

Figura 3. Detalle del tronco de la Fig. 1.

REFERENCIAS

- Garner, H. F., 1959, Stratigraphic-sedimentary significance of contemporary climate and relief of four regions of the Andes Mountains: Geol. Soc. America Bull., v. 70, p. 1327-1368.
- Schubert, C., 1974, Late Pleistocene Mérida Glaciation, Venezuelan Andes. Boreas, v. 3, p. 147-152.
- Shagam, R., 1972, Evolución tectónica de los Andes venezolanos: Bol. Geol., Pub. Esp. N° 5, tomo 2, p. 1201-1261.
- Tricart, J., 1966, Geomorfología del área de Mucuchíes: Rev. Geog., v. 7, Nos. 16-17, p. 31-42.
- _____ y Millies-Lacroix, A., 1962, Les terrasses quaternaires des Andes vénézuéliennes: Bull. Soc. Géol. France, 7e Série, tome IV, p. 201-218.

LA GEOLOGIA DEL CAMPO MORICHAL¹

J. Rabassó-Vidal

Roqueven, S.A., Apartado 6540, Caracas 101

Gustavo Coronel

Petróleos de Venezuela, S.A., Apartado 169, Caracas 105

RESUMEN

El Campo de Morichal está situado al sur del Estado Monagas, en la Cuenca Oriental de Venezuela, cerca del límite (arbitrario) norte del área denominada como Faja Petrolífera del Orinoco. Desde el punto de geología histórica la "faja" representó durante el tiempo Cretáceo y el Oligoceno-Mioceno una plataforma cratónica ligada al escudo de Guayana. Esta plataforma sirvió de escenario para repetidos ciclos de procesos sedimentarios fluviales-deltaicos-marino costeros que cesaron con la transgresión marina que depositó las Lutitas de Freites. Las arenas basales de origen fluvial de la Formación Oficina contienen más del 50% de las reservas petrolíferas totales del Campo Morichal. Se recomienda la aplicación de modelos de ambientes sedimentarios análogos para el área lo cual servirá de base para un espaciamiento lógico de los pozos adecuado a la actitud lineal, la lenticularidad y el espesor de los cuerpos de arena, con ello los proyectos de recuperación secundaria rendirán a un máximo de eficiencia. Se considera que el diseño y ejecución de cualquier proyecto de recuperación secundaria, especialmente en esta región, debe ser precedido por estudios sedimentarios detallados.

INTRODUCCION

El Campo Morichal está situado en el noreste de Venezuela, en la Cuenca Oriental en el área que se ha denominado Faja Petrolífera del Orinoco (Fig. 1) cerca de lo que se considera el límite norte de la misma; este límite es arbitrario, y está basado en la relativa gravedad del petróleo más que en razones de índole geológica.

La Phillips Petroleum Company, predecesora de Roqueven, S.A., fue la primera empresa en esta región que se dedicó sistemáticamente a producir crudo con gravedad máxima de 14° API hasta gravedades menores de 8° API, desde el principio de la década de los años sesenta o sea, desde hace unos 16 años. Otras empresas activas en el área habían producido solamente petróleo de gravedades superiores a 14° API (14° API y 16° + API).

¹Manuscrito recibido en mayo de 1976.

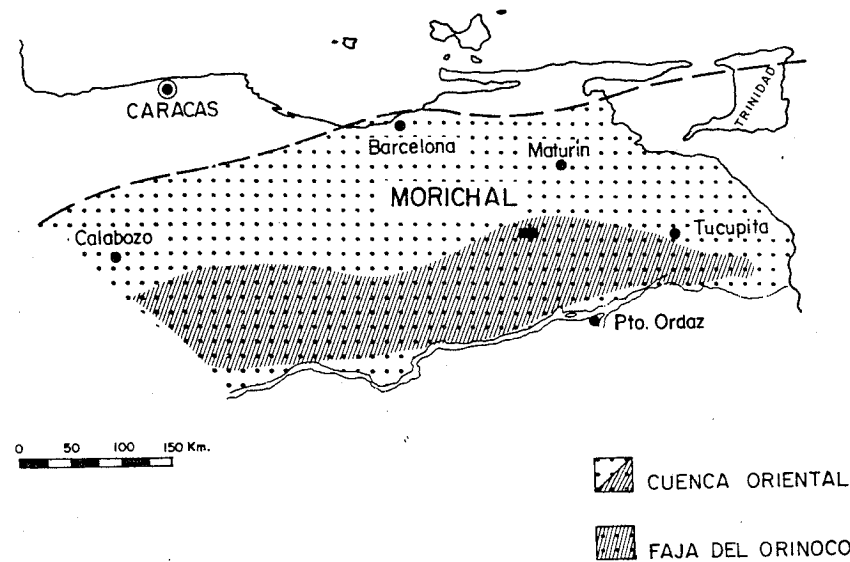


Figura 1. Ubicación del Campo Morichal, Cuenca Oriental de Venezuela.

Métodos

Los estudios geológicos actualmente en progreso en el Departamento de Exploración de Roqueven, S. A., en el área de Morichal se basan primordialmente en tratar de llegar a tener un conocimiento cabal del origen genético de los cuerpos de areniscas que componen los yacimientos del campo en cuestión. En forma general ha habido una tendencia a que los mapas de yacimientos se elaboren en forma mecánica por medio de aparentes correlaciones laterales entre pozos. Esto es desafortunado puesto que, al no tomar en cuenta el proceso y origen sedimentológico de los cuerpos de areniscas, se hace inconscientemente un mapa amalgamando cuerpos diferentes de arena que en realidad están separados entre sí. En un área como Morichal donde los yacimientos tienen presiones bajas nunca se podría llegar a saber que el mapa de una arena determinada representa realmente varios cuerpos de arena excepto después de resultados pobres e incluso fracasos en costosos proyectos de recuperación secundaria.

Para la elaboración del estudio de Morichal se han construido secciones estratigráficas en una red este-oeste y norte-sur utilizando registros eléctricos, inducción, etc., en conjunto con registros de porosidad. Los registros utilizados en las secciones son a escala vertical de 1:200. Conjuntamente se utiliza (cuando existe) información de los núcleos tales como granulometría, color, posición en secuencia de liganitos, estructuras sedimentarias primarias, fósiles, reliquias de antiguos suelos y tipos de lutitas etc., para establecer los ambientes sedimentarios.

Reconocimiento

Se agradece a Roqueven, S. A. la autorización para publicar este estudio. Los autores agradecen al Dr. E. Guevara la revisión y crítica de este manuscrito.

