

01179
3
29
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

MAESTRIA

EXPLORACION DE RECURSOS ENERGETICOS DEL SUBSUELO

TESIS

SISTEMA DE GENERACION DE HIDROCARBUROS

EN EL AREA DE SAN JOSE DE LAS RUSIAS

AUTOR

ING. AURELIANO GUSTAVO MARTINEZ PONTVIANNE.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1994



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A MI ESPOSA

ING. CORA ALICIA BECERRIL DE MARTINEZ

A MIS HIJAS

CELESTE Y VIOLETA

. . . . GRACIAS

A MIS PADRES

**SR. AURELIANO MARTINEZ CERVANTES
SRA. GLORIA PONTVIANNE DE MARTINEZ**

A MIS HERMANAS

**GLORIA LUZ
MARIA MAGDALENA
TERESA DE JESUS**

A MIS ASESORES

A MIS AMIGOS

. . . . TAMBIEN MUCHAS GRACIAS

INDICE

	PAGINA
RESUMEN	
1.- INTRODUCCION	1
2.- METODO DE TRABAJO	3
3.- MARCO GEOLOGICO REGIONAL	4
3.1. ESTRATIGRAFIA	5
CALLOVIANO	6
OXFORDIANO	7
KIMMERIDGIANO	7
TITHONIANO	8
CRETACICO INFERIOR	9
NEOCOMIANO	9
APTIANO	10
CRETACICO MEDIO	10
ALBIANO CENOMANIANO	10
CRETACICO SUPERIOR	10
TURONIANO	10
CONIACIANO-SANTONIANO	11
CAMPANIANO-MAASTRICHTIANO	11
TERCIARIO	12
PALEOCENO	12
EOCENO	12
OLIGOCENO	13
MIOCENO	14

3.1.b. DISCORDANCIAS	14
3.1.c. EVOLUCION GEOLOGICA	16
JURASICO	17
CRETACICO	18
TERCIARIO	21
3.2. MARCO ESTRUCTURAL	22
3.3.- EVIDENCIAS DE HIDROCARBUROS	24
3.3.a. MANIFESTACIONES SUPERFICIALES	24
3.3.b. MANIFESTACIONES EN EL SUBSUELO	24
4.- INTERPRETACION GEOQUIMICA	25
4.1. INTRODUCCION	25
4.2. DEFINICION DE HORIZONTES GENERADORES	26
4.3. HISTORIA TERMICA	30
4.4. MADUREZ	32
4.5. DEFINICION DE LAS ZONAS DE GENERACION	33
4.5.1. CALCULO DEL INDICE DE POTENCIAL GENERADOR (SPI)	34
4.5.2. JERARQUIZACION DE LAS ZONAS DE GENERACION	37
5.- SISTEMAS PETROLEROS	42
5.1. ROCAS GENERADORAS	42
5.2. MIGRACION Y ROCAS ALMACENADORAS	42
5.3. TRAMPAS	44
5.4. ROCA SELLO	45
5.5. EDAD DE LA GENERACION VS EDAD DE LA FORMACION DE LAS TRAMPAS	46
5.6. DEFINICION DE LOS SISTEMAS PETROLEROS	47

6.- CLASIFICACION GENETICA DE LA CUENCA	49
7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	50
7.1. CONCLUSIONES	50
7.2. RECOMENDACIONES	51
8.- BIBLIOGRAFIA	53
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE TABLAS	
ANEXO	

RESUMEN

El presente estudio define el sistema de generación de hidrocarburos del Area San José de las Rusias, localizada en la Planicie Costera del Golfo de México en la parte Centro-Oriental del Estado de Tamaulipas. Geológicamente corresponde a la Parte Sur de la Cuenca de Burgos situada en el Noreste de la República Mexicana.

Estructuralmente el área pertenece al flanco Oriental del Arco de Tamaulipas comportándose como un homoclinal que buza hacia el Oriente.

Geoquímicamente se consideran a los estratos arcillosos de las Formaciones Agua Nueva del Turoniano y Pimienta del Tithoniano como las rocas generadoras. La edad del inicio de generación del petróleo se ha calculado desde principios del Oligoceno.

En base al Modelo Térmico de la Cuenca se divide el área en 3 zonas de madurez para las rocas generadoras con sus límites orientados NW-SE. La parte Occidental se considera inmadura, la Central madura y la Oriental para las dos unidades generadoras.

Se definieron 2 Sistemas Petroleros, Pimienta con sus Plays Berriasiano, Miembro Olítico Inferior (Olvido) y Terciario y Agua Nueva con su Play San Felipe.

Genéticamente la Cuenca se describe con un índice de potencial generador o SPI Bajo; Estilo de Drenaje de Migración Vertical y Estilo de Entrampamiento de Baja Impedancia.

1.- INTRODUCCION

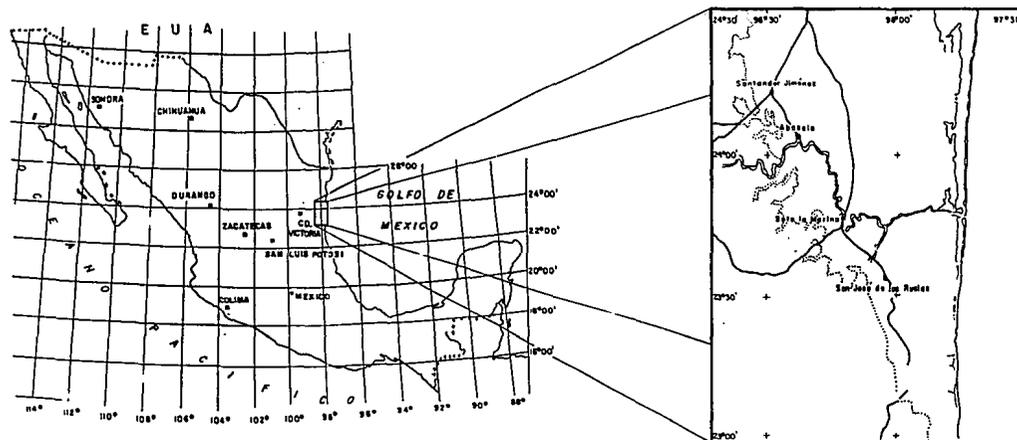
El Area San José de las Rusias se localiza en la planicie Costera del Golfo de México, en la parte Centro Oriental del Estado de Tamaulipas. Está limitada al Norte por el paralelo 24° 30' al Sur por el paralelo 23° 00', al Oriente por la línea de Costa y al Occidente por una línea imaginaria que coincide con el contacto de las rocas carbonatadas aflorantes del Cretácico con los sedimentos terrígenos del Terciario. Abarca una superficie aproximada de 10,000Km². (Fig. 1-1).

Geológicamente pertenece a la parte Sur de la Cuenca Terciaria de Burgos situada en el Noreste de la República Mexicana. (Fig. 1-2).

Los trabajos exploratorios con fines petroleros datan desde 1912, los cuales incluyen la perforación de aproximadamente cien pozos de los cuales 77 han sido perforados por PEMEX y el resto por compañías extranjeras antes de la Expropiación Petrolera. Los campos descubiertos son: Talismán, Lerma, Malta y Pinole-Sotol, con una producción inicial en conjunto de: 3,774 MBPCE de aceite y 5,169.969 MBPCE de gas y con reservas probadas de 5,346 x 10⁶ MBPCE de aceite y 9,181.64 x 10³ MBPCE de gas. (Datos de Julio de 1993)

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

PLANO DE LOCALIZACION DEL AREA

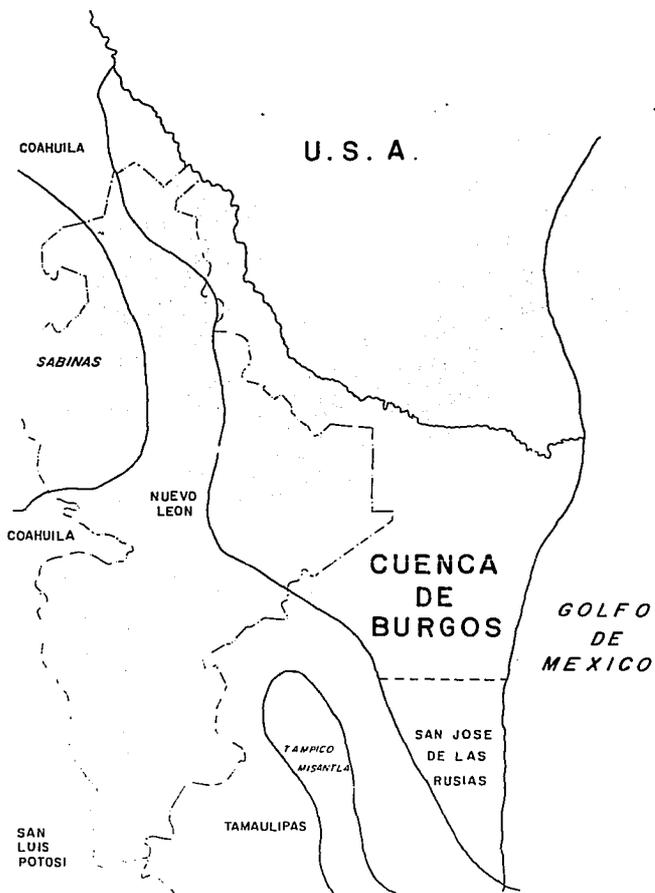


UNAM DEPT
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P.

1953

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

LOCALIZACION GEOLOGICA



Actualmente la producción está suspendida por las dificultades que presenta la presencia de H₂S en los hidrocarburos que obliga al empleo de métodos especiales de explotación.

Los objetivos de este estudio son:

Definir los elementos de los sistemas de generación

Origen de HC

Tipo de HC

Edad de generación.

Interpretar posibles rutas de migración

Definir zonas de menor riesgo exploratorio.

La realización de este estudio se apoyó en resultados de análisis geoquímicos de muestras de pozo (descritos en el capítulo 4) que complementada con la información geológica y geofísica del área nos permitió realizar interpretaciones que nos ayudaron a cumplir con el objetivo trazado.

2.- METODO DE TRABAJO

Primeramente se realizó la compilación de trabajos antecedentes geoquímicos, geológicos y geofísicos que nos permitió mediante un análisis preliminar conocer el entorno en el cual la materia orgánica se depositó y evolucionó hasta su transformación en hidrocarburos.

Una evaluación preliminar de la información geoquímica nos señaló la necesidad de un muestreo complementario, al existente inicialmente, cuyos resultados nos sirvieron para corroborar las primeras interpretaciones geoquímicas en cuanto a potencial generador se refiere.

El análisis geoquímico final nos definió las rocas generadoras su capacidad y su evolución térmica .

Se definieron y jerarquizaron áreas de generación que relacionados con los factores geológicos y geofísicos nos permitieron interpretar rutas de migración y así poder establecer los sistemas petroleros que rigen en el área que nos permitiera dirigir los estudios exploratorios hacia zonas con mayores posibilidades de éxito

3.- MARCO GEOLOGICO REGIONAL

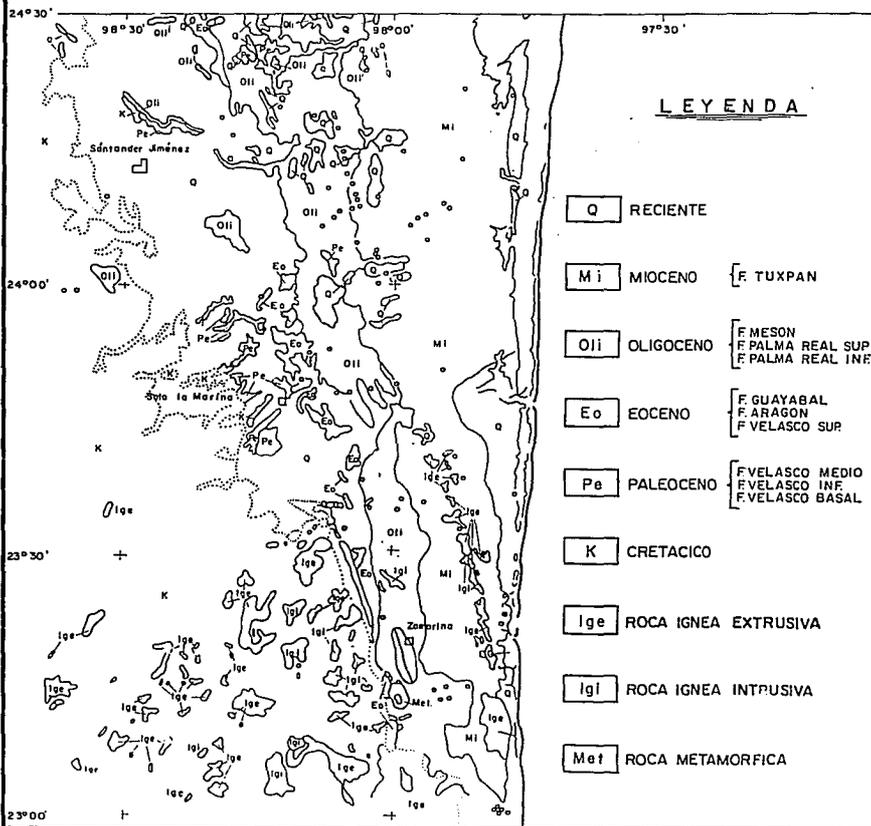
La geología del área se exhibe en forma de sedimentos arcillo-arenosos, cuyas exposiciones marcan una secuencia cronológica con arreglo en franjas, resultado de un conjunto de secuencias depositacionales regresivas y transgresivas que tuvo lugar durante el Terciario. Estas secuencias de depósito, son continuación de las mismas franjas manifestadas en la parte Norte de la Cuenca de Burgos y están distribuidas, de Occidente a Oriente, por sedimentos del Paleoceno, Eoceno, Oligoceno, Mioceno y reciente (Fig. 3-1).

Hacia la parte Sur del área se localizan afloramientos de cuerpos ígneos extrusivos e intrusivos ampliamente distribuidos (Fig. 3-1) distinguiéndose un alineamiento regional NW-SE hacia la parte Oriental. La mayoría de estos ígneos son de composición ácida. En base a resultados radiométricos (24MMA) y por su relación con la roca encajonante se han asignado al Mioceno.

Estructuralmente el área forma parte del flanco Oriental del Arco de Tamaulipas, comportándose como un homoclinal que buza suavemente hacia el Oriente, encontrándose dentro de este marco geológico algunas estructuras en forma de terraza o de nariz cerradas contra fallas de tipo normal, orientadas NW-SE como se puede observar en las interpretaciones sismológicas presentadas más adelante (Fig. 3-4 y 3-5).

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

PLANO GEOLOGICO



LEYENDA

- | | | |
|------------|----------------------|--|
| Q | RECIENTE | |
| Mi | MIOCENO | [F. TUXPAN |
| Oii | OLIGOCENO | [F. MESON
F. PALMA REAL SUP
F. PALMA REAL INF |
| Eo | EOCENO | [F. GUAYABAL
F. ARAGON
F. VELASCO SUP |
| Pe | PALEOCENO | [F. VELASCO MEDIO
F. VELASCO INF
F. VELASCO BASAL |
| K | CRETACICO | |
| Ige | ROCA IGNEA EXTRUSIVA | |
| Igi | ROCA IGNEA INTRUSIVA | |
| Met | ROCA METAMORFICA | |

ESCALA GRAFICA

0 10 20 30 40 50 KMS.

3.1.- ESTRATIGRAFIA

En el subsuelo se ha obtenido información de 77 pozos exploratorios (Fig. 3-2). Con lo anterior se ha hecho posible conocer con detalle la estratigrafía representativa de esta región (Tabla 3-1).

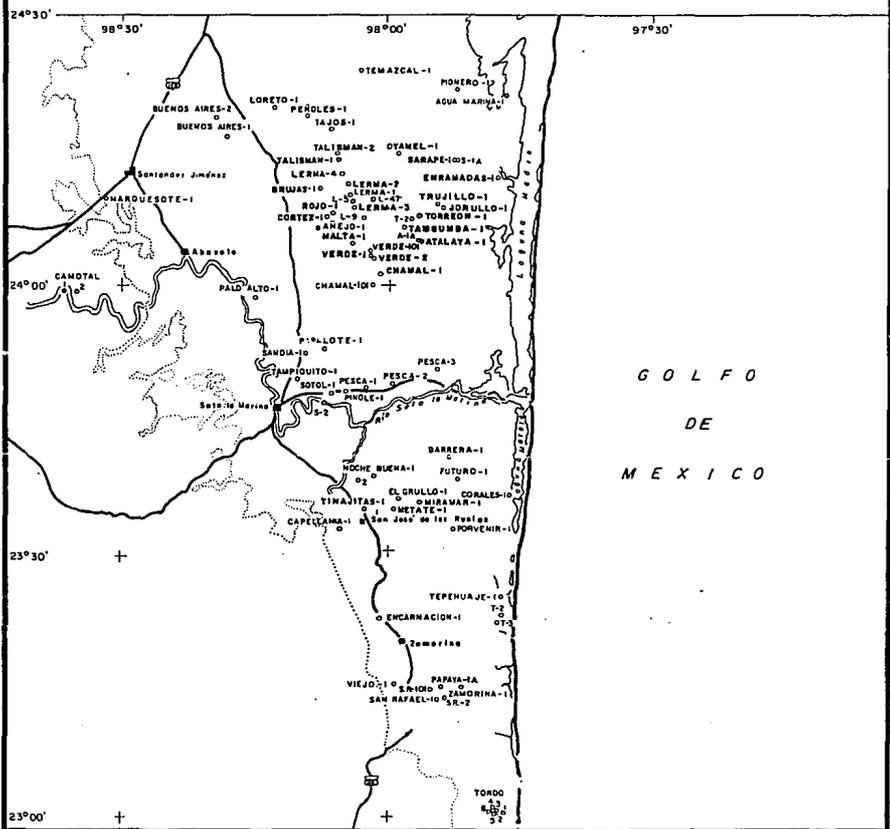
Las rocas que constituyen el basamento económico sobre el cual descansa la columna sedimentaria son : El Complejo Basal, Paleozóico (Pérmico) y los sedimentos del Triásico Huizachal.

El Complejo Basal está formado por rocas metamórficas principalmente Ortocuarzitas, Esquistos y Gneisses y por rocas ígneas plutónicas de composición ácida (graníticas y granodioríticas). La datación de este Complejo Basal a partir de sus constituyentes radioactivos, Potasio-Argón y Rubidio-Estroncio, arrojó una edad aproximada de 240 millones de años que corresponde al Permo-Triásico y subyace discordantemente a toda la columna estratigráfica.

Las Rocas del Paleozoico están constituidas por areniscas y lutitas de color gris oscuro y café grisáceo, con delgadas intercalaciones de wackestone de color gris. Estas rocas no han sido clasificadas formalmente, aunque presentan similitud con las formaciones Del Monte del

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

AREA DE ESTUDIO Y UBICACION DE POZOS



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

COLUMNA ESTRATIGRAFICA

ERA	SISTEMA	SERIE	EUROPEO	FORMACION	W	Q ₇	E	BEN.	ALM.	SELLO	FORMA DE	REGENERACION	
CENOZOICO	CUATERNARIO	RECIENTE		RECIENTE									
	TERCIARIO	MIOCENO		BURDIGALIANO	TUXPAN								
				CHATIANO	MESON								
		OLIGOCENO		RUPELIANO	PALMA REAL SUP.								*
				LATTORFIANO	PALMA REAL INF.								
				LUDIANO	CHAPOPOTE								
		EOCENO		PARFOLIANO	GUAYABAL								
				LIVESTIANO	ARAGON								
				LUISIANO	VELASCO SUP.						*	*	*
				YPRESIANO	VELASCO MED.								
				THANETIANO	VELASCO INF.								
	PALEOCENO		MONTIANO	VELASCO BAS.									
			DAMIANO										
	MESOZOICO	CRETACICO	SUPERIOR	MAASTRICHTIANO	MEÑEZ								*
CAMPANIANO													
SANTONIANO				SAN FELIPE									
CONIACIANO													
MEDIO			TURONIANO	AGUA NUEVA									
			CENOMANIANO	TAMAULIPAS SUPERIOR									
INFERIOR			ALBIANO										
			APTIANO	OTATES									
			NEOCOMIANO	TAMAULIPAS INFERIOR									
JURASICO		SUPERIOR	TITHONIANO	PIMIENTA									
			KIMMERIDGIANO										
			OXFORDIANO	ZULOAGA									
		MEDIO	CALLOVIANO	META TE									
	BATHONIANO												
	BAJOCIANO												
TRIASICO	SUPERIOR	WETTAN	HUIZACHAL										
	INFERIOR	NORIANO											
PALEOZOICO	PERMIANO												
	CARBONIFERO												
	DEVONICO												
	SILURICO												
	ORDOVICICO												
PRIMARIO													
PRECAMBRICO				COMP. MET.									

Pensilvánico y Guacamaya del Pérmico expuestas en el cañón de Peregrina.

El Triásico Superior esta representado por la Formación Huizachal que se caracteriza por areniscas mal clasificadas interestratificadas con limo y conglomerados de tonos rojizos por hematización y esporádica cloritización; los clastos son principalmente de cuarzo, roca ígnea y caliza, también es frecuente encontrar nódulos de Anhidrita. Estos sedimentos se encuentran en las partes bajas del Paleorelieve Pre-Jurásico Superior rellenando las fosas tectónicas producidas durante el afallamiento normal de las rocas más antiguas. Se les ha asignado edad Triásico Superior, únicamente basados en relaciones estratigráficas.

El Jurásico Superior está representado por una serie de sedimentos que descansan discordantemente sobre la superficie paleotopográfica formada por las rocas descritas anteriormente.

CALLOVIANO

Formación Metate.- Está constituida por sedimentos evaporíticos de ambientes lagunares con cambios de facies a areniscas de ambiente continental de color café rojizo mal clasificados producto de la desintegración de islas graníticas pre-jurásicas.

OXFORDIANO

Formación Zuloaga.- Está constituida por 3 unidades litoestratigráficas bien definidas, una roca cuarzífera de color café rojizo, gris claro y blanco lechoso, con escasa arenisca de color café rojizo y blanco, sobreyacidas por capas de mudstone a wackestone de color café claro a café oscuro parcialmente dolomitizada, con desarrollos irregulares de capas pseudoclásticas de la misma tonalidad y esporádicos fragmentos de pirita. La parte superior está constituida por grainstone oolítico de constituyentes finos, medio y gruesos, regularmente cementada de color café claro.

KIMMERIDGIANO

Formación Olvido.- Está representada por unidades litológicas bien definidas y que en orden de depósito presentan las características siguientes: Capas de Grainstone Pseudoolítico de constituyentes finos, medio y gruesos de color café oscuro parcialmente dolomitizado y recristalizado, le continúan desarrollos irregulares de grainstone oolíticos de constituyentes finos a medios y en ocasiones gruesos de color café claro y aisladas porciones de café oscuro, por ligera impregnación de aceite, más arriba se tiene capas de packstone de clastos de color café claro y oscuro, fracturada y ligeramente arcillosa alternando con mudstone-wackestone de

color café crema incipiente dolomitización y piritización, capas de anhidrita blanca y gris claro así como desarrollo irregulares de material arcilloso-bentonítico gris claro y verdoso. Le sobreyacen capas de grainstone oolíticos de color café claro y café grisáceo de constituyentes finos bien cementados pobremente fracturada y parcialmente recristalizada, con porciones irregulares de color café oscuro, hacia la cima encontramos capas delgadas de mudstone.

Formación San Andrés.- Está constituida por grainstone oolíticas y pseudoolíticas de color gris oscuro y café claro y oscuro. En la parte superior de esta formación se tiene mudstone que varía a wackestone de color crema y café oscuro, alternando con grainstone oolítico del mismo color.

Formación Chipoco.- Su litología consiste en forma general de wackestone a packstone de intraclastos, peletoides y oolitas de color gris oscuro y café oscuro con intercalaciones de wackestone arcilloso de microfósiles de color gris y café grisáceo.

TITHONIANO

Formación Pimienta.- Se localiza en toda el área excepto hacia la parte SW donde encontramos una franja de la Formación La Casita rodeando a un alto de basamento que constituye la Isla de Tamaulipas (Fig. 4-6). Litológicamente

está formada por wackestone de color gris oscuro a café oscuro y negro, ligeramente arcilloso, con intercalaciones aisladas de wackestone que gradúa a packstone gris oscuro y desarrollos aislados de lutita negra, carbonosa, laminar, así como pequeños nódulos de pedernal negro. Los mayores espesores han sido encontrados hacia la parte Centro-Norte del área en los Pozos Brujas-1 (134 m.) y Cortéz-1 (117 m.) (Fig. 4-7).

Formación La Casita.- Se encuentra bordeando al basamento que constituye la Isla de Tamaulipas hacia al parte SW del área (Fig. 4-6). De su base a la cima está constituida por lutitas color marrón y café oscuro, lutita bentonítica verde, arenisca de grano fino a medio color rosa bien consolidada, grainstone oolítico de color crema, alternando con packstone gris y gris crema en parte oolítico y capas de lutita café oscuro.

CRETACICO INFERIOR

NEOCOMIANO

Formación Tamaulipas Inferior.- Litológicamente de la base a la cima está formada por mudstone de color crema alternando con capas de wackestone del mismo color, hacia la parte superior se observa recristalizada con desarrollos de mudstone arcilloso de tonalidad crema, con intercalaciones

delgadas de lutita café oscuro y a veces negro, carbonosa, presentándose también delgadas capas de bentonita gris verde y café y lentes de pedernal gris, gris ahumado y ámbar.

APTIANO

Horizonte Otates.- Está representado por capas delgadas de wackestone a packstone gris oscuro y café oscuro, arcillosas con pigmentos de color verde (glauconita) y muy delgadas interestratificaciones de lutita negra carbonosa laminar.

CRETACICO MEDIO

ALBIANO-CENOMANIANO

Formación Tamaulipas Superior.- Litológicamente está formada por capas de mudstone a wackestone de color gris claro a café oscuro, con fracturas rellenas con cristales de calcita, aisladas interestratificaciones de lutita negra carbonosa laminar, bentonita gris claro a verde y presencia de pequeños nódulos de pedernal negro y café oscuro.

CRETACICO SUPERIOR

TURONIANO

Formación Agua Nueva.- Bien distribuida en el área, adelgazándose y desapareciendo hacia el NE y SE debido a agentes erosivos (Fig. 4-4). Litológicamente constituida por capas de mudstone de color café y café claro, wackestone de color café a café oscuro, algunas de ellas se encuentran bandeadas con lutita negra, carbonosa, laminar, en todo su espesor, se presentan delgadas interestratificaciones de bentonita verde claro, verde esmeralda, presencia de aislados nódulos de pedernal negro con pigmentos blancos café oscuro y gris ahumado. Los mayores espesores se han encontrado en los Pozos Tinajitas-1 (219 m.), Tajos-1 (221 m.) y Pinole (202m.).

CONIACIANO-SANTONIANO

Formación San Felipe.- Está constituida por capas de mudstone, de color gris verdoso y gris claro, pobremente fracturada, con ligeras manchas de aceite ligero entre los planos de fractura, delgadas y aisladas interestratificaciones de bentonita gris verdosa, gris claro y de lutitas de la misma tonalidad así como de aislados cristales de calcita.

CAMPANIANO MAASTRICHTIANO

Formación Méndez.- Litológicamente está formada por una secuencia de lutitas calcáreas de color gris verdoso, gris

claro y gris oscuro, semidura, así como aisladas interstratificaciones de bentonita gris verdosa y verde claro.

TERCIARIO

PALEOCENO

Formación Velasco Basal.- Está constituida por capas de lutita color gris y gris verdoso de suave a semidura, que alternan con lutitas de color café rojizo, ligeramente arenosas y aislados desarrollos de arenisca gris claro de grano fino pobremente igneosas.

Formación Velasco Inferior.- Constituida por intercalaciones de lutita gris verdosa y café rojizo de suaves a semidura, ligeramente arenosas, aislados desarrollos de areniscas gris claro de grano fino pobremente consolidada.

Formación Velasco Medio.- Está integrada por una secuencia de lutitas de color gris verdoso y gris claro, suaves, ligeramente arenosa, con aislados desarrollos de arenisca gris claro de grano fino.

EOCENO

Formación Velasco Superior.- Litológicamente consta de una secuencia de lutitas de color gris verdoso, suaves,

ligeramente arenosas y de aislados desarrollos arenisca gris claro de grano muy fino.

Formación Aragón.- Está constituida por una alternancia de lutitas de color gris verdoso a gris claro con intercalaciones de areniscas gris claro de grano fino y aisladas capas de bentonita gris y gris verdoso.

Formación Guyabal.- Constituida por una serie de lutitas gris y gris pardo, suaves, parcialmente bentonítica, que alternan con capas de bentonita gris y gris verdoso, delgados desarrollos de areniscas gris claro de grano fino pobremente consolidada, hacia la parte superior se encuentra una capa de arcilla amarillenta suave y plástica.

OLIGOCENO

Formación Palma Real Inferior.- Constituida por una secuencia de lutitas gris y gris claro, suave, parcialmente arenosa, ligeramente bentonítica, de arenisca gris claro de grano fino en cementante arcillo-calcáreo y frecuentes interestratificaciones de bentonita gris claro a gris verde.

Formación Palama Real Superior.- Consiste en una alternancia de lutitas arenosas de color gris y gris claro, a veces ligeramente bentonítica y de areniscas gris claro de grano fino en cementante arcillo calcáreo e interestratificaciones de bentonita gris claro a gris verde.

Formación Mesón.- Ampliamente distribuida en el área. Está representada por una zona faunal denominada de Marginulina con un espesor de aproximadamente 800 m. Constituida por capas delgadas de lutita-gris suave, de bentonita gris y muy aislados desarrollos de areniscas de color café claro, de grano fino en cementante calcáreo.

MIOCENO

Formación Tuxpam.- Litológicamente está constituida en su parte inferior por capas de arenisca, café claro de grano fino a medio, mal consolidada y bien clasificadas en cementante calcáreo así como alternancia de delgadas capas de lutita gris suave bentonítica. En la parte superior se constituye en capas de lutita gris verdosa con delgadas intercalaciones de areniscas gris claro de grano fino y de lutitas gris azul.

Mioceno Indiferenciado.- Su distribución es dudosa pues en muchas ocasiones se incluye en el Mioceno Tuxpam. Consiste en un pequeño cuerpo de lutitas de color gris amarillento, suave, parcialmente arenosa, con intercalaciones de arcilla blanca de aspecto grumoso.

