formación Misoa, que constituye un objetivo adicional por debajo de la Formación Icotea
- calibrar el comportamiento esperado de AVO (Variación de la amplitud versus desplazamiento) dentro de las Formaciones Icotea y Cogollo
- mejorar el control sobre la estructura local

- suplir información adicional sobre el contacto entre las Formaciones La Rosa e Icotea.
- evaluar la aplicación de la técnica VSP con desplazamiento de fuente para el desarrollo del yacimiento de la Formación Icotea.

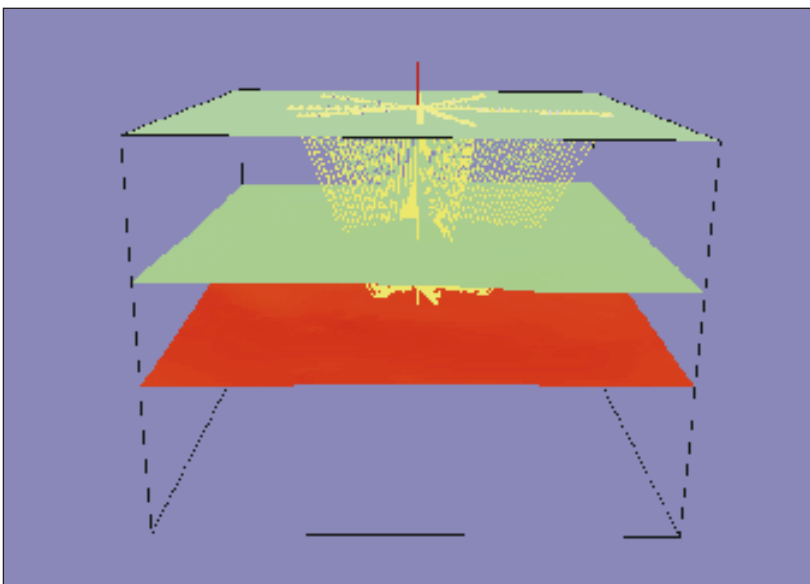
La resolución de los datos 3-D de sísmica de superficie existentes en el noreste del área Urdaneta Oeste, resulta insuficiente para resolver todos los detalles estratigráficos de la Formación Icotea. Mediante el VSP con desplazamiento de fuente se trató de incrementar la resolución vertical y lateral a lo largo de los azimutes seleccionados, con el objeto de establecer una relación entre el pozo central y otros pozos de desarrollo.

Simulación previa a la operación

El objetivo de un VSP con desplazamiento de fuente consiste en obtener imágenes del área en las cercanías del pozo, mediante un receptor ubicado en un pozo y una fuente que se dispara en varios puntos desplazados con respecto al pozo (la fuente se aleja del pozo). En este caso se planificaron varios desplazamientos de las fuentes en diferentes direcciones, siempre tomando como centro el pozo A, en el que se colocaría el receptor. Para simular la trayectoria de los rayos bi y tridimensionales que resultan de esta configuración se utilizaron los datos del pozo A, de la intersección de las líneas con otros pozos y de los mapas estructurales de Urdaneta construidos sobre los topes de la Formación Icotea y del Grupo Cogollo. El efecto acústico del Lago de Maracaibo se simuló considerando una capa horizontal de 33 pies de espesor ubicada en la parte superior.

El VSP sintético creado por el modelo bidimensional fue migrado para evaluar el estiramiento de la migración y su efecto en la preservación del contenido de frecuencia de la señal. Una vez migradas las trayectorias de los rayos del VSP sintético, se comprobó que los eventos de las Formaciones Icotea y

Figura 8.45



Resultados de trazas de rayos en 3-D, donde se observa que la posición de las líneas de reflexión se encuentra por debajo de las líneas de disparo.

Misoa no se separaban en desviaciones de fuente superiores a los 16.000 pies. También se observó que en el caso de las líneas de desplazamiento prolongadas, diseñadas para representar el Grupo Cogollo, se producirían algunas refracciones en el tope de las Formaciones Laguna, Icotea y en el del Grupo Cogollo. Se estimó la conversión de ciertas ondas de corte desde el fondo del Lago de Maracaibo y a 2.800 pies, donde existe un aumento importante de la velocidad de la formación. Sin embargo, se determinó que una profundidad del agua de 33 pies no resultaba suficiente para producir ondas guía o reverberaciones en la superficie.

En los modelos en 3-D, se observa que las líneas de reflexión están ubicadas en un plano vertical por debajo de las líneas de disparo con escasa separación entre las fuentes (Fig. 8.45).

Adquisición de datos

Las líneas se adquirieron en un esquema con forma de roseta cuyo centro era el pozo A, y a lo largo de las líneas de ajuste para facilitar la correlación con la sísmica de superficie en 3-D. Los datos se obtuvieron con una Herramienta de Imágenes de Sísmica (ASI), que posee cinco geófonos de tres componentes, separados entre sí por intervalos de 45 pies. El fondo del ASI se ubicó cerca de los 4.500 pies de profundidad, en intervalos donde el hoyo se encontraba lo más cercano a su estado de medición para poder así lograr el acoplamiento óptimo con la formación. La prueba del acoplamiento con la formación se realizó mediante el análisis de los espectros de frecuencia de los disparos de prueba adquiridos con dos cañones de aire Sodera tipo G, dispuestos en forma paralela.

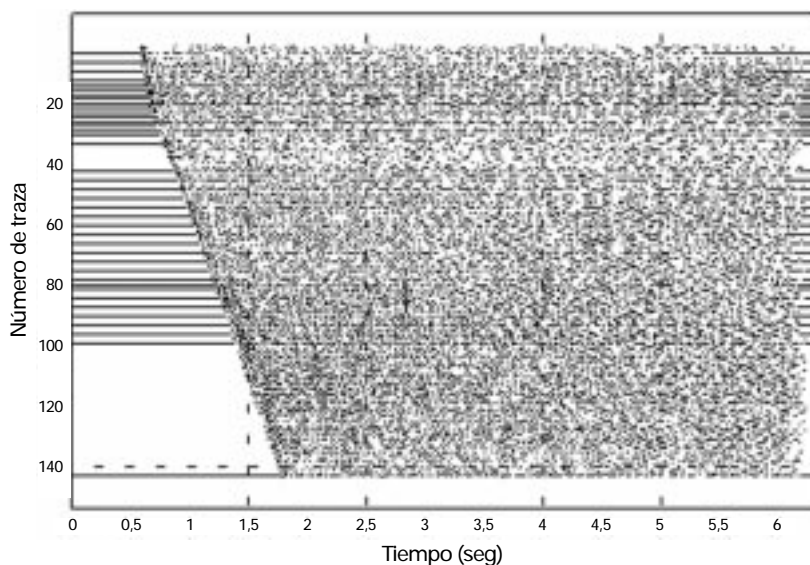
Se utilizó como fuente de energía una Fuente Compacta CSS (Compact Sleeve Source) compuesta de dos grupos de ocho cañones de aire, provistos por Western Geophysical y montados sobre una embarcación de Western Shore.

La fuente tiene una banda de frecuencia de 5 a 198 Hz a 72 dB. La adquisición fue controlada mediante un sistema de radio Macha, con su equipo maestro y su correspondiente equipo esclavo, modificado especialmente para este estudio, que funcionaba en "modo de disparo externo" (External Fire Mode), mientras que los cañones fueron disparados por la embarcación, y la unidad MAXIS de Schlumberger se operó en "modo esclavo" (Slave Mode). Se utilizó el sistema de navegación D-GPS Sercel. La fuente se disparó cada 50 metros a lo largo de cada línea, hasta un desplazamiento máximo de 6.502 m en las líneas 6 y 8.

Las líneas número 1, 3, 4, 7 y 8 se adquirieron cuatro veces (las líneas 2 y 5 fueron descartadas por falta de tiempo). La fuente fue desplazada 25 metros entre cada corrida, para poder obtener un espaciamiento final de 25 metros sobre cada línea. Cada línea fue adquirida dos veces con el ASI colocado a dos profundidades separadas 22,5 pies entre sí, para obtener un intervalo final entre geófonos de 22,5 pies. Este intervalo fue diseñado para impedir que se produjera un aliasing a altas frecuencias durante la separación ascendente y descendente del campo de ondas. La línea 6 fue adquirida cuatro veces a las mismas profundidades ASI que las demás líneas, y además dos veces con la fuente desplazada 25 m, y con el ASI a 12.500 pies. Por medio de estos dos últimos asentamientos se trató de proporcionar un operador de deconvolución para las líneas menos profundas.

Se realizó un total de 2.450 disparos a lo largo de un total de 125 km de líneas. También se obtuvo un VSP vertical (por medio de dos cañones de aire Sodera dispuestos en agrupamiento en forma paralela, disparados a 3.000 lpc), que tiene una banda de frecuencia de 5 a 250 Hz a 72 dB.

Figura 8.46

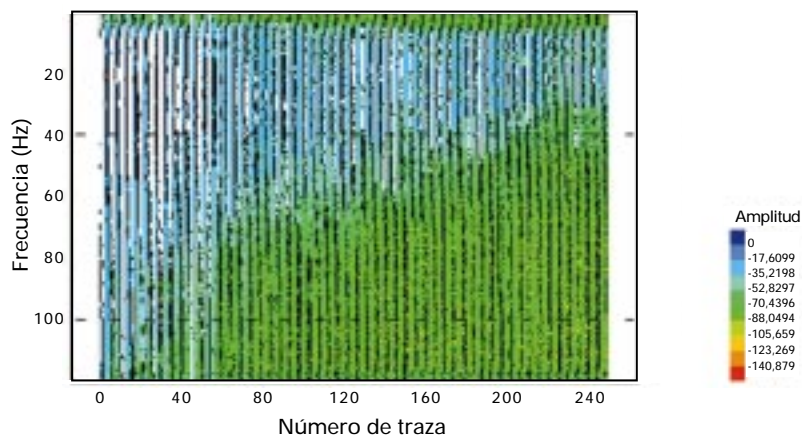


Conjunto típico de datos no procesados (componente vertical, línea 1).

Los datos se adquirieron con el geófono colocado a 4.500 pies, en una banda de frecuencia de 5 a 120 Hz a 6 dB con una relación de amplitud entre el máximo de la señal principal y el de la señal de burbuja de 18.

La relación entre la señal y el ruido fue excelente (Fig. 8.46) y, de los 2.450 disparos realizados, sólo se perdieron dos. Sin embargo, se puede observar que se produjo una pérdida de alta frecuencia en ciertos lugares.

Figura 8.47



Espectro de frecuencia de datos no procesados.

Este efecto se ha atribuido a obstáculos (pozos, barcos) encontrados sobre las líneas con desplazamiento de fuente. El cambio de la trayectoria del barco modifica la directividad del lobe del conjunto de cañones y la interacción global de los mismos. Todas las líneas se vieron afectadas por este fenómeno. En los datos no elaborados de todas las líneas se observa además el arribo tardío de una onda de corte convertida.