ESTRATIGRAFIA

El borde sur de la Cuenca Oriental, representó a partir del Oligoceno una plataforma (Fig. 2) cratónica (Renz et al. 1958, 1963). Durante el Terciario Medio, el

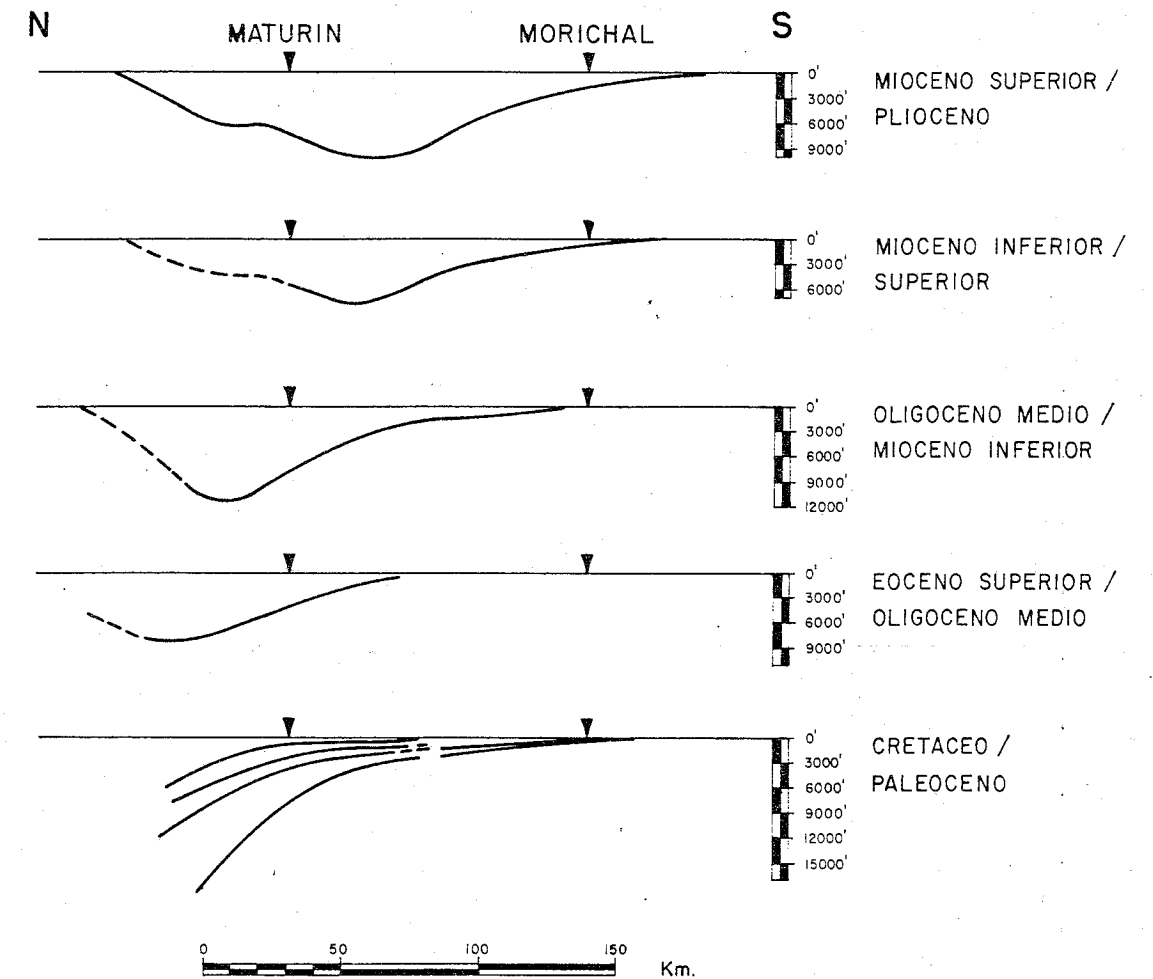


Figura 2. Evolución de la Cuenca Oriental. Sección Maturín - Morichal. Modificado de Renz, et. al. (1958).

borde sur de la cuenca, o sea, la plataforma cratónica, estaba sometida a la influencia de procesos sedimentarios fluviales, deltaicos y marino costeros (Probst, 1953). Estos procesos actuaron en el área continental y a lo largo del borde marino de la cuenca. Los ríos (paleocorrientes) fluían hacia el norte desde el escudo de Guayana. Estos ríos formaron una serie de deltas en su desembocadura con las correspondientes áreas paludales, albuferas y barreras litorales (Fig. 3). Focos de distribución del taica han sido identificados en Tucupita, Bombal (Rabassó, 1967, 1976) y Morichal (Coronel, 1968, 1969).

En el registro tipo de Morichal (Fig. 4), se pueden observar las areniscas masivas, basales de origen fluvial de la Formación Oficina (Grupo II); las cuales

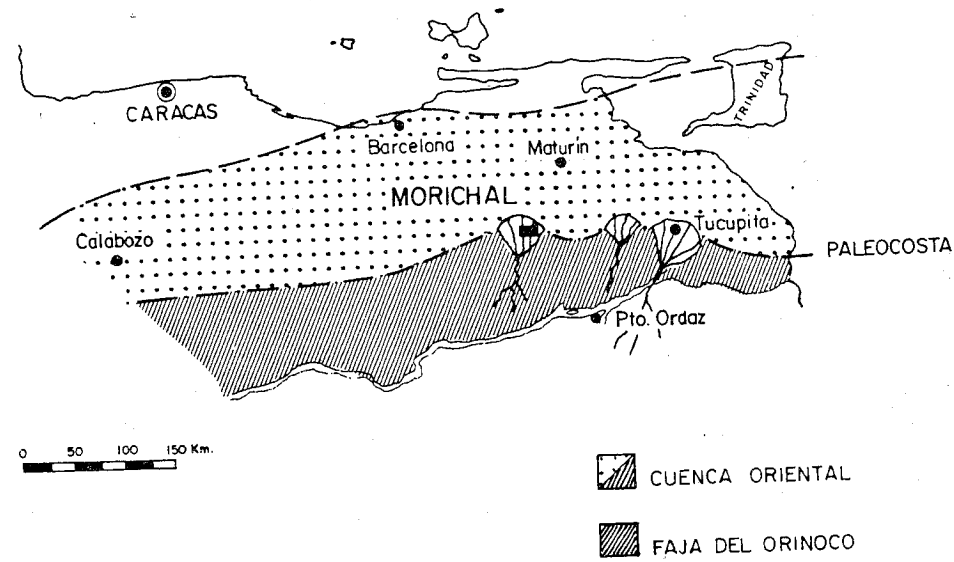


Figura 3. Interpretación paleogeográfica del oriente de Venezuela durante el Mioceno, donde se muestra la costa sur de la cuenca con focos de sedimentación deltaica.