3.1.b.- DISCORDANCIAS

En el subsuelo se han encontrado sedimentos del Jurásico Superior descansando discordantemente sobre las rocas sedimentarias del Pérmico Inferior, capas rojas del Triásico o bien directamente sobre rocas del basamento metamórfico (Tabla 3-1).

En el área de estudio, el fenómeno estratigráfico más importante por su carácter regional es la discordancia erosional que afectó a los sedimentos del Cretácico en general de tal manera que en la columna geológica del extremo oriental se encuentran descansando directamente sedimentos Terciarios sobre la base de la Formación Tamaulipas Inferior del Cretácico Inferior.

El límite de esta gran discordancia pasa al Poniente de los Pozos Temazcal-1, Sarape-1 y Enramadas-1 con una dirección NE-SW, continua hacia el Sur al Oriente del prospecto en una línea sensiblemente paralela a la actual línea de Costa entrando nuevamente en la parte Sur del rea, con una dirección NE-SW al Poniente de los Pozos Tepehuaje-1, 2 y 3 y Zamorina-1 (Obsérvese en los mapas del Turoniano).

Las formaciones erosionadas se encuentran de tal manera que sus límites erosionales siguen cierto paralelismo, es decir que se asciende estratigráficamente en los taludes de la línea de erosión que se hacen cada vez más suaves, desplazándose la zona erosionada hacia el poniente hasta llegar al perfil de equilibrio donde los sedimentos se

encuentran en forma concordante. Aunque no se tiene nada escrito acerca del origen de esta gran erosión se cree que son grandes cañones formados por corrientes submarinas relacionadas con rápidas subsidencias de terreno debido al peso de grandes espesores de sedimentos terrígenos marinos de facies regresivas ayudado además por un sensible basculamiento del área en el Eoceno, estos movimientos son característicos en los márgenes continentales pasivos tectónicamente.

3.1.c.- EVOLUCION GEOLOGICA

Las características físicas de los sedimentos que forman la columna geológica del área son fieles testimonios de cuando menos tres etapas de sedimentación bien definidas, una continental desarrollada durante el Triásico Superior, una marina de facies transgresivas desarrollada a partir del Calloviano hasta la cima del Cretácico Superior (Maastrichtiano) caracterizada por sedimentos arcillo-carbonatados y carbonatados y otra marina de facies regresivas desarrollada durante el Terciario caracterizada por sedimentos terrígenos arcillo arenosos.

El gran paquete de sedimentos Mesozoico y Cenozoicos que conforman esta cuenca descansan discordantemente en lo que se considera el basamento económico del área que estructuralmente se presenta en forma de bloques como

resultado de grandes movimientos tectónicos de edad Permo-Triásico que fracturaron y afallaron los sedimentos Triásicos y Paleozoicos yuxtaponiéndolos a las rocas del basamento a través de fallas normales.

JURASICO

Jurásico Superior.- La geometría del depósito del Jurásico Superior es en general la de un cuerpo acuñado hacia los altos Pre-Jurásicos engrosándose a medida que se aleja de los mismos.

Calloviano.- Para esta edad el área permaneció emergida dando lugar a que en algunas porciones se depositaran integración superficial de islas graníticas; simultáneamente también se formaron depósitos evaporíticos de origen lagunar que nos marcan el inicio de una transgresión marina. Esta combinación de sedimentos continentales y evaporíticos están representados por la Formación Metate.

El depósito y preservación de materia orgánica fue favorecido en los ambientes lagunares.

Oxfordiano.- Continúa la transgresión marina que está representada por el depósito de la Formación Novillo-Zuloaga donde extensas lagunas en las planicies marinas de supramarea depositaron sedimentos de lodo calcáreo sobre la superficie de evaporitas de la Formación Metate.

La preservación de la materia orgánica se dificulta por los efectos de las corrientes y oleaje en este ambiente de supramarea.

Kimmeridgiano.- Se originó un sistema sedimentario bien definido de aguas someras de plataformas, representado por una variedad litológica carbonatada-evaporítica, propia de la Formación Olvido con una facies clásticas correspondientes a las Formaciones San Andrés y Chipoco.

El depósito de materia orgánica derivada de carpetas de algas intercaladas con evaporitas en las facies lagunares puede considerarse como posible fuente de hidrocarburos para esta edad.

Tithoniano.- El área fue cubierta totalmente por un mar tranquilo de poca profundidad y de circulación restringida que se evidencia por sedimentos arcillosos y calcáreo arcillosos que definen a la Formación Pimienta.

Las condiciones reductoras fueron favorecidas por este ambiente y distinguió a estos sedimentos por su alto contenido de materia orgánica preservada.

CRETACICO

Cretácico Inferior.- Las condiciones que prevalecieron al empezar el Neocomiano fueron de mares transgresivos (Berriasiano) hasta alcanzar una profundidad epibatial que favoreció al depósito de calizas relativamente puras (Valanginiano-Barremiano) de la Formación Tamaulipas Inferior, así mismo durante el Aptiano sobrevino una regresión de corta duración en la que el mar alcanzó una profundidad epinerítica que dio origen al depósito de un horizonte arcillo-carbonoso que se ha denominado Horizonte Otates, en el cual la materia orgánica depositada encontró condiciones reductoras para su preservación.

Albiano-Cenomaniano.- Se aprecia un aumento gradual en la profundidad motivada por una transgresión y es probable que debieron haber existido movimientos epeirogénicos evidenciado por los estratos delgados y casi cíclicos observados en el depósito de la Formación Tamaulipas Superior. El grano fino, la ausencia de clastos gruesos y el pedernal, indican un ambiente infranerítico, de aguas relativamente profundas a una distancia considerable de las áreas positivas.

Las condiciones que favorecen la preservación de la materia orgánica son muy limitadas en este medio ambiente y se restringen a las zonas más profundas por lo que no se distingue por su contenido de materia orgánica.

Turoniano.- Las condiciones de depósito del Turoniano, indican mares extensos y profundos con pulsaciones constantes que permitieron la acumulación de sedimentos calcáreos y arcillosos de la Formación Agua Nueva.

Para esta edad se presentan condiciones reductoras con m s frecuencia que se refleja en la presencia de estratos arcillosos con alto contenido de materia orgánica.

Coniaciano-Santoniano.- Las características físicas de las rocas de esta edad pertenecientes a la Formación San Felipe indican que se encontraban mares de menor profundidad que los correspondientes al Turoniano, la poca presencia de lutitas infiere una mayor estabilidad en las condiciones de sedimentación.

Solamente los primeros depósitos de sedimentos para esta edad reflejan condiciones ambientales encontrados en el Turoniano por lo que la preservación de la materia orgánica se restringe a esta etapa, posteriormente las condiciones de mares someros dificultan la preservación de la misma.

Campianiano-Maastrichtiano.- Se depositaron sedimentos arcillo-calcáreos de la Formación Méndez que infieren condiciones infrabaciales de circulación restringida. Estos sedimentos marcan la culminación de la Era Mesozóica.

La presencia de sedimentos arcillosos refleja un leve aumento en la cantidad de materia orgánica preservada sin llegar a considerarse buena.

TERCIARIO

Paleoceno y Eoceno.- Para estas edades predomina en el área condiciones de plataforma con un sensible basculamiento hacia el Oriente, que permitieron el depósito de un gran paquete de sedimentos clásticos arcillo-arenosos en secuencia cíclica, que reflejan movimientos transgresivos y regresivos del mar, efecto de las últimas pulsaciones de la de la Orogenia Laramide.

Oligoceno y Mioceno.- Continúan registrándose en el área movimientos epeirogénicos pero de menor intensidad con desplazamiento paulatino de la línea de costa hacia el Oriente.

Plioceno, Pleistoceno y Reciente.- Para estas edades continúa el mismo tipo de sedimentación sin registrarse algún evento tectónico sobresaliente. Actualmente se registra un movimiento ascendente suave que nos mueve la línea de Costa hacia el Oriente como resultado de mares regresivos.

Para el Terciario la preservación de materia orgánica se restringe a los sedimentos arcillosos aunque en forma

limitada por los constantes movimientos epeirogénicos registrados en esta edad.

3.2.- MARCO ESTRUCTURAL

En esta parte se describe brevemente las características principales de la cuenca basada en la información obtenida de los diferentes métodos geofísicos con el propósito de conocer en forma general el comportamiento estructural de la cuenca.

Actualmente se tiene bien estudiados los Horizontes del Jurásico Superior, pudiéndose interpretar que las curvas isócronas tienen un lineamiento NW-SE aumentando su profundidad hacia el Oriente (Fig 3-3). Se detectan algunas estructuras anticlinales alargadas, orientadas paralelamente al rumbo general y limitadas comúnmente en uno o ambos flancos por fallas normales, también paralelas al rumbo de los ejes estructurales (Fig. 3-4). Las principales estructuras anticlinales son las que constituyen el alineamiento que va desde Tajos-1 hasta Chamal-1 pasando por Talismán-Lerma y Verde (Fig. 3-4). Hacia la parte central del área se encuentran pequeñas estructuras sobre las que se perforaron algunos pozos como el Pesca-1 y Pinole-1 (Fig. 3-5).

El área ha sido cubierta con trabajos gravimétricos regionales (IGR No.177, SERV GEOF., 1966). Es notable señalar el mínimo gravimétrico que se encuentra en la

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CONFIGURACION SISMOLOGICA CIMA DEL KIMMERIDGIANO

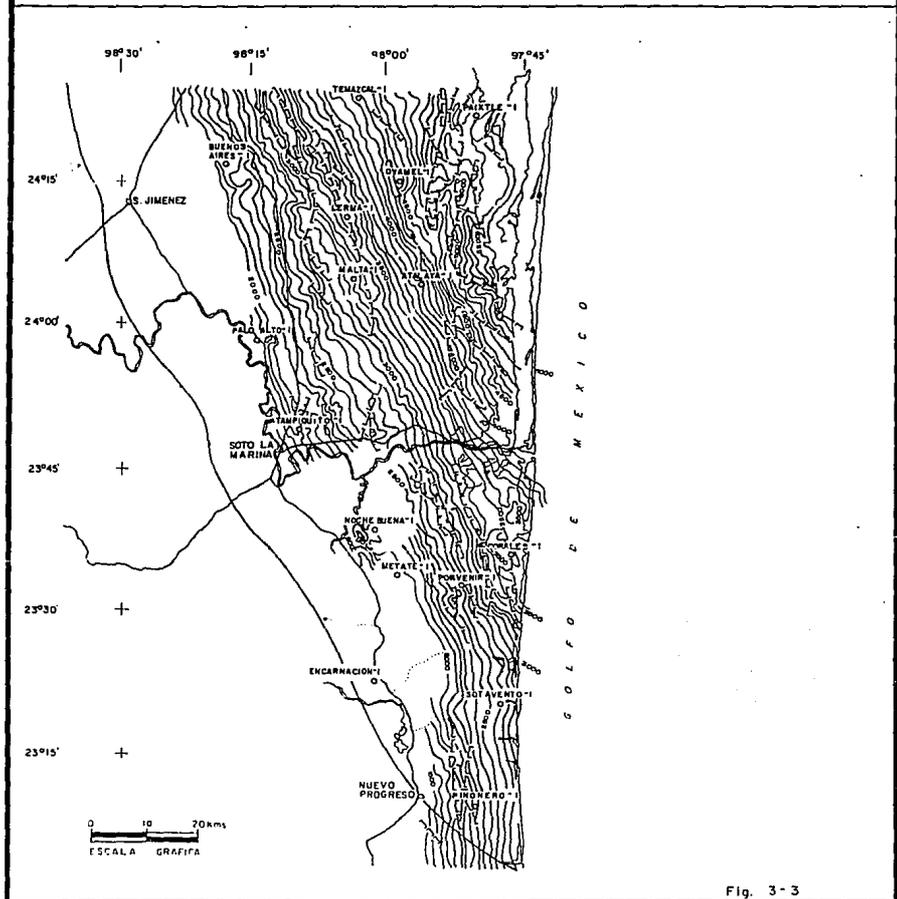


Fig. 3-3

Prospecto : San José de las Ruslas

CIMA DEL JURASICO SUPERIOR (PARTE CENTRAL)

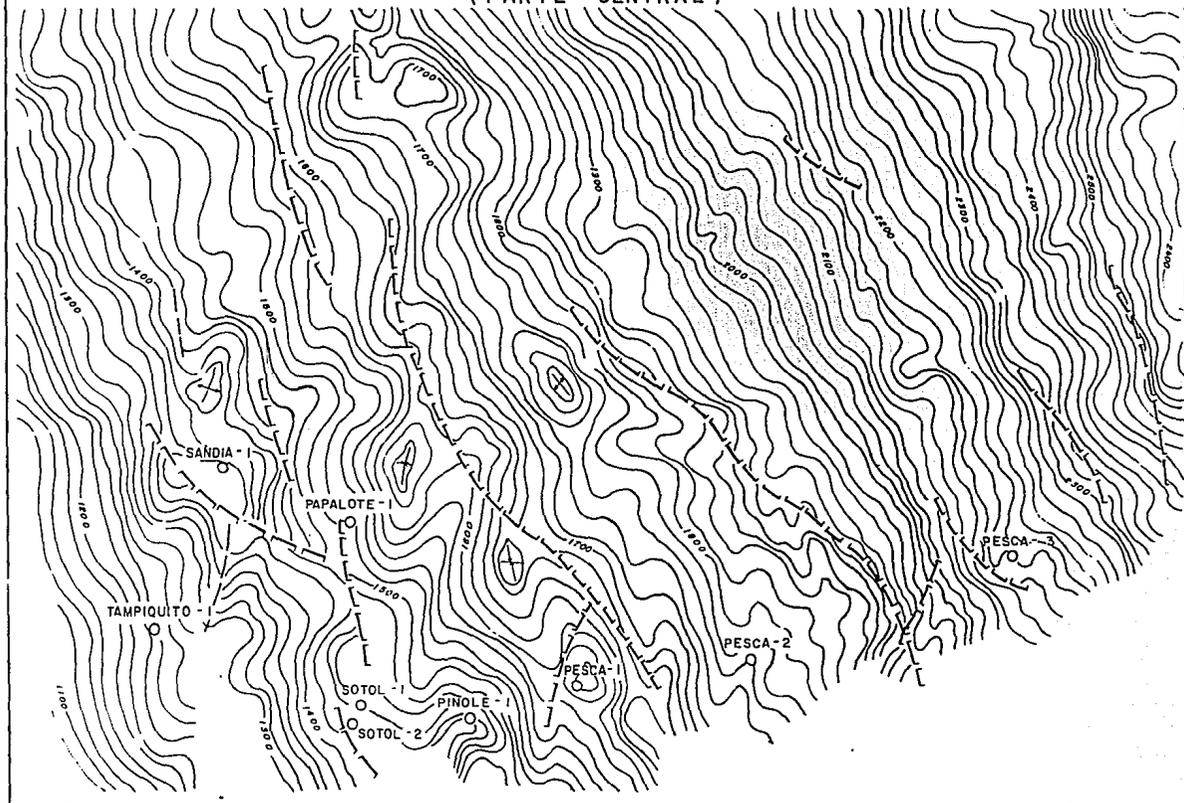


Figura 3 - 5

porción Nororiental del área, aunque no se ha podido confirmar por sismología, debido a la pobreza de reflejos, su importancia radica en que coincide con la zona de espesores más potentes de sedimentos Terciarios.

Se ha interpretado también un máximo gravimétrico denominado Miramar-Tepehuaje, el cual coincide con una serie de igneos intrusivos y extrusivos que se manifiestan en la Geología Superficial (Fig. 3-6).

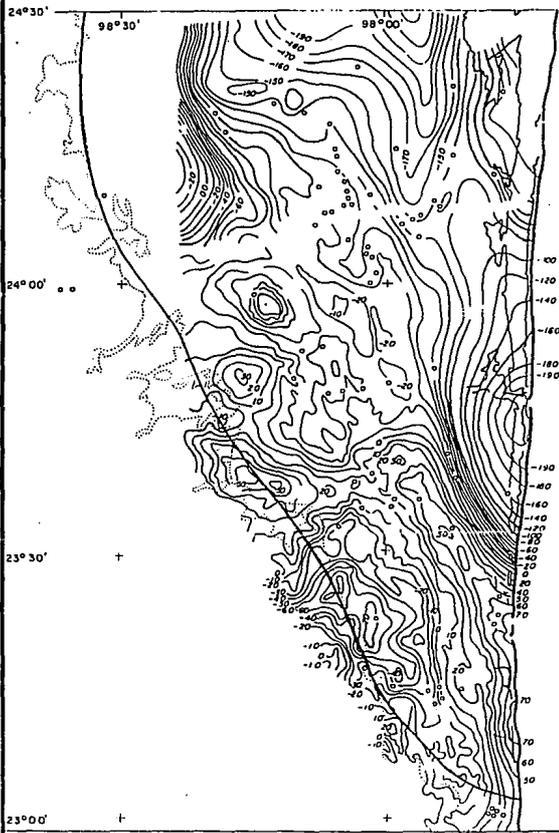
En un estudio magnetométrico realizado en esta región (IAM No. 184, PEMEX, 1968) se detecta un gran basamento positivo debajo de la Sierra de Tamaulipas (al Poniente del prospecto). Hacia el Oriente de este rasgo ya dentro de nuestra área de estudio el basamento contiene muchas fallas, bloques y horst.

La interpretación del estudio magnetométrico nos indica en forma general el basamento se inclina hacia la parte Nororiental alcanzando profundidades del orden de los 6000m., aumentando en esa misma dirección fuera del prospecto.

En la Fig 3-7 se pueden apreciar cierres representando placas magnéticas (altos de basamento). Las rayas en los cierres representan material ígneo dentro de la secuencia sedimentaria.

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

Anomalías de Bouguer



LEYENDA

MINIMOS
GRAVIMETRICOS
< - 100

MAXIMOS
GRAVIMETRICOS
> + 20

ESCALA GRAFICA

0 10 20 30 40 50 KMS.

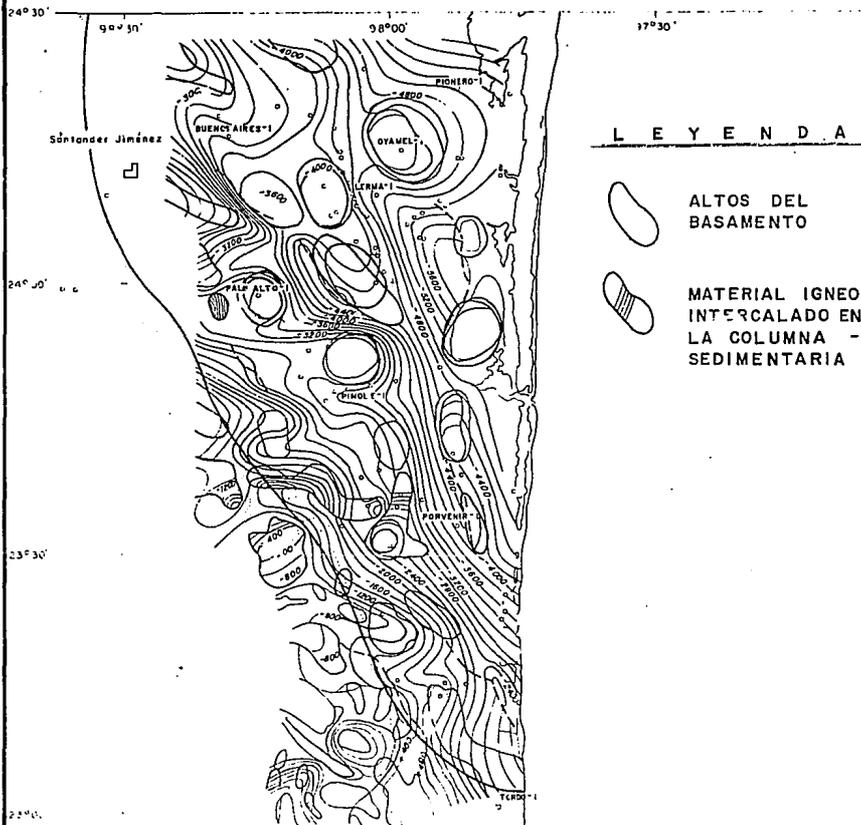


UNAM DEPTI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ R

1993

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CONFIGURACION DEL BASAMENTO MAGNETICO



LEYENDA

-  ALTOS DEL BASAMENTO
-  MATERIAL IGNEO INTERCALADO EN LA COLUMNA SEDIMENTARIA



UNAM DEFFI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A.GUSTAVO MARTINEZ P 1993

3.3.- EVIDENCIAS DE HIDROCARBUROS

3.3.a.- Manifestaciones Superficiales (Chapopoterías).

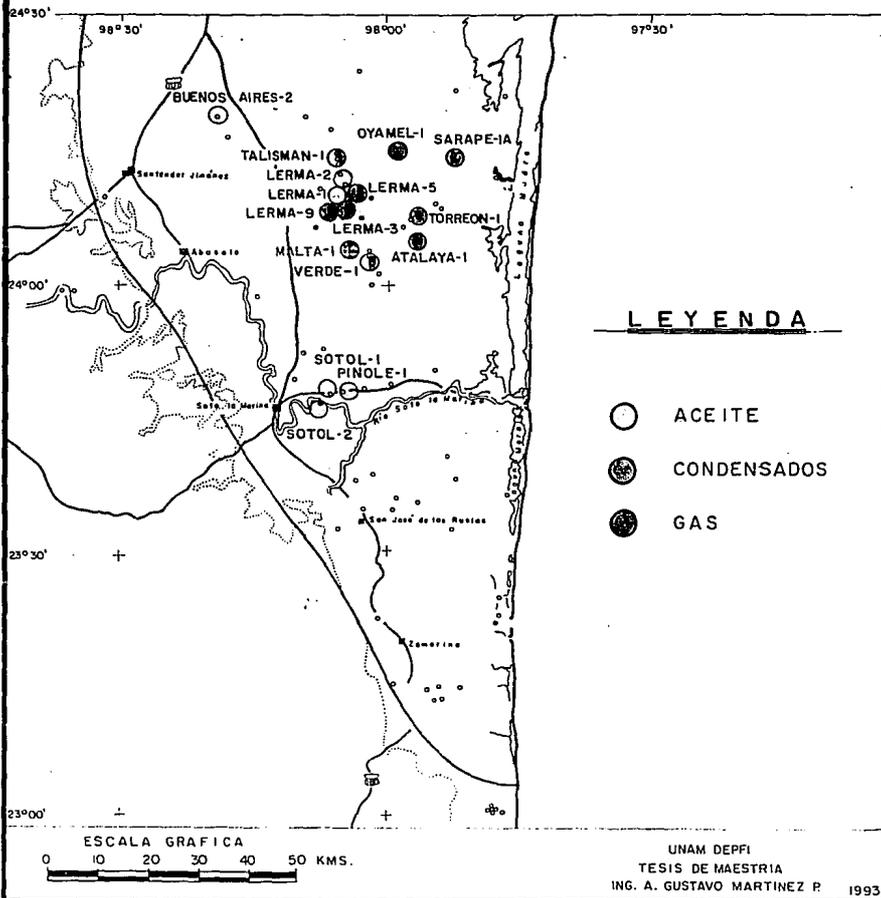
Se han observado hacia la parte Sur asociadas a rocas ígneas por lo que se deduce que la presencia de estos intrusivos provocaron fracturas por las cuales han fluido estos hidrocarburos.

3.3.b.- Manifestaciones en el Subsuelo.

La información económica obtenida de los pozos exploratorios ubicados en el área nos indica que de los 77 pozos perforados por Pemex, 16 han sido clasificados como productores teniendo un porcentaje de efectividad del 20%. De la información estadística y económica (Fig. 3-8 y Tabla 3-2) resumiremos que: De los 16 pozos productores 4 han sido productores de gas, 4 productores de gas y condensados, 2 productores de aceite y gas y 6 productores de aceite. Las formaciones productoras han sido la Palma Real Superior del Oligoceno, San Felipe y Agua Nueva del Cretácico Superior, Cima de la Tamaulipas Superior del Cretácico Medio, La Tamaulipas Inferior del Cretácico Inferior y las formaciones Chipoco, San Andrés y Olvido del Jurásico Superior (Figs. 4-24 y 4-25)

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

POZOS PRODUCTORES E HIDROCARBUROS EXPLOTADOS



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DATOS DE PRODUCCION

POZO	RESULTADO	INTERVALO PRODUCTOR (M)	FORMACION	PRODUCCION	ANALISIS
ATALAYA-1	PRODUCTOR DE GAS NO COHERCIAL.	4072-4089	JURASICO OLVIDO (Kimm)		
BUENOS AIRES-2	PRODUCTOR DE ACEITE	906-898	OLIGOCENO MEDIO OPRS LITARENITA DE GRANO GRUESO	ACEITE=3m ³ /d GAS=150m ³ /d RGA=50m ³ /m ³ ORIF=9,2mm	AGUA 1% EMULSION 1%
LERMA-1	PRODUCTOR DE ACEITE	2667-2675	CRETACICO SAN FELIPE CALIZAS FRACTURADAS (K. sup)	ORIFICIO 6mm ACEITE=228m ³ /d GAS=3035m ³ /d RGA=13,3/3 PRESIONES TP=18/40 TR=0 Kg/cm ²	NOTA: EN EL CAMPO LERMA LA DENSIDAD DEL VACI-MIENTO JURASICO ES 0,768
LERMA-2	PRODUCTOR DE ACEITE	2647-2657	CRETACICO SAN FELIPE CALIZAS FRACTURAS. (K. sup.)	ACEITE=106m ³ /3d GAS=4410m ³ /d RGA=481m ³ /m ³ TP=186-189 Kg/cm ²	TIENE 76,34 DE METANO 0,04 DE SULFHDRIACO Y 19,75 DE CO ₂ .
LERMA-3	PRODUCTOR DE GAS Y CONDENSADOS	3524-3536	JURASICO OLVIDO MIEMBRO INFERIOR DE OOLITAS (Kimm)	GAS=4320m ³ /d CONDENSADOS=2,4m ³ /d RGC=1800m ³ /m ³ ORIFICIO=6mm PRESIONES TP=77 TR=31 Kg/cm ²	
LERMA-5	PRODUCTOR DE GAS Y CONDENSADOS	3514-3530	JURASICO OLVIDO MIEMBRO INFERIOR DE OOLITAS. (Kimm)	CONDENSADO Y AGUA=6,24m ³ /d GAS=110,808 m ³ /d PRESIONES TP=114 TR=9 Kg/cm ²	

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DATOS DE PRODUCCION

POZO	RESULTADO	INTERVALO PRODUCTOR	FORMACION PRODUCTORA	PRODUCCION	ANALISIS
LERMA-9	PRODUCTOR DE GAS Y CONDENSADOS	3540-3550	JURASICO OLVIDO MIEMBRO INFERIOR DE OJLITAS (Kimm)	ORIFICIO 12.8mm GAS 460.501 m ³ /d CONDENSADO 11.4m ³ /d PRESIONES TP 191.3 TR 155 Kg/cm ²	
MALTA-1	PRODUCTOR DE GAS Y CONDENSADOS	3513-3519	JURASICO OLVIDO MIEMBRO INFERIOR DE OJLITAS. (Kimm)	ORIFICIO=8mm GAS=87 O 78m ³ /d CONDENSADO=121m ³ /d RCC=719m ³ /m ³ PRESIONES TP=175 TR=70 Kg/cm ²	METANO 38.4% CO, SULFHDRIICO DENSIDAD DEL CONDENSADO 0.770
UYAMEL-1	PRODUCTOR DE GAS NO COMERCIAL	4275-4371	JURASICO SAN AN-DRES (Kimm)	ORIFICIO=32mm	
PINOLE-1	PRODUCTOR DE ACEITE (BOMBEO)	2196-2206	CRETACICO TAMAU-LIPAS INFERIOR (BASE)	ACEITE=15.7m ³ /d	
SARAPE-1A	PRODUCTOR DE GAS NO COMERCIAL	4878-4920 5396-5428	CRETACICO TAM. INFERIOR JURASICO CHIPOCO.		
SOTOL-1	PRODUCTOR DE ACEITE	2005-2030	CRETACICO TAMAU-LIPAS INFERIOR (BASE)	ORIFICIO=8mm ACEITE=69m ³ /d GAS=6193m ³ /d RCA=164m ³ /m ³ .	

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DATOS DE PRODUCCION

POZO	RESULTADO	INTERVALO	FORMACION	PRODUCCION	ANALISIS
SOTOL-2	PRODUCTOR DE ACEITE IMPRODUCTIBLE.	1987-1995	CRETACICO TANHAULIPAS INFERIOR (BASE) Kc1		
TALISMAN-1	PRODUCTOR DE ACEITE Y GAS	2 665-2 684 3 440-3 447	CRETACICO SAN FELIPE JURASICO OLVIDO K1m	ACEITE=28,5m ³ /d GAS=4 693m ³ /d RGA=163m ³ /m ³	
TORREON-1	PRODUCTOR DE GAS	4254	CRETACICO TANHAULIPAS INFERIOR	GAS=339620m ³ /d	METANO 87.7% CO ₂ 5.1 ETANO 6.4 H ₂ S 0.6 PROPANO 0.1 ISOBUTANO 0.1
VERDE-1	PRODUCTOR DE ACEITE Y GAS NO COMERCIAL	2 746-2 806	CRETACICO AGUA NUEVA (BASE) CRETACICO TANHAULIPAS	ACEITE=9 850m ³ /d GAS=6 350m ³ /d RGA=645m ³ /m ³	

NOTA: LOS DATOS DE PRODUCCION SON LOS INICIALES EN CADA POZO

4.- INTERPRETACION GEOQUIMICA.

4.1.- INTRODUCCION.

En el área de estudio se han realizado tres tipos de estudios geoquímicos: Gasometría Experimental, Análisis de Chapopoterías y Análisis Químicos y Ópticos en muestras de canal y núcleo de pozos, este último sirve de base para la evaluación de este prospecto. (Fig. 4-1).

Es necesario comentar que los resultados obtenidos de los trabajos de gasometría (CIA. GEOFISICA, S.A., 1982) no se toman en cuenta por no considerarse confiables los métodos operativos utilizados en este estudio. Los principios teóricos se basan en detectar huellas de hidrocarburos en la superficie presumiblemente escapados de algún yacimiento en el subsuelo, y se basa en el principio de que no existe un sello perfecto. Estos hidrocarburos se distribuyen en la superficie del terreno en forma de halos de acuerdo a sus densidades.