Procesamiento

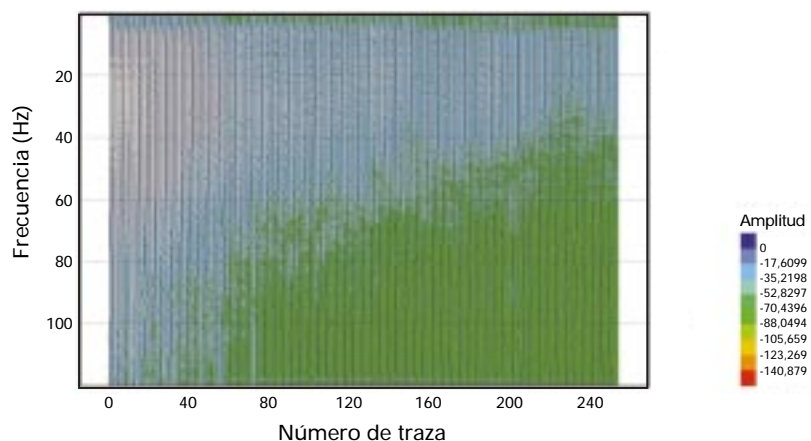
El procesamiento de este vasto conjunto de datos VSP fue realizado en una estación Ultra Sparc II Sun, con el más avanzado programa de Geoframe para el procesamiento de VSPs. Se siguieron los siguientes pasos:

a) Edición de datos. Se realizó un inventario de los disparos fallidos y, como se destacó anteriormente, sólo se descartaron 2. En la línea 6 a 12.500 pies, los datos del eje vertical se vieron afectados en algunos casos por múltiples de suministro de energía (120 Hz y 180 Hz). Los disparos de baja frecuencia mencionados no se descartaron, dado que eran bastante coherentes.

b) Datos de navegación. Se registraron los datos de navegación UTM utilizando las coordenadas oficiales de WSG-84, los que luego se desplazaron para que coincidieran con las referencias de La Canoa. Se observaron varias discontinuidades en la línea de disparo, en especial en la línea 1 (debido a los obstáculos ya mencionados).

c) Demultiplexado. Los datos fueron preprocesados para obtener una configuración con desplazamiento de fuente, es decir fueron seleccionados utilizando, en primer término, el cabezal de la traza con la profundidad del geófono y, luego, de acuerdo con el desplazamiento de los disparos. Se agruparon los disparos separados por una distancia menor de un metro. La telemetría Sercel permitió un máximo de error de cinco metros en la dirección de la línea y de 20 m en forma perpendicular a la misma, por encima de la precisión necesaria para la clasificación.

Figura 8.48



Espectro de frecuencia
después de una
deconvolución predictiva.

d) Preprocesamiento de las señales. De acuerdo con lo sugerido por Kramer (1994), la reverberación en los primeros 200 msec, causada por las formaciones poco profundas, ha sido controlada por un operador de deconvolución predictivo (ventana de 200 msec sobre el segundo cruce en cero, que produjo una ventana de trabajo de aproximadamente 18 msec). Además, el contenido de frecuencia se ha mejorado y ahora hay de 10 a 80 Hz a 6 dB hasta la traza número 200. En las Figs. 8.47 y 8.48 se observa el espectro de frecuencia antes y después de esta deconvolución. Los resultados fueron evaluados para asegurar que no existía ninguna distorsión de amplitud, examinando las reflexiones principales después de aplicar un AGC con una ventana de 500 msec.

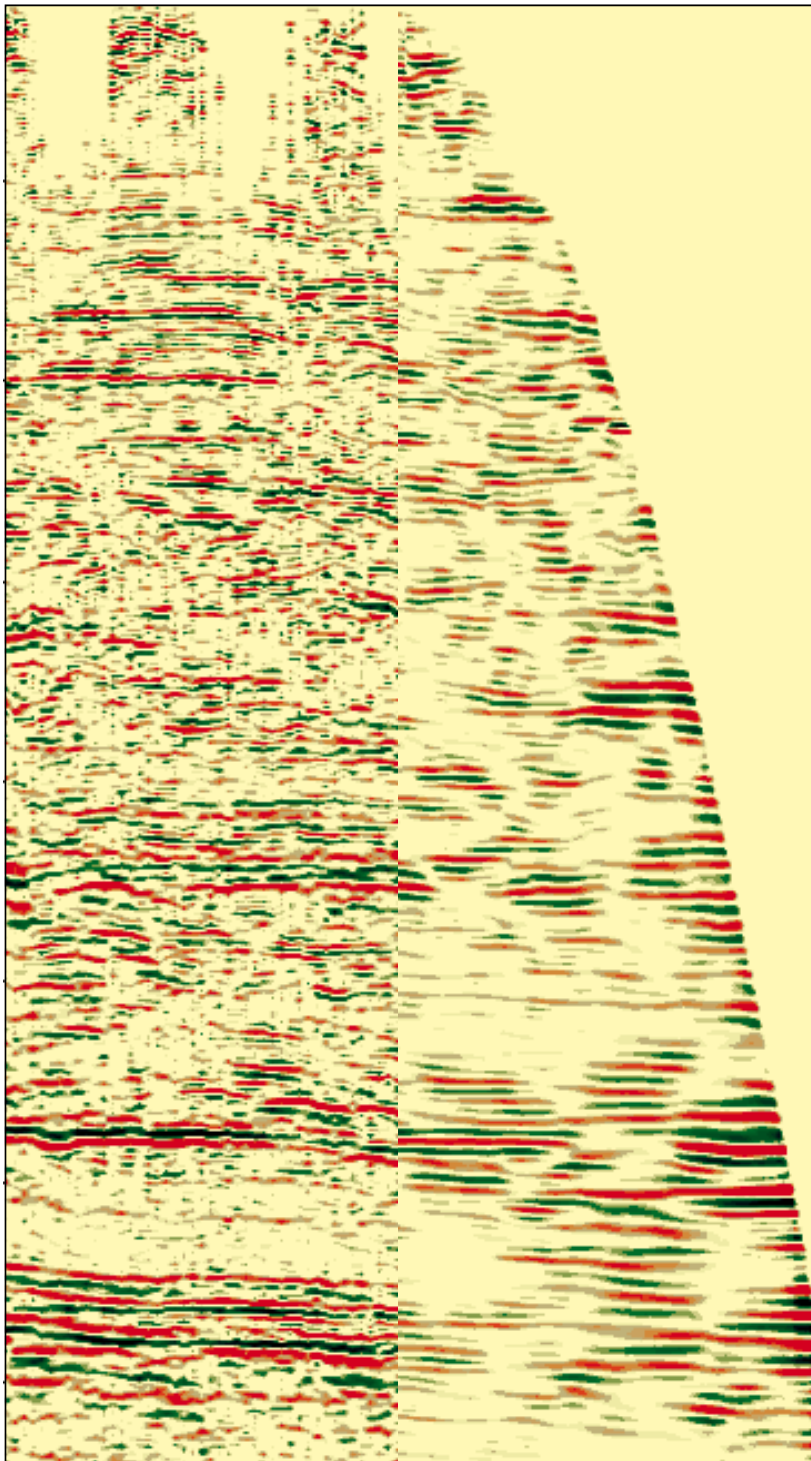
e) Polarización de los datos. Los datos horizontales estaban reorientados en la dirección de la fuente midiendo la dirección de la amplitud horizontal máxima. El control de calidad se basaba en la continuidad y en la coherencia del ángulo de rotación vertical y horizontal requerido. La polaridad de los datos verticales y HMX se ha comparado y ajustado en forma manual. En las líneas 6 y 8 se observó un cambio de polaridad en los desplazamientos grandes. Se supone que este efecto fue provocado por la refracción dentro de las formaciones poco profundas.

f) Descomposición de ondas P y S. La descomposición del parámetro P y S fue ejecutada en una configuración VSP, en función de la posición relativa de las fuentes, utilizando un modelo de seis parámetros que se ajusta a la geometría de adquisición y a la geología local. En este método los campos de ondas P/S se separan detectando las tendencias de amplitud coherentes y sus ángulos de propagación ascendente y descendente (Emerson y Leany, 1989). Para ocuparse de los desplazamientos grandes, los datos se han dividido en dos ventanas de 2 segundos cada una, en forma vertical y horizontal. Los resultados fueron considerados exitosos a pesar de los importantes efectos de refracción existentes en los grandes desplazamientos.

g) Formateado de señales. Los campos de ondas compresionales ascendentes y descendentes resultantes se formatearon como ondas en fase cero por medio de un operador de deconvolución corta (ventana de 200 msec en un segundo cruce en cero, que produjo una ventana de trabajo de aproximadamente 18 msec, comenzando 10 msec antes del primer arribo). Mediante este procedimiento se trata de superar la forma cambiante de la señal con respecto al desplazamiento. A continuación, se utilizaron los datos adquiridos en la línea 6 a 12.500 pies para construir un operador de deconvolución que se aplicó a la línea con desplazamiento de fuente menos profunda, a 4.500 pies (Meiners, 1993). Este procedimiento proporciona un mejor control de la forma de la señal para el desplazamiento grande y constituye el mejor modo de eliminar las múltiples entre capas provenientes de los horizontes más profundos.

h) Migración. Se utilizó un modelo de Kirchhoff con desplazamiento de fuente a la profundidad del centro del conjunto ASI. El modelo en 2-D fue generado a partir de los datos de registros del pozo A y de los pozos circundantes. Los buzamientos de los estratos se obtuvieron del mapa estructural del área Urdaneta en el tope de la Formación Icoitea y en el del Grupo Cogollo. Fue necesario

Figuras 8.49



Comparación de la línea 3 con desplazamiento de fuente y la correspondiente línea de ajuste de sísmica en 3-D (ambas después de la migración).

realizar varios ajustes para mejorar la continuidad y la banda de frecuencia de los eventos.

Los datos de perfiles muestran grandes inversiones de velocidad en los topes de las Formaciones Misoa y Colón. Estas inversiones produjeron grandes refracciones (zonas ciegas) en la migración de los grandes desplazamientos. Este efecto estuvo parcialmente controlado por un modelo de velocidad con un gradiente de velocidad horizontal de 0,05 %. Fue necesario aumentar las velocidades de las Formaciones Misoa y Colón en un 5% con respecto a la velocidad del perfil sísmico, mientras que en el buzamiento de la capa se hicieron pequeños ajustes de 1 a 2° según la profundidad.

Se intentó realizar un blanqueo espectral, pero produjo discontinuidad en los eventos migrados. El contenido de frecuencia de hecho se mejoró mediante el operador predictivo durante el procesamiento.

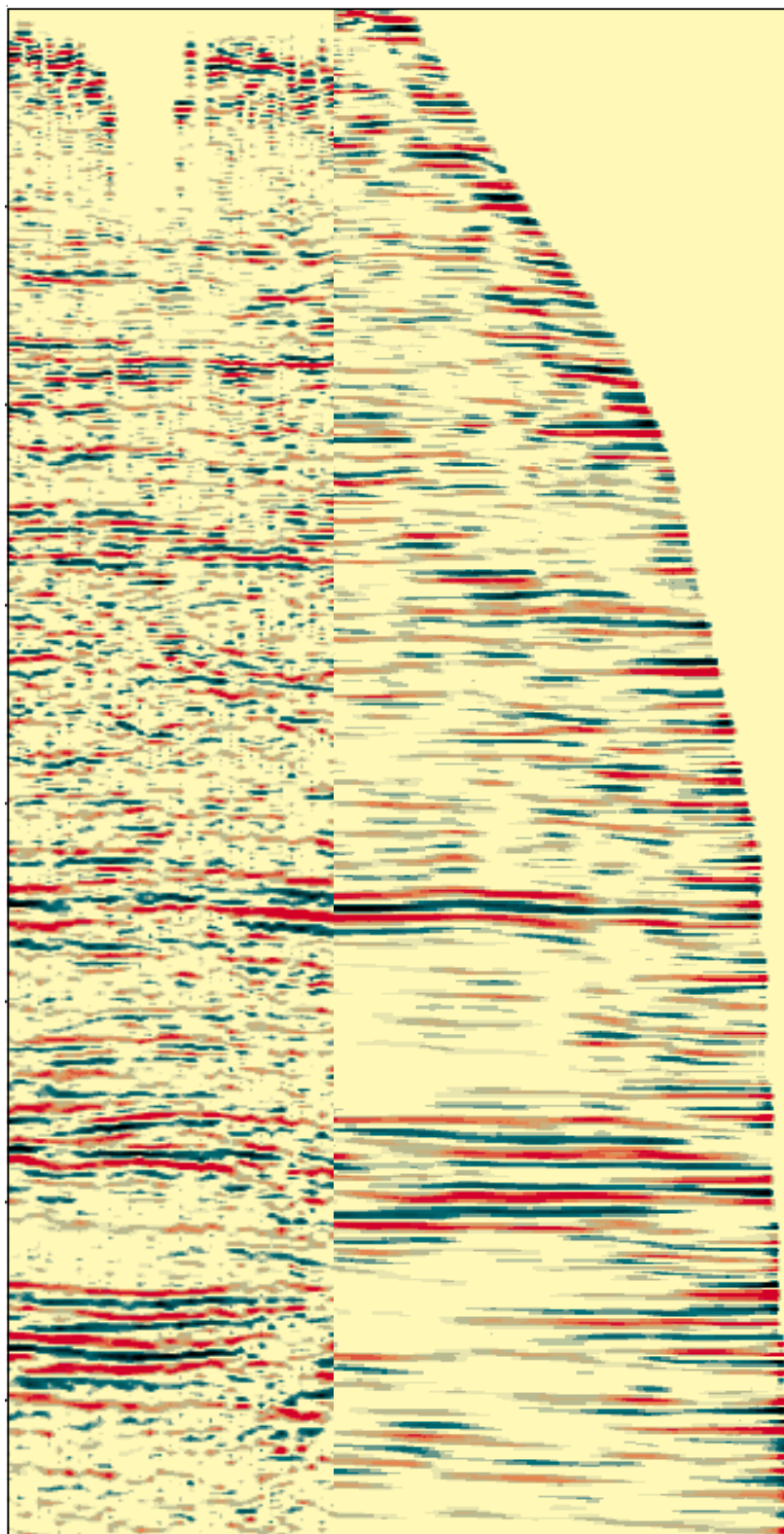
Finalmente, los desplazamientos de estática entre las líneas fueron controlados por la inversión de un modelo de velocidad sobre el tiempo de tránsito, utilizando el desplazamiento de fuente somero de 0 a 4.500 pies y el VSP vertical de 4.500 a 13.200 pies.