constituyen sucesivamente, en orden ascendente, areniscas depositadas durante varios ciclos deltaicos. Se puede observar que las areniscas depositadas durante los ciclos deltaicos son más delgadas a medida que pasamos a sedimentos más jóvenes. Asimismo, la sección es preponderantemente lutítica hasta llegar a contener un 100% de lutitas en el intervalo que sirve de separación entre el Grupo I y II. Esta lutita representa un "breve" período de transgresión marina. Al terminarse este ciclo marino se reanudó el sistema deltaico-marino costero compuesto, por lo menos, de tres ciclos, depositándose las areniscas correspondientes al Grupo I (Fig. 4). Estas areniscas superiores aparentemente fueron depositadas como barreras litorales; (lo cual no ha sido aún comprobado, aunque trabajos preliminares parecen indicar esta posibilidad). Al final del último ciclo se depositó un lente delgado y sumamente continuo de caliza indicativo de una plataforma continental poco profunda; con lo cual principió un prolongado período de sedimentación marina que dio origen a las lutitas de la Formación Freites.

Los términos Grupo I y Grupo II serán descartados en el futuro puesto que, dentro de la nomenclatura estratigráfica, se prestan a confusión. Los estratos del Grupo I se denominarán informalmente areniscas 100 o series 100 y los estratos correspondientes al Grupo II se denominarán areniscas 200 o series 200.

En la sección estratigráfica (Fig. 5), se muestra en forma esquemática una correlación tentativa de los diversos lentes de areniscas. En el corte se observa mejor el desarrollo de los canales fluviales basales así como el efecto de corte y relleno donde se interrumpen abruptamente lentes laterales de areniscas menos desarrolladas y lutitas.

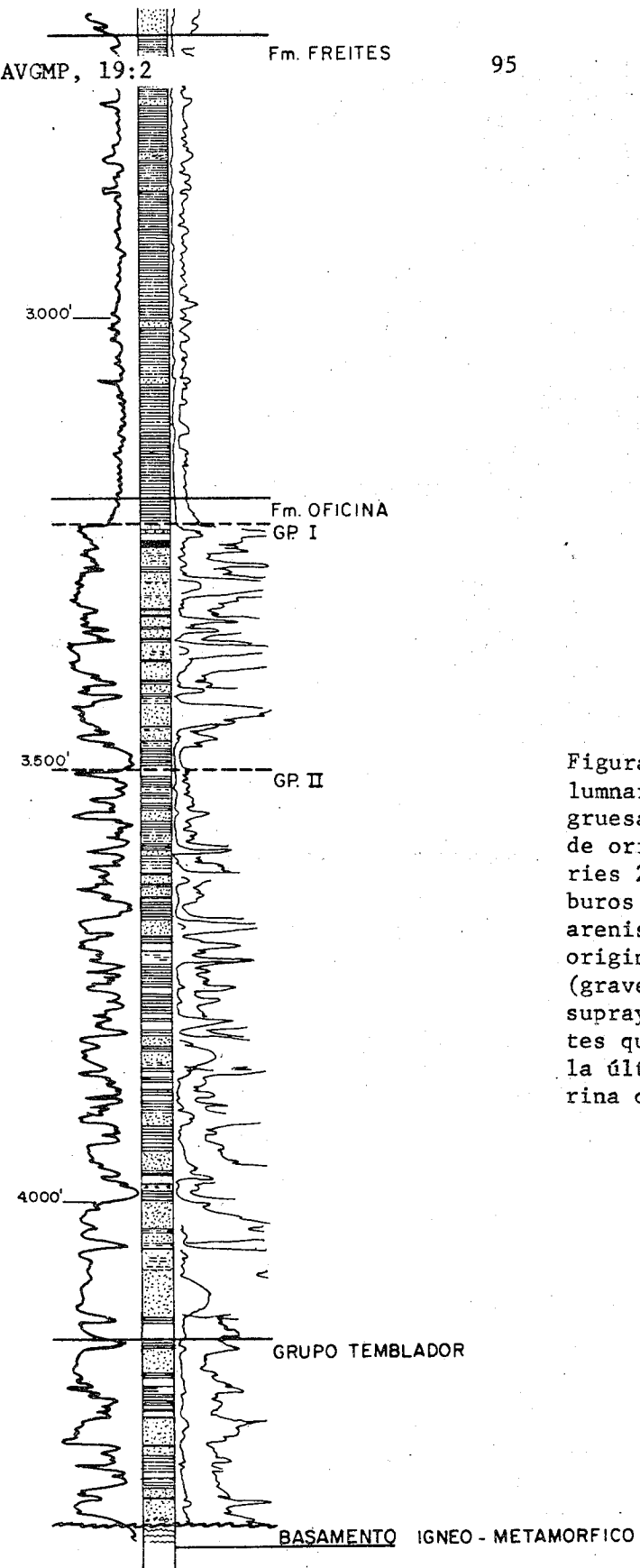


Figura 4. Registro tipo y sección columnar del Campo Morichal. Nótese la gruesa sección de areniscas basales de origen fluvial del Grupo II (Series 200-290) que contienen hidrocarburos de gravedad 8° - 10,9° API; las areniscas del Grupo I (Series 100-190) originadas como barreras litorales (gravedad 11° - 14° API) y la sección suprayacente, marina, de la Fm. Freites que representa la culminación de la última invasión (transgresión) marina que se conoce en esta región.