Hacia la parte Sur se realizó un muestreo de chapopoterías cuyo análisis geoquímico nos indica que dichos aceites estuvieron sometidos a altas temperaturas lo cual coincide con la presencia de intrusiones ígneas que pudieron afectar a estos hidrocarburos. (BERTRAND C., 1985).

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

ESTUDIOS GEOQUIMICOS

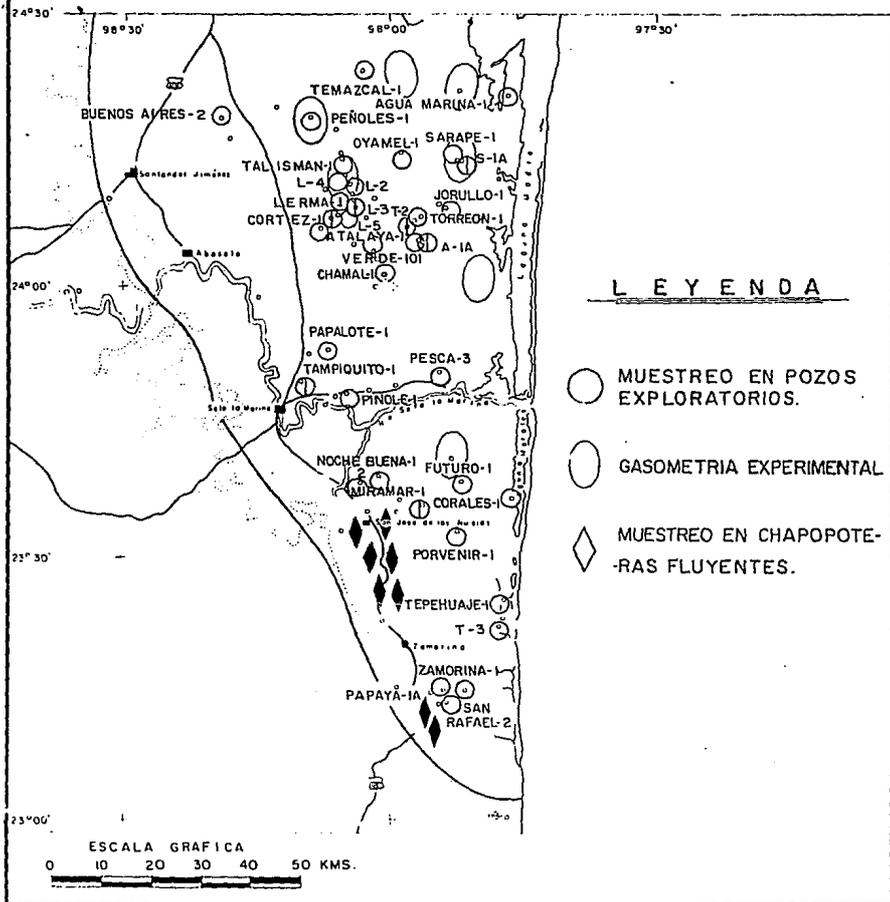


Figura 4-1

En cuánto al estudio de muestra de canal y pozos este se realizó en dos partes. Primeramente se colectaron 540 muestras representativas de la columna estratigráfica mismas que fueron analizadas geoquímicamente, lográndose detectar algunas formaciones con buen potencial generador. Posteriormente en 1988 se obtuvieron 128 muestras dirigidas principalmente a las rocas que anteriormente habían dado buenos resultados, lo que nos permitió definir con mayor precisión a las formaciones generadoras como veremos mas adelante.

En total se contó con resultados geoquímicos de 668 muestras de 36 pozos bien distribuidos en el área (fig. 4-2 y Tabla 4-1).

Las muestras fueron estudiadas en los laboratorios geoquímicos del Instituto Mexicano del Petróleo obteniéndose los siguientes parámetros, Análisis Químicos: contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y Carbono Mineral, cantidad de hidrocarburos ya formados (S1) y en forma potencial (S2), temperatura máxima de pirólisis (Tmax), índice de hidrógeno (IH) e índice de Oxígeno (IO). Análisis Ópticos: cantidad y tipo de materia orgánica e índice de alteración térmica (IAT). Lamentablemente para este trabajo no se contó con el análisis de reflectancia de la vitrinita.

4.2.- DEFINICION DE HORIZONTES GENERADORES.

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

POZOS CON MUESTREO GEOQUIMICO

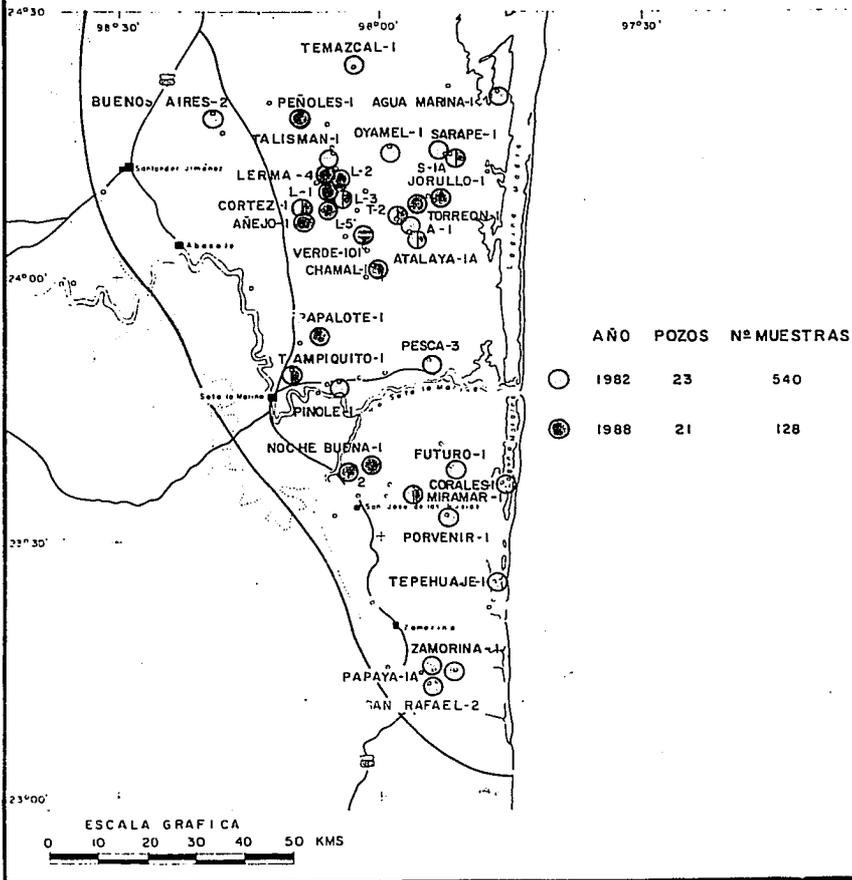


Figura 4

Con los resultados se creó una base de datos del cual se seleccionaron las muestras que cumplieron las condiciones de tener más de 0.5% de Carbono Orgánico, más de 2500 PPM de Hidrocarburos Potenciales (S2) y un valor menor de 0.3 del Índice de Producción, que en conjunto cumplen las características necesarias para tener una roca con buen potencial generador, Tabla 4-2.

Del análisis anterior se concluyó que los horizontes arcillosos de las formaciones Agua Nueva del Turoniano y Pimienta del Tithoniano cumplían con estas condiciones por lo que fueron consideradas como las rocas generadoras del área. Lo anterior se puede apreciar claramente en el histograma que se presenta en la Fig 4-3.

Una vez identificadas las formaciones generadoras se procedió a ver su distribución y espesores: La formación Agua Nueva del Turoniano se distribuye en gran parte del área exceptuando hacia el Noreste y Sureste donde fue afectada por la gran erosión comentada en el capítulo de discordancias, y en la parte Sur donde aún queda expuesta parte de la Isla Pre-Jurásica de Tamaulipas, (Fig. 4-4), los mayores espesores del orden de 250 y 200 m. se encuentran hacia la parte Norte y Central del área disminuyendo hacia las partes erosionadas y de no depósito (Fig. 4-5).

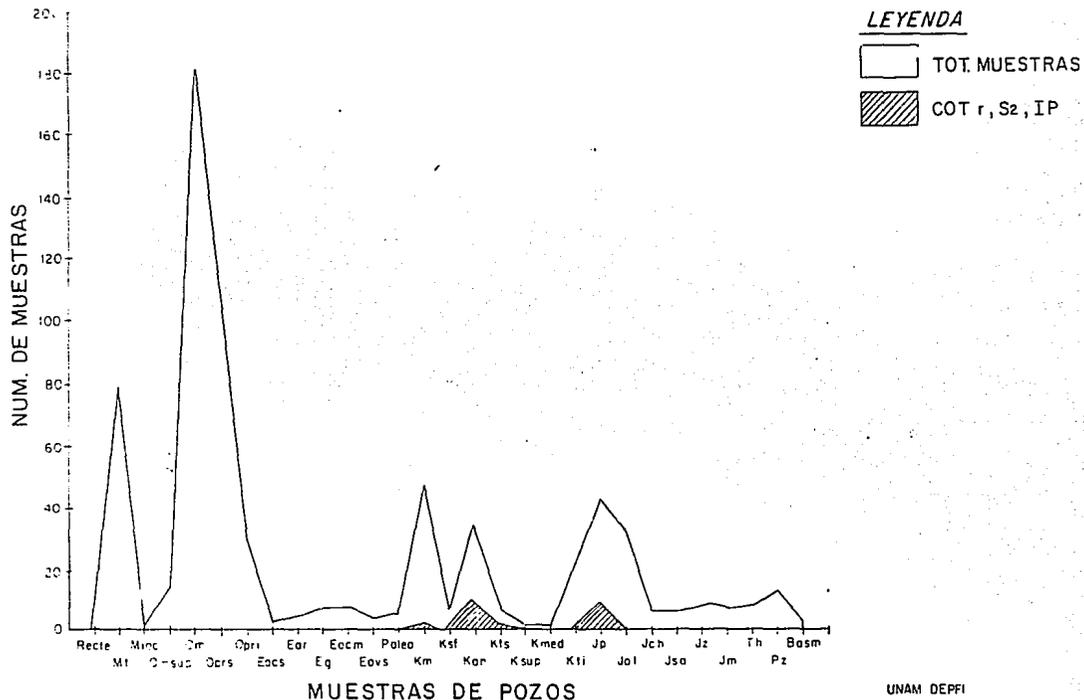
Para el Tithoniano la Formación Pimienta se distribuye ampliamente en el área cambiando a facies someras de la

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS
MUESTRAS CON COT > 0.5%, S2 > 2.5 mg/g e IP < 0.5

NOMBRE DEL POZO PROF. (m)	FORMA Y CARO X CARO GRAFICA C/DK. XIN DMG.	S1 GRAFICA ppm	S2 GRAFICA ppm	S3 POT. SEM. ppm (G.C.)	TRAX	I H	I O	IP	S2/S3 TIPO DE NAT. DMG.	ISI H.O.	IAT	NUCLEO	TOTAL				
** Subtotal **													3				
** PINOLE-1 PINOLE-1	2223-2220 Jp	10.96	1.115 00	1307 0	10'24	0000000000	377	11511	444	908.0	33.8	0.12	26.85 Al ₂ O ₃	15	2	2	1
** Subtotal **													1				
** TAPIQUITO-1 TAPIQUITO-1	1214-1230 Km	11.56	1.117 00	3775 000	35000	0000000000 0000000000 0000000000 0000000000	1847	38783	431	3124.1	165.4	0.10	18.95 Al ₂ O ₃	5	2	5	1
** TAPIQUITO-1 TAPIQUITO-1	1302-1391 Kts	11.72	0.720 0	512	4347	0000	819	4889	435	603.8	117.9	0.11	5.12 Al ₂ O ₃	12	*2	4	1
** Subtotal **													2				
** TEPEHUAJE-1 TEPEHUAJE-1	2726-2731 Jp	3.34	1.907 000	3336 000	10867	0000000000	481	14183	410	568.8	25.2	0.24	-22.55 Al ₂ O ₃	20	2	*2 7	1
** Subtotal **													1				
** TEPEHUAJE-3 TEPEHUAJE-3	2670-2679 Jp	6.52	2.870 00000	490	16180	0000000000 000000	180	16670	434	563.8	6.3	0.03	89.89 Al ₂ O ₃	35%	*2,-3	5 P.S.	1
** Subtotal **													1				
** VERDE-101 VERDE-101	3322-3331 Jp	2.38	2.290 0000	2500 00	2840	04	120	5340	446	124.0	5.2	0.47	23.47 Al ₂ O ₃	45%	*2,-3	1 P-2	1
** Subtotal **													1				
*** Total ***													23				

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

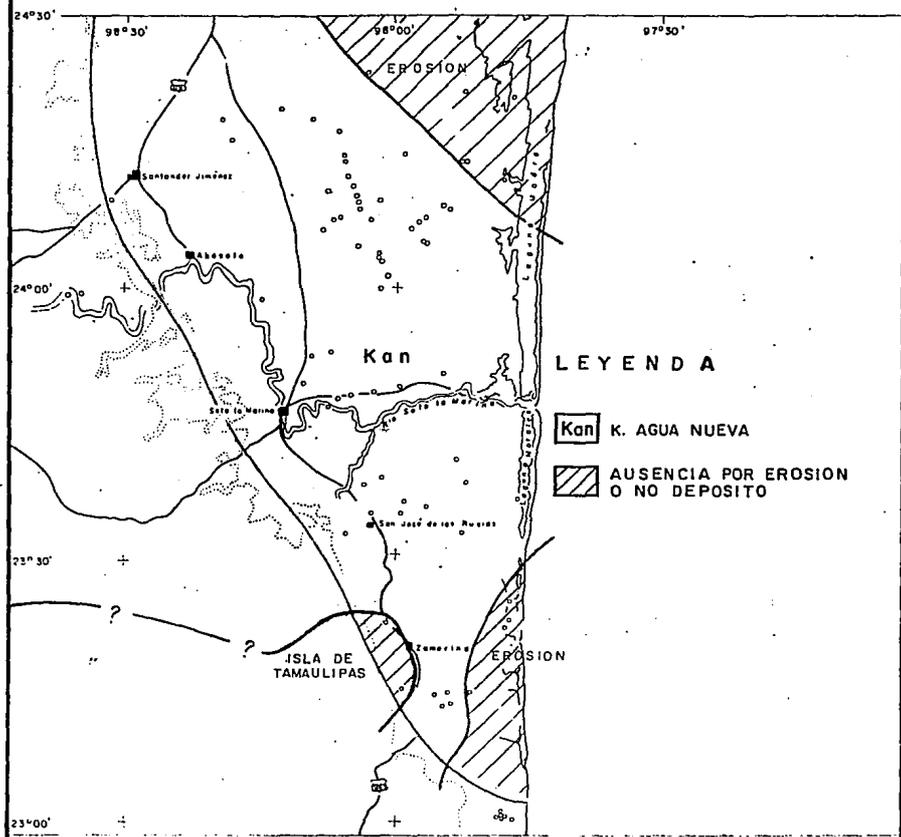
GRAFICA DE TOTAL DE MUESTRAS VS. MUESTRAS CON COT.r. >= 0.5% S2 > 2.5 mg/gr. r E IP < 0.5 (EN CONJUNTO).



UNAM DEPII
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P 1993

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DISTRIBUCION ACTUAL DE ROCAS DE EDAD TURONIANO

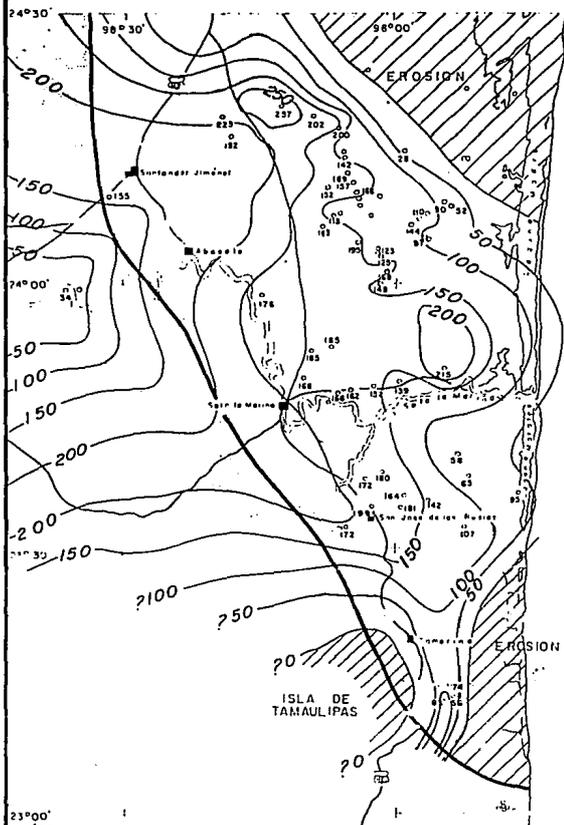


UNAM DEPTI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P. 1993

Fig 4 - 4

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

ISOPACAS DEL TURONIANO



ESCALA GRAFICA
0 10 20 30 40 50 KMS.

UNAM DEPTI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P

1993

Formación La Casita hacia los márgenes del Paleorelieve Prejurásico Isla de Tamaulipas (Fig.4-6). En cuanto al espesor, aumenta hacia el Norte alcanzando valores hasta de 117 m. disminuyendo hacia el Sur acuñándose hacia la Isla de Tamaulipas Fig. 4-7. En cuánto a los valores óptimos de Carbono Orgánico Total (COT) y de hidrocarburos potenciales (S2) se distribuyen como sigue:

Para la Formación de Agua Nueva se tienen buenos valores de COT hacia la parte Norte - Central en los pozos Lerma-4, Lerma-3 y Cortéz-1 con valores de 2.21, 1.49 y 3.07 % respectivamente y hacia la parte Central en el Pozo Tampiquito-1 con 1.17% (Fig. 4-8).

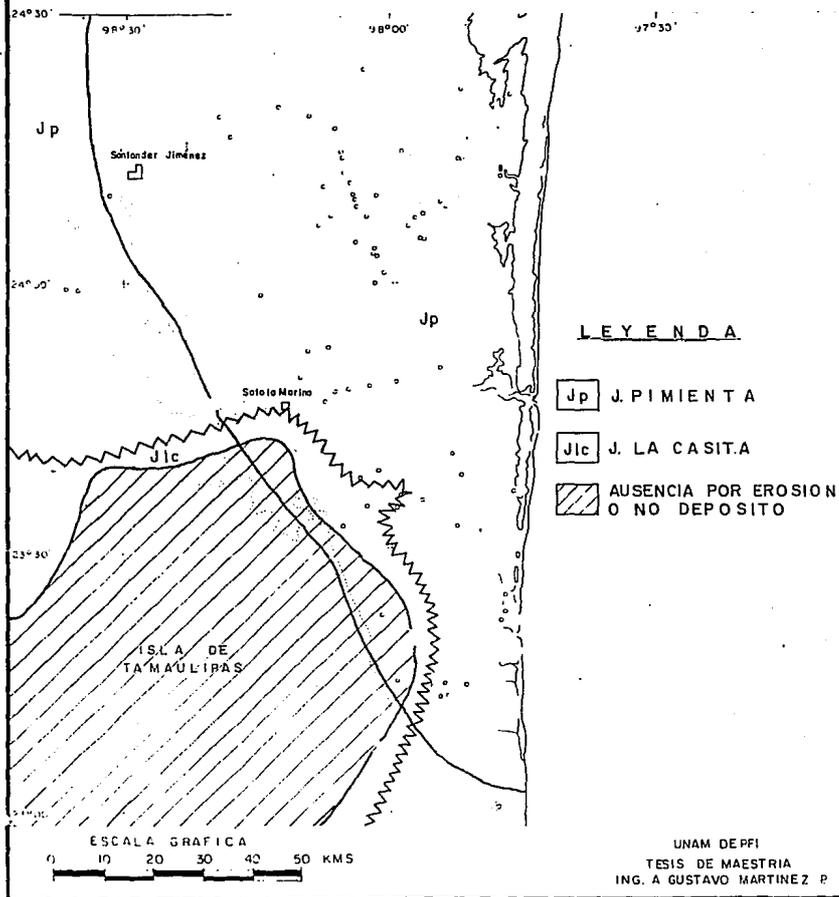
En la Formación Pimienta los valores óptimos estudiados de COT tienen una mayor distribución presentándose en los pozos Verde-101 (2.29%), Chamal-1 (3.51%) Pinole-1 (1.11%), Miramar-1 (1.82%), Tepehuaje-1 (1.90%) y Tepehuaje-3 (2.87%). Como se puede ver en la Fig.4-9.

Los valores óptimos de S2 presentan la misma distribución que los valores de COT para ambas formaciones.

Para la Formación Agua Nueva se tienen los siguientes valores, Pozo Lerma-4, 4.5 mg/g; Pozo Lerma-3, 4.6 mg/g; Pozo Cortéz-1, 10.9 mg/g y Tampiquito-1, 35.0 mg/g (Fig.4-10).

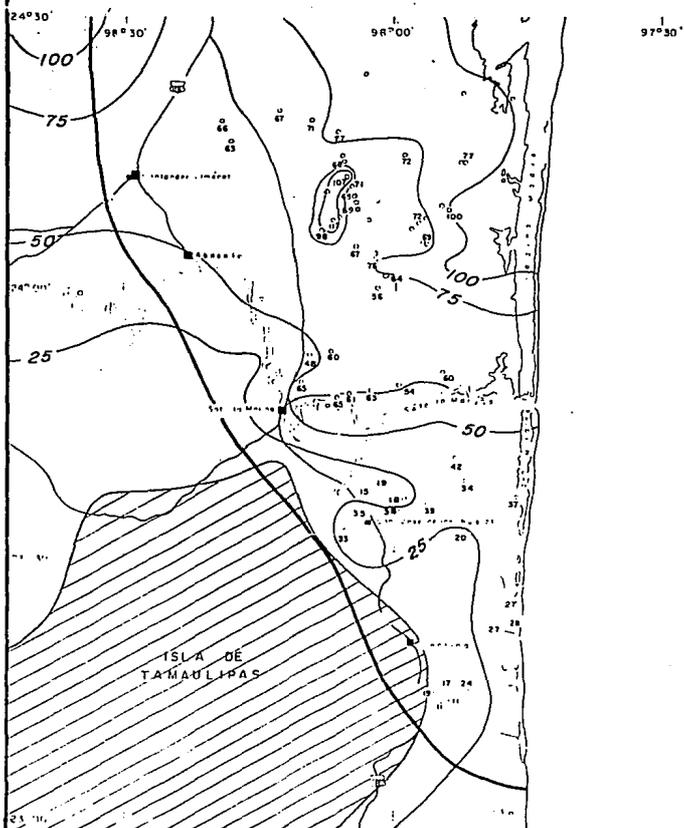
PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DISTRIBUCION ACTUAL DE ROCAS DE EDAD TITHONIANO



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

ISOPACAS DEL TITHONIANO



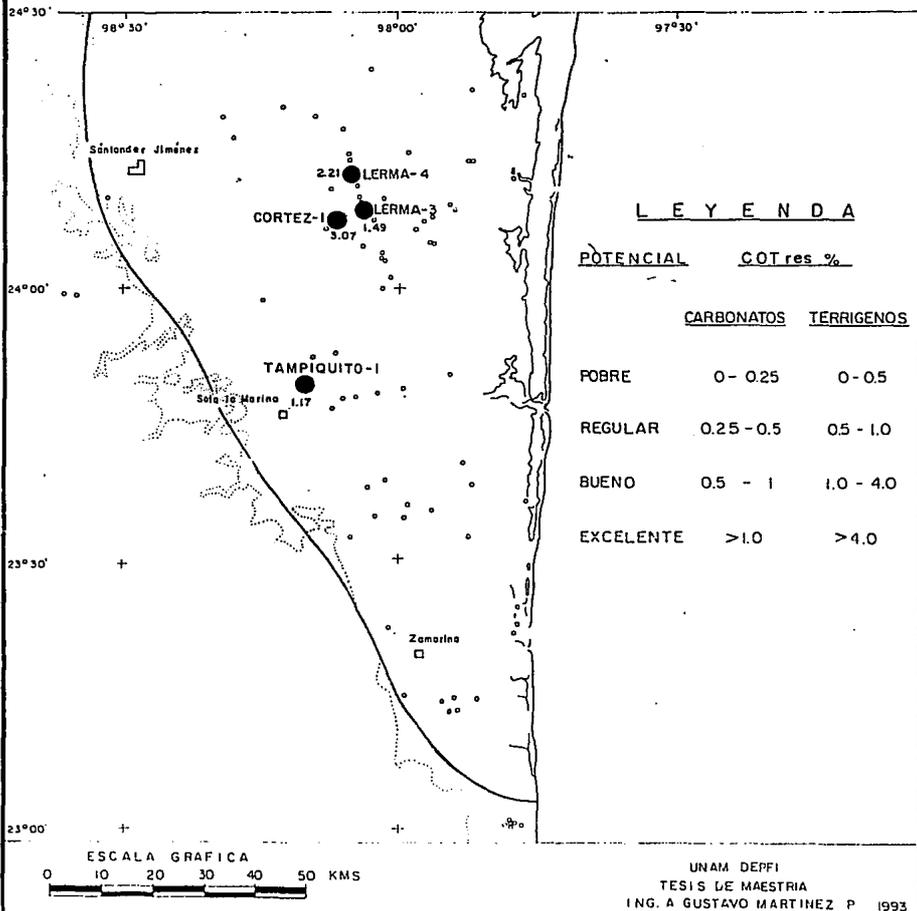
ESCALA GRAFICA

0 10 20 30 40 50 KMS

UNAM DEPTI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P

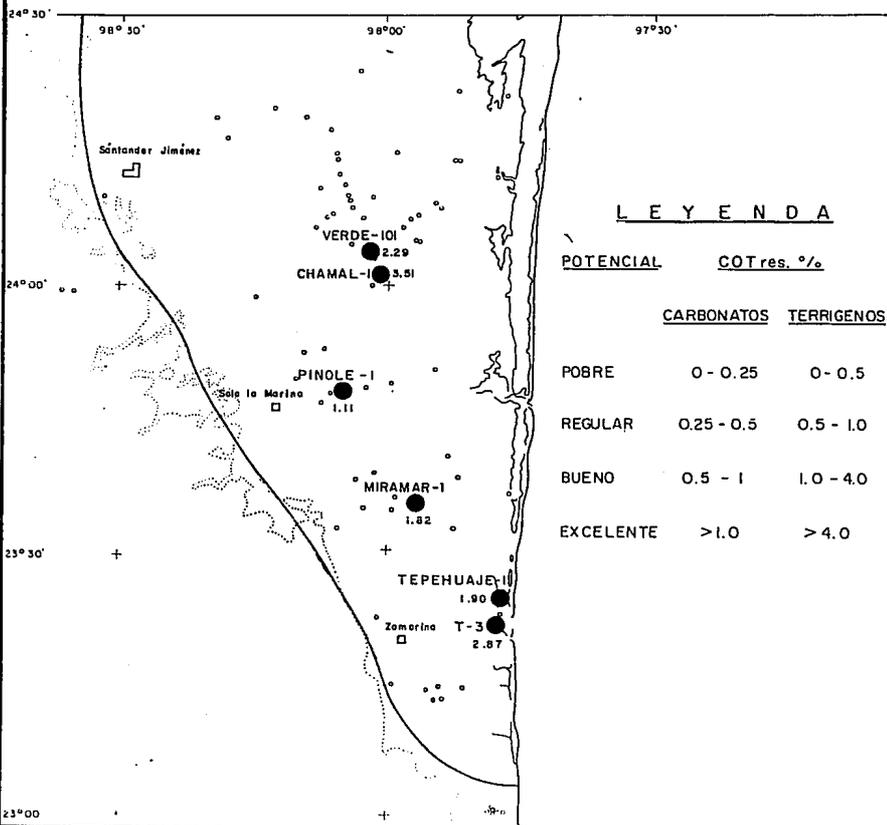
PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

VALORES DE COTres.>0.5% PARA EL TURONIANO



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

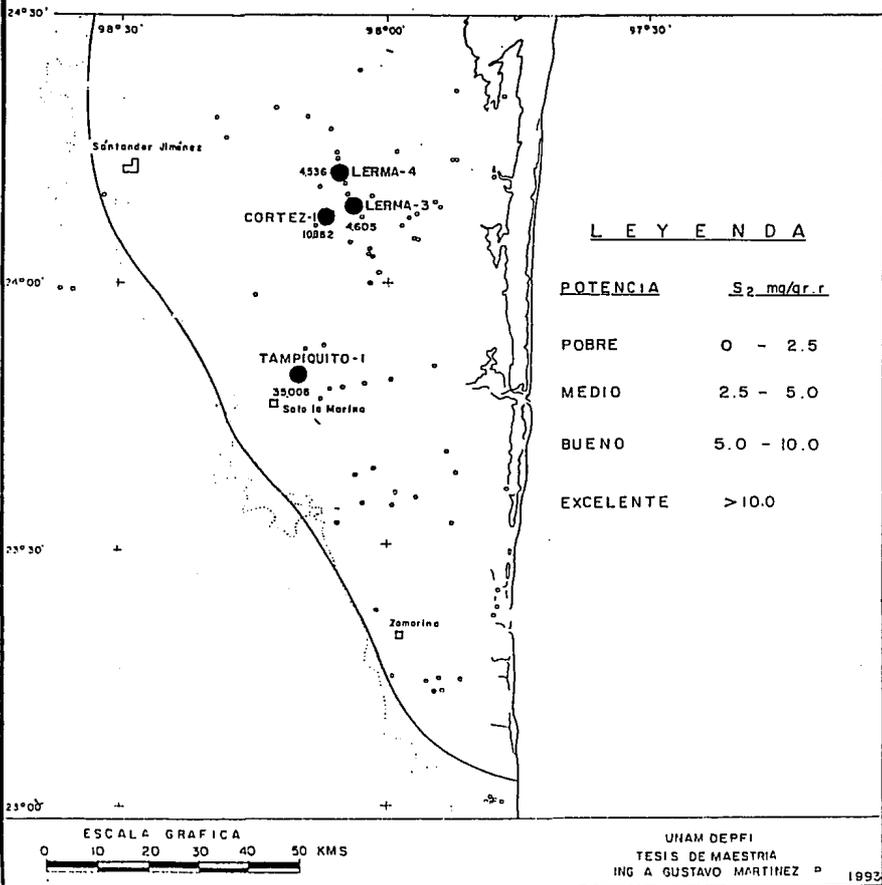
VALORES DE COTres.>0.5% PARA EL TITHONIANO



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

VALORES DE

S_2 (HIDROCARBUROS POTENCIALES) >2.5 mg/gr.r PARA EL TURONIANO



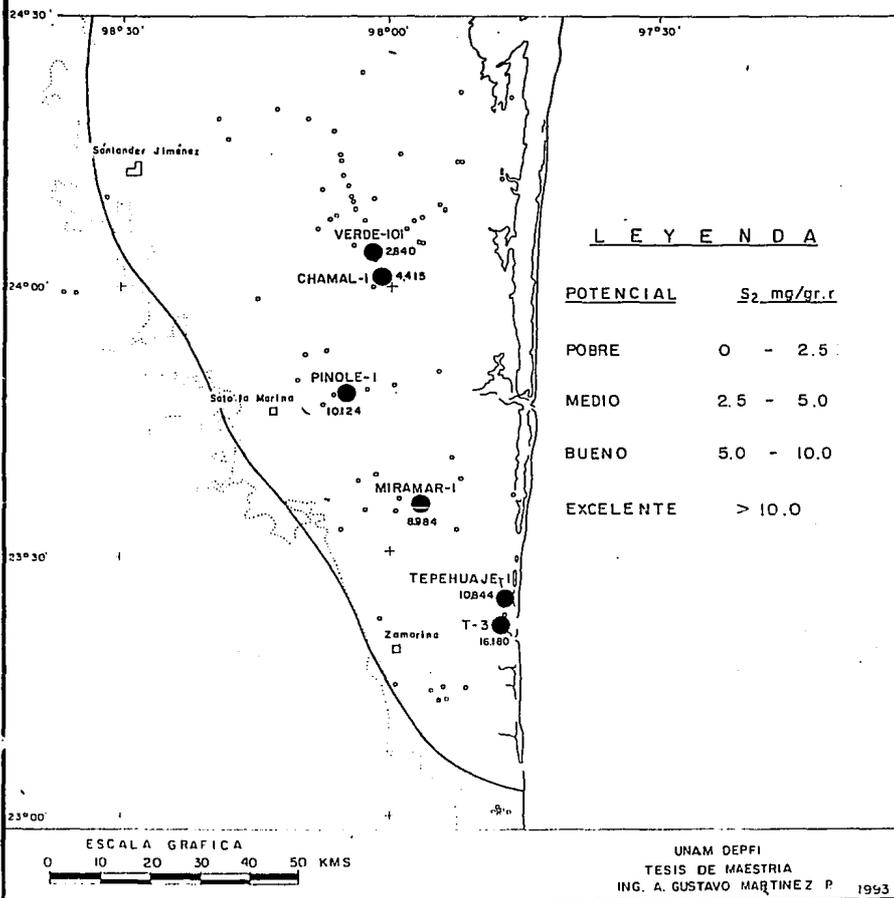
En la Formación Pimienta tenemos: Pozo Verde-101, 2.8 mg/g; Chamal-1, 4.4 mg/g; Pozo Pinole-1, 10.1 mg/g; Pozo Miramar-1; 8.9 mg/g; Pozo Tepehuaje-1, 10.8 mg/g y Pozo Tepehuaje-3, 16.1 mg/g (Fig.4-11).