Resultados

Para concluir, la comparación entre las líneas con desplazamiento de fuente 3 y 4 y la línea correspondiente en los datos sísmicos de superficie en 3-D (Figs. 8.49 y 8.50) se pueden resumir de la siguiente forma:

- Mejor contenido de frecuencia en el VSP para desplazamientos más cortos, con ancho de banda decreciente de acuerdo con el desplazamiento
- Buena correspondencia de eventos en los niveles Cogollo, Colón y Misoa
- Confirmación del plan de fallas conocido.

Figura 8.50



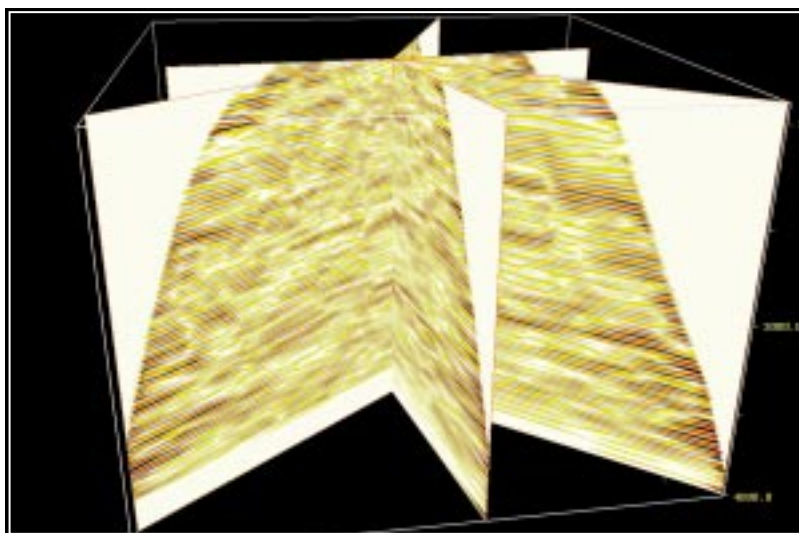
Comparación de la línea 4 con desplazamiento de fuente y la correspondiente línea de ajuste de sísmica en 3-D (ambas después de la migración).

Utilizando el software de interpretación sísmica Charisma se construyó una imagen pseudo 3-D (Fig. 8.51, próxima página). En primer plano se observa una buena correlación entre las tres líneas. En la línea 3 (Fig. 8.49) y en la línea 4 (Fig. 8.50) se pueden apreciar algunos eventos tectónicos, tales como fallas.

Resumen

En el campo Urdaneta se adquirió un registro multiazimutal con desplazamiento de fuente con 2.500 disparos. Se registraron seis líneas hasta 6.500 metros de desplazamiento, con dos posiciones de la fuente adyacentes y dos posiciones del geófono adyacentes para minimizar el aliasing. Se registró otra línea a un horizonte más profundo para proporcionar un operador de convolución para las líneas menos profundas, además de un VSP, que permitiera realizar la correlación entre los eventos del desplazamiento de fuente y los datos del pozo. Dentro del proceso se destacaron los siguientes aspectos:

- Presencia de refracciones, provocadas por los grandes desplazamientos y las inversiones de velocidad de las Formaciones La Rosa, Misoa y Colón. Se apreciaron por un cambio en la polaridad del primer arribo
- Excelente rendimiento del operador de deconvolución corta predictiva, que redujo la reverberación de cada componente y permitió el aplanamiento del espectro
- Excelente rendimiento de la inversión paramétrica P/S en todas las líneas, a pesar del gran desplazamiento
- Preservación de la continuidad de los eventos gracias a la optimización cuidadosa del modelo de migración
- Decontaminación de las múltiples someras y reverberaciones residuales utilizando el operador de convolución con desplazamiento de fuente profundo
- Comportamiento convencional del blanqueo del espectro en los datos migrados.



Pseudo imagen 3-D con desplazamiento de fuente (después de la migración).

La interpretación y el análisis de los datos se encuentra todavía en una etapa inicial. Sin embargo, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El ancho de banda de los datos del VSP con desplazamiento de fuente es superior al de los datos sísmicos de superficie en 3-D en los desplazamientos cercanos, con lo cual se alcanza el objetivo primario de este estudio. Debido al estiramiento de la migración y

a los efectos de la refracción, el ancho de banda disminuye en los desplazamientos mayores y termina siendo el mismo, y eventualmente inferior, que en los datos sísmicos de superficie en 3-D

- Se logran imágenes adecuadas de los límites litológicos así como de las fallas, y se observa una buena correlación con los datos sísmicos de superficie en 3-D, con lo que queda confirmada en cierta forma la calidad de estos últimos.

La futura aplicación de la técnica de VSP multiazimutal con desplazamiento de fuente como herramienta de desarrollo en el área Urdaneta Oeste depende de la interpretación exhaustiva del conjunto de datos disponibles. Un trabajo de interpretación posterior se deberá concentrar en la inversión de las líneas VSP, la utilización de los datos de los tres componentes para generar secciones de onda S y para cuantificar la anisotropía azimutal, y la calibración de los efectos de la amplitud versus el desplazamiento (AVO) observados en los datos sísmicos de superficie en 3-D en ambos niveles de la Formación Icoitea y del Grupo Cogollo. Se supone que este análisis representará una importante contribución con respecto a la comprensión del subsuelo en el área Urdaneta Oeste.

DESCRIPCION DEL YACIMIENTO ALREDEDOR DE UN POZO HORIZONTAL

Cuando se perforaron los primeros pozos horizontales, se esperaba que los perfiles no reflejaran los eventos de importancia. La mayoría de los primeros pozos horizontales se perforaron en carbonatos fracturados verticalmente, de gran espesor y lejos de todo contacto agua-hidrocarburo, de tal manera que los registros eran efectivamente bastante monótonos. Sin embargo, en los canales de areniscas y en otros yacimientos, se pueden

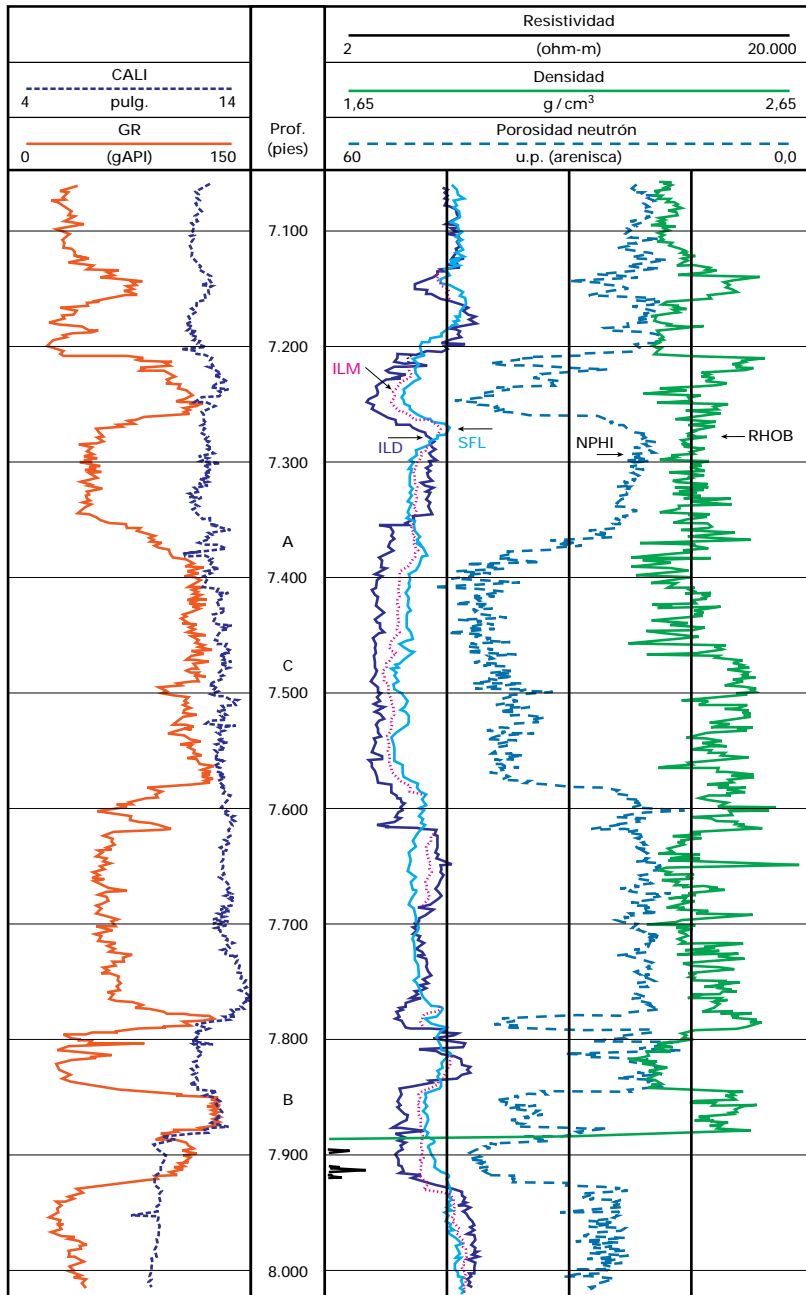
observar muchas variaciones inesperadas. Los perfiles de la Fig. 8.52 corresponden al primer pozo horizontal perforado en la Cuenca de Maracaibo en 1989, y se asemejan bastante a los registros de un pozo vertical. De hecho, muchos de los eventos observados en estos pozos, se manifiestan cuando el pozo horizontal entra y sale de una secuencia de arenas y lutitas. Estas observaciones pueden ayudar a describir el yacimiento circundante al pozo.

Por ejemplo, la transición de arena a lutita en el intervalo A permite calcular el ángulo de penetración del pozo en la capa lutítica, mientras que los cambios bruscos que se observan en los perfiles de rayos gamma y densidad-neutrón en el punto B, sugieren que el pozo está atravesando una falla. La

diferencia de resistividades en las distintas mediciones de la capa de lutitas en el intervalo C, indica la presencia de una capa de areniscas subyacente o suprayacente y/o de anisotropía. Esto sirvió para combinar todos estos factores con los modelos de resistividad y permitió realizar uno de los primeros cortes transversales a lo largo de un pozo horizontal (Fig. 8.53).