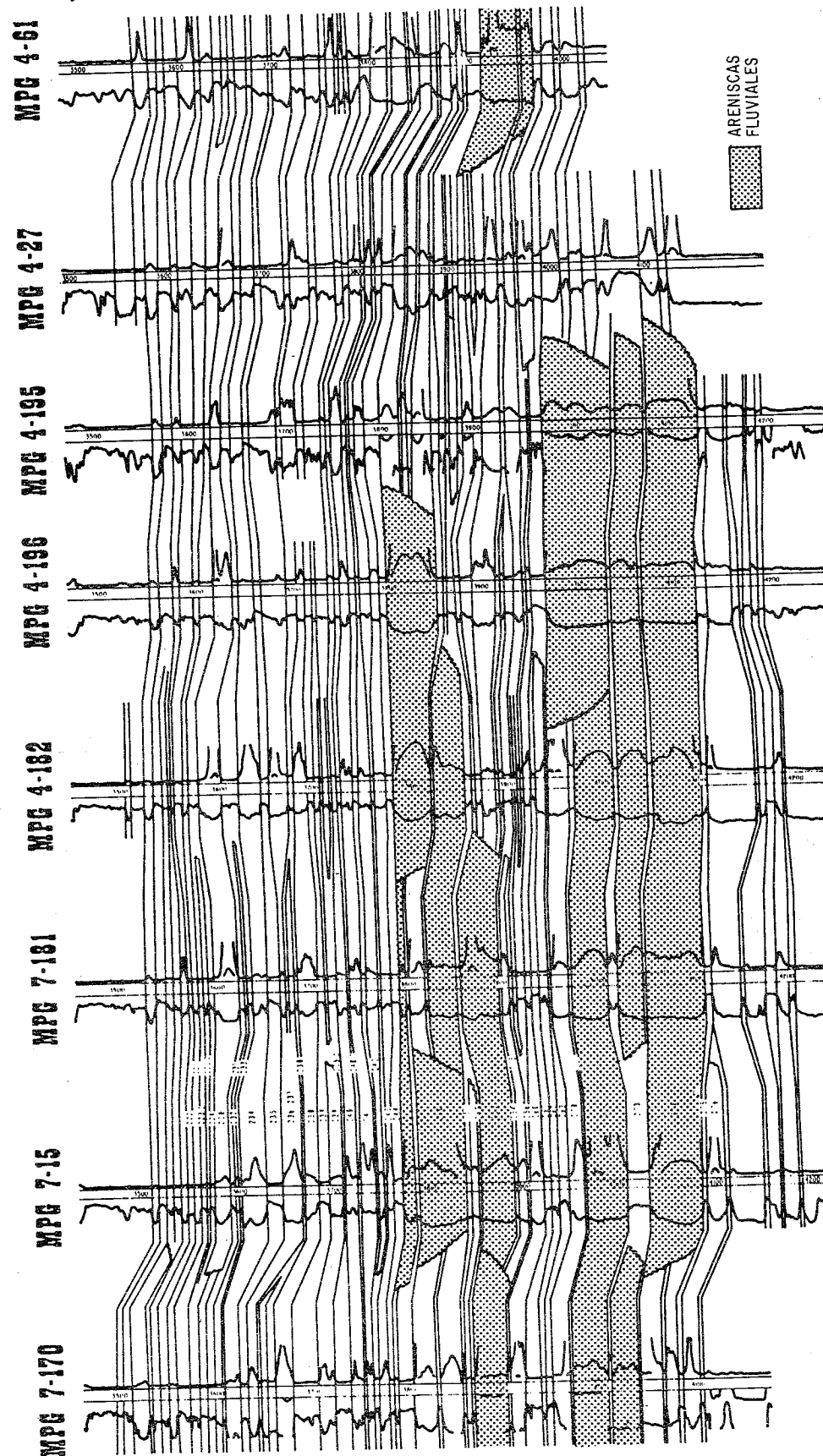


Figura 5. Sección estratigráfica de las areniscas 200 (Group II), Campo Morichal. Las áreas punteadas definen las areniscas que se originaron bajo ambientes fluviales.

PALEOGEOGRAFIA

Con carácter preliminar se muestra la paleogeografía del Campo Morichal para varios "segmentos" de tiempo representados por los depósitos del Grupo II, o sea, las areniscas de la serie 200 a 290.

Serie 270

La serie 270 está representada por las areniscas basales, con apariencia masiva, de origen fluvial aparentemente depositadas en parte como depósitos de espolones aluviales en un cinturón de meandros (Fig. 6).

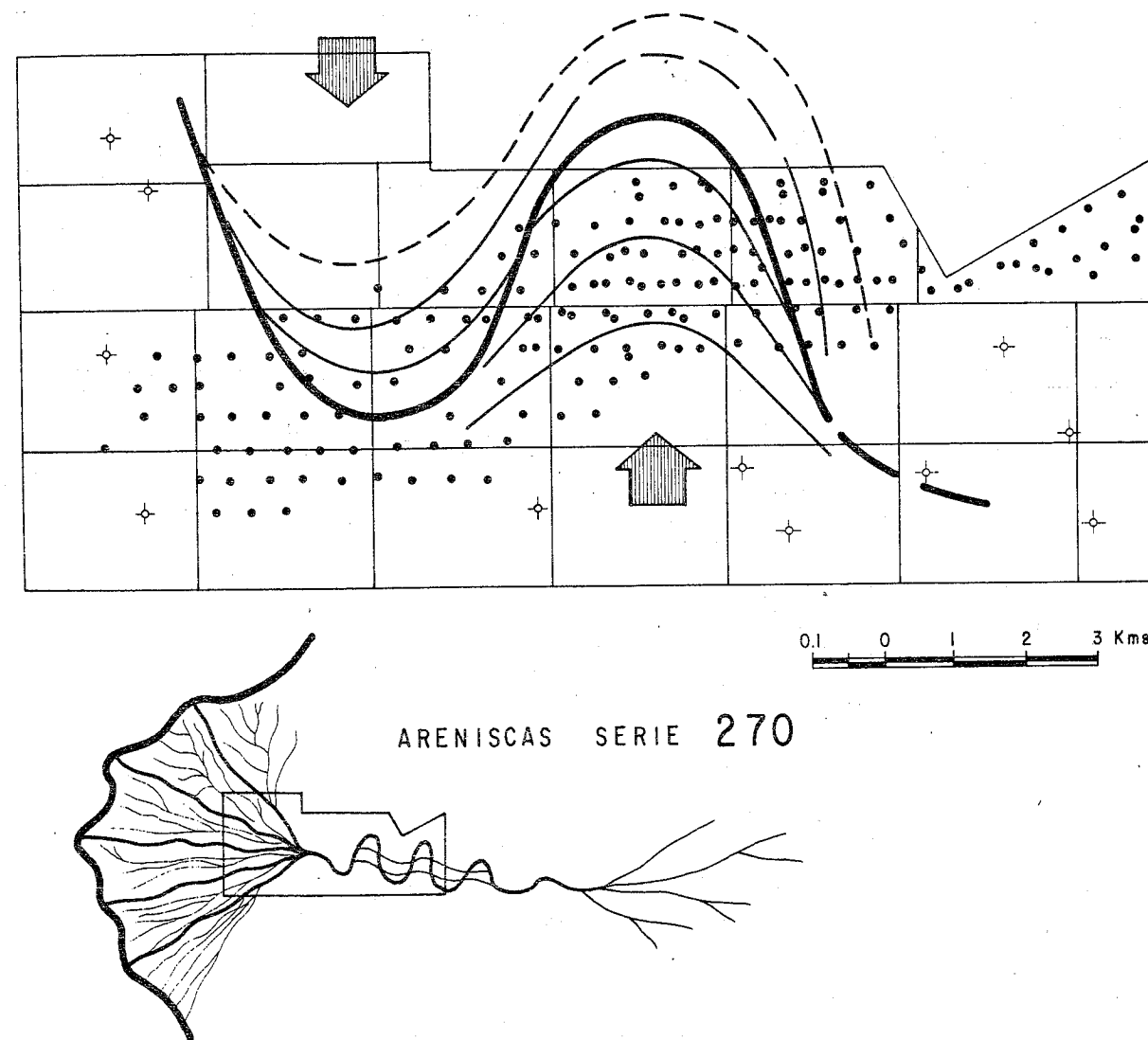


Figura 6. Paleogeografía. Cinturón de meandros, en un sistema fluvio-deltaico. Las flechas indican la dirección del desplazamiento progresivo de los meandros, Campo Morichal.