En lo que respecta al tipo y cantidad de materia orgánica observada al microscopio se tiene que para ambas formaciones es algacea principalmente y carbonacea (Fig. 4-12 y 4-13), con un promedio en el campo óptico de 20 % para el Turoniano y un 25 % para el Tithoniano. Se pretendió hacer una configuración con valores de contenido de materia orgánica pero la cantidad de datos no era homogénea para toda el área y no resultaba muy confiable aunque podemos decir con una revisión de valores puntuales altos que las mayores concentraciones coinciden en las regiones donde tenemos valores altos de Carbono Orgánico y que vienen siendo las partes centrales del área tanto para el Turoniano como para el Tithoniano.

Es necesario comentar que para la Formación Olvido se tiene muy poca información geoquímica y la existente no reúne las condiciones de una roca generadora por lo que creemos que la producción obtenida en este nivel es migrada de la Formación Pimienta, pero no podemos descartar por completo su carácter generador pues es posible que exista algo de generación de las carpetas de algas intercaladas con las

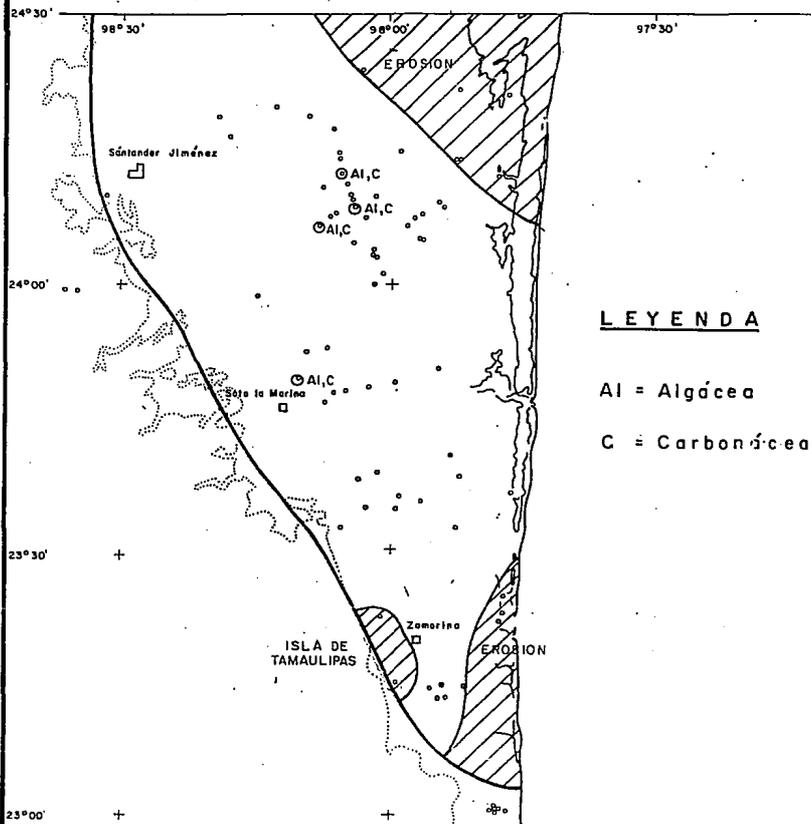
PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

VALORES DE S_2 (HIDROCARBUROS POTENCIALES) > 2.5 mg/gr.r PARA EL TITHONIANO



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DISTRIBUCION DEL TIPO DE MATERIA ORGANICA PARA EL TURONIANO



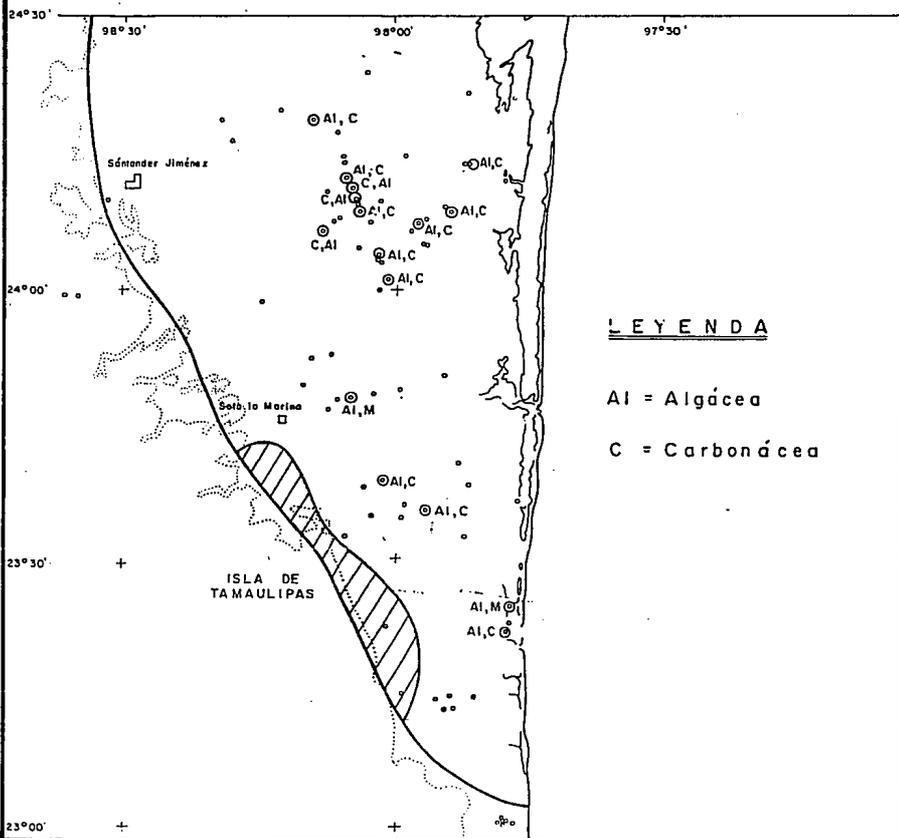
UNAM DEPTI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P.

1993

Fig 4 - 12

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DISTRIBUCION DEL TIPO DE MATERIA ORGANICA PARA EL TITHONIANO



anhidritas y que además pueda tener alguna asociación con el gas sulfhídrico encontrado a este nivel.

4.3.- HISTORIA TERMICA.

Una vez definidas las rocas generadoras se procedió a estudiar la historia térmica de la cuenca que influye directamente en la madurez de las mismas y en su capacidad de generación.

Con la ayuda de las temperaturas de fondo obtenida de los registros geofísicos se construyó un plano de gradiente geotérmico en el que se observó que hacia la parte Nororiental del área existen altos gradientes geotérmicos a nivel Cretácico-Jurásico (Fig. 4-14) esto se explica debido a la diferencia de la conductividad térmica de las rocas. El calor proveniente del interior de la tierra se transmite en forma eficiente en rocas calcáreas de alta conductividad térmica, lo que sucede en este lugar para las rocas del Jurásico y Cretácico, pero la baja conductividad térmica de los sedimentos terrígenos del Terciario que hace que se acumule calor, lo que se refleja en un gradiente geotérmico alto. Cabe recordar que para esta zona el paquete de sedimentos terrígenos alcanza espesores hasta de 5000 m. que provoca que este fenómeno se acentúe de manera considerable, este efecto disminuye de manera notable hacia la parte Centro Occidental del área donde el espesor de los sedimentos

terrígenos disminuyen haciendo que el flujo de calor encuentre menos resistencia, lo que refleja un gradiente geotérmico más estable a lo largo de la columna.

Haciendo una comparación entre las Figs 4-14 y 4-14-a se puede observar un aumento considerable en el gradiente geotérmico a nivel Cretácico-Jurásico hacia la parte Noroeste lo que nos obligó a establecer los planos de gradientes somero para el Terciario y profundo para el Cretácico y Jurásico.

Por otra parte se puede observar que para el resto del área el comportamiento del gradiente es igual tanto para nivel Terciario como para el nivel Cretácico-Jurásico.

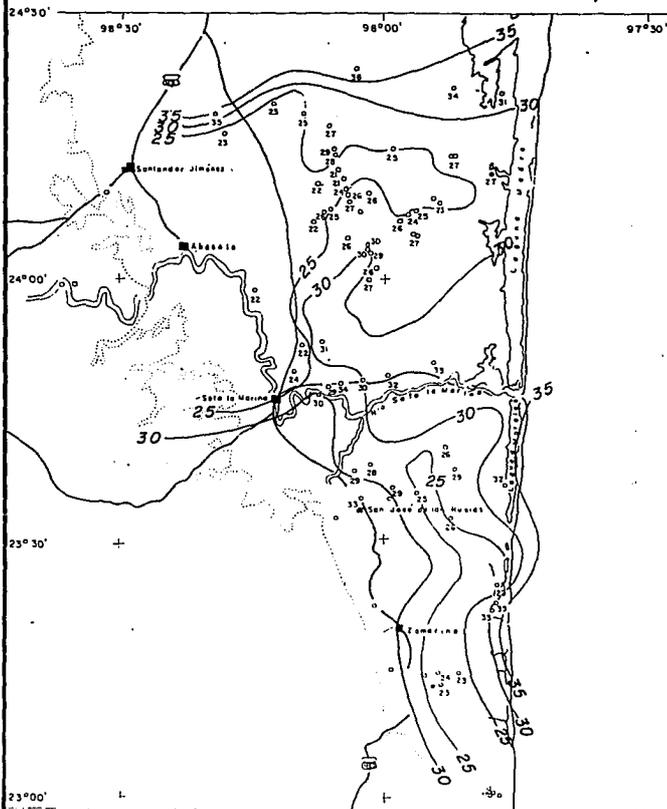
Otro rasgo que provocan el mismo efecto de gradientes altos son los altos de basamento, como los que se pueden apreciar en la Fig 3-7 y los grandes cuerpos intrusivos ígneos que se presentan en la parte Sur.

En la Fig 4-15 se muestra la configuración del flujo de calor. (Los valores de flujo de calor fueron obtenidos del programa de BASIN MOD que se uso para conocer la historia térmica y madurez de los sedimentos en varios pozos). El comportamiento del flujo de calor presenta valores del orden de las 50 MW/m² hacia la parte Nororiental y Oriental disminuyendo gradualmente hacia el Occidente, encontrando

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

GRADIENTE SOMERO (Terciario)

°C / 1000 m.



ESCALA GRAFICA

0 10 20 30 40 50 KMS.

UNAM DEFFI
TESIS DE MAESTRIA
INC. A. GUSTAVO MARTINEZ P.

1993

Fig 4-14

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

GRADIENTE PROFUNDO (Cretacico)

°C / 1000 m.

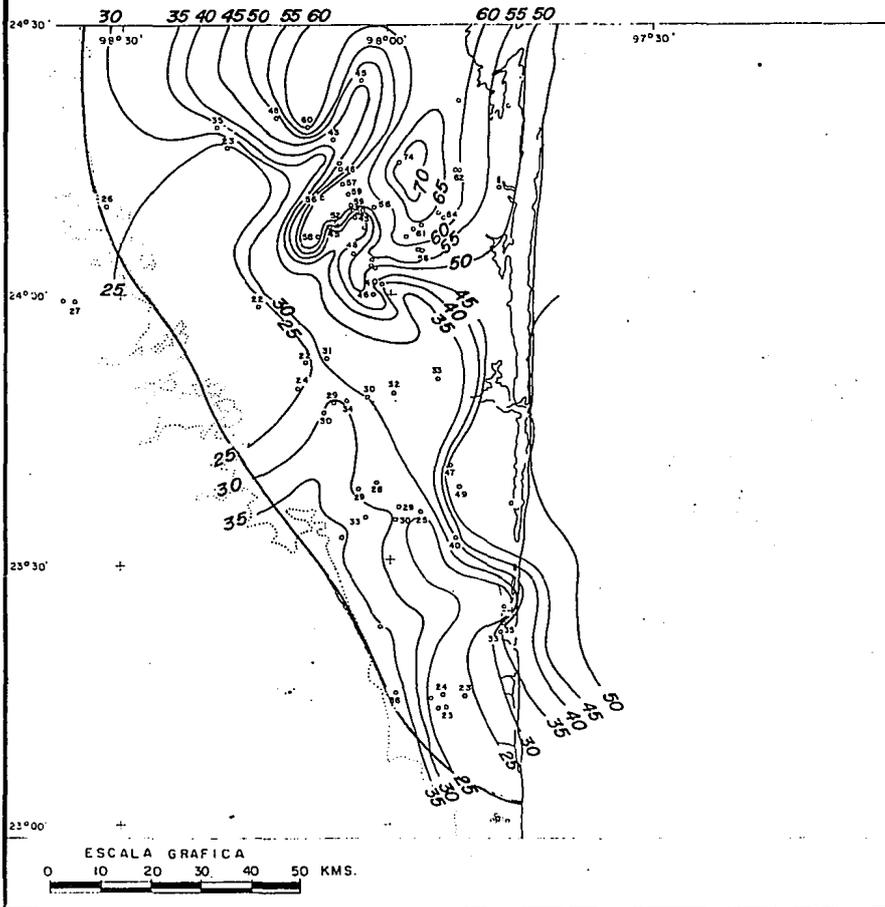
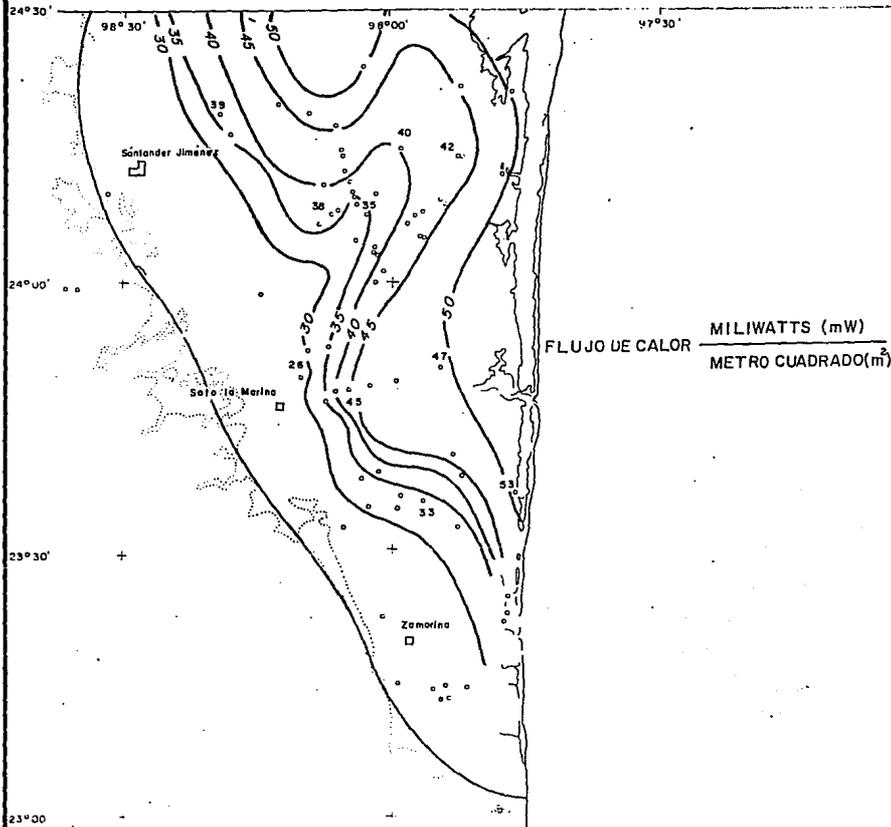


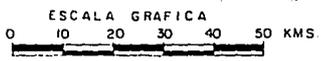
Figura 4-14 a

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

FLUJO DE CALOR



FLUJO DE CALOR $\frac{\text{MILIWATTS (mW)}}{\text{METRO CUADRADO (m}^2\text{)}}$



UNAM DEFI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MORTINEZ P 1993

Figura. 4-15

valores medidos hasta de 30 MW/m² (Fig. 4-15). La causa de esta variación esta relacionada con el engrosamiento del espesor de los sedimentos terrígenos hacia el Noreste. Los minerales radiactivos contenidos en las arcillas emiten calor que se agrega al flujo normal incrementando este de manera notable. Hacia el Occidente el espesor del Terciario terrígeno decrece disminuyendo la cantidad de arcillas y por consiguiente la emanación de calor.

En forma general se puede considerar que para esta región el flujo térmico se considera estable a lo largo de la historia geológica ya que la tectónica de la cuenca no es tan complicada (ver capítulo 3) que justifique cambios importantes en el flujo térmico.

4.4.- MADUREZ.

Para determinar el esquema de madurez en el área se emplearon modelos térmicos basados en el programa de BASIN MOD, lo cual definió el siguiente comportamiento, hacia la parte Occidental nos señala una zona inmadura, en la parte Central una zona madura en una franja orientado NW-SE y hacia la Nororiental una zona de sobre madurez. Los resultados de esta evaluación se aprecian en las Figs 4-16 y 4-17.

Se construyeron 5 secciones de correlación en dirección SW-NE distribuidas de tal manera que nos permitieron observar el comportamiento en el subuselo de la zona de madurez,

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

TENDENCIA DE LA MADUREZ PARA EL TURONIANO

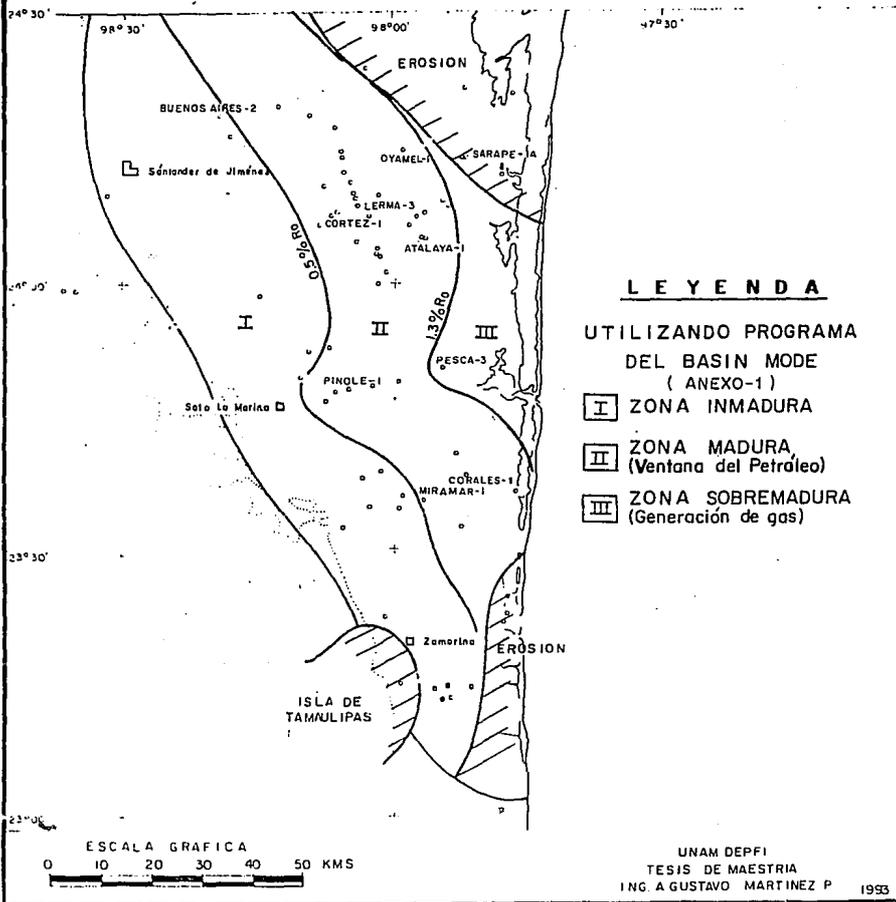
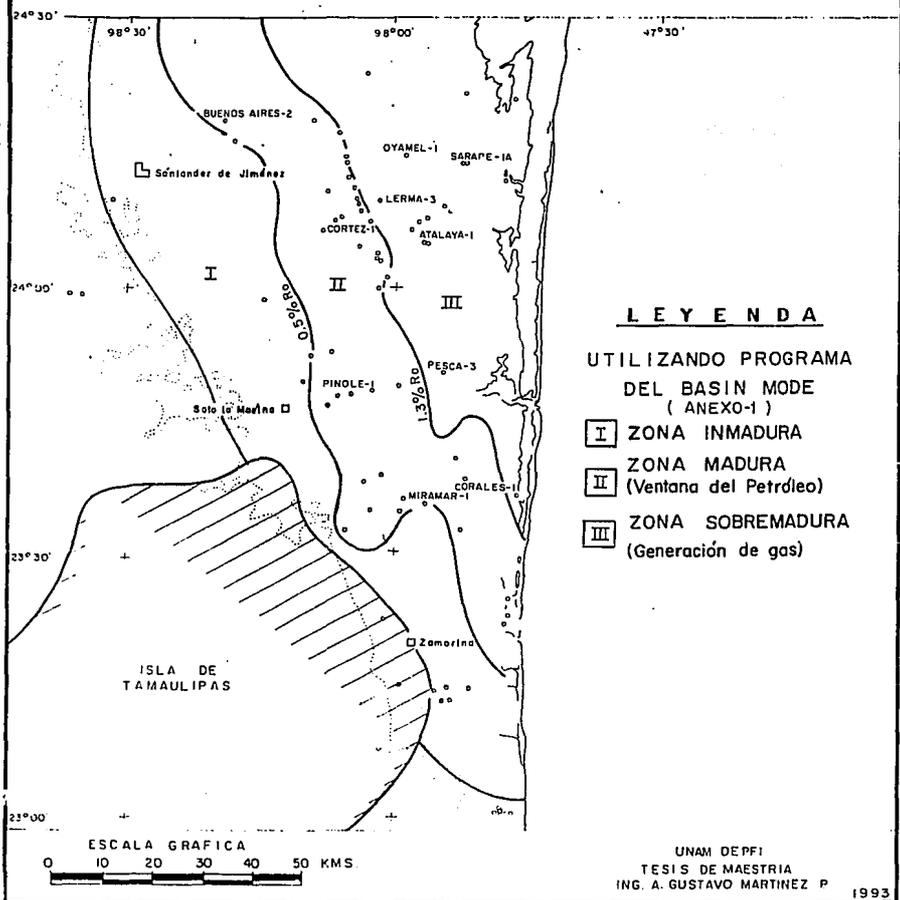


Fig 4 - 76

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

TENDENCIA DE LA MADUREZ PARA EL TITHONIANO



indicando además las rocas generadoras e intervalos productores. Figs 4-18, 4-19, 4-20, 4-21, 4-22 y 4-23.

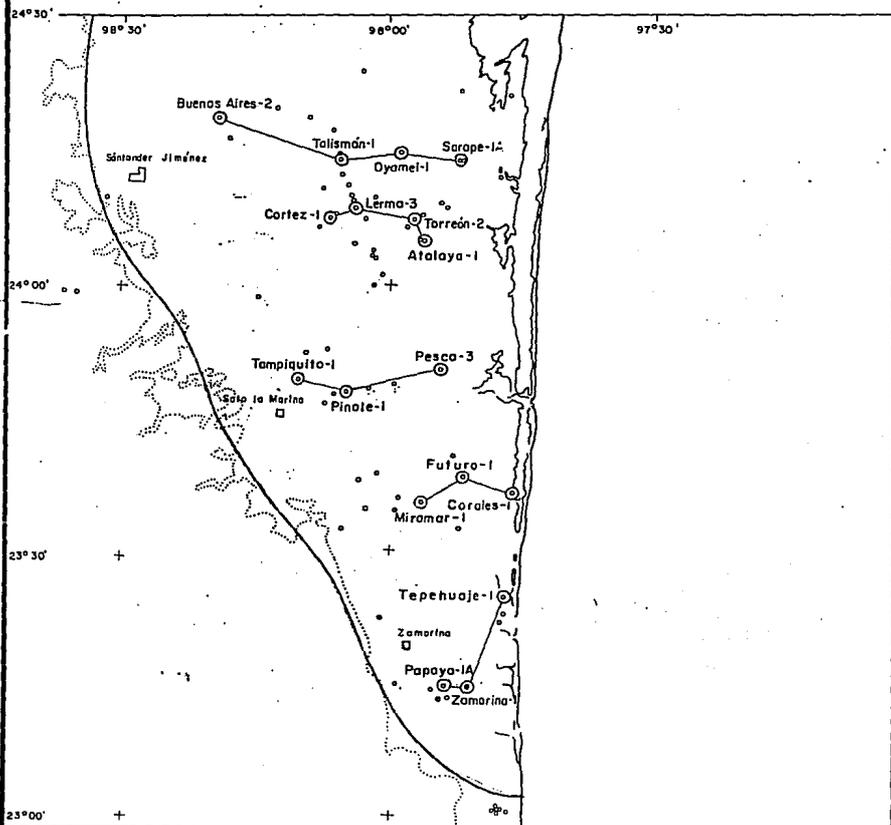
La posición de las rocas generadoras en el subsuelo y el tipo de hidrocarburos generados guardan una estrecha relación con la madurez calculada por los modelados térmicos, como se vera más adelante en el capítulo de Definición de Zonas de Generación. Los parámetros que más se ajustan a esta relación en el programa de LOPATIN son el ITT = 7 para el inicio de la zona madura e ITT = 160 para la zona sobremadura.

4.5.- DEFINICION DE LAS ZONAS DE GENERACION.

Los resultados obtenidos hasta ahora nos permiten hacer las siguientes consideraciones: hacia la parte Occidental no ha ocurrido la generación de hidrocarburos, en la parte Central podemos esperar generación de aceite lo cual coincide con la producción de este tipo de hidrocarburos, en las calizas fracturadas de la Formación San Felipe del Coniaciano Santoniano, en la propia Formación Agua Nueva y en la cima de la Formación Tamaulipas Superior del Albiano (Pozos Lerma-1, Lerma-2, Talismán-1 y Verde-1) (Fig. 3-8, 4-24 y Tabla 3-2) haciendo la observación que esta producción esta relacionada con las rocas generadoras de la Formación Agua Nueva. La zona de generación de aceite también coincide con la producción obtenida en los Grainstones de la base de la Formación de

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

PLANO DE LOCALIZACION DE SECCIONES DE CORRELACION



ESCALA GRAFICA

0 10 20 30 40 50 KMS.

