

01179 2ej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

TESIS

**ZONIFICACION DE UNIDADES DE FLUJO DEL
YACIMIENTO SAN ANDRES DEL
JURASICO KIMMERIDGIANO**

MIGUEL ANGEL GALVAN CASTILLO

DIRECTOR DE TESIS

DRA. ALMA AMERICA PORRES LUNA

273381

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1979

MEXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA MAYO DE



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

SIN

PASINACION

AGRADECIMIENTOS

A MI ESPOSA E HIJOS:

Por el apoyo incondicional
durante la realización de
estos estudios.

ISABEL INIESTA GUTIERREZ
ABRAHAM GALVAN INIESTA
DIEGO GALVAN INIESTA

A MIS HERMANOS:

FERNANDO Y MARIO

Por el apoyo realizado y la
motivación.

A MI MADRE:

Por el apoyo moral
CLELIA CASTILLO PONCE

A LOS COMPAÑEROS DEL TRABAJO
Y PROFESORES.

A todos ellos con mucho
cariño, les doy mi agrade-
cimiento por todo este tra-
bajo también es de ustedes.

INDICE

RESUMEN

I.- INTRODUCCION

II.- GENERALIDADES

2.1.- Localización del área de estudio

2.2.- Objetivos

2.3.- Metodología de trabajo

2.4.- Estratigrafía

2.5.- Horizontes productores

2.6.- Ambiente de depósito

2.7.- Información seleccionada

III.- YACIMIENTOS

3.1.- Mecánica de yacimientos

3.2.- Datos generales

IV.- PETROFISICA

4.1.- Identificación del tipo de roca

4.2.- Definición de los medios porosos

4.3.- Normalización de registros

4.4.- Cálculo de permeabilidad (k)

4.5.- Método Estadístico

V.- UNIDADES DE FLUJO

5.1.- Determinación de unidades de flujo

5.2.- Definición de unidades de flujo

5.3.- Aplicación de las unidades de flujo a la caracterización de yacimientos

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BASE DE DATOS

REFERENCIAS

RESUMEN :

El presente estudio expone una metodología para definir unidades de flujo, esta metodología fue empleada en el Campo San Andrés, se hace una descripción de los 5 tipos de roca determinados en el yacimiento para determinar las capas del yacimiento la cual está basada en la identificación de intervalos de roca de un mismo tipo de litología y geometría de poro.

La descripción del yacimiento es un paso importante en la evaluación del mismo, el cual es empleado como una base para desarrollar el modelo de simulación numérica y es esencialmente utilizado para definir esquemas de explotación del yacimiento.

El método propuesto es desarrollado usando en forma consistente datos de núcleos y registros de pozos. Los intervalos de la columna sedimentaria de núcleos de pozos son divididos dentro de mayores zonas basadas sobre la información y descripción del núcleo.

Estas zonas son nuevamente subdivididas dentro de subzonas tal que la variación de las propiedades existentes geológicas-petrofísicas dentro de cada zona son bien definidas. Estas se basan en la porosidad y permeabilidad y el espesor neto de capa. Las subzonas son clasificadas por distintas unidades de flujo usando un método estadístico integral.

Una regresión establece la relación entre los datos del núcleo y datos de registro de pozo, en los núcleos de pozos se usa una estimación de la permeabilidad que serán utilizados para extrapolar las unidades de flujo definidas, a otros pozos que no cuentan con esta información.

Los resultados obtenidos en el yacimiento fueron determinar en el flujo horizontal 9 zonas de flujo y 4 sellos.

En el flujo vertical se definieron 7 zonas de flujo y 4 sellos.

I.- INTRODUCCIÓN

El Campo San Andrés fue descubierto en junio de 1956 y se localiza al SE de la Cd. de Poza Rica Ver.

El volumen original de aceite "in situ" (David K.D. et al.,1996). Es de 897.9 MMB, en mayo de 1958 se obtuvo una producción máxima de 45000 b/d.

Actualmente se está llevando a cabo un proceso de desplazamiento con el fin de incrementar la recuperación de aceite con inyección de agua en la Formación San Andrés debido a que en el yacimiento solo se encuentran algunos bancos de aceite aislados.

La inyección de agua para mantener la presión se inició en 1961 y terminó su implementación en 1966, actualmente se inyecta un volumen de 34555 m³/d a través de 64 pozos inyectores. En la actualidad el campo tiene 359 pozos, de los cuales 309 llegaron al San Andrés Superior, y 33 penetraron en la Formación San Andrés Inferior ; la producción promedio es de 5750 b/d con un porcentaje de agua del 48%, 67 pozos producen en la Formación San Andrés Superior, 6 en San Andrés Inferior y 12 en el Cretácico Tamabra.

El estudio propone correlacionar las capas de diferentes unidades de flujo para delimitar las heterogeneidades del yacimiento, que es un factor predominante que afecta especialmente la recuperación de aceite.

El desarrollo de la predicción de la producción mediante el modelo de simulación es muy sensible a la representación geológica del yacimiento .

Este aspecto es importante para incluirlo en la etapa de descripción del yacimiento y su representación en el modelo de simulación. La predicción del desarrollo de un yacimiento depende en gran parte de la subdivisión eficiente de las unidades en los intervalos sedimentarios.

En años recientes el concepto de unidad hidráulica y unidades de flujo son introducidos como un método para subdividir un intervalo sedimentario en la descripción del yacimiento. Una unidad de flujo es definida como un volumen de roca del yacimiento continua lateralmente y verticalmente cuyas características petrofísicas están bien definidas y las cuales controlan directamente la circulación de los fluidos.

II.- GENERALIDADES

2.1.- Localización del área de estudio.

EL Campo San Andrés se encuentra en la planicie costera del Golfo de México, al SE de la Cd. de Poza Rica Ver., aproximadamente a 30 Km. figura 1. en donde actualmente se está llevando a cabo un proceso de desplazamiento de aceite con inyección de agua en la Formación San Andrés. Los bancos de aceite aparecen en forma aislada lo cual es mostrado en la figura 2.

2.2.- Objetivos

Establecer un modelo de correlación entre los miembros de la Fm. San Andrés con el objetivo de definir las unidades de flujo dentro del yacimiento, para predecir la movilidad de hidrocarburos.

Con esta delimitación, plantear las bases, para definir la estrategia de explotación que permita maximizar la recuperación de hidrocarburos de la reserva remanente dentro del yacimiento.

2.3.- Metodología de Trabajo

1. - Se realizó una búsqueda de bibliografía de los diferentes métodos para zonificar unidades de flujo en diferentes asociaciones profesionales nacionales e internacionales desde 1990 a la fecha.
2. - La información del campo San Andrés fue seleccionada tomando en cuenta los pozos nucleados así como los registros geofísicos mas completos, y la información de laboratorio de petrofísica existente.
3. - La estratigrafía del área y el modelo de depósito de la Fm. San Andrés fueron revisadas de una manera general, esto debido a que en esta área se han realizado diferentes trabajos sedimentológicos que han definido el modelo sedimentario del Jurásico Superior Kimmeridgiano por lo cual ya se encontraba elaborado.
4. - Elaboración de base de datos de petrofísica con la información existente de núcleos y registros de pozos seleccionados.
5. - Discriminar las litologías presentes en los pozos tomando en cuenta porosidad y volumen de arcilla y el registro rayos gamma y verificar si la discriminación correspondía con la litología, esto elaborando gráficas *cross-plot* de porosidad y verificando algunas muestras con petrografía sedimentaria para establecer los tipos de roca presentes.
6. - Definir los medios porosos con parámetros de registros y verificar la presencia de porosidad primaria y secundaria (fracturas y disolución), con parámetros

petrofísicos verificar el fracturamiento y utilizando *cross-plot* diferenciar el fracturamiento de la disolución.

7. - Establecimiento de método estadístico en el cual sobre la base de las porosidades y permeabilidades de laboratorio y separando por litología, se realizó el cálculo de permeabilidad estableciendo los algoritmos por litología.
8. - Elaboración de los perfiles de permeabilidad marcando previamente los registros y separando las litologías, para después hacer el cálculo de permeabilidad con los algoritmos calculados para cada litología, elaborando de esta manera un perfil de permeabilidad para cada pozo, en sentido horizontal y vertical y corregido por el índice de fracturamiento calculado previamente.
9. - Elaboración de secciones estructurales correlacionando las permeabilidades horizontales y verticales y definiendo con base en las secciones las diferentes unidades de flujo presentes en el yacimiento con los rangos de porosidad y permeabilidad.
10. - Consideraciones económicas para la reserva remanente del campo con base en la interpretación realizada.

2.4.- Estratigrafía

La estratigrafía general del área de San Andrés está mostrada en las figuras 3 y 4 en donde se pueden observar las variaciones de las columnas geológicas de cada uno de los campos como resultado de las diferentes condiciones de depositación, entre el banco y el talud figuras. 4.

La mayoría de los pozos han atravesado dicha columna geológica hasta el Jurásico Superior a excepción de los pozos localizados en la porción sur y sureste de campo San Andrés, en donde los sedimentos cretácicos y parte del Jurásico Superior fueron afectados por un fuerte período de erosión de tal manera que en algunos pozos se presentó la Formación Chicontepec "Canal" descansando discordantemente sobre los sedimentos de Jurásico San Andrés como puede observarse en la figura 5.

En el área del campo San Andrés los denominados miembros San Andrés Superior y San Andrés Inferior son interdigitaciones del banco (arenas carbonatadas y crecimientos orgánicos) con el talud como puede observarse en las figuras. 6 estos cuerpos solamente se encuentran en el prebanco en la zona donde se ubican los desarrollos centrales del banco, la "formación" San Andrés se comporta como una sola unidad sin existir diferencia entre los miembros superior e inferior.

2.5.- Horizontes Productores

Con base en la información de los pozos perforados en el Campo San Andrés se sabe que existen 5 horizontes productores de los cuales en orden de profundidad son:

a.- Miembro San Andrés Inferior.

- b.- Miembro San Andrés Superior.
- c.- Formación Tamaulipas inferior (Kti).
- d.- Formación Tamabra (Kta).
- e.- Formación Chicontepec (Terciario).

Cabe hacer notar que el estudio involucra los 2 primeros y a continuación se presenta en forma sintetizada la información de cada uno de ellos.

Miembro San Andrés Inferior.

Se encuentra en el Campo Remolino y parte del Campo San Andrés y está constituido por grainstone oolítico crema y café claro, el cuerpo poroso más o menos consistente varía de 10 a 20 m. netos, los cuerpos poroso y compacto alcanzan un espesor bruto promedio hasta la base de 30 m., la porosidad promedio para este yacimiento es del 9% mientras que la permeabilidad en general puede considerarse como buena y mas o menos uniforme excepto en las zonas de fracturas.

Miembro San Andrés Superior

Está constituida por una grainstone biogeno a partir de análisis de núcleos se determinó una porosidad promedio de 16%; la permeabilidad en general puede considerarse aceptable con un valor promedio de 10 md aún cuando se han encontrado muestras con valores de hasta 50 md.

2.6.- Ambiente de depósito.

Los sedimentos que constituyen la Formación San Andrés fueron depositados en aguas poco profundas con buena oxigenación lo que permitió que se formara un depósito complejo de bancos carbonatados progradantes, estos bancos estuvieron expuestos a las mareas bajas, los horizontes de brechas de calizas con gujarros grandes de corales, algas y calizas sugieren que los canales de marea cortaron a través del depósito de los bancos preexistentes formando las zonas típicas de los taludes.

Se ha concluido que la "formación" San Andrés es producto del depósito de una serie de lentes ó bancos calcáreos sobrepuestos uno sobre otro (bancos progradantes).

En varias ocasiones los granos derivados de los bancos fueron llevados más allá de la pendiente de la plataforma dentro de mar abierto y depositados en capas delgadas calcáreas interdigitándose con calizas de aguas profundas.

Estas calizas marinas son de grano muy fino y deben su origen a la mezcla de lodo calcáreo o micrita, arrastrado desde el área de plataforma con pequeñas cantidades

de arcilla que contienen fósiles típicos de mar abierto tales como radiolarios y abundantes espículas de esponja por lo que constituyen las facies de talud.

Durante el tiempo en que los bancos se formaban sobre la plataforma, tal parece que actuaron como una barrera efectiva al movimiento de las olas depositándose calizas de aguas tranquilas detrás de ellos. Estas calizas son muy parecidas a las zonas del talud, pero se pueden distinguir de estas por una carencia muy marcada de espículas de esponja y presencia de organismos bentónicos.

Estos depósitos se acumularon en aguas tranquilas alrededor de los bancos aislados, sobre el lado protegido de la barrera, interdigitándose con los bancos calcáreos. La presencia de guijarros de estas calizas, indican que algunos de los canales de marea de los bancos cortaron muy atrás ya dentro de aguas tranquilas en la zona de laguna figuras 7a y 7b.

2.7.-Selección de información.

La mayor parte de la información del campo corresponde a la numeración de los pozos con número mayor de 300 los cuales fueron perforados en la década de los ochenta, treinta años después de que se descubrió el campo.

Registros.- Debido a que el campo San Andrés data del año de 1956, la mayoría de éstos pozos con numeración del 1 al 300 no cuenta con registros completos.

Existen 3 generaciones de registros diferentes que se ubican cronológicamente en tiempo el registro de neutrón expresado en pulsos/segundo, unidades A.P.I. y el expresado en % de porosidad. El registro de densidad (ρ_{ob}) que no se encuentra en los pozos del 1 - 300 y el sónico de porosidad que muy esporádicamente se encuentra en la numeración de los 200 y que normalmente aparece en los 300.

Por estas razones fue necesario revisar los expedientes de pozos, y seleccionar los pozos con los registros más completos para calibrar la porosidad de la manera más adecuada y confiable.

En la figura 8 se muestran los pozos seleccionados

Núcleos.- Se seleccionaron todos los pozos del campo que tenían núcleo. La mayor parte de los núcleos corresponden a los pozos San Andrés con número de nominación mayor a 300.

Datos Petrofísicos.- De los pozos con núcleos se realizó una revisión para determinar qué núcleos y en qué pozos se habían realizado análisis de porosidad, permeabilidad horizontal y vertical, saturación de agua irreductible y factor de formación en laboratorio.

Toda la información seleccionada se vació en un plano de ubicación de pozos del campo San Andrés (figura 8), y se seleccionaron los pozos más adecuados por el tipo de información existente para trabajar; en los cuales se podría elaborar una malla de 3 secciones a través del campo.

LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES

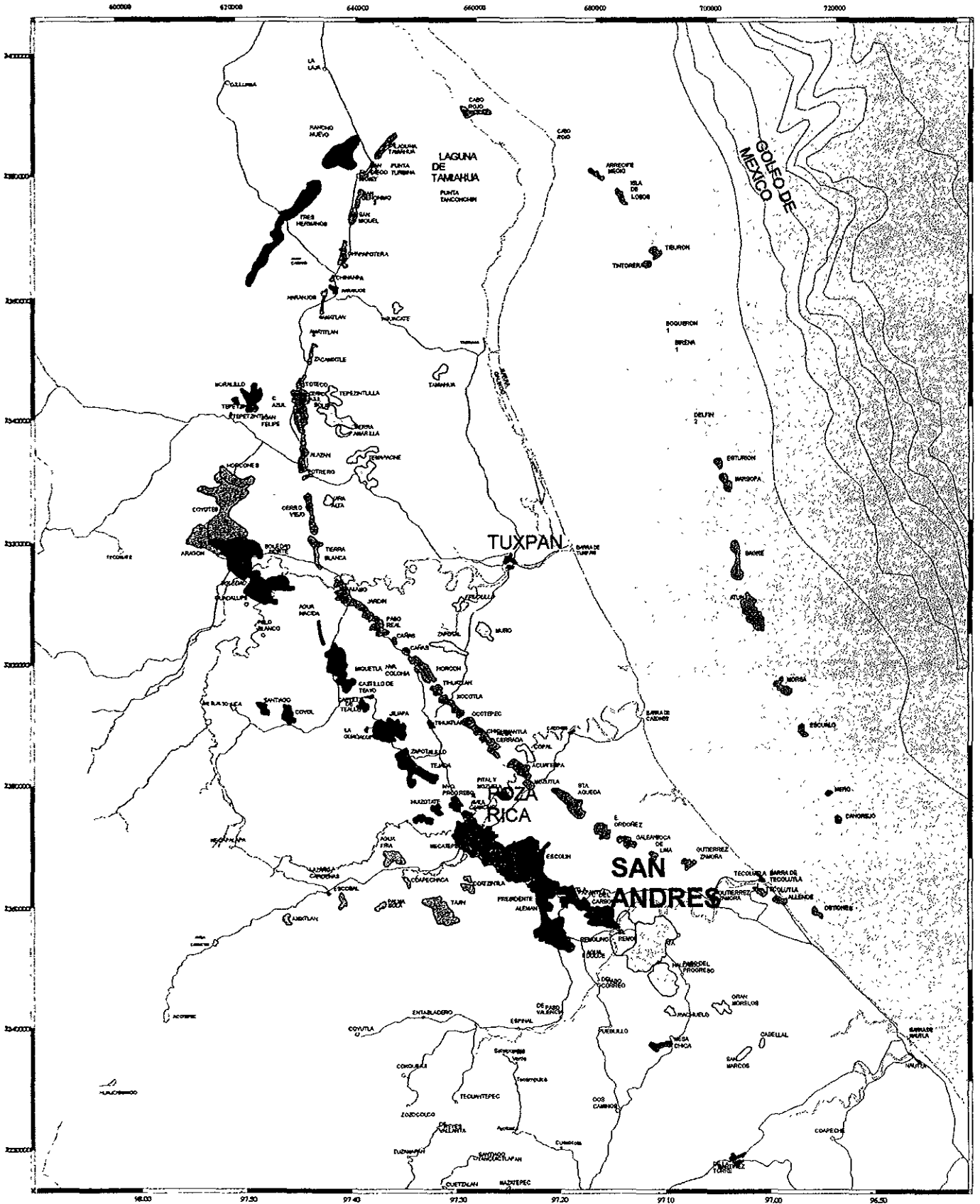
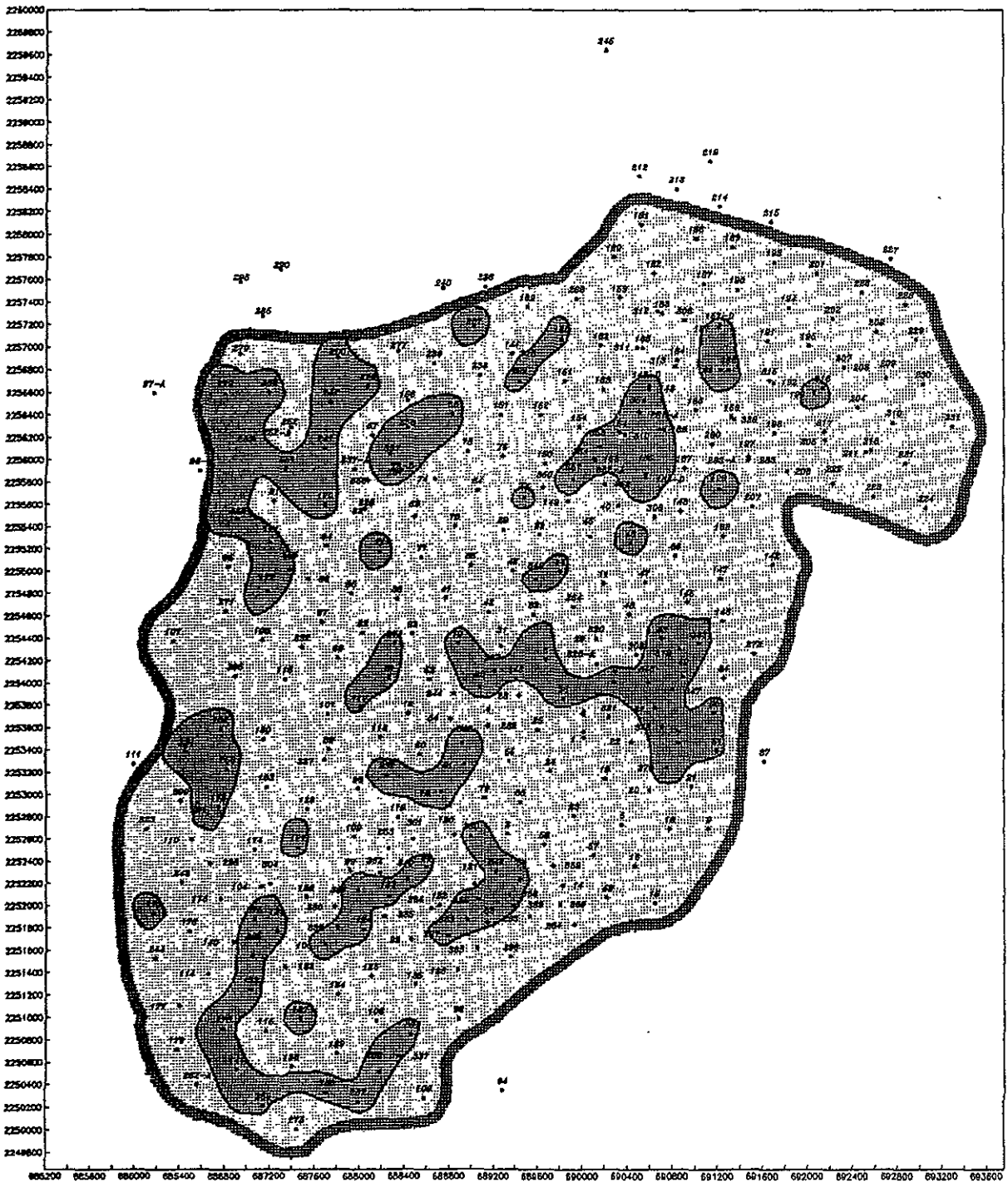


FIG.-1



SIMBOLOGIA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR DE GAS
- P. PROD. DE GAS Y CONDENSADO
- ▲ P. CON ACCIDENTE MECANICO
- ◆ P. INYECTADO DE AGUA SALADA
- ◇ P. IMPRODUCTIVO SECO
- POZO INYECTOR
- LOCALIZACION



ESC. GRAFICA

SAN ANDRES
BANCOS DE ACEITE-CAMPO SAN ANDRES

FIG.-2

RELACIONES ESTRATIGRAFICA EN EL CAMPO SAN ANDRES

PROGRADACIONES DE PLATAFORMA A CUENCA ZONAS DE TALUD

COLUMNA "B"

LIMITE DE DOMINIOS SEDIMENTARIOS

DESARROLLO DE JURASICO SAN ANDRES SOBRE CABELLAL ó TEPEXIC BASAMENTO

COLUMNA "A"

SECCION-I

SECCION-III

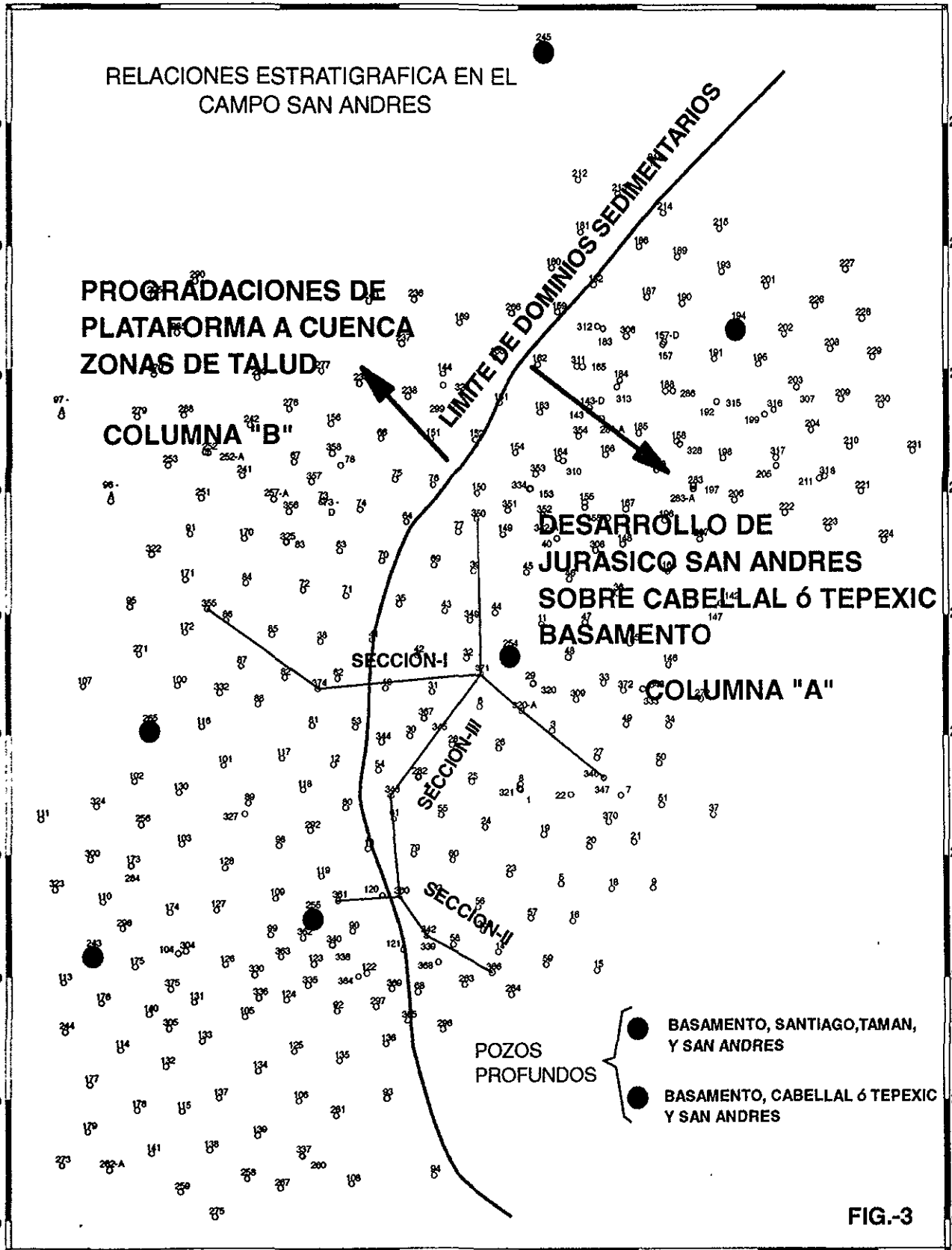
SECCION-II

POZOS PROFUNDOS

● BASAMENTO, SANTIAGO, TAMAN, Y SAN ANDRES

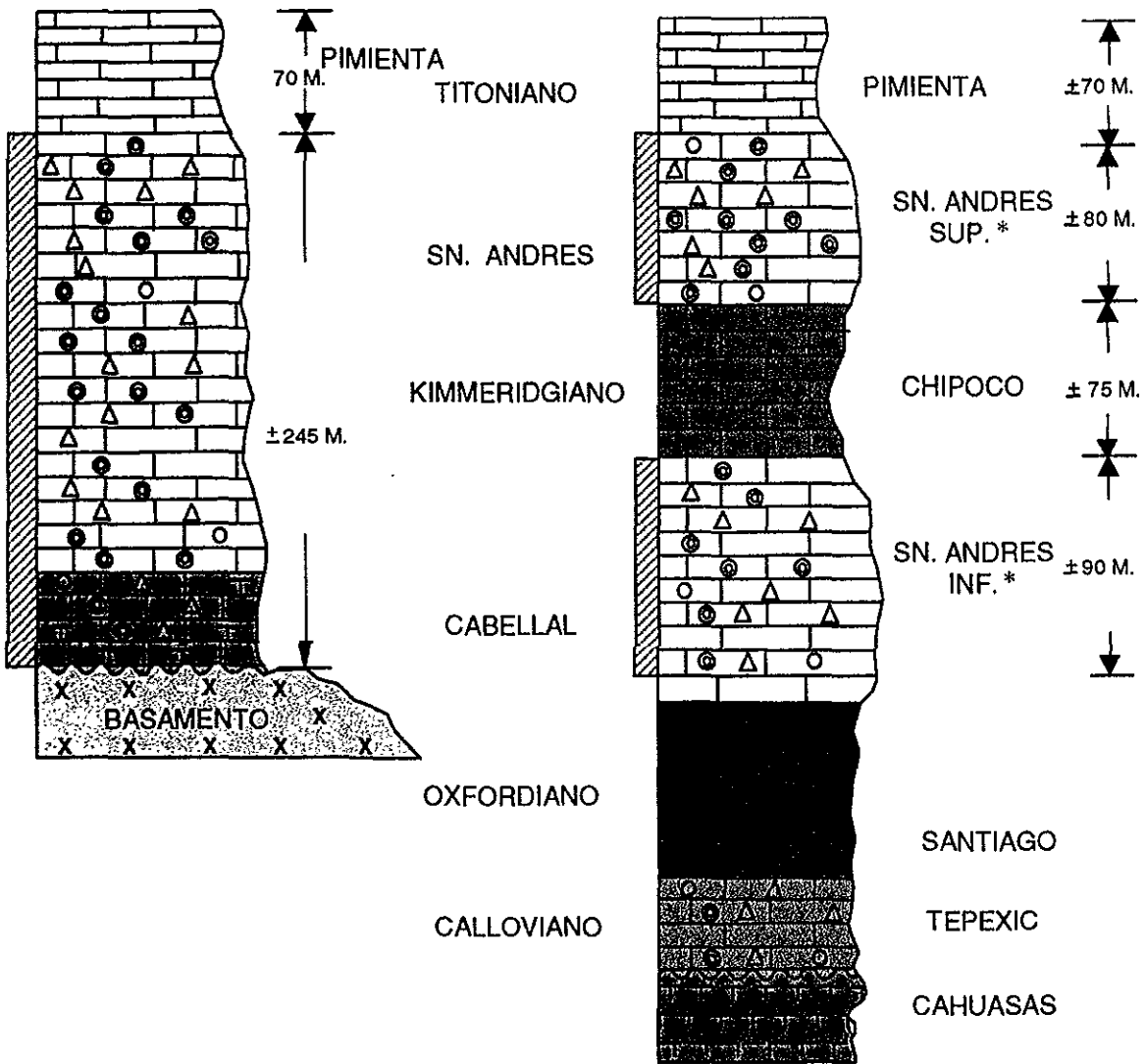
● BASAMENTO, CABELLAL ó TEPEXIC Y SAN ANDRES

