

Universidad Nacional de Ingeniería  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“Estudio de Ingeniería de  
Reservorios Yacimiento  
Valencia - Nueva Esperanza”**

**T E S I S**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO DE PETROLEO**

**TOMAS DIAZ DEL AGUILA  
MAXIMO CARLOS REY OSO COLONIO**

**LIMA - PERU - 1986**

ESTUDIO DE INGENIERIA DE RESERVORIOS  
YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA

	PAGINA N°
SUMARIO	1
INTRODUCCION	3
1. EXPLOTACION DEL YACIMIENTO	5
1.1 PERFORACION-COMPLETACION	5
1.1.1 Perforación-Completación	5
1.1.2 Instalaciones Iniciales de Producción	6
1.1.3 Evaluación y Pruebas de Pozos	7
1.2 HISTORIA PRODUCTIVA DEL YACIMIENTO	8
1.3 HISTORIA DE PRESION DE LOS RESERVORIOS	9
2. DESCRIPCION DE LOS RESERVORIOS	10
2.1 GEOLOGIA	10
2.1.1 Estratigrafía	10
2.1.2 Ambientes Sedimentarios y Modelos Deposicionales	13

2.2	CARACTERIZACION DE LOS RESERVORIOS	16
2.2.1	Geometría y Arena Total	16
2.2.2	Arena Neta Petrolífera	18
2.2.3	Roca Sello	20
2.2.4	Estructura	21
2.2.5	Contacto Agua-Petróleo	22
2.3	PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO	23
2.3.1	Porosidad	23
2.3.2	Saturación de Agua	24
2.3.3	Permeabilidad	24
2.3.4	Permeabilidad Relativa	25
2.3.5	Presión Capilar	26
2.4	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO	27
2.5	MECANISMOS DE PRODUCCION	29
3.	SIMULACION NUMERICA DE RESERVORIOS	30
3.1	DEFINICION	30
3.2	CLASIFICACION DE SIMULADORES DE RESERVORIOS	32

3.3	DESARROLLO TEORICO DEL SIMULADOR	
	MATEMATICO - METODOS DE SOLUCION	39
3.3.1	Ecuaciones Fundamentales de Flujo	41
3.3.2	Combinación de las Ecuaciones Fundamentales de Flujo	42
3.3.3	Métodos Matriciales de Solución del Modelo Matemático	44
3.4	ETAPAS DE UN ESTUDIO DE SIMULACION DE RESERVORIOS	46
4.	ESTUDIO DE SIMULACION NUMERICA DEL YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA	53
4.1	DESCRIPCION DE LOS MODELOS	53
4.2	AJUSTE DE HISTORIA	55
4.2.1	Resultados del Ajuste de Historia	56
4.2.2	Petróleo Original En Sitio	57
4.2.3	Contribución Productiva de los Reservorios	57
4.2.4	Características del Flujo de Fluidos	58

4.3	PREDICCIONES	59
4.3.1	Caso I (Base): Continuación de las Condiciones Actuales	59
4.3.2	Caso II: Reacondicionamientos	60
4.3.3	Caso III: Caso II + Perforación de 1 pozo por Cético	61
4.3.4	Reservas y Recuperación Final	62
4.4	EVALUACION ECONOMICA	64
4.4.1	Rentabilidad	64
5.	CONCLUSIONES	65
5.1	GEOLOGIA	65
5.2	INGENIERIA DE RESERVORIOS	66

REFERENCIAS

TABLAS

FIGURAS

APENDICE

## SUMARIO

El estudio integral del Yacimiento Valencia-Nueva Esperanza, cuyos horizontes productivos son las formaciones Vivian y Chonta (Cetico), contiene revisiones previas de la interpretación geológica, la interpretación de los análisis PVT de muestras de petróleo de fondo, la interpretación de pruebas de presión de fondo, la interpretación petrofísica de los perfiles de pozos y el análisis del comportamiento histórico de la producción y presión de los pozos.

Desde el punto de vista geológico, el yacimiento Valencia-Nueva Esperanza está conformado por dos sub-estructuras tipo anticlinal ligeramente asimétricos, alineados en dirección Noroeste-Sureste. El ambiente deposicional de la formación Vivian fue fluvial, mientras que de la formación Chonta (Cetico) fue marino. El entrapamiento de hidrocarburos en ambas no sólo fue estructural, sino también estratigráfico.

El contacto agua-petróleo (WOC) en ambos reservorios es horizontal y el mecanismo de impulsión, tanto en Vivian como en Chonta (Cetico) es principalmente por empuje fuerte de agua.

Para la ejecución del estudio de Simulación Numérica se construyeron modelos bifásicos-tridimensionales (3D) para simular los reservorios Vivian y Cetico. El Ajuste de Historia obtenido se considera razonable, a pesar de que no se contó con información sobre propiedades de las rocas reservorio medidas en núcleos ( $K_r$ ,  $P_c$ ), ni tampoco con información confiable de medidas de producción de agua.

Los resultados principales del Ajuste de Historia son los siguientes:

La producción acumulada actual corresponde en un 60% a la formación Vivian y el 40% restante a la formación Chonta (Cetico).

La mayor parte del agua producida en ambos reservorios proviene de los flancos.

Se efectuaron predicciones del comportamiento productivo del yacimiento bajo tres esquemas de explotación diferentes: Caso de explotación bajo las condiciones actuales (Caso Base), Caso de Incremento de la tasa de extracción mediante instalación de bombas más grandes, y Caso de mayor extracción considerando además, la perforación de un pozo adicional. La recuperación incremental con respecto al Caso Base no es muy significativa. Sin embargo, las evaluaciones económicas mostraron rentabilidad de las inversiones adicionales.

La actualización periódica de los modelos con la información adicional que se obtenga de la producción y presión, permitirá obtener pronósticos más confiables.

Referente a la Teoría del Simulador Matemático, se presenta en forma breve los conceptos básicos de simulación, las ecuaciones que intervienen en la formulación del modelo matemático, los métodos de solución de estas ecuaciones, tipos de simuladores y la secuencia a seguirse en la ejecución de un estudio típico de Simulación de Reservorios.

## INTRODUCCION

El presente trabajo es el resultado del estudio integral de Geología e Ingeniería de Reservorios utilizando modelos de simulación numérica, con el fin de evaluar los reservorios Vivian y Cetico en el yacimiento Valencia-Nueva Esperanza.

El yacimiento Valencia-Nueva Esperanza se encuentra ubicado en la Selva Norte (Lote 8), a 290 Kms. al Noroeste de la ciudad de Iquitos (Figura N° 1). Este yacimiento fue descubierto en Abril de 1975 con la perforación del pozo 25X, obteniéndose petróleo de los reservorios Vivian y Cetico. El desarrollo del yacimiento se efectuó con la perforación de 9 pozos adicionales, hasta 1982. A la fecha (Diciembre 1985), el yacimiento registra un producción acumulada de 4.13 MMBls. de petróleo HCT de 45° API, en 5 años de vida productiva.

Los objetivos del presente trabajo, en lo concerniente al estudio del yacimiento Valencia-Nueva Esperanza, fueron los siguientes:

1. Determinar el volumen de petróleo original en sitio (OOIP).
2. Evaluar el comportamiento productivo del yacimiento.
3. Establecer el esquema óptimo de explotación de los reservorios Vivian y Cetico.

En cuanto al aspecto académico, el trabajo se ha preparado con la finalidad de dar a conocer los conceptos básicos de simulación de reservorios y dar pautas sobre la forma de conducir un Estudio de Ingeniería de Reservorios mediante simuladores matemáticos.

El estudio del yacimiento se efectuó utilizando el simulador BOSS 3.8 (Black Oil Simulation System) y el programa post procesador SSC PLOT adquiridos por PetroPerú S.A. de la compañía Scientific Software Corporation de los Estados Unidos de América.

## 1. EXPLOTACION DEL YACIMIENTO

El yacimiento Valencia-Nueva Esperanza fue descubierto en Abril de 1975 con la perforación y completación del pozo 25X en la sub-estructura norte denominada Valencia, obteniéndose producción de petróleo de 45.5 y 43.7 °API de las formaciones Vivian y Chonta (Mbo. Cético), respectivamente.

En Diciembre de 1980, como resultado de la interpretación sísmica 3-D, se perforó y completó el pozo 74X en el ápice de la sub-estructura sur, denominada Nueva Esperanza, encontrándose la formación Vivian y la formación Chonta (Mbo. Cético) con buen potencial productivo.

El yacimiento continuó desarrollándose hasta 1982 con la perforación de 8 pozos adicionales (Figura N° 2). De los 10 pozos perforados, 8 resultaron productivos y 2 secos. Actualmente (a Diciembre 1985), de los 8 pozos productivos 3 están produciendo, 3 se encuentran cerrados por alto corte de agua, 1 está cerrado temporalmente por problemas mecánicos, y 1 está cerrado por falta de instalación de unidad de levantamiento artificial.

### 1.1 PERFORACION-COMPLETACION

#### 1.1.1 Perforación-Completación

De los 10 pozos perforados, 3 son verticales y 7 direccionales. La profundidad final promedio es de 10,250' y

10,650' para pozos verticales y direccionales, respectivamente.

Durante la perforación se obtuvieron 10' de núcleos convencionales de la formación Vivian (pozos 74X y 88D) y 20' de la formación Chonta (pozo 74X).

La densidad del lodo utilizado en la perforación de los pozos fue entre 9.3 y 10.0 lb/gal, al atravesar los intervalos productivos.

En todos los pozos, excepto en los pozos 25X y 92 se bajaron y cementaron forros intermedios de 9 5/8" hasta la profundidad de 8,270' en promedio.

La completación se efectuó bajando forros de producción de 7". En los pozos direccionales, así como en el pozo 74X se bajó lana de 7", con el colgador sentado aproximadamente 200' encima de la zapata de 9 5/8". Durante la cementación de los forros de producción se utilizó una mezcla con un peso promedio del orden de 15 lb/gal. La calidad de la cementación fue verificada con el registro CBL-VDL y en algunos casos con pruebas secas.

#### 1.1.2 Instalaciones Iniciales de Producción

En las instalaciones de producción iniciales para los cuatro pozos productores de ambas formaciones Vivian y

Cetico, se utilizaron completaciones selectivas con tuberías de 3 1/2", 2 obturadores hidráulicos y ventanas corridas entre ellos (excepto en el pozo 87D), con la finalidad de permitir selectividad de las zonas a producir. En los pozos productores sólo de Cetico, se utilizaron completaciones simples con un solo obturador hidráulico.

La información de completación e instalación inicial de producción de los pozos se presentan en la Figura N° 3 y Tabla N° 1.

#### 1.1.3 Evaluación y Pruebas de Pozos

Para identificar los intervalos petrolíferos, se usó el Registro de Petróleo Movable o "Movable Oil Plot" (MOP). Los intervalos a ser perforados en la formación Vivian fueron seleccionados en la parte superior, de modo que estén alejados del acuífero, a fin de retardar la producción de agua. En la formación Chonta, por el contrario, se perforó la mayor parte de la arena saturada con petróleo en la mayoría de los pozos.

La densidad de las perforaciones fue de 4 tiros por pie, usando cargas tipo Hyperjet de 1/2". La evaluación de la productividad selectiva de las zonas perforadas se realizó mediante pruebas de formación (DST) con hueco entubado, cuyos resultados se indican en la Tabla N° 2.

## 1.2 HISTORIA PRODUCTIVA DEL YACIMIENTO

En Octubre de 1980 se inició la producción del yacimiento Valencia-Nueva Esperanza en forma intermitente hasta Julio de 1981, debido principalmente a la limitación del transporte de crudo. Entre Agosto 1981 y Marzo 1982 los pozos fueron cerrados por la misma razón anterior. En Abril de 1982 se reinició la producción del campo en forma restringida, entrando a producción plena en Setiembre de 1982 con el inicio de las operaciones de transporte a través del oleoducto Valencia-Nueva Esperanza-Capirona. La máxima producción alcanzada fue de 5,600 BOPD en Enero de 1983, a partir del cual se inició una declinación de la producción del orden del 40% anual (Figura N° 4).

La producción actual del yacimiento (Diciembre 1985) es de 1,870 BOPD x 4500 BWPD, habiendo acumulado 4.1 MMSTB de petróleo y 3.6 MMSTB de agua. La producción de agua comenzó desde el inicio de la vida productiva del yacimiento, incrementando bruscamente a partir de Octubre de 1982 con la instalación de unidades de bombeo electrocentrífugo (BEC) en los pozos 25X y 41D. A la fecha, el corte de agua (WCT) es de 70%.

