

BIBLIOGRAFIA

- American Institute of Mining Engineers (AIME), 1949, Industrial Minerals and Rocks. p. 971-974.
- Menéndez, A., 1965, Geología del Area de El Tinaco, Centro Norte del Estado Cojedes, Venezuela. Boletín de Geología. 6 (12).
- Mencher, E., 1950, "Sucesos Cretácicos-Eocénicos en el Norte de Venezuela. Asoc. Geol. Min. Pet., Boletín Informativo 2 (1), p. 91-99.
- Peirson, A. L., 1963, Galera Member of the Quebradón Formation. Asoc. Ven. Geol. Min. Pet., Bol. Inf. 6 (5) p. 141-150.
- \_\_\_\_\_, 1965, Geology of the Guárico Mountain Front. Asoc. Ven. Geol. Min. Pet. Bol. Inf. 8 (7), p. 183-212.
- \_\_\_\_\_, Salvador, A., y Stainforth, R. M., 1966, The Guárico Formation of North Central Venezuela. Asoc. Ven. Geol. Min. Pet., Bol. Inf. 9 (7) p. 183-225.
- Pettitjohn, F. J., 1954, Sedimentary Rocks: New York, Harper and Bros. Ch. 2.
- Benz, H. H., 1955, Some Upper Cretaceous and Lower Tertiary foraminifera from Aragua and Guárico, Venezuela. Micropaleontology, 1 (1), p. 52-71.
- Rodríguez, S. E., 1973, Minerales no Metálicos de Venezuela Septentrional. Bol. Soc. Ven. Geol. 8 (3). p. 49-55.
- Tuck, R., 1930, Classification and specification of siliceous sands Economic Geology, 25 (1), p. 57-64.
- Yáñez, A., 1972, Perspectivas de Mercado Interno de Minerales no Metálicos y Análisis de los Mecanismos de Sustitución de Importaciones. I Foro sobre Minerales no Metálicos, San Felipe, Estado Yaracuy, Junio de 1972. Preimpreso 38 p.
- Yáñez, E., y Román, J. A., 1970, Informe Interno sobre los Yacimientos de Arenas de Guárico y Anzoátegui, Estado Lara, Departamento de Desarrollo Industrial, FUDECO Informe Inédito, 15 p.
- Weisbord, A., 1956, Formación Guárico en Léxico Estratigráfico de Venezuela. Primera Edición, 1956. Publicación Especial Dirección de Geología.

LA GEOLOGIA DEL CAMPO TUCUPITA<sup>1</sup>  
(THE GEOLOGY OF THE TUCUPITA FIELD)

José Rabassó-Vidal<sup>2</sup>

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

R E S U M E N

El Campo Tucupita está en el Territorio Federal Delta Amacuro. Contenía originalmente 267 millones de barriles de petróleo in situ. Las rocas de la Formación Oficina fueron depositadas bajo condiciones fluvio-deltaicas, las cuales cesaron con la transgresión marina que resultó en la deposición de la Formación Freites. La Falla Principal de Tucupita es una falla normal de crecimiento; tiene una longitud mínima de 22 km., su desplazamiento varía entre 95 y 400 pies, y presenta buzamientos entre 35° y 70° al sur-sureste. El sello proporcionado por la falla se debe a las Lutitas de Freites, desplazadas en el bloque deprimido de la falla y las cuales cubren a las areniscas de la Formación Oficina en el bloque levantado. Un mecanismo sellante similar se sugiere para los campos de Oficina.

A B S T R A C T

The Tucupita Field is located in the Territorio Federal Delta Amacuro. Original oil in situ was estimated at 267 million barrels. The rocks of the producing Oficina Formation were deposited by fluvio-deltaic processes. The marine transgression which resulted in the deposition of the Freites Fm. closed this cycle. The Main Tucupita Fault is a growth fault; with minimum length of 22 km. and throws ranging between 95 and 400 feet; with dips of 35° to 70° to the south-southeast. The sealing medium is suggested as resulting from the Freites Shale downthrown opposite to the oil bearing sands (in the upthrown block). A similar mechanism is suggested for oil fields in the Greater Oficina Fields.

I N T R O D U C C I O N

El éxito en la exploración de áreas nuevas depende en gran medida de la información accesible a las personas involucradas en estas actividades. El propósito de este artículo es divulgar los resultados de investigaciones hechas por el autor sobre el campo petrolífero de Tucupita.

<sup>1</sup>Manuscrito recibido en febrero de 1976

<sup>2</sup>Anteriormente con Texas Petroleum Company (ahora Deltaven, S. A.)

Ubicación

El Campo Tucupita, en el delta del río Orinoco está ubicado 1 km. al norte de Tucupita, 180 km. al noreste de Ciudad Bolívar, y 180 km. al sur de Puerto España, Trinidad (Fig. 1). Geológicamente el campo está dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela y ligeramente al norte del límite (arbitrario) septentrional de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tucupita es el campo petrolero más oriental de Venezuela.

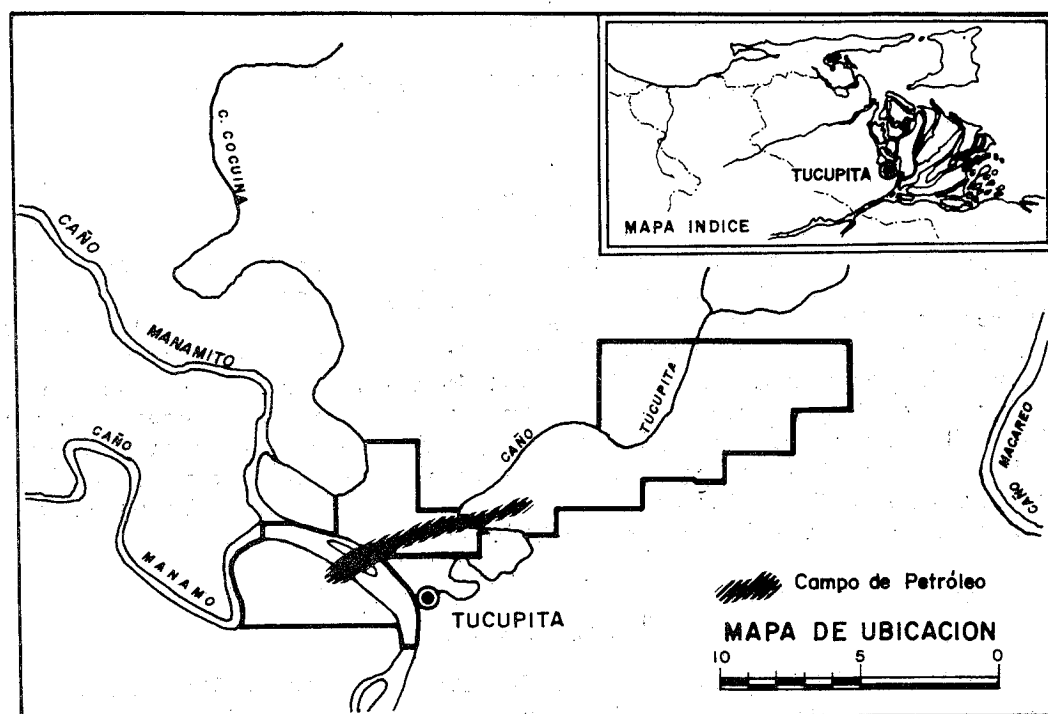


Figura 1. Mapa índice y mapa de ubicación del Campo Tucupita, Territorio Federal Delta Amacuro.