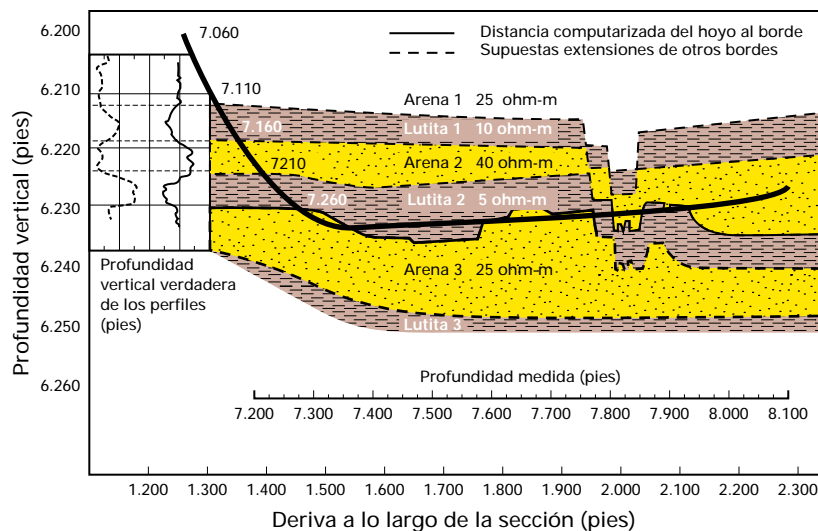
Hoy en día, estos procedimientos se han perfeccionado en gran medida, si bien la mayor parte de la información se basa en las mediciones de resistividad. Su respuesta se ha analizado en forma extensiva y se simula habitualmente con el programa INFORM (Capítulo 3-25). En la actualidad, sólo se emplean los modelos en 2-D, aunque se están empezando a utilizar los modelos en 3-D (Barber, 1996). La mayoría de los pozos horizontales se perfilan con herramientas LWD (Capítulo 4-2) cuya perspectiva es, por lo general, más limitada que la de las herramientas de inducción que se observan en la Fig. 8.52. Sin embargo, las múltiples profundidades de investigación disponibles en las herramientas ARC5 y RAB ayudan a mejorar las descripciones. Las técnicas acústicas utilizadas por las herramientas sísmicas o de perfilaje sísmico, proporcionan información de las zonas más alejadas del pozo, pero su uso no se ha extendido demasiado. Las lecturas de las mediciones nucleares se limitan a las cercanías del pozo, con la ventaja de que contribuyen a detectar zonas delgadas. El ejemplo que se presenta a continuación ilustra la aplicación del modelo de resistividad para describir el yacimiento que rodea el pozo.

Figura 8.52



Ejemplo de perfiles registrados en el primer pozo horizontal perforado en la cuenca de Maracaibo (1989).

Figura 8.53



Corte transversal interpretado a partir de los perfiles que se observan en la Fig. 8.52.

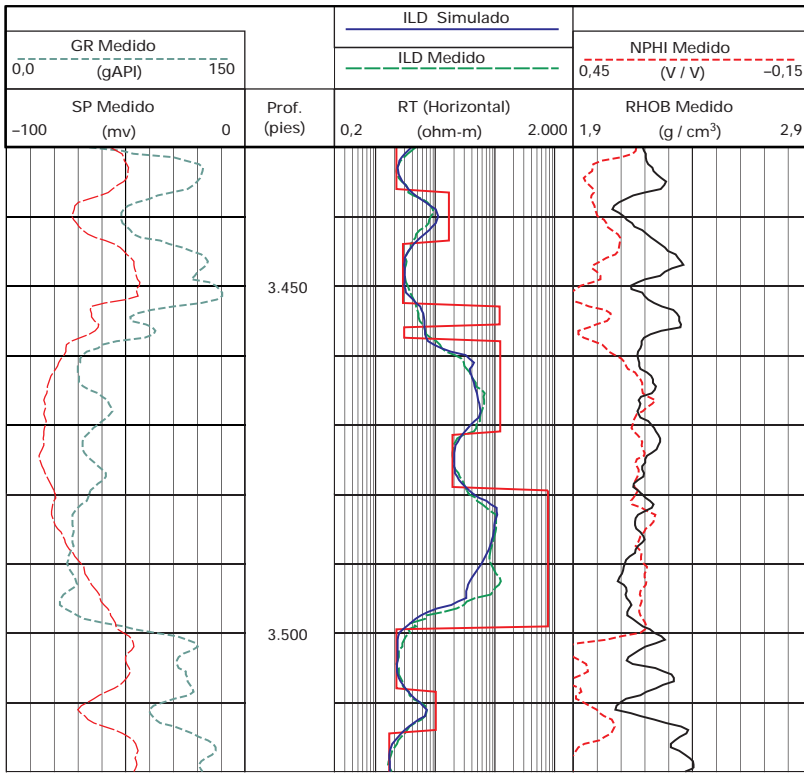
Evaluación posterior a la simulación

La evaluación posterior a la simulación sirve para definir la ubicación definitiva del pozo dentro de la secuencia de estratos. También puede aportar datos sobre las propiedades petrofísicas reales de los estratos y los efectos de anisotropía. Ello a su vez contribuye a entender mejor los resultados de los registros que se obtengan en los pozos futuros y permite tomar decisiones de geonavegación más claras. El ejemplo corresponde al mismo pozo que se utilizó para ilustrar la planificación previa y la geonavegación en el Capítulo 3-24. Uno de los eventos principales que se observa en los registros de este pozo, es que el rango de resistividad de las arenas es mucho mayor que en los modelos realizados antes de la perforación (800 versus 100 ohm-m). Estos modelos fueron creados por el programa INFORM para la geonavegación y se basaban en registros adquiridos en un pozo vertical cercano. Tales diferencias podrían obedecer a cuatro factores: anisotropía, invasión, efecto de los estratos circundantes o un R_t mucho mayor en el pozo horizontal.

La anisotropía observada en las lutitas o en las arenas laminadas provoca, en general, que la resistividad perpendicular al estrato (R_v) sea mayor que la paralela al mismo (R_h). Se han observado valores elevados de R_v/R_h (>10), por ejemplo, en arenas limpias con capas en las que el tamaño del grano cambia rápidamente. Estos cambios causan fuertes contrastes en la saturación de agua y, por lo tanto, en la resistividad, y arrojan resultados muy diferentes cuando se promedian en forma vertical u horizontal (Klein et al., 1995). En el caso tradicional de los pozos verticales con estratos horizontales, los perfiles de tipo inducción por cambio de fases y resistividad de atenuación de las herramientas LWD e inducción convencionales registran R_h , mientras que los perfiles de resistividad del RAB y los lateroperfiles responden principalmente al R_h pero con un componente de hasta un 20% proveniente del R_v . En los pozos horizontales con estratos horizontales, todas las herramientas son más sensibles a R_v , pero en diversos grados. En particular, las lecturas del cambio de fase de las herramientas LWD son mucho más altas que la de atenuación, de manera que si se ignoran todos los otros efectos se pueden invertir las dos para obtener R_h y R_v .

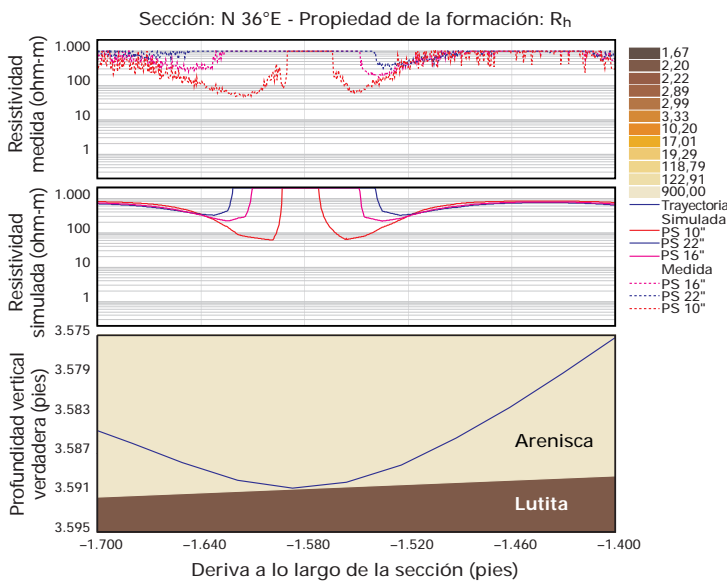
En este pozo, la resistividad de 1.000 ohm-m en la arena supera los límites de precisión de las curvas de atenuación, de modo que se debe confiar sólo en el cambio de fase. La invasión no se considera, puesto que ambos pozos se perforaron con lodos normales y moderadamente salados, por lo cual no debería ocurrir ningún efecto de invasión. En el pozo horizontal, los estratos circundantes son lutitas con menor resistividad, de manera que ésta tampoco puede ser la causa del aumento de resistividad. Sin embargo, el modelo previo a la perforación se basaba en un perfil de inducción doble registrado a comienzos de la década del 80. Al utilizar la curva de inducción profunda para el modelo se está suponiendo que ésta consti-

Figura 8.54



Perfiles medidos y perfil de resistividad simulado tomado del pozo vertical vecino. El perfil medido se ve muy afectado por el efecto de borde. Para explicar esta situación la resistividad de la zona virgen debería ser mucho más elevada.

Figura 8.55



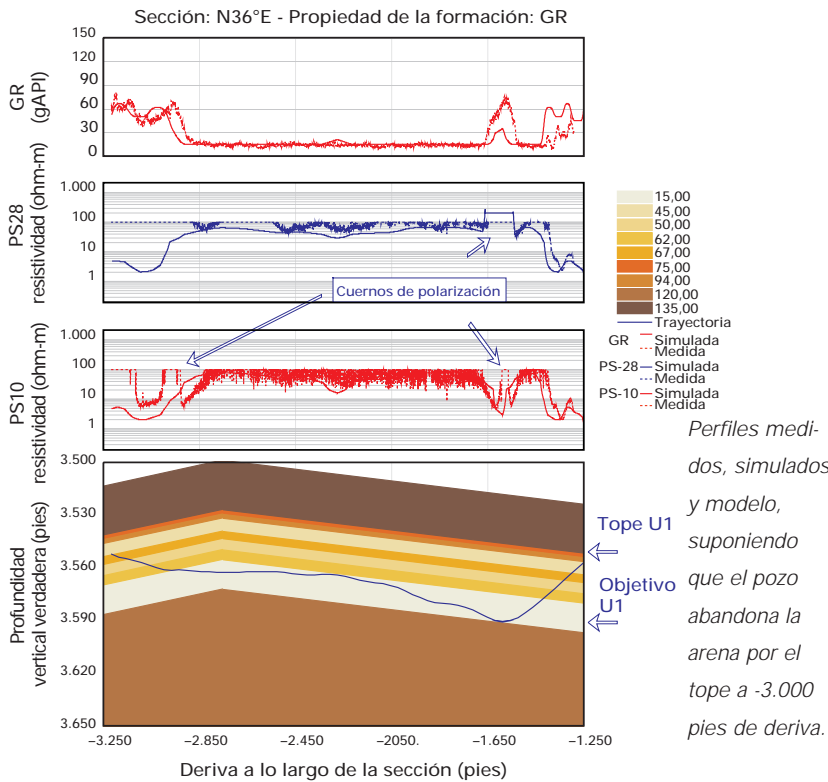
Perfiles medidos (arriba), perfiles simulados (centro) y modelo (abajo) del pozo horizontal. Los perfiles medidos se explican mejor si el pozo se acerca a menos de 6 pulgadas del borde. En el modelo (abajo) la escala de resistividad está en código de colores.

tuye una aproximación bastante cercana de R_t . Sin embargo, el efecto de borde en un arreglo de bobinas tipo 6FF40 puede resultar importante en un campo donde se encuentran tales niveles de contraste de resistividad. En la Fig. 8.54 se observa la arena U1 tal como aparece en los registros del pozo vertical cercano. Al simular la respuesta de inducción doble, se obtiene una buena coincidencia entre el ILD simulado y el ILD medido cuando R_t se aproxima a los 800 ohm-m en la zona de interés. Si se utiliza esta curva de R_t como dato para la evaluación del pozo horizontal después de la simulación, se obtiene una mayor coincidencia en el nivel de resistividad, lo cual sugiere que la arena U1 no presenta una anisotropía significativa ni un cambio en la resistividad.