FIG.-3



COLUMNA A

COLUMNA B



POZOS { SN ANDRES: 194,254.
HALLAZGO: 80

POZOS { SN. ANDRES : 255,265,243,
245.
REMOLINO : 1,102,103


 ZONAS PRODUCTORAS
 * BANCOS PROGRADANTES HACIA LA CUENCA

FIG.- 4

SECCION ESTRUCTURAL

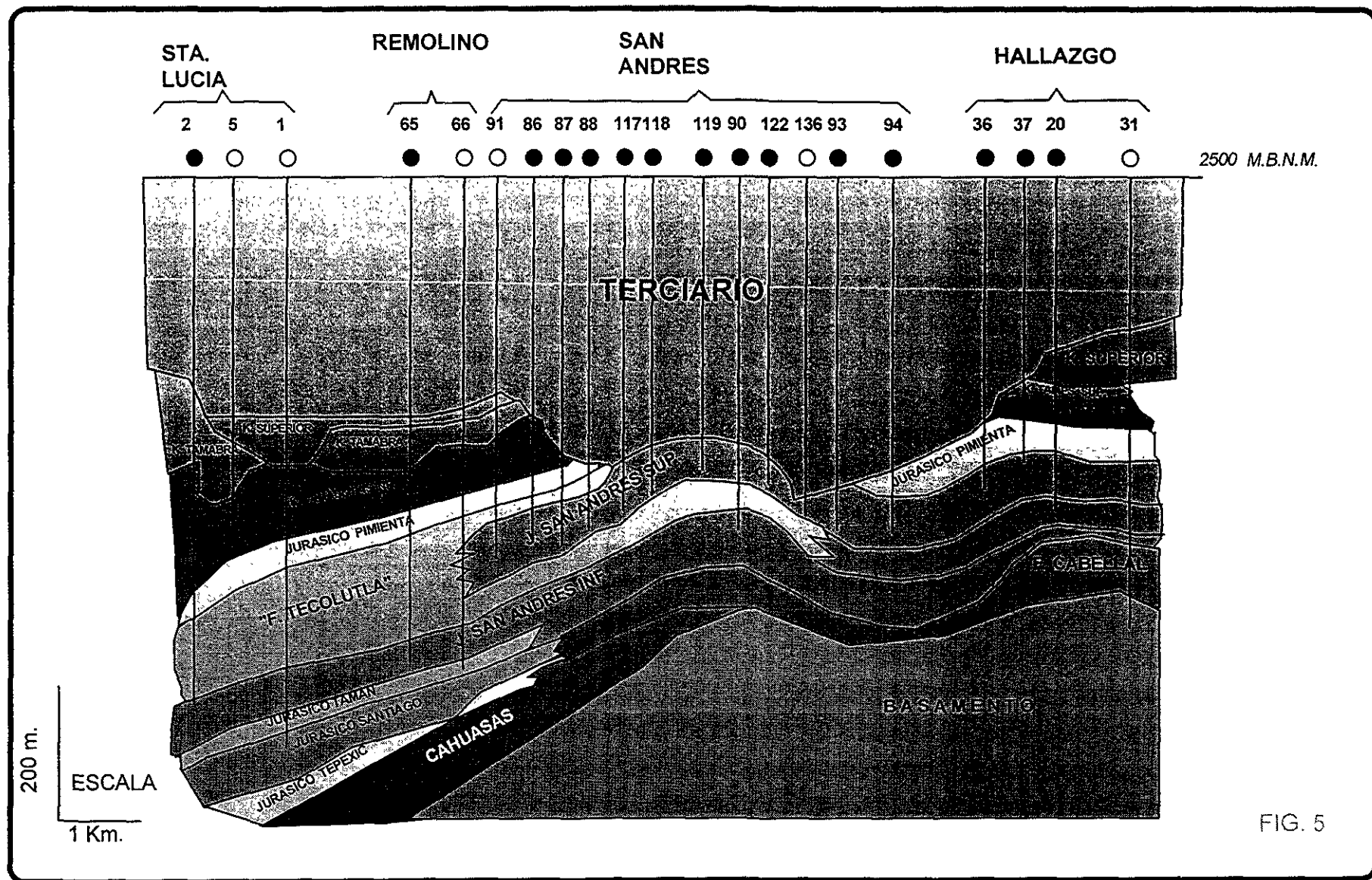


FIG. 5

SECCION ESTRATIGRAFICA

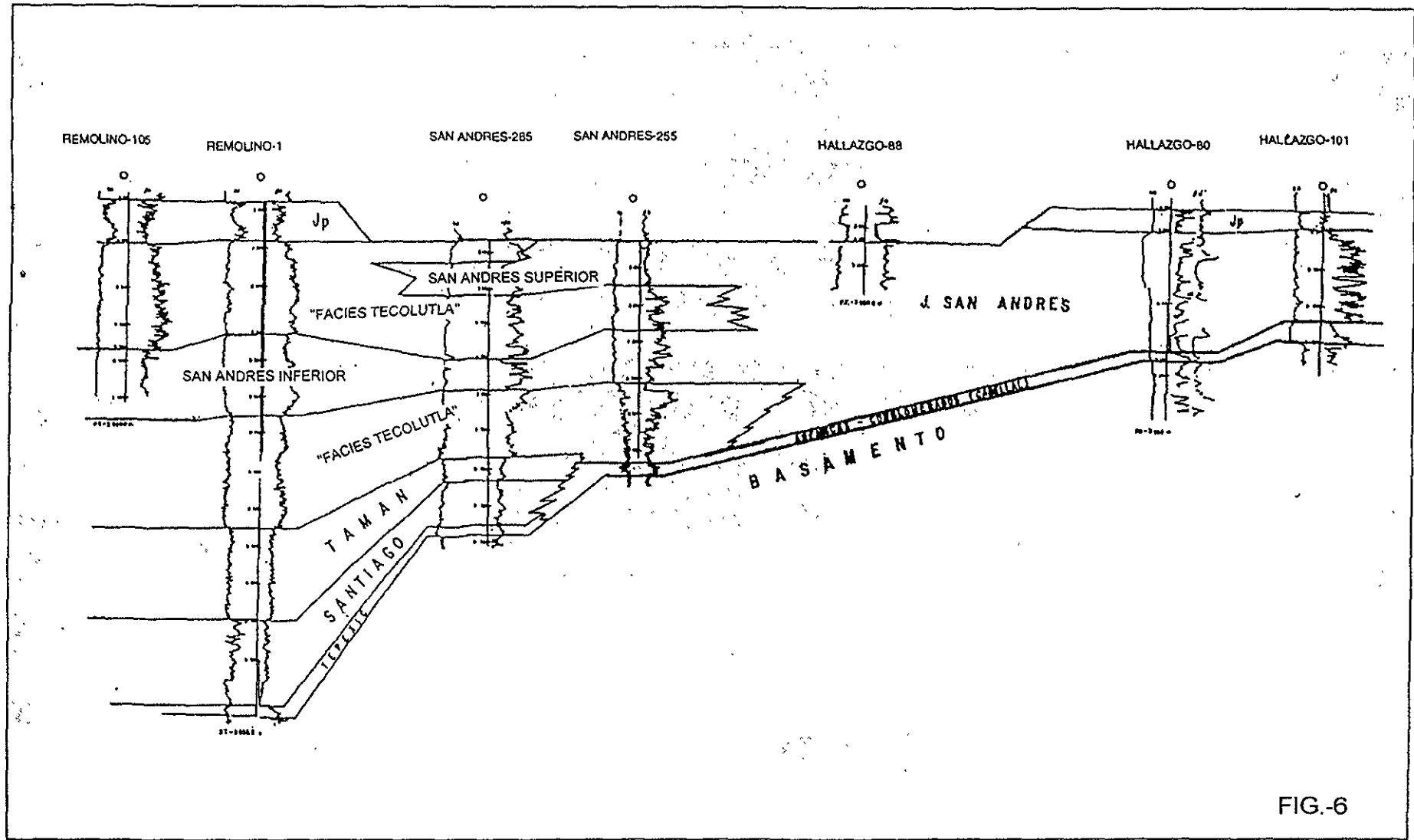
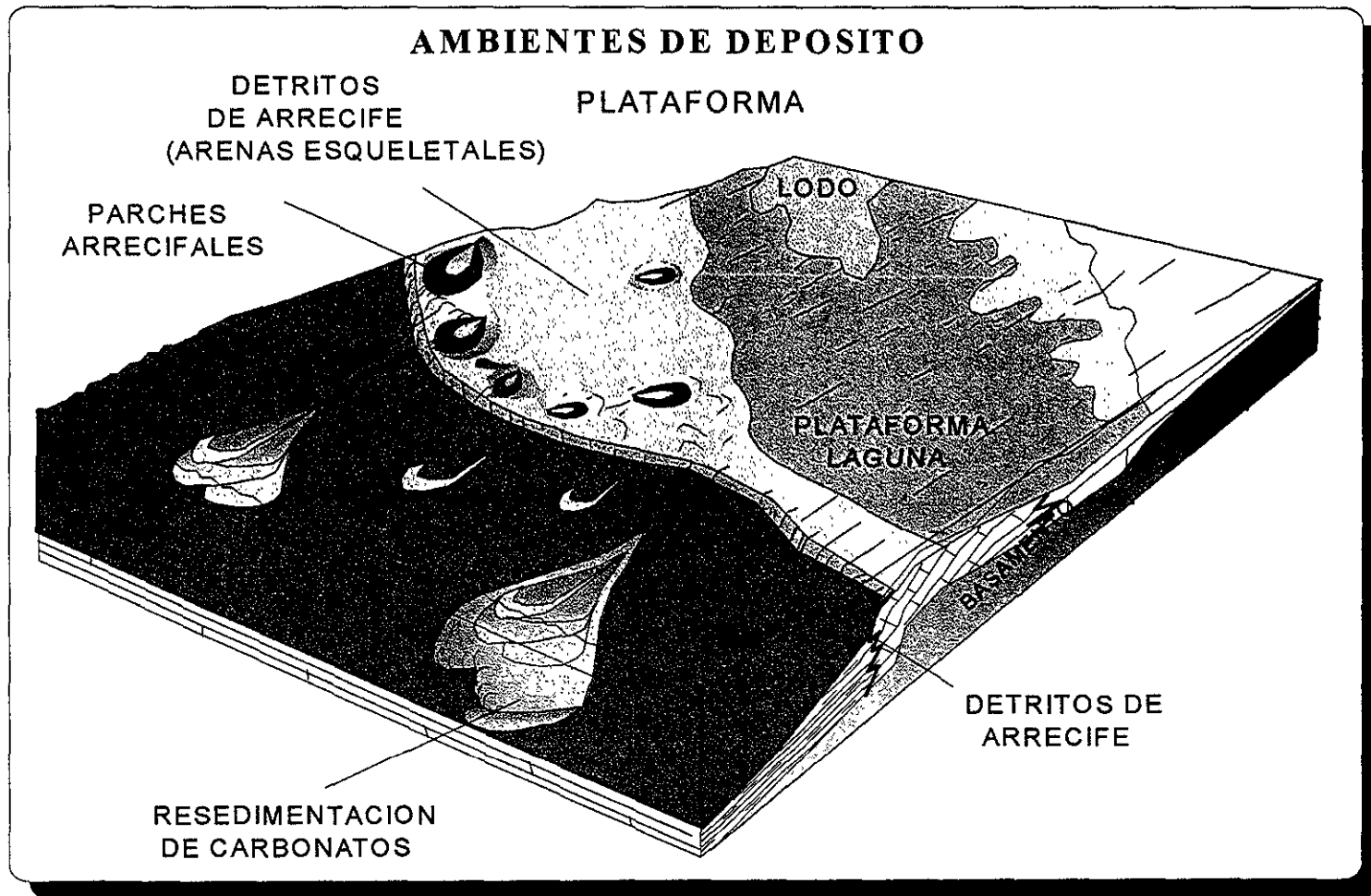


FIG-6

JURASICO SUPERIOR (KIMMERIDGIANO)



MODELO SEDIMENTARIO

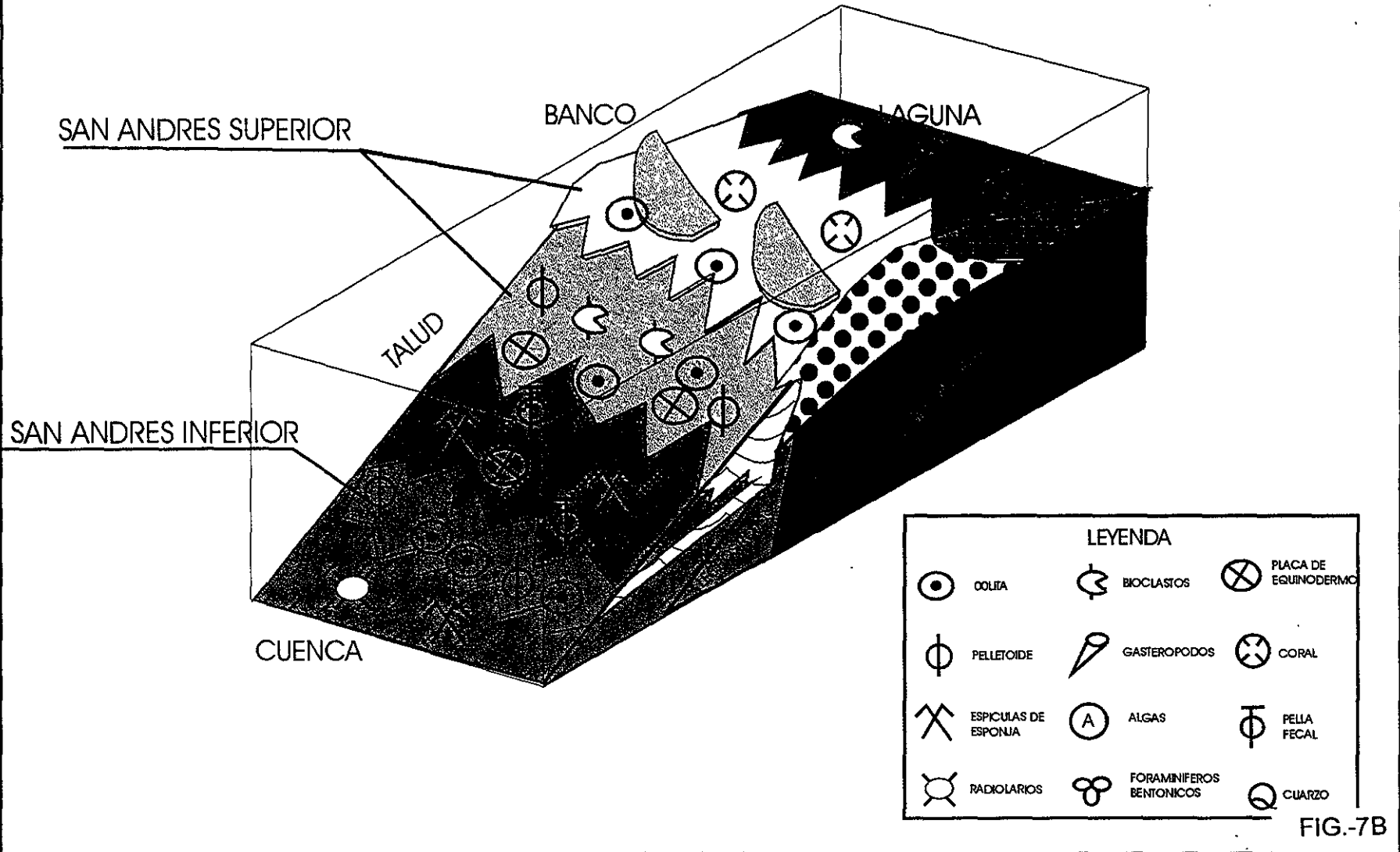


FIG.-7B

**CAMPO SAN ANDRES
POZOS SELECCIONADOS
REGISTROS COMPLETOS**

POZO SA		CURVAS DE REGISTROS GEOFISICOS										
333	RIL	NC	SP			NEUT	GR		DT	RHOB	CAL	
350	RIL	NC	SP	LLD	LLS	NEUT	GR	NPHI	DT	RHOB	CAL	
351	RIL	NL	SP			NEUT	GR		DT	RHOB	CAL	
355	RIL	NC	SP	LLD	LLS	NEUT	GR	NPHI	DT	RHOB	CAL	
358	RIL	NC	SP			NEUT	GR			RHOB		
360	MSFL		SP	LLD	LLS		GR	NPHI	DT	RHOB	CAL	
361	MSFL		SP	LLD	LLS	NEUT	GR	NPHI	DT	RHOB	CAL	
365	RIL	NC	SP	LLD	LLS	NEUT	GR	NPHI	DT	RHOB	CAL	
366			SP	LLD	LLS	NEUT		NPHI	DT			
371	RIL-MSFL	RSFL	SP	LLD	LLS	NEUT	GR	NPHI	DT	RHOB	CAL	
374	RIL	RSFL	SP	LLD	LLS	NEUT	GR	NPHI	DT	RHOB	CAL	

**CAMPO SAN ANDRES
POZO CON
ANALISIS PETROFISICO**

POZO	FECHA DE ANALISIS (DD-MM-AA)	INTERVALO ANALIZADO (MD)	NUCLEOS ANALIZADOS	PROPIEDADES PETROFISICAS
47	1/09/61	3185-3219	5	P,K,Pc
71	1/02/66	3136-3185.5	5	P,K,Pc,F
135	1/10/61	3142-3200	4	P,K,Pc
142	1/07/60	3230.9-3271.5	6	P,K,Pc
162	1/12/61	3173-3228.5	4	P,K,Pc
255	1/12/66	3066-3112.5	8	P,K,Pc,F
342	1/02/81	3140-3205	9	P,K,Pc,F,I
346	1/05/83	3181-3305.4	10	P,K,Pc,F,I
350	1/01/83	3185.3-3265.1	8	P,K,Pc,F,I
351	1/03/82	3261-3311.5	4	P,K,Pc,F,I
355	1/05/84	3211.3-3280.2	8	P,K,Pc,F,I
356	1/04/84	3209-3405	9	P,K,Pc,F,I
359	1/06/84	3154-3229	8	P,K,Pc,F,I
361	1/07/85	3117-3203	11	P,K,Pc,F,I
365	1/06/84	3245-3278	2	P,K,Pc,F,I
366	1/06/84	3301-3309	1	P,K,Pc,F,I
371	1/03/87	3137-3265	8	P,K,Pc,F,I
374	1/04/87	3198-3268	9	P,K,Pc,F,I

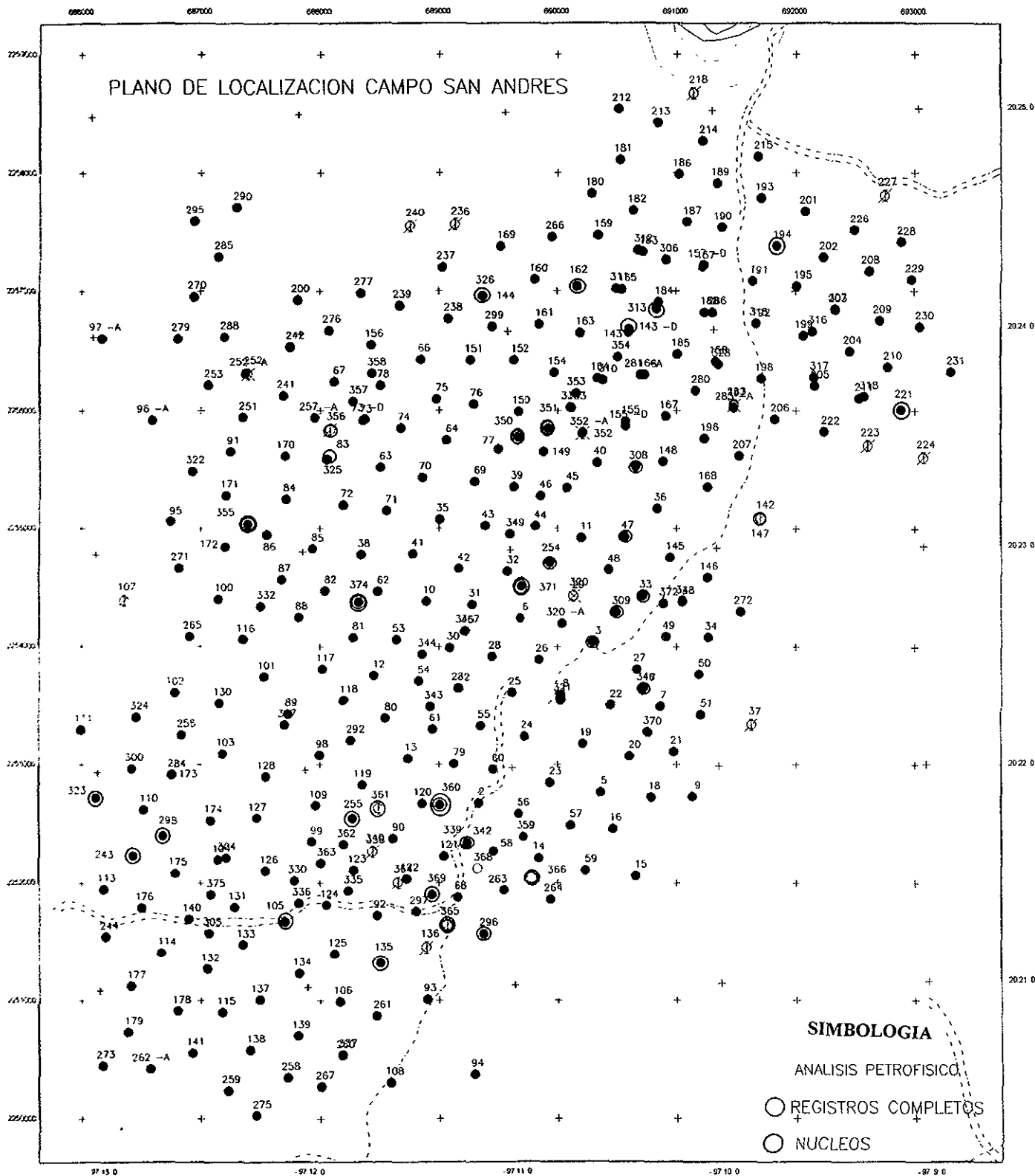


FIG.-8

III.- YACIMIENTOS

3.1.- Mecánica del Yacimiento

Originalmente el yacimiento se encontraba altamente bajo saturado con una presión original de 467.7 kg./cm^2 en el área de San Andrés. Esto originó que inicialmente la expulsión de aceite fuera ocasionada por la compresibilidad de la roca y la expansión de los fluidos almacenados; en las áreas donde la presión del yacimiento declinó, por efecto de la explotación, a una presión inferior a la de saturación, se presentó el mecanismo de producción por empuje del gas disuelto liberado.

Actualmente en el área de San Andrés la mecánica de producción es muy compleja, ya que simultáneamente actúan 4 mecanismos: la compresibilidad de la roca y la expansión de los fluidos contenidos, el empuje del gas disuelto liberado, una *entrada natural de agua* y un desplazamiento por inyección de agua.

Yacimiento de empuje combinado

El mecanismo bajo el cual producen este yacimiento es una combinación de dos o más de los cuatro tipos de empuje discutidos previamente. Entonces, se habla de un yacimiento de empuje combinado cuando actúan en él dos o más mecanismos de producción simultáneamente.

En general en un yacimiento se tienen actuando varios mecanismos de producción en forma simultánea. Sin embargo, cuando uno de estos mecanismos es el que influye más en la producción y los otros contribuyen muy levemente, el yacimiento se refiere como si estuviera operando bajo un solo mecanismo.

Dos posibles combinaciones de mecanismos de producción son:

- a).- Gas disuelto y empuje de agua reducido.
- b).- Gas disuelto con una capa de gas pequeña y entrada de agua reducida.

En estas dos combinaciones también se puede tener el efecto de segregación gravitacional.

Las características generales de un yacimiento que produce por empuje combinado son las siguientes:

- a).- Declinación relativamente rápida de la presión.
- b).- Agua entrando lentamente al yacimiento.
- c).- Si tiene una capa de gas, los pozos localizados en posiciones estructuralmente altas del yacimiento presentarán relaciones gas-aceite (RGA) crecientes.

La recuperación final en un yacimiento de empuje combinado es generalmente mayor que la recuperación de un yacimiento de empuje por gas disuelto, pero menor que la de un yacimiento de empuje de agua o de capa de gas. La recuperación que se puede obtener de estos yacimientos depende del grado en que sea posible reducir el efecto de la recuperación por gas disuelto.

3.2.- Datos Generales

Respecto a las propiedades petrofísicas de la roca, PVT de los fluidos y algunos parámetros de tipo general se resume lo más importante:

Área (km ²)	38.36
Espesor promedio neto, h (m)	40
Porosidad (%)	16
Saturación inicial de agua, S _{wi} (%)	23
Saturación residual de aceite, S _{or} (%)	35
Permeabilidad absoluta, k (md)	10
Temperatura de yacimiento, T _y (C)	119
Presión inicial de yacimiento, P _i (kg/cm ²)	462
Presión de saturación de aceite, P _b (kg/cm ²)	177
Nivel medio de referencia (mbnm)	3070
Viscosidad del aceite a P _b , T _y (cp)	0.62
Viscosidad del aceite a c.a. (cp)	12.5
Densidad del aceite a P _b , T _y (gr/cm ³)	0.708 (68 API)
Densidad del aceite a c.a. (gr/cm ³)	0.865 (32 API)
Factor de volumen del aceite(m ³ /m ³)	1.338
S.G (aire = 1)	0.873
Salinidad del agua de formación (ppm)	100000

IV.- PETROFÍSICA

4.1 .- Identificación del tipo de roca

Para poder definir los tipos de litología presentes en el yacimiento se realizaron algunas gráficas donde se correlacionó la porosidad del núcleo (phynucleo) vs porosidad del registro (phylog) de toda la base de datos figura 9. Posteriormente se discriminaron por rangos de porosidad y se establecieron 5 zonas las cuales corresponden a cuerpos estratigráficos con predominancia de un tipo de litología

Cabe aclarar que cada una de las zonas identificadas corresponden a un cuerpo estratigráfico de un intervalo de porosidad fijo, aún cuando litológicamente se trata de una interestratificación de diferentes litologías, una de estas litologías predomina sobre las demás; lo cual se pudo apreciar tanto en los registros de los pozos, como al revisar las laminas delgadas en el microscopio petrográfico figura 10.

Tipo de roca.

En el presente estudio se utiliza el término "tipo de roca" para definir un cuerpo estratigráfico caracterizado por su porosidad y características litológicas similares, se definieron 5 tipos de roca dentro de la formación San Andrés, esos tipos de roca se distinguen por las variaciones en la proporción de volúmen de tipos de porosidad como también por la variación litológica.

Tipo de roca 1

Son rocas constituidas por mudstone pobremente clasificado y se caracteriza por un pobre desarrollo de porosidad carece de una interconexión efectiva y por lo tanto presenta baja permeabilidad. La capacidad de almacenamiento de estas rocas es muy baja y les falta más permeabilidad para contribuir a la producción de fluidos. Se considera que estas rocas actúen como sello de permeabilidad vertical en la migración de fluidos dentro del yacimiento, figura 11.

Tipo de roca 2

Son rocas constituidas por mudstone-wackestone pobremente clasificados y se caracterizan por un pobre desarrollo de porosidad. Son rocas con alternancia parcial de la calcita microespática, los poros no tienen una interconexión efectiva y por lo tanto representa baja permeabilidad. La capacidad de almacenamiento de estas rocas es muy baja, faltando más permeabilidad para contribuir a la producción de fluidos. Se considera que estas rocas actúen como sello de permeabilidad vertical en la migración de fluidos dentro del yacimiento figura 11.

Tipo de roca 3

Son rocas constituidas de wackestone-packstone, donde el sistema de poro de estas rocas está dominado por el desarrollo de poros dentro de los granos micritizados y capas de micrita, las cuales son alternancias de la calcita microespática durante la diagénesis. El sistema de microporos de estas rocas no es efectivo debido a que no están interconectados resultando muy baja formación de permeabilidad. La permeabilidad se encuentra reducida debido a la cementación entre partículas o porosidades por disolución existente dentro de esas rocas las rocas de tipo 3 tienen un potencial de almacenamiento en gran parte dentro de la porosidad pero no contribuyen significativamente a la producción de fluidos debido a la baja permeabilidad figura 11.

Tipo de roca 4

Las rocas tipo 4 son packstone que están dominados de pequeños poros interparticulares con una pobre interconexión a través de pequeños poros dentro del cemento. La porosidad de granos micritizados ("microporos") son alteraciones de la microespática durante la diagénesis. La falta de desarrollos de porosidad por disolución en estas rocas provoca una reducción en el volumen de poros y capacidad de almacenamiento en relación al tipo de roca 5. La permeabilidad es también moderada en comparación con la roca 5 debido a que existe más cementación de calcita en los poros figura 12.

Tipo de roca 5

El tipo de roca 5 son grainstones que se caracterizan por un buen desarrollo de porosidad por disolución e interparticular extensamente desarrollados.

La porosidad intercrystalina existe pero es menos común que la porosidad por disolución e interparticular. Estas rocas tienen un sistema de poro capaz de almacenar y producir fluidos en un alto porcentaje, constituyendo las rocas de alta calidad del yacimiento dentro de la Formación San Andrés figura 12.

4.2.- Definición de los medios porosos

El tipo de poro y la permeabilidad en carbonatos son variables y la relación se extiende a la textura de depósito y fábrica diagenética.

El tipo de poro puede ser distinguido sobre las cuencas en criterios de textura (intercrystalina ó interparticular), estos números de descripciones básicas del tipo de poro pueden ser reconocidos.

Un aprovechamiento de la interpretación es el grupo de varios yacimientos genéticamente relacionados por referencia a los procesos que son directa o indirectamente responsables para el origen de el tipo de poro predominante.

1. - Porosidad primaria residual o porosidad interparticular (espacio de poro adquirido durante la sedimentación y parcialmente preservado).
2. - Porosidad por disolución (espacio poroso adquirido durante la diagénesis por solución).
3. - Porosidad creada por un resultado de cambio de volumen durante el reemplazamiento mineral (dolomitización).
4. - Porosidad por fracturas diagenéticas (fracturas durante la diagénesis o un resultado de la diagénesis) .
5. - Porosidad tectónica fracturas (fracturas durante la deformación tectónica).
6. - Porosidad compuesta (combinación de dos o más procesos).

Una interpretación del origen del espacio poroso requiere entender detalladamente de la depositación y diagénesis, textura y una apreciación del tipo de grano, mineralogía, estructura sedimentaria y estructura diagenética. La predicción de la distribución de porosidad es limitada a entender el origen genético de varios tipos de yacimientos. Algunas combinaciones de depósito y/o procesos diagenéticos pueden ser la preservación o creación de espacio poroso en carbonatos.

Para poder definir los tipos de porosidad presentes, primero se realizaron gráficas por núcleo de los 3 tipos de porosidad del registro que serían: porosidad neutrón (PHYN), porosidad dt (PHYDT), porosidad densidad (PHYD), contra la porosidad del núcleo de análisis petrofísico figura 13.

La correlación de las 3 gráficas por núcleo muestra que las lecturas de porosidad del registro se encuentran desplazadas con respecto a la porosidad de núcleo.

Esto se debe fundamentalmente a los principios de medición de cada una de las herramientas. El registro neutron mide el contenido de hidrogeno en la formación principalmente en la estructura molecular de los fluidos que contiene, sea en forma de agua ó hidrocarburos. El registro de densidad, el principio de medición es un bombardeo de rayos gamma a la formación por medio de fuentes especiales y se producen tres tipos de interacciones a nivel atomico: a) Producción par b) Dispersión Compton c) Efecto Fotoelectrico. El registro acustico mide el dt, tiempo de transito de la formación, la herramienta de registro consiste en un generador de sonido y uno ó dos receptores localizados en el cuerpo de la sonda, el pulso generado viaja atravez del lodo, del cuerpo de la sonda y de la formación al receptor los factores que afectan la respuesta son 1) Condiciones del agujero 2) Características de las formaciones y fluidos que contiene 3) Características de la sonda.

Por lo que se calculó la porosidad total (phyt), que es la porosidad total calculada a partir de los 3 registros de porosidad y con esta (phyt) calibrar la porosidad del

registro contra la porosidad del núcleo aunque también se puede usar la porosidad total (phydn), (J.A.Burke et al., 1969).

Para poder determinar el tipo de porosidad presente en la formación se realizaron unas graficas cross-plot por núcleo, donde se grafica "phyt" vs "phydn", la porosidad primaria esta representada por "phydt" y la porosidad total se representa por "phydn" ó "phyt", de esta manera en el cross-plot se traza una linea diagonal entre las dos porosidades y esto va a representar el porcentaje de porosidad primaria y la porosidad secundaria figura 14.