UNAM DEFFI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A GUSTAVO MARTINEZ P. 1993

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

BUENOS AIRES-2

TALISMAN-1

OYAMEL-1

SARAPE-1A

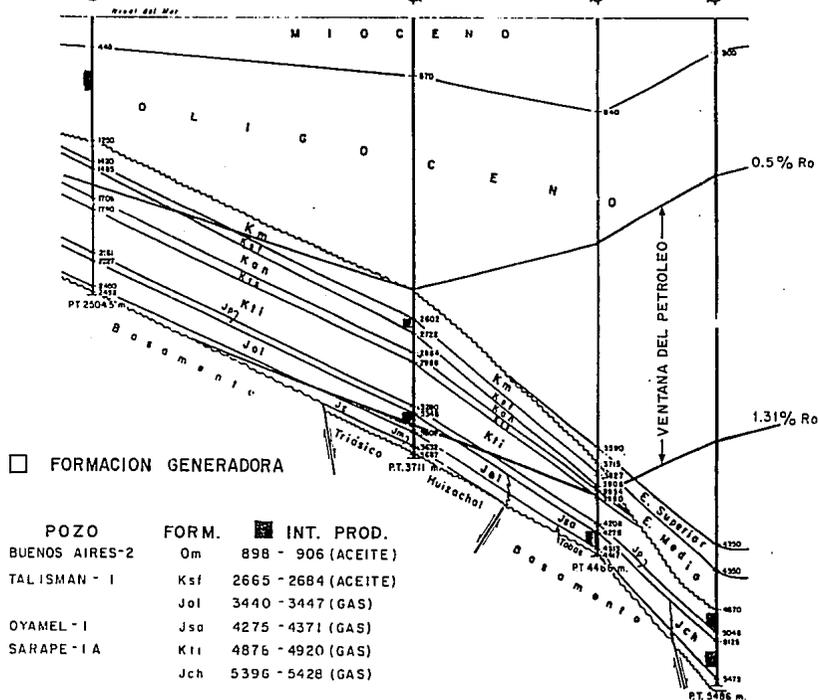


Figura 4-19

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

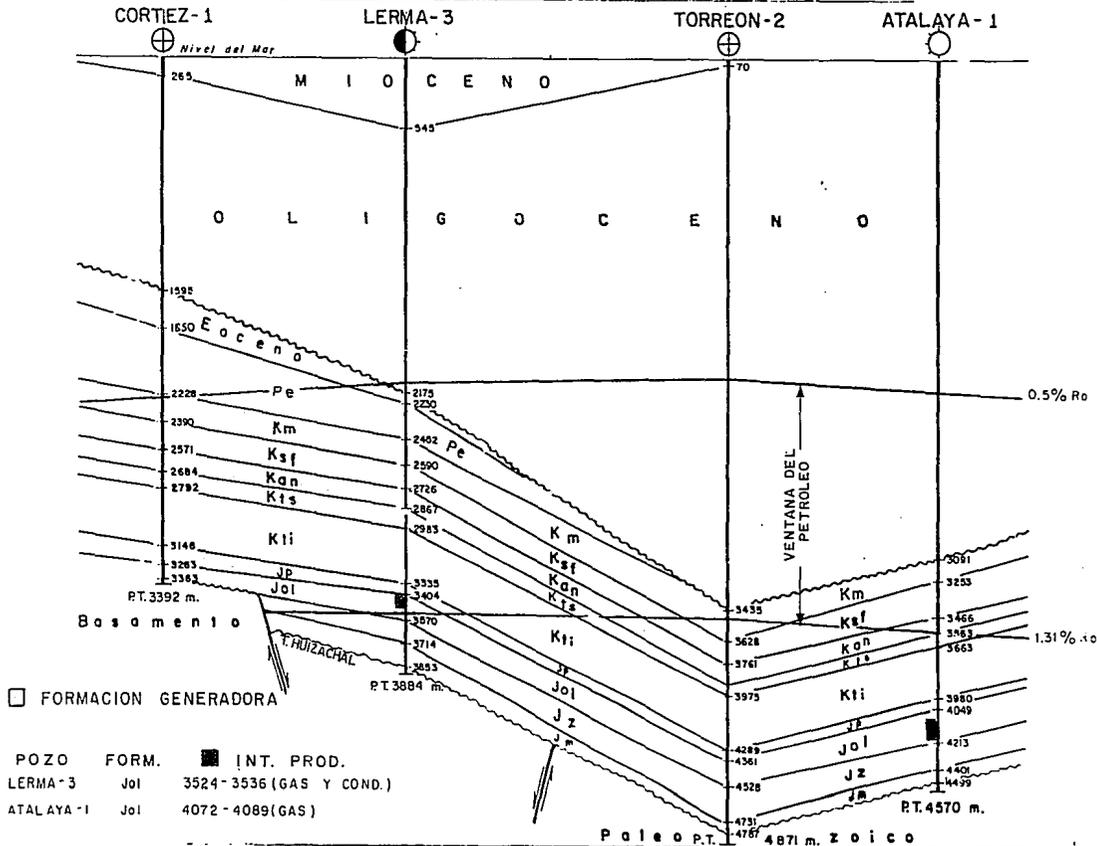
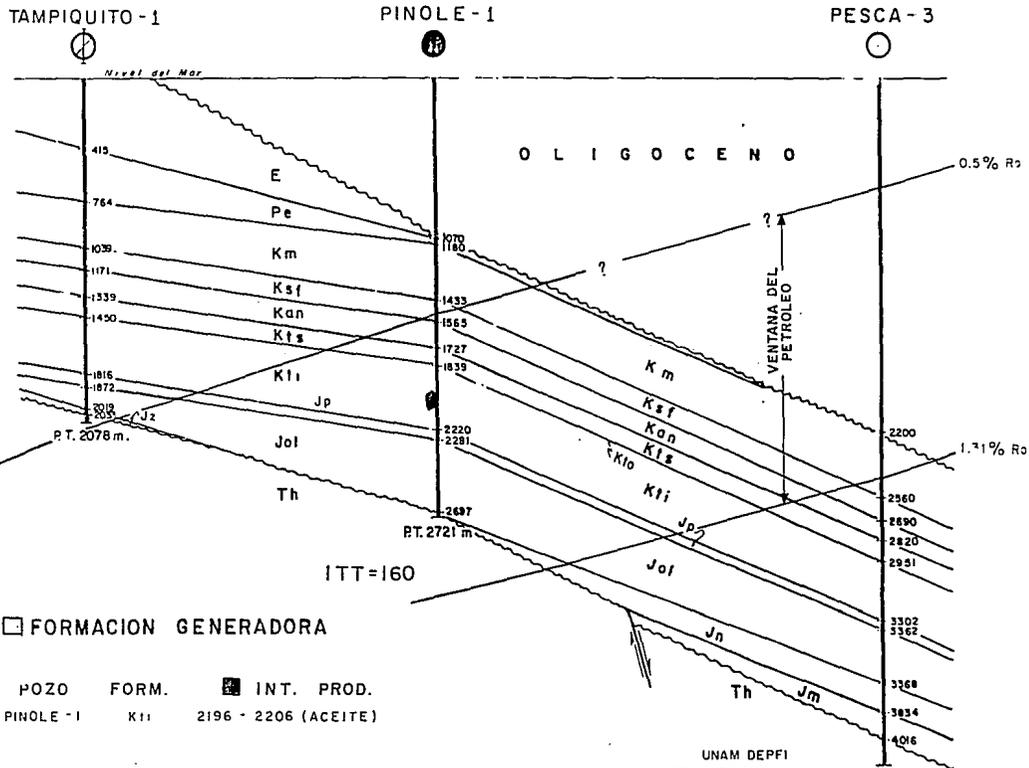


Fig 4-20

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS



UNAM DEPI
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P. 1993
 P.T. 4135 m.

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

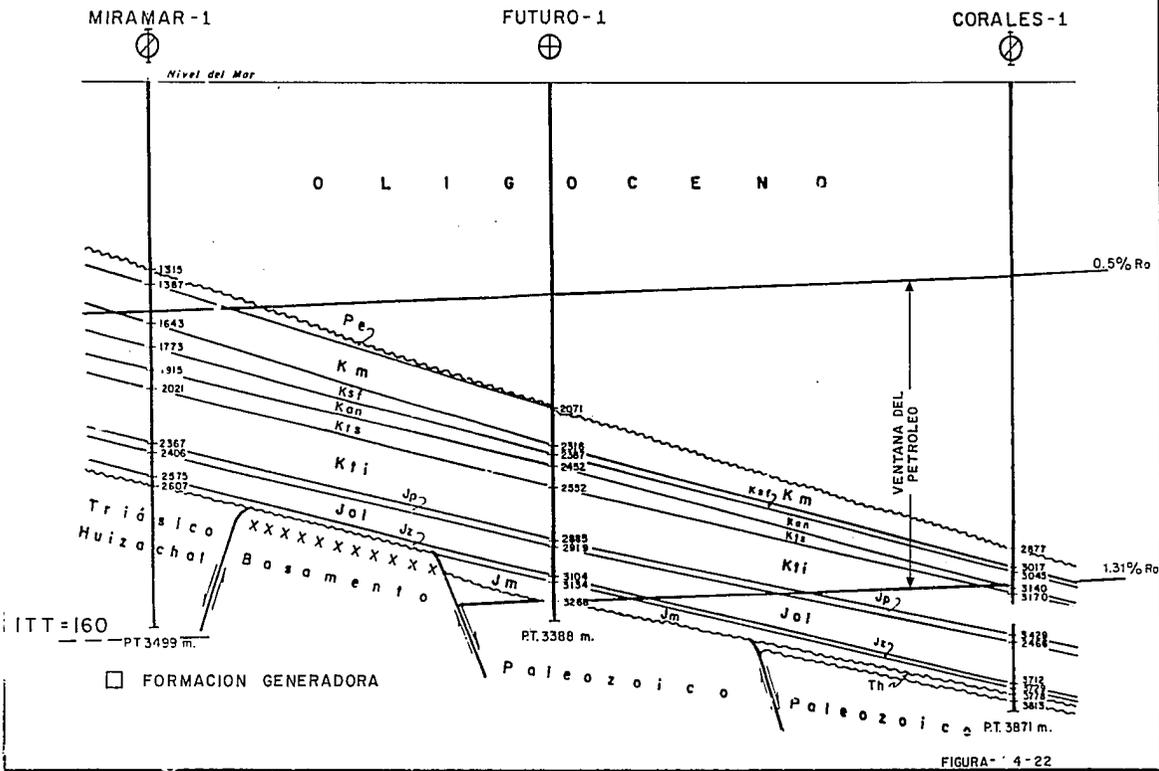


FIGURA - 4-22

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

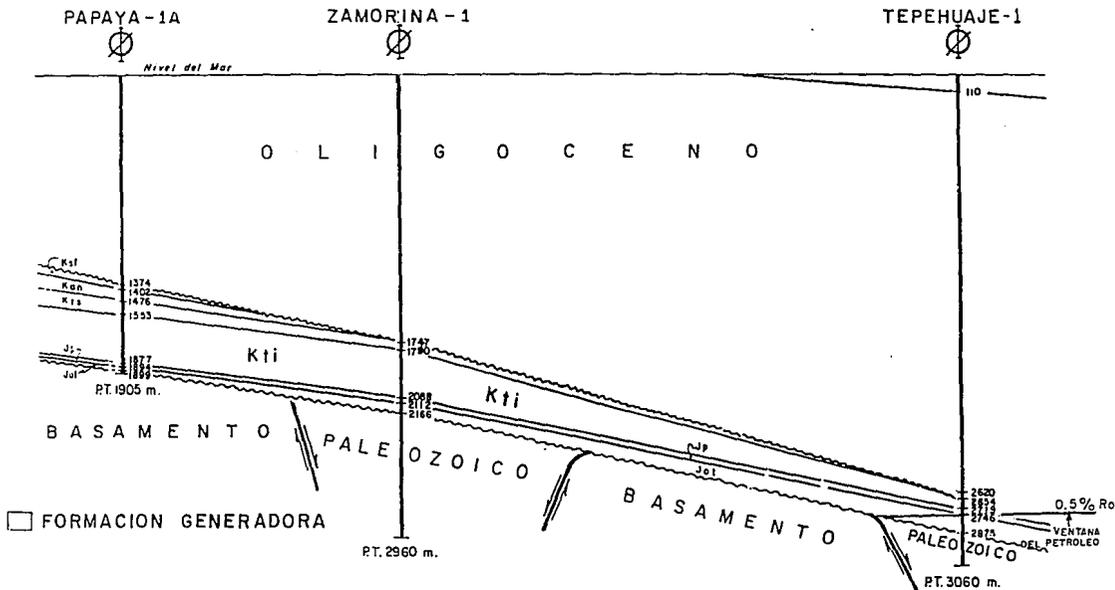
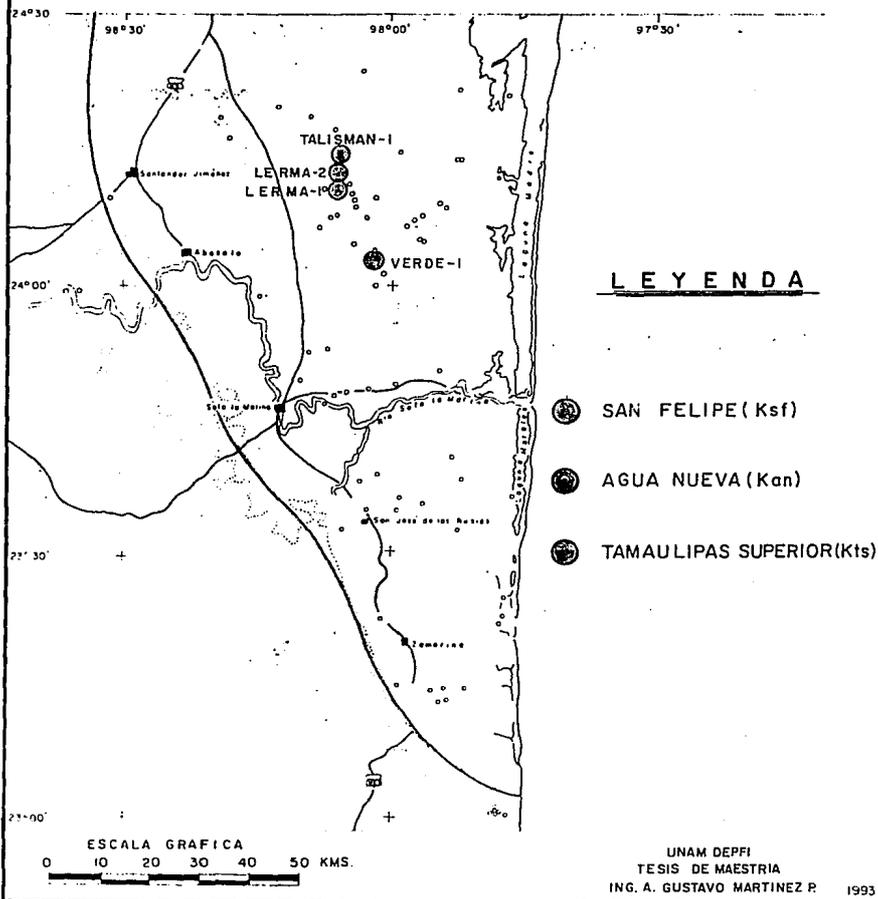


Figura 4-23

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

POZOS CON PRODUCCION RELACIONADA CON LA ROCA GENERADORA DEL TURONIANO



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS
POZOS CON PRODUCCION RELACIONADA
CON LA ROCA GENERADORA
DEL TITHONIANO

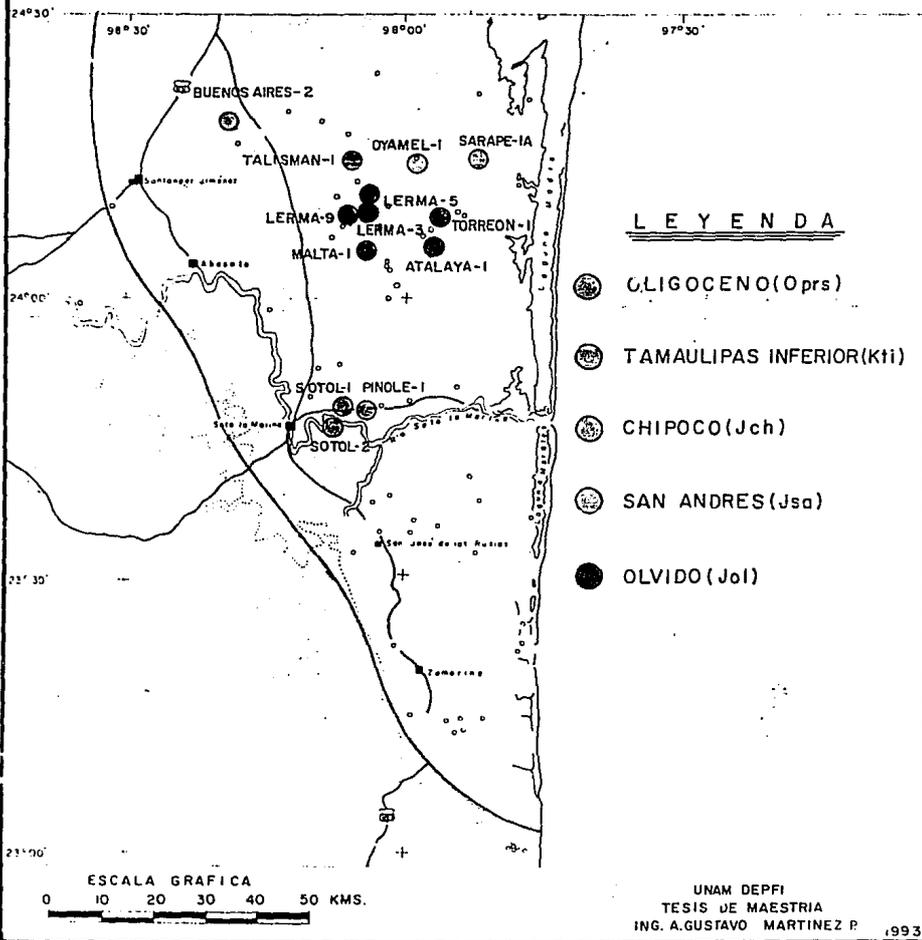


Fig 4 - 25

Tamaulipas Inferior de los Pozos Sotol-1 y 2 y Pinole-1, que se considera proviene de la Formación Pimienta (Fig. 3-8 y Tabla 3-2). En la zona límite de la zona madura y la muy madura podemos esperar generación de gas y condensados cumpliéndose esta consideración con la producción obtenida en los Pozos Lerma 3, 5 y 9 y Malta-1 (Figs. 3-8, 4.25 y Tabla 3-2) la cual se relaciona con la generación de la Formación Pimienta. Para la zona Oriental únicamente podemos esperar generación de gas lo cual coincide con la producción obtenida en los Pozos Atalaya-1, Oyamel-1, Talisman-1 y Sarape-1A (Fig. 3-8 y Tabla 3-2), que se relaciona también con la roca generadora de la Formación Pimienta.

4.5.1.- CALCULO DEL INDICE DE POTENCIAL GENERADOR (S.P.I.).

El SPI (DEMAISON y HUIZINGA, 1991) se define como la máxima cantidad de hidrocarburos, en toneladas métricas, que puede ser generado por una columna de rocas generadoras bajo un metro cuadrado de área y se calcula con la fórmula :

$$SPI = \frac{t (S1 + S2) P}{1000}$$

en donde:

t = espesor de la roca generadora en metros

(S1 + S2) = potencial genético promedio en kilogramos de hidrocarburos sobre tonelada métrica de roca.

P = Densidad de la roca generadora en toneladas

métricas sobre metro cúbico.

El cálculo de este parámetro se obtuvo en pozos cuyas rocas generadoras se sitúan dentro de la zona de madurez térmica y debido a que el cálculo debe hacerse en rocas inmaduras para obtener el potencial generador completo, el parámetro obtenido aquí es el potencial generador residual. Se calculó el espesor neto generador para las formaciones del Turoniano y el Tithoniano (Figs. 4-26 y 4-27).

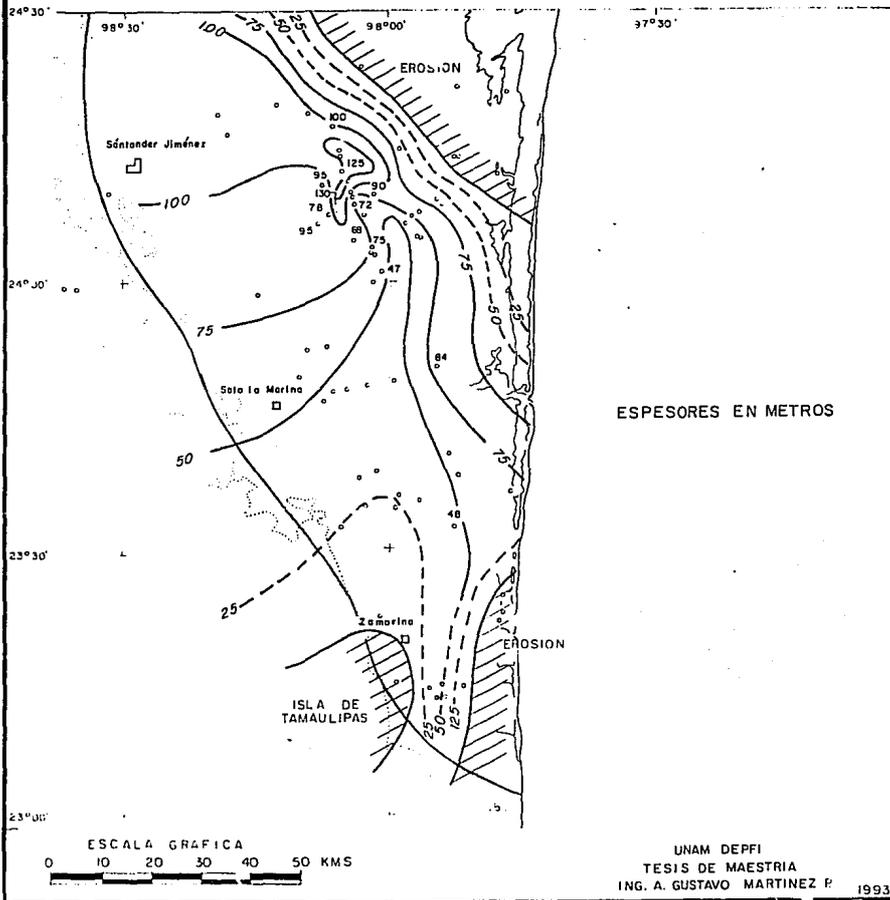
Para el cálculo de los intervalos generadores se utilizó un método basado en la respuesta de registros de Inducción, Sónico de Porosidad y Rayos Gamma (Q.R. Passey et al. 1990).

La propiedad física usada más comúnmente en la identificación de rocas ricas en materia orgánica es la influencia que tiene el Uranio asociado a la materia orgánica (Swanson 1966) sobre la curva de rayos gamma que responde con una desviación anómala positiva frente a los intervalos generadores.

La respuesta de la curva de resistividad es mínima en rocas generadoras inmaduras pues los poros aún están ocupados por agua que facilita la conducción eléctrica. Cuando la roca entra en la etapa madura el agua de los poros es reemplazada por los hidrocarburos generados que tienen propiedades no

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

ESPEORES NETOS GENERADORES TURONIANO



conductoras lo que aumenta la resistividad reflejándose con una desviación positiva de la curva en el registro.

En cuánto a la respuesta de la curva del registro sónico refleja un mayor tiempo de tránsito que resulta del alto contenido de materia orgánica de baja velocidad.

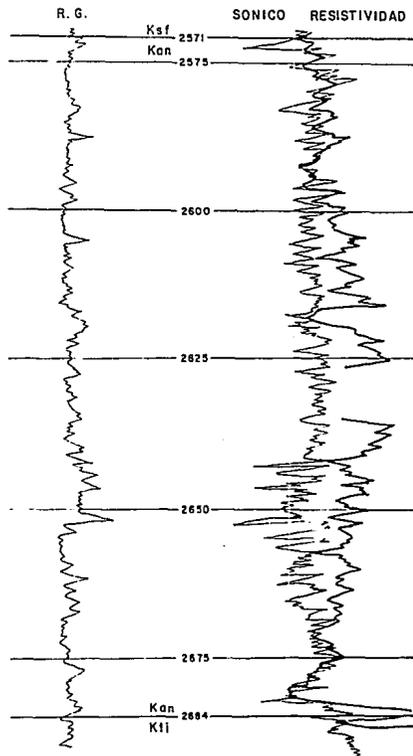
Usando las curvas de los registros sónico y resistividad se procede la siguiente manera. Las curvas se sobrepone en igual profundidad y se ajustan en intervalos de roca no generadoras de grano fino que servirán como una línea base a partir de la cual los intervalos generadores ricos en materia orgánica serán reconocidos por la separación no paralela de estas dos curvas y apoyados por la respuesta de las curvas de rayos gamma en el mismo intervalo donde ocurre la separación (ver ejemplo de las Figs. 4-28 y 4-28a).

El comportamiento de las curvas en los intervalos generadores mencionadas en el párrafo anterior establecen una relación directa con la maduración, alto contenido de carbono orgánico así como buen potencial generador (S_1+S_2). Cuando falta algún factor ya sea de madurez o contenido orgánico en las rocas variará el comportamiento de las curvas rompiendo el esquema tipo de un intervalo generador.

Se utilizó el valor de 2.5 ton/m³. para densidad de las rocas generadoras (G.Demaison y J.Huizinga) y por último con

PROSPECTO : SAN JOSE DE LAS RUSIAS

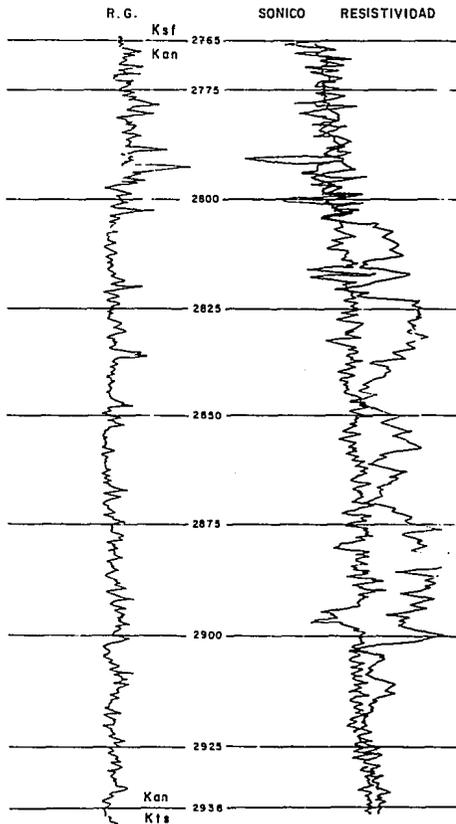
POZO CORTEZ - 1



UNAM DEPII
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P. 1995

PROSPECTO : SAN JOSE DE LAS RUSIAS

POZO LERMA -4



C. ORG. %	S1 (PPM)	S2
1.05	2690	1930

C. ORG. %	S1 (PPM)	S2
1.49	3290	3250
1.43	3950	2960
3.71	4140	7400

UNAM DEPTI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P. 1993

los valores de S1 hidrocarburos formados y S2 hidrocarburos potenciales se tuvieron los parámetros para obtener el SPI cuyos valores se muestran en las configuraciones de las Figs. 4-29 y 4-30.

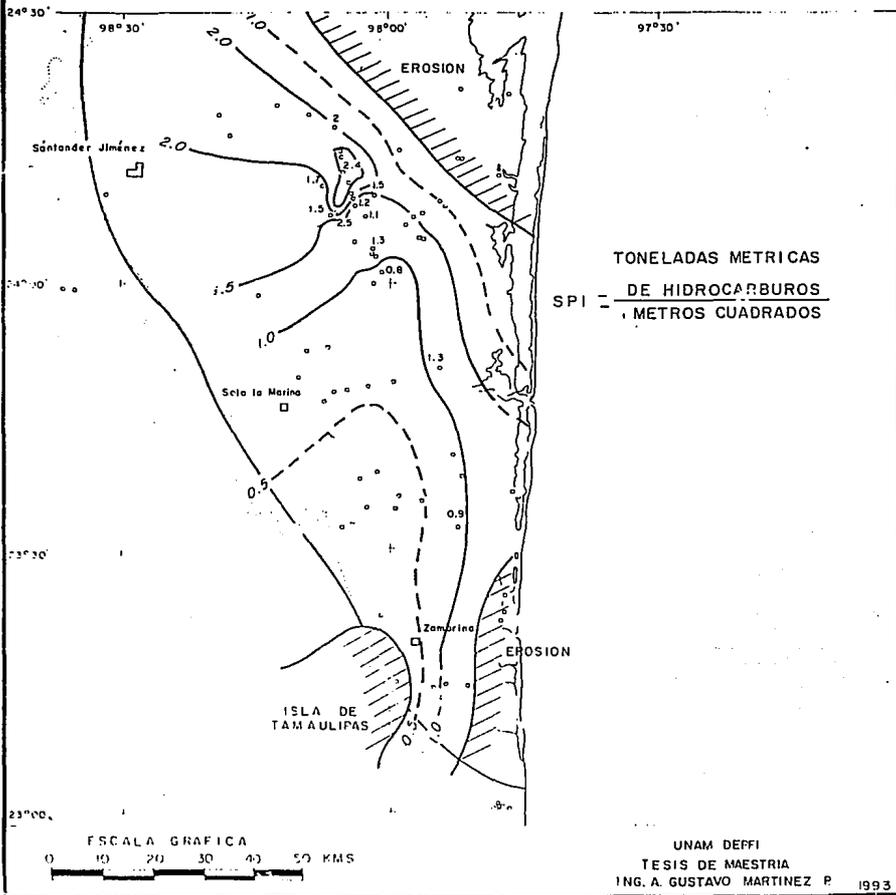
Otro de los parámetros para el cálculo del SPI es el potencial generador (S1 + S2), aquí se presentó el problema del escaso muestreo geoquímico para estas formaciones pero una vez colocados los resultados óptimos de S1 y S2 con que contábamos en la posición correcta de su profundidad se pudo observar que coincidían con los intervalos generadores detectados con anterioridad (Figs. 4-28 y 4-28a, lo que nos permitió estimar valores de SPI en aquellos pozos donde no se tenía información basándonos en el potencial genético de los cuerpos bien datados, esto nos permitió un cálculo generalizado del SPI así como su tendencia en el área de estudio. (Figs. 4-29 y 4-30). Si se analizan las tendencias de los espesores netos generadores y el comportamiento de los cálculos del SPI para el Tithoniano como para el Turoniano se puede observar una estrecha relación de estos parámetros.

En la tabla 4-3 se muestra un resumen de los espesores formacionales, espesores netos generadores y cálculos del SPI.

4.5.2.- JERARQUIZACION DE LAS ZONAS DE GENERACION.