Reconocimiento

Se agradece encarecidamente a Deltaven, S.A., la autorización de publicar este artículo.

Se reconoce con afecto las sugerencias y orientación recibida de D. J. Shriner y J. Carroll, años atrás, en la investigación original que ha hecho este trabajo posible; a mis compañeros de labores Sra. Isabel de Giordano, y E. R. Quijada por las ilustraciones; y finalmente al Dr. E. Guevara y al Geólogo M. S. de Stredel por la lectura, crítica y sugerencias en la revisión final de este manuscrito. Cualquier error u omisión es responsabilidad absoluta del autor.

Cronología y Sumario de Eventos

La empresa Texas Petroleum Company adquirió las concesiones de Tucupita en 1938. Extensos levantamientos sísmográficos de reflexión fueron ejecutados por la Seismograph

Service Corporation entre los años 1939 y 1941.

El pozo descubridor, Texas-1, fue ubicado en el alto sísmográfico mejor definido (Olson, 1948); la perforación se inició el 22 de febrero de 1945 y el pozo fue completado como productor y descubridor de nuevo campo el 14 de mayo del mismo año. La producción inicial por flujo natural con reductor de 1/2 pulgada fue de 1372 BPPD y de gravedad de 16,3<sup>o</sup> API.

En 1964 la Texas Petroleum Company adquirió de la Creole Petroleum Corporation la extensión oeste del Campo Tucupita. En esta área se perforaron 24 pozos. Entre 1945 y 1976 se perforaron 85 pozos en el área de Tucupita, de los cuales 76 han sido productores y 9 fueron abandonados "secos".

Efectivo el 1<sup>o</sup> de enero de 1976, el campo pasó a la administración directa del Estado Venezolano; el campo fue asignado a la empresa Deltaven (ex-Texas Petroleum Company).

Gradiente Geotérmico

El gradiente geotérmico de Tucupita (Fig. 2) es de 1,21<sup>o</sup> F/100 pies. El promedio de temperatura a la profundidad de producción (5400' a 5600') es de 140<sup>o</sup> F.

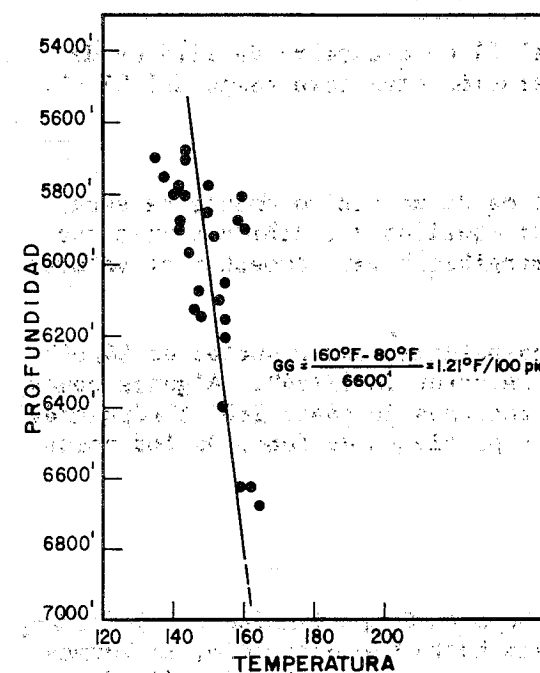


Figura 2. Gradiente geotérmico, Campo Tucupita.

Fluidos de Formación

Los fluidos de formación incluyen agua, petróleo y gas. De ellos se analizaron el petróleo y el agua de formación.

Petróleo

La gravedad del petróleo es muy uniforme, y la misma oscila entre 16,2<sup>o</sup> y 16,5<sup>o</sup> API a 60<sup>o</sup> F. La viscosidad es de 2700 centipoises a 100<sup>o</sup> F a presión atmosférica; la viscosidad del crudo a la temperatura de formación es de 750 centipoises o sea 750 veces más viscoso que el agua en el subsuelo.

Agua

El análisis de 12 muestras de agua de formación (Apéndice) mostró variaciones notables en la concentración iónica las cuales están resumidas a continuación (Tabla 1).

La salinidad del agua es elevada y alcanza concentraciones cercanas a 40.000 ppm. La resistividad medida del agua de formación es de 0,180 Ω m<sup>2</sup>/m.

Tabla 1. Comparación de Concentraciones Iónicas

Ion	PPM	a	PPM
Cl <sup>-</sup>	19.400		23.500
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	11.503		14.468
Ca <sup>++</sup>	864		1.240
HCO <sub>3</sub>	390		976
Mg <sup>++</sup>	50		341
SO <sub>4</sub>	9		190

Reservas

El petróleo original in situ del Campo Tucupita fue estimado (Rabassó, 1967) utilizando los siguientes parámetros: porosidad promedio 35%, saturación de agua 35%,  $\beta_g = 1,12$  y  $\beta_o = 620$  según información PVT extrapolada del Campo Bombal.

Petróleo: 267.520.000 barriles

Gas: 839.000.000 pies cúbicos

La recuperación acumulada de petróleo hasta el 31 de diciembre de 1975 es de 60.558.000 barriles lo cual da un factor de recuperación para este campo del 22,6%.

Mecanismo de Producción

Los yacimientos del campo Tucupita están dotados de un activo empuje de agua. Todos los pozos producen por flujo natural, excepto aquellos que debido a un corte excesivo de agua les fueron instaladas bombas "sumergibles" para aumentar el volumen total diario.

La presión en boca de pozo oscila desde 70 lbs/pulgada<sup>2</sup> con reductor de 24/64" (posiblemente arenado) hasta 900 lbs/pulgada<sup>2</sup> con reductor de 12/64". Algunos pozos con alta relación gas/petróleo (30.200) alcanzan presiones de hasta 1880 lbs/pulgada<sup>2</sup> con reductor de 16/64". No se tiene información de presiones de fondo de los pozos del Campo Tucupita.

ESTRATIGRAFIA

La columna litoestratigráfica de Tucupita incluye el Grupo Temblador (?) del Cretáceo, la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano hasta Mioceno Medio, la Formación Freites de edad Mioceno Medio a Mioceno Tardío, la Formación La Pica (?) de edad Mioceno Tardío/Plioceno, la Formación Las Piedras de edad Plioceno/Pleistoceno y sedimentos de la Formación Mesa o equivalente del Holoceno. El contacto Temblador/Oficina es discordante.

El espesor de la columna sedimentaria (Cretáceo-Holoceno) en Tucupita es aproximadamente de 6.900 a 7.000 pies. La base del Grupo Temblador suprayace discordantemente al complejo ígneo-metamórfico del escudo de Guayana (basamento).