Entre Junio y Julio de 1985, se instalaron BEC's en los pozos 87D y 74X, con el fin de contrarrestar la declinación de la producción de petróleo debido al incremento constante del corte de agua.

### 1.3 HISTORIA DE PRESION DE LOS RESERVORIOS

La presión estática inicial de Cetico, referida a su contacto agua-petróleo original WOC (-9409'), fue de 4340 psi. Durante la vida productiva del yacimiento se observa una tenue caída en la presión, del orden de 25 psi, luego de haber extraído aproximadamente 2.6 MMBls. de fluido total.

La presión estática inicial de Vivian, referido a su WOC original (-8517') fue de 3950 psi, habiendo caído la presión en 100 psi para un volumen de extracción de aproximadamente 5.3 MMBls. de fluido total. Esta caída de presión relativamente mayor que la de Cetico se debe en parte a la mayor producción de fluidos obtenida de Vivian.

Del análisis de la historia de presión se concluye que el mecanismo de impulsión en ambos reservorios es principalmente por un fuerte empuje de agua.

La historia de presiones de ambos reservorios se ilustra en la Figura N° 5 y en la Tabla N° 3.

## 2. DESCRIPCION DE LOS RESERVORIOS

La producción del yacimiento proviene de la formación Vivian, cuya zona productiva se encuentra en la parte superior y de la formación Chonta, cuyo horizonte productivo (Mbo. Cético), se encuentra en la base de esta formación. La descripción de los reservorios que se presenta es el resultado de la interpretación efectuada durante el estudio.

### 2.1 GEOLOGIA

El yacimiento Valencia-Nueva Esperanza está ubicado geológicamente hacia el borde oriental cretáceo de la Cuenca Marañón<sup>1</sup>. La columna estratigráfica del área es la que se ilustra en la Figura N° 6 y comprende rocas que van del Mesozoico (Cretáceo Inferior) al Cenozoico (Cuaternario). No han sido identificadas rocas del Paleozoico y como basamento de la columna sedimentaria se han encontrado rocas graníticas.

La cuenca Marañón, cuyos límites en el Cretáceo fueron los Escudos Brasilero-Guayano al Este y la posición actual de la cordillera de los Andes al Oeste, estuvo dividida por una zona de charnela de orientación NW que coincide con el alineamiento de los yacimientos Corrientes, Capirona, Pavayacu y Valencia-Nueva Esperanza, separando una zona de plataforma con subsidencia lenta hacia el Oriente y otra zona de mayor subsidencia y extensión hacia el Occidente.

Las areniscas del Grupo Oriente y de las formaciones Chonta, Vivian y Pozo presentan buenas características de roca reservorio, sin embargo, en el yacimiento Valencia-Nueva Esperanza sólo se han encontrado acumulaciones importantes de petróleo en Vivian y Chonta.

En el área en estudio la deformación tectónica de las unidades cretáceas es de plegamiento suave, con estructuras de tipo anticlinal asimétrico, asociadas genéticamente a la reactivación de sistemas de fallas del basamento Pre-Cretáceo. El buzamiento regional de las unidades cretáceas y terciarias es hacia el Sur Oeste.

#### 2.1.1 Estratigrafía

La correlación estratigráfica es predominantemente electrográfica, pero se ha utilizado el concepto de "Secuencia Sedimentaria" en la interpretación de los ciclos deposicionales. También se ha utilizado la información de los registros litológicos a partir de los cortes de broca, así como de las muestras laterales y los núcleos convencionales extraídos en los pozos 74X y 88D.

#### Vivian

En las secciones estratigráficas (Figuras Nos. 7 y 8), se observa que los cuerpos arenosos definidos en cada pozo

tienen considerable continuidad lateral, pero asimismo, marcadas variaciones de espesor por adelgazamiento y/o engrosamiento.

Los cuerpos arenosos (en secuencia de tope a base), son predominantemente de grano medio y están separados verticalmente por intervalos de lutitas grises subfisibles y areniscas muy finas, arcillosas y algo calcáreas, con espesores totales que varía entre 2 y 20 metros.

En la Figura N° 7 puede observarse la erosión del cuerpo superior sobre las lutitas subyacentes y el empobrecimiento de su característica de reservorio en la parte media superior de los pozos 25X y 41D, así como los cambios de espesor. Se asume que este cambio vertical de facies de areniscas limpias en la base a areniscas arcillosas al tope, se debe al hecho de que esta unidad tuvo un desarrollo por crecimiento vertical con facies de relleno en la mitad superior de la sección.

#### Chonta

La formación Chonta está constituida en su base por arcillas compactas seguidas hacia arriba de areniscas blancas, cuarzosas, muy arcillosas, y finalmente areniscas blanco verdosas, de grano fino a medio, mal seleccionadas y progresivamente más glauconíticas hacia el tope de la secuencia.

Es precisamente el cuerpo de areniscas glauconíticas el que constituye el reservorio Chonta, tanto en Valencia como en Nueva Esperanza, y dada la correlación existente, se considera que constituye una sola unidad litológica elongada en sentido Noroeste-Sureste.

La continuidad y características de las secuencias correlacionadas son más uniformes que en la formación Vivian (Figura N° 9).

La transición litológica en el contacto entre Chonta y Agua Caliente, refleja una transición en el medio ambiente que se realizó en un tiempo y espacio relativamente corto.

#### 2.1.2 Ambientes Sedimentarios y Modelos Deposicionales

Vivian

El ambiente deposicional de la formación Vivian fue fluvial, de corrientes de meandro predominantemente de baja sinuosidad. Probablemente estos cursos de agua estuvieron emplazados en la parte superior de un sistema deltaico, con poca o ninguna influencia marina.

Lo anterior se basa en lo siguiente:

- Areniscas predominantemente de grano medio, en parte guijarrosas, bien seleccionadas, limpias y de buena porosidad.
  
- Forma acanalada de los cuerpos y las bases notoriamente erosivas en la mayoría de las unidades arenosas.
  
- Cambios laterales de facies que evidencian migración lateral.
  
- Notoria ausencia de glauconita, al menos en las capas superiores, que confirma la naturaleza fluvial de estos depósitos. Sin embargo, hacia la parte inferior de la formación en algunos pozos se han registrado trazas de glauconita lo que indicaría influencia marina o más probablemente deltaica del medio deposicional.
  
- Gruesos cuerpos de lutitas y limolitas grises, subfisibles, carbonosas, que separan los cuerpos de areniscas y que representan las extensas y potentes llanuras de inundación entre uno y otro canal.
  
- /
- Relación arena/lutita de 1.1, lo cual es compatible con un ambiente deposicional de corrientes de meandro.

En la Figura N° 10 se ilustra el modelo deposicional para Vivian.

#### Chonta

Del análisis de la secuencia basal de Chonta y de la descripción del núcleo del pozo 74X se llegó a establecer que el ambiente deposicional de esta sección fue marino somero, y más exactamente del tipo de costa clástica lineal. La naturaleza marina del reservorio está evidenciada por la presencia de glauconita.

La rapidez con que se realizó la transgresión no dio lugar a que los sedimentos se trabajasen y madurasen conservando aún mucha arcilla intersticial. Igualmente puede deducirse que el aporte de sedimentos desde el continente fue escaso y probablemente sobre una plataforma y llanura costera de bajo relieve.

El rápido cambio de las areniscas masivas, probablemente fluviales, de Agua Caliente a las calizas marinas de Chonta se realizó en un corto intervalo de tiempo, dando como resultado una columna litológica muy corta de 10 a 12 metros de sección. Esta rápida transición se realizó evidentemente en un ciclo transgresivo.

Las calizas bioclásticas (presencia de fragmentos de conchas marinas) de matriz micrítica que sobreyacen al reservorio parecen ser de plataforma somera abierta.

La Figura N° 11 ilustra el modelo depositacional que se postula para la parte inferior de la Formación Chonta dentro de la cual se incluye el reservorio.

## 2.2 CARACTERIZACION DE LOS RESERVORIOS

La roca reservorio, tanto en Vivian como en Chonta, está constituida por areniscas con porosidad intergranular, pero que difieren en muchos otros aspectos tales como la geometría de los granos, características petrofísicas y saturación de fluidos.

### 2.2.1 Geometría y Arena Neta Total

#### Vivian

En Nueva Esperanza, el canal que constituye el reservorio tuvo un desarrollo por migración lateral desde el Sureste hacia el Noroeste. En el pozo 92 es evidente que el desarrollo del canal está llegando a su fin, ya que hacia el tope de esta unidad arenosa, se depositaron sedimentos de relleno de canal (Figura N° 8).

En el mapa de arena neta total (Figura N° 12), se observa que la tendencia de espesores es aproximadamente NE-SO. Se cree que esta misma dirección fue la predominante de las paleocorrientes que generaron este depósito.

En Valencia, la génesis del canal que constituye el reservorio es algo diferente a la de los demás cuerpos arenosos. Este canal es uno de los pocos casos observados, en que el crecimiento del depósito parece haber sido preferentemente por crecimiento vertical, con una disminución en el tamaño de grano e incremento de la arcillosidad muy marcados.

La dirección del paleocorrientes ha sido inferida por similitud con la deducida en Nueva Esperanza.

De lo anterior se concluye que no obstante la deposición de los cuerpos arenosos, que constituyen los reservorios tanto en Valencia como en Nueva Esperanza, son sincrónicos y físicamente son dos unidades independientes.

#### Chonta (Cetico)

El cuerpo arenoso que constituye el reservorio Cetico Basal forma un cordón litoral orientado de manera general en sentido Noroeste-Sureste, que fue probablemente el mismo

sentido de la antigua línea de costa al tiempo de la deposición.

En el mapa de arena neta total (Figura N° 13), se observa que el reservorio experimenta un marcado incremento de espesor hacia el Suroeste.

#### 2.2.2 Arena Neta Petrolífera

Los mapas de arena neta petrolífera para los reservorios Vivian y Cetico fueron preparados a partir de los registros de petróleo movable (MOP) de cada pozo.

##### Vivian

El mapa de arena neta petrolífera de Vivian muestra un espesor máximo de 10.5 mts. en el pozo 74X (Figura N° 14). Es importante indicar que en los pozos 88D y 93D, a pesar de que el contacto agua-petróleo estimado por correlación está ligeramente por debajo del tope de la arena, en realidad no hay saturación de petróleo móvil. Esto se debe a que en estos pozos, así como en los demás, la parte superior del reservorio es de pobre calidad, debido al incremento de arcilla hacia el tope de la secuencia (Figura N° 15).

Esta situación es más dramática en Valencia, donde el pozo 25X a pesar de tener 13 mts. de la roca reservorio por encima del nivel de agua, sólo tiene 2.1 mts. de arena neta petrolífera, y que precisamente no está en el tope del intervalo. Caso similar es el de los pozos 41D y 100D en los que a pesar de tener parte de la arena por encima del nivel de agua, no presentan saturación de petróleo (Figura N° 16), debido al efecto de capilaridad por la baja permeabilidad hacia el tope de la arena.

En general, la formación Vivian en Valencia es de mala calidad y la zona saturada de petróleo se reduce a una pequeña área aislada por restricciones de permeabilidad.

Chonta (Cetico)

El mapa de arena neta petrolífera de Chonta (Cetico) muestra un espesor máximo de 4.4 mts. en el pozo 87D (Figura N° 17). En este mapa se observa que el espesor de arena saturada con petróleo está controlada predominantemente por la estructura, pero también se puede observar que existe cierto control estratigráfico, ya que la zona de mayor espesor de arena neta petrolífera está desplazada ligeramente al Oeste con respecto al eje de la estructura.

### 2.2.3 Roca Sello

#### Vivian

La roca sello superior del reservorio Vivian está constituido por las lodolitas de la formación Huchpayacu, que sobreyace en discordancia, tanto en Valencia como en Nueva Esperanza.

En ambas sub-estructuras, el reservorio ha sido depositado sobre lutitas de llanura de inundación, las que constituyen el sello inferior que separa al reservorio de otros cuerpos arenosos, que a pesar de estar estructuralmente por encima del nivel de agua, están saturadas de ella como es el caso de la unidad arenosa 1B en el pozo 87D (Figura N° 18). Sólo en el caso del pozo 25X Valencia, el reservorio descansa en contacto directo con otra unidad arenosa.

#### Chonta (Cetico)

La roca sello superior de la formación Chonta (Mbo. Cetico) está constituida por una lutita de 2 a 3 metros de espesor de origen marino, que cubrió toda el área antes de la deposición de las calizas.

Debajo del reservorio existe otra lutita que lo aísla completamente de otros cuerpos de arenisca depositados en el mismo ciclo, pero probablemente en ambiente menos

marino, en algunos casos estas areniscas a pesar de estar por encima del nivel de agua del reservorio, no tienen saturación de hidrocarburos, pozo 74X (Figura N° 19).