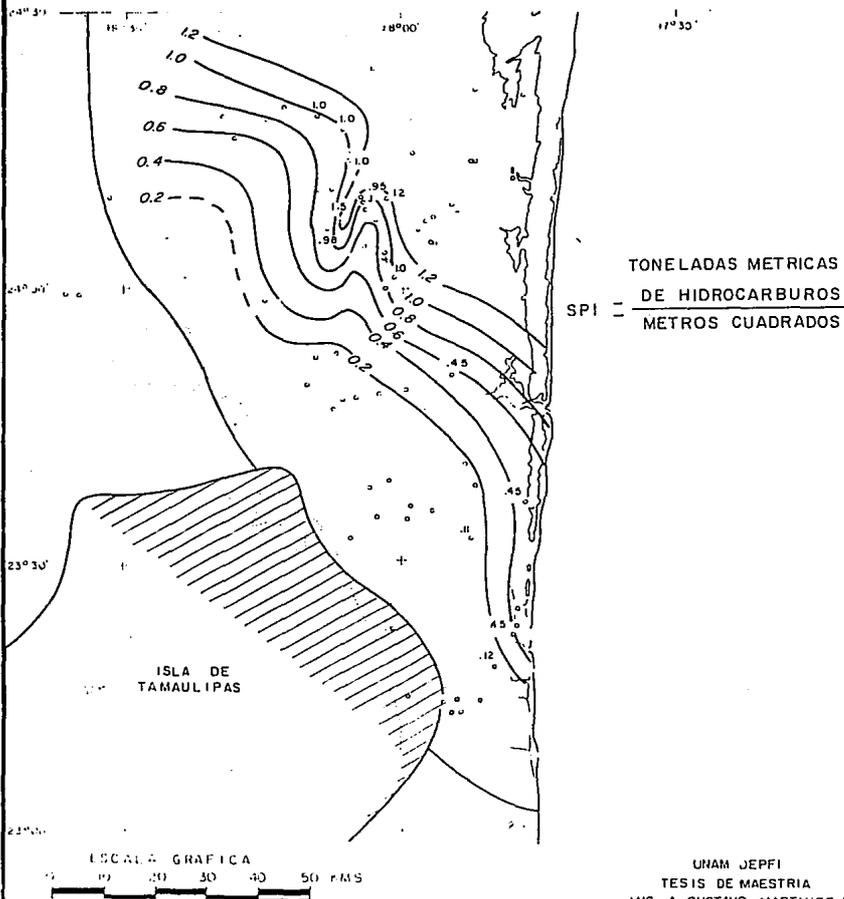
PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

POTENCIAL RESIDUAL DE HIDROCARBURO ACUMULATIVO (SPI) TURONIANO



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

POTENCIAL RESIDUAL DE HIDROCARBURO ACUMULATIVO (SPI) TITHONIANO



UNAM JEPFI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P. 1993

Fig 4-30

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS**TABLA DE ESPESORES NETOS GENERADORES Y S.P.I**

POZOS	ESPESOR FORMACIONAL (M)		ESPESOR NETO GENERADOR (M)		S.P.I.	
	TURONIANO	TITHONIANO	TURONIANO	TITHONIANO	TURONIANO	TITHONIANO
AÑEJO-1	128		95		1.70	
	98		46		0.98	
BRUJAS-1	152		95		1.70	
	ND		ND		ND	
CORALES-1	ND		ND		ND	
	37		20		0.45	
CORTEZ-1	113		78		1.50	
	ND		ND		ND	
CHAMAL-1	168		47		0.88	
	64		ND		ND	
LERMA-3	141		72		1.20	
	ND		ND		ND	
LERMA-4	169		125		2.40	
	ND		ND		ND	
LERMA-5	ND		ND		ND	
	67		50		0.90	
LERMA-9	168		68		1.50	
	ND		ND		ND	
LERMA-47	135		90		1.50	
	72		60		1.20	
PEÑOLES-1	ND		ND		ND	
	71		47		1.00	
PESCA-3	130		84		1.30	
	60		20		0.45	
PORVENIR-1	64		48		0.90	
	22		5		0.12	
ROJO-1	200		130		2.50	
	109		75		1.50	
SOTAVENTO-1	ND		ND		ND	
	26		5		0.12	
TAJOS-1	200		100		2.00	
	77		45		1.00	
TALISMAN-1	ND		ND		ND	
	68		52		1.00	
TEPEHUAJE-2	ND		ND		ND	
	28		22		0.45	
VERDE-101	115		75		1.00	
	ND		ND		ND	

De acuerdo a la combinación de resultados de parámetros geoquímicos se señalan dentro del prospecto 5 zonas jerarquizadas de acuerdo a su importancia y capacidad generadora.

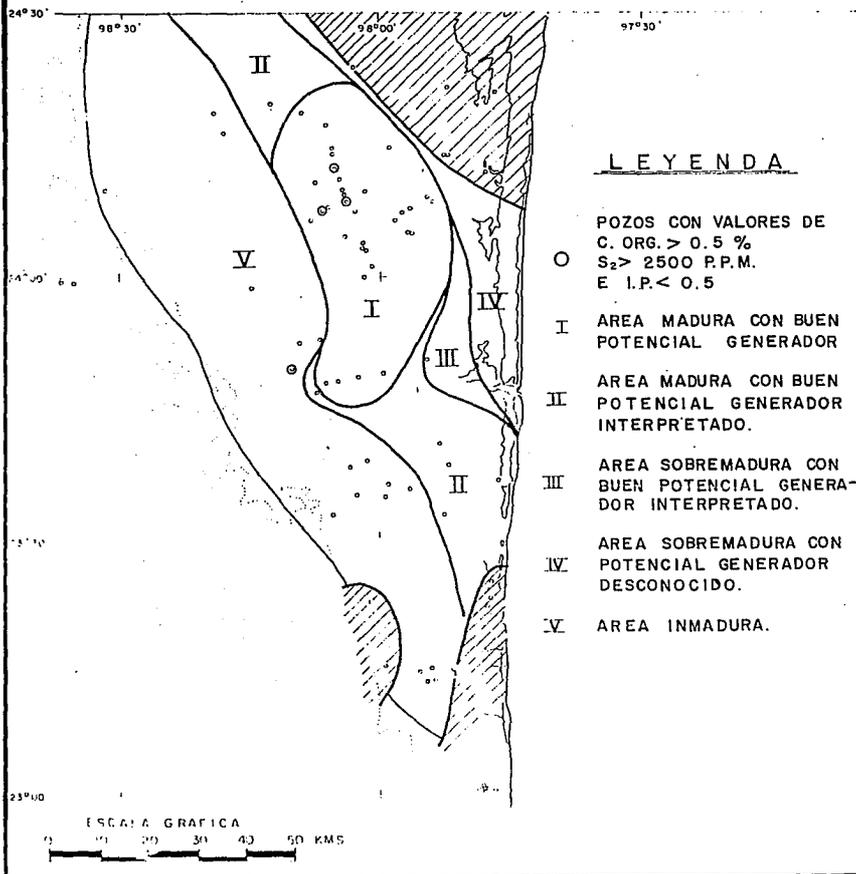
Para el Turoniano (Fig. 4-31) el Area I comprende una zona donde coinciden buenos valores en cuanto a madurez y potencial generador se refieren. Revisando los planos de los diferentes parámetros geoquímicos estudiados observamos que en esta área encontramos buenos valores de Carbono orgánico del orden de 1.0 a 4.0 % (Fig. 4-8), los valores de Hidrocarburos Potenciales (S2) del orden de 5000 a 10,000 ppm (Fig. 4-10), se ubican dentro de la zona de madurez (Fig. 4-16) con espesores netos generadores que varían de 50 a 130 m. aproximadamente (Fig.4-26) y con valores de SPI residual de 1 a 2.5 (Fig.4-29). Para esta área podemos esperar generación de aceite principalmente y gas en menor proporción.

Las áreas señaladas con el número II coincide en la zona de madurez (Fig.4-16) pero el potencial generador es interpretado como bueno (?) de acuerdo a las tendencias en los planos de espesores netos generadores y SPI residual (Fig.4-26 y 4-29), aquí podemos esperar también generación de aceite principalmente y gas.

El área III está comprendida en la zona sobre madura (Fig.4-16) y su potencial generador se interpreta como bueno de acuerdo a las tendencias de los parámetros señalados en el

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

JERARQUIZACION DE AREAS PARA EL TURONIANO



párrafo anterior. En esta área podemos esperar generación de gas y condensados principalmente.

El área IV se sitúa en la zona de sobre madurez (Fig.4-16) pero desconocemos por falta de información su capacidad generadora, aquí solamente se podría esperar generación de gas.

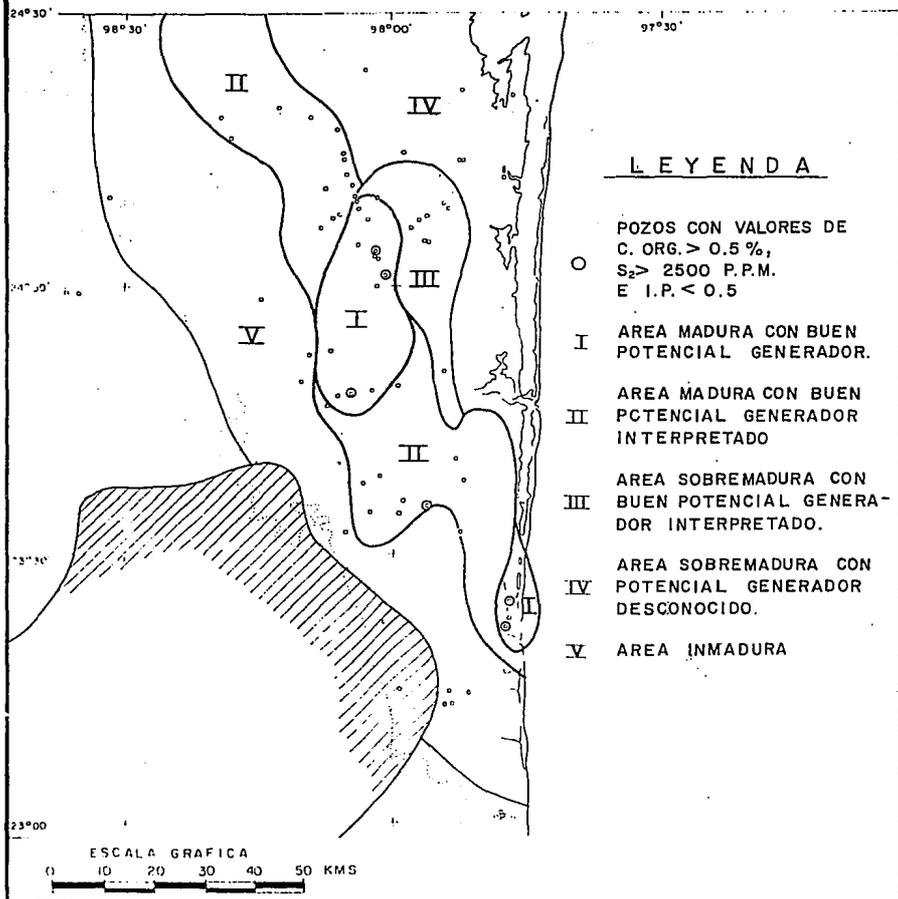
Para el área V es posible que se tenga buen potencial generador como lo atestigua el pozo Tampiquito-1 (Fig.4-8) pero de acuerdo al modelado térmico se ubica en la zona de inmadurez (Fig.4-16). Por lo anterior se interpreta que la zona Occidental del prospecto carece de capacidad de generación por lo que la producción de hidrocarburos en esta área se condiciona a la migración proveniente de la parte Oriental del prospecto.

En lo que respecta al Tithoniano (Fig. 4-32) la jerarquización de áreas sigue la misma tendencia que el Turoniano delimitándose de la siguiente manera:

Las áreas marcadas con el número I están comprendidas dentro de la zona de madurez (Fig.4-17) se tienen valores del orden de 1.1 a 3.51% de Carbono Orgánico (Fig.4-9) y de 4,000 a 16,812 ppm de Hidrocarburos Potenciales (Fig.4-11), se han calculado los valores de 20 a 75 m. de espesor generador

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

JERARQUIZACION DE AREAS PARA EL TITHONIANO



(Fig.4-27) con SPI residual que varía de 0.45 a 1.2 (Fig.4-30).

En esta área podemos esperar producción de aceite principalmente hacia la parte Central y Sur y de gas y condensados hacia la parte Norte.

Las áreas marcadas con el número II se encuentran dentro de la zona madura (Fig.4-17) y se considera con regular potencial generador por las tendencias interpretadas de espesores netos generadores que varían de 20 a 60 m. aproximadamente (Fig.4-27) con un SPI residual que varía de 0.45 a 1.2 (Fig.4-30). Aquí podemos esperar generación de aceite principalmente y gas y condensado.

El área III se sitúa en la zona de sobre madurez (Fig.4-17) y de regular potencial generador de acuerdo a las tendencias de los parámetros geoquímicos interpretados. Aquí podemos esperar generación de gas principalmente y aceite ligero y condensados en los límites con la zona de madurez.

El área IV se encuentra también en la zona de sobre madurez (Fig.4-17) pero su potencial generador es desconocido por falta de información geoquímica. Para esta zona por su madurez se infiere generación de gas.

El área marcada con el número V se sitúa de acuerdo al modelo térmico en la zona de inmadurez (Fig.4-17). Aunque no se descarta la posibilidad de tener buen potencial generador como se muestra en el pozo Miramar-1 no podemos esperar generación de hidrocarburos o solamente hidrocarburos pesados en los límites de la zona de madurez.

Con la sobreposición de los 2 planos de jerarquización de áreas se identifica la parte Centro-Norte del Prospecto como la de mayor potencial de hidrocarburos. Tomando en cuenta las condiciones de generación las localizaciones que sean propuestas en esta área tendrán altas posibilidades de éxito.

5.- SISTEMAS PETROLEROS

Con la definición de los 2 horizontes generadores se han establecido 2 sistemas petroleros con sus respectivos plays. A continuación analizaremos las partes que conforman el Sistema Petrolero.

5.1.- ROCAS GENERADORAS

Como ya dijimos las rocas generadoras de la cuenca son los horizontes arcillosos de las Formaciones Agua Nueva del Turoniano y Pimienta del Tithoniano.

5.2.- MIGRACION Y ROCAS ALMACENADORAS

Aquí debemos considerar y combinar varios factores que pueden influir en una interpretación de posibles rutas de migraciones.

Lo primero que hay que tomar en cuenta es el escaso muestreo geoquímico tanto para rocas cretácicas como jurásicas y también que a pesar de esto el promedio de valores óptimos se presentaron en el Turoniano y Tithoniano, por lo que no se descarta la posibilidad de que estas buenas condiciones generadoras se distribuyan más ampliamente que las señaladas, puesto que tenemos producción en lugares que no han sido muestreados geoquímicamente.

Otra consideración es que las rocas productoras están contiguas a las rocas generadoras y el producto coincide con el tipo de hidrocarburos esperado según la madurez de la roca generadora.

La producción y el tipo de hidrocarburos encontrados en las calizas fracturadas de la Formación San Felipe, en este caso aceite, es posible que provenga de las rocas generadoras de la Formación Agua Nueva con ruta de migración vertical ascendente y corta del orden de decenas de metros. (Fig 5-1).

La producción y el tipo de hidrocarburos encontrados en los grainstone de la base de la Formación Tamaulipas Inferior proviene de las rocas generadoras del Tithoniano (aceite para los pozos Sotol-1 y 2 y Pinole-1 y gas para el Pozo Torreón-1) Fig 4-26 con rutas de migración vertical ascendente y corta del de decenas de metros. (Fig 5-1).

La producción y el tipo de hidrocarburos encontrados en los miembros oolíticos de la Formación Olvido (gas y condensados) podría ser migrado en forma ascendente y lateral de las rocas generadoras de la Formación Pimienta situada estructuralmente más abajo, debido al buzamiento hacia el Oriente (Fig 5-1).

Hacia la parte Sur del área las manifestaciones guardan estrecha relación con las fracturas provocadas por los

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

SECCION ESQUEMATICA

SISTEMAS PETROLEROS

- A AGUA NUEVA
- B PIMIENTA

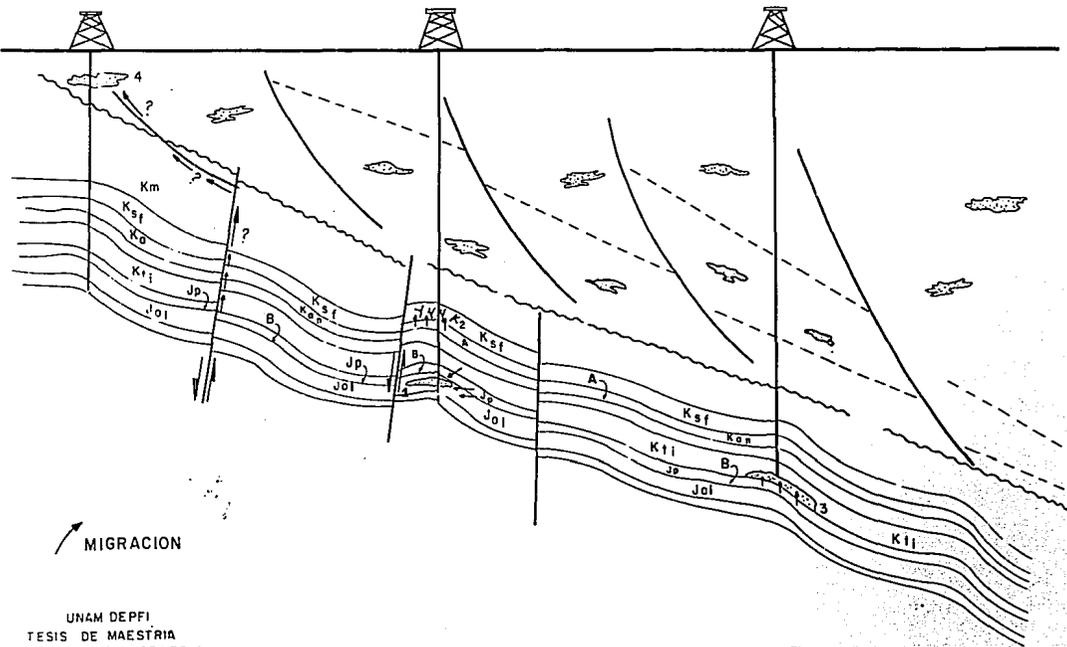
PLAYS

1. OLVIDO
2. SAN FELIPE
3. BERRIASIANO
4. TERCIARIO

BUENOS AIRES-I

LERMA

SOTOL-I



emplazamientos ígneos y todo hace suponer, que este fue el conducto de la liberación de los hidrocarburos hacia la superficie. La única posibilidad de encontrar producción comercial en esta zona es la de encontrar una buena Trampa de porosidad y permeabilidad adecuada, caso que hasta la fecha no ha sido posible encontrar.

La producción obtenida en el Pozo Buenos Aires-2 se considera de hidrocarburos migrados desde el Jurásico en forma vertical a través de fallas. No se descartan las rocas del Turoniano como posible fuente ya que en esta zona parte de estas entran en la etapa de madurez.

5.3.- TRAMPAS

El entrampamiento de hidrocarburos dentro del área está controlado por condiciones estructurales principalmente, aunque no se descartan trampas estratigráficas formadas en lentes arenosos del gran paquete terciario. Un caso tipo de entrampamiento estructural se confirma claramente con el Pozo Malta-1 ubicado en una nariz abierta hacia el NW extendiéndose las características atractivas a los pozos Cortéz-1 y Rojo-1 (Fig. 3-4). En el caso de Tajos-Talismán-Lerma-Verde y Chamal también de entrampamiento estructural correspondiente a un alineamiento por falla normal con caída al Poniente. (Fig. 3-4).

Solamente se ha encontrado una trampa combinada de tipo estratigráfica principalmente y estructural en sedimentos terciarios (Oligoceno) por el Pozo Buenos Aires-1.

La mayoría de los pozos perforados en el área fueron dados sobre rasgos estructurales (narices, anticlinales, cierres contra fallas, etc.) y hasta que no se perfore algún pozo donde no haya estructura no se podrá confirmar 100% el postulado de que hay yacimientos que no tienen control estructural alguno. (copiado del Análisis Económico del Jurásico Superior en el Area Tampiquito-Malta-Cruillas de la Suptcia. de Paleosedimentación de la Zona Norte).

5.4.- ROCA SELLO

Se ha comprobado que una de las rocas sello corresponde a los horizontes arcillosos del Terciario. Este gran paquete de sedimentos arcillo-arenosos tienen espesores mayores a los 5000 m. hacia la parte Nororiental disminuyendo hacia el SW en forma de cuña hacia el límite W del prospecto donde tenemos aflorando a las rocas calcáreas del Cretácico. En estos sedimentos se ha encontrado producción a nivel Oligoceno Medio en el Pozo Buenos Aires-2 lo que nos brinda la posibilidad de encontrar alguna estructura o trampa estratigráfica a este nivel con producción de hidrocarburos.

Otro sello considerado son las margas de la Formación Méndez del Campaniano-Maastrichtiano. Estos sedimentos entrapan la producción obtenida en las calizas fracturadas de la Formación San Felipe.

La Formación Pimienta considerada como generadora, constituye también un sello, que es una de las condiciones en que nos basamos para pensar en la posibilidad de una migración descendente de hidrocarburos hacia la Formación Olvido o bien migración ascendente lateral buscando los cuerpos oolíticos de esta Formación.

De la misma manera la Formación Agua Nueva constituye un sello para los hidrocarburos encontrados en la cima de la Formación Tamaulipas Superior.

También las evaporitas encontradas en la Formación Olvido han servido como sello para la producción encontrada en el miembro oolítico inferior de esta. Esta unidad cambia de facies hacia el NW a una barrera oolítica y hacia el N pierde sus características de laguna restringida desapareciendo los horizontes evaporíticos.

5.5.- EDAD DE LA GENERACION VS EDAD DE LA FORMACION DE LAS TRAMPAS

Las trampas descritas anteriormente se formaron por los efectos tardíos de la Orogenia Laramide en el Eoceno. En esta edad también se formó el gran sistema de fallas normales orientadas NW-SE tal como se muestra en las Figs 3-4 y 3-5

El análisis de curvas de sepultamiento de pozos perforados en la cercanía del área, indican que las rocas del Tithoniano (Formación Pimienta) y del Turoniano (Formación Aguan Nueva), inician su generación en el Oligoceno Medio y Superior respectivamente (Fig. 5-2 y 5-3), hasta la actualidad y su migración en el Mioceno, por lo que hidrocarburos generados en ambas unidades han tenido oportunidad de acumularse en trampas que terminaron de formarse en el Eoceno antes de la migración, tablas 5-1 y 5-2. esta condición se encuentra más fácilmente hacia la parte Norte del prospecto, cosa que se presenta más difícil para la porción Sur donde los intrusivos del Terciario Tardío penetraron y fracturaron las rocas terciarias provocando la destrucción de posibles trampas formadas con anterioridad.

5.6.- DEFINICION DE LOS SISTEMAS PETROLEROS

De los análisis anteriores se determinó que la producción de los hidrocarburos en esta área está regida por 2 sistemas petroleros (Fig. 5-4).

- a) Sistema Petrolero Pimienta con sus Plays Olvido, Berriasiano y Terciario.

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CONFIGURACION DE LA EDAD DEL INICIO DE LA GENERACION DEL PETROLEO PARA EL TURONIANO

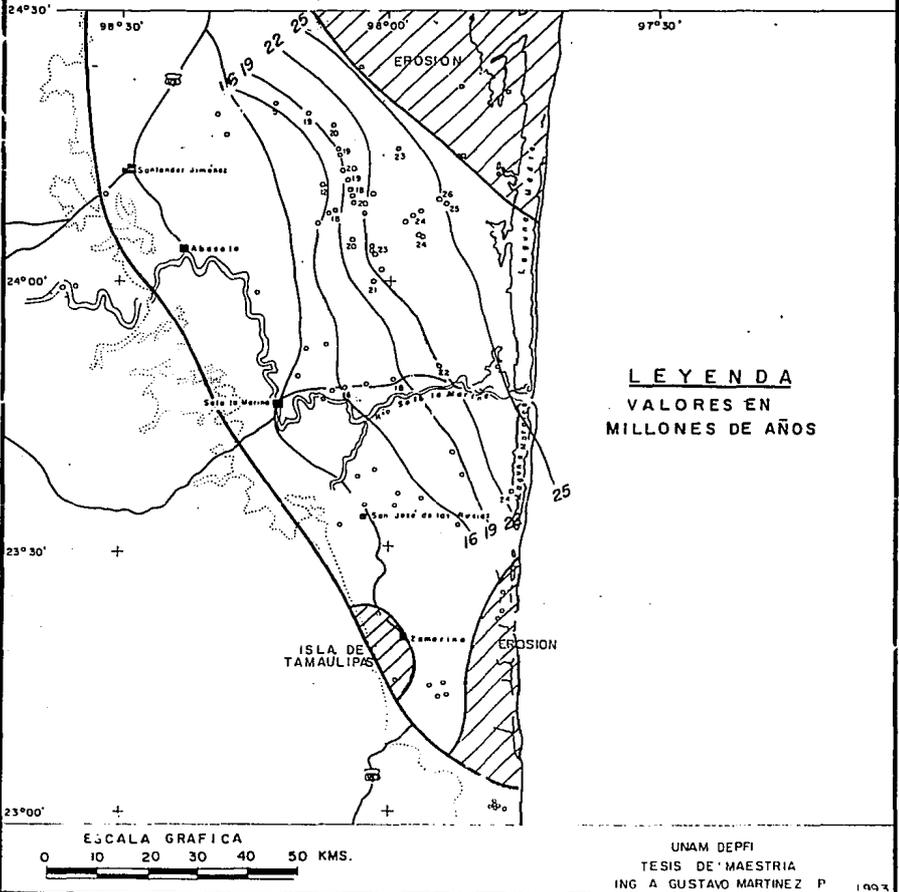
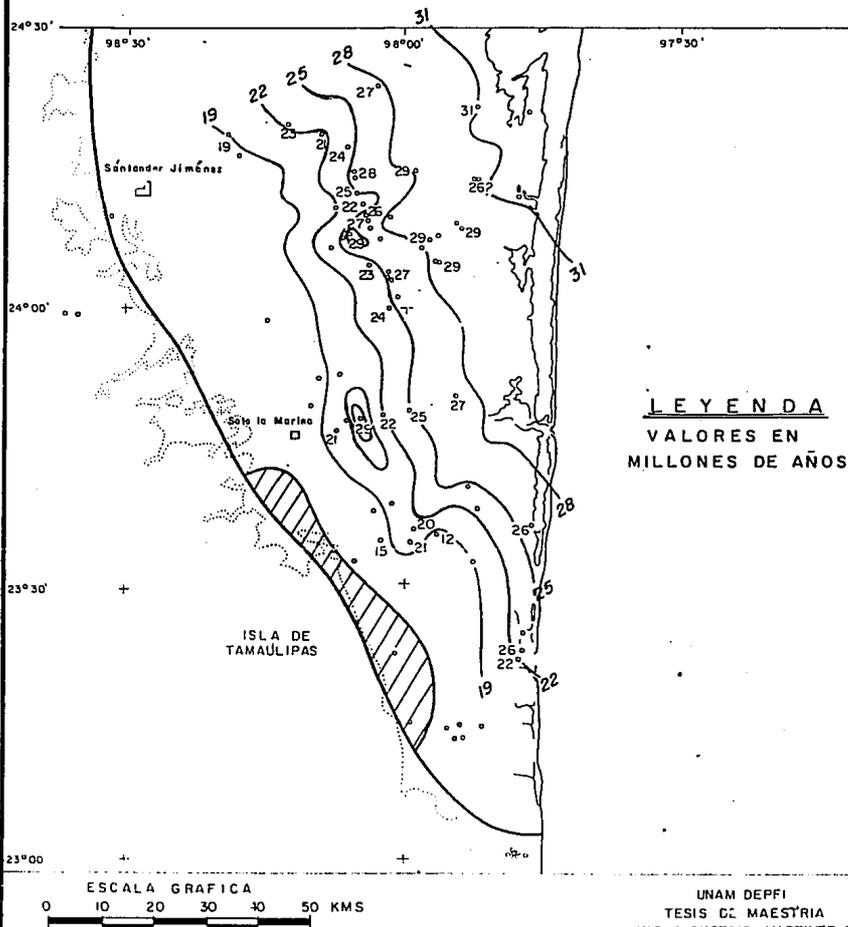


Fig 5 - 2

PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

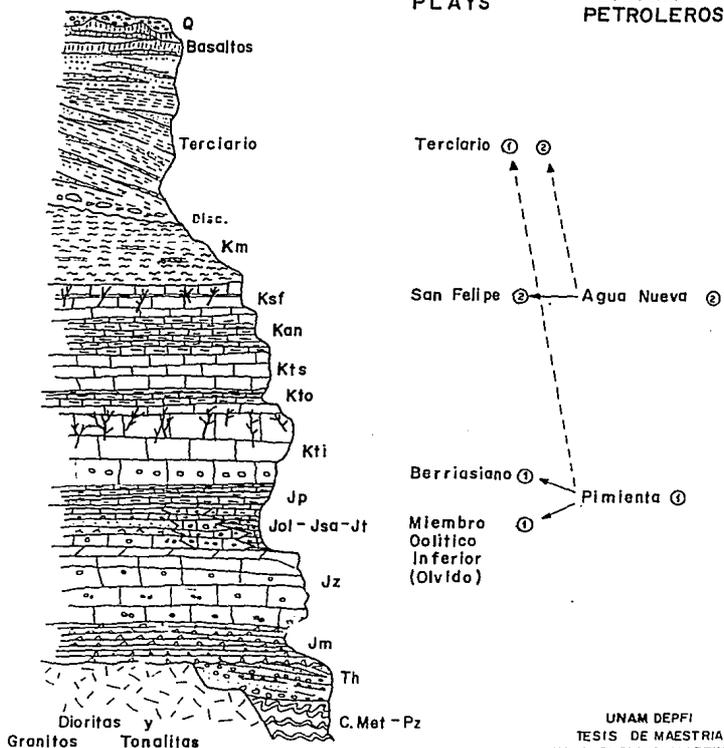
CONFIGURACION DE LA EDAD DEL INICIO DE LA GENERACION DEL PETROLEO PARA EL TITHONIANO



PROSPECTO: SAN JOSE DE LAS RUSIAS

SISTEMAS PETROLEROS Y PLAYS

Cuenca de Burgos



UNAM DEPTI
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A. GUSTAVO MARTINEZ P 1993

AUTOR: ING. R. RAMOS ARACEN

Figura 5 - 4

b) Sistema Petrolero Aguan Nueva con sus Plays San Felipe y Terciario.