El área de Tucupita-Uracoa previo a la sedimentación del Terciario era parte de un estuario poco profundo de la Cuenca Oriental de Venezuela con una paleocosta no muy lejana al sur, donde desembocaba un sistema fluvial, el cual formó un delta que fue progradando hacia el norte. Este sistema fluvial/deltaico podría compararse en cuanto a dirección de drenaje al Orinoco actual aunque con una distribución geográfica menor. La Formación Oficina consiste, en esta área, de areniscas, lutitas y lignitos depositados en un régimen fluvio deltaico.

Litología

Las areniscas de la Formación Oficina son friables, y pobremente escogidas. El tamaño del grano varía desde limo a grano muy fino en la sección inferior; grano fino a medio en la sección intermedia y grano fino a muy fino en la sección superior. Las areniscas inferiores y medias son arcillosas, las superiores son relativamente limpias. Las areniscas están interestratificadas con lutitas carbonáceas, lignitos, arcillitas rojas y limolitas.

Los registros sísmicos tomados en Tucupita muestran variaciones de porosidad entre 35 y 45%; se cree que las lecturas del máximo de porosidad son demasiado altas, debido al margen elevado de error de este registro en arenas no consolidadas, con alto contenido de arcilla y en pozos relativamente poco profundos.

Comparación de registros, análisis de fluidos, núcleos de pared y similitud de secuencia en Tucupita y Bombal (Barquis/Uracoa) indican un régimen sedimentario muy parecido; debido a ello se cree que información de núcleos de Bombal son aplicables en forma comparativa a Tucupita.

Análisis de Núcleos

Información de los núcleos (Tabla 2) del pozo Bombal 1-3 muestra grandes discrepancias en cuanto a los valores del contenido de arcilla determinados por Core Laboratories y Halliburton Research. Se considera que las determinaciones de estos últimos, por difracción de rayos-X, son más acertadas. Las partículas que pasaron el tamiz 325 (permitiendo el paso de partículas menores de 50 micrones) incluyen las fracciones limo-arcillas (Tabla 3).

Se observó en este núcleo a 5005 pies la presencia de un nivel de arcillitas con abundantes óxidos de hierro que se considera representan un paleosuelo.

Del análisis de los núcleos de Bombal se destacan las siguientes conclusiones:

- 1 - Las areniscas son limosas, están pobremente escogidas y contienen cantidades moderadas de arcilla. Entre las arcillas predomina la Kaolinita; hay illita en cantidades moderadas; los feldespatos se encuentran presentes en cantidades moderadas a muy pequeñas; la siderita y arcillas compuestas (mixed clay) cuando se encuentran es en cantidades pequeñas. Las areniscas productoras contienen limo y arcilla en cantidades que varían desde un 3% hasta un 20% del total de la roca por peso.
- 2 - Las porosidades y permeabilidades tanto verticales como horizontales varían notablemente dentro de un mismo cuerpo de arena, estos parámetros medidos en el laboratorio son significativamente menores que en condiciones originales

Tabla 2. Comparación de permeabilidad, porosidad y porcentajes de arcilla. Núcleo Bombal 1-3

Profundidad	# 1		# 2	# 3	# 4	# 5	Pruebas
	Permeabilidad (Millidarcies)		% Porosidad	% Porosidad Registro Sónico	% Arcilla por peso	% Limo-arcilla por peso	
Hor.	Vert.	Hor.	Vert.	Sónico	por peso	por peso	
4925	-	5.3	24.7	27	24.20	8.91	
4988	388	147	39.8	36	27.55	3.50	
4992	-	470	30.8	35	13.74	-	
4993	625	458	35.8	38	20.50	-	
4994	786	718	35.3	38	21.23	-	877 BPPD, 24/64" reductor
4995	1.6	0.81	18.2	36	57.69	-	400 lbs./pulgada <sup>2</sup>
4996	-	-	18.6	35	45.87	-	
4997	155	139	18.9	36	42.20	-	
4998	-	302	32.8	35	30.46	-	
4999	823	703	36.9	38	20.95	6.38	
5016	699	756	33.1	44	12.40	4.67	
5027	0.01	0.01	13.3	43	69.84	-	
5028	-	0.47	21.2	40	53.33	-	
5029	0.17	0.28	16.6	42	50.26	-	264 BPPD, 16/64" reductor
5030	0.03	0.04	20.0	42	61.25	-	300 lbs./pulgada <sup>2</sup>
5031	0.05	0.02	22.3	42	48.53	-	
5032	0.03	0.03	21.6	42	62.10	-	
5060	-	174	35.3	44	17.88	-	
5076	-	-	32.5	40	53.83	-	
5077	-	-	35.4	41	66.41	-	
5078	-	-	35.6	41	34.68	20.	560 BPPD, 24/64" reductor
5079	-	-	37.8	42	54.10	-	200 lbs./pulgada <sup>2</sup>
5080	-	-	35.6	41	42.85	-	
5081	-	-	38.4	42	44.91	-	
5088	907	499	30.6	38	13.95	13.95	

# 1, 2 y 4, de Core Lab. Inc.

# 3 de Schlumberger FAL - BHC Sónico

# 5 de Halliburton Research Facilities.

Tabla 3. Análisis de Arcillas por Difracción de rayos-X. Núcleo de Bombal 1-3 (Halliburton).

Fracción	Profundidad de las Muestras. Cantidades Relativas					
	4952	4988	4999	5016	5060	5078
Cuarzo	Mayor	Mayor	Mayor	Mayor	Mayor	Mayor
Kaolinita	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado
Illita	M. Poco	M. Poco	-	M. Poco	M. Poco	-
Capa compuesta	M. Poco	M. Poco	Poco	Poco	M. Poco	M. Poco
Siderita	-	Poco	Poco	-	Poco	-
Feldspato	Poco	Poco	Moderado	Moderado	Poco	M. Poco
Porcentaje de muestra que pasó el tamiz N° 325	8,91%	3,50%	6,38%	4,67%	17,88%	20%

debido a la dificultad de medirlos en areniscas friables.

3 - Las lecturas de porosidad y resistividad de los registros están afectadas por el contenido de limo y arcilla. El margen de error del registro sónico puede ser de un 3% en areniscas moderadamente limpias y hasta un 20% o mayor de acuerdo al contenido de arcilla en las areniscas.

4 - Los cálculos muestran una saturación irrealmente alta de agua. Ello es debido a las lecturas bajas de la resistividad (causado por la arcillosidad) y a las estimaciones excesivamente altas de porosidad derivadas del registro sónico. Debido a que ambos concentran el error en una misma dirección, se obtiene una falsa saturación (alta) de agua.

#### Correlación y Ambientes

La correlación de las areniscas se ha hecho en el área de Tucupita, sin tratar de extender la correlación a regiones adyacentes. El autor no cree válidas las correlaciones de lentes, a grandes distancias, de los sedimentos de un borde de cuenca, en especial perpendicularmente al rumbo. Las condiciones y regímenes sedimentarios cambian demasiado, tanto lateral como verticalmente, para que la correlación de lentes tenga algún valor, excepto dentro del área restringida de un campo con una densidad aceptable de control (Fig. 3).