#### 2.2.4 Estructura

Desde el punto de vista estructural, el yacimiento Valencia-Nueva Esperanza está conformado por dos sub-estructuras tipo anticlinales ligeramente asimétricos, alineados en la dirección Noroeste-Sureste y que cubren un área de 5.5 Kms. de largo por 1.2 Kms. de ancho. Entre ambas sub-estructuras existe una zona relativamente plana y estructuralmente baja.

El cierre estructural máximo de la formación Vivian es de 16 mts. en ambas sub-estructuras. El relieve estructural de esta formación, en Nueva Esperanza, parece haberse pronunciado por compactación de las lutitas que se encuentran en sus extremos Noroeste y Sureste (Figura N° 20).

El mapa estructural en el tope de Chonta configura dos anticlinales de relieve algo más suave que Vivian y ligeramente más amplios (Figura N° 21).

El entrappe de hidrocarburos en el yacimiento Valencia-Nueva Esperanza no sólo es estructural sino también estrati-

gráfico. En la Figura N° 18 se aprecia que en el pozo 87D la unidad arenosa 1B, diferenciada en la correlación estratigráfica, a pesar de estar por encima del contacto agua-petróleo en Vivian, está totalmente saturada de agua y que el petróleo está confinado solamente en la unidad arenosa superior.

Caso similar sucede en el reservorio Chonta (Cetico Basal). En la Figura N° 19 se observa que en el pozo 74X existen arenas, probablemente de origen fluviodeltaico, que están por encima del contacto agua-petróleo y que no tienen saturación de hidrocarburos por estar confinadas a la unidad arenosa de ambiente marino somero.

#### 2.2.5 Contacto Agua-Petróleo

##### Vivian

El contacto agua-petróleo (WOC) de la formación Vivian en la sub-estructura norte (Valencia) ha sido determinado a la profundidad de -8510' bajo el nivel del mar (bnm). En la sub-estructura sur (Nueva Esperanza), la profundidad es de -8517' bnm. La ligera variación en la profundidad de los contactos se debe posiblemente a errores en las medidas de elevación de la mesa rotaria (RT), desde que los pozos fueron perforados con tres equipos diferentes y/o errores en las medidas de perfilaje a cable.

Para efectos del modelaje se tomó como profundidad del WOC a -8517' bnm, por cuanto la sub-estructura norte no fue tomada en cuenta para el Ajuste de Historia durante el estudio, debido a su pequeña extensión con hidrocarburos.

Chonta (Cetico)

El contacto agua-petróleo de la formación Chonta (Cetico) está a -9405' bnm en la sub-estructura norte. En la sub-estructura sur el contacto está a la profundidad de -9409' bnm. La ligera variación en la profundidad es atribuible a lo indicado para Vivian.

Para efectos del modelaje se consideró la profundidad de -9409' bnm.

## 2.3 PROPIEDADES DE LA ROCA RESERVORIO

### 2.3.1 Porosidad

Los valores promedios de porosidad para los reservorios Vivian y Cetico son de 21 y 18%, respectivamente.

Los datos de porosidad han sido obtenidos para cada pozo en base a los registros de densidad. No se utilizó la información de análisis convencionales de núcleos, por cuanto esta es escasa y no confiable.

Los valores de porosidad de Vivian en la sub-estructura norte son menores que la sub-estructura sur, debido a que las arenas son más lutáceas.

### 2.3.2 Saturación de Agua

La saturación de agua para ambos reservorios fue calculada a partir de los registros eléctricos usando la ecuación de Simandoux.

La saturación de agua connata, para Vivian y Cetico fueron obtenidos de la distribución vertical de la saturación de agua por encima del contacto agua-petróleo.

En la formación Vivian la saturación de agua connata varía entre 30 y 38%. Para Cetico esta saturación en Valencia varía entre 35 y 50%, mientras que en Nueva Esperanza está entre 30 y 40%.

Es importante mencionar que para los valores de saturación de agua estimados tanto en Vivian como en Cetico, los resultados de producción obtenidos de los intervalos abiertos son bastante congruentes.

### 2.3.3 Permeabilidad

La permeabilidad en el reservorio Vivian varía entre 140 y 2300 md. En el reservorio Cetico varía entre 45 y 690 md.

Los valores de permeabilidad para los reservorios Vivian y Cetico fueron obtenidos del análisis de pruebas de presión de fondo corridos durante la completación de los pozos.

Cabe mencionar que los valores de permeabilidad efectiva están afectados por las condiciones de niveles de saturación existentes, y dado que durante las pruebas de presión de fondo la producción de agua fue prácticamente nula, consideramos que los valores de permeabilidad obtenidos son cercanos a las permeabilidades absolutas.

La permeabilidad vertical no fue posible conocer debido a ausencia de análisis de núcleos, razón por la cual se consideró 15% de la permeabilidad horizontal, tanto para Cetico como para Vivian.

La información geológica y de propiedades de roca reservorio para Vivian y Cetico se presentan en la Tabla N° 4.

#### 2.3.4 Permeabilidad Relativa

No existen curvas de permeabilidad relativa medidas en muestras de núcleos en ninguno de los reservorios. Sin embargo, las curvas de permeabilidad relativas de la formación Vivian del yacimiento Capahuari Sur y de Cetico del yacimiento Capirona fueron utilizadas como punto de partida para el modelo.

La razón para seleccionar las curvas de las formaciones de los yacimientos antes mencionados, se basa en que al efectuar un ajuste en la evolución del corte de petróleo vs. acumulado utilizando dichas curvas, para los reservorios Cetico y Vivian, se logró un resultado bastante cercano a lo observado durante la vida productiva.

Las Figuras Nos. 22 y 23 ilustran las curvas iniciales de permeabilidad relativa para los reservorios Vivian y Cetico.

#### 2.3.5 Presión Capilar

Usualmente la información de presión capilar que se emplea en estudios de yacimientos se obtiene a partir de pruebas efectuadas en el laboratorio, las que son normalizadas mediante la función "J" de Leverett, para luego ser corregidas a condiciones del reservorio y determinar las curvas representativas de los reservorios.

En el caso de Valencia-Nueva Esperanza, tal como se indicó anteriormente, no existe información de análisis especiales de núcleos, de modo que para poder obtener las curvas de presión capilar representativas de Cetico y Vivian se utilizó la variación o distribución vertical de la saturación de agua por encima del contacto agua-petróleo. Las Figuras Nos. 24 y 25 muestran, a condiciones de reservorio, el efecto de la variación de la saturación de agua por encima

del WOC. Al convertir la elevación por encima del WOC en presión capilar, se obtienen las curvas de presión capilar respectivas.

Las curvas de presión capilar nos permitieron determinar los niveles de saturaciones de agua que fueron utilizados para la determinación del petróleo original en sitio. Por otro lado, se pudo observar que en ambos reservorios la zona de transición es pequeña, del orden de 4 pies.

#### 2.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

El petróleo del reservorio Chonta (Mbo. Cético) es de color verde-HCT, parafínico y tiene una gravedad °API de 43.7° a 60°F.

El petróleo del reservorio Vivian es de color negro HCT, con una gravedad °API de 45.5° a 60°F.

Las características PVT del petróleo de ambos reservorios, se muestran en la Figura N° 26. Los parámetros volumétricos más importantes de estas funciones relacionadas con la presión son las siguientes:

<u>Propiedades</u>	Vivian	Cetico
Presión de burbuja ( $P_b$ ), psig	360	420
Presión inicial del reservorio ( $P_{ri}$ ), psig	3950	4340
Factor de volumen de formación del petróleo ( $B_o$ a $P_{ri}$ ), Bls./STB	1.145	1.160
Gas en solución ( $R_{so}$ ), SCF/STB	98	193
Viscosidad ( $\mu_o$ a $P_{ri}$ ), cp	1.130	0.880

Las propiedades del agua de formación de Vivian y Cetico a condiciones de reservorio, obtenidas a partir de correlaciones para las salinidades medidas en el laboratorio, son las siguientes:

<u>Propiedades</u>	<u>Vivian</u>	<u>Cetico</u>
Salinidad, ppm NaCl	115,000	145,000
Densidad, lb/pc	67.9	68.8
Factor de volumen de formación ( $B_w$ ), Bl./STB	1.044	1.049
Viscosidad ( $\mu_w$ ), cp	0.340	0.365

La gravedad específica del gas, tanto de Vivian como de Cetico es de 0.62 y 0.63, respectivamente.

## 2.5 MECANISMOS DE PRODUCCION

En base al tipo de petróleo altamente bajosaturado (subsaturado) tanto de Vivian como de Cetico y a la muy ligera caída de presión registrada en ambos reservorios como consecuencia de los volúmenes de petróleo y agua extraídos durante la vida productiva, se concluye que ambos reservorios producen fundamentalmente por empuje hidráulico predominantemente de los flancos. Los otros mecanismos de expansión de roca-fluidos no se manifiestan como actuantes, debido a la poca caída de presión de los yacimientos.

### 3. SIMULACION NUMERICA DE RESERVORIOS

#### 3.1 DEFINICION

La simulación de reservorios es el proceso mediante el cual el comportamiento real de un reservorio de hidrocarburos es inferido a partir del comportamiento de un modelo matemático que describe (representa) al reservorio. El grado de aproximación del modelo con respecto al reservorio real depende fundamentalmente de la exactitud y confiabilidad (calidad) de los datos de entrada usados, así como de la capacidad que tiene el modelo seleccionado para simular el comportamiento del reservorio.

Un simulador matemático es básicamente una serie de ecuaciones que sujetas a ciertas condiciones, describen los procesos de difusión de los fluidos dentro de un medio poroso en el reservorio.

Mediante la simulación de reservorios se puede efectuar múltiples estudios cuantitativos, así como estudios de sensibilidad de diferente índole tanto para uno o varios yacimientos en su integridad, como también porciones de yacimiento (secciones areales o verticales).

Sin embargo, para estudios como el presente, los simuladores permiten lo siguiente:

Determinar el comportamiento de un campo de petróleo bajo inyección de agua o gas, o bajo un agotamiento natural.

Determinar los efectos de la ubicación de pozos y su espaciamiento.

Estimar el efecto de las variaciones del régimen de producción en el recobro final de petróleo.

Los estudios de simulación de reservorios, mediante modelos matemáticos considera al medio poroso como un conjunto de bloques individuales interconectados (Figura N° 3.1), cada uno de los cuales posee su propio juego de propiedades y consecuentemente pueden tener un comportamiento individual diferente, es decir, que se pueden representar las variaciones areales de las propiedades físicas de la roca-reservorio, de los fluidos presentes y principalmente se puede representar adecuadamente la configuración geométrica real del yacimiento. Los bloques son dependientes recíprocamente debido a la continuidad del fluido presente entre ellos. De esta manera se representa mejor un yacimiento dado y por consiguiente su comportamiento, que está determinado por la conducta simultánea de sus partes.

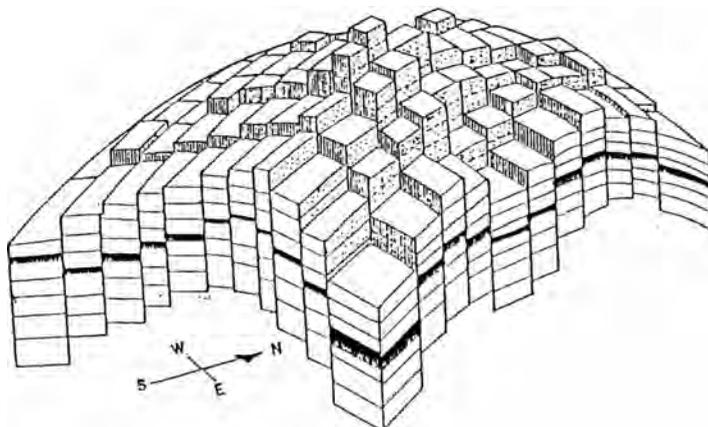


Figura 3.1

La construcción de un buen simulador matemático requiere considerables grados de sofisticación y el conocimiento de varias áreas de especialización diferentes. Entre éstas tenemos;

- Principios de Ingeniería de Reservorios.
- Teoría de las ecuaciones diferenciales parciales.
- Técnicas de diferencias finitas.
- Métodos matriciales de cálculo.
- Programación por computadora.

### 3.2 CLASIFICACION DE SIMULADORES DE RESERVORIOS

Los simuladores de reservorios pueden clasificarse de acuerdo al tipo de reservorio que ellos se proponen simular o sobre la base de un proceso o fenómeno particular del reservorio<sup>3</sup>,

De acuerdo al tipo de reservorio, los simuladores pueden ser: simuladores de reservorio de gas, simuladores de reservorio de "petróleo negro" y simuladores de reservorios de condensados de gas y petróleo volátiles.