Series 240-250

Las areniscas de esta serie fueron depositadas por un sistema de aparentes canales distributarios (Coronel, 1968) en una planicie deltaica (Fig. 7).

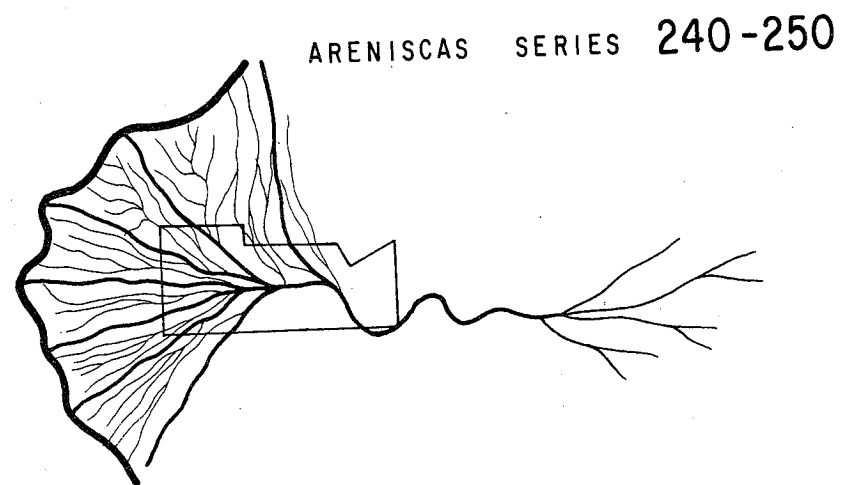
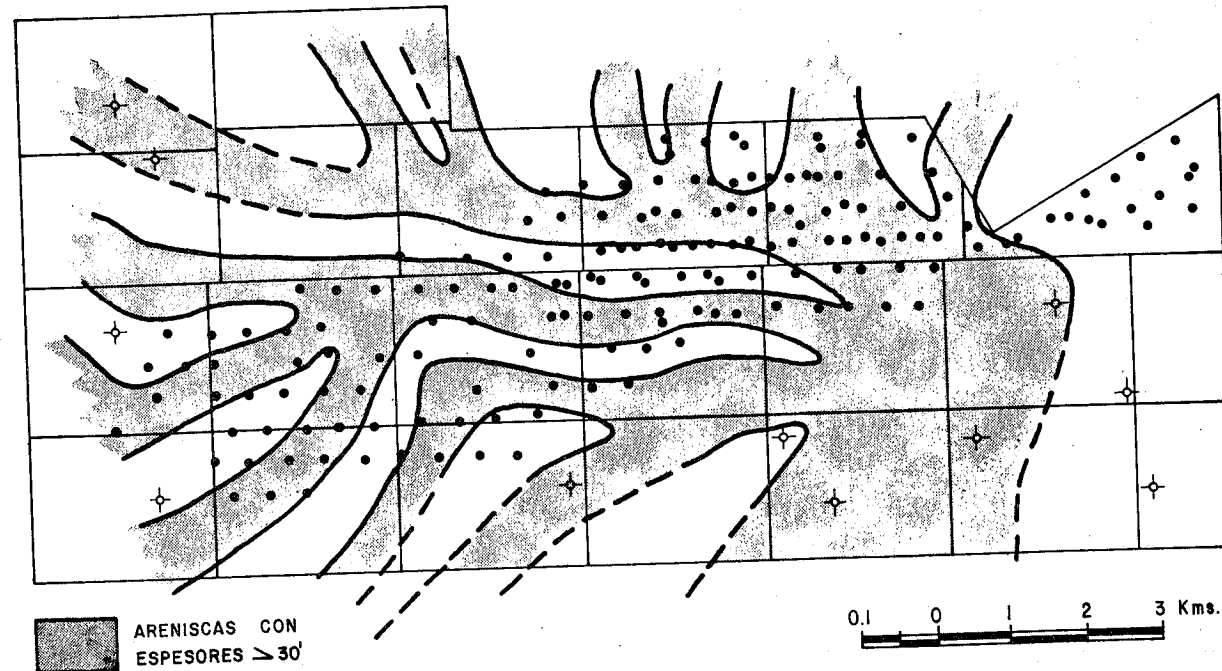


Figura 7. Paleogeografía. Sistema fluvial-deltaico durante la acumulación de las areniscas de las series 240 y 250. Modificado de Coronel (1968).

Series 210-220-230

Las areniscas correspondientes a la serie 230 (Fig. 8) parecen haberse derivado bajo un sistema deltaico de menor extensión que los mencionados anteriormente. El sistema de canales distributarios ocupaba la mitad este del área de Morichal. La serie 220 muestra un desplazamiento del delta hacia el noroeste. Las areniscas de la serie 210 aparentemente fueron depositadas en un ciclo donde se inició una "corta"