Paquete Inferior (N-3 hasta R)

Este intervalo incluye capas delgadas de areniscas arcillosas de grano muy fino, pobremente escogidas, e intercaladas con estratos de limolitas y lutitas. Este paquete parece representar una secuencia de sedimentos depositados en un frente deltaico. Algunas de estas relaciones se pueden observar en el diagrama de panel (Fig. 4).

Paquete Medio (L-1 hasta N-1D)

Este paquete se compone de capas gruesas de areniscas "limpias" de grano fino a mediano, bien escogidas y algunos lentes muy arcillosos, todos ellos separados por capas delgadas de lutitas. Este intervalo también sugiere una fase marina localmente regresiva debida al avance de un sistema fluvio-deltaico. En algunos casos (Fig. 3) se pueden identificar por su geometría, depósitos de canales fluviales.

Paquete Superior (D hasta K)

Este intervalo consiste de capas medianas de lutitas y capas delgadas de areniscas muy finas. Esta secuencia representa un ambiente incrementalmente más marino hacia la parte superior de la sección, y marca el inicio de la influencia marina que culminó con la transgresión que depositó a la Formación Freites.

Sedimentación

Los rumbos de los ejes de los cuerpos de areniscas muestran, en general, una orientación norte-sur. Los ejes de estos cuerpos se muestran (Fig. 5) como líneas; a medida que se asciende en la columna se observa que ocurre un desplazamiento lateral de los canales; ello pudiera ser debido a compactación diferencial de la parte lutítica de cada paquete, creándose áreas más bajas que facilitarían el flujo de nuevos canales a través de ellas.

ESTRUCTURA

Los esfuerzos que actuaban sobre el basamento ígneo en el área de Tucupita eran activos durante la deposición de las formaciones Oficina, Freites y posiblemente La Pica. Aparentemente los esfuerzos tensionales fueron causados por la sobrecarga de sedimentos; el resultado de estos esfuerzos fue el desarrollo de un sistema de fracturas con un rumbo general NE-SO, denominado Falla Principal de Tucupita. La longitud observada de la falla es por lo menos de 22 kilómetros.

Plegamiento

La deformación en Tucupita puede calificarse de suave; el bloque levantado al norte de la falla consiste de un homoclinal arqueado con los contornos estructurales cerrándose al noreste y sureste contra la Falla Principal de Tucupita (Fig. 6); el bloque deprimido al sur de la falla presenta un mayor grado de deformación representado por un sinclinal (Fig. 7).

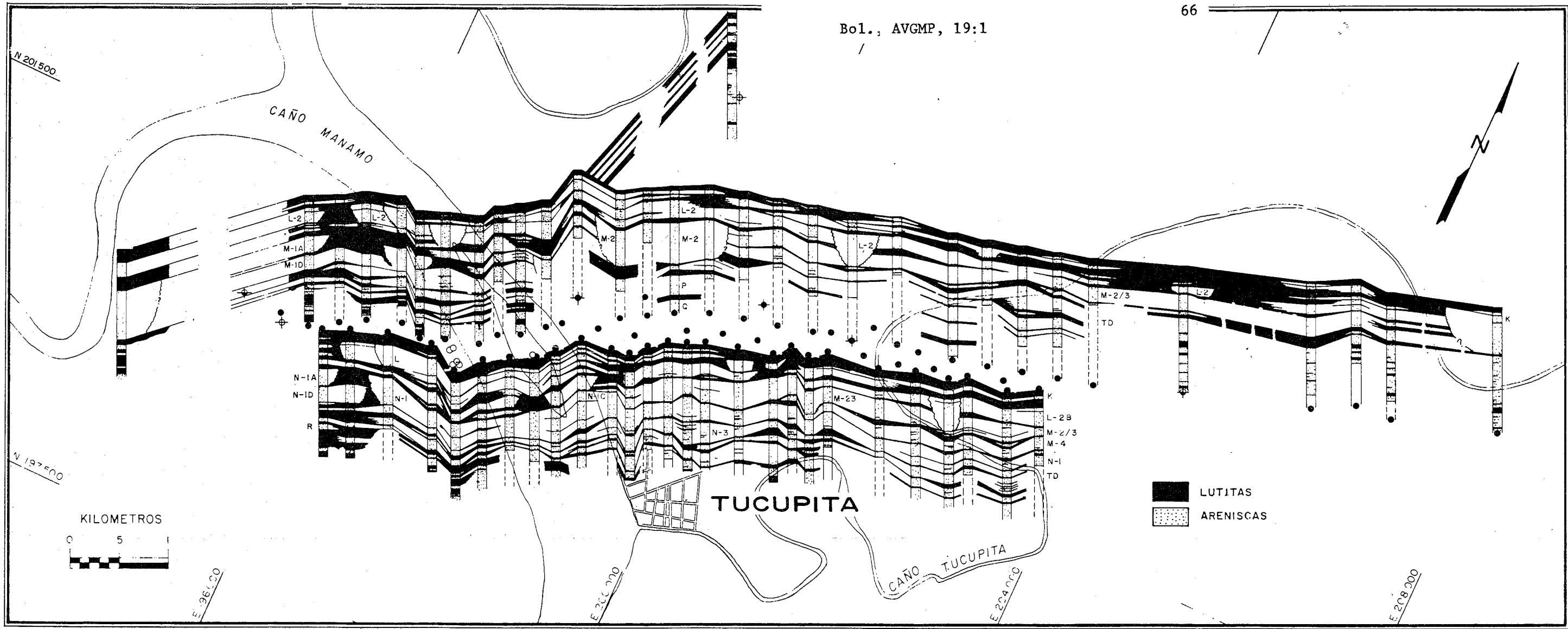


Figura 4. Diagrama de panel, Campo Tucupita.

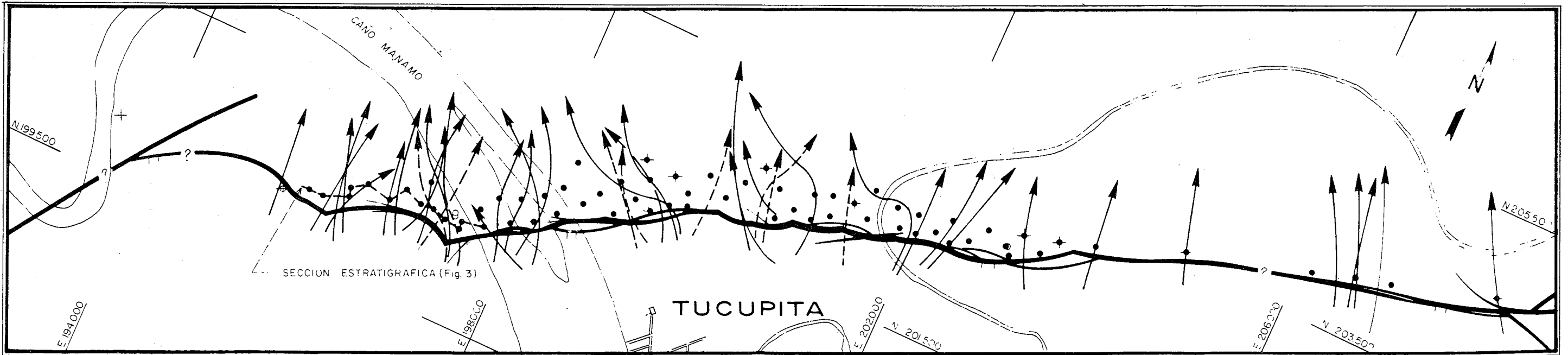


Figura 5. Dirección aproximada de los ejes de canales, Formación Oficina, Campo Tucupita.