En el caso de que la porosidad fuera secundaria se utilizo un grafico cross-plot, donde se correlaciona la "phydn" porosidad densidad-neutron vs "m" exponente de cementación, para poder definir si son fracturas ó disolución de carbonatos, microdisolución ó mixto figura 15, (J.C.Rasmus 1983).

Fracturas:

Cuando los materiales están afectados por fallas siempre es indispensable realizar el estudio cartográfico y geométrico de estas fallas.

En efecto la observación muestra que la fracturación se produce siempre a todas las escalas, así por ejemplo si existe una falla con un salto y en particular cm. o dcm. que son representativos de la deformación en conjunto además se puede observar sobre cada fractura toda una serie de detalles que frecuentemente es indispensable conocer para saber de que tipo de falla se trata.

Las fallas y fracturas de acuerdo a su comportamiento hidrodinámico son:

- Impermeables
- Semipermeables
- Conductivas

Para obtener un control de las fracturas se realizaron gráficas por núcleo de la kh vs phynucleo, kv vs phynucleo, kh vs kv.

Donde:

Kh es permeabilidad horizontal

Kv es permeabilidad vertical

Phynucleo es porosidad de núcleo

Esta información es tomada de analisis de núcleos de Laboratorio de Petrofísica

De los graficos *cross-plot* de kh vs phy núcleo se puede observar si la kh es constante y la phy núcleo varia esto nos indica la presencia de cavernas de disolución, pero si la phy núcleo es constante y la kh varia en forma vertical esto nos indica la presencia de fracturas en sentido horizontal figura 16.

En la grafica *cross-plot* de kv vs phy núcleo se realizó la consideración anterior pero ahora en sentido vertical, si la kv es constante y la phy núcleo varia nos indica la

presencia de cavernas de disolución, pero si la kh núcleo es constante y la kv varía en sentido vertical nos indica la presencia de fracturas en sentido vertical figura 17.

Las gráficas cross-plot de kh vs kv , permitió establecer el sentido del fracturamiento en forma vertical y horizontal observando si existe fracturamiento con inclinación figura 18.

Con los registros se estimó el índice de fracturamiento, una vez que se calculó la porosidad total "PHYT" se restó la "PHYDT" y esta representa la porosidad en matriz, porosidad primaria.

$PHYT - PHYDT = \text{Porosidad Secundaria}$

La porosidad secundaria va a relacionarse con las fracturas y cavernas de disolución. En el pozo SA-374 se anexa la gráfica de fracturas calculada a partir de registros figura 19.

Disolución

Las calizas del campo San Andrés son particularmente depósitos de bancos de arenas carbonatadas y crecimientos orgánicos y muestran evidencias de disolución postdeposicional. El grado de lixiviación después del depósito da como resultado un considerable aumento de la porosidad de algunos grainstone. La lixiviación de conchas de composición aragonítica ocurre durante una diagenesis temprana por aguas dulces meteóricas antes de un sepultamiento profundo. La porosidad por disolución aparece cuando la fábrica selectiva ha sido afectada largamente por sedimentos que contienen materiales aragoníticos (incluyendo algas verdes fragmentos cubiertos por algas y algunos fragmentos de braquiópodos). Solamente una menor cantidad de lixiviación ocurre en granos que fueron sometidos a una micritización temprana, esto incluye intraclastos, peloides, oolitas y espinas de equinodermos.

Otro de los parámetros que es de vital importancia para evaluar un yacimiento que contenga fluidos es la porosidad. Existen en la actualidad tres herramientas que funcionan bajo diferente principio físico para determinar la porosidad como se mencionó anteriormente.

- Sónico de Porosidad
- Neutrón
- Densidad

El hecho de que se obtengan tres valores de porosidad es que las herramientas responden no solo a la porosidad, sino también al tipo de matriz y a los fluidos que contiene la roca, principalmente cuando hay gas.

El uso que se le da al registro sónico aparte de obtener la porosidad, es detectar presencia de porosidad secundaria y minerales pesados.

El registro mide el menor tiempo que requiere una onda compresional para recorrer verticalmente un pie de longitud a través de la roca adyacente a la pared del pozo. La unidad de medida es el tiempo de tránsito (microsegundos / pie) y puede relacionarse con la porosidad cuando se conoce la litología. El registro no mide directamente la porosidad, ésta se obtiene a partir de la relación empírica desarrollada por Wyllie

Algoritmos para calculo de porosidad donde:

Donde :

$$\phi \Delta t = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Δt es el tiempo de tránsito del registro

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz (cuando tiene $\phi = 0$)

$$\Delta t_f = 189$$

Δt_f es el tiempo de tránsito del fluido .

$$\Delta t_{ma} = 47.5$$

El registro de densidad, mide la densidad volumétrica de la formación a partir de la detección de rayos gamma producidos por Efecto de Compton. Con este registro se puede obtener la porosidad de la siguiente relación.

Donde:

$$\phi DN = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

ρ_b es la densidad obtenida del registro

ρ_{ma} es la densidad de la matriz (cuando la formación no tiene porosidad)

$$\rho_{ma} = 2.71$$

ρ_f es la densidad del fluido

$$\rho_f = 1$$

El registro de neutrones mide la habilidad de las formaciones de atenuar el paso de neutrones a través de estas. Es una medida del contenido de hidrógeno que puede estar presente en forma de agua ó aceite.

$$\phi ND = (PHYD + PHYN) / 2$$

ϕn = Leída en % directo de registro

Fracturas:

$$\phi_{sec} = \phi \Delta t - \phi ND$$

$$\phi_{sec} = \phi n - \phi DN$$

Calculo de porosidad primaria

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + V_1 \Delta t_{ma1} + V_2 \Delta t_{ma2} + V_3 \Delta t_{ma3}$$

$$\rho b = \phi \rho_f + V_1 \rho_{ma1} + V_2 \rho_{ma2} + V_3 \rho_{ma3}$$

$$\phi n = \phi (\phi n)_f + V_1 (\phi n)_{ma1} + V_2 (\phi n)_{ma2} + V_3 (\phi n)_{ma3}$$

$$1 = \phi + V_1 + V_2 + V_3$$

Donde:

ϕ = porosidad fracción

V = volumen fracción

1,2,3 = relativo a los minerales

Coefficientes de fluidos para varios tipos de porosidades

<i>fluidos</i>	Δt_f	ρ_f	$(\phi n)_f$
Porosidad primaria			
Agua dulce	189	1.00	
Agua salada	185	1.00	1.00
Porosidad secundaria			
Dolomia Agua dulce	43.5	1.00	1.00
Agua salada		1.10	
CaCO3 Agua dulce	47.6	1.00	1.00
Agua salada		1.10	

4.3.- Normalización de Registros.

El principal objetivo de este estudio ha sido el desarrollo de técnicas que integran los resultados de los estudios de núcleos (información geológica con datos petrofísicos y datos de registros). Los modelos de roca - registro podrían ser aplicados en un futuro en pozos que no tienen núcleos y que serán calibrados a partir de los datos de núcleos, tales calibraciones son requeridas dentro de la Formación San Andrés por las siguientes razones:

- Debido al sistema de poro complejo que presentan las rocas (por diagenesis) hay una pobre correlación entre porosidad y permeabilidad, de esta forma la evaluación basada en datos de porosidad es difícil, los registros son la única forma para determinar las variaciones de permeabilidad dentro de los carbonatos del campo San Andrés.
- Lo complejo de la geometría del poro, el efecto inmóvil de la saturación de aceite residual (frecuentemente mayor del 30%) y las propiedades eléctricas de la roca (a,m,n) el uso normal de los valores de propiedades electricas en el cálculo de Sw podrían tener una falsa interpretación y un rendimiento pesimista, las mediciones de las propiedades eléctricas son necesarias para afinar las suposiciones hechas por la interpretación de los registros.

En esta parte del estudio se presenta una parte del método para el cálculo de permeabilidad absoluta y para la identificación petrofísica de tipos de roca un refinamiento en la interpretación de los registros en el campo San Andrés pueden estar basados sobre la distinción petrofísica de los tipos de roca de datos de registro de pozo y de la integración derivada de propiedades eléctricas de núcleos, y datos específicos de permeabilidad - porosidad para cada tipo de roca.

Se realizaron gráficas *cross-plot* para ver las variaciones de la porosidad del registro vs porosidad del petrofísico de núcleo, figura 13.

Observando que la porosidad tomada de los registros densidad, sónico, neutrón varía con la porosidad del petrofísico, por lo que se tomaron los tres datos de porosidad del registro y se generó una porosidad total.

Una vez que se definieron los medios porosos se paso a normalizar el registro, el cálculo de la porosidad total (phyt) contra la porosidad del núcleo de análisis petrofísico muestra un desplazamiento de aproximadamente 2% menor que la porosidad del registro con respecto a la porosidad del núcleo.

El Coeficiente de Correlación (r) entre las dos porosidades es bueno ajustando con el tipo de litología.

$$r = \frac{SS_{xy}}{\sqrt{SS_{xx}SS_{yy}}}$$

El coeficiente de correlación es muy variado y depende básicamente de la litología por lo que había que normalizar el registro para tener una correlación confiable entre la porosidad del registro y la porosidad del núcleo y que el coeficiente de correlación fuera lo más aceptable posible y fuera bueno para tener un parámetro confiable de correlación.

Se aplicó un método de regresión lineal para ajustar la porosidad del núcleo y la porosidad del registro (Ti Guangming et al., 1992) ecuaciones anexas en la parte de estadística.

4.4.- Cálculo de permeabilidad

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que un fluido puede desplazarse en una formación mediante un gradiente de presión. Para ser

permeable, una roca debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, fisuras o fracturas). Por lo general a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, aunque esto no siempre sucede. El tamaño, la forma y la continuidad de los poros, así como la porosidad influyen en la permeabilidad de la formación.

La relación entre la porosidad - permeabilidad ha sido derivada de los resultados de los análisis de "tapones", se realizaron *cross-plot* de todos los datos de porosidad - permeabilidad, la dispersión de permeabilidad para una porosidad determinada es una función de la ocurrencia de varios tipos de roca diferente, con diferente estructura de poros, la relación de porosidad y permeabilidad se hace mas coherente si se muestra por tipo de roca.

Para poder estimar la permeabilidad, se tomó la información de análisis petrofísico (laboratorio) datos por núcleo de porosidad, permeabilidad horizontal (k_h) y permeabilidad vertical (k_v), elaborando una correlación de gráficas de k_h vs ϕ , y k_v vs ϕ , k_h vs k_v , observando de acuerdo a las gráficas de pozos anexas la presencia de cavernas de disolución en algunos núcleos por las permeabilidades bajas y las porosidades que varían de bajas a altas.

Se realizó una regresión lineal para ajustar los datos de porosidad y permeabilidad, de esta manera en función de la porosidad del registro corregida estimar la permeabilidad horizontal como la variable dependiente, de la misma forma se estimó la permeabilidad vertical k_v correlacionando la permeabilidad horizontal vs permeabilidad vertical tomando la k_v como la variable dependiente.

Usando un método estadístico para calcular el coeficiente de correlación R, intervalos de confianza, y desviación estandard, eliminando los valores que no podían correlacionarse, las tablas para el cálculo estadístico se anexas y de esta manera se estimaron la ecuaciones para el cálculo de porosidad corregida, permeabilidad horizontal y permeabilidad vertical ecuaciones en tabla anexa.

Existen otras formas de calcular la permeabilidad a partir de registros de pozos

Con base en la expresión general de Wyllie y Rose, varios investigadores han propuesto distintas relaciones empíricas con las que se puede estimar la permeabilidad a partir de la porosidad y la saturación de agua irreductible derivadas del registro de pozos.

Tixier

$$k^{1/2} = 250 \frac{\phi^3}{S_{wi}}$$

Timur

$$k^{1/2} = 100 \frac{\phi^{2.25}}{S_{wi}}$$

Coates-Dumanoir

$$k^{1/2} = \frac{300}{w^4} \frac{\phi^w}{S_{wi}^w}$$

Coates

$$k^{1/2} = 100 \frac{\phi^2 (1 - S_{wi})}{S_{wi}}$$

Donde:

S_{wi} es Saturación de agua irreductible

K es permeabilidad (en md.)

ϕ es porosidad

W es un parámetro de textura relacionado con los exponentes de cementación y saturación.
 $w \approx m \approx n$

(Schlumberger et al., 1990).

La elaboración de los perfiles de permeabilidad se basó en la discriminación del tipo de roca, una vez marcado el tipo de roca en los registros, quedaron bien definidos también los rangos de porosidad.

Los resultados de las ecuaciones de la parte estadística para calcular por tipo de roca la porosidad normalizada, permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical, se aplicaron para cada tipo de roca definida en el registro, y de esta manera obtener un perfil de permeabilidad horizontal y permeabilidad vertical para cada pozo.

4.5.- Método Estadístico

Consideremos que es necesario realizar una calibración de los datos de porosidad del núcleo (PHYN) a través de la porosidad del registro (PHYLOG), como también de las permeabilidad horizontal (K), y vertical (KV) que se realizarán con la porosidad del registro y la permeabilidad horizontal respectivamente. Esto es con el objeto de normalizar los datos para que estos coincidan con los datos tomados del laboratorio de Petrofísica a temperatura y presión de yacimiento.

Para realizar lo anterior se procedió primeramente con la asociación de PHYN vs PHYLOG y suponemos que la relación entre ellas es de tipo lineal ya que se esta

midiendo lo mismo con dos métodos distintos. Sin embargo la relación lineal es disfrazada por la existencia de diferentes rangos de porosidad que corresponden con la existencia de diferentes tipos de rocas como ya se señaló en la sección 4.1, así como errores experimentales en las mediciones realizadas.

Así mismo las asociaciones de K vs PHYN, y KV vs K también se pueden suponer de tipo lineal, Aunque las correlaciones entre estas variables sean bajas debido fundamentalmente a

- 1.- Porosidad secundaria por fracturamiento o disolución de carbonatos.
- 2.- Por comportamiento hidrodinámico de fallas y fracturas.

De acuerdo a lo mencionado se procedió a ajustar una línea recta para cada relación:

- 1.- PHYN vs PHYLOG
- 2.- K vs PHYN
- 3.- KV vs K

Tomando en cuenta que las variable independientes serían PHYLOG, PHYN y K respectivamente en cada recta ajustada. Este procedimiento será repetido según los 5 tipos de rocas presentes. Por lo que se realizaron 15 ajustes.

El método utilizado para esto fue el de "Mínimos Cuadrados" para una línea recta utilizando el paquete de computo denominado SPSS.

MODELO PROBABILISTICO DE LINEA RECTA.

$$y = \beta_0 + \beta_1 (x) + E$$

Donde y = Variable dependiente (variable que tiene que modelar)

x = variable independiente (variable que se usará como predictor de y).

E = Componente aleatorio de error.

β_0 = ordenada al origen de la recta es decir punto donde la recta corta o interseca al eje (y).

β_1 = pendiente de la recta, es decir la cantidad en que aumenta (ó disminuye) el promedio de (y) por cada cambio unitario en (x).

La variable independiente en el análisis de regresión es usada para predecir una variable respuesta (y).

Se han utilizado las letras griegas β_0 y β_1 para representar la ordenada al origen y la pendiente respectivamente en el. En cada caso, los símbolos representan parámetros de población con valores numéricos que necesitarán estimarse a través del análisis de regresión lineal.

Es útil imaginarse que el análisis de regresión es un procedimiento de cinco pasos:

1. - Suponer la forma que tiene el promedio $E(Y)$ (componente determinista del modelo).
2. - Reunir datos de muestra y utilizarlos para estimar los parámetros desconocidos del modelo.
3. - Especificar la distribución de probabilidad de E el componente aleatorio error y estimar cualesquiera parámetros desconocidos de esta distribución.
4. - Comprobar estadísticamente la adecuación del modelo.
5. - Cuando se quede satisfecho con la adecuación usar el modelo para la estimación de valores.

Cuando se está de acuerdo en que el modelo es adecuado, se usa para predecir y estimar cosas afines.

Las aplicaciones mas comunes de un modelo probabilístico para hacer inferencias se puede dividir en 2 categorías. La primera es el uso del modelo para estimar el valor promedio de (y) , $E(y)$, para un valor específico de (x) . La segunda aplicación del modelo es la predicción de un valor determinado para una (x) dada.

Existen varios paquetes estadísticos para computadoras que tienen programas de regresión en este caso se usó un paquete de los mas conocidos SPSS.

Para esto fue necesario discriminar la base de datos por tipo de roca y se realizó el análisis de regresión por tipo de roca como se muestra en los siguientes resultados.

Estos se emplearon para establecer las ecuaciones de el cálculo de porosidad normalizada, permeabilidad horizontal, y permeabilidad vertical para cada tipo de roca.

BASE DE DATOS GENERAL

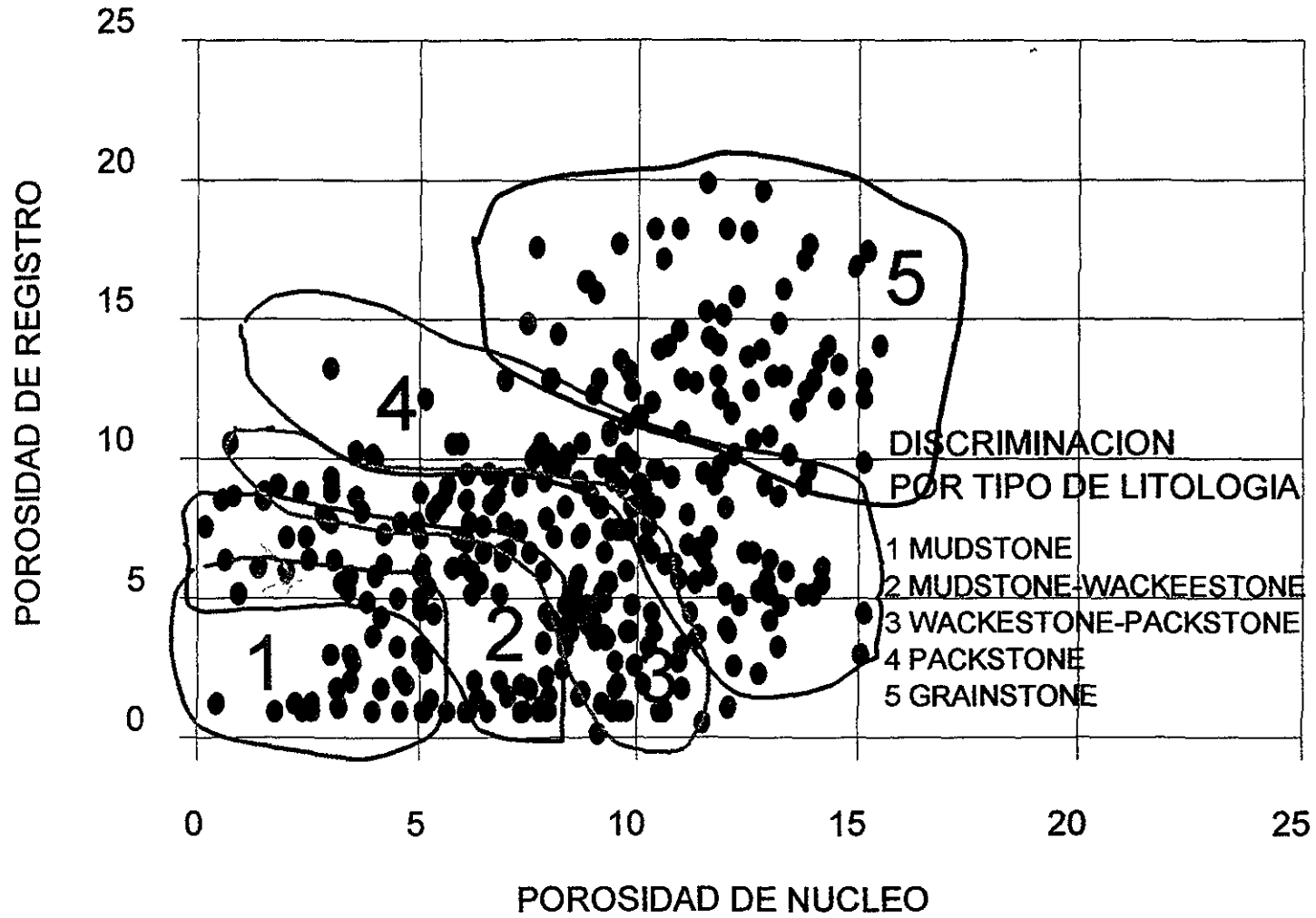


FIG.-9

POZO SAN ANDRES 366

IDENTIFICACION DE LOS TIPOS DE ROCA

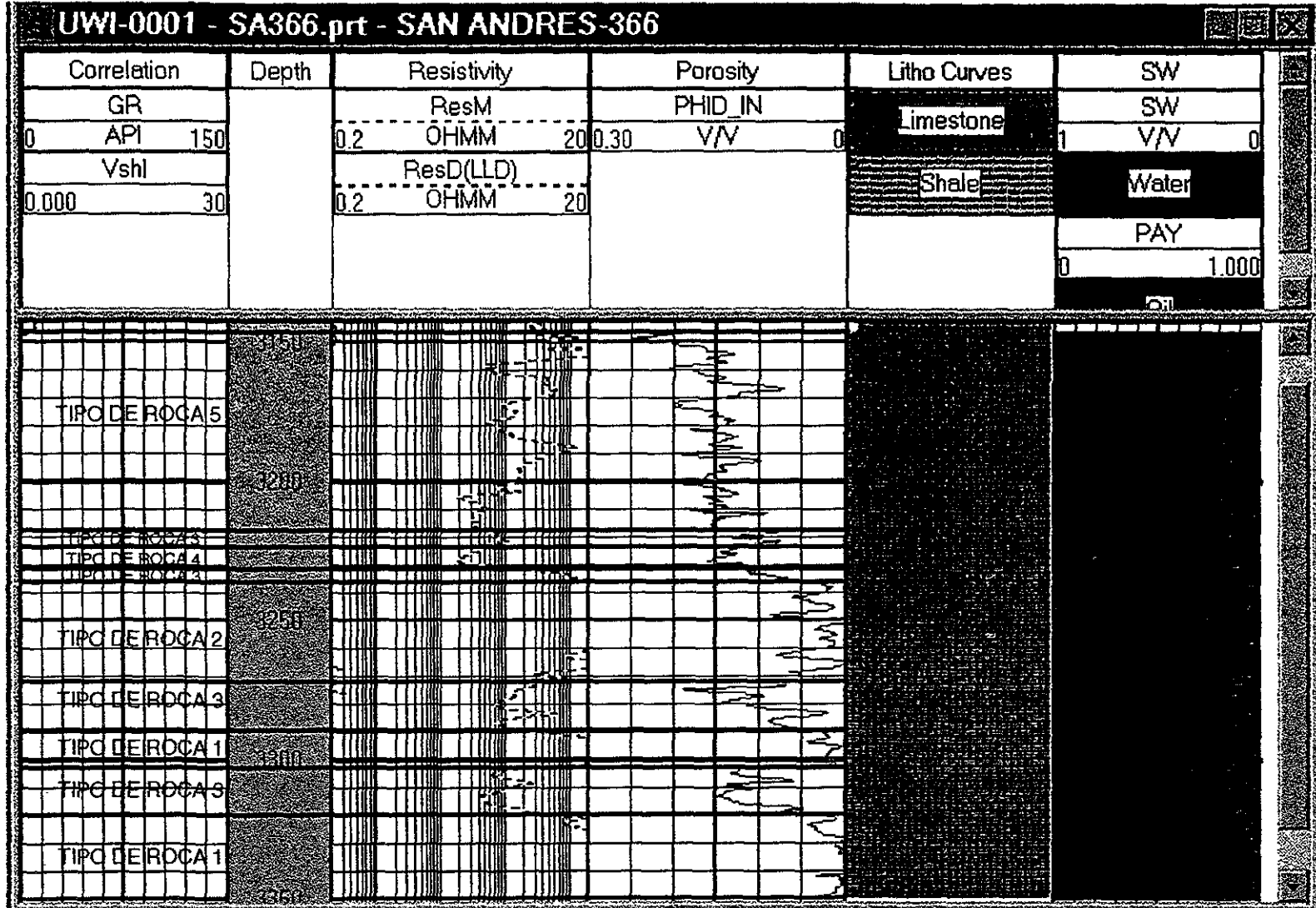
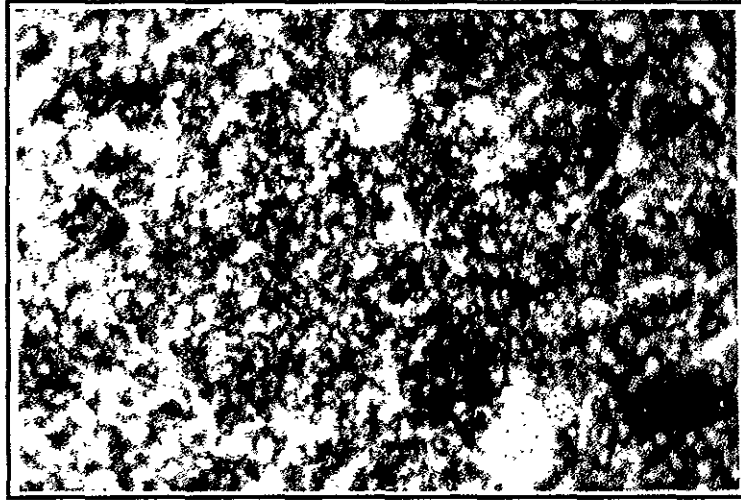
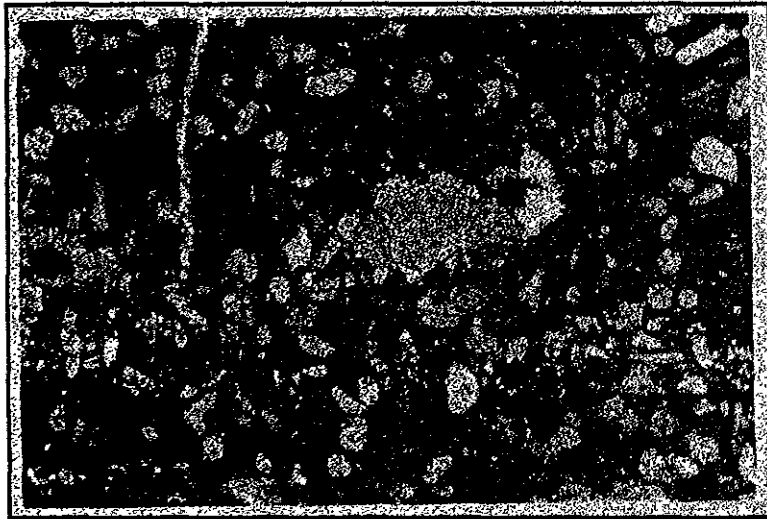