Los simuladores de reservorios de gas pueden ser de una o dos fases, dependiendo de la presencia o no de agua movable.

Los simuladores de "petróleo negro" son capaces de simular aquellos sistemas donde el gas, petróleo y agua están presentes en

diferentes proporciones. En el Apéndice se detallan los alcances de este tipo de modelo.

Los reservorios de condensados y petróleo volátil, usualmente requieren simuladores especiales que tomen en cuenta el comportamiento composicional entre los componentes individuales de los hidrocarburos en las fases gaseosa y líquida. Este tipo de modelo está entre los más complejos, dado que enfoca el comportamiento individual de cada componente de hidrocarburos.

Procesos y fenómenos particulares que ocurren en el reservorio, tales como procesos de recuperación térmica, inundación química (polímeros, surfactantes, etc.) y desplazamiento miscible identifican a otros tipos de simuladores de reservorios.

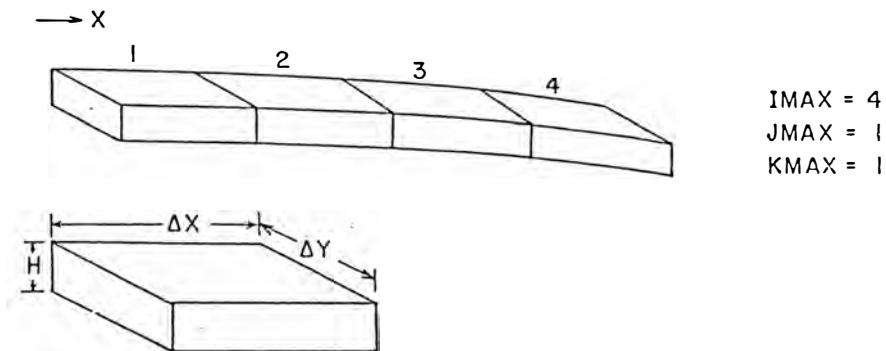
Los procesos de recuperación térmica (estimulación por vapor, desplazamiento con vapor y combustión en sitio), han hecho que se construyan modelos muy sofisticados que intentan tomar en cuenta todos los fenómenos físicos involucrados.

Los modelos de inundación química se caracterizan por las ecuaciones adicionales de conservación para varias especies (polímeros, surfactantes, etc.). En adición, estos modelos deben tener alguna representación de absorción e incluir los efectos de reducción de la permeabilidad en la fase acuosa después del contacto con el polímero.

Los modelos de simulación de reservorios pueden también dividirse teniendo en cuenta sus dimensiones, y la interrelación entre éstas, así como la orientación de las mismas.

Cada tipo tiene algún área particular de aplicación, tal como se muestra en los ejemplos siguientes:

a) Modelo Uni-dimensional, Horizontal



Aplicaciones:

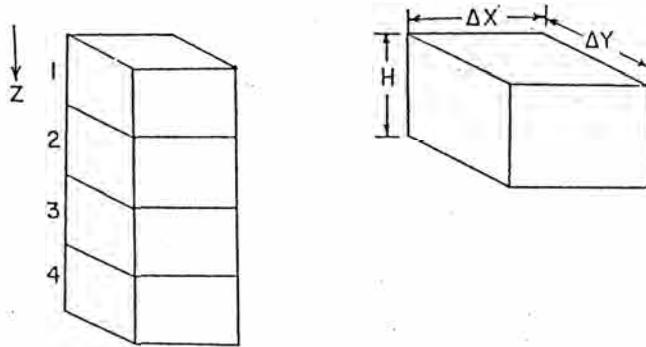
Balance de Materiales.

Simula sección (parte) de reservorios.

Comportamiento de un acuífero.

Simula experimentos de laboratorio.

b) Modelo Uni-dimensional, Vertical

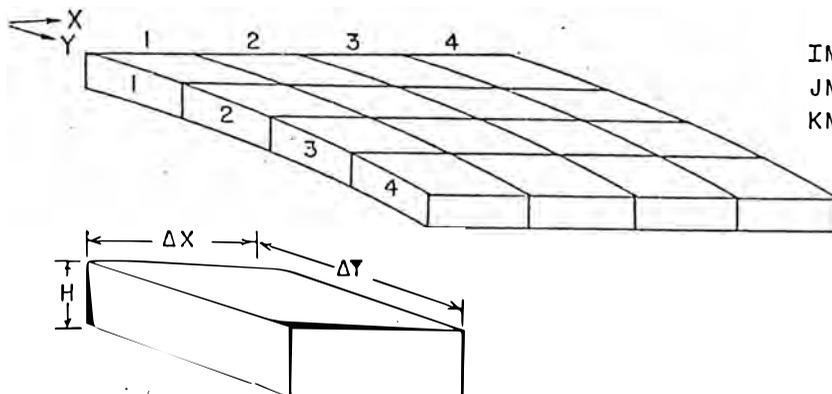


IMAX = 1  
JMAX = 1  
KMAX = 4

Aplicaciones:

- Simula mecanismos de drenaje gravitacional.
- Estructura de arrecife.
- Equilibración vertical.
- Tratamiento de pozo individual.
- Eficiencia del influjo vertical de agua.

c) Modelo Bi-dimensional, Horizontal



IMAX = 4  
JMAX = 4  
KMAX = 1

**Aplicaciones:**

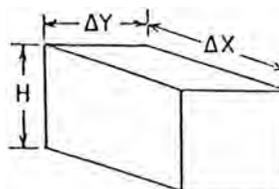
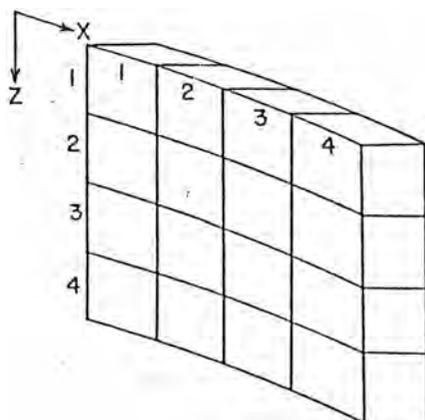
Simulación de estructuras grandes con multi-pozos.

Rocas con propiedades heterogéneas.

Pequeña variación vertical de las propiedades de la roca y el fluido.

Determinación de la presión óptima en procesos de mantenimiento de presión y los mecanismos de recuperación secundaria.

d) Modelo Bi-dimensional, Vertical, Estratos Comunicados



IMAX = 4  
JMAX = 1  
KMAX = 4

**Aplicaciones:**

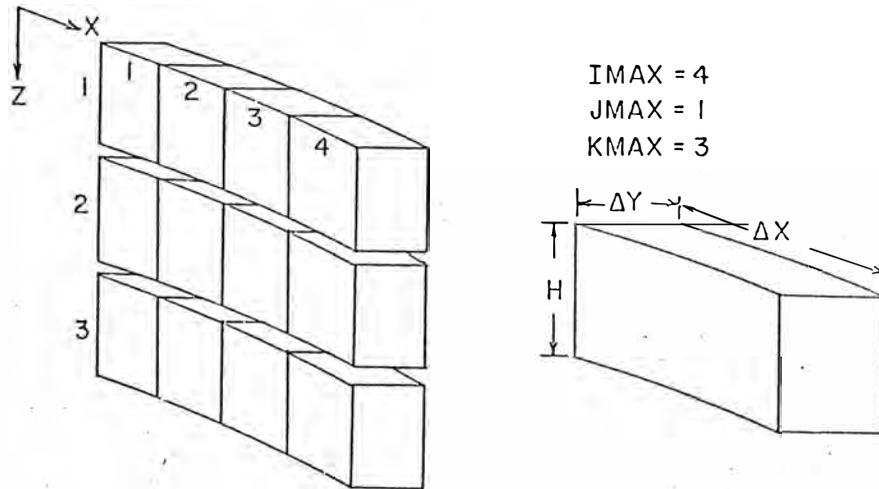
Análisis de sección transversal de un reservorio.

Efectos de segregación gravitacional.

Análisis de pozos individuales o pozos múltiples.

Efecto de la heterogeneidad en el desplazamiento frontal.

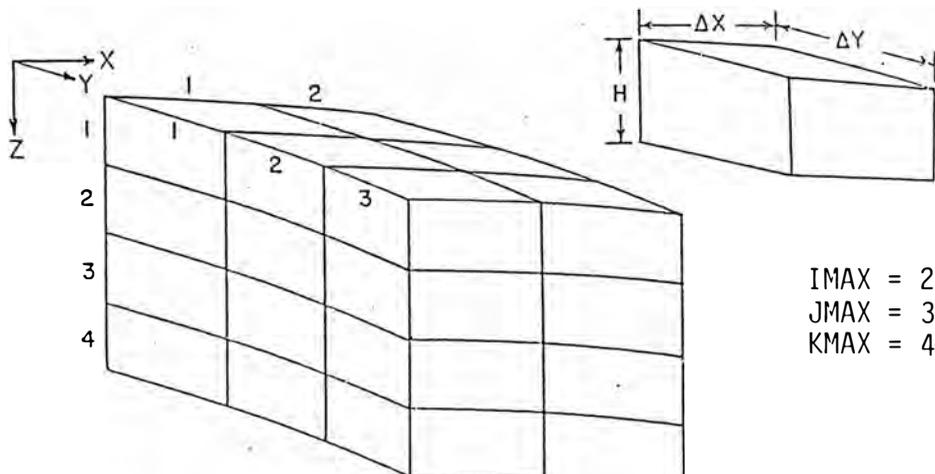
e) Modelo Bi-dimensional, Vertical, Estratos no Comunicados



Aplicaciones:

- Estudio de sección transversal vertical.
- Pozos con completaciones múltiples.
- Prácticas de producción en conjunto.
- Modelos de flujo estratificado.

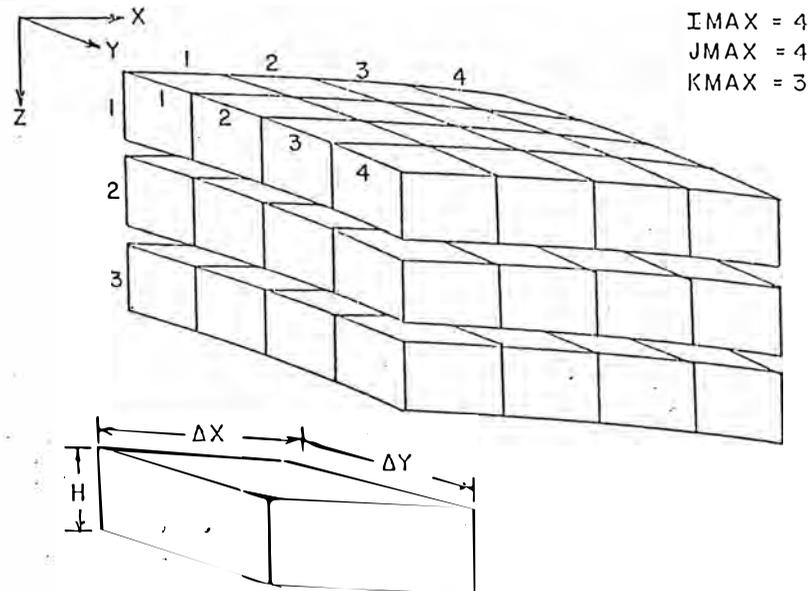
f) Modelo Tri-dimensional, Estratos Comunicados



**Aplicaciones:**

- Simulación de grandes reservorios con pozos múltiples.
- Variación vertical significativa en las propiedades de la roca y del fluido.
- Sistema estratificado con acuífero común o con comunicación parcial.

g) Modelo Tri-dimensional, Estratos no Comunicados



**Aplicaciones:**

- Simulación de grandes reservorios consistentes de varios horizontes productores.
- No flujo vertical entre capas.
- Completaciones múltiples con o sin producción en conjunto.
- Modelos de flujo estratificado.

Es importante destacar los modelos de conificación de geometría radial, los cuales permiten estudiar el comportamiento en detalle de un pozo, con el propósito de investigar el efecto del tamaño de los intervalos a ponerse en producción, así como las tasas de producción y su efecto en el fenómeno de la conificación del gas o agua en el pozo. Asimismo, estos modelos permiten investigar el efecto de la velocidad de extracción de fluidos en el recobro final del pozo.

### 3.3 DESARROLLO TEORICO DEL SIMULADOR MATEMATICO - METODOS DE SOLUCION

En esta sección se presenta en forma breve las ecuaciones que intervienen en el modelo matemático de simulación de reservorios y los métodos de solución de éstas. La descripción detallada del desarrollo de las ecuaciones anteriores, así como el procedimiento de los métodos de solución de las mismas, se encuentran en la referencia (2).