El paso siguiente a la simulación, consiste en determinar la ubicación del pozo dentro de la secuencia geológica. La trayectoria del pozo en sí misma es bastante precisa, de modo que se puede utilizar el programa INFORM para manipular, en forma iterativa, las capas geológicas hasta obtener una concordancia adecuada entre los perfiles simulados y los medidos. En las Figs. 8.55, 8.56 y 8.57 se comparan los resultados de perfiles simulados con perfiles reales. Si coinciden significa que el modelo geológico es adecuado.

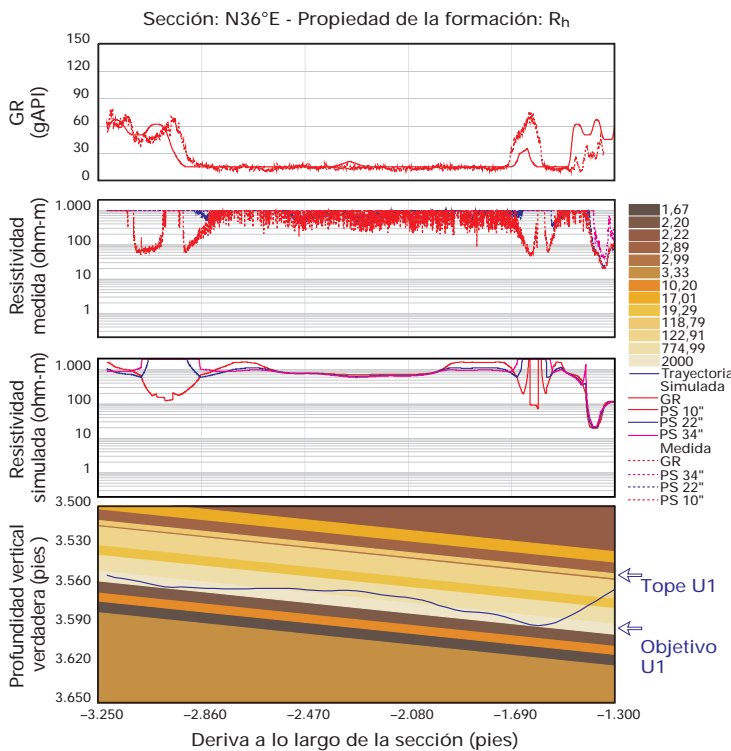
El cuerno de polarización (polarization horn) a una deriva de -1.600 pies se explica porque el pozo se aproxima a menos de 6 pulgadas del borde entre la arena U1 y la arcilla subyacente, pero no llega a atravesarla (Fig. 8.55). La distancia precisa se estableció después de examinar el efecto de las diferentes separaciones de la herramienta en la respuesta simulada (véase recuadro de Simulación de bordes). Cuando el conjunto de fondo (BHA) penetró la arena U1 resultó difícil construir ángulo debido a la poca consistencia de la arena. En la evaluación se observa que el BHA prácticamente raspó la superficie de la lutita antes de construir el ángulo y volver a la arena.

Figura 8.56



Perfiles medidos, simulados y modelo, suponiendo que el pozo abandona la arena por el tope a -3.000 pies de deriva.

Figura 8.57

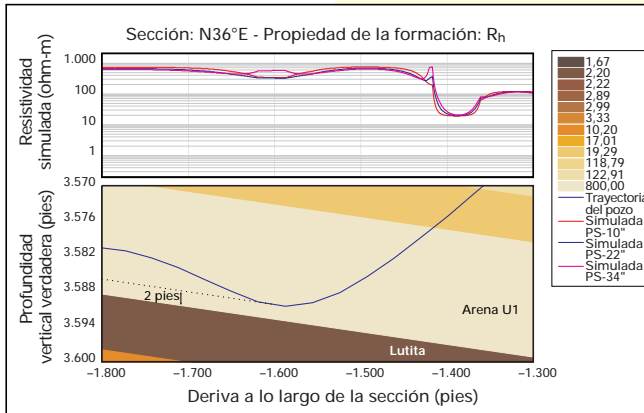


Perfiles medidos, perfiles simulados y modelo, suponiendo que el pozo se acerca a la base de la arena a -3.000 pies de deriva.

Un efecto de polarización similar se observa en los perfiles medidos en una deriva de -3.000 pies. Los perfiles simulados de la Fig. 8.56 muestran que estos cuernos de polarización no se producirían si se estuviera atravesando el tope de la capa de interés, suponiendo que el modelo geológico es coherente. La mejor explicación de la presencia de los cuernos de polarización consiste en que nuevamente se está raspando el fondo del borde entre la arena y la lutita, que continúa buzando 1° en forma ascendente en la dirección del pozo (Fig. 8.57). Esto coincide con las tendencias regionales y con la simulación previa a la perforación (Capítulo 3-24), donde también se observaba que los efectos de polarización importantes sólo se producirían cerca del borde inferior entre la arena y la lutita.

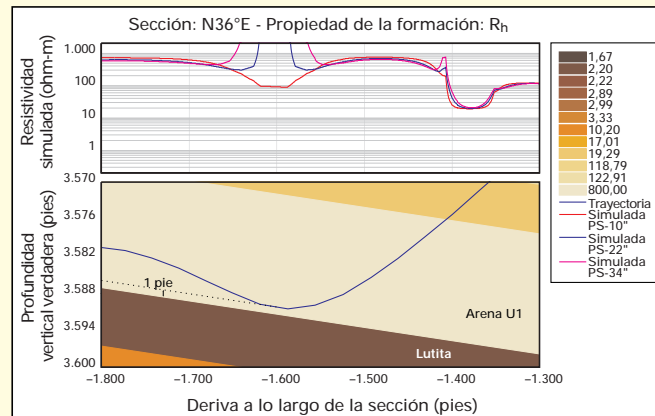
Como ocurre con la mayoría de las técnicas de inversión basadas en modelos, no siempre las respuestas son únicas. Sin embargo, cuando se combinan con las muchas otras fuentes de información acerca de la geología local, pueden resultar muy útiles para eliminar algunas posibilidades y reforzar otras. En este caso, la simulación de la resistividad sirvió para conciliar las mediciones registradas en los pozos horizontales y verticales vecinos, y permitió obtener un corte transversal razonable alrededor del pozo horizontal.

Simulación de bordes

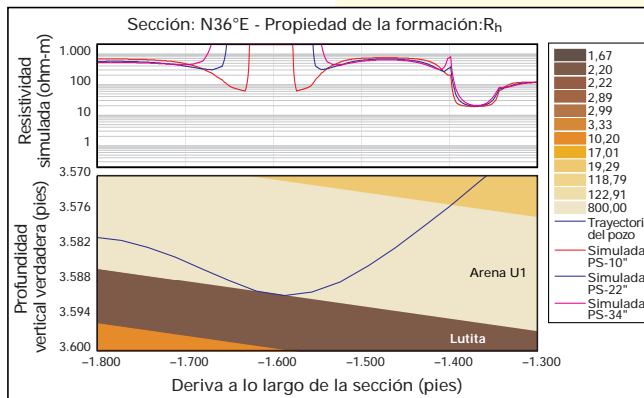


A un pie del borde, el efecto de polarización en las curvas de 34 y 22 pulgadas es bastante pronunciado (derecha).

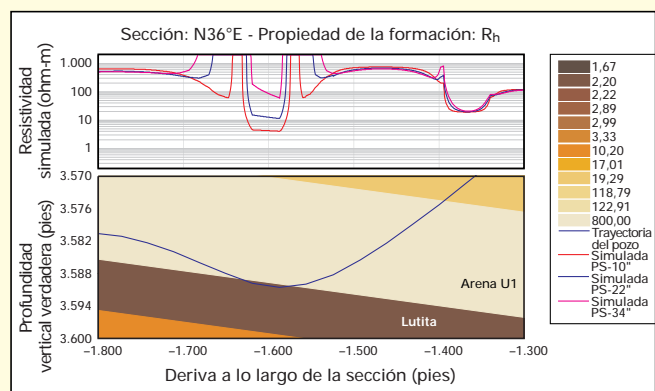
En las siguientes figuras se observan los efectos de las mediciones por cambio de fase del ARC5 para varias profundidades de investigación, a medida que la trayectoria curva del pozo se aproxima a un borde de alta resistividad. La sección curva del ARC5 de 34 pulgadas es la primera en reaccionar. A una distancia de 2 pies (izquierda), la resistividad disminuye en las curvas menos profundas (10 y 22 pulgadas), debido a la proximidad de la lutita conductiva, pero la curva de 34 pulgadas ya comienza a mostrar ciertos efectos de polarización.



El efecto de polarización en la curva de 10 pulgadas es aparente cuando el pozo se encuentra en el borde (izquierda).



Una simulación más detallada muestra que este efecto sólo aparece una vez que el pozo se encuentra a menos de 6 pulgadas del borde. Si se atraviesa el mismo, se producen cuernos de polarización separados (derecha).



Las modernas imágenes de hoyos de alta resolución permiten detectar fracturas, además de definir sus características tales como el buzamiento, el rumbo y el ancho, a partir de las cuales se puede deducir el régimen de fracturación. Todo esto se ha demostrado en los pozos de un campo de carbonatos en el Occidente de Venezuela. Al mismo tiempo, las imágenes permiten identificar eventos sedimentarios en yacimientos de clásticos, por lo cual constituyen un factor clave para definir el ambiente sedimentológico. Las laminaciones cruzadas y las superficies de acreción se pudieron identificar en las imágenes y se utilizaron para definir la dirección de los canales. Los núcleos extraídos de uno de los pozos sirvieron para confirmar estos resultados y corroborar la fidelidad de las imágenes.

Los VSPs se utilizan desde hace muchos años para calibrar y mejorar la interpretación de la sísmica de superficie. Los ejemplos presentados demuestran que los VSPs de desplazamiento múltiple y de fuente desplazada constituyen elementos valiosos durante

la etapa de desarrollo de un yacimiento, puesto que brindan información que no se podría obtener por medio de la sísmica de superficie o por correlación de los datos de pozos. En los últimos tiempos, se ha perfeccionado en gran medida la calidad del VSP mediante el uso de modelos bi y tridimensionales para la planificación previa, además de conjuntos de fondo con tres geófonos y mejores técnicas de procesamiento, en especial para la deconvolución y la migración.

Los perfiles de los pozos horizontales muchas veces muestran un número de eventos y cambios mayor de lo esperado. Esto se puede deber a diferentes efectos, como invasión y anisotropía, aunque en muchos casos se producen simplemente por la influencia de los estratos circundantes, los cuales se pueden interpretar para caracterizar la geometría del yacimiento y obtener una sección transversal mejorada del yacimiento que rodea el pozo.

AUTORES Y COLABORADORES

Los autores de este capítulo son H.Acuna (Lagoven), J.Gil, D.Riegstra (Shell Venezuela), M.Taha, C.Barrientos, M.Menier, S.Low y J.Singer

con la contribución de T.Takimoto (Teikoku Oil de Venezuela), J.García (Maraven), M.Bhimull (Premier Consolidated Oilfield), V.Carneiro (Lagoven), L.Gaetano (Corpoven), C.Contreras, H.Gamero, E.Rodríguez y A.Sánchez

y la autorización de Teikoku Oil de Venezuela, Corpoven, Maraven, Lagoven, Premier Consolidated y Shell Venezuela para publicar datos de sus pozos.