FIG.-10

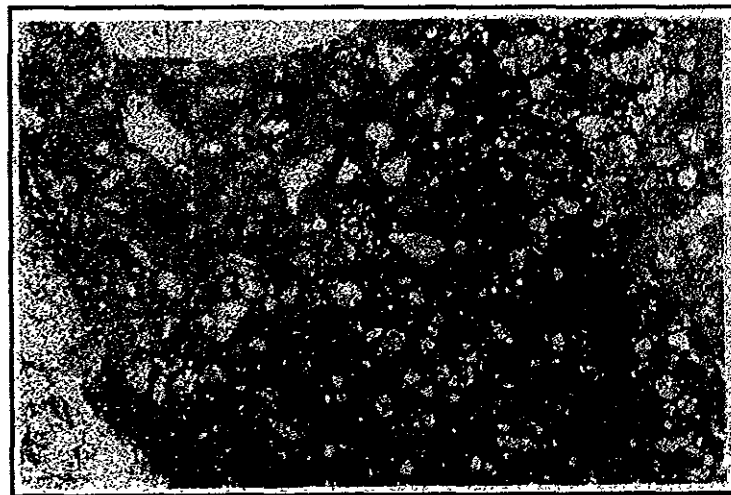
TIPO DE ROCA



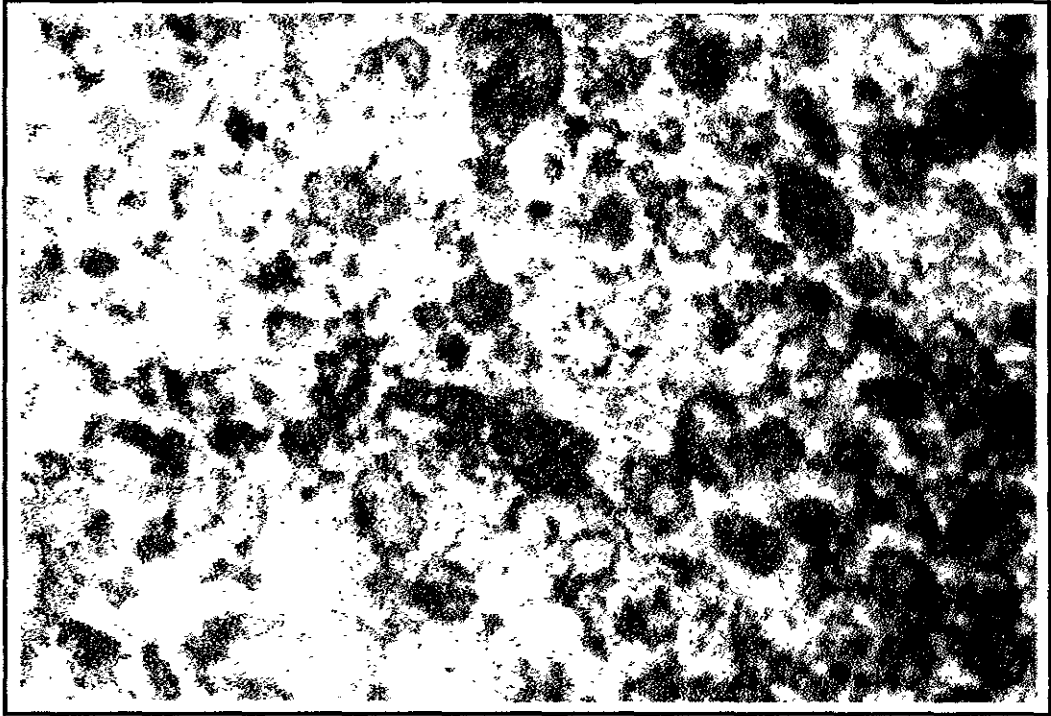
TIPO DE ROCA 1



TIPO DE ROCA 2



TIPO DE ROCA 3



TIPO DE ROCA 4



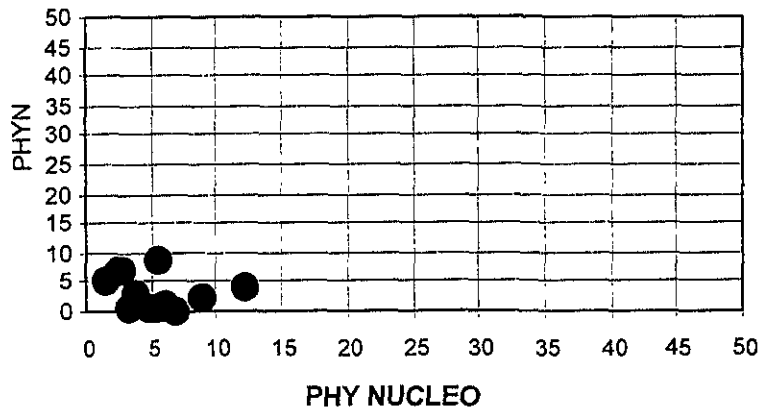
TIPO DE ROCA 5

POZO SAN ANDRES 371

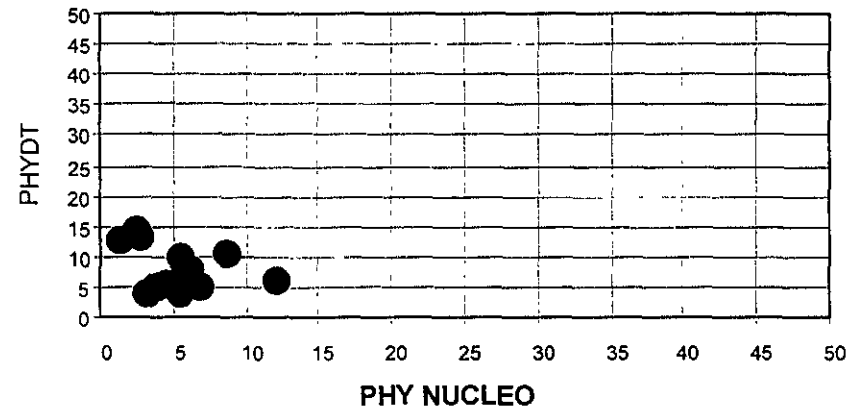
NUCLEO-4

GRAFICA DE POROSIDAD DE NUCLEO VS POROSIDAD DE REGISTRO

NPHY vs PHY NUCLEO



PHYDT vs PHY NUCLEO



PHYD vs PHY NUCLEO

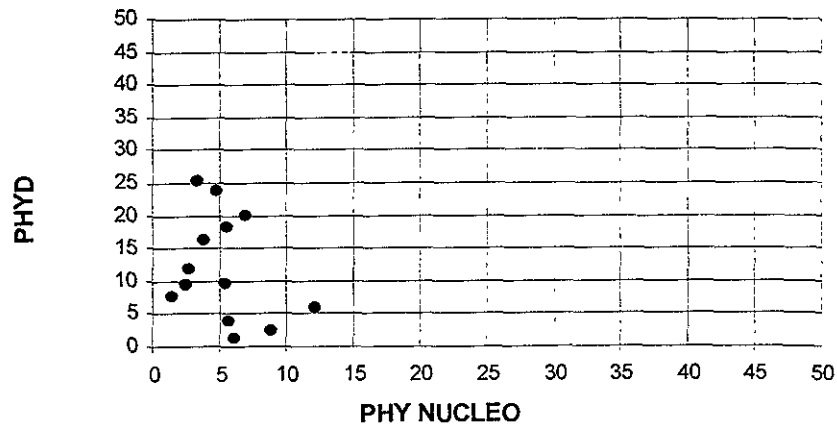
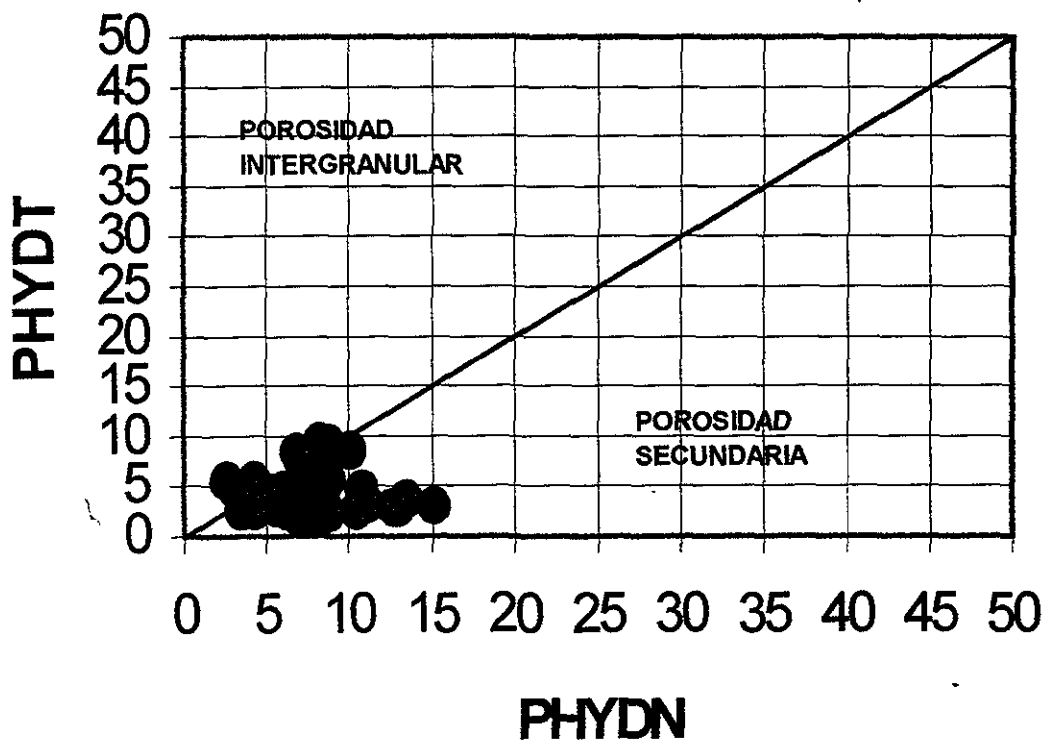


FIG.-13

**POZO SAN ANDRES 374
NUCLEO-2
(3204-3213)**

TIPOS DE POROSIDAD



N-2 DESCRIPCION

MUDSTONE CREMA , RECRISTALIZADO CON
PRESENCIA DE MICROARCILLAS RELLENAS
DE CRISTALES DE CALCITA.

FIG.-14

POZO SAN ANDRES 374
NUCLEO-2
(3204-3213)

TIPO DE POROSIDAD SECUNDARIA

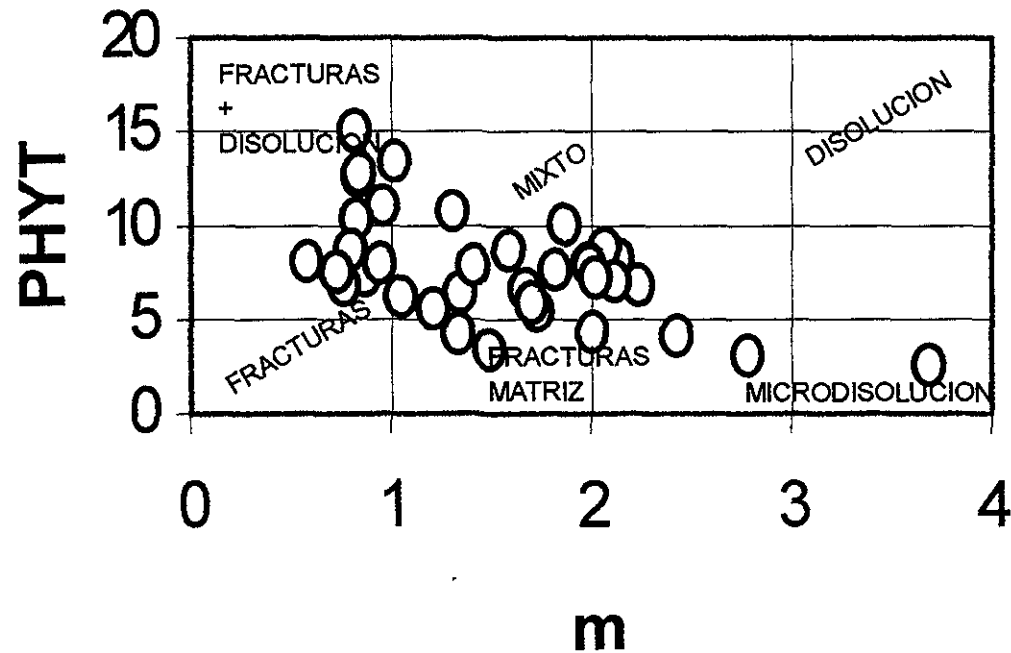


FIG.-15

SAN ANDRES 374

NUCLEO - 2

(3204-3213)

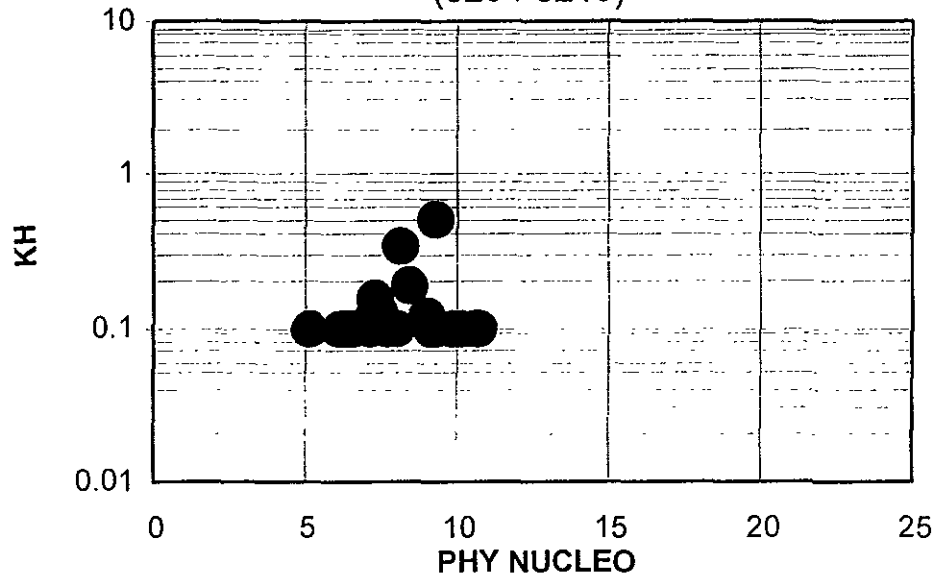


FIG.-16

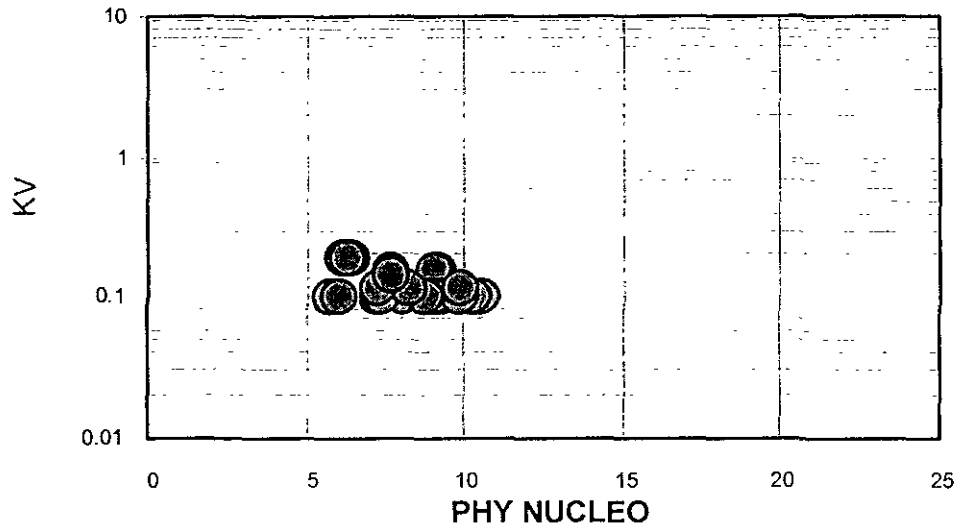


FIG.-17

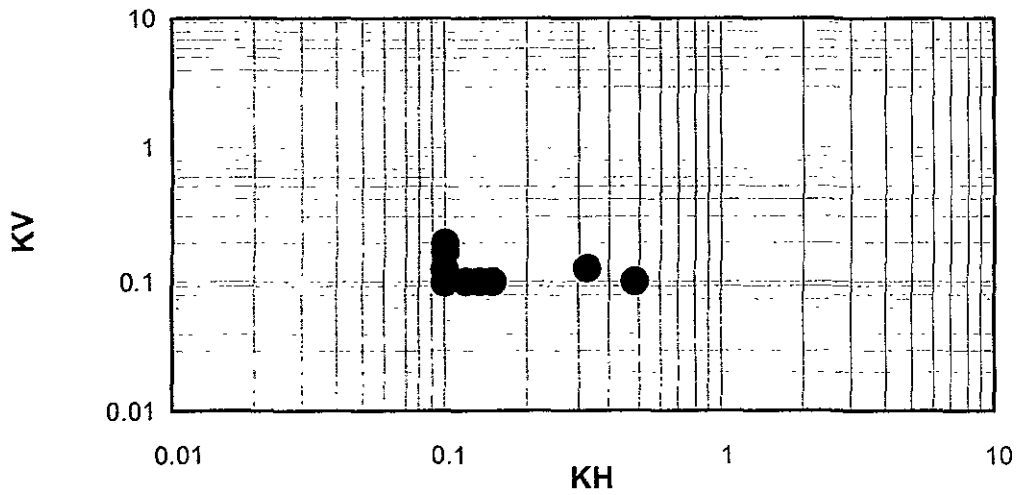


FIG.-18

POZO SAN ANDRES 374

FRACTURAS

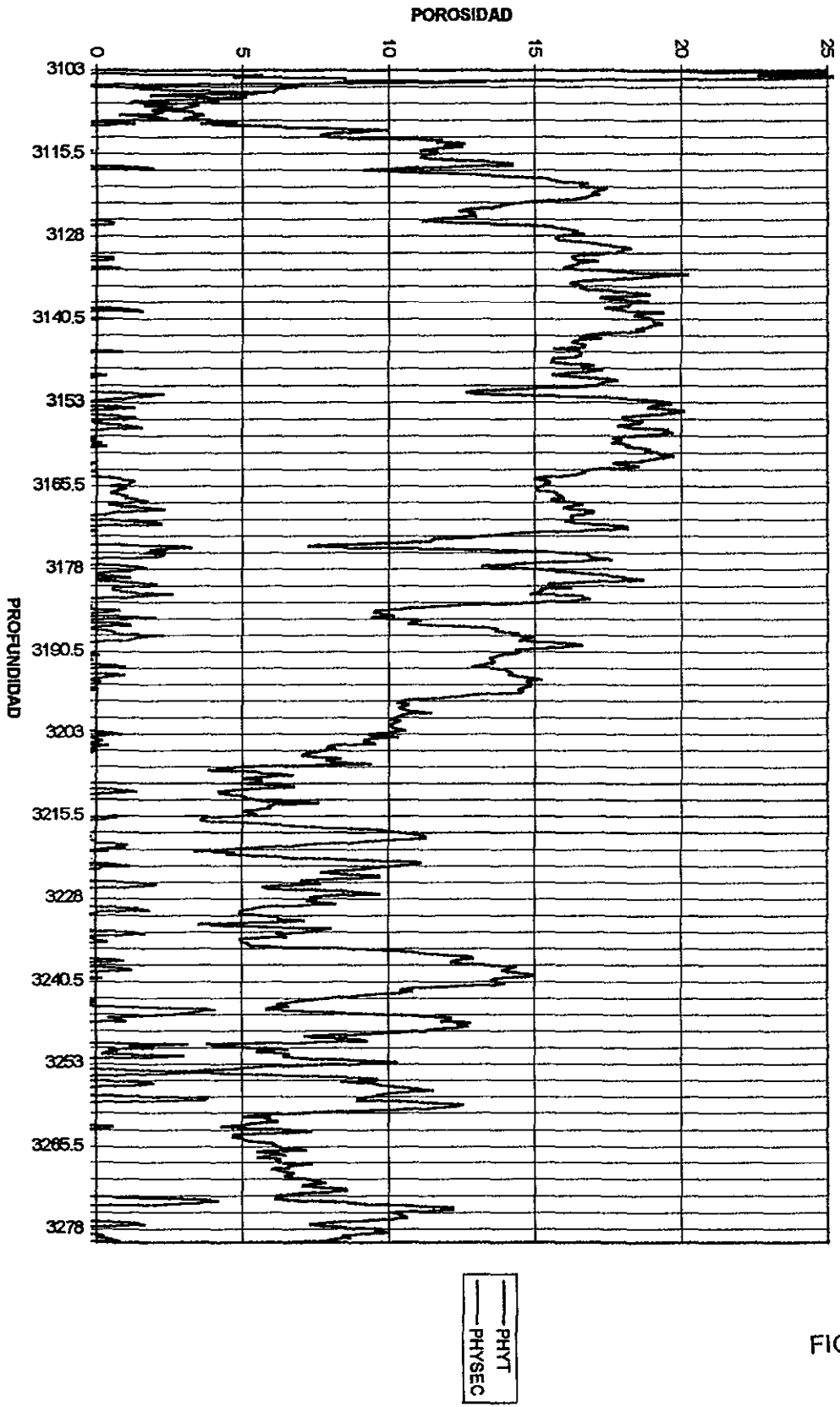
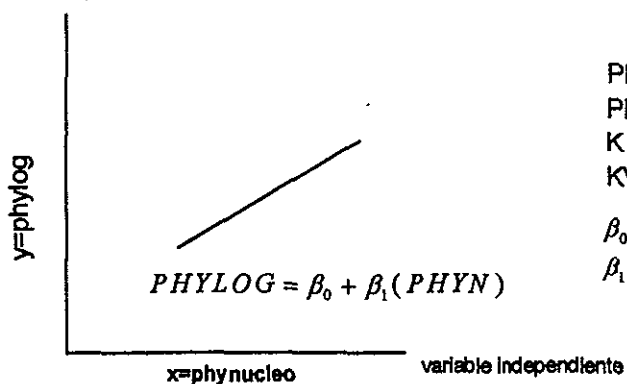


FIG.-19

MODELO PARA LA REGRESION LINEAL

variable dependiente



PHYNUCLEO : POROSIDAD PETROFISICA

PHYLOG : POROSIDAD DE REGISTRO

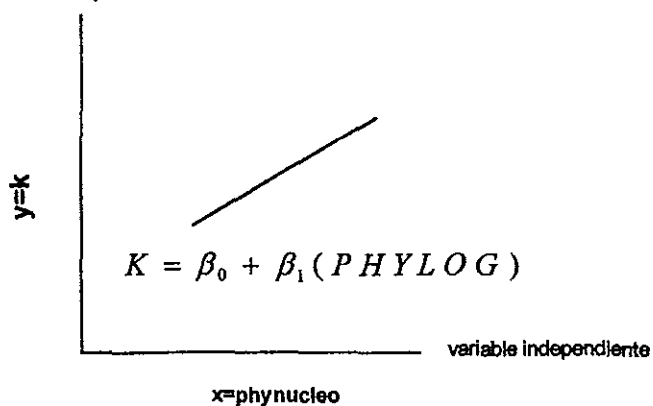
K : PERMEABILIDAD HORIZONTAL

KV : PERMEABILIDAD VERTICAL

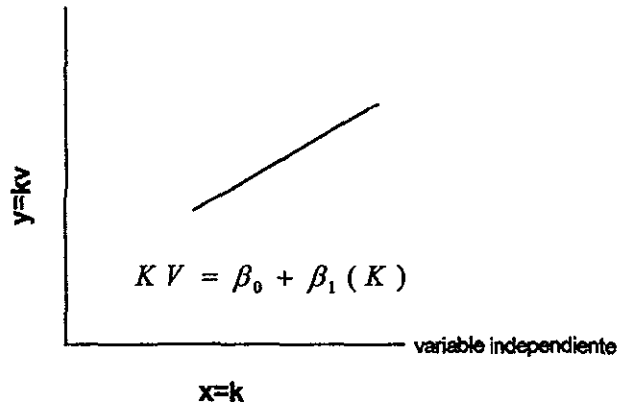
β_0 = ORDENADA AL ORIGEN DE LA RECTA

β_1 = PENDIENTE DE LA RECTA

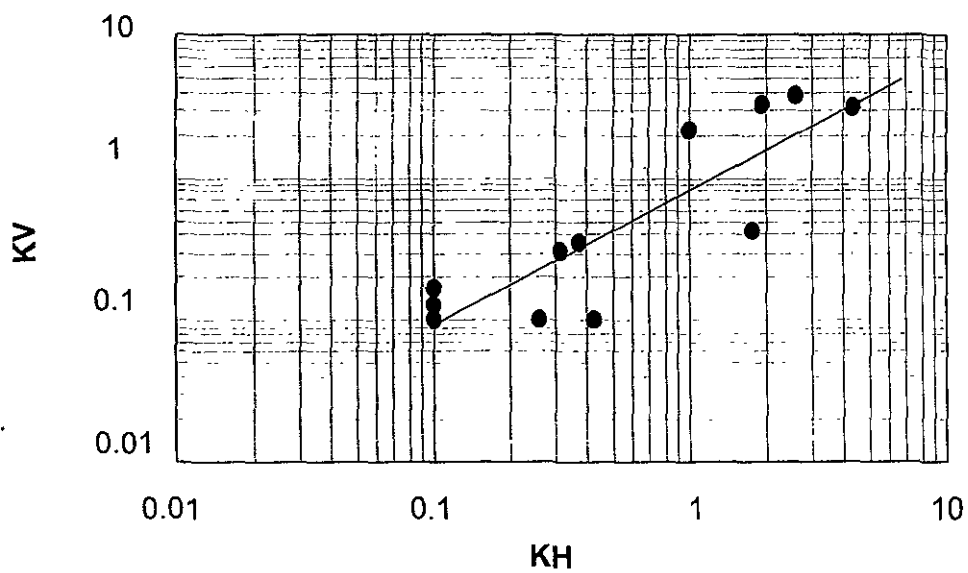
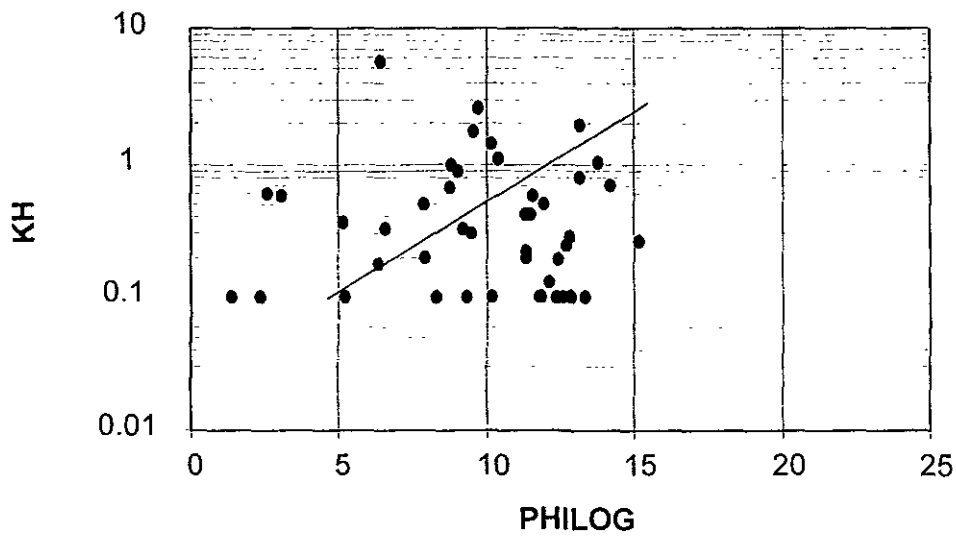
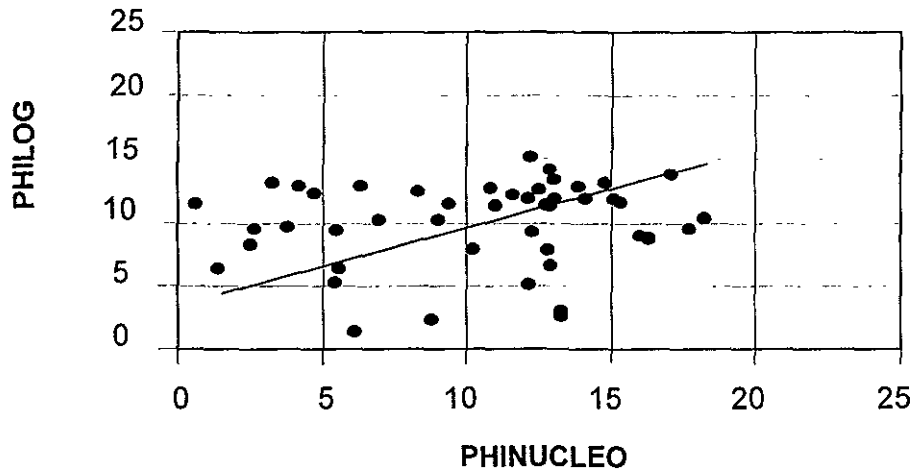
variable dependiente



variable dependiente



EJEMPLO DE MODELO DE
 REGRESION LINEAL PARA
 TIPO DE ROCA 4



Descripción de la base de datos según tipo de roca

<i>Tipo de Roca</i>	<i>Litología</i>	<i>No. de Datos de Porosidad Correlacionables</i>	<i>Porcentaje</i>
1	Mudstone	149	18.2
2	Mudstone–Wackestone	218	26.7
3	Wackestone–Packstone	238	29.1
4	Packstone	176	21.5
5	Grainstone	36	4.4
TOTAL		817	100.0

Tipo de Roca 1: **Mudstone**

Total de Datos: **149**

Filtro Porosidad: **1 - 6**

Datos Finales: **34**

<i>Variables</i>	<i>Casos</i>	<i>Promedio</i>	<i>Desviación Estándar</i>
K: Permeabilidad Horizontal	30	0.1553	0.1833
KV: Permeabilidad Vertical	27	0.1559	0.1414
PHYN: Porosidad del Núcleo	34	4.2676	2.6899
PHYLOG: Porosidad de Registro	34	4.9409	2.2824

* * * * M U L T I P L E R E G R E S S I O N * * * *

TIPO DE ROCA 1: MUDSTONE (PHYN vs PHYLOG)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= PHYNUCLEO

Block Number 1. Method: Enter X= PHYLOG

Variable(s) Entered on Step Number
1.. PHYLOG

Multiple R .83503
R Square .69728
Adjusted R Square .68782
Standard Error 1.50292

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	166.49336	166.49336
Residual	32	72.28106	2.25878

F = 73.70932 Signif F = .0000

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYT	.984131	.114628	.750641 1.217622	.835035
(Constant)	-.594830	.622257	-1.862327 .672666	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYT	8.585	.0000
(Constant)	-.956	.3463

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * M U L T I P L E R E G R E S S I O N * * * * *

TIPO DE ROCA 1: MUDSTONE (K vs PHYN)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= K

Block Number 1. Method: Enter X= PHYNUCLEO

Variable(s) Entered on Step Number
1.. PHYNUCLEO

Multiple R .09860
R Square .00972
Adjusted R Square -.02565
Standard Error .18565

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.00947	.00947
Residual	28	.96507	.03447

F = .27486 Signif F = .6042

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYNUCLE	.006931	.013219	-.020148 .034009	.098595
(Constant)	.127912	.062327	2.40234E-04 .255583	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYNUCLE	.524	.6042
(Constant)	2.052	.0496

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * M U L T I P L E R E G R E S S I O N * * * *

TIPO DE ROCA 1: MUDSTONE (KV vs K)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable..Y= KV

Block Number 1. Method: Enter X= K

Variable(s) Entered on Step Number

1.. K

Multiple R .65875
 R Square .43395
 Adjusted R Square .40700
 Standard Error .05491

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.04854	.04854
Residual	21	.06332	.00302

F = 16.09925 Signif F = .0006

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B		Beta
K	.225869	.056293	.108801	.342936	.658749
(Constant)	.083005	.014907	.052005	.114005	

----- in -----

Variable	T	Sig T
K	4.012	.0006
(Constant)	5.568	.0000

End Block Number 1 All requested variables entered.

Tipo de Roca 2: **Mudstone - Wackestone**

Total de Datos: **218**

Filtro Porosidad: **4 – 8 %**

Datos Finales: **21**

<i>Variables</i>	<i>Casos</i>	<i>Promedio</i>	<i>Desviación Estándar</i>
K: Permeabilidad Horizontal	21	0.7738	2.8403
KV: Permeabilidad Vertical	15	0.1433	0.0957
PHYN: Porosidad del Núcleo	21	5.9095	2.1450
PHYLOG: Porosidad de Registro	21	5.8010	1.6674

* * * * M U L T I P L E R E G R E S S I O N * * * *

TIPO DE ROCA 2: MUDSTONE - WACKESTONE (PHYN vs PHYLOG)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= PHYNUCLEO

Block Number 1. Method: Enter X= PHYLOG

Variable(s) Entered on Step Number
 1.. PHYLOG

Multiple R .67573
 R Square .45661
 Adjusted R Square .42802
 Standard Error 1.62224

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	42.01678	42.01678
Residual	19	50.00132	2.63165

F = 15.96595 Signif F = .0008

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYT	.869268	.217549	.413934 1.324603	.675732
(Constant)	.866941	1.310699	-1.876384 3.610266	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYT	3.996	.0008
(Constant)	.661	.5163

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * MULTIPLE REGRESSION * * * *

TIPO DE ROCA 2: MUDSTONE - WACKESTONE (K vs PHYN)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= K

Block Number 1. Method: Enter X= PHYNUCLEO

Variable(s) Entered on Step Number
1.. PHYNUCLEO

Multiple R .00728
R Square .00005
Adjusted R Square -.05258
Standard Error 2.91399

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.00855	.00855
Residual	19	161.33535	8.49133

F = .00101 Signif F = .9750

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confidence Intrvl B	Beta
PHYNUCLE	-.009637	.303775	-.645444 .626171	-.007278
(Constant)	.830759	1.904458	-3.155317 4.816834	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYNUCLE	-.032	.9750
(Constant)	.436	.6676

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * MULTIPLE REGRESSION * * * *

TIPO DE ROCA 2: MUDSTONE - WACKESTONE (KV vs K)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= KV

Block Number 1. Method: Enter X= K

Variable(s) Entered on Step Number
1.. K

Multiple R .01928
R Square .00037
Adjusted R Square -.07652
Standard Error .09926

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.00005	.00005
Residual	13	.12809	.00985

F = .00483 Signif F = .9456

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
K	.142857	2.054898	-4.296480 4.582194	.019278
(Constant)	.128571	.213881	-.333489 .590632	

----- in -----

Variable	T	Sig T
K	.070	.9456
(Constant)	.601	.5581

End Block Number 1 All requested variables entered.

Tipo de Roca 3: **Wackestone - Packstone**

Total de Datos: **238**

Filtro Porosidad: **6 – 10 %**

Datos Finales: **68**

<i>Variables</i>	<i>Casos</i>	<i>Promedio</i>	<i>Desviación Estándar</i>
K: Permeabilidad Horizontal	55	0.1711	0.1375
KV: Permeabilidad Vertical	41	0.1254	0.0380
PHYN: Porosidad del Núcleo	68	9.0824	2.5502
PHYLOG: Porosidad de Registro	68	8.9300	2.5653

* * * * MULTIPLE REGRESSION * * * *

TIPO DE ROCA 3: WACKESTONE - PACKSTONE (PHYN vs PHYLOG)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= PHYNUCLEO

Block Number 1. Method: Enter X= PHYLOG

Variable(s) Entered on Step Number

1.. PHYLOG

Multiple R .78179
R Square .61120
Adjusted R Square .60531
Standard Error 1.60211

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	266.31264	266.31264
Residual	66	169.40618	2.56676

F = 103.75438 Signif F = .0000

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYT	.777169	.076298	.624836 .929503	.781795
(Constant)	2.142230	.708499	.727666 3.556794	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYT	10.186	.0000
(Constant)	3.024	.0036

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * MULTIPLE REGRESSION * * * *

TIPO DE ROCA 3: WACKESTONE - PACKSTONE (K vs PHYN)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= K

Block Number 1. Method: Enter X= PHYNUCLEO

Variable(s) Entered on Step Number
1.. PHYNUCLEO

Multiple R .03030
R Square .00092
Adjusted R Square -.01793
Standard Error .13870

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.00094	.00094
Residual	53	1.01960	.01924

F = .04871 Signif F = .8262

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYNUCLE	.001606	.007277	-.012990 .016203	.030304
(Constant)	.156138	.070280	.015174 .297102	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYNUCLE	.221	.8262
(Constant)	2.222	.0306

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * M U L T I P L E R E G R E S S I O N * * * *

TIPO DE ROCA 3: WACKESTONE - PACKSTONE (KV vs K)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= KV

Block Number 1. Method: Enter X= K

Variable(s) Entered on Step Number

1.. K

Multiple R .13453
 R Square .01810
 Adjusted R Square -.01259
 Standard Error .04056

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.00097	.00097
Residual	32	.05265	.00165

F = .58984 Signif F = .4481

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
K	.051998	.067705	-.085912 .189907	.134532
(Constant)	.115859	.012807	.089772 .141946	

----- in -----

Variable	T	Sig T
K	.768	.4481
(Constant)	9.046	.0000

End Block Number 1 All requested variables entered.