En general, el modelo matemático de simulación de reservorios está basado en las ecuaciones fundamentales de flujo de fluidos en el reservorio, las cuales se expresan en forma de derivadas parciales.

Las ecuaciones que gobiernan el flujo de fluidos en medios porosos son:

Ecuación de Continuidad (Ley de la Conservación de la Masa).

Ecuación de Estado.

Ecuación de Movimiento (Ley de Darcy).

La Ecuación de Continuidad establece que al pasar una cierta cantidad de masa a través de un medio poroso, la suma del flujo de masa que entra menos la masa que sale es igual al cambio de masa que se produce dentro de un medio poroso.

La expresión matemática de la Ecuación de Continuidad, para el flujo en tres dimensiones, es la siguiente:

$$\frac{\delta}{\delta x} (v_x \rho) + \frac{\delta}{\delta y} (v_y \rho) + \frac{\delta}{\delta z} (v_z \rho) + \frac{q\rho}{\Delta x \Delta y h} = - \frac{\delta}{\delta t} (\phi S \rho)$$

La ecuación de Estado describe las relaciones existentes entre presión-volumen o presión-densidad de los fluidos que pasan a través de un medio poroso. La Ecuación de Estado, dependiendo del tipo de fluido, se expresa como sigue:

Fluidos incompresibles (donde se asume que la  $\rho$  es constante).

$$\frac{\delta \rho}{\delta p} = 0$$

Fluidos ligeramente incompresibles.

$$v = v_i e^{-c (P-P_i)}$$

Dado que  $\rho \propto 1/V$  y  $\beta_0 \propto V$ , se puede escribir la ecuación anterior de las siguientes formas:

$$\rho = \rho_i e^{c (P-P_i)}$$

$$\beta_0 = \beta_{0i} e^{-c (P-P_i)}$$

Fluidos compresibles (se basa en la ley de los gases reales).

$$PV = zn RT$$

La Ecuación de Movimiento (Ley de Darcy) describe el flujo a través de un medio poroso. Esta ecuación en su forma diferencial, se expresa como sigue:

$$v_x = \frac{-Kx}{\mu} \frac{\delta\Phi}{\delta x}$$

$$v_y = \frac{-Ky}{\mu} \frac{\delta\Phi}{\delta y}$$

$$v_z = \frac{-Kz}{\mu} \frac{\delta\Phi}{\delta z}$$

### 3.3.1 Ecuaciones Fundamentales de Flujo

Las ecuaciones fundamentales de flujo resultan de la combinación de las tres ecuaciones mencionadas anteriormente y describen el flujo de fluidos a través de un medio poroso. Estas ecuaciones se generan para cada una de las fases presentes en el reservorio.

En notación vectorial la ecuación fundamental de flujo para la fase petróleo es:

$$\nabla \cdot (\lambda_0 \nabla \Phi_0) - \bar{q}_0 = \frac{\delta}{\delta t} (\Phi \frac{S_0}{\beta_0}) \quad (1)$$

Fase agua

$$\nabla \cdot (\lambda_w \nabla \phi_w) - \bar{q}_w = \frac{\delta}{\delta t} (\phi \underline{S_w}) \quad (2)$$

Fase gas

$$\nabla \cdot (\lambda_g \nabla \phi_g) + \nabla \cdot (R_{so} \lambda_o \nabla \phi_o) + \nabla \cdot (R_{sw} \lambda_w \nabla \phi_w) - \bar{q}_g = \frac{\delta}{\delta t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] \quad (3)$$

### 3.3.2 Combinación de las Ecuaciones Fundamentales de Flujo

Las ecuaciones fundamentales de flujo de las tres fases, tienen que ser reducidas a una forma que puedan ser resueltas, para lo cual es necesario utilizar ecuaciones auxiliares.

Compresibilidad de la formación:

$$C_f = - \frac{1}{\phi} \frac{\delta \phi}{\delta p}$$

$$\phi = \phi_i \left[ 1 + c_f (P - P_i) \right] \quad (4)$$

**Saturaciones:**

$$\begin{aligned} S_o + S_w + S_g &= 1 \\ \frac{\delta S_o}{\delta t} + \frac{\delta S_w}{\delta t} + \frac{\delta S_g}{\delta t} &= 0 \end{aligned} \quad (5)$$

**Potenciales:**

$$\nabla \phi_o = \nabla P_o - \rho_o g \nabla h \quad (6)$$

$$\nabla \phi_w = \nabla P_w - \rho_w g \nabla h \quad (7)$$

$$\nabla \phi_g = \nabla P_g - \rho_g g \nabla h \quad (8)$$

**Presiones Capilares:**

$$\begin{aligned} P_w &= P_o - P_{cow} \\ \nabla P_w &= \nabla P_o - \nabla P_{cow} \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} P_g &= P_o + P_{cgo} \\ \nabla P_g &= \nabla P_o + \nabla P_{cgo} \end{aligned} \quad (10)$$

Utilizando las ecuaciones anteriores (Ec. 4 al 10), en combinación con las ecuaciones fundamentales de flujo (Ec. 1 al 3), obtenemos la ecuación diferencial del simulador, la cual es:

$$\frac{(R_{so} - \beta_o)}{\beta_g} \nabla \cdot [\lambda_o \nabla P_o] - \nabla \cdot [R_{so} \lambda_o \nabla P_o] + \frac{(R_{sw} - \beta_w)}{\beta_g}$$

$$\nabla \cdot [\lambda_w \nabla P_o] - \nabla \cdot [R_{sw} \lambda_w \nabla P_o] - \nabla \cdot [\lambda_g \nabla P_o] - A5 = A6 \frac{\delta P_o}{\delta t}$$

La solución de la ecuación 1 da So.

La solución de la ecuación 2 da Sw.

La solución de la ecuación 11 da Po.

### 3.3.3 Métodos Matriciales de Solución del Modelo Matemático

Las ecuaciones de simulación son ecuaciones con derivadas parciales y su solución únicamente puede realizarse mediante el empleo de métodos numéricos con diferentes finitas. Las ecuaciones así discretizadas, pueden resolverse aplicando métodos matriciales de solución. Entre éstos, se pueden considerar dos grandes grupos: Métodos Directos y Métodos Iterativos.

#### Métodos Directos (Eliminación Gaussiana)

Son aquellos que proporcionan teóricamente soluciones exactas, lo cual no es siempre cierto, ya que pueden diferir de las verdaderas en una magnitud considerable, esto se debe a que los cálculos están expuestos a errores por redondeo. Dentro de estos métodos tenemos:

- a) Regla de Cramer.
- b) Solución de un Sistema de Ecuaciones Unidimensionales por el Método de Eliminación de Gauss.
- c) Algoritmo de Thomas (Variación de la Eliminación Gaussiana).
- d) Algoritmo de Bandsolve (Tipo de Eliminación Gaussiana).
- e) Método D-4 (Eliminación Gaussiana modificada).

#### Métodos Iterativos

Estos proporcionan soluciones que convergen a la verdadera, ya que se aplican rutinariamente y en ciertos casos se mejora el método para que éste se aproxime más rápidamente a la solución real.

Los métodos que se utilizan son:

- a) Jacobi.
- b) Gauss - Seidel.
- c) Método PSOR (Puntos sucesivos sobrerelajación).
- d) Método LSOR (Sobrerelajación sucesiva en línea).
- e) Método LSOR WATTS (Método LSOR modificado por WATTS).

- f) Método SIP (Proceso implícito fuertemente).
- g) Método SSOR (Sobrerelajación sucesiva en placas).

Estos métodos tienen aplicación en problemas de una, dos y tres dimensiones.

### 3.4 ETAPAS DE UN ESTUDIO DE SIMULACION DE RESERVORIOS

En general, un estudio de simulación de reservorios comprende las siguientes etapas<sup>4</sup>:

- A) Identificación clara del problema de reservorio y visión definida de los alcances técnicos y económicos del estudio.

Es de suma importancia tener todas las preguntas definidas, las cuales puedan ser resueltas mediante el proceso de un estudio de simulación de reservorios. El enfoque de un estudio depende fundamentalmente de las interrogantes que se tiene sobre el reservorio. Normalmente la interrogantes desde un enfoque económico, son las siguientes:

- ¿Cuál es el mejor esquema de explotación del reservorio?
- ¿Cuál es el régimen óptimo de producción?
- ¿Es necesario operaciones de mantenimiento de presión de los reservorios?
- ¿Cuál es el espaciamiento óptimo entre pozos?

¿Es económica la perforación de pozos interubicados?

- B) Recolección y revisión de toda la información disponible.  
Previsión de información complementaria.

En esta fase del estudio, toda la información disponible debe ser rigurosamente analizada y revisada para no considerar datos dudosos y/o incoherentes. Por otro lado, es en esta etapa donde se debe recomendar la obtención de información necesaria complementaria.

- C) Formulación de modelo geológico y análisis de datos petrofísicos.

Del análisis de los datos geológicos y petrofísicos se construye el modelo geológico del reservorio, el mismo que debe definir la estructura, espesor, porosidad, permeabilidad, estratificación, fallas y otras consideraciones físicas del reservorio.

El modelo geológico del reservorio (descripción geológica) es muy importante y normalmente es reevaluado durante el proceso de ajuste de historia. Es importante remarcar que en la formulación del modelo geológico necesariamente debe lograrse lo siguiente:

- . Establecer la litología y el ambiente deposicional de la roca reservorio y no reservorio.
  
- . Establecer la forma estructural, continuidad areal y vertical, así como, las tendencias del espesor total de la roca reservorio.
  
- . Determinar con suficiente aproximación la variación de la roca reservorio en términos de porosidad, permeabilidad y las propiedades de capilaridad (principalmente si existe un acuífero contorneando al reservorio).
  
- . Determinar el volumen poroso con hidrocarburos y los patrones de transmisibilidad en tres dimensiones.

Naturalmente, la fuente de información para lograr lo indicado líneas arriba será a partir de análisis de muestras de roca debidamente seleccionadas, pruebas de presión para evaluar el grado de continuidad de los reservorios y/o determinar barreras al flujo de fluidos y la presencia de posibles fracturas.

- D) Análisis del comportamiento productivo (historia productiva) y análisis PVT de los fluidos del reservorio.

La información de producción de petróleo, gas y agua tiene que ser revisada para evitar valores incongruentes y asimismo, evitar falsos datos de entrada que redundarían en la inexactitud de los resultados.

El análisis PVT definirá si los fluidos deben ser representados composicionalmente o si los fluidos del reservorio pueden ser representados como un sistema de petróleo negro. Los modelos composicionales son mucho más complejos que cualquier modelo de petróleo negro.

- E) Selección del tipo de modelo y construcción del modelo numérico (dimensiones, mallado, métodos de solución, etc.).

La construcción del modelo numérico de un reservorio, es una de las áreas donde el arte y la ciencia de la simulación se conjugan. El mejor modelo de reservorio es el más simple pero que sea capaz de representar adecuadamente el comportamiento productivo de los pozos y del medio poroso en general. Sin embargo, existe la tendencia a utilizar modelos cada vez más sofisticados que a veces no son estrictamente necesarios. Si después de analizar el comportamiento real de un reservorio se define que un estudio de simulación es necesario, muchos factores deben ser considerados en la selección y diseño del modelo numérico, tales como:

- Tipo de resultados requeridos.
- Exactitud de los resultados requeridos.
- Incertidumbre en la descripción del reservorio.
- Incertidumbre en los datos de campo disponibles para la simulación.
- Incertidumbre en las propiedades de roca y fluido.
- Entendimiento del modelo matemático (simulador).
- Errores inherentes en las asunciones hechas en el desarrollo del modelo numérico.

Muchos de estos factores son difíciles de cuantificar y consecuentemente el razonamiento para la selección y diseño de un modelo para un reservorio diferirá de un caso a otro caso.

F) Ajuste de Historia. Cotejo de parámetros del modelo con los datos reales del comportamiento del reservorio.

El Ajuste de Historia (H.M.) es una de las partes más importantes de cualquier estudio de simulación. Ajustar los resultados del modelo con el comportamiento real del reservorio proporciona la validez del modelo construido. El ajuste histórico específicamente, consiste en cotejar los parámetros del modelo ( $K$ ,  $\phi$ ,  $PI$ ,  $H$ , etc.) hasta que los resultados obtenidos para un período dado reproduzcan el comportamiento real. Para un esquema de producción dado, los datos de ajuste general-

mente son: WOR, GOR, presión promedio o presiones fluyentes a nivel de pozo.