REFERENCIAS

Análisis sedimentario de los yacimientos de areniscas

- Coleman, J.M., and Wright, L.D., 1975, Modern river deltas: Variability of process and sand bodies, in Broussard, M.I. (ed.), Deltas, Houston Geological Society, Houston, Texas, pp. 99-150.
- Elliott, T., 1978, Clastic shorelines, in Reading, H.G. (ed.), Sedimentary environments and facies, Blackwell Scientific Publications, New York, pp. 147-160.
- Galloway, W.E. and Hobday, D.K., 1996, Terrigenous clastic depositional systems, Springer, New York, p. 500.
- Oomkens, E., 1974, Lithofacies relations in the Late Quaternary Niger Delta complex, *Sedimentology* 21, pp. 195-222.
- Pettijohn, F.J., Potter, P.E., and Siever, R., Sand and sandstone, Springer-Verlag, New York, p. 618.
- Psuty, N.P., 1966, The geomorphology of beach ridges in Tabasco, México. Coastal Studies Institute, Louisiana State Univ. Technical Report 30.
- Reading, H.G., and Collinson, J.D., 1996, Clastic coasts, in Reading, H.G. (ed.), Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy, Blackwell Science Ltd, pp. 154-231.
- Reineck, H.E., and Singh, I.B., 1980, Depositional sedimentary environments, Springer-Verlag, New York, p. 551.
- Reinson, G.E., 1984, Barrier-Island and Associated Strand-Plain Systems, in Walker, R. (ed.) Facies Models, Geoscience Canada, Reprint Series 1, p. 317.
- Saxena, R.S., 1976, Modern Mississippi delta depositional environments and process, AAPG-SEPM, field trip guidebook, New Orleans, May 23-26, p. 125.
- Smith, D.G., 1987, Meandering river point bar lithofacies models: Modern and ancient examples compared, in Ethridge et al., Recent developments in fluvial sedimentology, SEPM Special Publication 39, pp. 83-91.
- Van Beek, J.L., and Koster, E.A., 1972, Fluvial and estuarine sediments exposed along the Oude Maastrichtian., *Sedimentology* 19: pp. 237-256.
- Visher, G.S., 1990. Exploration stratigraphy, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, p. 433.
- Woodroffe, C.D., Chappell, J., Thom, B.G., and Wallensky, E., 1989, Depositional model of a macrotidal estuary and flood plain, South Alligator River, Northern Australia, *Sedimentology* 36: pp. 737-756.
- ### *Evaluación de carbonatos fracturados*
- Harding, T.P., 1974, Major hydrocarbon plays resulting from wrench deformation, AAPG Bulletin, v. 58, pp. 1290-1304.
- Luthi, S.M., and Souhate, P., 1990, Fracture aperture from electrical borehole scans, *Geophysics*, v. 55, no. 7, pp.1-13.
- Nelson, R.A., 1985, Geologic analysis of naturally fractured reservoirs, Gulf Publishing Co., Houston, p. 320.
- Stearns, D.W., 1967, Certain aspects of fracture in naturally deformed rocks, in NSF Advanced Science Seminar in Rock Mechanics, pp. 97-118.
- Stearns, D.W., and Friedman, M., 1972, Reservoirs in fractured rocks, in Robert King, ed., Stratigraphic Oil and Gas fields, AAPG Memoir 16, Tulsa, pp. 82-118.
- Sylvester, A.G., 1988, Strike-slip faults, *Geological Society of America Bulletin*, v. 100, pp. 1666-1703.
- Watts, N.L., 1983, Microfractures in chalks of Albuskell field, Norwegian sector, North Sea, possible origin and distribution, AAPG bulletin, v.67, No. 2, p 201-234.
- Wilcox, R.E., Harding, T.P., and Seely, D.R., 1973, Basic wrench tectonics, AAPG Bulletin, v. 57, p. 74-96.
- Willis, J.J., 1994, Iaramide basement deformation in an evolving stress field, Bighorn Mountain front, Five springs area.
- ### *Complemento de una sísmica de superficie insuficiente y VSP en general*
- Acunia, Henry, and Viaje, Ezequiel, 1997 Application de la tecnica Perfil Sísmico Vertical Multioffset en el yacimiento Las Piedras campo Orocuai, monagas, Venezuela, Lagoven S.A.
- Esmersoy, C., 1988, Velocity estimation from offset VSPs using direct P and converted SV waves, SEG expanded abstracts, Anaheim meeting, Vol. I, p. 538.
- Esmersoy, C. 1990: Inversion of P+SV waves from multi-component offset vertical seismic profiles, *Geophysics*, vol. 55, p. 39.
- Leaney, S. and Esmersoy, C., 1989, Parametric decomposition of offset VSP wave fields, SEG expanded abstracts, Dallas meeting, Vol. I, p. 26.
- Leaney, S., 1990: Parametric wavefield decomposition and applications, SEG expanded abstracts, San Francisco meeting, SE2.4.
- Reust, D. K., 1995, Vibrator force control: how simple can it get, The Leading Edge, Ponca City, Oklahoma, November, pp 1129-1133.
- ### *Perfil sísmico multiazimutal con desplazamiento de fuente*
- Molyneux, J., 1996, Identification of multiples contaminating surface seismic data using a VSP analysis technique, SEG expanded abstract, Houston meeting, BG 4.7.
- Doll, W. E., 1996, Spectral whitening of impulsive and swept-source shallows seismic data, SEG expanded abstract, NS2.2.
- Kramer, D., 1996, Multicomponent multioffset VSP processing, SEG expanded abstract, Houston meeting, BG2.2.
- Meiners C., and Barrientos, C., 1992, Delineacion de estructuras mediante perfil sísmico walkaway - dual, VI Congreso Venezolano de geofísica, pp 395-402.
- ### *Descripción del yacimiento alrededor de un pozo horizontal*
- Anderson, B., Barber, T., Druskin, V., Lee, P., Dussan, V.E., Knizhnerman, L., and Davydycheva, S., 1996, The response of multiarray induction tools in highly dipping formations with invasion and in arbitrary 3-D geometries, paper A, Transactions of the SPWLA annual meeting, New Orleans, June.
- Klein, J.D., Martin, P.R., and Allen, D.F., 1995, The petrophysics of electrically anisotropic reservoirs, paper HH, Transactions of the SPWLA annual meeting, June.
- Singer, J.M., 1992, An example of log interpretation in horizontal wells, *The Log Analyst*, March-April 1992.

GLOSARIO

°C	Grados Celsius	CGPO	Contacto gas petróleo original
°F	Grados Fahrenheit	Ca	Calcio
%A y S	Porcentaje de agua y sedimentos	CBL	Perfil de Adhesión de Cemento
ϕ	Porosidad	CCL	Localizador de cuellos o cuenta cuplas
μ	Viscosidad, micrón	CDR*	Resistividad Dual Compensada
2-D	Bidimensional	CEC	Capacidad de intercambio de cationes
3-D	Tridimensional	CFS	Molinete en línea
a	Multiplicador para R_w	CHRT*	Herramienta de resistividad en pozo entubado
A10H	ATR de 10 pulgadas	CIRP	Completación y Recuperación bajo Presión
AAA	Anisotropía de la velocidad acústica	CMFF	Volumen de fluido libre CMR
ADN	Neutrón-densidad Azimutal	CMR*	Combinable de Resonancia Magnética
AIT*	Herramienta de Imágenes de Inducción	CMRP	Porosidad CMR
Al	Aluminio	CMT	Herramienta de Mapeo de Cementación
API	Instituto Americano del Petróleo	CNL*	Perfil de Neutrón Compensado
ARC5	Conjunto de Resistividad Compensada con 5 profundidades de investigación	COR	Relación carbono oxígeno
ASI	Herramienta de Imágenes Sísmicas	cp	Centipoise
ASR	Recuperación Elástica de Deformación	CQG	Sensor de cristal de cuarzo
ATR	Resistividad de Atenuación	CSAT	Herramienta Combinable de Adquisición Sísmica
AVO	Variación de la amplitud versus desplazamiento	CSS	Fuente Compacta
B	Bitumen	D	Bloque deprimido
bapd	Barril de agua por día	Data FRAC*	Servicio de Determinación de Datos de la Fractura
BCF	Campo Costanero Bolívar	r DEFT	Herramienta Digital de Entrada e Imágenes de Fluido
BCR	Modo con ambos dipolos cruzados	DSA	Análisis de Esfuerzo Diferencial
BFV	Volumen de fluido adherido	DSI*	Imagen Sónica Dipolar
BHA	Conjunto de fondo	DST	Prueba de producción durante la perforación
BHFT	Presión dinámica de fluencia	ECGR	Rayo Gamma Corregido por Efecto Ambiental
BHT	Temperatura de fondo	EFI	Activador de Explosión
BN	Barril en condiciones normales	ELAN*	Análisis Elemental de Registros
BOES	Bitumen original en sitio	EOP	Cañoneo con Sobrebalance Extremo
BOL	Registro de orientación de ruptura de propiedades mecánicas integradas	ESIC	Cartucho Electrónico de Iniciación Secundaria
BOP	Preventor de reventones	FBS	Molinete de diámetro pleno
bpm	Barril por minuto	Fe	Hierro
bppd	Barril de petróleo por día	FIV	Válvula de Aislamiento de la Formación
BTN RA	Resistividad al botón	Flagship	Sarta Integrada de Perfilaje de Producción
BY	Barril en condiciones de yacimiento	FloView	ver DEFT
C	Carbono	FMI*	Imágenes Microeléctricas de Cobertura total
C,L,M,P,XP	Condensado, liviano, mediano, pesado, extra pesado	FracCADE*	Software de evaluación y diseño de fracturación
CAPO	Contacto agua petróleo original	FracView*	Visualización de Fracturas

FT-IR	Espectroscopía Infraroja por Análisis de Fourier	ML	Microlog
GR	Rayos gamma	MM	Millón, 10 ⁶
GST*	Herramienta de Geonavegación	MMM	Mil millones, 10 ⁹
HALS	Sonda de Lateroperfil Azimutal de Alta Resolución	msec	Milisegundo
HGNS	Sonda Altamente Integrada de Neutrón y Rayos Gamma	MSFL	Perfil de Foco Microesférico
HORD	Diámetro del hoyo horizontal	MWD	Mediciones durante la perforación
HyPerSTIM*	Servicio de Fracturación de Alta Permeabilidad	n	Exponente de saturación
HSD*	Cañón de Alta Densidad de Disparo	NaCl	Cloruro de sodio
IAV	Inyección alterna de vapor	NBS	Tramo próximo a la mecha
ICV	Inyección continua de vapor	NCS	Arena neta de condensado
IH	Índice de hidrógeno	NGS	Espectroscopía de Rayo Gamma Natural
IMPACT*	Técnica de análisis computarizado de propiedades mecánicas	NODAL*	Análisis del sistema de producción
INFORM*	Simulación teórica integrada	NOL	Arena neta de caliza
IP	Índice de productividad	NOS	Arena neta de petróleo
IS	Dispersión no elástica	NPHI	Porosidad neutrón
k	Permeabilidad	O	Oxígeno
K	Potasio	o, w, g, irr	Petróleo, agua, gas, irreducible
KCl	Cloruro de potasio	OBM	Lodo a base de petróleo
kHz	Kilohertzio	OFA	Analizador Optico de Fluidos
L	Bloque levantado	pbnm	Pie bajo el nivel del mar
lb	Libra	P10H	PSR de 10 pulgadas
LQC	Control de calidad de los registros	P3D	Pseudo tridimensional
LRT	Prueba de Yacimientos Multicapa	P3D-LAT	Modelo 3-D de Acoplamiento Lateral
LS	Detector de largo espaciamiento	PAL	Perfil Analítico de la Tubería
LTIV	Aislamiento al Tope de la Tubería	p _b	Presión de burbujeo
LWD	Perfilaje durante la perforación	PCAL	Calibre de fase
m	Exponente de Archie, metro	pcpd	Pie cúbico por día
M	Mil, 10 ³	PEF	Factor fotoeléctrico de la formación
Ma	Millones de años antes del presente	PEG	Grupo para el Mejoramiento de la Producción
mc	Revoque	PEX	Herramienta PLATFORM EXPRESS
MCFL	Microperfil de Enfoque Cilíndrico	PNC	Captura de Neutrones
md	Milidarcy	POES	Petróleo original en sitio
MD	Profundidad medida	PPA	Libra de agente de sostén agregado por galón de fluido
MDT*	Probador Modular de la Dinámica de la Formación	ppm	Parte por millón
METT*	Herramienta de Espesor Electromagnético de Multifrecuencia	psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta
mf	Filtrado	PSR	Resistividad por Cambio de Fase
Mg	Magnesio	PVL	Perfil de Velocidades de las Fases
		PVS	Herramienta eyectora de trazadores
		PVT	Presión-Volumen-Temperatura
		RAB*	Resistividad Frente a la Mecha