Tipo de Roca 4: **Packstone**

Total de Datos: **176**

Filtro Porosidad: **9 - 14**

Datos Finales: **19**

<i>Variables</i>	<i>Casos</i>	<i>Promedio</i>	<i>Desviación Estándar</i>
K: Permeabilidad Horizontal	18	0.5550	1.3007
KV: Permeabilidad Vertical	7	0.1143	0.0270
PHYN: Porosidad del Núcleo	19	11.4253	2.5823
PHYLOG: Porosidad de Registro	19	11.4037	2.4960

* * * * MULTIPLE REGRESSION * * * *

TIPO DE ROCA 4: PACKSTONE (PHYN vs PHYLOG)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= PHYNUCLEO

Block Number 1. Method: Enter X= PHYLOG

Variable(s) Entered on Step Number
1.. PHYLOG

Multiple R .82210
R Square .67585
Adjusted R Square .65678
Standard Error 1.51284

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	81.12256	81.12256
Residual	17	38.90771	2.28869

F = 35.44499 Signif F = .0000

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYT	.850541	.142862	.549128 1.151954	.822101
(Constant)	1.725965	1.665716	-1.788388 5.240318	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYT	5.954	.0000
(Constant)	1.036	.3146

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * M U L T I P L E R E G R E S S I O N * * * *

TIPO DE ROCA 4: PACKSTONE (K vs PHYN)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= K

Block Number 1. Method: Enter X= PHYNUCLEO

Variable(s) Entered on Step Number
1.. PHYNUCLEO

Multiple R .49792
R Square .24793
Adjusted R Square .20092
Standard Error 1.16269

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	7.13036	7.13036
Residual	16	21.62949	1.35184

F = 5.27455 Signif F = .0355

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYNUCLE	-.251654	.109575	-.483942 -.019366	-.497923
(Constant)	3.393098	1.265784	.709756 6.076439	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYNUCLE	-2.297	.0355
(Constant)	2.681	.0164

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * MULTIPLE REGRESSION * * * *

TIPO DE ROCA 4: PACKSTONE (KV vs K)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable..Y= KV

Block Number 1. Method: Enter X= K

Variable(s) Entered on Step Number

1.. K

Multiple R .33634
R Square .11312
Adjusted R Square -.06425
Standard Error .02785

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.00049	.00049
Residual	5	.00388	.00078

F = .63776 Signif F = .4608

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
K	-.072115	.090303	-.304242 .160012	-.336336
(Constant)	.126442	.018507	.078870 .174014	

----- in -----

Variable	T	Sig T
K	-.799	.4608
(Constant)	6.832	.0010

End Block Number 1 All requested variables entered.

Tipo de Roca 5: **Grainstone**

Total de Datos: **36**

Filtro Porosidad: **12 - 15**

Datos Finales: **9**

<i>Variables</i>	<i>Casos</i>	<i>Promedio</i>	<i>Desviación Estándar</i>
K: Permeabilidad Horizontal	9	0.2478	0.2668
KV: Permeabilidad Vertical	4	0.1850	0.0551
PHYN: Porosidad del Núcleo	9	13.3667	2.2204
PHYLOG: Porosidad de Registro	9	13.9756	1.0013

TIPO DE ROCA 5: GRAINSTONE (PHYN vs PHYLOG)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= PHYNUCLEO

Block Number 1. Method: Enter X= PHYLOG

Variable(s) Entered on Step Number

1.. PHYLOG

Multiple R .48131
R Square .23166
Adjusted R Square .12190
Standard Error 2.08064

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	9.13662	9.13662
Residual	7	30.30338	4.32905

F = 2.11053 Signif F = .1896

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYT	1.067279	.734652	-.669893 2.804451	.481309
(Constant)	-1.549147	10.290568	-25.882419 22.784125	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYT	1.453	.1896
(Constant)	-.151	.8846

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * MULTIPLE REGRESSION * * * *

TIPO DE ROCA 5: GRAINSTONE (K vs PHYN)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= K

Block Number 1. Method: Enter X= PHYNUCLEO

Variable(s) Entered on Step Number
1.. PHYNUCLEO

Multiple R .27490
R Square .07557
Adjusted R Square -.05649
Standard Error .27421

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.04303	.04303
Residual	7	.52633	.07519

F = .57223 Signif F = .4741

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
PHYNUCLE	-.033029	.043663	-.136275 .070217	-.274899
(Constant)	.689266	.590740	-.707608 2.086141	

----- in -----

Variable	T	Sig T
PHYNUCLE	-.756	.4741
(Constant)	1.167	.2815

End Block Number 1 All requested variables entered.

* * * * MULTIPLE REGRESSION * * * *

TIPO DE ROCA 5: GRAINSTONE (KV vs K)

Listwise Deletion of Missing Data

Equation Number 1 Dependent Variable.. Y= KV

Block Number 1. Method: Enter X= K

Variable(s) Entered on Step Number
 1.. K

Multiple R .38231
 R Square .14616
 Adjusted R Square -.28076
 Standard Error .06233

Analysis of Variance

	DF	Sum of Squares	Mean Square
Regression	1	.00133	.00133
Residual	2	.00777	.00388

F = .34237 Signif F = .6177

----- Variables in the Equation -----

Variable	B	SE B	95% Confdnce Intrvl B	Beta
K	.374670	.640330	-2.380477 3.129817	.382312
(Constant)	.118496	.117854	-.388593 .625585	

----- in -----

Variable	T	Sig T
K	.585	.6177
(Constant)	1.005	.4206

End Block Number 1 All requested variables entered.

**RESULTADO DE ECUACIONES PARA AJUSTE
POROSIDAD NORMALIZADA, PERMEABILIDAD HORIZONTAL,
PERMEABILIDAD VERTICAL**

TIPO DE ROCA	LITOLOGIA	ECUACION
1	MUDSTONE	$PHYN=(0.964131)(PHYLOG)+0.594330$
		$K=(0.006931)(PHYN)+0.127912$
		$KV=(0.225869)(K)+0.083005$
2	MUDST-WACK	$PHYN=(0.869268)(PHYLOG)+0.866941$
		$K=(-0.009637)(PHYN)+0.830759$
		$KV=(0.142857)(K)+0.128571$
3	WACK-PAK	$PHYN=(0.777169)(PHYLOG)+2.142230$
		$K=(0.001696)(PHYN)+0.156138$
		$KV=(0.051998)(K)+0.118859$
4	PACKSTONE	$PHYN=(0.850541)(PHYLOG)+1.725965$
		$K=(-0.251654)(PHYN)+3.393098$
		$KV=(-0.072115)(K)+0.126442$
5	GRAINSTONE	$PHYN=(1.067279)(PHYLOG)+1.549147$
		$K=(-0.033029)(PHYN)+0.689266$
		$KV=(0.374670)(K)+0.118496$

4.6.- Cálculo de Vsh y Sw

El volumen de arcilla (Vsh) es uno de los componentes mas importantes de las rocas en el análisis de registros de pozos. Aparte de sus efectos en la porosidad y la permeabilidad, esta importancia surge de sus propiedades eléctricas que tienen una gran influencia en la determinación de las saturaciones de fluidos.

Se parte del supuesto de que la magnitud de la deflexión de rayos gamma del registro es proporcional al contenido de material radioactivo en el intervalo de formación que se analiza. Así pues, si se puede considerar que el tipo de lutita y su contenido de material radioactivo es el mismo de un intervalo de profundidad bastante grande, y si la radioactividad de las arenas es debil, la fracción de la lutita en las zona porosa y permeable estara dada por las siguientes expresiones.

La metodología utilizada para el cálculo de las variables:

Vsh, Rcl, PhyD, PhyDN, Romaa es:

$$Vsh = GR - GR \text{ min} / Gr \text{ max} - GR \text{ min} \quad \text{Procedimiento lineal}$$

$$Vsh = (Rcl/Rt)^{1/b} \quad \text{Procedimiento con LLD (b=1)}$$

$$Vsh \text{ promedio} = Vsh (GR) + Vsh (LLD)/2$$

$$PhyD = Roma - Rob/Roma - Rof$$

$$PhyND = (PhyD + PhyN)/2$$

$$Romaa = Rob - PhyND * Rof / 1 - PhyND$$

Es decir que el procedimiento para hacer las lecturas de la curva de rayos gamma es muy similar al usado con la curva sp; se traza una linea base de lutita y una linea base de arenas ó calizas limpia, se puede entonces considerar 0% de lutita en la linea de arenas ó calizas y 100% en la linea de lutitas. Cualquier arena ó caliza comprendida entre estos dos limites tendra una determinada fracción de lutita que se calculara con ayuda de estas ecuaciones.

Saturación de Agua (Sw)

Se llama saturación de agua, Sw, de una roca al cociente que resulta de dividir el volumen poroso ocupado por el agua (Vw), entre el volumen total de poros y se expresa por:

$$S_w = \frac{V_w \left[m^3 \text{ de agua} \right]}{V_p \left[m^3 \text{ de poros} \right]}$$

La parte de volumen poroso ocupado por los hidrocarburos (aceite ó gas), sera la saturación de hidrocarburos, que se designara por S_o , ya sea de que se trate de aceite, gas ó ambos fluidos.

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{\left[m^3 \text{ de hidrocarburos} \right]}{\left[m^3 \text{ de poros} \right]}$$

Lo mismo que la porosidad, ambas saturaciones se pueden expresar en fracción o porciento. Pero existen diferentes metodos y ecuaciones para calcularla.

V.- UNIDADES DE FLUJO.

5.1.- Determinación de unidades de flujo.

El método para la determinación y clasificación del yacimiento San Andrés, fue realizado usando los datos de registros de pozos, datos de núcleos porosidades y permeabilidades horizontal y vertical de petrofísicos, volumen de arcilla y en algunos casos la saturación de agua (S_w) para cada punto dentro de los intervalos de profundidad.

Los perfiles de pozos, en profundidad contra porosidad, fueron discriminados en base al tipo de roca del yacimiento como se mencionó anteriormente, se encontraron 5 tipos de roca, los cuales se identificaron en los registros de pozos usando la porosidad y el registro de rayos gamma y el volumen de arcilla.

Una vez discriminados los registros por tipo de roca, se aplicaron las ecuaciones calculadas a partir del método estadístico, donde los cálculos y deducción de ecuaciones se mostraron en el capítulo anterior, esto dió como resultado la obtención de perfiles de permeabilidad horizontal y permeabilidad vertical por pozo, lo que permitió elaborar 3 secciones estructurales de correlación de permeabilidad horizontal y vertical, para poder determinar las diferentes unidades de flujo presentes en el yacimiento figura 20.

A continuación se muestra algunos parámetros utilizados para la descripción de los tipos de roca presentes.

CARACTERISTICAS DE LA ROCA

TIPO DE ROCA	POROSIDAD %	PERMEABILIDAD HORIZONTAL (md)	CALIDAD DEL YACIMIENTO	PERMEABILIDAD VERTICAL (md)
1	1 - 6	.01 - .12	Muy pobre	.08 - .2
2	4 - 8	.02 - .16	Muy pobre	.1 - .8
3	6 - 10	.03 - .18	Pobre	.08 - .16
4	9- 14	.05 - 1	Moderado	.1 - .15
5	12- 22	.12 - 6	Bueno	.1 - 6

Un paso importante en la propuesta del método para determinar las variables de flujo son mostrados en este trabajo.

Las previas investigaciones en la descripción del yacimiento indican estas relaciones derivadas de núcleos, registros y de la significancia del error en la estimación de permeabilidades si no se toman en cuenta las tendencias de fracturamiento horizontal ó vertical.

Un aspecto muy importante en particular para este yacimiento es que la geología es muy compleja, la presencia de un canal de erosión del terciario que afecta a las rocas del Jurásico complica un poco la interpretación en esta área sin embargo,

esto muestra que las unidades de flujo están afectadas y supeditadas en algunas áreas a estas zonas de erosión.

5.2 DEFINICION DE UNIDADES DE FLUJO

En el yacimiento San Andrés en el flujo horizontal se determinaron 9 unidades de flujo con una distribución muy irregular por las zonas de erosión que afectan al campo de las cuales se pueden mencionar que las unidades (C, G, I, K y M) son excelentes zonas de flujo, mientras que las unidades (A, E) y (J, L están fracturadas) son regulares zonas de flujo y las unidades (B, D, F, H) funcionan como sello, de esta manera se pueden diferenciar las diferentes zonas del yacimiento San Andrés en el flujo horizontal. Figuras 21, 23, y 25.

En el flujo vertical se definieron 7 unidades de flujo las cuales la distribución es un poco irregular debido al modelo geológico del campo en las unidades (c,g y i) son buenas zonas de flujo mientras que las unidades (a,b,d y k) son regulares zonas de flujo y las unidades (e, f, h, j) funcionan como sello. Figuras. 22, 24 y 26.

De esta manera se observa también que existen zonas de flujo horizontal que deben estar conectadas por el flujo vertical.

DESCRIPCION DE UNIDADES DE FLUJO

FLUJO HORIZONTAL

UNIDAD A

La porosidad promedio es 12% y la permeabilidad horizontal .18 –1.2 md. Esta unidad se encuentra solamente en los pozos S.A. 366 y S.A. 374 debido a la erosión presente en el campo que afecta la continuidad de esta capa y se encuentra limitada en la parte superior por el Jurásico Superior Tithoniano por ser la primera capa donde la columna geológica esta completa en la parte inferior limita con la capa B y lateralmente esta corta y por la zona de erosión. Figura 27.

UNIDAD B:

La porosidad promedio es 9% y la permeabilidad horizontal es de .14 - 1 md. la unidad esta representada en los pozos SA-366 y SA-374 y se encuentra limitada en la parte superior por la unidad A y parte inferior por la unidad C y lateralmente esta cortada por la zona de erosión. Figura 28.

UNIDAD C :

La porosidad promedio es de 12% y la permeabilidad horizontal es de .08 -.18 md. y esta representado en los pozos SA-374, 361, 360, 342,366 y 346 los límites se encuentran limitados en la parte superior por la unidad B y en la parte inferior por la

unidad D lateralmente es cortada por la zona de erosión. Figura 29, la porosidad es primaria y secundaria, pero predomina la primaria.

UNIDAD D :

La porosidad promedio es 10% y la permeabilidad horizontal es de .05 - .12 md. la unidad está representada en los pozos SA-374, 346, 361, 360, 342, 366 y se encuentra limitada en la parte superior por la unidad C, en la parte inferior por la unidad E y lateralmente esta cortada, por la zona de erosión. Figura 30. La porosidad en esta unidad es primaria, aunque se presenta la porosidad secundaria por disolución en forma mas escasa.

UNIDAD E :

La porosidad promedio es 16% y la permeabilidad horizontal es de .12 – 1.2 md. esta unidad está representada en los pozos SA-355, 374, 371, 346, 361, 360, 342, 366, 343, y sus límites son en la parte superior la unidad D y en algunos casos el terciario por la erosión, en la parte inferior la unidad F y lateralmente se corta por la zona de erosión. Figura 31. La porosidad secundaria es mas escasa y se presenta con disolución.

UNIDAD F:

La porosidad promedio es de 10% y la permeabilidad horizontal es de .05 - .16 md. esta unidad se encuentra representada en los pozos SA-360, 343, 371, 361, 342, 366, 355, 374, 346, los límites de esta capa son en la parte superior la unidad E y en la parte inferior la unidad G y lateralmente la corta el canal de erosión. Figura 32. El tipo de porosidad es predominantemente primaria.

UNIDAD G:

La porosidad promedio es de 12% y la permeabilidad horizontal es de .12 - 6 md. esta unidad se encuentra representada en los siguientes pozos SA-355, 374, 371, 346, 361, 360, 342, 366, 343. Los límites de esta unidad son en la parte superior la unidad F y en la parte inferior la unidad H y lateralmente está cortada por el canal de erosión. Figura 33. El tipo de porosidad es *primaria principalmente*.

UNIDAD H:

La porosidad promedio es de 6% y la permeabilidad horizontal es de .02 - .12 md. esta unidad se encuentra en los siguientes pozos SA-361, 360, 342, 366, 343, 371, 355, 374, 346 los límites de esta unidad en la parte superior se encuentra la unidad G. y en la parte inferior la unidad I y lateralmente la corta el canal de erosión. Figura 34. El tipo de porosidad predominantes es primaria.

UNIDAD I:

La porosidad promedio es de 14% y la permeabilidad horizontal es de .05 – 1.2 md. y se encuentra representada en los siguientes pozos SA-346, 320A, 371, 374, 355, 361, 360, 342, 366, sus límites son en la parte superior la unidad H y en algunas zonas como SA-320A, la zona de erosión "Terciario" en la parte inferior la unidad J y lateralmente es continua en todos los pozos. Figura 35. La porosidad es primaria y secundaria, en la porosidad secundaria se presenta fracturas y disolución asociadas y una predominancia hacia las fracturas y estas son verticales y horizontales.

UNIDAD J:

La porosidad promedio es de 6% y la permeabilidad horizontal es de .03 - .16 md. y se encuentra representada en los siguientes pozos SA-371, 343, 360, 361, 342, 366, 355, 374, 320a, 346, sus límites, en la parte superior se encuentra la unidad I y en la parte inferior la unidad K, lateralmente solamente en el pozo SA-350 no aparece a partir de esta capa la zona de erosión ya no afecta estas unidades de flujo. Figura 36. La porosidad es primaria y secundaria, la porosidad secundaria presenta una disolución asociada a los carbonatos y el fracturamiento es horizontal y vertical, en esta capa a pesar de la baja porosidad y permeabilidad se encontró producción en los pozos SA-371, 320A y 360, lo que demuestra el funcionamiento del fracturamiento como fracturas conductivas y que están conectadas entre sí.

UNIDAD K:

La porosidad promedio es de 10% y la permeabilidad horizontal es de .04 – 4 md. los límites de esta capa son en la parte superior la unidad J en todos los pozos a excepción de SA-350 donde aparece la Unidad I, en la parte inferior la unidad L y lateralmente se extiende a todos los pozos. Figura 37. La porosidad es primaria y secundaria en esta capa y la porosidad secundaria es la que predomina, presenta disolución y fracturas horizontales y verticales.

UNIDAD L:

La porosidad promedio es de 4% y la permeabilidad horizontal es de .02 - 0.13 md. los límites de esta capa son en la parte superior la unidad K y en la parte inferior la unidad M, lateralmente aparece en todos los pozos. Figura 38. La porosidad es primaria y secundaria, la secundaria presenta disolución y fracturamiento horizontal y vertical en esta unidad se encontró producción en los pozos SA-350 y 346, lo que demuestra el funcionamiento de las fracturas conductivas en esta unidad, a pesar de las porosidades y permeabilidades bajas.

UNIDAD M:

La porosidad promedio es de 9% y la permeabilidad horizontal .5 -1.0 md. el límite superior es la unidad L y el límite inferior no se cortó, debido a que no todos los pozos se profundizaron hasta llegar a esta unidad razón por la cual no aparece en todos los pozos.

FLUJO VERTICAL

UNIDAD a:

La porosidad promedio es de 10% y la permeabilidad vertical es de .1 -1.2 md. el límite superior de esta unidad es el Jurásico Superior Tithoniano y el Terciario depositado por el canal de erosión en la parte inferior está limitado por la unidad b y lateralmente la corta el canal de erosión. La porosidad es primaria.

UNIDAD b:

La porosidad promedio es de 12% y la porosidad vertical es de 0.05 - .5 md. el límite superior de esta unidad es la unidad a y su límite inferior es la unidad c y lateralmente esta cortada por el canal de erosión. La porosidad es primaria y secundaria, predominando la primaria.

UNIDAD c:

La porosidad promedio es de 14% y la permeabilidad es de .08 - .15 md. esta unidad se encuentra limitada en la parte superior por la unidad b y en la parte inferior por la unidad d, lateralmente es cortada por el canal de erosión. La porosidad es primaria predominantemente.

UNIDAD d:

La porosidad promedio es de 8% y la permeabilidad vertical es de .05 – 1.2 md. y está limitada en la parte superior por la unidad c y el canal de erosión, la parte inferior se encuentra la unidad e, lateralmente es cortada por el canal de erosión. La porosidad en esta unidad es primaria aunque se presenta porosidad secundaria por disolución y fracturas en forma mas escasa.

UNIDAD e:

La porosidad promedio es de 9% y la permeabilidad vertical es de .05 – 0.15 md. su límite superior es la unidad d y en la parte inferior la unidad f, lateralmente esta unidad es continua y es cortada solamente por el canal de erosión. La porosidad principal es primaria, la porosidad secundaria es mas escasa y predomina la disolución.

UNIDAD f

La porosidad promedio es de 6% y la permeabilidad vertical es de .04 - .14 md. esta unidad se encuentra limitada en la parte superior por la unidad e y en la parte inferior por la unidad g lateralmente es continua. La porosidad es primaria y secundaria, la porosidad secundaria presenta disolución y fracturamiento horizontal y vertical.

UNIDAD g

La porosidad promedio es de 12% y la permeabilidad vertical es de .08 –1 md. Los límites de esta capa son en la parte superior la unidad f, en la inferior la unidad h , lateralmente la unidad es continua y solamente no aparece en los pozos que no profundizaron.

UNIDAD h

La porosidad promedio es de 6% y la permeabilidad vertical .08 - .14 md. su límite superior es la unidad g, y el límite inferior es la unidad i, esta unidad se extiende en forma. El tipo de porosidad es primaria y secundaria, predomina la primaria asociada a la disolución.

UNIDAD i

La porosidad promedio es de 12% y la permeabilidad vertical es de .08 - .16 md. su límite superior es la unidad h y el inferior la unidad j, lateralmente se extiende en forma continua. La porosidad es primaria y secundaria, presenta fracturas y disolución asociadas y una predominancia hacia el fracturamiento.

UNIDAD j

La porosidad promedio es de 5% y la permeabilidad vertical es de .1 - .14 md. los límites de esta unidad son en la parte superior la unidad i y en la parte inferior la unidad k, lateralmente se extiende en forma continua, solamente no aparece en los pozos que no profundizaron. La porosidad primaria y secundaria predominando la secundaria en disolución y fracturas.

UNIDAD k

La porosidad promedio es de 9% y la permeabilidad vertical es de .1 - .12 md. esta unidad se encuentra limitada en la parte superior por la unidad j su limite inferior se desconoce por no atravesarla ningún pozo. La porosidad es primaria y secundaria, la secundaria presenta disolución y fracturamiento horizontal y vertical.

Fracturamiento

Del análisis de núcleos con datos petrofísicos, se estimó la porosidad primaria y secundaria, mencionada anteriormente, la tendencia de fracturamiento observada en los núcleos fue realizada en base a estas interpretaciones de gráficas cross-plot porosidad vs permeabilidad y permeabilidad horizontal vs permeabilidad vertical. Por núcleo, esto demuestra como actúa el fracturamiento en el yacimiento y en que unidades de flujo se encuentra, debido a la geometría del yacimiento, lo que mas nos afecta es el fracturamiento vertical porque este puede comunicar a las diferentes zonas de flujo, razón por la cual no se construyó un mapeo de las unidades de flujo verticales, en base a los resultados en las secciones de flujo

vertical se vació la información de que capas están afectadas por fracturamiento. Figuras. 39, 40, 41. Las capas (d,e,f,g,h,i,j,k,).

Esto puede tener una cierta limitante por la cantidad de datos utilizados, aunque esto se realizó por núcleo para tener más evidencias del fracturamiento, es recomendable en un estudio de este tipo usar en la interpretación todos los pozos del campo, esto nos muestra que algunas unidades de flujo horizontal aunque sean sellos pueden comunicar el flujo en la zona de fracturas.

5.3.- Aplicación de las unidades de flujo a la caracterización de yacimientos.

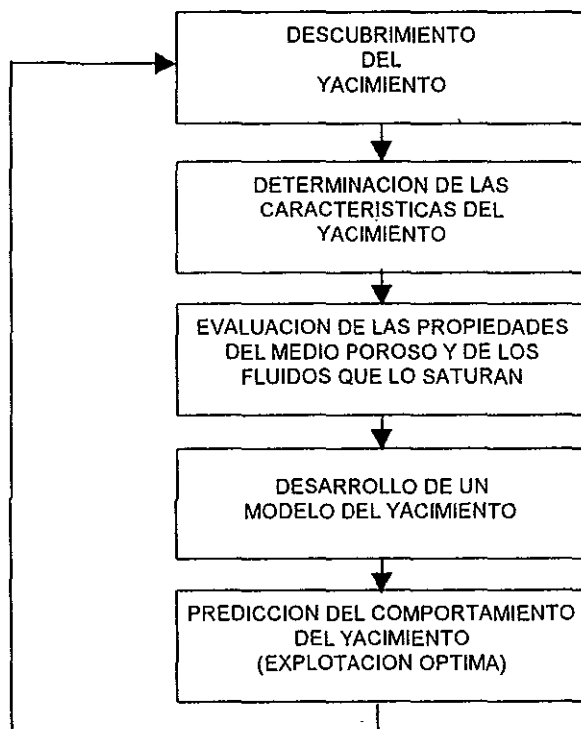
La ingeniería de yacimientos tiene como objetivo principal la optimización de la explotación del yacimiento, de tal manera que se obtenga la recuperación máxima de los hidrocarburos.

Este proceso se lleva a nivel pozo y a nivel yacimiento.

Los trabajos más importantes que comprende la ingeniería de yacimientos son los siguientes :

1. - Estimación del volumen original de hidrocarburos.
2. - Cálculo del factor de recuperación
3. - Relación entre el tiempo y la recuperación de los hidrocarburos.

Los trabajos de ingeniería de yacimientos se efectúan en forma continua.



Para realizar estos trabajos se deben llevar a cabo las siguientes actividades:

1. - Obtención y procesamiento de los datos básicos de las propiedades de los fluidos y de la formación productora.
2. - Se efectúan y analizan pruebas de flujo y de presión.
3. - Estudios de simulación del comportamiento del yacimiento.
4. - Se analiza la implementación de un proceso de recuperación secundaria mejorada.

El trabajo de la ingeniería de yacimientos empieza con el pozo exploratorio que descubre el yacimiento, estudiando los registros geofísicos y muestras de los fluidos, lo cual proporciona una idea inicial de la cantidad de hidrocarburos contenido por la unidad de volumen de roca. Durante toda la vida productiva del yacimiento y particularmente durante esta etapa inicial, es muy importante que los estudios que se efectúen para el yacimiento se lleven a cabo empleando el enfoque multidisciplinario, en que como mínimo el ingeniero de yacimientos trabaje en forma continua con el ingeniero de producción y con los ingenieros geólogos y geofísicos. En la literatura hay muchos trabajos técnicos que enfatizan este tipo de enfoque (Halbouty, 1976; Harris, 1975; Craig y Cols, 1977; Ausburn y Cols, 1977; Stewart y Cols., 1981; Johnson y Cols, 1984).

En general los mecanismos de producción de aceite y gas son ineficientes. Por ejemplo, para un yacimiento que produce por empuje de gas disuelto, la recuperación varía entre 5 y 25% y para un yacimiento de empuje hidráulico entre 40 y 70%. Esta recuperación puede mejorarse tomando ciertas medidas: control de la cantidad de gas y/o agua producida con el petróleo, localización adecuada de los pozos, inyección de agua o algún otro fluido para incrementar la energía del yacimiento.

El área inmediata de aplicación y de concepto de unidades de flujo, propuesto en este trabajo es en la descripción del yacimiento para un estudio de simulación cada unidad de flujo puede ser tratada como capa para definir el sistema de mallado para la simulación del yacimiento, la validación de resultados de este estudio y la demostración de aplicación de la metodología propuesta, a 11 pozos pilotos escogidos en un área del campo San Andrés para un estudio de simulación.

Idealmente el último bloque vertical muestra el uso de cada unidad de flujo en la simulación, para mostrar la heterogeneidad del yacimiento.

Sobre las bases de estas propiedades promedio de las unidades de flujo, es posible agrupar algunos grupos contiguos con propiedades similares en las unidades de flujo, dentro de una capa y cada capa puede tratarse como un bloque vertical en el estudio de simulación, proviene de la dispersión numérica obviamente no significativa. La reducción de el número de capas puede reducir la precisión en la descripción del yacimiento como un resultado de la continuidad de un yacimiento heterogéneo.

En la práctica nosotros podemos trazar un compromiso entre un número pequeño de capas y prever tentativamente una exacta descripción del yacimiento.

Resuelto el número óptimo de capas requeridas en la captura del yacimiento heterogéneo adecuadamente. El número óptimo de capas puede ser obtenido reagrupando pequeñas unidades de flujo dentro de grandes unidades de flujo y el promedio histórico de los datos de producción.

Al investigar los efectos de reducción, el número total de la cuadrícula de bloques sobre la representación del yacimiento. La simulación corre para cada unidad de flujo como una cuadrícula horizontal y vertical en la reducción de capas modelos.

La simulación de resultados puede ser prevista para incorporar una exacta permeabilidad y modelo de flujo en el yacimiento.