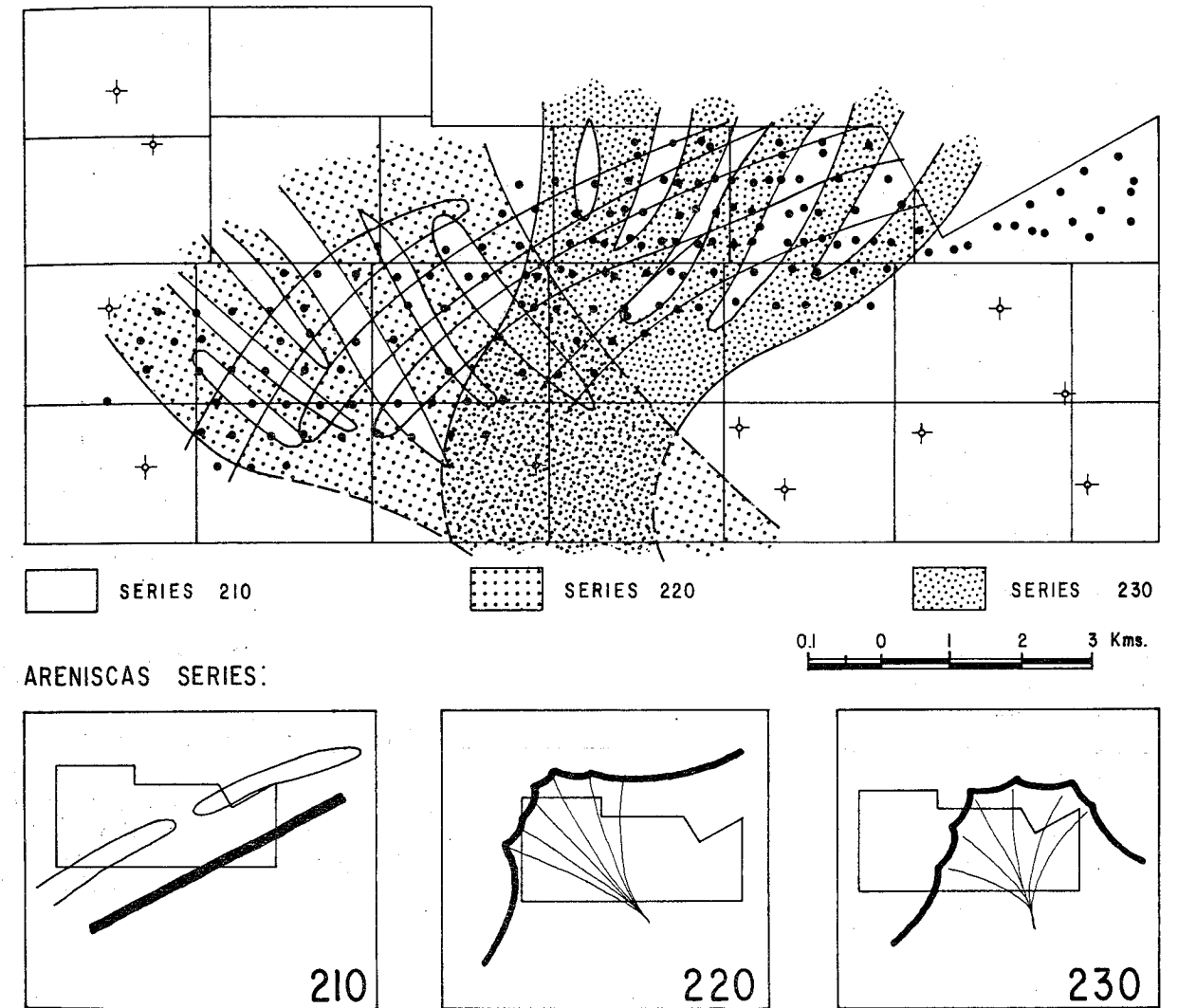


Figura 8. Paleogeografía. Sistemas deltaicos de las series 230 y 240. Las series 210 están representadas por sedimentos depositados como barras de arena y albuferas. Este ciclo inició la destrucción de parte de los sistemas deltaicos precedentes y el ciclo transgresivo marino durante el cual se depositó el intervalo de lutitas entre las areniscas series 100 y 200 (ver Fig. 4).

transgresión marina (intervalo de lutitas, separando el Grupo I del Grupo II). Las areniscas de la serie 210 fueron depositadas paralelas a la paleocosta y por su orientación se originaron como depósitos de barreras litorales.

ESTRUCTURA

La estructura del Campo Morichal (Fig. 9) es un anticlinal de moderado buzamiento hacia el sur y el norte seccionado por multitud de fallas con rumbo E-O y una falla

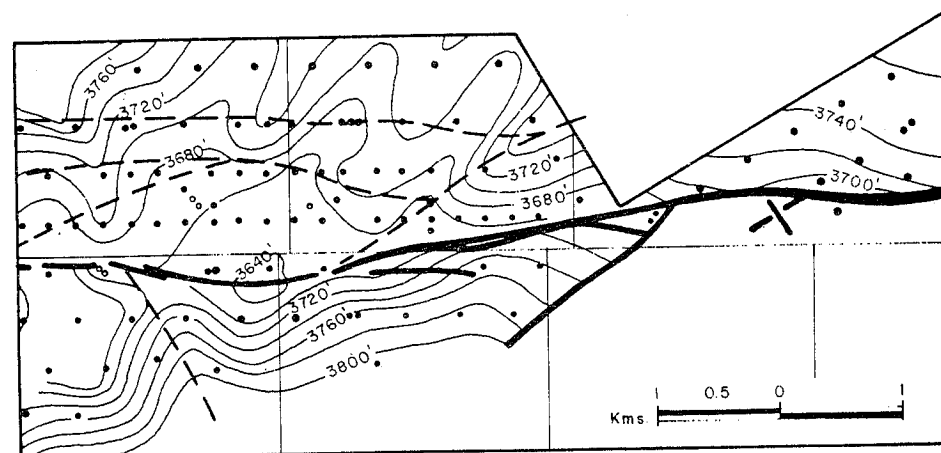


Figura 9. Mapa estructural, porción oriental del Campo Morichal. Las líneas a trazos representan pequeñas fallas de compactación (?) que tienden a normalizar los contornos estructurales. Estas fallas son de poca magnitud ($D \geq 20'$); estudio estructural detallado de Morichal (en progreso).

normal con 350' de desplazamiento en el este. La falla decrece rápidamente en magnitud de desplazamiento hasta morir en el centro del campo. Localmente ocurren anomalías menores en la estructura las cuales, se ha observado, son debidas a compactación diferencial de las areniscas y lutitas. En grado menor, se cree también que algunas anomalías pueden ser debidas a fallas menores de reajuste ocurridas durante la compactación de los sedimentos. Estas fracturas tienen menos de 20 pies de desplazamiento y son atenuadas rápidamente hacia los estratos superiores. En la interpretación estructural más reciente (en progreso) se están infiriendo numerosas fallas con un rumbo aproximado E-O, paralelas a la falla principal y con desplazamientos menores de 20 pies.

R E S E R V A S

Las reservas in situ del Campo Morichal se han estimado en aproximadamente 5000 millones de barriles, según se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Reservas, factor de recuperación, reservas recuperables originales y reservas recuperables remanentes por métodos primarios

Yacimientos	³ Petróleo In Situ	Factor de Recuperación	⁴ Reservas Recuperables	Producción Acumulada	⁴ Reservas Remanentes
Grupo I ¹	1.107 MM	9,4%	104 MM	89 MM	15 MM
Grupo II ²	3.914 MM	2,4%	94 MM	27 MM	67 MM
	5.021 MM		198 MM	116 MM	82 MM

¹Gravedad 11° - 14° API

²Gravedad 8° - 10.9° API

³Petróleo original

⁴Reservas recuperables por métodos primarios. Por recuperación secundaria (procesos térmicos) se estima una posible recuperación de hasta el 30% de las reservas in situ, o sea, un máximo de 1500 millones de barriles (B. Lumpkin, comunicación personal).

CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS

Derrumbes

Debido a la naturaleza friable (causada por la falta de cementación diagenética) de las areniscas en el área de Morichal, ocurren derrumbes continuos en el ánulo de los pozos durante la perforación. A causa de ello hay una pérdida de resolución de los registros, dificultades en la correlación de los yacimientos y análisis petrofísico y sobre cementación, con la consiguiente circulación de fluidos detrás del revestimiento.

Arcillosidad

El contenido de arcilla en las areniscas (yacimientos) del área de Morichal es elevado. Obviamente ello resulta de los procesos y ambientes deposicionales que originaron estas acumulaciones sedimentarias.

La arcillosidad de las areniscas afecta la resolución de los registros. Los programas petrofísicos diseñados para corregir la arcillosidad no son completamente efectivos. La arcillosidad afecta las curvas de resistividad de los registros (reduciendo la magnitud de la lectura) y también afecta las lecturas de porosidad. Por ello es recomendable el tener un número suficiente de núcleos tomados en forma uniforme a través de áreas similares a Morichal. De la toma de núcleos se derivan dos beneficios inmediatos: 1) lograr un control estadístico del contenido de arcilla en las areniscas para control petrofísico, 2) control de las correlaciones lito-estratigráficas e interpretación de ambientes sedimentarios. La arcillosidad conjuntamente con los derrumbes anulares hace que los cálculos petrofísicos sean altamente cuestionables.

Producción Conjunta

La producción conjunta de varias areniscas es una práctica que debería ser evitada a toda costa. Sin embargo, se puede asegurar que en el pasado la producción conjunta de varias areniscas ha sido la regla y no la excepción, por parte de muchas empresas operadoras. La producción conjunta adquiere proporciones desastrosas especialmente en lo que respecta a crudos pesados y extrapesados (Rabassó, 1967; Coronel, 1968, 1969). Por efectos de imbibición (Levorsen, 1958) grandes masas de petróleo quedan aisladas. Otro punto negativo es cuando ocurre la invasión de agua en un lente de arenisca ya que el reacondicionamiento y reparación correctiva/remedial del pozo es costoso y como se trata de areniscas friables tales trabajos generalmente no tienen éxito.

Análisis del Agua de Formación

Es imprescindible elaborar tablas con concentraciones iónicas de agua de formación. En forma sistemática se toman muestras de agua las cuales son analizadas; el beneficio inmediato de esta práctica es el de apoyar las correlaciones litoestratigráficas, la interpretación petrofísica y, finalmente la habilidad para localizar (y cerrar) fácilmente los estratos donde ocurra una canalización de agua. Las concentraciones iónicas del agua de formación, en el Campo Morichal difieren entre sí (Tabla 2).

Tabla 2. Análisis generalizados del agua de formación, Campo Morichal

Pozo	Na (ppm)	K (ppm)	Ca (ppm)	Mg (ppm)	Resist. Muestra Ω m/m ²
4-196	5100	165	360	65	,369 a 81°F
7-56	5050	177	200	80	,393 a 81°F
7-138	9550	277	370	335	,208 a 81°F
7-178	6300	180	700	65	,319 a 81°F
0-85	4750	125	115	102	,458 a 82°F

Observéanse las diferencias notables en las concentraciones iónicas de algunos elementos.

Lenticularidad

La extremada lenticularidad (Fig. 10) de las areniscas, resultado directo de los procesos y sistemas deposicionales, dificulta sobremanera la construcción de mapas de yacimientos. Sin embargo, la lenticularidad de las areniscas es una realidad inescapable. No se deben iniciar proyectos de recuperación secundaria, sin el apoyo de mapas detallados efectuados por geólogos (estratígrafos-sedimentólogos).

ESTUDIOS EN PROGRESO

Para el estudio de los yacimientos del Campo Morichal se están elaborando mapas isolíticos, a fin de mejorar el control de los yacimientos y para servir de base a futuros proyectos de recuperación secundaria.

También se están haciendo estudios palinológicos de muestras de los núcleos para tratar de establecer definitivamente la discordancia del Cretáceo no bien definida por los métodos convencionales de paleontología o litoestratigrafía.

De igual manera se están elaborando mapas mostrando producción de crudo y mapas de producción de agua de formación. Ambos tipos de mapas se basan en períodos efectivos de producción de cada pozo y se espera que estos mapas ayudarán a detectar problemas asociados con la producción del campo.

Se están elaborando tablas de concentraciones iónicas del agua de formación. Cuando toda esta información se haya compilado, se elaborarán mapas utilizando el diagrama de stiff que, se espera, servirán también para refinar los mapas finales de yacimientos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Debido a la complejidad de los ambientes sedimentarios bajo los cuales se depositaron las areniscas (yacimientos) en el área de Morichal, es imprescindible tener estudios detallados, individuales de cada yacimiento antes de ser sujetos a inyección de vapor, combustión in situ, o cualquier otro método de recuperación secundaria.