La calidad del ajuste y la confiabilidad del mismo depende básicamente de la cantidad de datos históricos sobre los cuales se consigue el ajuste. En algunos casos con insuficientes datos (por ejemplo falta de datos de presión), el ajuste se puede conseguir a partir de diferentes esquemas de descripción de un reservorio. En cambio, cuando gran cantidad de datos son disponibles, un intento no satisfactorio en el ajuste, indicará que algunas de las asunciones básicas hechas durante el desarrollo del modelo tendrían que ser revisadas (geología estructural, comportamiento PVT, extensión del reservorio, etc.). En algunos casos, un ajuste no satisfactorio puede también indicar inexactitudes en los datos.

El proceso de ajuste de historia usualmente involucra bastante tiempo y costo, a veces con resultados frustrantes. El costo de un estudio de simulación se refleja, en la mayoría de los casos, en el número de corridas de computador, efectuadas para conseguir un ajuste razonable y garantizar los resultados de las predicciones.

- G) Predicciones.- Tal como se vio anteriormente, la calidad de un ajuste de historia depende sustancialmente de la cantidad

de datos reales utilizados para el ajuste. En este sentido, la confiabilidad de las predicciones del comportamiento futuro depende de la cantidad de datos utilizados para el ajuste. En consecuencia, cuanto más información disponible se utiliza en el ajuste de historia, más confiables serán los resultados de las predicciones.

La actualización periódica de un estudio de simulación será siempre de mucho beneficio, ya que con nueva información se logrará mejorar los resultados de las predicciones y mejorar la calidad de los mismos.

Finalmente, debido al hecho que muchas de las asunciones consideradas en las diferentes etapas del desarrollo de un modelo y teniendo en consideración que las ecuaciones de flujo se resuelven con cierto grado de exactitud, siempre será necesario utilizar buenos conocimientos de ingeniería en la conducción de los estudios y en la interpretación de los resultados obtenidos.

4. ESTUDIO DE SIMULACION NUMERICA DEL YACIMIENTO

VALENCIA-NUEVA ESPERANZA

4.1 DESCRIPCION DE LOS MODELOS

Los modelos numéricos de los reservorios Vivian y Cetico fueron construidos considerando flujo bifásico tridimensional. Los acuíferos fueron simulados mediante celdas de gran tamaño con pseudoporosidades para contener un gran volumen.

Arealmente, los reservorios fueron divididos superponiendo una malla rectangular de 13 x 28 celdas, cuyo lado mayor está orientado en la dirección del plano axial principal de la estructura (Figura N° 27). Verticalmente, los reservorios fueron zonados en dos capas cada uno, de la siguiente manera:

<u>Capa</u>	Reservorio
1	Vivian-V1
2	Vivian-V2
3	Cetico-C1
4	Cetico-C2

La distribución de estas capas se muestra en las Figuras Nos. 16, 18 y 19.

El modelo tridimensional definido consta de 1456 celdas. Las dimensiones de las celdas varían entre 550' y 8,000', correspondiendo las de menor tamaño principalmente a la zona más alta de la estructura y las de mayor tamaño al acuífero.

La información geológica y de propiedades de los reservorios Vivian y Cetico (ZT, ZB, WOC, H, Ho,  $\phi$ , Kx, Ky), fueron introducidos al modelo mediante un proceso de digitización de los mapas preparados para cada una de las capas. Asimismo, fueron digitizados e introducidos al modelo, la información de producción, presión, PVT e información de permeabilidades relativas y presión capilar.

Para efectos de simular la comunicación vertical entre las capas de Vivian, se consideró una permeabilidad vertical (Kz) de 150 md (15% de Kxy) para todo el yacimiento, excepto en las celdas de los pozos 86D, 92 y 100D, en las cuales se consideró Kz = 0 debido a la presencia de una zona impermeable entre ambas capas. En el reservorio Cetico el Kz considerado fue de 50 md (15% de Kxy), excepto en las celdas de los pozos 25X, 92 y 93D.

El simulador utilizado fue el BOSS (Black Oil Simulation System), versión 3.8, PL 155, de propiedad de Petróleos del Perú y que fue adquirido de la compañía americana Scientific Software Corporation.

#### 4.2 AJUSTE DE HISTORIA

El ajuste de historia en un proceso de simulación tiene como objetivo fundamental lograr que el modelo represente adecuadamente el comportamiento real del yacimiento, para así obtener confiabilidad en las predicciones.

En el yacimiento Valencia-Nueva Esperanza, a fin de reproducir la historia real de producción, se tuvieron que realizar ciertas modificaciones en el modelo, tales como los cambios hechos en las curvas de permeabilidad relativa al agua y presión capilar iniciales (principalmente en Cetico), así como los cambios en la interpretación estructural de la parte sur y suroeste de Nueva Esperanza, para lo cual las celdas vecinas a los pozos 87D y 93D tuvieron que ser levantadas en más o menos 10 pies de su posición original. A fin de determinar si esta modificación estructural es correcta, se recomendó llevar a cabo una detallada revisión de la interpretación sísmica en esta parte de la estructura.

Cabe señalar que la información de producción del reservorio Vivian de Valencia, la cual proviene sólo del pozo 25X, no fue considerada en el proceso de ajuste de historia debido al poco espesor con petróleo (2.1 mts.) y a la pequeña extensión areal de éste.

#### 4.2.1 Resultados del Ajuste de Historia

La Figura N° 28 muestra el Ajuste de Historia a nivel campo de la producción de agua, lo cual se considera como un ajuste razonable. Los Ajustes de Historia obtenidos en los pozos 41D, 74X y 92 son bastante buenos (Figuras 29, 30 y 31), mas no así en los pozos 86D y 87D (Figuras 32 y 33).

En el Ajuste de Historia del pozo 86D se simuló que Vivian y Cetico estaban produciendo simultáneamente en este pozo, a pesar de que la información de campo indicaba que Vivian estaba aislada con (2) empaaduras FH. La razón de la alternativa considerada líneas arriba, fue debido a que el comportamiento productivo del pozo no era característico de Cetico por la alta producción de agua y un nivel de fluido casi en superficie.

En términos generales, el Ajuste de Historia logrado para el yacimiento Valencia-Nueva Esperanza es aceptable, a pesar de no disponer de información de propiedades de roca reservorio medida en núcleos (Kr, Pc), ni tampoco de información confiable en las medidas de producción de agua, específicamente durante el período Mayo 84 - Junio 85, donde para una caída pronunciada de la producción de petróleo, se mantiene casi constante la producción de agua (Figura N° 28).

Cabe indicar que la Figura N° 28, no incluye la producción de petróleo y agua del pozo 25X (el mismo que a Diciembre 1985 registra un acumulado de 63,799 x 632,160 Bls.).

#### 4.2.2 Petróleo Original En Sitio

El Petróleo Original en sitio (OOIP) calculado con el modelo, corresponde a la última corrida de Ajuste de Historia.

El volumen de OOIP para el yacimiento Valencia-Nueva Esperanza es el siguiente:

<u>Reservorio</u>	OOIP (MMSTB)
Vivian	11.41
Cetico	8.55
TOTAL	19.96

Conviene mencionar que para el cálculo del OOIP de Vivian en Valencia, se consideró el verdadero WOC (-8510' bnm).

#### 4.2.3 Contribución Productiva de los Reservorios

Como resultado del Ajuste de Historia se ha estimado la contribución de los reservorios Vivian y Cetico a la producción total de petróleo y agua a Diciembre 1985. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Reservorio	Producción Acumulada (MSTB)
Vivian	2,566*
Cetico	1,563
TOTAL	4,129

(\*) Incluye 64 MSTB del pozo 25X.

Se puede observar que la mayor producción proviene de Vivian, lo cual se debe a que este reservorio tiene mejores características de roca reservorio e índice de productividad que Cetico.

#### 4.2.4 Características del Flujo de Fluidos

Como resultado del Ajuste de Historia se ha determinado que el agua producida del reservorio Vivian proviene de los flancos y que arealmente el frente de agua avanza principalmente de norte a sur, lo cual se manifiesta en la producción de los pozos 86D y 74X.

En el reservorio Cetico el agua producida proviene mayormente de los flancos, sin embargo, en el pozo 92 el agua producida proviene por conificación debido a que la zona petrolífera en este pozo está en contacto directo con la zona acuífera. En general el avance del frente de agua en Cetico es uniforme, excepto en la parte suroeste de Nueva

Esperanza, donde se observa una marcada entrada del frente de agua en la zona vecina al pozo 87D (Figura N° 34).

#### 4.3 PREDICCIONES

De acuerdo con los objetivos del estudio y con el estado actual de los reservorios determinado por el Ajuste de Historia, se consideraron los siguientes casos de predicción:

Caso I (Base)	Continuación de las Condiciones Actuales
Caso II	Reacondicionamientos
Caso III	Caso II + Perforación 1 pozo Cético

Los parámetros de control impuestos al modelo para efecto de las predicciones fueron los siguientes:

- Límite económico del yacimiento	200 BOPD
- Límite económico/pozo	50 BOPD
- Máximo caudal de extracción de fluido total/pozo	8000 BOPD
- Máxima presión fluyente de fondo	1000 psig

Por otro lado, en las predicciones, no se consideró al pozo 92 por estar cerrado con alto corte de agua (98%).

#### 4.3.1 Caso I (Base): Continuación de las Condiciones Actuales

Este caso consiste en continuar produciendo el yacimiento bajo las condiciones actuales de operación (capacidad de levantamiento de BEC's: 8730 BFPD). En el volumen anterior se ha incluido el pozo 86D (actualmente cerrado por problemas de pesca), el mismo que entraría en producción sólo por Cetico con BEC de 1000 BFPD, en Mayo de 1986.

El pronóstico de producción del yacimiento bajo las condiciones anteriores se encuentra en la Figura N° 35.

La recuperación final (RF), bajo este caso sería de 6.5 MMSTB (32.6% - OOIP). La vida productiva adicional del yacimiento, al límite económico de 200 BOPD se estima en 7.75 años (Setiembre 1993). El corte de agua, al final de la vida productiva del yacimiento, sería de 96.7%.

#### 4.3.2 Caso II: Reacondicionamientos

Para el pronóstico de este caso se considera el incremento de la capacidad de levantamiento artificial de 8,730 BFPD a 13,600 BFPD. En este volumen se ha incluido la producción de Cetico en el pozo 25X (actualmente cerrado por alto corte de agua de Vivian). Se instalará BEC de 700 BFPD, en Abril 1986.

En la Figura N° 35 se muestra el pronóstico de producción del yacimiento para este caso.

#### 4.3.1 Caso I (Base): Continuación de las Condiciones Actuales

Este caso consiste en continuar produciendo el yacimiento bajo las condiciones actuales de operación (capacidad de levantamiento de BEC's: 8730 BFPD). En el volumen anterior se ha incluido el pozo 86D (actualmente cerrado por problemas de pesca), el mismo que entraría en producción sólo por Cetico con BEC de 1000 BFPD, en Mayo de 1986.

El pronóstico de producción del yacimiento bajo las condiciones anteriores se encuentra en la Figura N° 35.

La recuperación final (RF), bajo este caso sería de 6.5 MMSTB (32.6% - OOIP). La vida productiva adicional del yacimiento, al límite económico de 200 BOPD se estima en 7.75 años (Setiembre 1993). El corte de agua, al final de la vida productiva del yacimiento, sería de 96.7%.

#### 4.3.2 Caso II: Reacondicionamientos

Para el pronóstico de este caso se considera el incremento de la capacidad de levantamiento artificial de 8,730 BFPD a 13,600 BFPD. En este volumen se ha incluido la producción de Cetico en el pozo 25X (actualmente cerrado por alto corte de agua de Vivian). Se instalará BEC de 700 BFPD, en Abril 1986.

En la Figura N° 35 se muestra el pronóstico de producción del yacimiento para este caso.

El incremento en la recuperación final con respecto al Caso Base sería de 170 MSTB, haciendo un total de 6.67 MMSTB (33.5% - OOIP), con un pico de producción de 3,500 BOPD a Mayo de 1986. La vida productiva adicional del yacimiento sería de 6 años (Diciembre 1991).

Dado que la recuperación final a incrementarse con respecto al Caso I no es muy significativa, la instalación de BEC's de mayor capacidad implicaría fundamentalmente una aceleración de la producción y que la vida productiva del yacimiento se reduciría en 1.75 años. El corte de agua, al final de la vida productiva, se incrementaría en 0.6% con respecto al Caso I.

#### 4.3.3 Caso III: Caso II + Perforación de 1 Pozo por Cetico

En adición a los trabajos del Caso II, se considera la perforación de un (1) pozo por Cetico (Enero 1987) y la producción sólo de Vivian en el pozo 74X.