686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES

SECCIONES

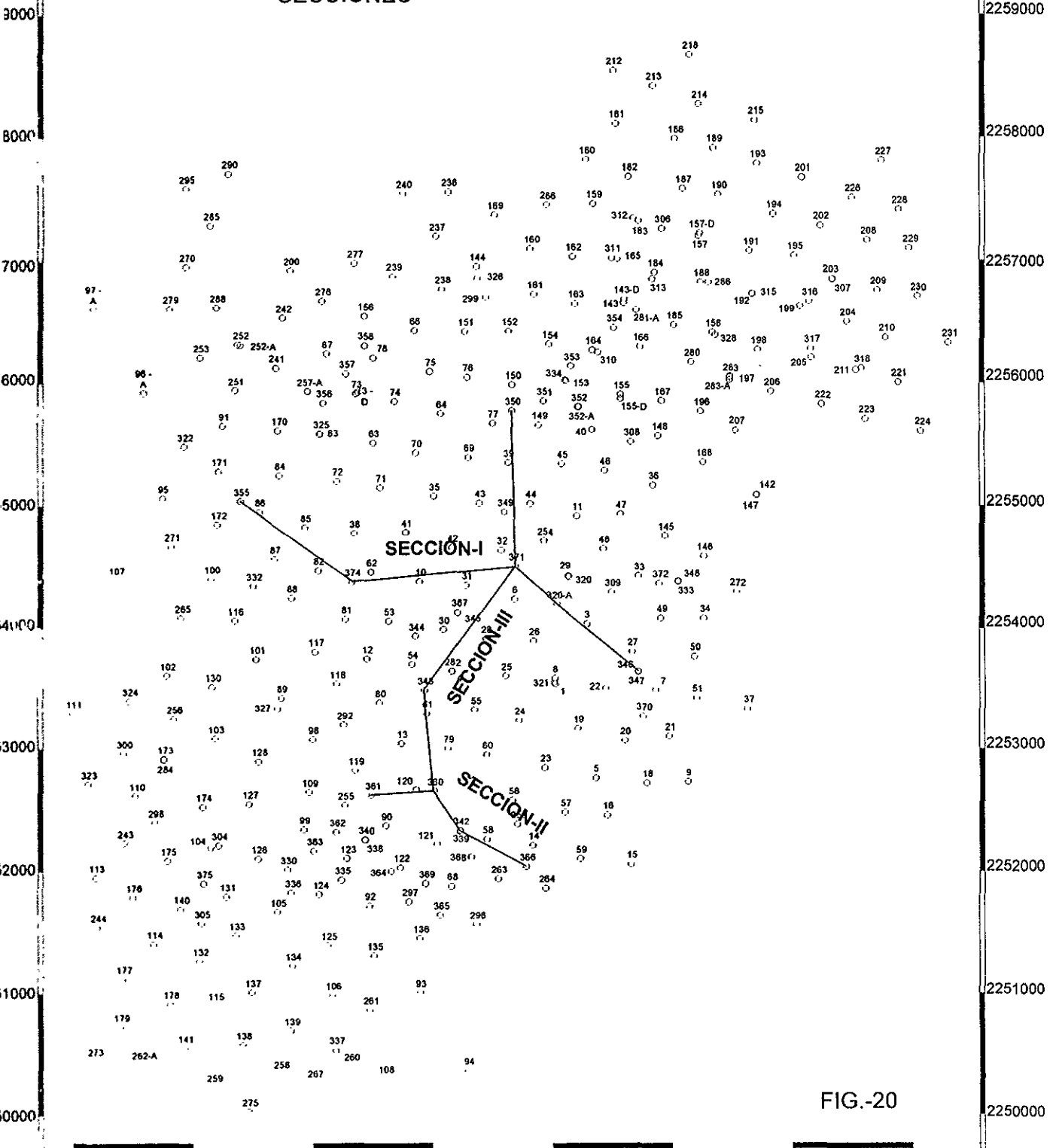


FIG.-20

686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

**DETERMINACION DE UNIDADES DE FLUJO
DEL YACIMIENTO SAN ANDRES
PERMEABILIDAD VERTICAL**

NW

SECCION - I

SE

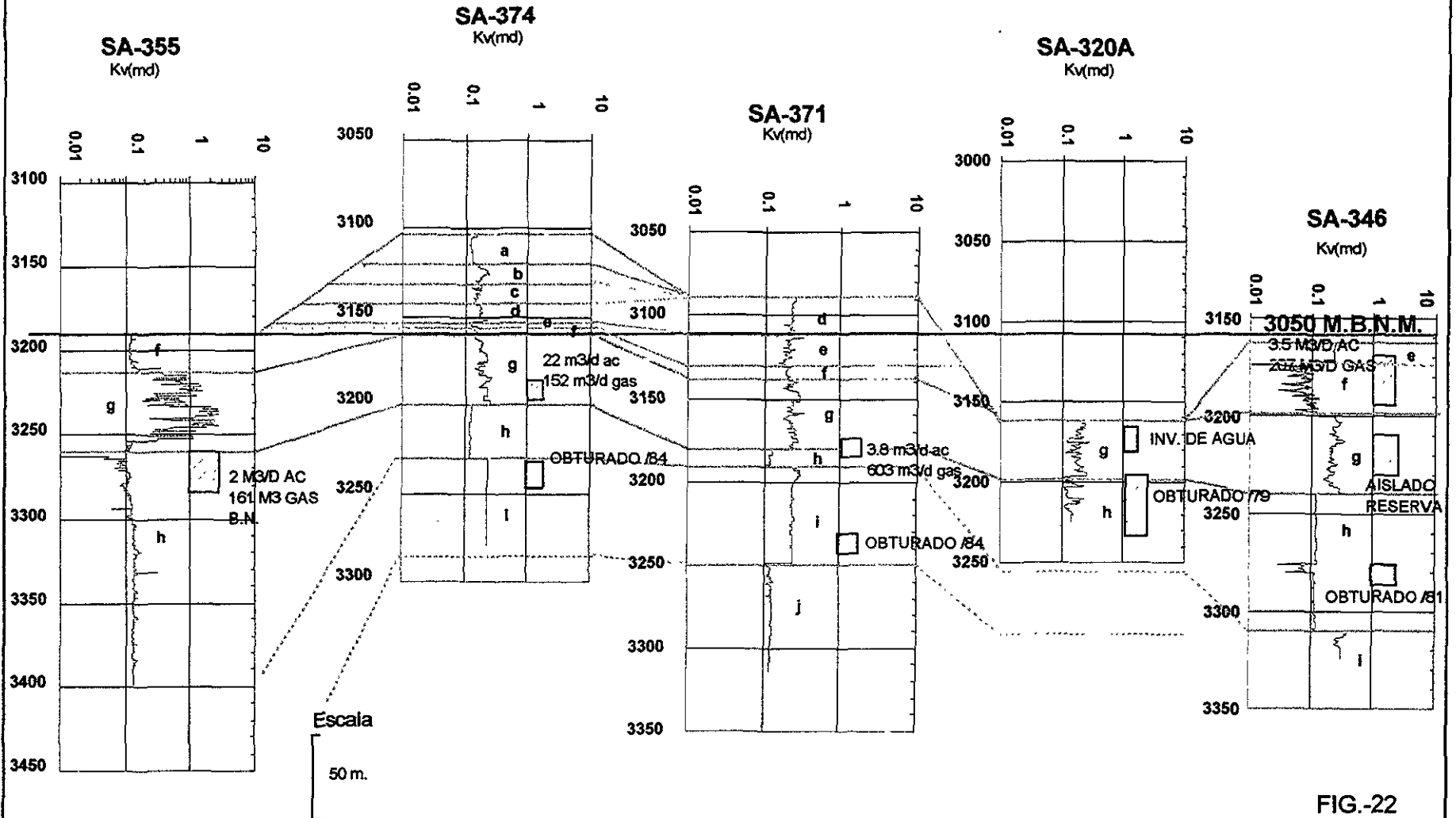


FIG.-22

DETERMINACION DE UNIDADES DE FLUJO DEL YACIMIENTO SAN ANDRES PERMEABILIDAD VERTICAL

NW

SECCION - II*

SE

SA-361
KV(md)

SA-360
KV(md)

SA-342
KV(md)

SA-366
KV(md)

0.01 0.1 1 10

0.01 0.1 1 10

0.01 0.1 1 10

0.01 0.1 1 10

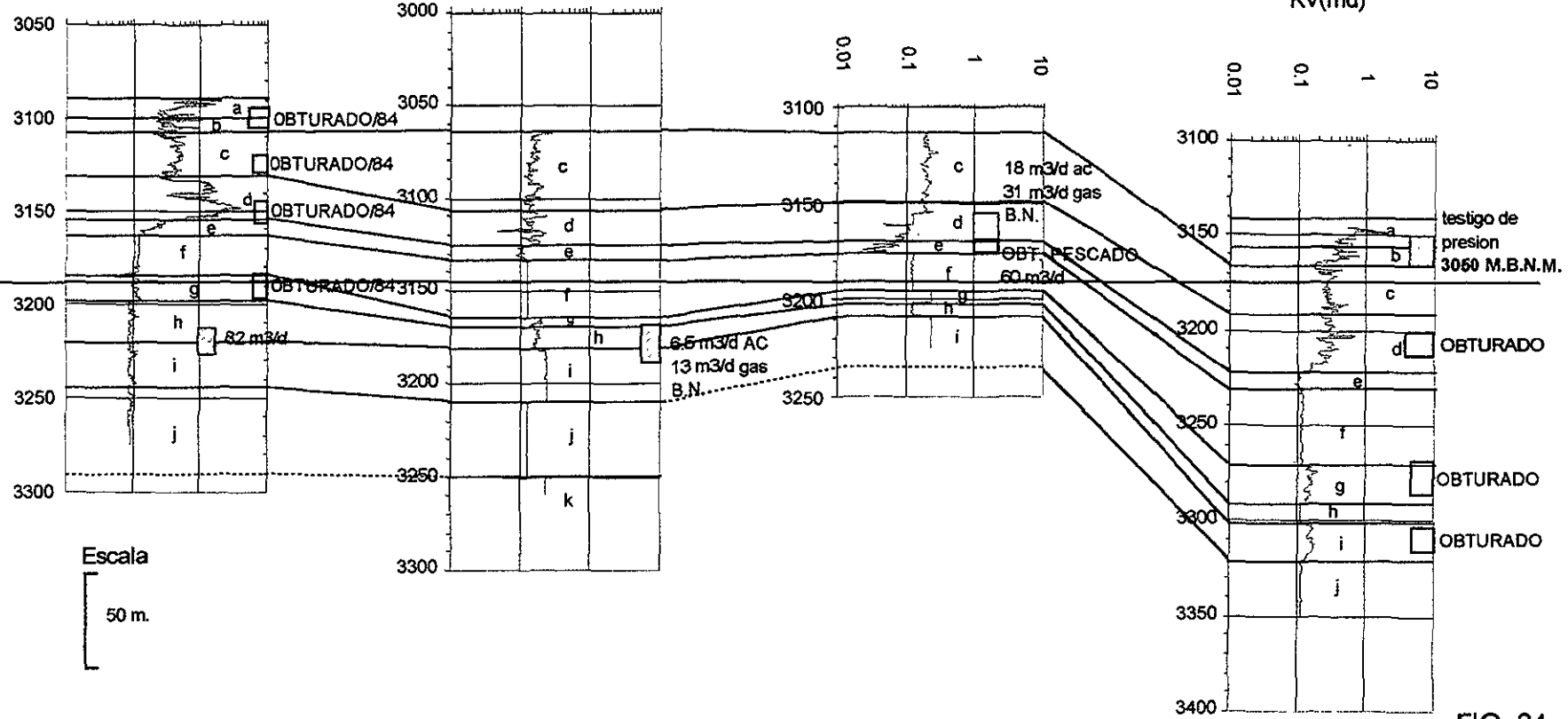


FIG.-24

DETERMINACION DE UNIDADES DE FLUJO DEL YACIMIENTO SAN ANDRES PERMEABILIDAD HORIZONTAL

SECCION - III

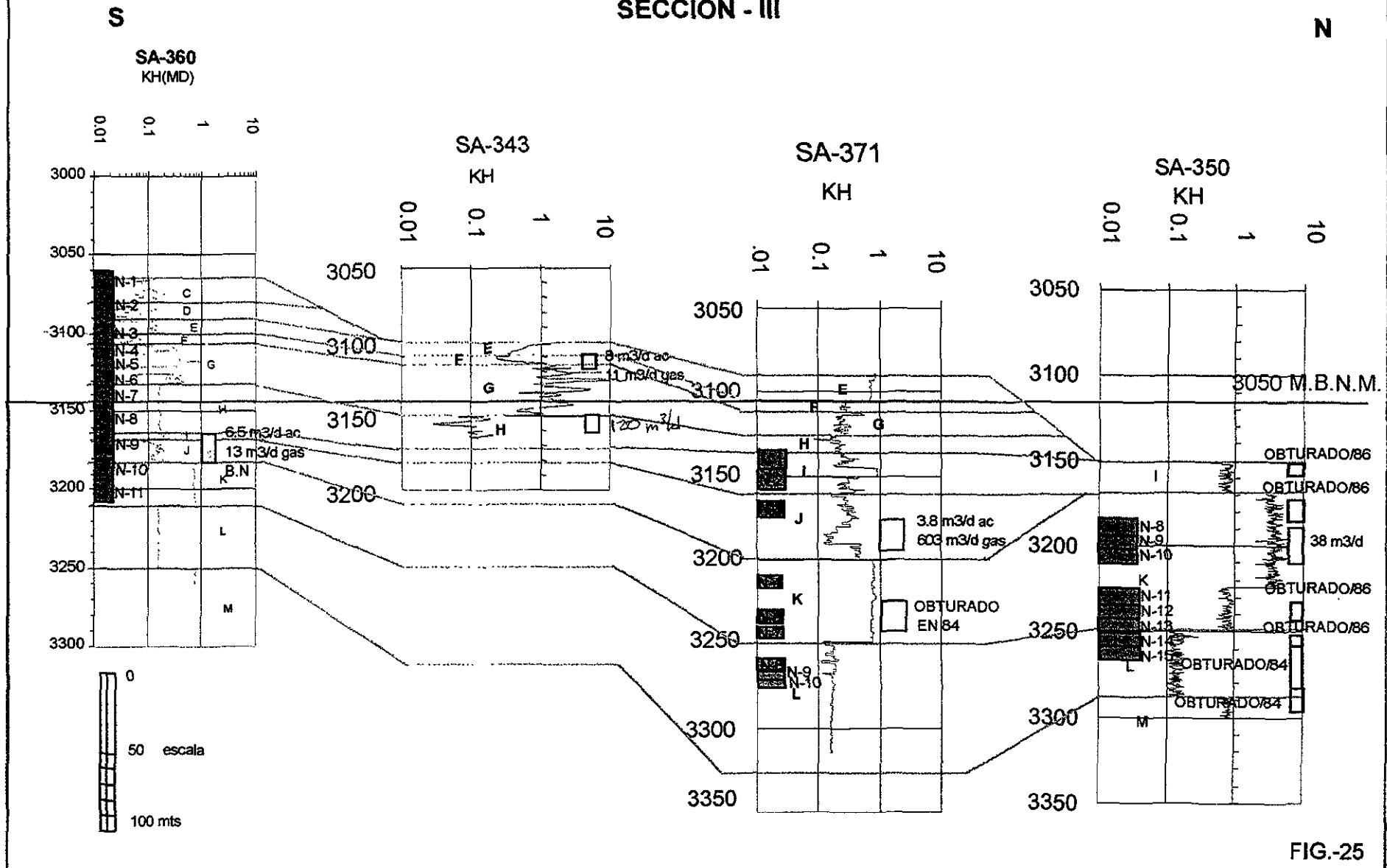


FIG.-25

DETERMINACION DE UNIDADES DE FLUJO DEL YACIMIENTO SAN ANDRES PERMEABILIDAD VERTICAL

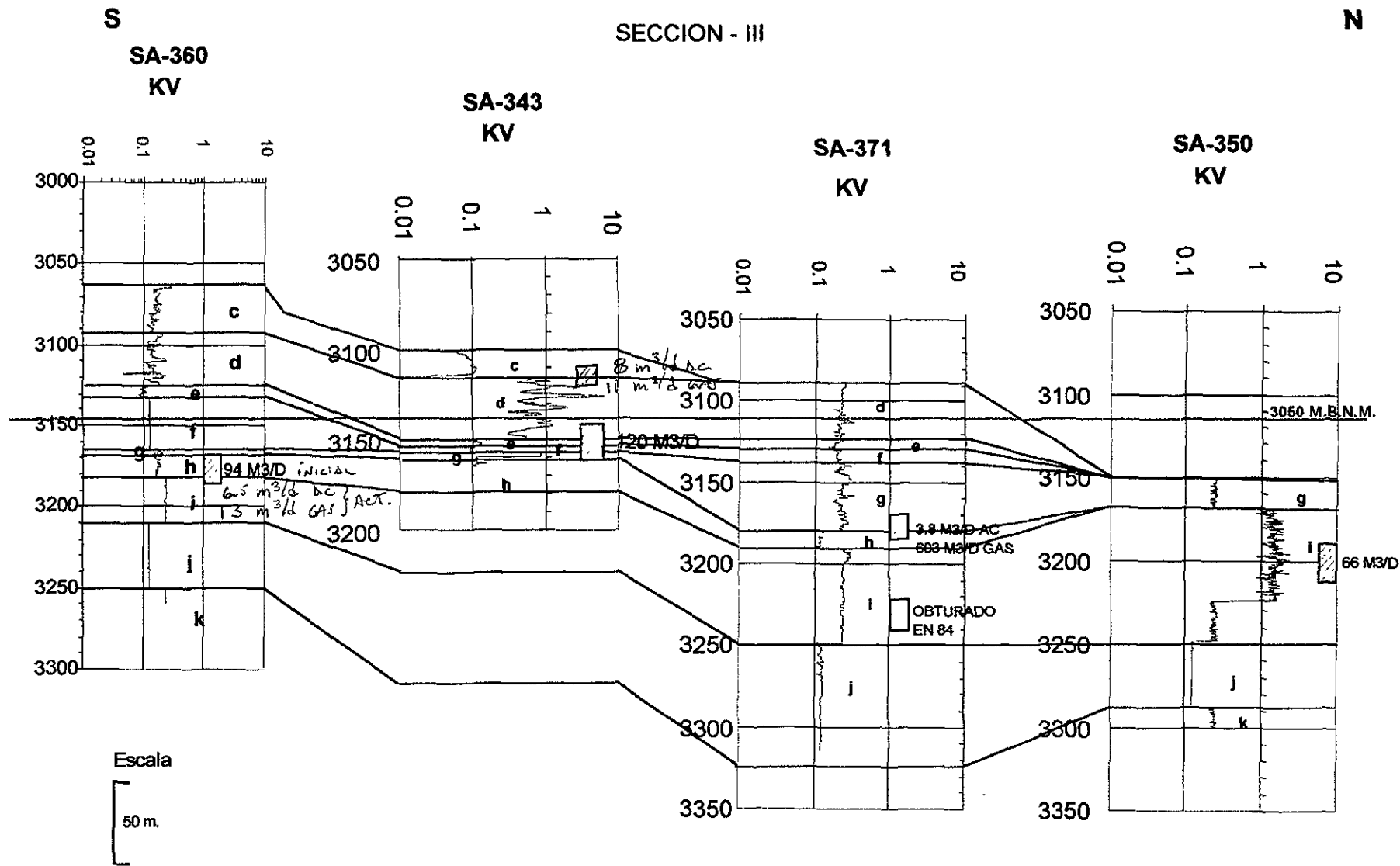


FIG.-26

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES

2259000

2259000

2258000

2258000

2257000

2257000

2256000

2256000

2255000

2255000

2254000

2254000

2253000

2253000

2252000

2252000

2251000

2251000

2250000

2250000

686000

687000

688000

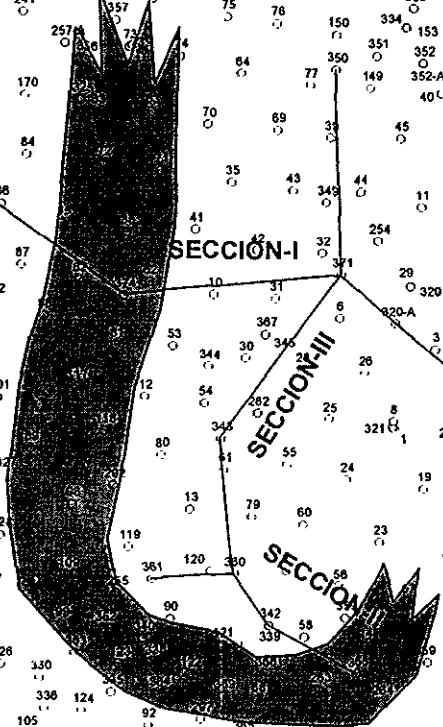
689000

690000

691000

692000

693000



UNIDAD DE FLUJO
HORIZONTAL
"A"

FIG.-27

686000

687000

688000

689000

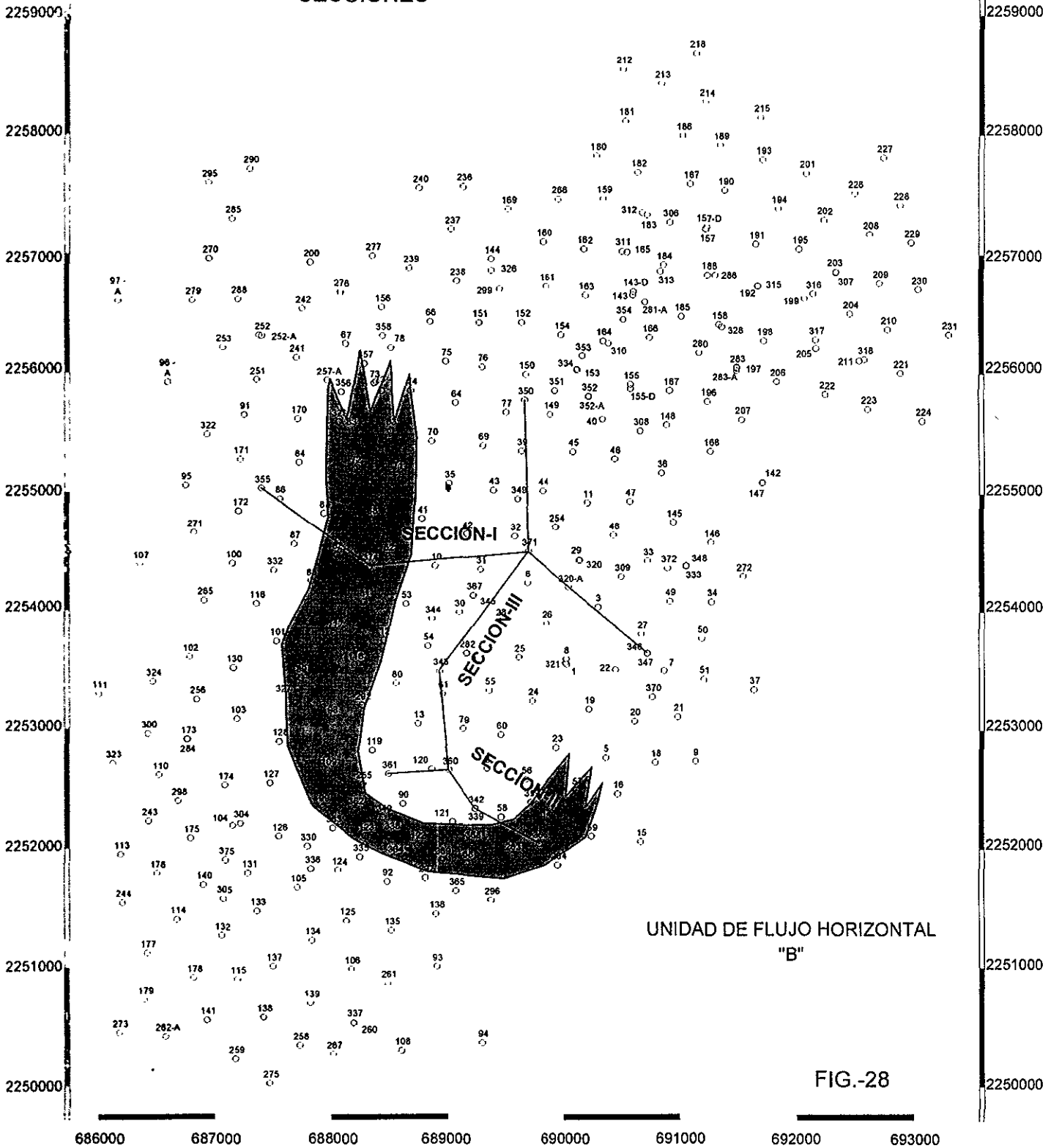
690000

691000

692000

693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES



UNIDAD DE FLUJO HORIZONTAL
"B"

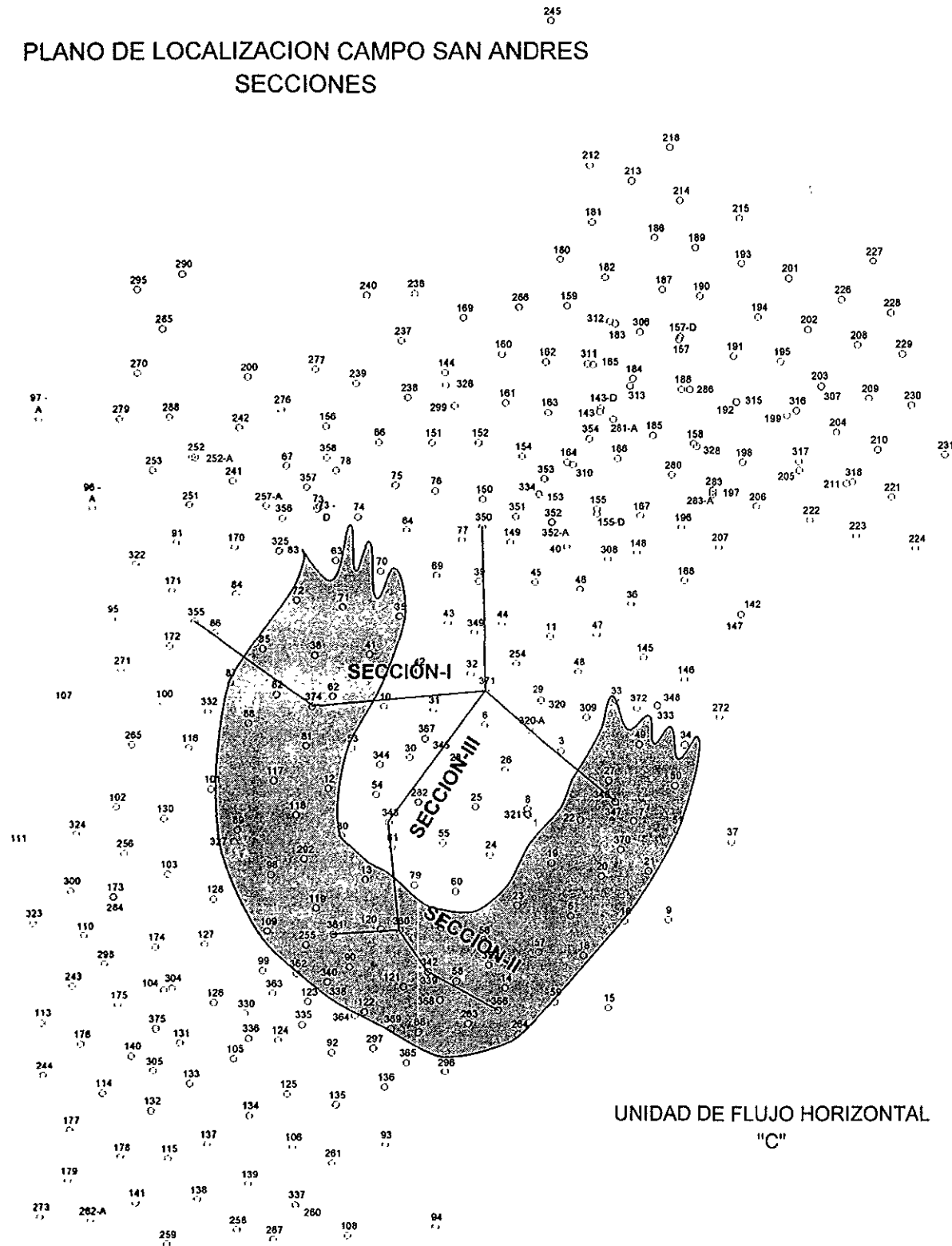
FIG.-28

686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES

259000
258000
257000
256000
255000
254000
253000
252000
251000
250000

2259000
2258000
2257000
2256000
2255000
2254000
2253000
2252000
2251000
2250000



UNIDAD DE FLUJO HORIZONTAL
"C"

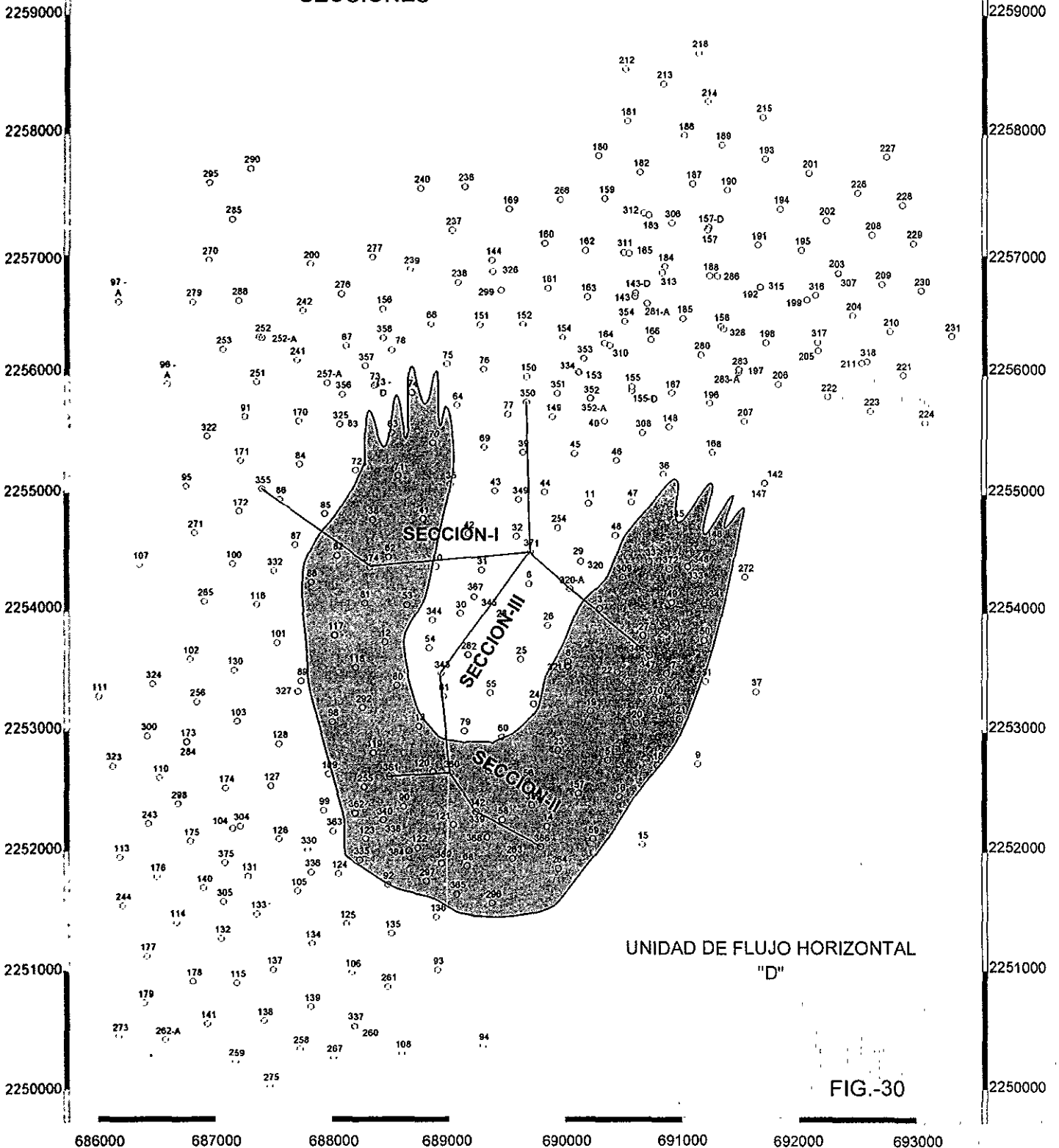
FIG.-29

686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES

SECCIONES



UNIDAD DE FLUJO HORIZONTAL
"D"