RAP	Relación agua-petróleo	SXPV	Válvula de Producción Activada por Explosión
RAZI	Resistividad azimutal	TLC*	Sistema de Condiciones Adversas de Perfilaje
RBD	Resistividad desde el Botón, Profunda	TCP*	Cañón bajado con tubería
RBit	Resistividades de la Mecha	Th	Torio
RBM	Resistividad desde el Botón, Media	Ti	Titanio
RBD	Resistividad desde el Botón, Somera	TLD*	Densidad de litología de tres detectores
RF	Frecuencia de radio	TOC	Contenido orgánico total
RFT*	Probador Múltiple de la Formación	TRAT	Relación de captura cercana a captura lejana
RGB	Relación gas-bitumen	TSO	Fracturación con limitación del largo de la fractura
RGP	Relación gas-petróleo	TVD	Profundidad vertical verdadera
RHOB	Densidad de la formación	U	Uranio
R_m	Resistividad del lodo	u.p.	Unidad de porosidad
RMA	Acido de Lodo Regular	u.c.	Unidad de captura
R_{mf}	Resistividad del filtrado del lodo	u.s.	Unidad de saturación
RMN	Resonancia magnética nuclear	UCI*	Herramienta Ultrasónica de Imágenes de Corrosión
RRing	Resistividad desde el Anillo	USIT*	Herramienta de Imágenes Ultrasónicas
RST*	Herramienta de Control de Saturación	VAN	Valor actual neto
R_t	Resistividad verdadera	VDL	Perfil de densidad variable
R_w	Resistividad del agua de formación	VERD	Diámetro del hoyo vertical
R_{wa}	Resistividad aparente	VSP	Perfil Sísmico Vertical
R_{xo}	Resistividad de la zona lavada	WBM	Lodo a base de agua
S	Azufre	WFL*	Perfil de Flujo de Agua
SAFE*	Equipo de Disparo Activado por Impacto	ZoneAid*	Software de ayuda para diseñar fracturas.
SBNA	Sigma del hoyo del detector cercano		
SFFA	Sigma de la formación del detector lejano		
Si	Silicio		
SIGMAT	Sigma de la matriz		
SNUPAR	Programa de computación de Parámetros Nucleares de Schlumberger		
SOS	Desplazamiento forzado de arena por petróleo		
SP	Potencial espontáneo		
SPAN*	Programa de Análisis de Perforación Schlumberger		
SRS*	Herramienta de Muestreo		
Strat-Flow	Modelo de flujo estratificado		
S_w	Saturación de agua		
SWAA	Anisotropía de amplitud de la onda de corte		
S_{wi}	Saturación inicial de agua		
SXAR	Desenganche Automático Activado por Explosión		

INDICE

A

AAA 3.18, 3.19
ADN, 4.3, 4.6, 4.9
Agente de sostén, 7.24, 7.25
Agua
de las arcillas, (BFV), 4.33, 5.6
predicción corte de, 5.44 - 5.49
producción de, 7.12 - 7.18
problemas de, 7.12
saturación de, 6.2 - 6.10
AIT, 4.15, 4.18
Alfa, procesamiento, 4.16, 6.4, 6.15
Ambiente de sedimentación
por tipo de yacimiento, ver yacimiento
Apure, 2.3, 6.49
ARC5, 3.22, 3.30, 4.4, 4.7, 4.8, 8.40, 8.44
Arcilla
% vs elementos químicos, 6.21
algoritmo, 6.22, 6.25, 6.26
autigenética, 7.35, 8.2
hinchamiento, 7.36
predicción volumen, 5.46
Area
Bitor, 2.43
Faja del Orinoco, 2.5
Mayor de las Mercedes, 2.6
Mayor de Oficina, 2.4
Norte de Monagas, 2.5
Sur de Monagas, 2.5
Arena
de baja resistividad, 5.44 - 5.49
ASI, 8.30, 8.34, 8.36
ASR, 3.18, 3.19
AVO, 8.33, 8.39

B

Barinas, 2.3, 5.41, 6.46
BCF, ver Costa Oriental del Lago
BFV, 5.6, 5.8, 5.49
BHA (conjunto de fondo), 3.22, 3.27
Bitumen, detección, 5.10 - 5.20
BOL, 3.16
Buzamiento
magnitud, 8.13, 8.17

C

Campo
Alpuf, 1., 1., 2.1, 2.2
Ambrosio, 1.1, 2.1, 2.2
Bachaquero, 1.1, 2.1, 2.2
Baruta, 1.1, 2.1, 4.33
Borburata, 5.41
Boscán, 1.1, 2.1, 2.2
Budare, 1.1, 2.4, 4.12
Cabimas, 1.1, 2.2
Carito Central, 1.1, 2.1, 2.3, 2.5
Centro, 1.1, 2.1, 2.2
Ceuta, 1.1, 2.1, 2.2, 2.18, 7.34 - 7.40
Cumarebo, 1.1, 2.1, 2.3
Dación, 1.1, 2.1, 2.4
El Furrial, 1.1, 2.1, 2.5, 2.37
El Mene, 1.1, 2.1, 2.3
El Roble, 1.1, 2.1, 2.4
Guafita, 1.1, 2.1, 2.4,
Hombre Pintado, 1.1, 2.1, 2.3

Jobo, 1.1, 2.1, 2.5
Jusepin, 1.1, 2.1, 2.5
Kaki, 1.1, 2.4
La Concepción, 1.1, 2.1, 2.2
La Ensenada, 1.1, 2.1, 2.3
La Paz, 1.1, 2.1, 2.2
La Vela, 1.1, 2.1, 2.3
La Victoria, 1.1, 2.1, 2.3
Lagunillas, 1.1, 2.1, 2.2, 2.11
Lama, 1.1, 2.1, 2.2
Lamar, 1.1, 2.1, 2.2
Mara Oeste, 1.1, 2.42
Mara, 1.1, 2.1, 2.2, 8.12, 8.19
Mata, 1.1, 2.1, 2.4
Melones, 1.1, 2.1, 2.4, 4.16
Oficina Central, 1.1, 2.1, 2.4
Oritupano, 1.1, 2.1
Orocual, 8.28
Oveja, 1.1, 2.1, 2.4, 2.28
Páez-Mingo, 1.1, 2.1, 2.3
Pedernales, 1.1, 2.1, 2.5, 2.40, 6.49
Pilón, 1.1, 2.1, 2.5
Quiriquire, 1.1, 2.1, 2.3
San Joaquín, 1.1, 2.1, 2.4
Santa Ana, 1.1, 2.1, 2.4
Santa Bárbara, 1.1, 2.1, 2.5, 5.14, 7.28
Santa Rosa, 1.1, 2.1, 2.4, 2.30
Silvestre, 1.1, 2.1, 2.3, 2.25
Tarra, 1.1, 2.1, 2.2
Tía Juana, 1.1, 2.1, 2.2, 2.8, 2.14, 6.2, 6.7, 7.6
Urdaneta Oeste, 1.1, 2.2, 8.33, 8.38
Yopales, 1.1, 2.1, 2.4
Campos petrolíferos
mapa de los, 1.1
ubicación geográfica, 2.1
Cañoneo, 7.1, 7.41 - 7.49
con sobrebalance extremo, 7.44
procedimientos convencionales, 7.45, 7.46
Captura efectiva
sección, 6.20, 6.37
Carbono / Oxígeno, relación, 6.2 - 6.11, 6.16 - 6.18, 6.37, 6.40
Carbonatos, 5.41, 6.22, 6.25, 7.35, 8.2
Carbonatos fracturados, 8.12 - 8.22
Cavernas, 7.12
CBL, 6.42 - 6.49
CDR, 4.3, 4.10
CEC, 5.45, 5.47
Cemento
adherencia, 6.17, 6.42 - 6.46, 7.12
forzado, 7.3
Cenozoico, 1.10, 1.16
Cerro Negro, 1.1, 2.1, 2.5, 2.44
CFS, 6.38
CIRP, 7.47 - 7.48
Clay Acid, 7.35, 7.37- 7.39
ClientLink, 7.41
CMR
carbonatos 5.41
fluido adherido 4.33, 5.47
crudos pesados 5.17, 5.33 - 5.37
OBM 5.50
planificador 4.32
respuesta al gas 5.14 - 5.17
CMT, 6.46

Compactación, 2.10, 2.46
Condensado
capa de gas, 2.31, 2.33
retrógrado, 5.21
Contacto agua-petróleo, 6.7 - 6.9
Corrosión, 6.42 - 6.45
Costa
Centro del lago, 2.2, 4.17
Occidental del Lago, 2.2
Oriental del Lago, 2.2
COG, 5.32
Cretácico, 1.7 - 1.10, Cap. 2, 5.10, 7.28, 8.19, 8.21, 8.29
CSAT, 8.24
CSS, 8.34
Cuarzo-feldespato-mica, 6.22, 6.25
Cuenca
Barinas-Apure, 1.28, 1.29, 2.3
de Falcón, 1.32, 2.3
de Guárico, (subcuenca), 1.32, 2.6, 8.6
de Maracaibo, 1.23 - 1.27, 2.1, 2.2, 6.6, 6.29, 8.9, 8.39, 8.40
de Maturín, (subcuenca), 1.1, 1.37 - 1.39, 2.3, 8.28
de Oriente, 1.32,

D

Daño de la formación
debido a restricción de flujo, 7.13
por cañoneo, 7.46 - 7.49
por fluidos de perforación, 3.8, 3.14, 8.22
DataFrac, 7.23 - 7.25
Decaimiento, 5.3 - 5.6
Decisión (árbol de), 3.3, 3.6
Deconvolución, 8.25
DEFT, 6.32 - 6.34, 6.37, 7.14
Difusión, efectos, 5.19
Dipolar, cruzado, 4.37
Dolomitización, 8.22
DSI,
anisotropía, 3.17
movilidad Stoneley, 5.10, 5.38
planificador, 4.35
porosidad a través del revestidor
6.17 - 6.19
principio, 4.37
propiedades mecánicas, 7.29 - 7.33

E

EFI, 7.41 - 7.43
ELAN, 3.16, 3.20, 4.34, 5.12, 5.32, 5.33, 5.35, 5.42, 5.55
Elementos químicos, 5.45, 5.46, 6.22
mediciones a través del revestidor, 6.23
Empaque de grava, 6.7, 7.3, 7.6 - 7.8
Eoceno, 1.10 - 1.12, Cap. 2
Esfuerzo, dirección
mínimo horizontal, 3.16, 3.17
máximo, 3.17
ESIC, 7.41 - 7.43
Estratigrafía, columna
Lago de Maracaibo, 1.23
Cuenca de Maracaibo, 1.23
Barinas-Apure, 1.28
Maturín, 1.38

Estratigrafía, nomenclatura
 Mioceno, 2.2
 Area Mayor de Oficina, 2.3
 Exploración
 historia, 1.18 – 1.22
 perforación, 1.19
 Exploratoria (o)
 actividad, 1.18
 éxito, 1.22

F
 Faja del Orinoco, 2.5, 5.20
 Evaluación, 5.31 – 5.40
 FBS, 6.38
 Finos
 de formación, 6.42, 7.35
 migración, 7.35 – 7.40
 FIV, 7.47, 7.49
 Flagship, 6.37, 6.39 – 6.41
 FloWatcher, 6.47
 FloView, 7.14
 FLT, 5.53 – 5.56
 Fluido, densidad, 6.31
 perforación, 3.8 – 3.14
 libre, 5.4, 5.5, 5.7
 movilidad, 5.7
 Fluidos, propiedades
 por yacimiento típico, ver Yacimiento
 variación con profundidad, 2.36, 2.38
 Fluorescencia, 5.52 – 5.56
 FMI, 3.16, 5.38 – 5.40, 8.2, 8.11, 8.12
 FracCADE, 7.29 – 7.32, 7.34
 Fractura (Inducida)
 estimulación, 7.27 – 7.29
 modelos, 7.27 - 7.34
 optimización, 7.26 – 7.30
 TSO, 7.22
 Fractura (Natural)
 densidad, ancho, porosidad, 8.16
 imágenes, 8.22
 morfología, 8.16
 procesos de, 8.14
 relacionada con fallas, 8.15, 8.18
 FracView, 8.17, 8.19
 FT-IR, 5.44 – 5.46, 6.25