En las tablas 5-1 y 5-2 se resumen los eventos geológicos y sus edades de los sistemas.

PROSPECTO : SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DIAGRAMA DE IDENTIFICACION DEL 'PLAY'

ANEXO 4

(*)

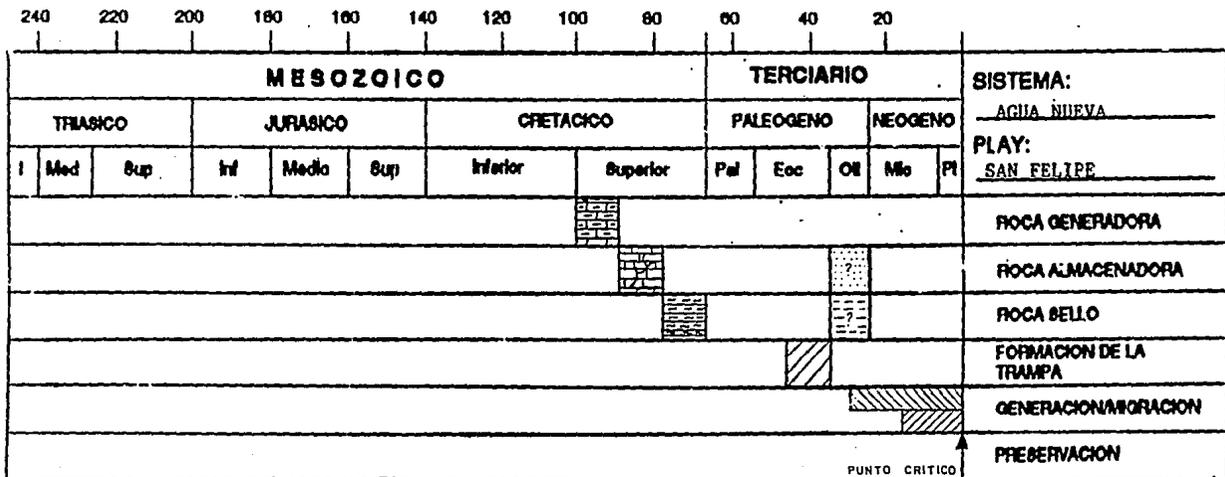


TABLA 5 - 1

PROSPECTO : SAN JOSE DE LAS RUSIAS

DIAGRAMA DE IDENTIFICACION DEL "PLAY"

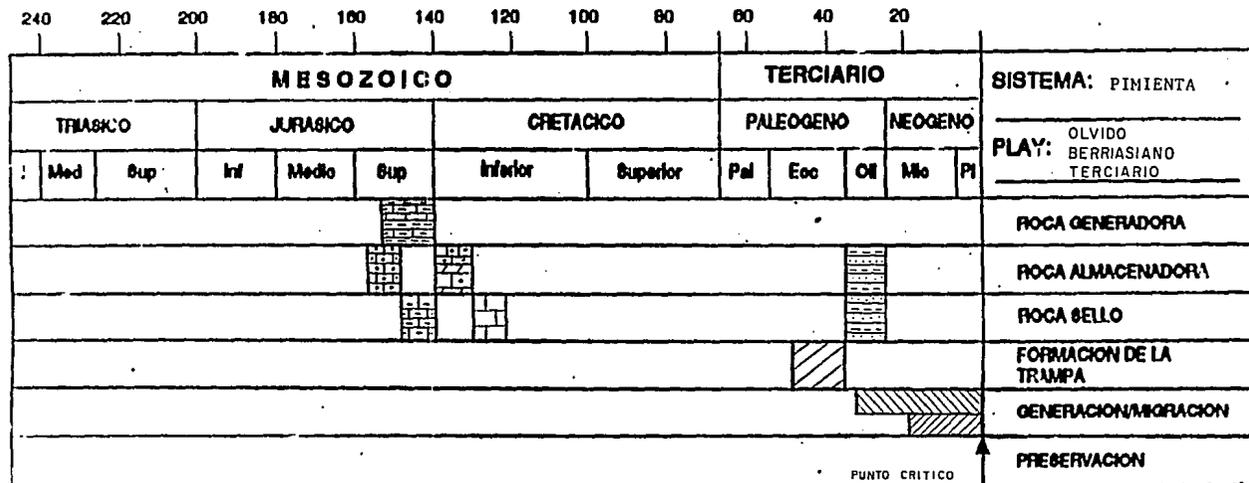


TABLA 5 - 2

6.- CLASIFICACION GENETICA DE LA CUENCA

Con las interpretaciones y resultados obtenidos en la evaluación económica de esta cuenca podemos clasificarla genéticamente como sigue:

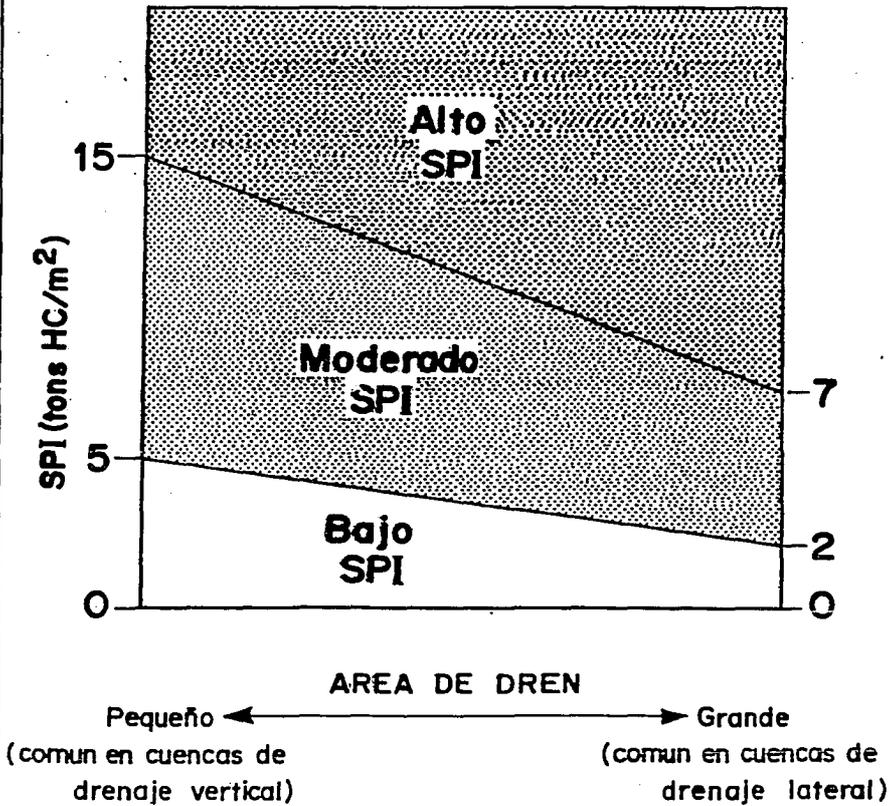
- a) Índice de potencial generador o SPI.- En este caso se utilizó el Índice de Potencial Generador residual que se considera BAJO de acuerdo con la clasificación de los valores de la Fig 6-1.

- b) Estilo de Drenaje de Migración.- De acuerdo con la interpretación señalada para la migración en el Análisis de los Sistemas Petroleros podemos concluir que el estilo de drenaje es VERTICAL principalmente y LATERAL en menor grado.

- c) Estilo de Entrampamiento.- En este caso el área se comporta como un homoclinal sin plegamientos notable por lo que podemos considerar que el estilo de entrampamiento es de BAJA IMPEDANCIA que significa el impedimento de la dispersión y pérdida de los hidrocarburos generados en la Cuenca.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Clasificación del SPI



7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1.- CONCLUSIONES

- a.- Geoquímicamente se han detectado a las formaciones Agua Nueva del Turoniano y Pimienta del Tithoniano como las rocas generadoras del área.
- b.- La generación y migración de los hidrocarburos abarca desde el Oligoceno Tardío hasta el Presente.
- c.- Los hidrocarburos encontrados en la Formación San Felipe son generados en las rocas arcillosas de la Formación Agua Nueva.
- d.- La producción de hidrocarburos de las Formaciones Tamaulipas Inferior y Olvido se relaciona con la generación de la Formación Pimienta, aunque no se descarta la posibilidad de que parte de la producción de la Formación Olvido sea generado insitu.
- e.- Se jerarquizaron 3 zonas de acuerdo a su madurez con los límites orientados NW-SE. La Zona Occidental se considera inmadura, la Zona Central madura y la Zona Oriental muy madura.

f.- La clasificación Genética de la Cuenca se consideró como sigue:

- 1.- Factor de Carga o SPI: BAJO
- 2.- Estilo de Drenaje de Migración: VERTICAL
- 3.- Estilo de Entrampamiento: DE BAJA IMPEDANCIA

7.2.- RECOMENDACIONES

- a.- Muestreo de la columna Total (cada 100m.) de los pozos para obtener perfiles de madurez en base a estudios ópticos (Ro, fluorescencia).
- b.- Muestreo de núcleos o de canal de las rocas generadoras inmaduras (Pimienta y Agua Nueva) para estudios cinéticos del Kerógeno (Ea).
- c.- Estudios isotópicos de los gases no asociados para establecer el origen y madurez.
- d.- Estudios de biomarcadores de chapopoterías de aceite y rocas generadoras (núcleos) para establecer correlaciones y/o ambientes de depósito de las rocas generadoras.
- e.- Realizar modelado geoquímico a lo largo de varias secciones sísmicas que se continúen hacia el mar para predicciones de condiciones de madurez.

f.- Muestrear los pozos en bodega cada 10 o cada 20 m. para evaluar el potencial de toda la columna con precisión de acuerdo a las nueva metodologías de análisis.

8.- BIBLIOGRAFIA

Alfaro, H.E., Informe de Interpretación y Evaluación Geológica Area San José de las Rusias I.I.E. 39, 1981.

Canadian Aero Service, Corp. y GAI-GMX, Informe Aeromagnético Area Prospecto San José de las Rusias I.A.M. 184, 1964.

Demaison G. y Huizinga B., Clasificación Genética de las Cuencas Petroliera.1992

Espinosa, T.F., Estudio de Actualización Geológica Prospecto Tampiquito, I.G. 681, 1988.

Farias, G.H., Informe de Detalle Geológico Prospecto Zamorina, I.G. 663, 1984.

Farias, G.H., Informe de Detalle Geológico Prospecto Sierra, I.G. 671, 1987.

Guzmán, R.M., Estudio de Actualización Prospecto Santa María, I.G. 670, 1986.

Guzmán, R.M., Estudio de Actualización Prospecto Marquesote, I.G. 685, 1988.

Instituto Mexicano del Petróleo, Resultados de Análisis Cromatográficos y de Espectrometría de Infrarojo de 8 Chapopoterías en la Parte Sur del Area San José de las Rusias, 1984.

Lerma, Posibilidades Petrolíferas de la Región de San José de las Rusias, I.V. 661, 1971.

Moya, C.F., Evaluación Geológica Petrolera del Area de San José de las Rusias Provincia de Burgos, I.E.S. 27, 1983.

Passey, Q.R. ET. AL., A Practical Model For Organic Richness From Porosity and Resistivity Logs., AAPG Bulletin V74 P1777-1794, 1990.

Servicios Geofísicos S.A. de C.V., Informe Gravimétrico Soto la Marina-La Laguna Madre y San José de las Rusias, I.G.R. 177, 1964-1966.

Superintendencia General de Geoquímica de México, Descripción y Significado de Parámetros Geoquímicos.

Varios Autores, Informes Finales de Pozos del Arca de San José de las Rusias.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA

- 1-1 PLANO DE LOCALIZACION GEOGRAFICA
- 1-2 PLANO DE LOCALIZACION GEOLOGICA
- 3-1 PLANO GEOLOGICO DEL AREA
- 3-2 AREA DE ESTUDIO Y UBICACION DE POZOS
- 3-3 CONFIGURACION SISMOLOGICA DE LA CIMA DEL JURASICO SUPERIOR
- 3-4 CONFIGURACION SISMOLOGICA DE LA CIMA DEL JURASICO SUPERIOR (PARTE NORTE)
- 3-5 CONFIGURACION SISMOLOGICA DE LA CIMA DEL JURASICO SUPERIOR (PARTE CENTRAL)
- 3-6 PLANO DE ANOMALIAS DE BOUGUER
- 3-7 PLANO DE CONFIGURACION DEL BASAMENTO MAGNETICO
- 3-8 POZOS PRODUCTORES E HIDROCARBUROS EXPLOTADOS
- 4-1 ESTUDIOS GEOQUIMICOS
- 4-2 POZOS CON MUESTREO GEOQUIMICO
- 4-3 HISTOGRAMA DEL TOTAL DE MUESTRAS CONTRA MUESTRAS CON CARACTERISTICAS GENERADORAS
- 4-4 DISTRIBUCION ACTUAL DE ROCAS DE EDAD TURONIANO
- 4-5 ISOPACAS DEL TURONIANO
- 4-6 DISTRIBUCION ACTUAL DE ROCAS DE EDAD TITHONIANO
- 4-7 ISOPACAS DEL TITHONIANO
- 4-8 VALORES DE COT >0.5 % PARA EL TURONIANO
- 4-9 VALORES DE COT >0.5 % PARA EL TITHONIANO
- 4-10 VALORES DE S₂ (HIDROCARBUROS POTENCIALES)>2.500 mg/gr.

PARA EL TURONIANO

4-11 VALORES DE S₂ (HIDROCARBUROS POTENCIALES) > 2500 mg/g.

PARA EL TITHONIANO

4-12 DISTRIBUCION DEL TIPO DE MATERIA ORGANICA PARA EL
TURONIANO

4-13 DISTRIBUCION DEL TIPO DE MATERIA ORGANICA PARA EL
TITHONIANO

4-14 CONFIGURACION DEL GRADIENTE GEOTERMICO SOMERO

4-14-a CONFIGURACION DEL GRADIENTE GEOTERMICO PROFUNDO

4-15 CONFIGURACION DE VALORES DE FLUJO DE CALOR

4-16 DISTRIBUCION DE ZONAS DE MADUREZ PARA EL TURONIANO

4-17 DISTRIBUCION DE ZONAS DE MADUREZ PARA EL TITHONIANO

4-18 PLANO DE LOCALIZACION DE SECCIONES DE CORRELACION

4-19 SECCION DE CORRELACION BUENOS AIRES-2, TALISMAN-1
OYAMEL-1 Y SARAPE-1A

4-20 SECCION DE CORRELACION CORTES-1, LERMA-3, TORREON-2
Y ATALAYA-1

4-21 SECCION DE CORRELACION TAMPIQUITO-1, PINOLE-1 Y
PESCA-3

4-22 SECCION DE CORRELACION MIRAMAR-1, FUTURO-1 Y
CORALES-1

4-23 SECCION DE CORRELACION PAPAYA-1A, ZAMORINA-1 Y
TTEHUAJE-1

4-24 POZOS CON PRODUCCION RELACIONADA CON LA ROCA
GENERADORA DE TURONIANO

4-25 POZOS CON PRODUCCION RELACIONADA CON LA ROCA
GENERADORA DEL TITHONIANO

- 4-26 CONFIGURACION DE ESPESORES NETOS GENERADORES DEL
TURONIANO
- 4-27 CONFIGURACION DE ESPESORES NETOS GENERADORES DEL
TITHONIANO
- 4-28 EJEMPLO DE RESPUESTA DE LOS REGISTROS RADIOACTIVO
SONICO DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD EN INTERVALOS GENERADORES
- 4-28a EJEMPLO DE RESPUESTA DE LOS REGISTROS RADIOACTIVO
SONICO DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD EN INTERVALOS GENERADORES
- 4-29 CONFIGURACION DEL SPI PARA EL TURONIANO
- 4-30 CONFIGURACION DEL SPI PARA EL TITHONIANO
- 4-31 JERARQUIZACION DE AREAS PARA EL TURONIANO
- 4-32 JERARQUIZACION DE AREAS PARA EL TITHONIANO
- 5-1 ESTILO DE DRENAJE DE MIGRACION
- 5-2 EDAD DE GENERACION PARA EL TURONIANO
- 5-3 EDAD DE GENERACION PARA EL TITHONIANO
- 5-4 SISTEMAS PETROLEROS Y PLAYS
- 6-1 CLASIFICACION DE VALORES DEL SPI

LISTAS DE TABLAS

TABLA

- 3-1 ESTRATIGRAFIA**
- 3-2 DATOS DE PRODUCCION**
- 4-1 RELACION DE MUESTRAS ESTUDIADAS POR GEOQUIMICA**
- 4-2 RELACION DE MUESTRAS CON CARACTERISTICAS GENERADORAS**
- 4-3 POZOS CON CALCULO DE ESPESORES FORMACIONALES,
ESPESORES NETOS GENERADORES Y CALCULOS DEL SPI**
- 5-1 SINCRONIZACION DE EVENTOS PARA EL SISTEMA AGUA
NUEVA**
- 5-2 SINCRONIZACION DE EVENTOS PARA EL SISTEMA PIMIENTA**

ANEXOS

1- GRAFICAS DE SEPULTAMIENTO (PROGRAMA BASIN MODE)

A N E X O

GRAFICAS DE SEPULTAMIENTO

ATAJAYA-1

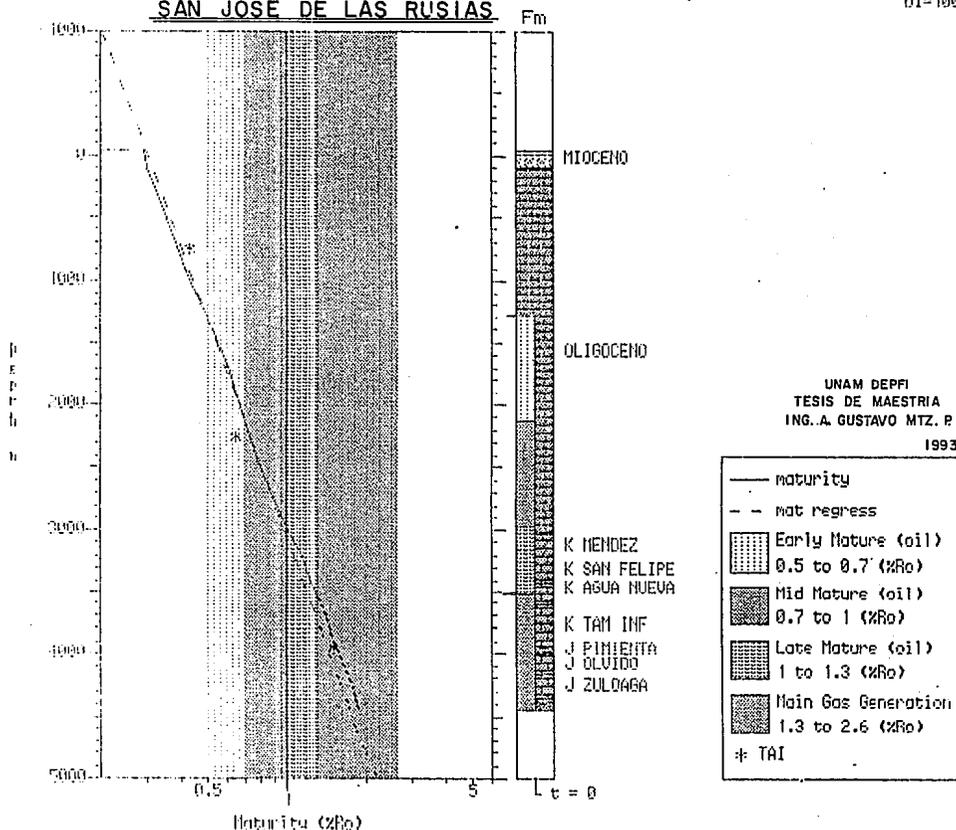
FURCA

PROSPECTO
SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CNP=SC; TH=SHF; HNT=LL

T6=1; T1=5; EXP=UR

DI=1000



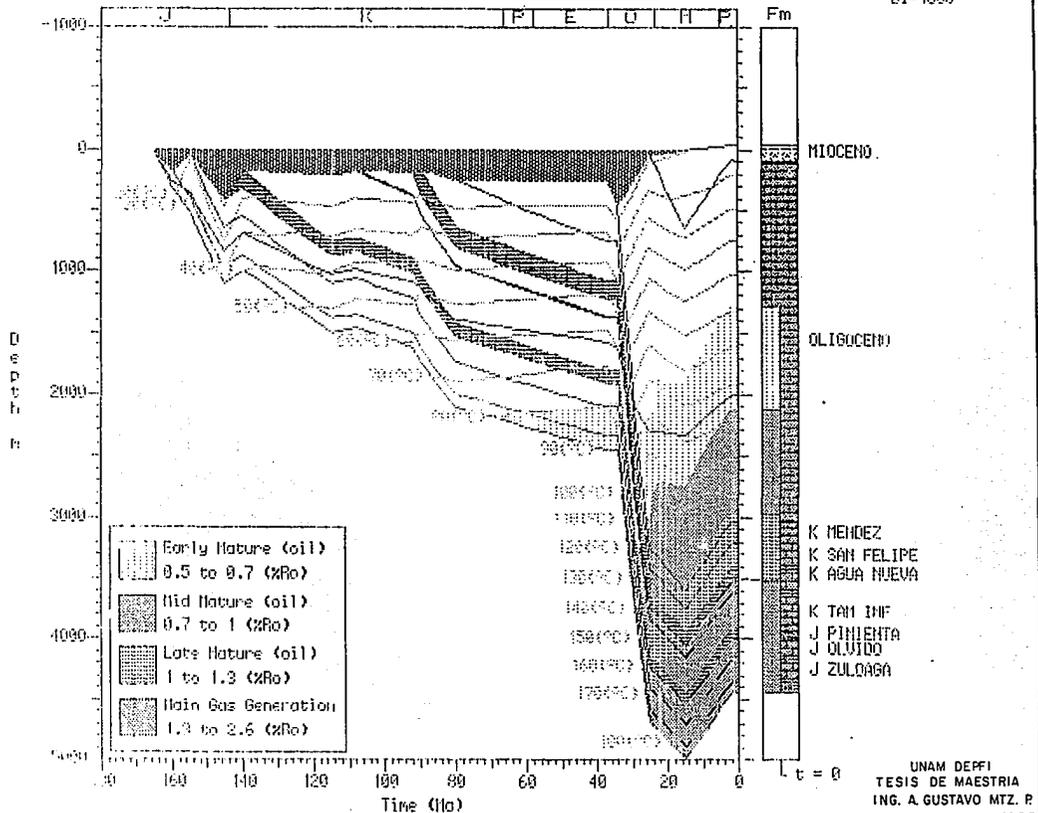
ATACAMA-1

MURGOUS PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CHP=SC; TH=SHF; MAT=LL

TG=1; TI=5; EXP=VR

DI=1000



UNAM DEFI
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A GUSTAVO MTZ. P.

1993

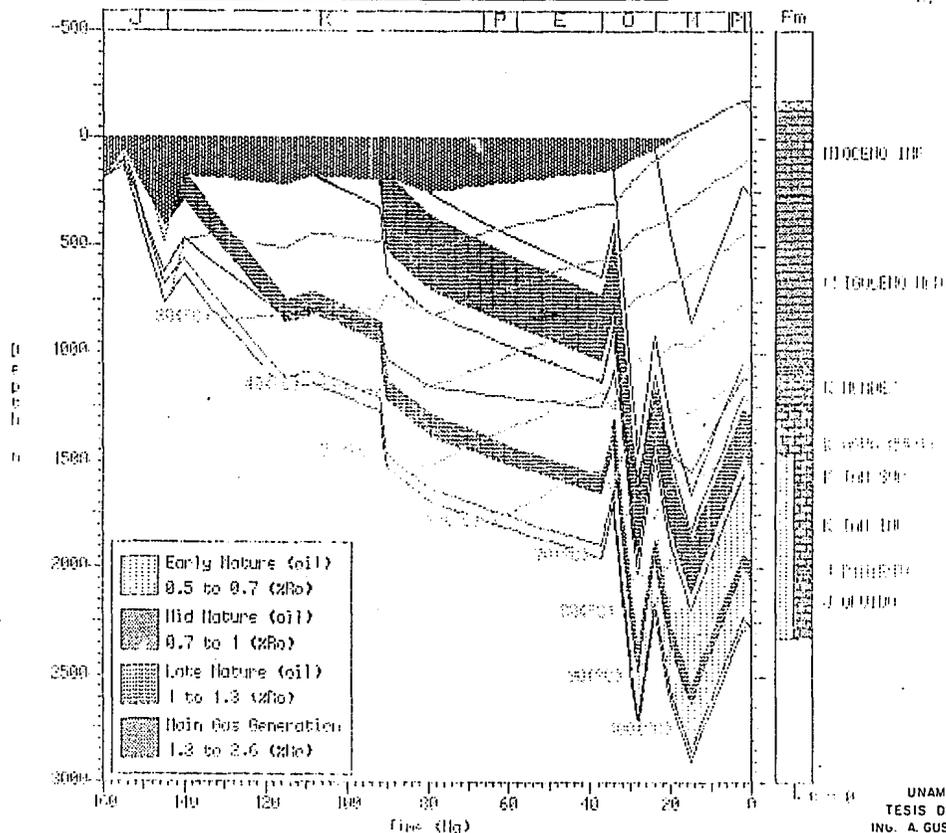
BUENOS AIRES 2

BARRIOS PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CHP=SC; 01-90; 1043-11

16=1; 11-95; 611-193

01-100



BUENOS AIRES 2

BURGOS

PROSPECTO

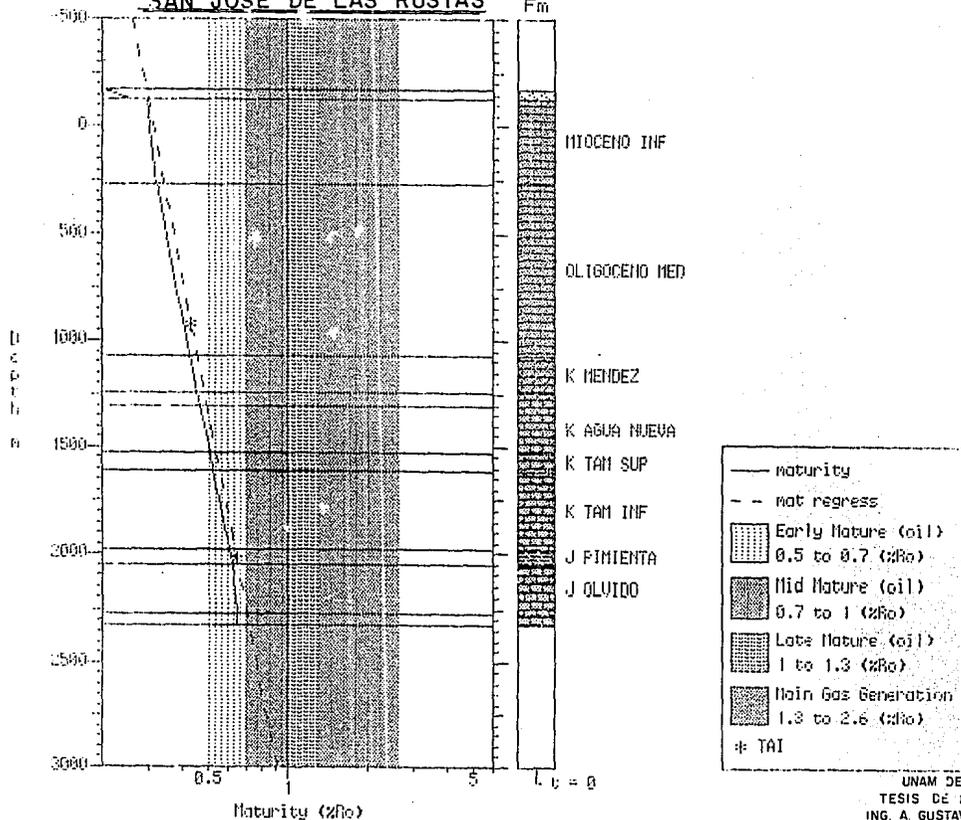
SAN JOSÉ DE LAS RUSIAS

Fm

CNP=90;TPE= 116m D.