FIG.-30

686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES

2259000

2259000

2258000

2258000

2257000

2257000

2256000

2256000

2255000

2255000

2254000

2254000

2253000

2253000

2252000

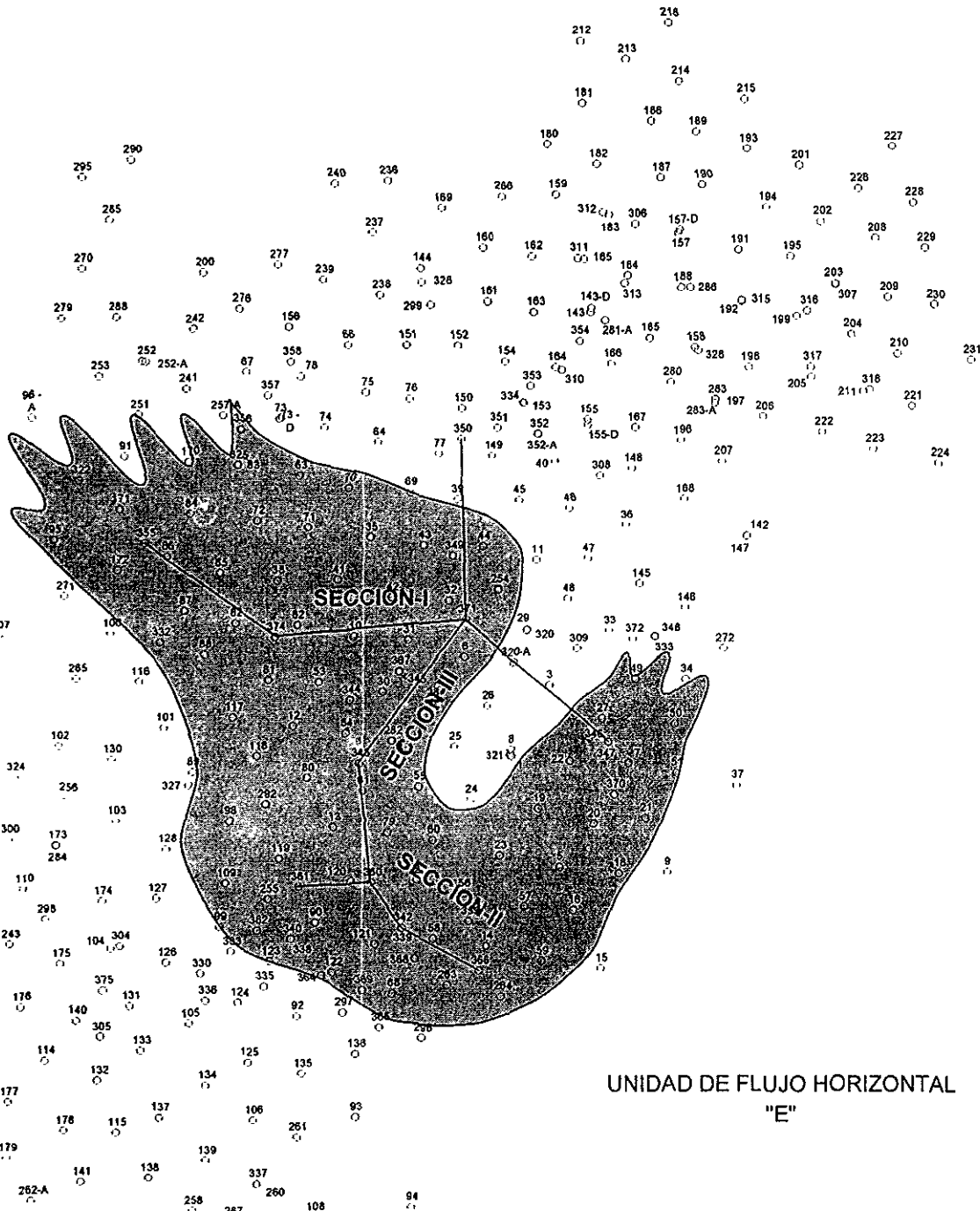
2252000

2251000

2251000

2250000

2250000



UNIDAD DE FLUJO HORIZONTAL
"E"

FIG.-31

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES

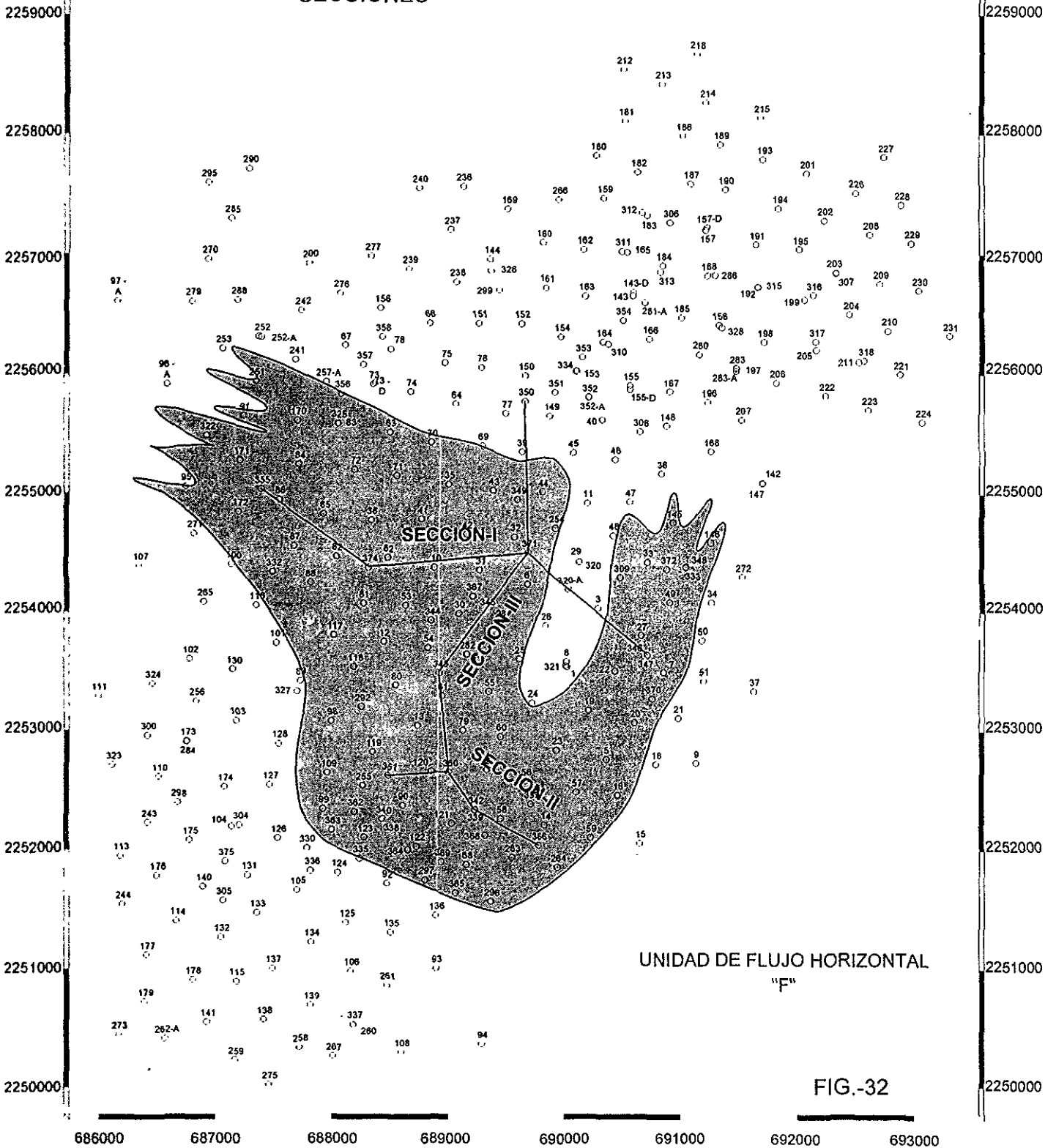


FIG.-32

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES

2259000

2259000

2258000

2258000

2257000

2257000

2256000

2256000

2255000

2255000

2254000

2254000

2253000

2253000

2252000

2252000

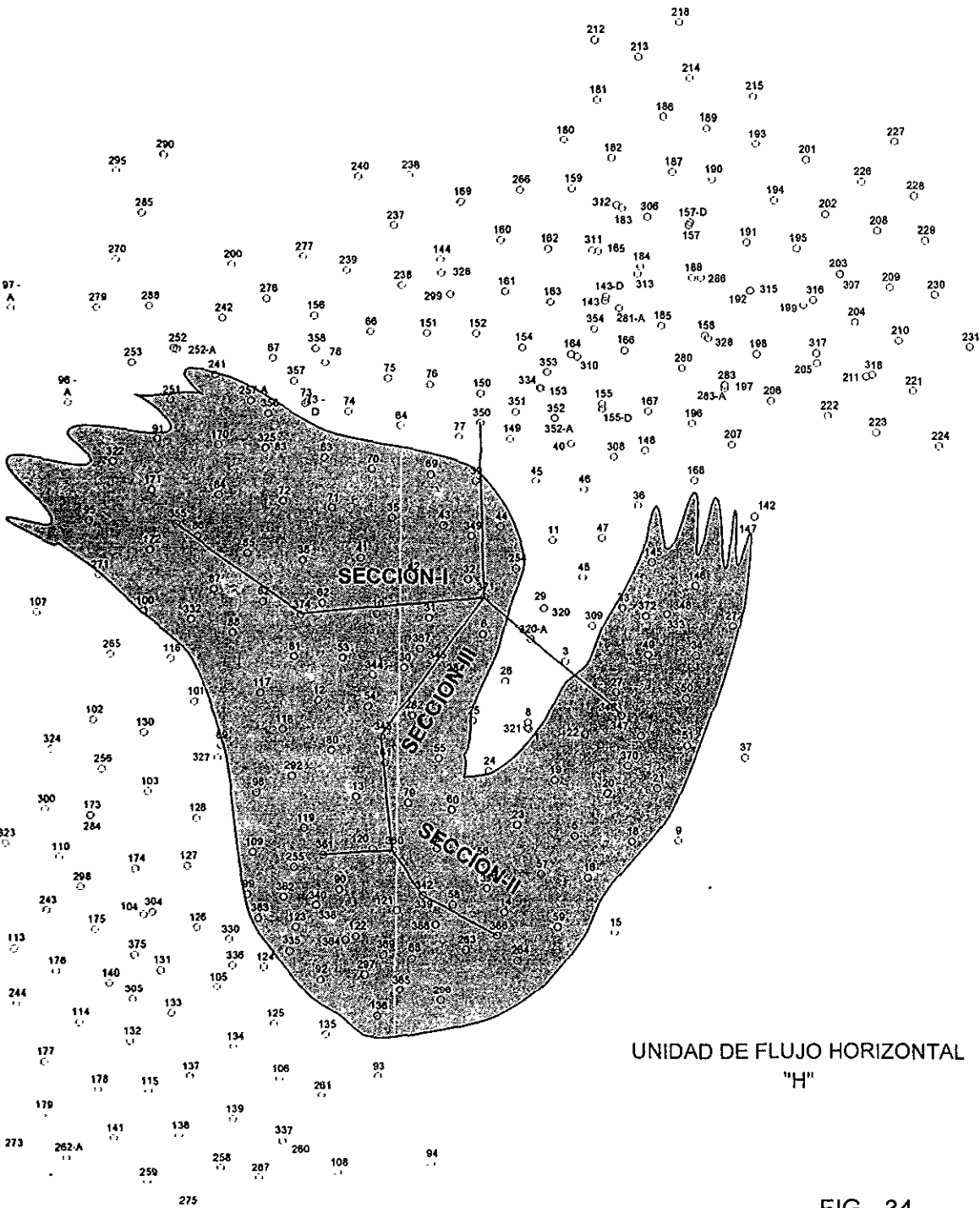
2251000

2251000

2250000

2250000

245



UNIDAD DE FLUJO HORIZONTAL "H"

FIG.- 34

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES

2259000

2259000

2258000

2258000

2257000

2257000

2256000

2256000

2255000

2255000

2254000

2254000

2253000

2253000

2252000

2252000

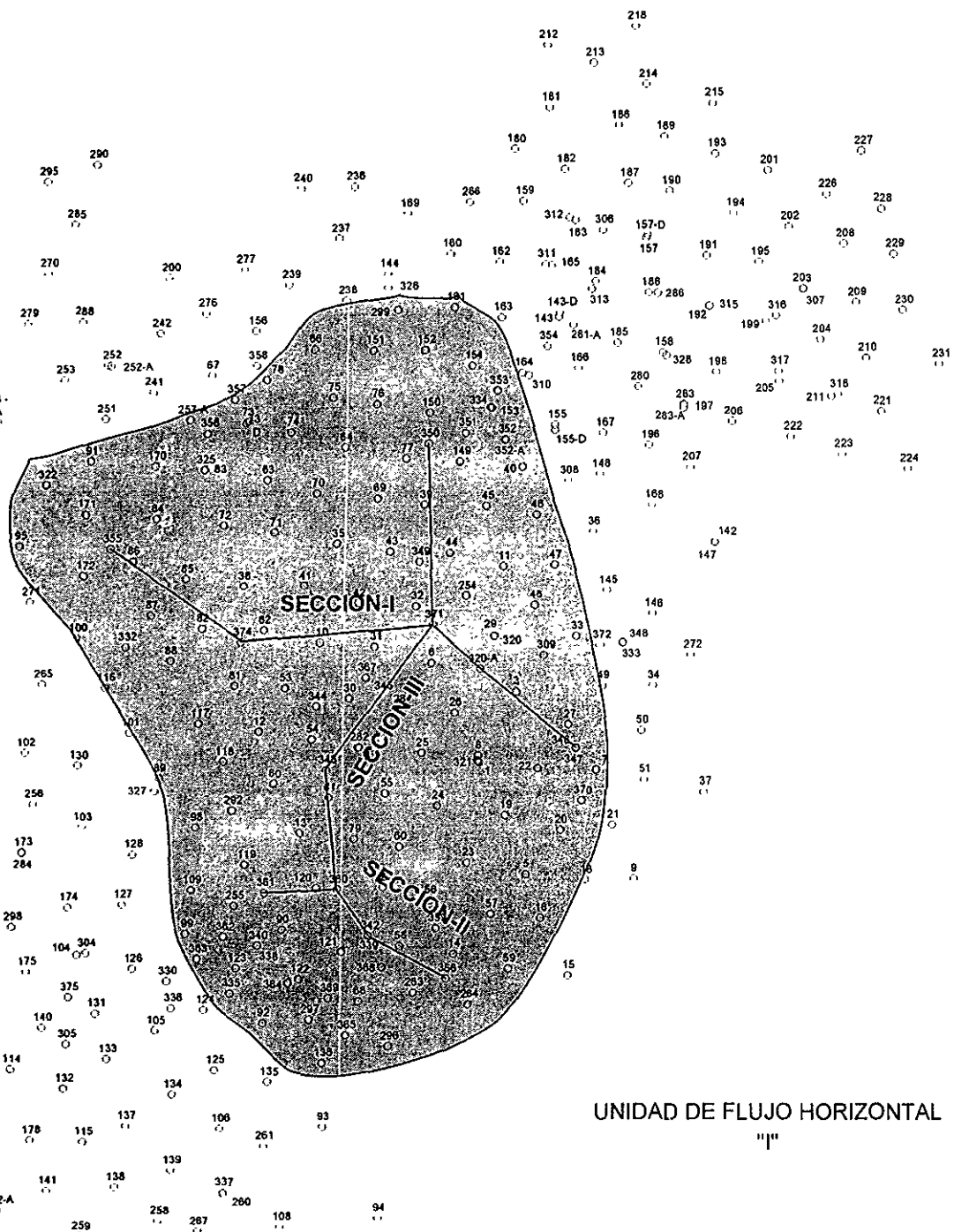
2251000

2251000

2250000

2250000

245



UNIDAD DE FLUJO HORIZONTAL
1"

FIG.- 35

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES

2259000

2259000

2258000

2258000

2257000

2257000

2256000

2256000

2255000

2255000

2254000

2254000

2253000

2253000

2252000

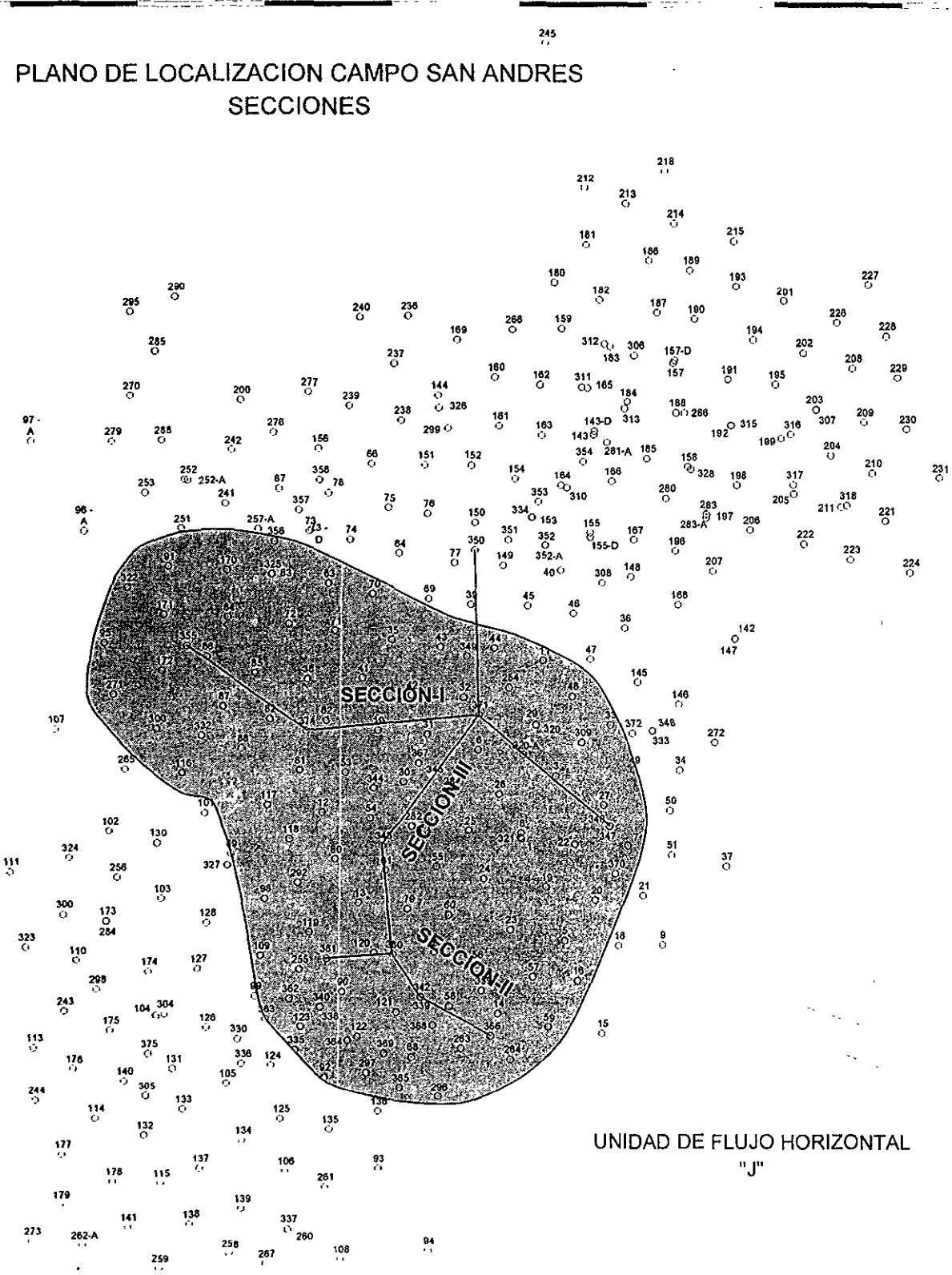
2252000

2251000

2251000

2250000

2250000



UNIDAD DE FLUJO HORIZONTAL
"J"

FIG.-36

686000

687000

688000

689000

690000

691000

692000

693000

686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

PLANO DE LOCALIZACION CAMPO SAN ANDRES SECCIONES

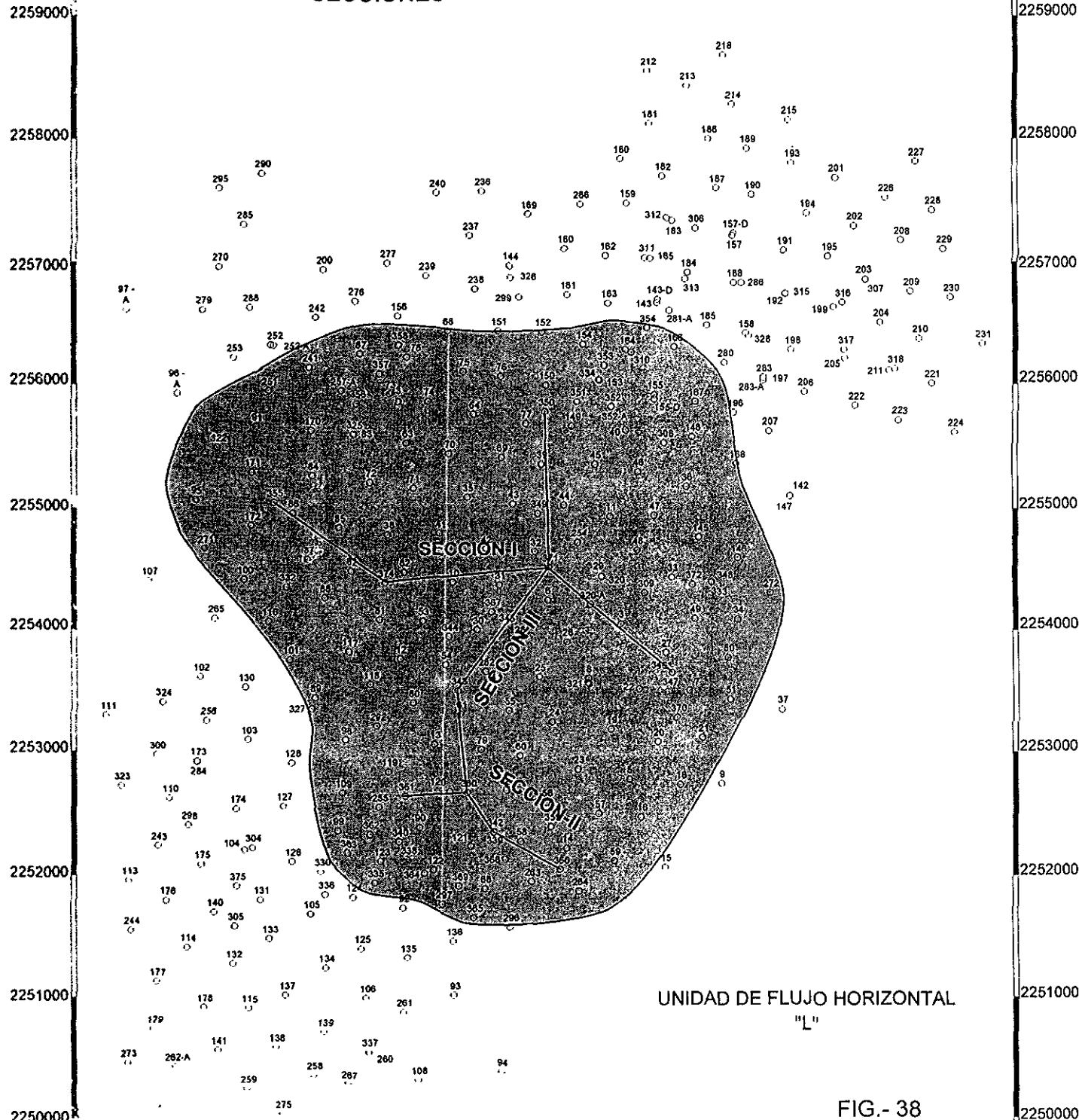


FIG.- 38

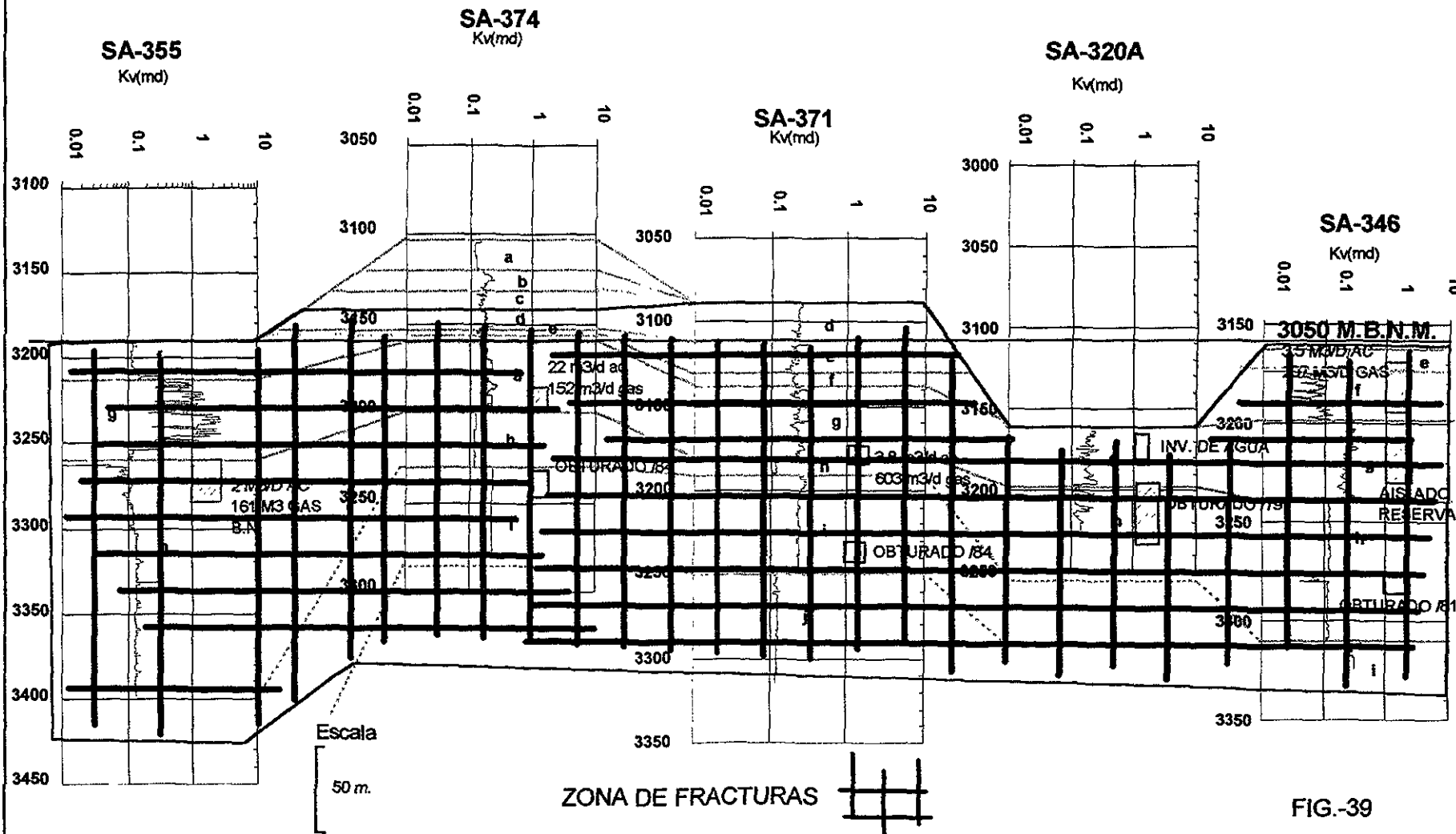
686000 687000 688000 689000 690000 691000 692000 693000