La razón para considerar esta alternativa es que en el pozo 74X, Cetico no será drenado eficientemente debido a la gran diferencia de capacidades de producción entre Vivian (IP = 45.0) y Cetico (IP = 1.4) al estar siendo producidos simultáneamente.

La ubicación del pozo simulado (VN 01) se muestra en la Figuras 27 y 36.

En la Figura N° 35 se muestra el pronóstico de producción para este caso. El incremento en la recuperación final con respecto al caso anterior sería de 126 MSTB, haciendo un total de 6.80 MMSTB (34.1% OOIP). La vida productiva adicional del yacimiento sería de 6 años (Diciembre 1991), lo cual implicaría también una aceleración de la producción con respecto al Caso I y que la vida productiva del yacimiento se reduciría en 1.75 años. El corte de agua, al final de la vida productiva se incrementaría en 1.1% con respecto al Caso I.

Si bien es cierto que la ubicación VN 01 llega a producir 395 MSTB, el incremento real en los reservorios para este caso es sólo de 106 MSTB en Cetico y 20 MSTB en Vivian.

El programa de trabajos para los 3 casos de predicción considerados, se presenta en la Tabla N° 5.

#### 4.3.4 Reservas y Recuperación Final

La producción acumulada de petróleo a obtenerse de los reservorios Vivian y Cetico, bajo los tres (3) casos de explotación analizados, se presentan pozo por pozo en la

Tabla N° 6. El límite económico considerado a nivel de yacimiento fue de 200 BOPD.

La recuperación final de petróleo de ambos reservorios se suman en la Tabla N° 7. Como se puede apreciar, la máxima recuperación del reservorio Vivian sería de 3952 MBl. (Caso III), es decir, 34.6% - OOIP, y que es muy similar a lo obtenido en los otros casos.

En Cetico, la máxima recuperación final sería de 2850 MBl. (Caso III), es decir, 33.4% - OOIP, el cual es ligeramente mayor a lo obtenido en los Casos I y II.

El factor de recuperación (FR) para ambos reservorios es razonable, desde que el mecanismo de producción es por empuje de agua.

Es importante mencionar que la recuperación final es prácticamente insensible al régimen de producción impuesto para este caso en particular. Al aumentar la tasa de extracción de fluidos se produce un leve aumento del recobro final y una aceleración de la producción de petróleo, lo cual origina que la vida productiva económica del yacimiento se reduzca en 1.75 años para los Casos II y III en relación al Caso I.

#### 4.4 EVALUACION ECONOMICA

Los parámetros económicos considerados en la evaluación económica para las tres alternativas de explotación del yacimiento fueron:

- Precio de Crudo : 19.0 US\$/Bl., constante.
- Gastos Operativos : 1115.52 MUS\$/Pozo y 0.45 US\$/Bl., constante.
- Inversiones (MUS\$) : Ver Tabla N° 8.

##### 4.4.1 Rentabilidad

La evaluación económica efectuada, tomando como indicador de rentabilidad el Valor Actual Neto (VAN) al 20%, indica que los tres casos son rentables a nivel global.

	Caso I	Caso II	Caso III
Recuperación Final, MSTB	6506	6676	6802
Fecha Límite Económico	Set. 93	Dic. 91	Dic. 91
Inversión, MUS\$	593.0	928.0	6468.0
VAN al 20%, MUS\$	6731.0	7308.0	5574.0
TIR, %	+100.0	+100.0	+100.0

La evaluación económica incremental que compara los tres casos anteriores, indica que el Caso II (reacondicionamientos), constituye la forma más económica de incrementar la recuperación final.

Comparación Casos	VAN al 20% MUS\$	TIR (%)
II - I	577	+ 100
III - I	(1157)	< 0

## 5. CONCLUSIONES

### 5.1 GEOLOGIA

- a) El yacimiento Valencia-Nueva Esperanza está constituido por dos sub-estructuras tipo anticlinal ligeramente asimétricos, alineados en dirección Noroeste-Sureste.
- b) El ambiente deposicional de la formación Vivian es fluvial, predominantemente de canales de meandro. La formación Chonta (Cetico Basal) es de ambiente litoral de barras-barrera, depositadas en ciclo transgresivo.
- c) En general, las características de permeabilidad y porosidad del reservorio Vivian es buena. Sin embargo, existe una drástica reducción de estas características hacia el tope por la presencia de arcillas.

En Cetico, la permeabilidad y porosidad son menores que en Vivian, pero con una distribución más uniforme.

- d) El entrapamiento de hidrocarburos, tanto en Vivian como en Chonta, está controlado por factores estructurales y estratigráficos.
- e) Los contactos agua-petróleo originales de Vivian y Cetico son horizontales.

- f) Para lograr el Ajuste de Historia fue necesario efectuar modificaciones en la interpretación estructural de la parte sur y suroeste de Nueva Esperanza.

## 5.2 INGENIERIA DE RESERVORIOS

- a) Los modelos numéricos construidos han permitido obtener un Ajuste de Historia razonable del comportamiento productivo de los reservorios Vivian y Chonta, y por consiguiente representan una de las mejores alternativas como herramienta de predicción y control de producción.
- b) El petróleo original en sitio es de 11.41 MMSTB en Vivian y 8.55 MMSTB en Cetico.
- c) La producción acumulada de petróleo a Diciembre 1985 es de 4.13 MMSTB, de los cuales 60% corresponde a Vivian y 40% a Cetico. La distribución anterior de la producción acumulada es consecuencia del Ajuste de Historia
- d) El mecanismo de impulsión en Vivian y Cetico es principalmente por empuje fuerte de agua. El agua producida de ambos reservorios proviene principalmente de los flancos.

- e) La recuperación final, bajo las condiciones actuales de operación sería de 6.51 MMSTB (32.6% - OOIP), con una vida productiva adicional de 7.75 años, esto es, hasta Setiembre 1993. El corte de agua al final de la vida productiva del yacimiento, sería de 96.7%.
  
- f) Con el incremento de capacidad de levantamiento artificial de 8730 BFPD a 13600 BFPD, la recuperación final sería de 6.68 MMSTB (33.5% - OOIP). El volumen a incrementarse respecto a las Condiciones Actuales es de sólo 170 MBls., por lo que la instalación de levantamiento artificial de mayor capacidad significaría mayormente una aceleración de producción. En estas condiciones la vida productiva económica adicional del yacimiento sería de 6 años, es decir hasta Diciembre 1991. El corte de agua al final de la vida productiva del yacimiento se incrementaría en 0.6%, con respecto al Caso Base (Condiciones Actuales).
  
- g) Con la perforación de un pozo por Cetico en adición al incremento de capacidad de levantamiento artificial, la recuperación final sería de 6.80 MMSTB (34.1% - OOIP). El incremento de recobro respecto a las Condiciones Actuales, sería de 296 MBls. En este caso, también el incremento de producción de petróleo no es muy significativo. La vida productiva adicional del yacimiento sería de 6 años. El corte de agua al final

de la vida productiva del yacimiento, se incrementaría en 1.1% con respecto al Caso Base (Condiciones Actuales).

- h) La evaluación económica a nivel global para las tres opciones evaluadas son rentables, no obstante, la evaluación económica incremental indica que el Caso II (Reacondicionamientos), constituye la forma más económica de incrementar la recuperación final.

## REFERENCIAS

1. Bolaños, R. "Evaluación Geológica de los yacimientos Valencia-Nueva Esperanza para Estudios de Reservorios".  
Petróleos del Perú, 1984.
2. J. Walter Poquioma Tesis Profesional "Aplicación de Simulación Numérica para el Estudio de Yacimientos Petrolíferos".  
Universidad Nacional de Ingeniería, 1977.
3. Thomas, G.W. "Principals of Hydrocarbon Reservoir Simulation".
4. Khalid Aziz y Antonin Settán "Petroleum Reservoir Simulation".  
Applied Science Publishers Ltd., 1983.

## TABLAS

TABLA N°	DESCRIPCION
1	Información Completación de Pozos.
2	Resultados de Pruebas Iniciales de Producción.
3	Historia de Presión.
4	Propiedades de los Reservorios.
5	Programa de Trabajos considerados en las Predicciones.
6	Pronóstico de Producción Acumulada de Petróleo.
7	Comparación de Pronósticos de Recuperación Final de Petróleo.
8	Inversiones.

TABLA N° 1

COMPLETACION E INSTALACION INICIAL DE PRODUCCION

Pozo	Fondo	Fecha de Completación	Forros/ Laina	Tubería	N° Empaques	Reservorios Abiertos	Estado Actual (Dic. 85)
25X	10,116'	Abr. 1975	7" F	3 1/2"	2	Cetico y Vivian	Cerrado, falta BEC.
40XCD							Pozo seco.
41D	10,428'	Oct. 1980	7" L	3 1/2"	2	Cetico	Produce (Cetico).
74X	10,159'	Dic. 1980	7" L	3 1/2"	2	Cetico y Vivian	Produce (Cetico y Vivian).
86D	10,515'	Set. 1981	7" L	3 1/2"	2	Cetico y Vivian	Cerrado, PM.
87D	10,572'	Nov. 1981	7" L	3 1/2"	2	Cetico y Vivian	Produce (Cetico).
88D							Pozo seco.
92	10,061'	May. 1982	7" F	3 1/2"	1	Cetico	Cerrado, HWCT.
93D	10,478'	Feb. 1982	7" L	3 1/2"		Cetico	Cerrado, HWCT.
100D	10,999'	Set. 1982	7" L	3 1/2"	1	Cetico	Cerrado, HWCT.

F Forros

L Laina

PM Problemas Mecánicos

HWCT : Alto Corte de Agua

TABLA N° 2

RESULTADO DE PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCION

POZO	FECHA	RESERVORIO PROBADO	INTERVALO (PIES)	TIPO PRUEBA	PET. x (BPD)	AGUA x (BPD)	BEAN x (PULG)	RSW (%)	PFRESION (PSI)	
25X	Abr. 07, 75	Cetico	10111-10113	DST	420	0	WO	NR	50	
	Abr. 08, 75	Vivian	9221-9225	DST	2840	0	WO	NR	170	
41D	Oct. 08, 75	Cetico	10351-10363	DST	2280	0	1/2	NR	260	
					740	0	1/4	0.10	765	
	Oct. 10, 80	Vivian	9488-9490	DST	2000	0	3/4	0.15	285	
Oct. 11, 80	Vivian	9463-9466	DST	Recuperó 4 bls. de petróleo y 80 bls. de agua de formación en reversa.						
74X	Dic. 16, 80	Cetico	10075-10087	DST	Recuperó 20 bls. de agua de formación en reversa.	637	0	3/8	NR	405
					864	0	3/4	NR	200	
	Dic. 19, 80	Vivian	9225-9226	DST	250	NR	1/8	16.0*	940	
86D	Set. 17, 81	Vivian	9201-9210	BHP	1128	NR	1/4	10.0*	720	
					2568	NR	1/4	NR	980	
					4800	NR	1/2	NR	720	
86D	Set. 13, 81	Cetico	10450-10456	DST	7680	NR	3/4	NR	440	
					838	NR	3/8	0.20	460	
					1300	NR	3/4	1.50	220	
86D	Set. 17, 81	Vivian	9567-9573	DST	3777	23	WO	0.60	250	
					3490	10	3/4	0.30	280	
					3013	87	1/2	2.80	390	

POZO	FECHA	RESERVORIO PROBADO	INTERVALO (PIES)	TIPO PRUEBA	PET. x (BPD)	AGUA x (BPD)	BEAN x (PULG)	BSW (%)	PRESION (PSI)
87D	Nov. 01, 81	Cetico	10392-10402	DST	1560	0	3/8	0	690
					2240	13	3/4	0.60	340
	Nov. 03, 81	Vivian	9483-9488	DST	No registró ingreso de fluido a tubería				
	Nov. 04, 81	Vivian	9495-9498	DST	1198	2	1/4	0.20	640
92				DST	1316	4	1/2	0.20	375
	May. 03, 82	Cetico	10044-10051	DST	770	70	1/4	9.30	1040
					2210	22	1/2	1.0	580
93D	Feb. 06, 82	Cetico	10345-10347	DST	2517	15	3/4	0.60	380
	Feb. 12, 82	Cetico	10325-10336	DST	Recuperó 15 bls. de petróleo y 103 bls. de agua de formación en reversa				
	Mar. 11, 82	Cetico	10325-10336	DST	95	NR	3/8	1.2	5
100D	Set. 11, 82	Cetico	10959-10960	DST	Recuperó 40 bls. de petróleo y 74 bls. de agua de formación en la reversa				
	Set. 16, 82	Cetico	10940-10944	DST	Recuperó 45 bls. de petróleo y 55 bls. de agua de formación en reversa				
	Nov. 15, 83	Cetico	10940-10944	DST	Recuperó 80 bls. de agua de formación, en reversa				
					Recuperó 70 bls. de crudo y 5 bls. de lodo en reversa				
					Recuperó 39 bls. de crudo y 46 bls. de agua de formación, en reversa				

\* Puro sedimento.