G
 Geocronología, 1.42
 GeoFrame (ver también ELAN, FracView)
 procesamiento del VSP, 8.25, 8.30, 8.35
 Geología
 de Venezuela, Cap. 1
 glosario, 1.41, 1.42
 por yacimiento típico, ver Yacimiento
 Geonavegación, 3.22, 3.31, 4.12
 Gravedad API
 clasificación, 2.1
 GST, 3.22, 4.5, 4.12

H
 HALS, 4.14, 4.15, 4.17
 Hamaca, 1.1, 2.1, 2.5
 HGNS, 4.16
 Hidrocarburos, yacimientos de, Cap. 2
 HNS, 7.42, 7.43
 Hold-up, 6.31 – 6.39
 Hoyo
 estabilidad, 3.15 – 3.19
 geometría, 3.5
 HSD, 7.42
 HyPerSTIM, 7.21 – 7.26

I
 Imágenes
 eléctricas de la pared, 8.2, 8.8, 8.12, 8.17
 examinador de, 8.13
 IMPACT, 3.19, 3.20
 Índice de hidrógeno, 5.7, 5.8, 5.14, 5.20
 Índice de productividad (IPR), 6.50
 INFORM, 3.19, 3.20, 3.22, 3.25, 3.26, 4.12,
 8.40, 8.41, 8.44
 Inyección
 agua, 2.5, 2.16, 2.30, 6.8 – 6.10,
 6.42, 7.6, 7.10
 efluentes, 2.13
 gas, 2.5, 2.16, 2.30, 2.32, 2.36, 7.6, 7.10
 polímero gel, 6.10, 6.34, 7.14 – 7.18
 vapor, 2.8, 2.10
 IS, 6.2, 6.3, 6.11

J
 Jurásico, 1.6, 1.42

K
 Kirchoff, integral de, 8.26, 8.30, 8.36

L
 Laminación entrecruzada, 8.10 – 8.12
 Litología
 a través del revestidor, 6.20 – 6.27
 porosidad independiente, 5.41 – 5.42
 LQC, 4.17
 Lodo
 a base de agua (WBM), 3.13, 5.11, 5.23
 a base de petróleo (OBM), 3.13, 3.14, 4.31,
 5.7, 5.10, 5.12, 5.15, 5.17, 5.20, 5.23, 5.24,
 5.50, 6.46
 densidad, predicción, 3.19, 3.21
 LRT, 6.27
 LTIV, 7.47
 LWD BHA (conjunto de fondo), 3.26
 LWD, 3.22, 4.1 – 4.10, 4.18, 8.40, 8.41

M
 Machete, 1.1, 2.1, 2.5
 MCFLL, 4.15 – 4.17, 5.36 – 5.38, 5.54, 5.55
 MDT, 3.15, 3.20, 5.23, 5.25, 5.26, 5.29, 5.32,
 5.34, 5.50, 5.53, 6.30
 Mecanismo de producción, 2.2
 por yacimiento típico, ver Yacimiento
 Mesozoico, 1.6 – 1.8, 1.42
 METT, 6.44
 Mineralogía, 5.44
 Mioceno, 1.17, 7.23, 7.24
 Molinete medición, 6.38

Monitoreo
 frente agua, 6.9
 permanente, 6.47 – 6.53
 pozo existente, Cap. 6
 Movilidad, 5.7, 5.38
 Muestreo
 fluidos yacimiento, 5.20 – 5.31
 hueco abierto, 5.23 – 5.27
 Norte Monagas, 5.30
 pozo revestido, 5.27 – 5.30
 MWD, 3.25, 3.28, 4.6

N
 NBS, 4.5
 Neogeno, 1.15 – 1.17
 NGS, 5.46
 NMR, ver RMN
 NODAL, 6.9, 7.1 – 7.4, 7.11, 7.30, 7.34
 Norte de Monagas, 2.5, 5.10, 5.14, 5.20, 5.29,
 6.51, 7.6, 7.28
 NRS, 5.29

O
 OBM, ver lodo
 OFA, 5.24 – 5.26, 5.53
 Oligoceno, 1.13 – 1.15
 Onda compresional
 tiempo de tránsito, 6.17
 Orimulsión®, 2.43, 2.5

P
 PAL, 6.45,
 Paleoceno, 1.10 – 1.13, 1.42
 Paleogeno, 1.10, 1.42
 Paleozoico, 1.5, 1.6, 1.42
 PEF, 4.8, 4.15, 4.17
 PEG, 6.8, 7.1 – 7.6
 Perforación
 fluidos, 3.8 – 3.14
 optimización, 4.11
 Permeabilidad de las rocas
 con agua, 5.5, 5.6
 con agua y petróleo, 5.8
 con RMN, 5.5, 5.8, 5.48
 K - L, método 6.28
 prueba de presión, 4.23 - 4.25
 SDR, 5.5
 Timur/Coates, 5.6
 Petrofísicas, propiedades, 6.23 – 6.30
 por yacimiento típico, ver Yacimiento
 Petróleo inadvertido, 6.7 – 6.10, 7.6 – 7.11, 7.14
 Plan
 evaluación de pozo, 4.36, 4.39
 Planificación
 con RST, 6.5
 con CMR, 4.31
 con DSI, 4.35
 con INFORM, 3.26
 con VSP, 8.29
 geonavegación, 3.25
 operaciones de perfilajes, 4.30 – 4.39
 pozo, Cap. 3
 Plataforma Universal de Medidores de Presión,
 4.25 – 4.30
 PLATFORM EXPRESS, 4.1, 4.13 – 4.21, 4.31, 4.39,
 5.36, 5.40, 5.54, 5.55

- Pleistoceno, 1.42
 Plioceno, 1.16, 1.42, 8.23, 8.28
 PNC, 6.2, 6.3
 Polarización, cuernos, 3.15
 Porosidad,
 a través del revestidor, 6.13 – 6.19
 CMR, 5.14 – 5.17, 5.35, 5.41, 5.48, 5.54
 flotación, 5.4, 5.49
 Neutrón, 4.2, 4.8, 4.16, 5.45
 RMN, 5.4, 5.42, 5.48, 5.49
- Pozo
 comportamiento, 7.2, 7.3
 construcción, 3.2 – 3.4
 planificación, Cap. 3
 reparación, 7.10 – 7.11
 Pozo horizontal (ver también Geonavegación)
 perfilaje de producción, 6.35 – 6.42
 selección zona de interés, 3.15
 yacimiento alrededor, 8.39 – 8.43
 Precámbrico, 1.4, 1.42, 5.31
 Presión
 comportamiento, 4.21 - 4.30
 evaluación, 6.29
 Presión transitoria
 efectos metalógicos sobre, 4.23 – 4.25
 PressureWatcher, 6.47
 Producción
 de arena, 7.6, 7.12
 optimización, 6.51
 perfilaje de, 6.30 – 6.40
 Producción
 mejoramiento, Cap. 7
 por yacimiento típico, ver Yacimiento
 Venezuela, 2.6
 PumpWatcher, 6.47
 Puntos extremos, parámetros, 5.45
 PVL, 6.38, 6.39
 PVT, 5.22 – 5.31
- Q**
 Química y mineralogía, 5.44
 Quimioestratigrafía, 6.29
- R**
 RAB, 4.4, 4.6, 4.8, 8.22
 RAP, 7.13 – 7.16
 Rayo Gamma
 espectrocopia, 6.21, 6.22
 limitación, 6.20
 Reacondicionamiento
 sin taladro, 7.18
 Reservas
 historia, 1.20
 por yacimiento típico, ver Yacimiento
 recuperables, 5.21
 Venezuela, 2.6,
 Resistividad
 azimutal, 3.22, 4.5
 frente mecha, 4.4, 4.5
 modelaje, ver INFORM
 Riesgo, análisis, 3.4 - 3.7
 RMA, 7.39, 7.40
 RMA, (ver también CMR)
 mediciones de laboratorio, 5.4 - 5.8, 5.47
 principios y petrofísicas, 5.2 - 5.8
- RST,
 flujo de agua, 6.34, 6.40, 7.14
 gas, 6.37, 6.40
 litología, 6.23 - 6.26
 planificador, 6.5 - 6.7, 7.9
 porosidad, 6.14
 principio, 6.11
 saturación, 6.2 - 6.10, 7.8
 R_i, previa invasión, 4.9, 4.10
- S**
 SAFE, 7.41
 Saturación, a través del revestidor, 6.2 – 6.12,
 7.8, 7.9
 SHDT, 8.2
 Sigma, 5.46, 6.2, 6.3, 6.10 – 6.15, 6.38
 Sigma/porosidad
 base de datos, 6.14
 Simulación de límites, 8.42, 8.44
 SIP, 6.27
 SLIM1, 3.30
 SNUPAR, 5.45
 SOS, 7.21, 7.24 – 7.26
 SPAN, 7.10
 Spectrolith, 5.46, 6.25 – 6.28
 SRS, 5.29
 STC, 6.19
 Stoneley, (ver DSI)
 Strat-Flow, 6.40
 Subsistencia, 2.10
 Sur de Monagas, 2.5
 SWAA, 3.18
 SXAR, 7.43
 SXPV, 7.44
- T**
 Tapón PosiSet, 7.19, 7.20
 TCP, 7.10, 7.43, 7.46
 TLC, 4.6, 4.18
 TLD, 4.15
 Triásico, 1.6, 1.42
 TSO, 7.22
- U**
 UCI, 6.45
 UNIGAGE, 4.26 – 4.28
 USIT, 6.42 – 6.45, 7.10
- V**
 VDL, 6.46
 Viscosidad
 determinación de la, 5.32 – 5.36
 VSP
 adquisición de datos, 8.24, 8.29, 8.34
 con distanciamiento múltiple, 8.23 – 8.32
 con desplazamiento de fuente, 8.33 – 8.39
 interpretación, 8.27, 8.30
 simulación por trazado de rayos, 8.23, 8.29,
 8.33
 procesamiento, 8.25, 8.30, 8.35
 software GeoFrame, 8.25
 zona sobrepresurizada, 8.31
- W**
 WellWatcher, 6.47
 WFL, 6.34, 6.35, 6.38, 6.39, 7.14
- Y**
 Yacimiento
 "Arenas de Naricual", Carito Central, 2.33
 "Arenas de Naricual", El Furrial, 2.37, 6.9
 B – 6, 3.17
 B–0–6X.03, Tía Juana (Lago), 2.14
 C–5, Lagocinco, 7.15
 Cretácico, DM–115, Mara Oeste, 2.22
 de alta permeabilidad, 7.21 – 7.26
 descripción del, alrededor del pozo, Cap. 8
 Eoceno "C" /VLG–3676, Ceuta, 2.18
 estimulación, 7.21 – 7.26
 fracturado, 8.12, 8.17 – 8.22
 Hidrocarburos de Venezuela, Cap. 2
 J–3 (OM–100) Oveja, 2.28
 Lagunillas Inferior – 04, 7.7, 7.11, 7.23, 7.24
 Lagunillas Inferior – 05, 6.7, 7.23, 7.24
 LL–07 Lagunillas, 2.11
 manejo del, 6.50 – 6.51
 Miembro Morichal, Area Bitor, 2.43
 muestreo de fluidos, 5.20 – 5.31
 P1/2, Silvestre, 2.25
 P2, Pedernales, 2.40
 R–14–COEF, Santa Rosa, 2.30
 Tía Juana (tierra), 2.8
 típico mapa, 2.7
- Z**
 ZoneAid , 7.31 – 7.34
 Zuata, 5.33, 5.34, 5.39