DETERMINACION DE UNIDADES DE FLUJO DEL YACIMIENTO SAN ANDRES PERMEABILIDAD VERTICAL

NW

SE

SECCION - I



DETERMINACION DE UNIDADES DE FLUJO
DEL YACIMIENTO SAN ANDRES
PERMEABILIDAD VERTICAL

NW

SECCION - II*

SE

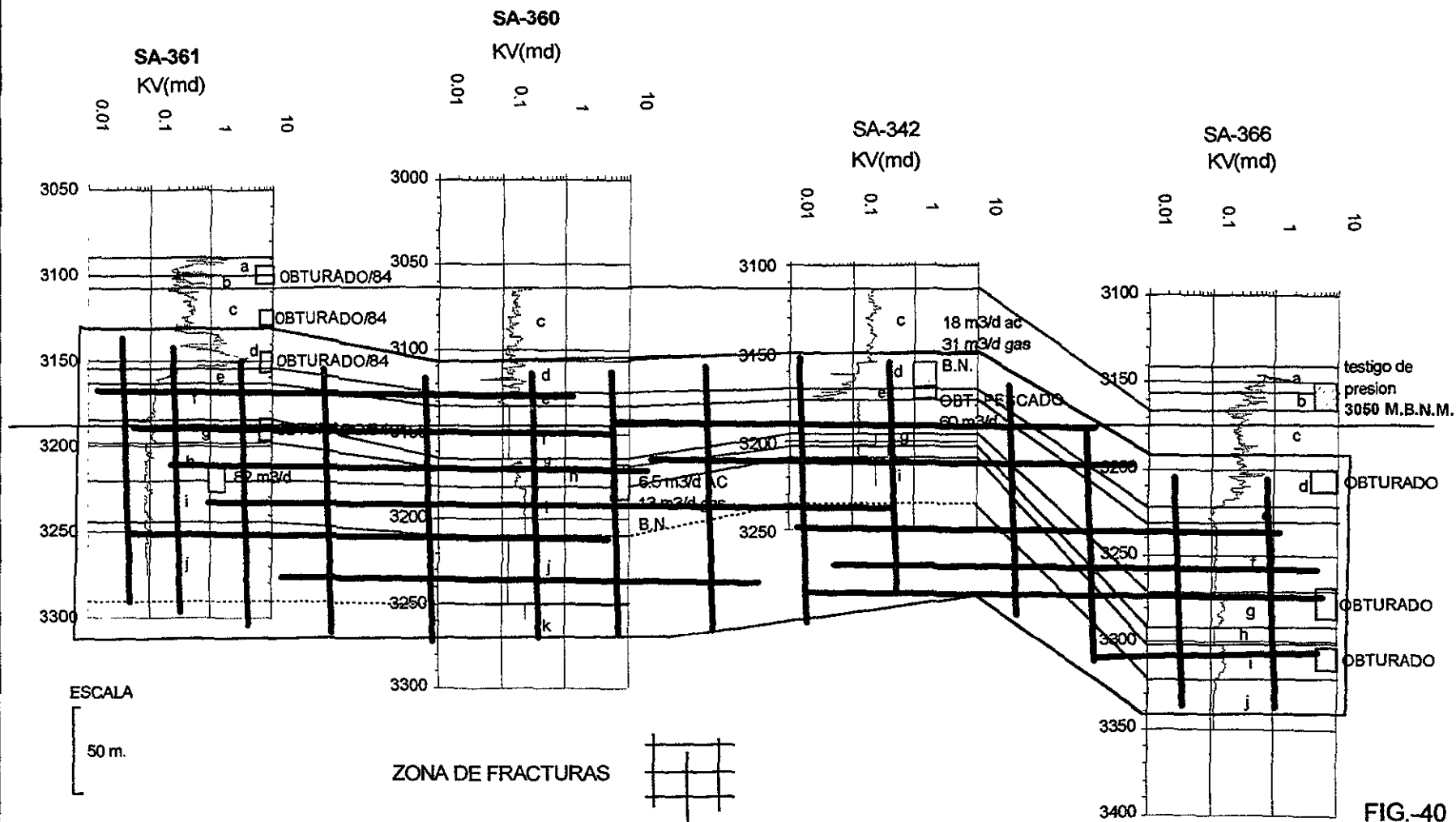


FIG.-40

DETERMINACION DE UNIDADES DE FLUJO DEL YACIMIENTO SAN ANDRES PERMEABILIDAD VERTICAL

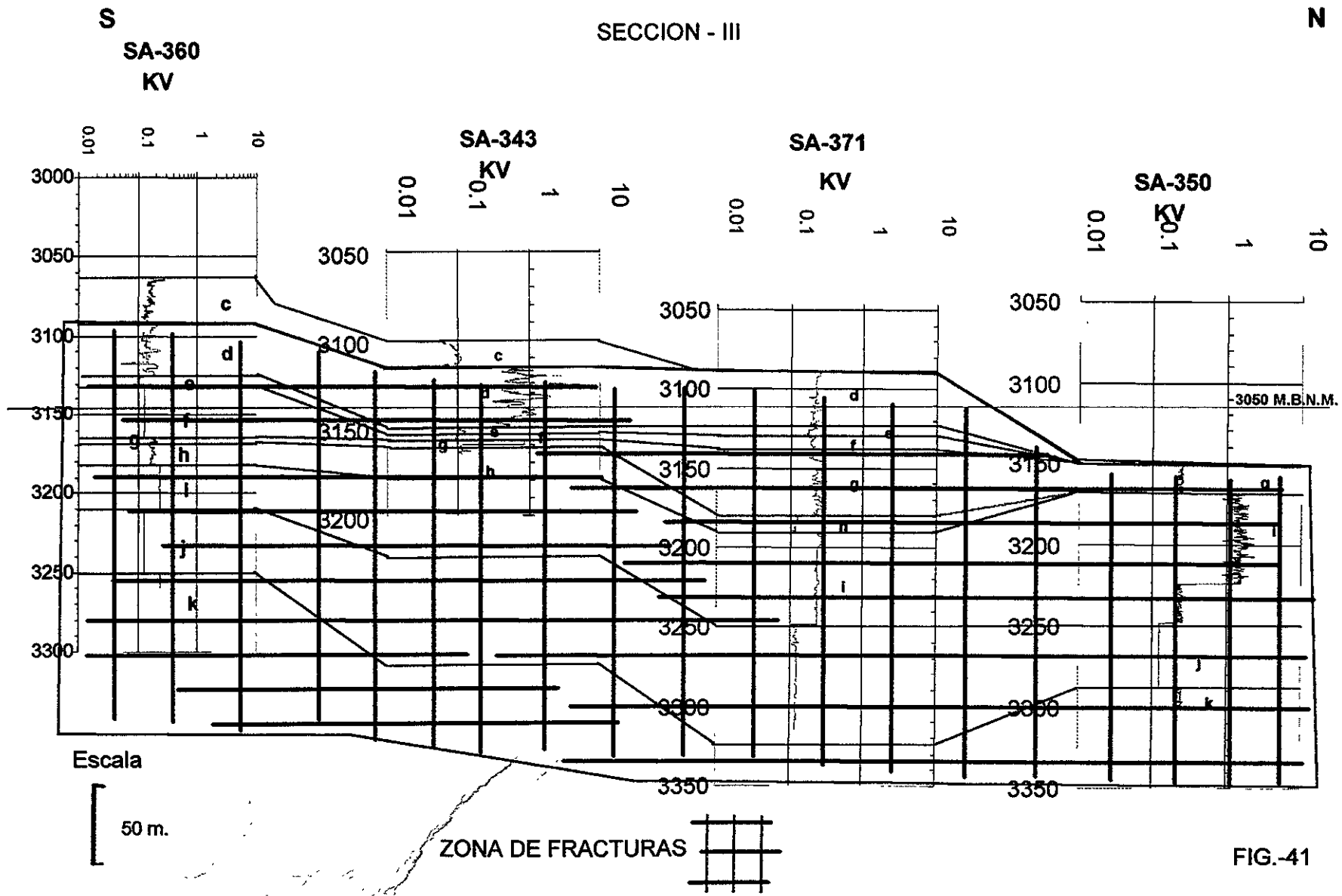


FIG.-41

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El estudio muestra que la determinación de unidades de flujo es un método de descripción principalmente cualitativo, y que es aplicable a casos específicos. El método propuesto para cuantificar las zonas de flujo dentro de los intervalos sedimentarios puede ser aplicado en otros campos con una adecuación de la disponibilidad de información de núcleos y registros.
- El yacimiento San Andrés puede ser dividido en 9 zonas de flujo horizontal y 7 zonas de flujo vertical .
- Basados sobre las unidades de flujo presentes, en este yacimiento puede ser cuantificada la calidad de la formación San Andrés en este campo con las unidades de flujo.
- La relación existente entre los datos de núcleo y registro muestran que la regresión lineal puede ser usada para estimar las permeabilidades.
- Para un problema de aplicación se requiere tiempo en la computadora de una metodología que va a depender de la información existente y es necesario una experiencia para decidir cuando es aplicable el método.
- La descripción del yacimiento integra información geológica variada a escalas múltiples e incluye datos petrofísicos, un detalle estratigráfico y el marco depositacional con la asociación de facies descritas en cada pozo con datos de registros y núcleos.
- La geometría del poro concede para definición de hidráulica, unidad de flujo. Estos atributos pueden ser relacionados con la respuesta de los registros, así permite para el desarrollo de un campo, el modelo del yacimiento basado sobre registros.
- La metodología de caracterización de yacimientos está basada en la identificación de áreas con valores altos de porosidad , permeabilidad horizontal y vertical, espesores de secuencias y potencial productivo de la roca y la compartimentalización.
- El monitoreo de fluidos en presencia de esfuerzos de presión y cambio de compresibilidad son una parte integral de la dinámica de caracterización de yacimientos y la designación de los procesos de producción para alcanzar una máxima recuperación del yacimiento.
- La determinación local de permeabilidad en las direcciones y monitoreo en la distribución no simétrica de los fluidos en el yacimiento puede ayudar en la producción de la reserva remanente.

Se recomienda en estudios de este tipo usar todos los datos disponibles de campo y todos los pozos para cerrar más la malla para estudios de simulación y no tener limitantes por la información utilizada.

Tener un control de los intervalos sometidos a inyección de agua por la recuperación secundaria, para establecer las rutas de flujo del agua inyectada y como afecta esta en la producción del aceite remanente.

Es necesario programar unas Pruebas de Producción en el pozo San Andres 374 en las unidades ("C" y "G") del flujo horizontal. En el pozo San Andres 360 en las unidades ("M" y "G") del flujo horizontal.

BASE DE DATOS
GENERAL

PHYLOG	PHYNUCLE	K	KV	SA-374	litología
9.30412885	5.6	0.1	0.11	N-1	mudstone
9.15297484	9.7	0.41	0.11		
10.1231769					
10.2430051	7.6	0.11	0.11		
10.1097913	8.9	0.1			
10.1895528					
10.3728551	9.6	0.21			
11.6071537	7.2	0.1	0.15		
9.67337962	10.1	0.45	0.15		
9.57361308	7.4		0.15		
9.17632942	8.3	0.11	0.11		
9.09247802	8.3	0.11	0.11		
10.0669945	8.9	0.11	0.11		
9.95404079					
9.61516721	9.1	0.1	0.1		
9.38761569	11	0.19	0.1		
9.43974153	9.6	0.11	0.1		
9.66017336					
9.85891565	8.2	0.1			
9.45053461	9.2	0.15			
7.80064492	10.5	0.15	0.1		
8.2424237					
10.4015259	9.6	0.11	0.1		
8.2175105					
60.328068					
60.328068					
8.20897134	9.9	0.1	0.1	N-2	mudstone
8.77202172					
10.0544315	9	0.12	0.1		
6.82895199	9.3	0.49	0.1		
7.00185303	7.7	0.1	0.16		
8.00751534					
7.84071415	9.2	0.1	0.16		
7.26715523	9		0.16		
7.64197618	10.1	0.1			
8.75192311	10.5	0.1	0.1		
10.7520682	9.3	0.1	0.1		
13.467021	10.2		0.1		
12.6433418	10.7	0.1			
12.897574	9		0.1		
15.1123596	9.8	0.1	0.1		
11.1107757	8	0.1	0.1		
5.59691301	8.7		0.1		
4.20897137	7.3	0.15	0.1		
3.42770344	5.8		0.1		
7.31111389	7.4	0.13	0.1		
7.9636935	9.9	0.1	0.12		
10.4129829	8.2	0.33	0.12		
8.74823021	7.3		0.12		
6.85143846	5.1	0.1			
8.10719058	7.1	0.1			
7.59106017					
6.16669488	7.7		0.15		
6.45752894	6.6	0.1			
7.86196593	6		0.1		
6.6314982					
4.18911416	6.2	0.1	0.19		
2.54131651	6.4	0.1	0.19		
3.08240589	6.3	0.1	0.19		
4.33341119					
5.47828441	8.4	0.19			
5.92775469	7.1	0.11			
60.328068					
60.328068					
7.01785138	6.8	0.1		N-3	mudstone-wackestone
8.22779507					
12.6026045	6.6	0.1	0.44		
9.62061297	7.5	0.82	0.44		
8.93181042	8.6		0.44		
8.64058494	7.1	0.1			
6.90666134	6.4	0.1			
5.31603662	8.1	0.11	0.11		

BASE DE DATOS
GENERAL

5.05902055	5.8		0.1		
4.60788084	7.7	0.1	0.11		
2.80862465	8	0.1	0.11		
0.21225774	7.6	0.1	0.3		
0.57246343	8.5	0.21	0.3		
1.5212533	8.8		0.3		
5.09224881	6.2	0.1	0.15		
5.79375882	6.1	0.15	0.15		
6.0038448	6.2	0.1	0.1		
6.82213889					
9.21978787	4.9	1	0.2		
8.58912831	5.5	0.25	0.2		
8.350735	4.7		0.2		
8.69851693					
9.64058658	1	0.79	0.1		
9.42354625	1	0.1	0.1		
9.11797946	0.1	0.1	0.1		
7.97560569	1	0.1			
7.44288891	1	0.1			
5.0588006	1	0.1			
5.26888687	1.3	0.1	0.1		
5.08288194	1	0.1	0.1		
3.96503129	1	0.1	0.1		
2.585929	1.2	0.1	0.1		
6.12562738	1	0.1			
4.60996327					
4.591808	1	0.1			
5.67928963	1	0.1			
60.328068					
60.328068					
7.52217966	1.82	0.1		N-4	mudstone-wackestone
8.6873921					
9.92927177	2.6	0.1			
9.06912625	3.5	0.72			
7.88189856	3.4	0.72			
7.37507677	1	0.1	0.1		
7.75757153	1	0.11	0.1		
9.61065251	1		0.1		
10.5151883	1	0.13	0.1		
12.1032922					
14.2266124	5.6		0.1		
12.8576305					
8.54836431	4.5	1.8			
4.50518891	5	0.1	0.1		
3.95097371	3.7	0.1	0.1		
3.96390424	3.6		0.18		
3.45502462	2	0.1	0.1		
4.12641994	1.8	0.82	0.1		
6.09106151	1		0.1		
10.9731451	1.7	0.1			
13.4811922					
15.0514631	3	0.1			
11.2975601	3.5	0.1	0.1		
10.3295903	4.5	0.1	0.1		
11.1460923	6.9	0.1	0.7		
9.90521844					
9.64294199	4.4	0.1	0.7		
10.2406236	8.4		0.7		
8.35415387	8.2	0.16			
4.93633014					
3.59057899	10.3	0.21			
3.09667473					
4.00093007	10	0.18	0.14		
4.4578326					
6.81131851	8.6	0.14	0.14		
9.04723073					
60.328068					
60.328068					
9.89125349	9.9		0.14	N-5	mudstone
11.7030162					
9.37336352	7.5	0.15			
1.98775727					
2.20681621	1.2	0.1			

BASE DE DATOS
GENERAL

4.11434319					
7.46845018					
5.79932325					
60.328068					
60.328068					
5.12163216	2.7	0.1		N-6	mudstone-wackestone
3.45234205					
4.51670417	3.3	0.1			
5.8536155					
3.25953915	5.6	0.1			
3.22005583					
3.22186879	1.1	0.23	0.1		
4.26092791					
5.12240556	1	0.1	0.1		
6.92270242					
10.6468912	1	0.1	0.1		
11.7193787					
12.0822759	1.1		0.1		
12.5415008					
12.1857865	2.6	0.1	0.1		
12.8723895					
12.0112788	3.9	0.1	0.1		
10.5012221					
10.9384639	5.7	0.1	0.1		
12.2523491					
12.9961648	5.1	0.1	0.1		
13.7499805					
12.7435754	5.3	0.1	0.1		
12.4048486					
13.2573858	4.7	0.1	0.1		
14.7858945					
15.1583845	4.5	0.1	0.1		
14.3572175					
12.4565162	6.6		0.1		
12.6778688					
13.3702885	6	0.1	0.1		
14.018132	5.1	0.38	0.1		
60.328068					
60.328068					
13.8132516			0.1	N-7	wackestone-packstone
11.2076053					
9.30062812	3.5	0.1			
9.6482173	1	0.1			
11.0136898	3.3	0.1	0.1		
11.178231					
9.70484416	6	0.1	0.1		
8.86994416	4.7	0.1	0.1		
7.9285209	4.4	0.1	0.1		
7.05672227	1.5	0.1	0.1		
6.14183612	1	0.1	0.1		
5.64294105	9.1	0.5	0.5		
5.34901422	4.5	0.1	0.1		
6.2060568	5.2	0.1	0.1		
4.16407153	4.3	0.1	0.1		
3.4951551	2.7	0.1	0.1		
5.18165088	3.1	0.1	0.37		
7.08632338					
8.37538773	3.9	0.1	0.37		
10.3909639	3.8	0.37	0.37		
12.0328905	3.8	0.12	0.1		
11.1638681	4.4	0.1	0.1		
10.2571549	3.3	0.3	0.1		
12.7294385	2.3	0.1	0.15		
11.3735673	3.7	0.5	0.15		
12.0121358	5.1	0.14	0.15		
11.4006484	6.7	0.14	0.1		
10.8089578	6.2	0.1			
10.5886516	6.2	0.1	0.1		
7.92162901	7.8	0.1	0.1		
5.01287207	6	0.1	0.15		
2.25915999					
3.96753524	10.1	0.12	0.15		
6.57211785	9.4	0.15	0.15		

BASE DE DATOS
GENERAL

5.80319062	10.6	0.13	0.15		
2.3349859					
2.11632669	9.9	0.12	0.15	N-8	wackestone-packstone
0.80308412					
0.78365639	10.5	0.1	0.1		
3.0304631	8.9	0.1	0.1		
0.78706534	8.7	0.1	0.1		
1.38621388					
3.55872495	8.7	0.1	0.1		
1.49485596	8.5	0.1	0.1		
1.80386329	9	0.1	0.1		
2.98652542	9.3	0.1	0.1		
6.07345527	9.5	0.1	0.1		
8.65275002	9.2	0.1	0.1		
6.64846467	8.4	0.1	0.1		
5.05436869	8.8	0.1	0.1		
3.72877816	8.1	0.1	0.1		
2.87172675	7.9	0.1	0.1		
0.60824604	6.3	0.1	0.1		
0.74467524	5.3	0.1	0.1		
2.47868011	7.2	0.1	0.38		
4.98714883	7.7	0.1	0.38		
9.78981626	3.8	0.1	0.38		
10.9500355	2.7	0.1	0.1		
9.71778755	1	0.1	0.1		
7.36196807	1.9	0.1	0.1		
8.8782969	4.1	3.5	0.1		
8.49883173	3.8	3.5	0.1		
8.95536484	4.2	0.13	0.1		
9.71264553	5.9	0.23	0.1		
11.3304064	5.6	0.1	0.1		
9.84483508	4.7	0.1	0.1		
8.64921207	1.5	0.1	0.1		
8.36528432	3.2	0.41	0.1		
7.56832701	6.6	0.1	0.1		
6.44389602	7.6	0.1	0.1		
6.10186111	7	0.1	0.1		
9.81683204	7.4	0.1	0.1		
11.3924385	6.7	0.1	0.1	N-9	mudstone-wackestone
12.9029809					
13.7565304	5.2	0.1	0.1		
12.9320912	5.7	0.1	0.1		
11.6483492	5.8	0.1	0.1		
8.92478714					
6.71981811					
4.80439093					
3.83140637	4.8	0.1	0.1		
5.4677563					
4.72076946	1.9	0.1	0.1		
6.26359072	2	0.1	0.1		
5.06374635	1	0.1	0.1		
3.94475376					
1.74962653	1	0.1	0.1		
2.59241561	1	0.1	0.1		
4.61464161	2.2	0.1	0.1		
5.94774368					
3.46671154	3	0.1	0.1		
0.40837003	1.2	0.1	0.1		
0.91836727	5.1	0.1	0.1		
2.41802663	1	0.1	0.1		
3.12834701	1.8	0.03	0.1		
4.59045586	2.2	0.1	0.1		
6.83424387	2	0.1	0.1		
7.37904432					
7.84640793	1.1	0.1	0.1		
7.9997554	1.5	0.1	0.12		
10.1253947	1.9	0.1	0.12		
6.58586197	1	0.1	0.11		
7.79823206	1.1	0.12	0.11		

BASE DE DATOS
GENERAL

8.72627543	1.6	0.11	0.11		
7.91572172	2.1	0.1			
7.51590803					
9.50575877	1.8	0.1	0.13		
9.14098776	1.2	0.12	0.13		
9.54672625	1.9	0.13	0.13		
12.062627					
10.1678917					
9.4817024					
8.03240846					
				SA-371	
				NUCLEO 1	
13.622979	11.7	0.15			grainstone
14.397417					
14.525865	12.1	0.95			
14.137176					
14.548647	13.4	0.25	0.25		
14.403051					
13.745036	9	0.08			
13.565694					
13.056124	13	0.15	0.15		
12.191343					
10.957873	18.2	0.3			
9.046466					
7.640312	17.6	0.58	0.58		
9.935508					
10.560323	17.2	0.54	0.29		
11.55545					
13.344255	16.1	0.13			
14.342393					
14.22061	6.1	0.41	0.41		
13.810592					
12.266579	15.8	0.16			
12.745574					
15.203845	17.5	0.11			
14.471234					
13.862941	17.7	0.11			
14.311716					
15.128566	12.8	0.12	0.21		
16.013425					
15.355598	28	0.12	0.15		
13.646131					
12.20298	10.2	0.18			
13.030529					
14.145804	13.5	0.19	0.13		
12.323776					
10.498537	13.9	0.17	0.1		
8.812538					
0					
				N-2	
9.616983	13.5	0.1	0.1		mudstone
8.906819					
8.171892	14.5	0.1			
8.949149					
10.916325	14.6	0.13	0.13		
12.872422					
12.475912	13.6	0.1	0.1		
13.582914					
12.790904	19.6	0.1	0.2		
12.760472					
14.947676	16.9	0.1	0.1		
16.303026					
15.511251	14	0.1	0.1		
14.504978					
14.310368	14.1	0.58			
14.108027					
13.177811	8.7	0.26	0.26		
10.070002					
8.540419	5.2	0.1			
7.203646					
8.649205	5.8	0.1	0.1		
10.278077					

BASE DE DATOS
GENERAL

8.72627543	1.6	0.11	0.11		
7.91572172	2.1	0.1			
7.51590803					
9.50575877	1.8	0.1	0.13		
9.14098776	1.2	0.12	0.13		
9.54672625	1.9	0.13	0.13		
12.062627					
10.1678917					
9.4817024					
8.03240846					
				SA-371	
				NUCLEO 1	
13.622979	11.7	0.15			grainstone
14.397417					
14.525865	12.1	0.95			
14.137176					
14.548647	13.4	0.25	0.25		
14.403051					
13.745036	9	0.08			
13.565694					
13.056124	13	0.15	0.15		
12.191343					
10.957873	18.2	0.3			
9.046466					
7.640312	17.6	0.58	0.58		
9.935508					
10.560323	17.2	0.54	0.29		
11.55545					
13.344255	16.1	0.13			
14.342393					
14.22061	6.1	0.41	0.41		
13.810592					
12.266579	15.8	0.16			
12.745574					
15.203845	17.5	0.11			
14.471234					
13.862941	17.7	0.11			
14.311716					
15.128566	12.8	0.12	0.21		
16.013425					
15.355598	28	0.12	0.15		
13.646131					
12.20298	10.2	0.18			
13.030529					
14.145804	13.5	0.19	0.13		
12.323776					
10.498537	13.9	0.17	0.1		
8.812538					
0					
				N-2	
9.616983	13.5	0.1	0.1		mudstone
8.906819					
8.171892	14.5	0.1			
8.949149					
10.916325	14.6	0.13	0.13		
12.872422					
12.475912	13.6	0.1	0.1		
13.582914					
12.790904	19.6	0.1	0.2		
12.760472					
14.947676	16.9	0.1	0.1		
16.303026					
15.511251	14	0.1	0.1		
14.504978					
14:310368	14.1	0.58			
14.108027					
13.177811	8.7	0.26	0.26		
10.070002					
8.540419	5.2	0.1			
7.203646					
8.649205	5.8	0.1	0.1		
10.278077					

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

BASE DE DATOS
GENERAL

12.027063	18.2	1.32	1.49		
12.549911					
12.506014	18.1	1.17			
12.385413					
11.586969	19.9	1.72			
11.507534					
11.772296					
12.125688					
11.771185					
11.862693					
11.930038					
12.467401					
14.173671					
15.109579					
				N-3	
13.335378	13	0.1	0.17		packstone
12.820839					
11.811705	13	0.1	0.1		
11.473924					
11.856651	12.1	0.1			
12.324846					
12.793479	13.9	0.1	0.1		
12.901316					
12.561968	12.5	0.1	0.13		
12.500612					
12.134174	11.6	0.13			
11.54365					
12.441314					
13.885922					
15.157424	12.2	0.26	0.1		
13.273522					
11.51969	9.4	0.42	0.1		
10.039804					
9.525371	17.7	1.75	0.42		
8.864444					
8.768656	16.3	0.66			
9.389288					
11.492802	0.59				
13.779205	17.1	1.02			
13.169198	14.8	0.8			
10.977372					
10.385359	18.2	1.1			
9.723615					
9.037271	16	0.88			
7.814303					
8.835717	16.3	0.99	2.13		
11.641894					
11.935034	15.1	0.51			
10.643832					
11.550786	15.3	0.58			
11.910111					
11.300112	12.7	0.22			
11.831888	14.0841176				
0					
0				N-4	
-0.117072	11.4	4.33	3.16		packstone
2.850412					
5.136774	12.1	0.37	0.35		
3.092426					
2.341245	8.8	0.1			
1.700136					
1.357872	6.1	0.1			
2.082391					
5.186316	5.4	0.1	0.1		
6.129042					
7.29628					
8.220132					
9.348701	5.5	0.1	0.1		
11.999552					
12.342102	4.7	0.1			

BASE DE DATOS
GENERAL

10.838151					
10.170529	6.9	1.41			
10.081616					
13.171586	3.3	1.92	3.3		
11.587066					
9.735033	3.8	2.6	3.7		
8.985851					
9.764912					
4.08448					
3.101554					
4.835113					
6.410865	5.6	5.7			
6.884809					
9.488668	2.7	0.31	0.31		
8.673355					
8.284571	2.5	0.1			
7.23717					
6.368669	1.4	0.18			
5.795373					
5.251156					
5.586563					
0					
0					
5.816939				N-5	
6.499909					
6.249916					
5.620045					
3.750405					
2.367375					
1.958142					
1.304367					
-0.254073					
-2.879664					
-3.827673					
-5.913396					
-4.87885					
-2.778337					
-1.669269					
-0.357137					
-1.59675					
-0.133995					
1.001924					
2.197181					
4.434467					
4.475555					
5.154561					
7.633093					
9.439978					
11.535079					
11.775197					
12.622825					
13.197651					
11.885624					
10.25617					
9.282933					
9.042158					
8.462746					
8.525846					
9.391766					
9.022496					
0					
0					
11.60606	14.3	0.17	0.19	N-6	mudstone
10.114247					
10.647658	14.1	0.19	0.17		
10.405109					
9.797051	13.1	0.15			
10.902981					
9.851284	12.5	0.15	0.15		
8.604204					
8.032138	12.9	0.17			
8.331834					
8.289142	9.7	0.19	0.11		

BASE DE DATOS
GENERAL

6.708725					
5.986696	10.6	0.11			
6.364793					
7.463798	14.8	0.17	0.17		
8.717679					
9.096503	12.8	0.19			
9.454704					
10.327923	12	0.13			
11.005342					
10.076207	11.5	0.15	0.15		
10.212567					
9.771165					
10.81223					
11.468727	9.4	0.1	0.11		
9.839796					
9.167641	5.1	0.1	0.19		
10.773474					
11.719989	9.1	0.1	0.1		
14.209687					
13.831456	12.4	0.19	0.17		
11.812247					
12.544294					
11.467511	6.5	0.2			
10.935111					
10.346317					
9.242951	6.6	0.2			
0					
0					
9.747937	N-7			N-7	mudstone
10.276925	6.6				
10.59338					
9.960551	11.5				
9.525885					
9.733643	11.2				
9.496622					
9.546696	9.2				
8.512249					
7.48107					
6.369672					
5.036791	4.6				
3.025738					
2.217212					
3.054418					
3.368223	5.3	0.82			
4.869095					
6.245066	6				
6.944974					
7.579203	10				
7.801545					
8.351021					
9.579668					
9.401813					
8.041103					
7.164012					
6.384686					
5.605557					
0					
0					
8.403413	10.2	0.22	0.29	N-8	mudstone
8.226226					
9.352905	10.8	0.22			
10.240505					
11.896185	9.7	0.25			
13.047383					
13.904507	9.6	0.29			
11.247005					
6.897333	6.6	0.1			
3.139191					
3.522878					
-2.473107					
-0.939992					
3.10719					
6.118289	8.5	0.1			

BASE DE DATOS
GENERAL

7.796523					
9.114427	4.8	0.1	0.1		
9.859499					
10.400634					
11.06627					
0					
0					
10.502024	N-9			N-9	mudstone
10.423107					
10.628993					
10.393514					
9.688294	1	0.1			
9.669925					
9.21761	3.6	0.1	0.1		
7.630035					
8.013631	4.2	0.1			
9.28147					
10.593524					
11.026951					
10.27392					
8.835606					
7.003752					
7.746333					
8.809997					
5.115395					
2.133531					
-0.775693					
0.537864					
1.791888					
3.539051					
2.595203					
0					
0					
1.258688				N-10	mudstone
3.391684					
3.688617					
4.121443					
6.464979					
8.754021					
7.039593					
3.227908					
1.256511					
2.518217					
3.392671					
6.711109					
11.008818					
10.40646					
6.72674					
12.744933					
17.237944					
				SA-366	
2.6	13.3	0.6			packstone
2.7					
2.9					
3					
3.1	13.3	0.57			
3.9					
4.7					
6.9					
9.2	12.3	0.33			
10.2					
11.2					
12					
12.7	10.8	0.25			
13.1					
13.4					
12.4					
11.3	11	0.2			
10.9					
10.6					
10.9					
11.3	12.9	0.42			

BASE DE DATOS
GENERAL

12					
12.8					
13.5					
14.2	12.9	0.69			
13.5					
12.8					
12.8					
12.9	6.3	0.1			
13					
13.1					
12.9					
12.8	4.2	0.28			
12.7					
12.6					
12.5					
12.4	8.3	0.19			
12					
11.5					
10.9					
10.2	9	0.1			
9.5					
8.8					
8.4					
7.9	10.2	0.2			
8					
8.1					
8					
7.9	12.8	0.5			
7.8					
7.6					
7.1					
6.6	12.9	0.33			
6.2					
5.8					
5.4					
5					
4.6					
4.2					
5.2					
6.2					
7.5					
8.7					
10.1					
11.5					
0					
			SA-365	N-1	wackestone-packstone
5.32					
5.84					
6.35					
6.68					
7.01					
7.05					
7.09					
6.84					
6.58					
6.24					
5.9					
5.51					
5.13	7.1	0.73			
4.41					
3.69					
3.42					
3.15					
2.89					
2.62					
2.3					
1.99	7.2	1.26			
1.79					
1.59					
1.67					
1.75	5.9	1.14			
2.03					
2.3					

BASE DE DATOS
GENERAL

2.75					
3.2	3	0.1			
3.77					
4.33					
4.86					
5.39	3	0.1			
6.06					
6.73					
7.7					
8.67	3.8	0.1			
9.76					
10.85					
13.74					
16.62					
17.31					
17.99					
18.19					
18.4					
18.19					
17.99					
17.85					
17.72					
17.8					
17.88					
17.92					
17.97					
17.79					
17.62					
17.76					
17.91					
17.77					
17.63					
17.72					
17.82					
17.71					
17.61					
17.31					
17.01					
16.86					
16.71					
16.81					
16.91					
16.56					
16.2					
15.84					
15.49					
0					
0					
0					
3.37	7.7	0.1	N-2	wackestone-packstone	
3.5					
3.63					
3.53					
3.43	8.8	0.3			
3.64					
3.86					
3.95					
4.04	5.8	13.15			
4.06					
4.08					
3.94					
3.8					
3.95					
4.1					
4.35					
4.61					
4.86					
5.1					
5.38					
5.65					
5.87					
6.1					
6.19					

BASE DE DATOS
GENERAL

6.28				
6.19				
6.1				
5.86				
5.61				
5.35				
5.09				
4.99				
4.89	5	0.52		
5.1				
5.31				
5.54				
5.77				
5.71				
5.65				
5.48				
5.31				
5.33				
5.34				
5.19				
5.05	3.3	0.1		
4.75				
4.46				
4.17				
3.87				
3.68				
3.49				
3.39				
3.28				
3.22				
3.15				
2.98				
2.8				
2.6				
2.4				
2.5				
2.6				
3.05				
3.49				
4.02				
4.55				
4.99				
5.42				
5.87				
6.31				
6.99				
7.67				
9.44				
11.21				
0				

Referencias:

David, M.: 1977 Geostatistical One Reserve Estimation, Elsevier Scientific Publishing Co., Amsterdam (1977) 122.

David K.D. ,Noé M. 1996 ; "Estudio Integral del Campo San Andres" CIA. HOLDICH. Y PEMEX Inédito

F.A.Riddiford, M. Goupillot.: 1994 "The Irma Methodology" SPE France,BP. Elf.

Galván M.A., Iniesta I.E. 1993; Prospecto Jurásico (Chipoco, San Andres, San Pedro) Tipo de Estudio Evaluación de Cuencas PEMEX - IGG-501 Inedito.

J.A. Burke, R.L.Campbell, A.W. Schidt, 1969 "The Litho-porosity cross plot" a method of determining rock characteristics for computation of log data. SPWLA Tenth annual logging symposium may 25-28.

J.C. Rasmus 1983 "A Variable Cementation Exponent, m , For Fractured Carbonates" THE LOG ANALIST, Schlumberger Well Services, Kansas Division.

J.L.Hand, and A.L.Moritz Jr., 1994 "Geostatistical Integration of Geological,Petrophysical and Outcrop Data for Evaluation of Gravity Drainage Infill Drilling at Prudhoe Bay". SPE, ARCO Alaska Inc. And Chung-Tien Yang and A.K. Chopra, ARCO E&P Technology.

Jensen, J. L., Lake, L. W., and Hinkley, D. V.: 1987 "A Statistical Study of Reservoir Permeability; Distributions, Correlations, and Averages, SPEFE (Dec.) 461-68.

Perez, G. and Chopra, A. K. 1991 Evaluation of Fractal Models to Describe Reservoir Heterogeneity and Performance, SPE 22694, presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, October 6-9,.

Schlumberger, 1990 "Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros"

Ti, Guangming:1992 A Method for Determining Flow Units with Application to Endicott Field, Alaska, M.S. Thesis, University of Alaska Fairbanks, Dec.