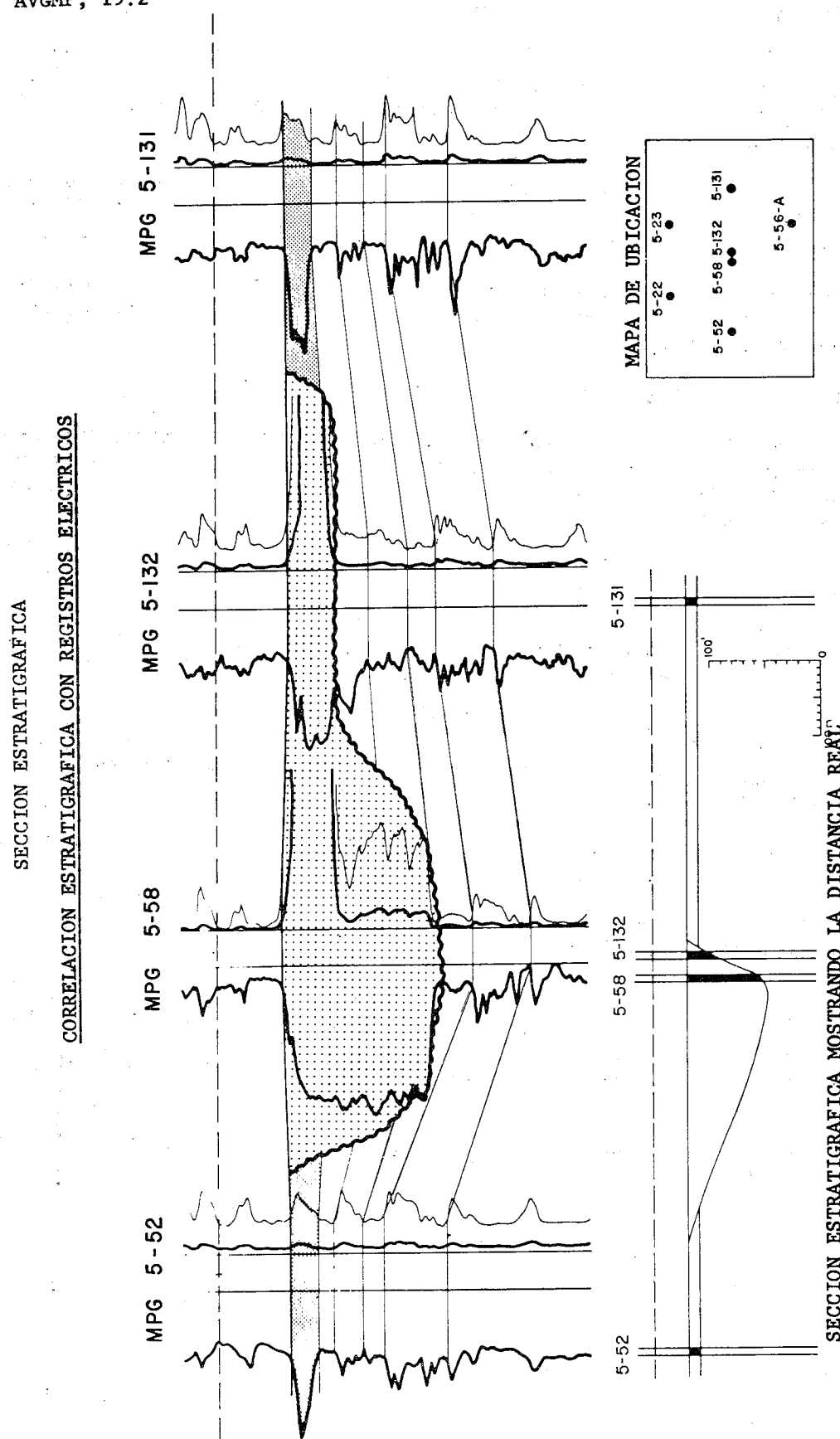


Figura 10. Ejemplo de lenticularidad de los depósitos fluvio-deltaicos, campo Morichal. El cuerpo de arenisca en los pozos 5-58 y 5-132 tiene un espesor de 18,3 m (60 pies) y 4,6 m (15 pies) respectivamente. La distancia física entre ambos pozos es de 30 m. Este cuerpo (yacimiento de gas) de arenisca no fue hallado en ninguno de los otros pozos circundantes.

El espaciamento de los pozos debería estar basado en la geometría de las areniscas y no en mallas superficiales que no guardan ninguna relación con el origen genético de los yacimientos.

Por bueno que sea el diseño o el modelo del proyecto de recuperación secundaria, tendrá pocas posibilidades de éxito si no se tiene un conocimiento cabal de las características internas, geometría y dirección de sedimentación de cada yacimiento.

Los considerables derrumbes en las capas productoras dificultan la interpretación y análisis de los registros, resultando en una pobre cementación del revestimiento y comunicación entre yacimientos.

Los yacimientos deben ser completados selectivamente.

Se deben tomar núcleos en los pozos a perforarse en áreas similares de la Faja del Orinoco, como parte integral del desarrollo de estos campos. Los núcleos se tomarían como mínimo en un 20% de los pozos perforados y con mayor frecuencia en aquellas áreas de especial complejidad.

REFERENCIAS

- Coronel, G., 1968, A geological study of the Group II sands of the Morichal field, State of Monagas, Venezuela: Phillips Petroleum Co., 14 p. 42 mapas, 10 secciones, informe privado.
- _____ y Beghtel, F., 1969, Group I sands geological study, Morichal field, State of Monagas, Venezuela: Phillips Petroleum Co., 18 p. 17 mapas, 23 secciones, informe privado.
- Levorsen, A. I., 1958, Geology of Petroleum: W. H. Freeman and Co., San Francisco, 703 p.
- Probst, D. A., 1953, Stratigraphic Studies, Greater Oficina, Venezuela: Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. v. 37, N° 9, pp. 2073-2092.
- Rabassó-Vidal, J., 1967, Geology and oil reserves of the Tucupita field, final report V-574: Texas Petroleum Co., 76 p., 27 mapas, 8 secciones, informe privado.
- _____, 1976, La Geología del Campo Tucupita: Boletín AVGMP, v. 19, N° 1, p. 57-73.
- Renz, H. H. et al, 1958, The Eastern Venezuela Basin, en: The habitat of oil, The Amer. Assoc. Petrol. Geol., pp. 551-600.

EXPERIENCIAS EN EL TRATAMIENTO Y MANEJO DEL GAS AGRIO (H₂S)

José T. Ocando

Roqueven, S.A., Maracaibo

INTRODUCCION

Las necesidades energéticas mundiales, han copado las fuentes tradicionales de energía. En la búsqueda de nuevas reservas se está perforando cada vez más profundo con lo cual aumentan los problemas técnicos.

En el caso específico de Venezuela las perforaciones del Cretáceo en el Lago de Maracaibo, presentan complejos problemas complicados frecuentemente por la presencia de "gas agrio". Este gas puede ser tratado por diferentes medios para evitar los problemas de "envenenamiento" humano y corrosión de los equipos.

General

La perforación y producción de hidrocarburos de pozos muy profundos, que contienen sulfuro de hidrógeno a altas temperaturas presenta peligros fuera de los comunes a los de los campos normales.

El gas agrio sinónimo de sulfuro de hidrógeno, es un veneno que destruye la vida a muy bajas concentraciones y puede causar también la falla a muy corto plazo de aceros y otros metales de alta dureza. Esto significa que todas las personas involucradas en el manejo del gas agrio deben estar familiarizadas no solamente con los procesos y normas de seguridad sino también con los procesos que deben usarse en el tratamiento de H₂S.

Definición

Gas agrio es aquella mezcla de hidrocarburos que contiene dióxido de carbono (CO₂) y compuestos de azufre, principalmente sulfuro de hidrógeno (H₂S), en una concentración mayor del 1,04% molar (aproximadamente 25 p.p.m. en peso para el gas del Cretáceo). Ver análisis del gas anexo.

El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, altamente tóxico y muy corrosivo. Es más pesado que el aire (G.E. 1,1895) y tiene un olor característico a huevos descompuestos.

MECANISMOS DE REACCION

La producción de gas agrio a través de tuberías de acero usualmente presenta serios problemas de corrosión o endurecimiento con pérdida de elasticidad de los metales de las instalaciones.