IG=1;IIR=100'00

01-1-83



CORALES 1

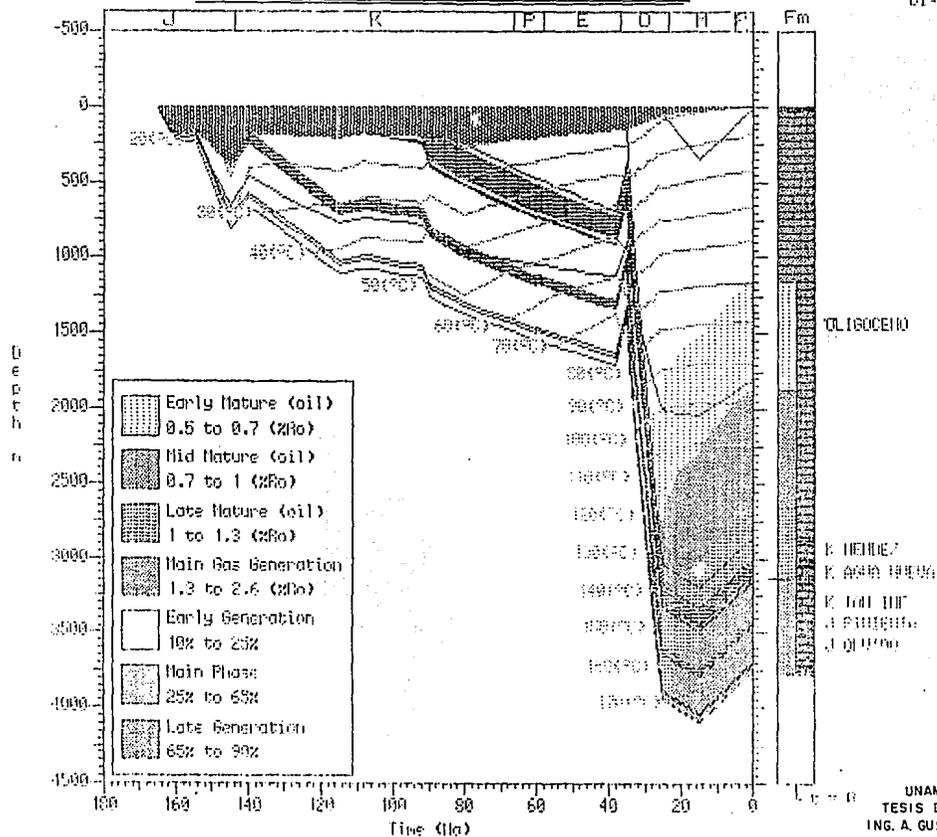
BURGOS

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CNP=50; TI=500; DAT=01

TG=1; T1=5; E3F=1; E4=1

DI=1990



CORTEZ 1

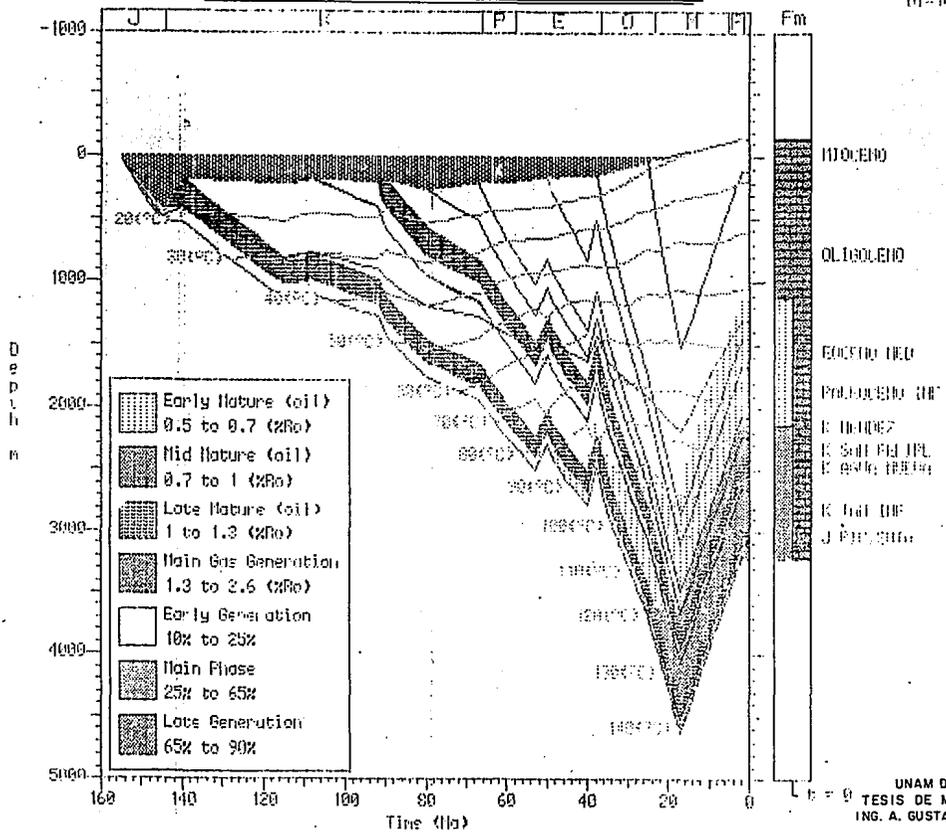
BURGOS

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CHP=50; D=500; H=1.1

TG=1; TI=5; E=1; L=1

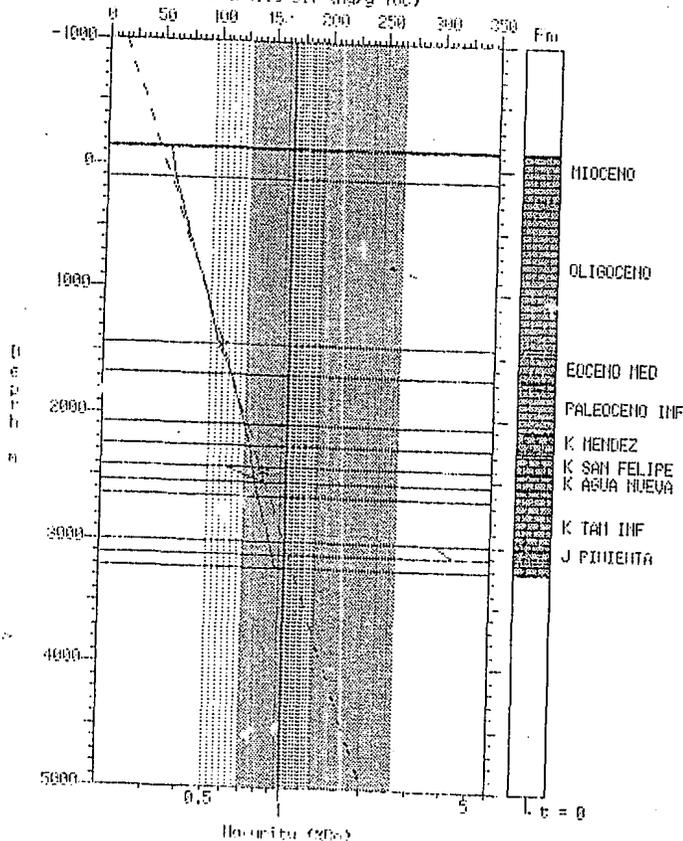
W=1000



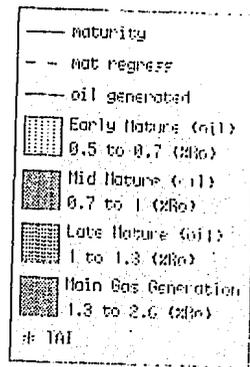
CORTEZ 1 PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

BURBOS Generated Oil (mg/g TOC)

UNAM DEPTO. DE GEOLOGIA
 Dr. J. G. S. P. 1993
 D1-0000

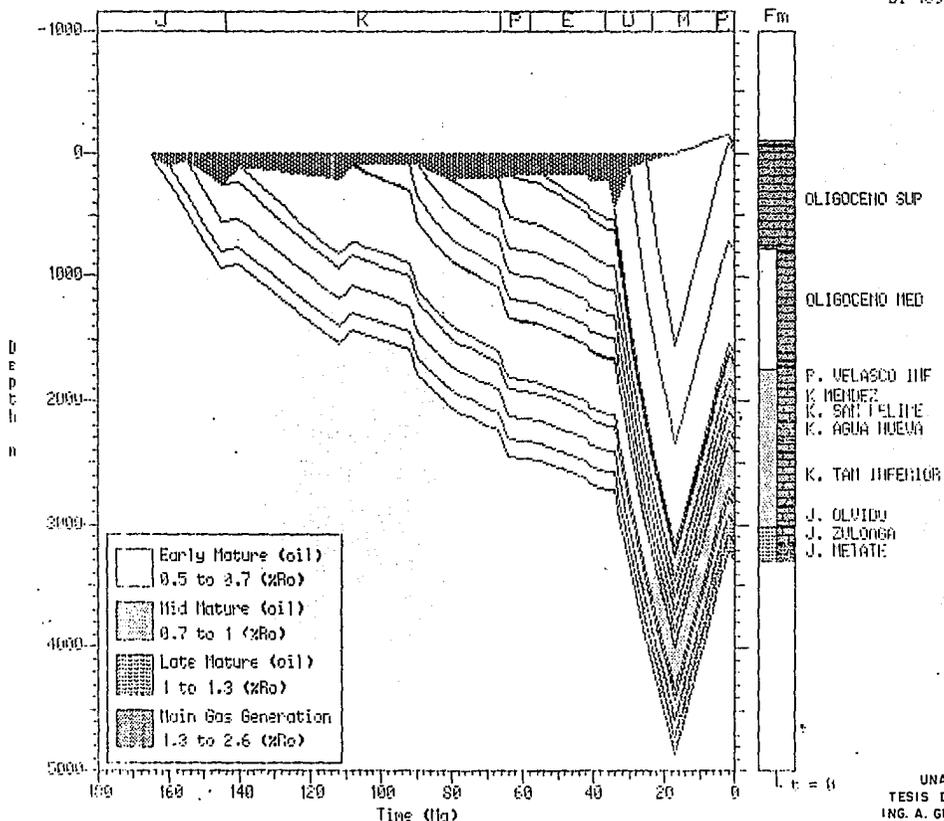


UNAM DEPTO.
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A. GUSTAVO MTZ. P.
 1993



LERMA 3 PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS
CUENCA BURGOS B

CNP=SC; TI=SH; NAT=U.
T6=1; T1=5; EXP=UN;
DI=1000



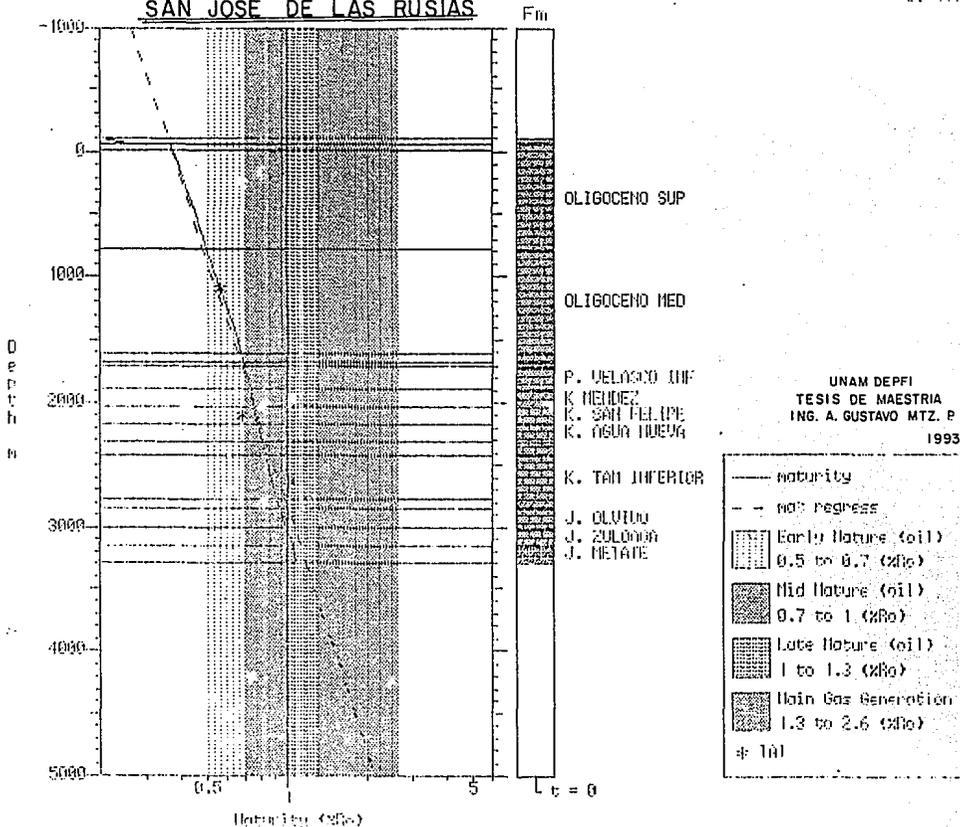
LERMA 3

CUENCA PURGOS B PROSPECTO
SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CMP=SC;TH=SHF;M1=L1

T6=1;T1=S;E2=04

01-1999



UNAM DEPTI
TESIS DE MAESTRIA
ING. A. GUSTAVO MTZ. P
1993

NIRANAR-1

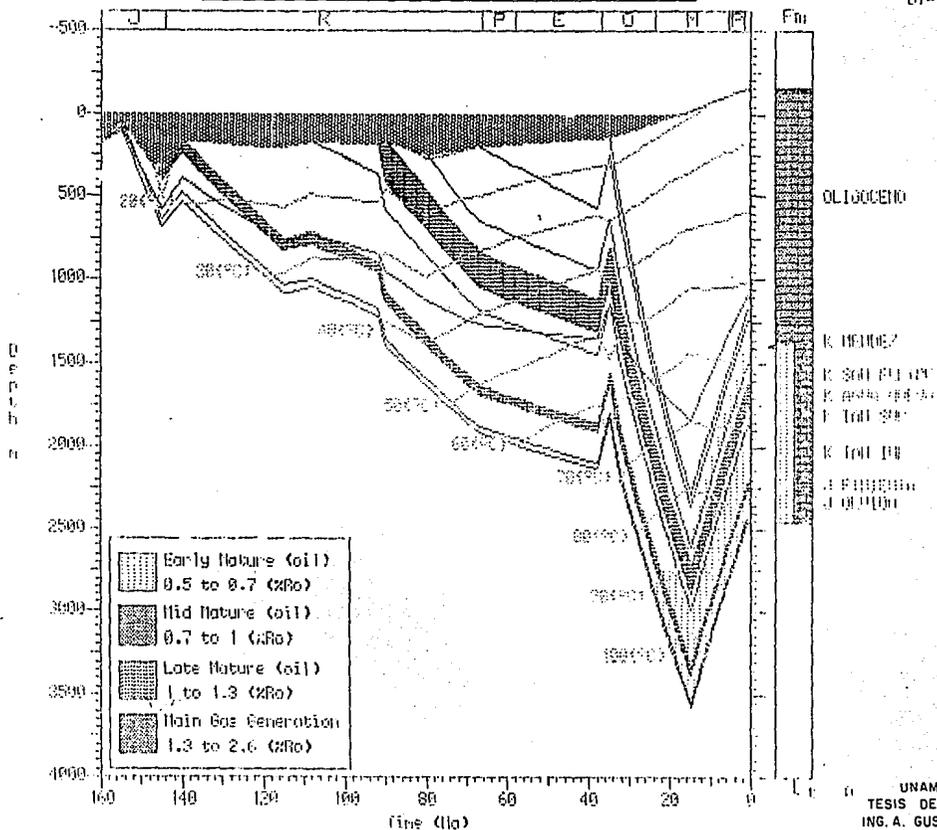
BURGOS

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CHP=50; TH=500; HWT=0.1

TG=1; FI=5; EEP=100

UI=10000



UNAM DEFFI
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A. GUSTAVO MTZ. P.
 1993

MIRAMAR-1

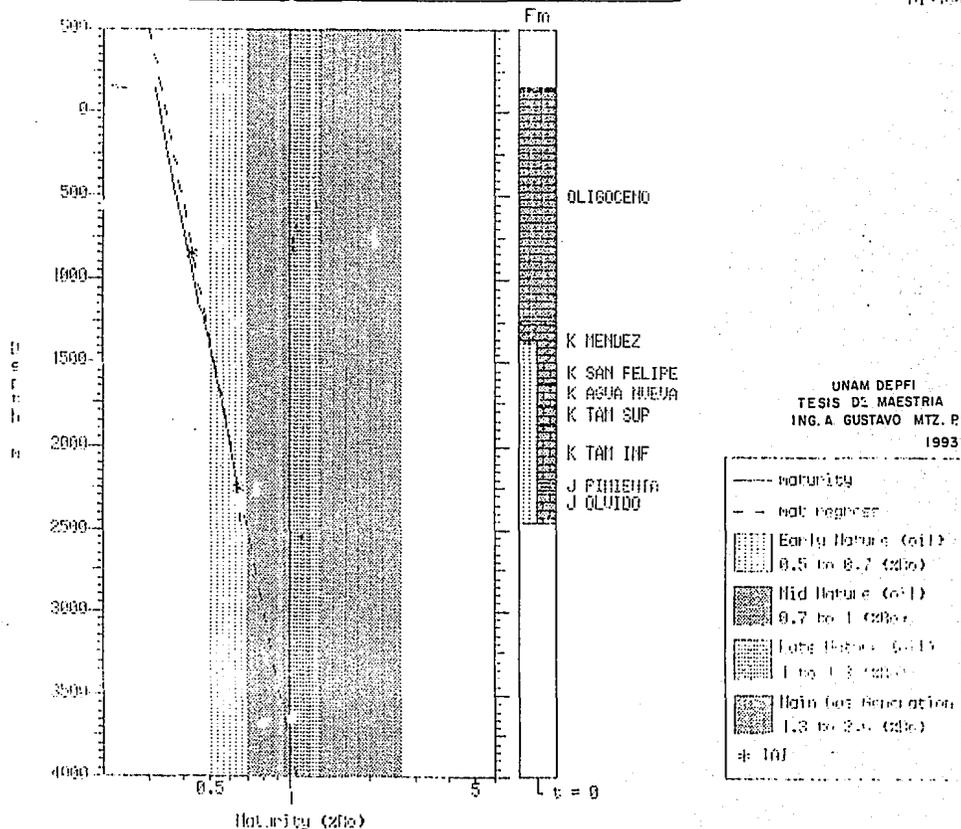
BURGOS

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

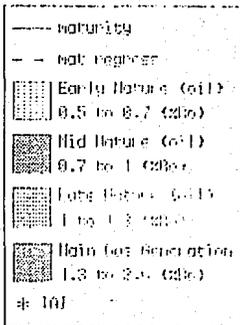
COMPESQ/IN-SUR/0041-91

PROYECTO 85-0000-000

11-1000



UNAM DEPT
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A. GUSTAVO MTZ. P.
 1993



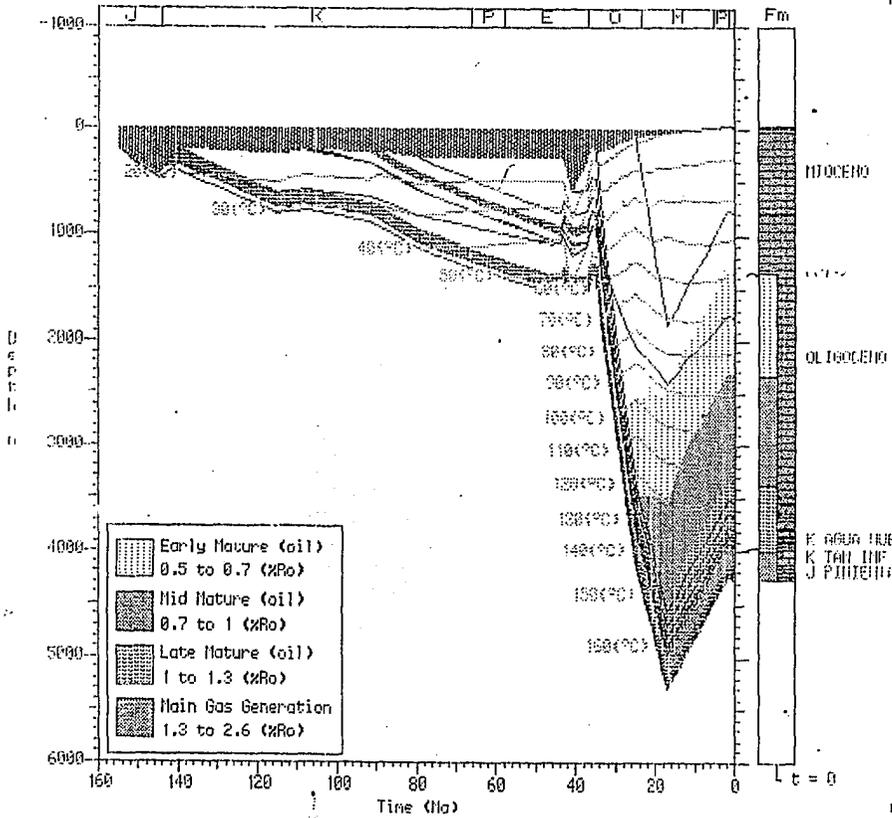
OYANEL-1

BURBOS PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CNP=50:FR=51:O=1:UL

TG=1;TI=5;EX=0;01

01=1000



UNAM DEFFI
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A. GUSTAVO MTZ P.
 1993

PESCA 3

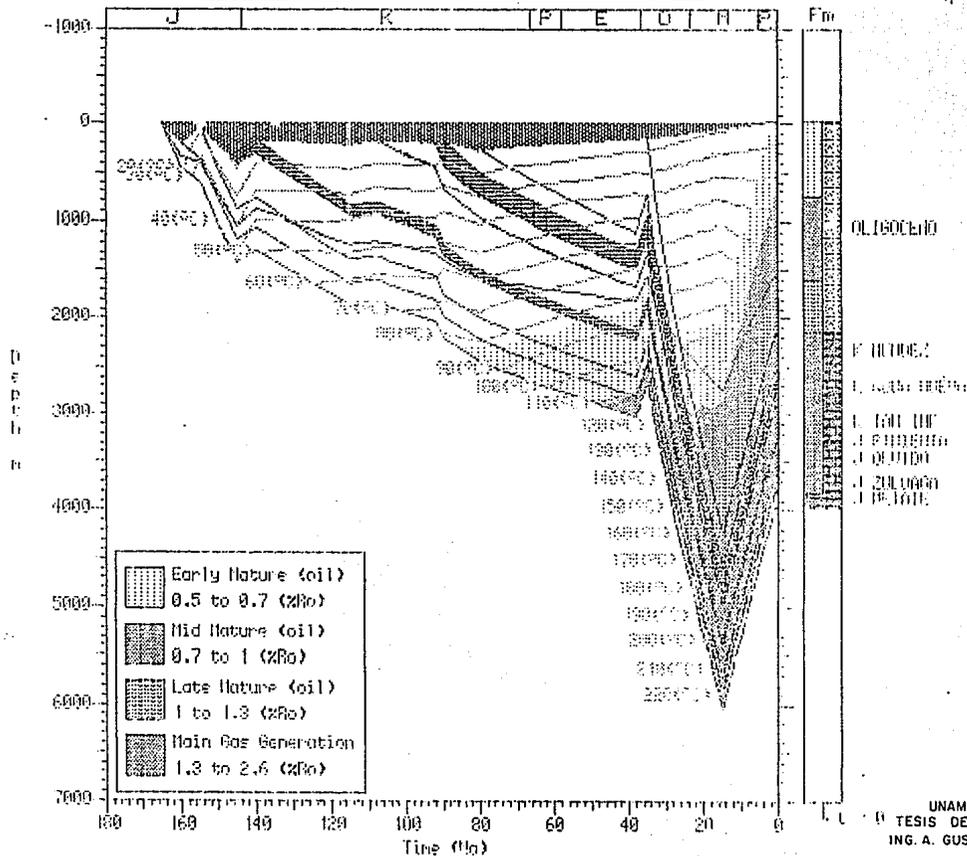
BURGOS

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CIP=00: 01:50:10:11

10:17:15:10:10

1:1000



UNAM DEPTI
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A. GUSTAVO MTZ. P

PINOLE 1

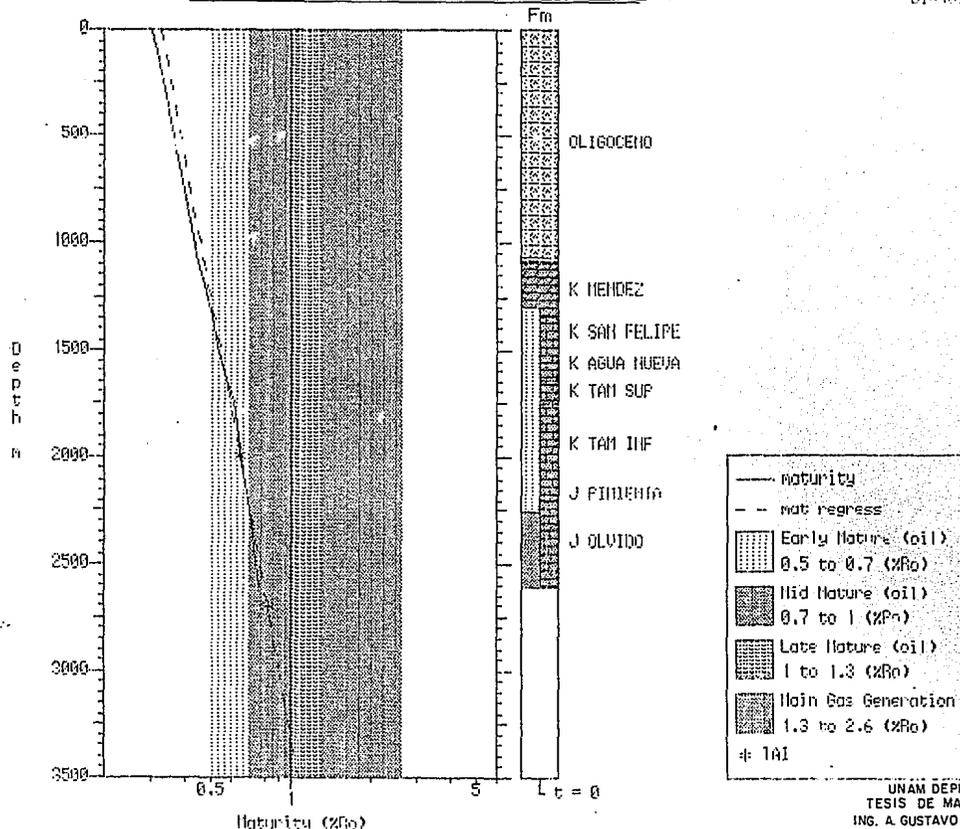
BURBOS

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CNP=SC;TH=SHF;HMT=LI

Tb=1;T1=5;ECP=10

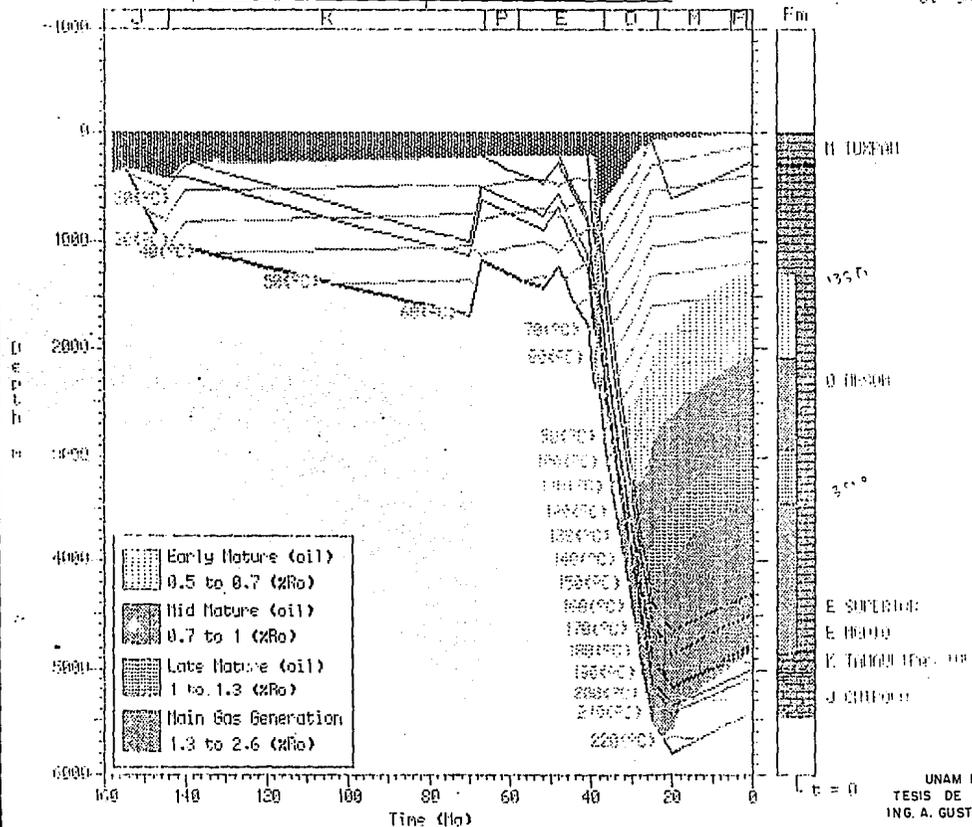
DI=100*



SARAPE 1A

PROSPECTO SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CNP=8C; IH=50F; Hn=111
 TG=1; TI=5; EDP=06
 01-1990

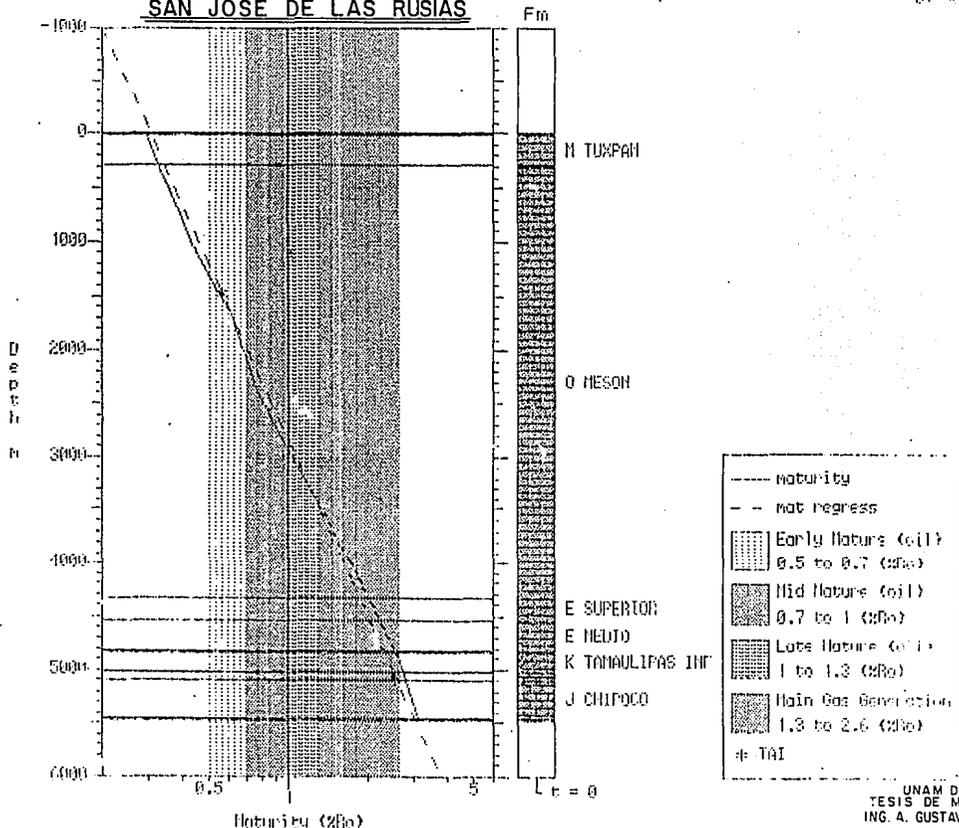


SONOPE 111

PROSPECTO

SAN JOSE DE LAS RUSIAS

CIP-Perú, Inc. (Peru)
 671111500000
 01-0001



UNAM DEPTI
 TESIS DE MAESTRIA
 ING. A. GUSTAVO MTZ. P.

1993