### Fallas

La estructura dominante de Tucupita es un sistema de segmentos arqueados de fallas normales que se intersectan. Este sistema ha sido denominado como Falla Principal de Tucupita, la cual es una falla normal de crecimiento, desarrollada contemporáneamente con la sedimentación de la parte superior de la Formación Oficina y de la Formación Freites. El mapa isópaco de la Formación Freites (Fig. 8) confirma esta aseveración, puesto que las curvas muestran consistentemente un espesor de sedimentos menor en el bloque levantado que en el deprimido. Fallas similares han sido descritas por Laubscher (1956) en el área de Anaco/Oficina. El rumbo y buzamiento de la Falla Principal son erráticos (Fig. 9); el rumbo sigue una dirección general NE-SO y los buzamientos varían entre 35 y 70 grados hacia el S-SE. El desplazamiento mínimo observado es de 95 pies y el máximo 400 pies (Fig. 10).

#### Fallas Cruzadas

Un sistema de fallas accesorias o cruzadas, de poco desplazamiento y con rumbo N-NE en la parte central y este del campo y de rumbo N-NO en la parte central-oeste, han sido inferidas. Estas fallas se inician a partir del plano de la Falla Principal y "mueren" o se atenuan hacia el norte. Estas fallas podrían haber sido ocasionadas por tensión en los flancos de la porción más arqueada del campo en el bloque levantado (coincidente con el sinclinal del bloque deprimido) que es también el sector del campo donde la Falla Principal muestra un mayor desplazamiento. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de que estas fallas cruzadas sean debidas, en parte, a compactación diferencial. La base principal para inferir estas fallas (además de algunas omisiones de secuencia en unos pocos pozos) es: 1) la normalización de los contornos estructurales (Fig. 6), y 2) el corte anormalmente alto de agua en los pozos cercanos a lo largo de estas fallas (Rabassó, 1967) incluyendo los pozos de primera línea.

#### Causas de la Acumulación

Se ha llegado a la conclusión de que la acumulación de hidrocarburos en Tucupita, aunque causada por la Falla Principal, no es en sí debido al efecto de la ruptura (milonitización o efectos similares). Se cree que el cierre o "sello" se debe a la presencia de las lutitas de la Formación Freites, que se encuentran en el bloque deprimido de la falla, contrapuestas a la secuencia de areniscas con hidrocarburos de la Formación Oficina del bloque levantado. En otras palabras, donde las areniscas superiores de Oficina en el bloque deprimido entran en contacto, a lo largo del plano de la falla, con las areniscas inferiores de la misma formación en el bloque levantado, se establece la comunicación de fluidos entre los dos bloques. La ausencia de hidrocarburos en la porción inferior de Oficina es atribuida a esta libre comunicación entre ambos bloques (Fig. 11).

Para determinar las causas de "sello" en la falla se aplicó el procedimiento siguiente, utilizando la información de los pozos de la primera línea:

- 1 - Se sumó el componente vertical del desplazamiento (o la suma de los componentes verticales de los desplazamientos de los segmentos de la falla) al tope estructural (ajustado) de la arenisca superior. Con ello se obtuvo la profundidad en que se debería hallar la misma arenisca en el bloque deprimido.



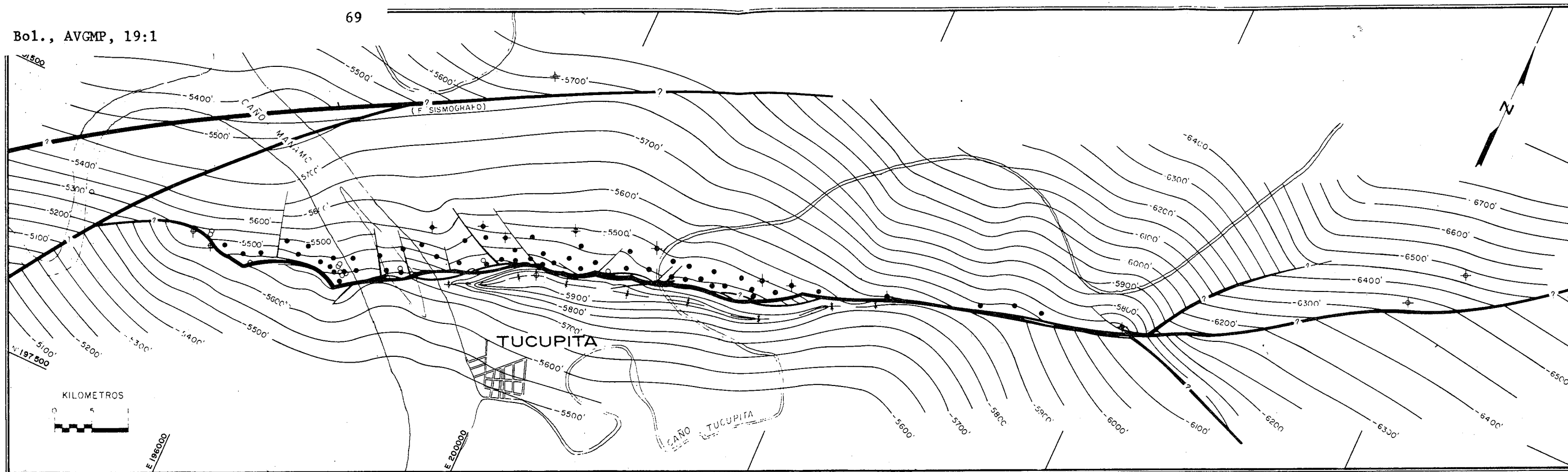


Figura 6. Mapa estructural en la cima del Marcador "G", Formación Oficina, Campo Tucupita.

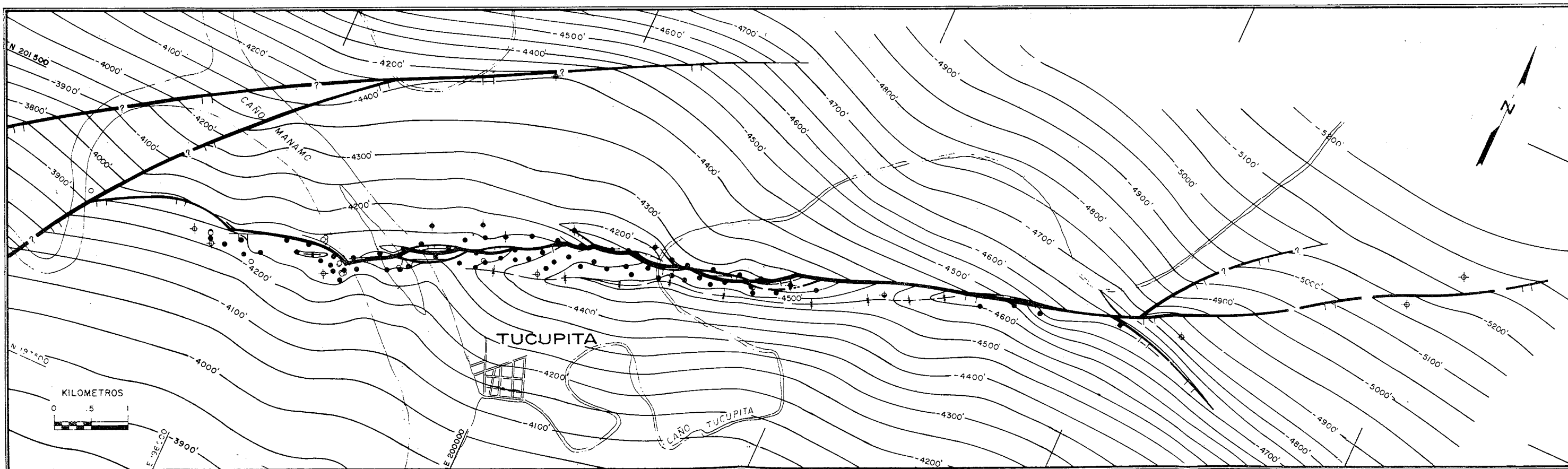


Figura 7. Mapa estructural en la cima de la Fm. Freites, Campo Tucupita.



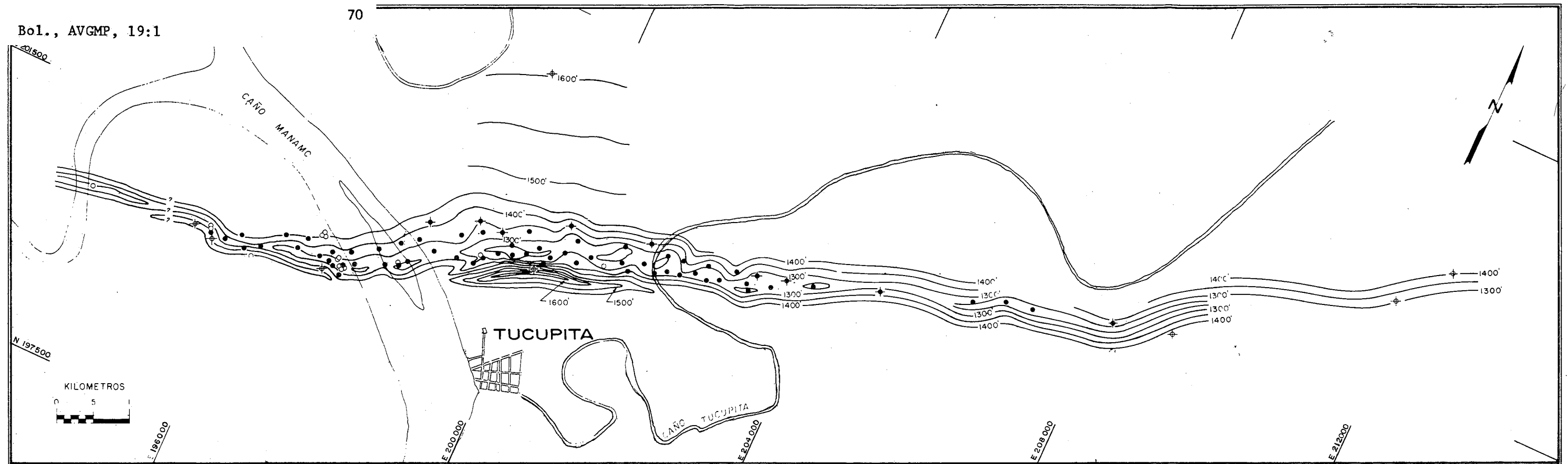


Figura 8. Mapa isópaco del intervalo comprendido entre la cima de la Fm. Freites y el marcador "G" de la Fm. Oficina, Campo Tucupita.

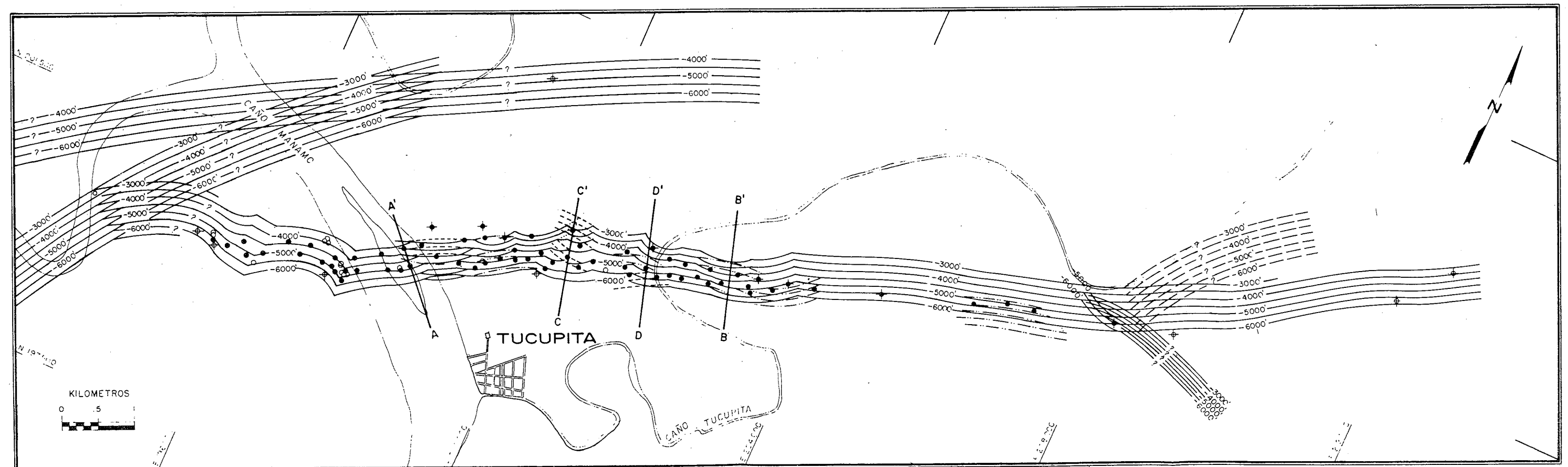


Figura 9. Plano de fallas del Campo Tucupita. En las áreas desprovistas de pozos el control es mayormente sísmográfico.

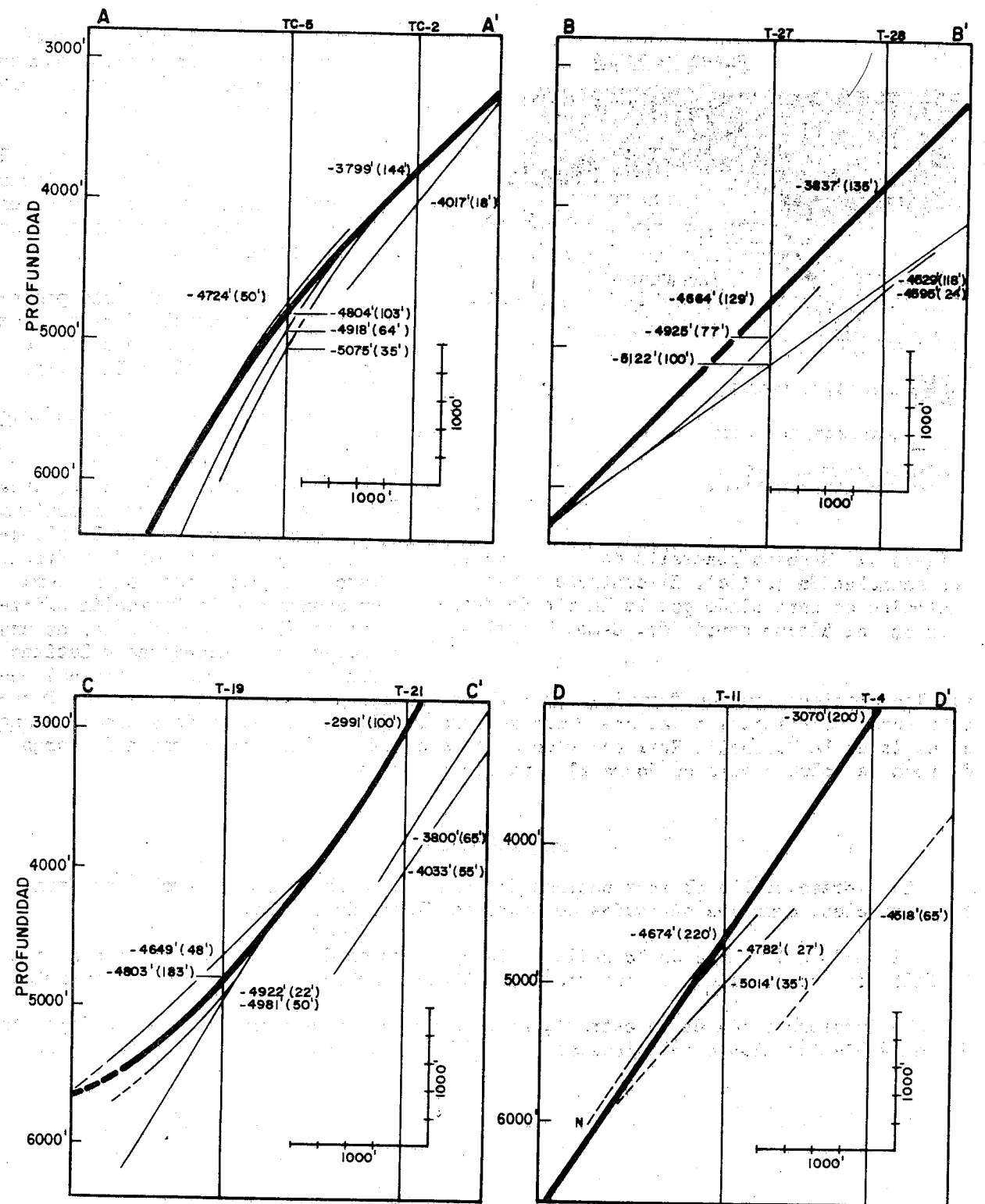


Figura 10. Cortes transversales de la Falla Principal de Tucupita, Campo Tucupita. Ver el plano de fallas (Fig. 9) para la ubicación de los cortes.

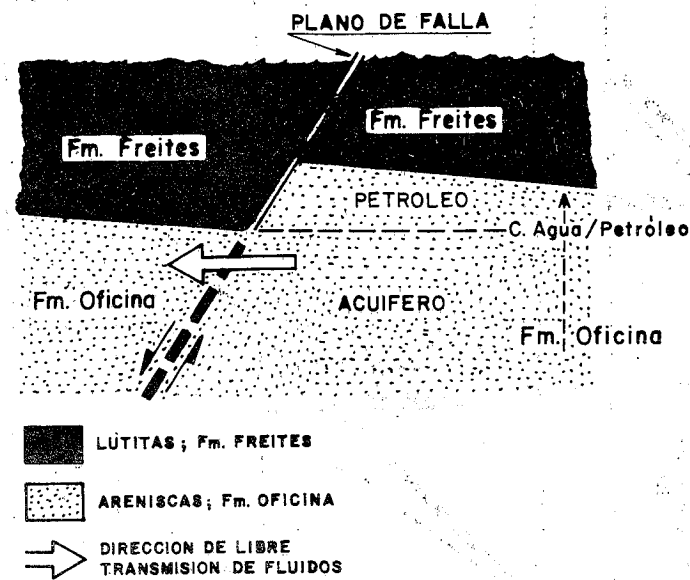


Figura 11. Esquema generalizado del mecanismo de acumulación (sello). El contacto agua/petróleo es controlado por la Lutita de Freitas en el bloque deprimido, Campo Tucupita

entre las areniscas que en Tucupita. De ello se deduce porque la acumulación en Tucupita queda restringida a las areniscas superiores (la única lutita de espesor adecuado es la de la Formación Freitas) y en el Área de Oficina se encuentran a lo largo de toda la columna pero en forma alterna con acuíferos.

CONCLUSIONES

Es imprescindible obtener núcleos de rocas donde los cambios litológicos son tan variables, como los derivados de procesos fluvio-deltáicos.

El sello a lo largo de la falla de Tucupita no es debido a diástrofismo sino a la falta de permeabilidad de las rocas (lutitas) desplazadas en el bloque deprimido.

La interpretación de la estratigrafía de áreas con secuencias de rocas depositadas en ambientes fluvio-deltáicos se simplifica si se posee información de núcleos.

2 - Se estimó el contacto agua/petróleo en cada pozo, o en su defecto el nivel inferior conocido con petróleo.

3 - Se compararon las partes 1 y 2. Se halló que las profundidades coincidían en todos los casos y que las diferencias eran de menos de 15 pies.

La aplicación de este procedimiento fue posible debido al excelente control que se tiene de la Falla Principal de Tucupita.

Este autor cree que condiciones similares determinaron la acumulación de hidrocarburos en muchos campos petrolíferos del Área Mayor de Oficina. Este mecanismo explicaría el porque de la alternancia de yacimientos de hidrocarburos con acuíferos, si se toma en cuenta que la Formación Oficina, en el Área de Oficina, es una secuencia de areniscas y lutitas con mayor separación vertical entre

APENDICE

ANALISIS DEL AGUA DE FORMACION, CAMPO TUCUPITA

Pozo	Arenisca	Intervalo	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup> ppm	Ca <sup>++</sup> ppm	Mg <sup>++</sup> ppm	SO <sub>4</sub> ppm	CL <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> ppm	TOTAL ppm	Laboratorio de Schlumberger
T-9	L-2	5490-95	11.888	992	107	9	20.000	683	33.679	
T-14	L-2	5547-70	11.801	1.072	107	39	20.000	659	33.679	
T-29	?	?	11.790	1.072	107	15	20.000	659	33.643	
T-30	L-1, L-2	5490-530	12.164	1.240	341	33	21.700	390	35.868	
T-37	?	?	12.451	920	50	24	20.500	796	34.041	
T-37	M-2/3	5545-50	14.468	864	50	50	23.500	781	39.713	
T-47	M-2/3, N-1A/C, N-3	5520-608	12.052	928	217	190	20.300	732	34.419	0.181 Ω .m <sup>2</sup> /m
TUC-4	N-1A	5555-65	11.589	1.040	122	25	19.600	781	33.157	
TUC-5	L-1/2,M-2	5660-80	11.503	1.120	122	28	19.600	793	33.166	
TUC-8	L-1/2	5505-15	11.526	1.000	137	22	19.400	915	33.000	
TUC-8	N-1C	5603-08	11.681	1.040	146	22	19.700	976	33.565	
T-14.4A	L-2	5660-65	11.916	1.120	146	37	20.300	793	34.312	0.180 Ω .m <sup>2</sup> /m

REFERENCIAS

Laubscher, H. P., 1956, Deformation along faults in Eastern Venezuela: Geophysics, v. 21, n. 2. p. 368-387.

Olson, W. S., 1948, Geophysical history of the Tucupita Oil Field, Venezuela, in: Geophysical Case Histories, The Society of Exploration Geophysicists, v. I, p. 611-618.

Rabassó-Vidal, J., 1967, Geology and oil reserves of the Tucupita Field, final report V-574: Texas Petroleum Company, informe privado, p. 76, 27 mapas, 8 secciones.

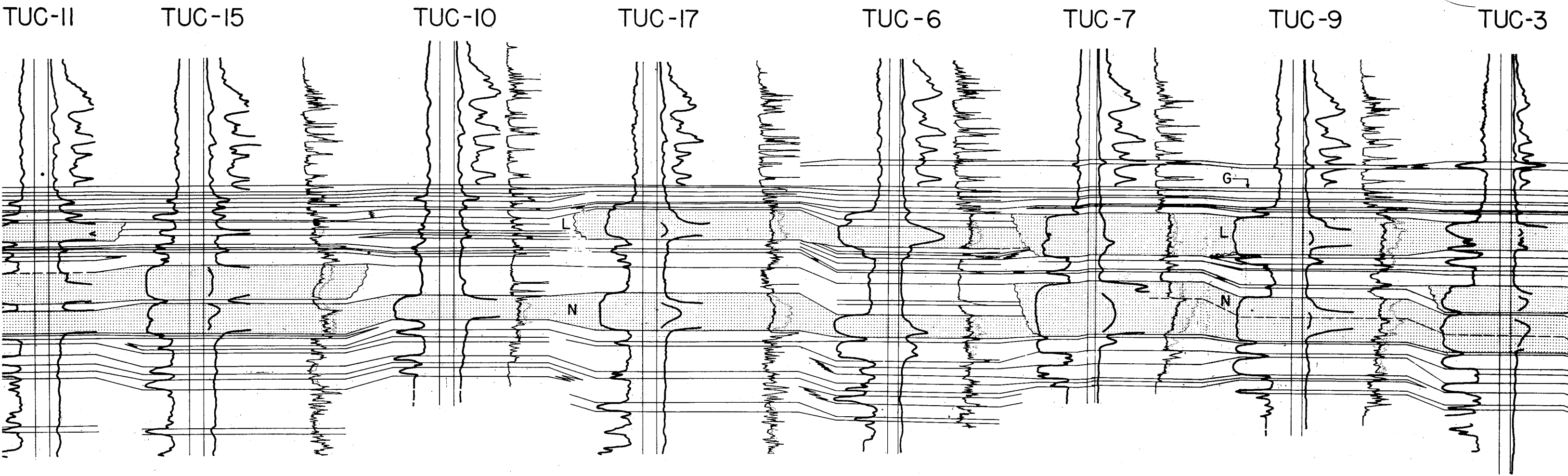
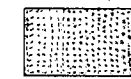
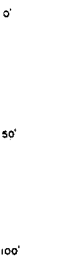


Figura 3. Sección estratigráfica parte occidental del Campo Tucupita



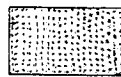
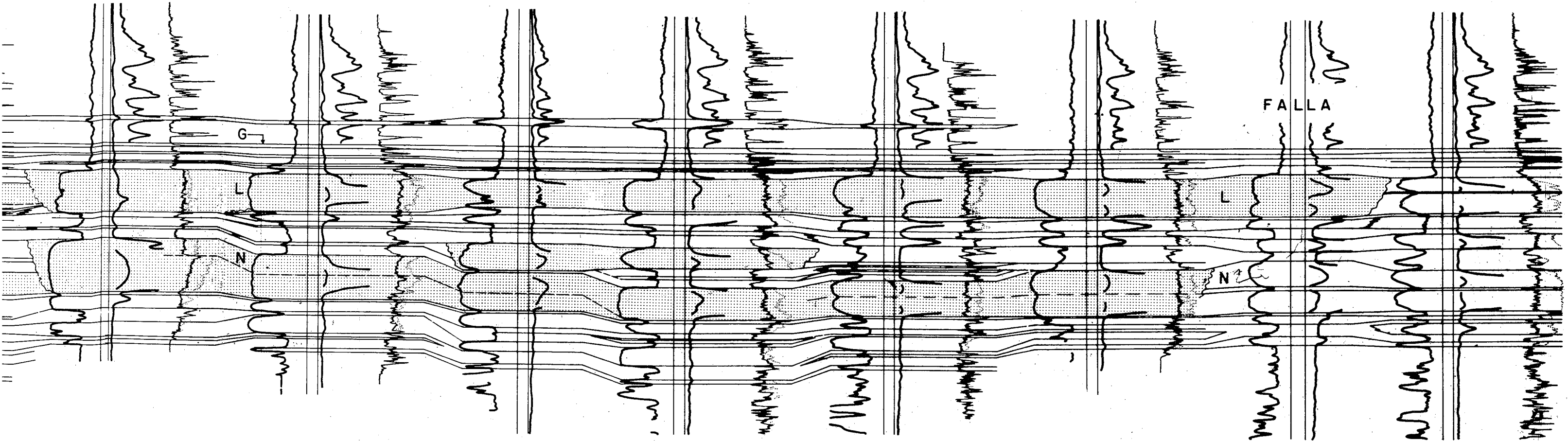
ARENISCAS DE ORIGEN FLUVIAL

ESCALA VERTICAL



E

TUC-7      TUC-9      TUC-3      TUC-5A      TUC-8      TUC-4      TUC-16A      TC-8



ARENISCAS DE ORIGEN FLUVIAL

ESCALA VERTICAL