TABLA N° 3

HISTORIA DE PRESIONES

FECHA	POZO	RESERVORIO	PRESION PROMEDIO, psi*
Abr. 75	25X	Cetico	4320
Ago. 80	25X	Cetico	4339
Ago. 80	25X	Vivian	3950
Oct. 80	41D	Cetico	4347
Nov. 80	25X	Cetico	4346
Nov. 80	25X	Vivian	3950
Nov. 80	41D	Cetico	4339
Dic. 80	74X	Cetico	4341
Dic. 80	74X	Vivian	3949
Set. 81	86D	Vivian	3950
Nov. 81	87D	Cetico	4345
Mar. 82	93D	Cetico	4335
May. 82	92	Cetico	4356
Jun. 82	92	Cetico	4347
Jun. 82	74X	Vivian	3915
Jul. 82	41D	Cetico	4343
Set. 82	100D	Cetico	4320
Ene. 83	86D	Cetico	4305
Ene. 83	87D	Cetico	4345
Ene. 84	92	Cetico	4329
May. 85	87D	Vivian	3854
May. 85	87D	Cetico	4333
May. 85	74X	Vivian	3824
Dic. 85	74X	Cetico	4320

\* Presiones referidas a: Vivian -8517' y Cetico -9409'.

TABLA N° 4

PROPIEDADES DE LOS RESERVORIOS

POZO	ELEVAC. (PIES)	TOPE (PIES)	Hn (PIES)	VIVIAN			K (md)	TOPE (PIES)	Hn (PIES)	CFTICO		
				HO (PIES)	POROS. (%)	K (md)				HO (PIES)	POROS. (%)	K (md)
25X	721.7	-8466	32.1	6.9	19.1	1500 <sup>1</sup>	-9386	15.7	12.1	12.3	120 <sup>1</sup>	
40XCD	721.7	-8516	18.0	0	17.3	500 <sup>2</sup>	-9412	16.1	0	15.8	150 <sup>2</sup>	
41D	726.4	-8471	26.2	0	19.4	400 <sup>2</sup>	-9381	21.3	13.1	17.5	530 <sup>1</sup>	
74X	708.7	-8461	43.3	34.4	24.0	1360 <sup>1</sup>	-9361	17.7	8.5	14.8	190 <sup>1</sup>	
86D	708.7	-8489	36.4	19.0	24.6	2300 <sup>1</sup>	-9374	17.4	14.1	16.2	70 <sup>1</sup>	
87D	708.7	-8467	15.4	12.8	21.0	980 <sup>1</sup>	-9375	16.4	14.4	16.6	300 <sup>1</sup>	
88D	708.7	-8510	31.2	0	22.7	1100 <sup>2</sup>	-9413	10.2	0	17.5	240 <sup>2</sup>	
92	649.0	-8533	31.5	0	17.3	500 <sup>2</sup>	-9391	16.1	12.5	21.0	690 <sup>1</sup>	
93D	708.7	-8510	16.4	0	25.9	1400 <sup>2</sup>	-9388	19.7	12.5	19.0	45 <sup>1</sup>	
100D	726.4	-8499	23.6	0	13.7	140 <sup>2</sup>	-9398	13.1	5.3	17.0	100 <sup>1</sup>	

1 A partir de DST.

2 Calculado a partir de K vs  $\phi$ .

TABLA N° 5

PROGRAMA DE TRABAJOS CONSIDERADOS EN LAS PREDICCIONES

CASO	POZO	TIPO DE TRABAJO	FECHA DE EJECUCION
I	86D	Aislar Vivian con squeeze. Bajar instalación BEC 1000 BFPD, para producir sólo Cetico.	May. 86
II	25X	Aislar Vivian con squeeze. Moler tapón EZ. Bajar instalación BFC 700 BFPD para producir sólo Cetico.	Abr. 86
	4LD	Bajar instalación BEC 1200 BFPD. El equipo actual es de 730 BFPD.	Mar. 86
	74X	Bajar instalación BEC 8000 BFPD. El equipo actual es de 6000 BFPD.	Ene. 87
	86D	Aislar Vivian con Squeeze. Bajar instalación BEC 1500 BFPD para producir sólo Cetico.	May. 86
	87D	Bajar instalación BEC 2200 BFPD. El equipo actual es de 1000 BFPD	Jun. 86
III	74X	Aislar Cetico con tapón. Bajar instalación BEC 8000 BFPD para producir sólo Vivian	Ene. 87
	VN01	Perforar y bajar instalación BEC 1500 BFPD para producir sólo Cetico.	Ene. 87

NOTA: En el Caso III, los trabajos para los pozos 25X, 4LD, 86D y 87D serán los mismos que para el Caso II.

TABLA N° 6

PRONOSTICO DE PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO

(MELS.)

POZO	VIVIAN			CETICO			T O T A L		
	CASO I	CASO II	CASO III	CASO I	CASO II	CASO III	CASO I	CASO II	CASO III
25X	64	64	64	221	222	222	64	285	286
41D				669	563	565	669	563	565
74X	3694	3691	3711	228	203	78	3922	3894	3789
86D	177	177	177	459	477	420	636	654	597
87D				945	1010	900	945	1010	900
92				270	270	270	270	270	270
VN01						395			395

NOTA: Producción acumulada al límite económico 200 BOPD por campo.

TABLA N° 7

COMPARACION DE PRONOSTICOS DE RECUPERACION FINAL DE PETROLEO<sup>1</sup>

(MBLS.)

RESERVORIO	OOIP	ACUM. DIC. 85	CASO I	CASO II	CASO III
Vivian	11,410	2566*	3935*	3932*	3952*
Fac. Recup., %		22.5	34.5	34.5	34.6
Cetico	8,545	1563	2571	2744	2850
Fac. Recup., %		18.3	30.1	32.1	33.4
Fecha L.E.			Set. 93	Dic. 91	Dic. 91
T O T A L	19,955	4129	6506	6676	6802
Fac. Recup., %		20.7	32.6	33.5	34.1
Incremento, MBLS.				170	126

<sup>1</sup> Al Límite Económico de 200 BOPD por campo.

\* Incluye 64 MSTB de pozo 25X.

TABLA N° 8

INVERSIONES

(MUS\$)

	<u>CASO I</u>	<u>CASO II</u>	<u>CASO III</u>
Costo BEC	434	640	501
Costo Squeeze	15	30	30
Costo EZ			8
Costo Equipo I	53	179	179
Costo Unidad 103	91	79	
Perforación-Completación			5,700
Costo Equipo Perforación			50
T O T A L	593	928	6,468

## FIGURAS

FIGURA N°	DESCRIPCION
1	Mapa de Ubicación Yacimiento Valencia-Nueva Esperanza.
2	Ubicación de Pozos.
3	Instalación Inicial de Producción
4	Historia de Producción
5	Historia de Presión
6	Columna Estratigráfica Generalizada
7	Sección Estratigráfica Longitudinal - Valencia, Vivian
8	Sección Estratigráfica Longitudinal - Nueva Esperanza, Vivian
9	Sección Estratigráfica Longitudinal - Nueva Esperanza, Cetico
10	Modelo Deposicional, Vivian
11	Modelo Deposicional, Cetico
12	Mapa Arena Neta Total, Vivian
13	Mapa Arena Neta Total, Cetico
14	Mapa Arena Neta Petrolífera, Vivian
15	Sección Estructural Transversal - Nueva Esperanza, Vivian
16	Sección Estructural Longitudinal - Valencia, Vivian
17	Mapa Arena Neta Petrolífera, Cetico
18	Sección Estructural Longitudinal - Nueva Esperanza, Vivian
19	Sección Estructural Longitudinal - Nueva Esperanza, Cetico
20	Mapa Estructural, Vivian
21	Mapa Estructural, Cetico

FIGURA N°	DESCRIPCION
22	Permeabilidad Relativa, Vivian
23	Permeabilidad Relativa, Cetico
24	Distribución Vertical de Saturación, Vivian
25	Distribución Vertical de Saturación, Cetico
26	Información PVT, Vivian y Cetico
27	Grid Modelo 3-D
28	Ajuste de Historia
29	Ajuste de Historia, Pozo 41D
30	Ajuste de Historia, Pozo 74X
31	Ajuste de Historia, Pozo 92
32	Ajuste de Historia, Pozo 86D
33	Ajuste de Historia, Pozo 87D
34	Mapa Saturación de Agua - Cetico - Diciembre 1985
35	Pronóstico de Producción
36	Mapa Saturación de Agua - Cetico - Diciembre 1986

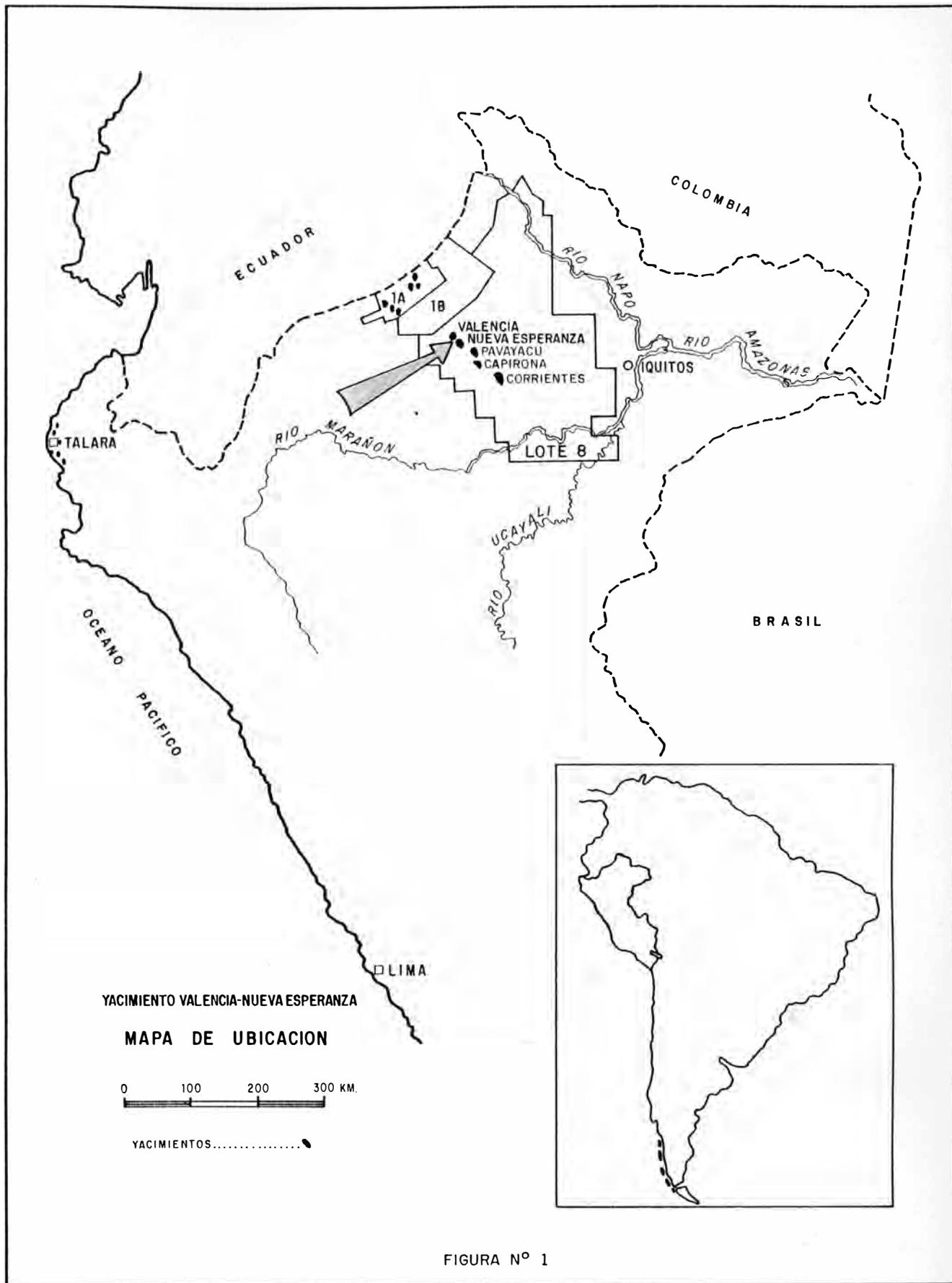
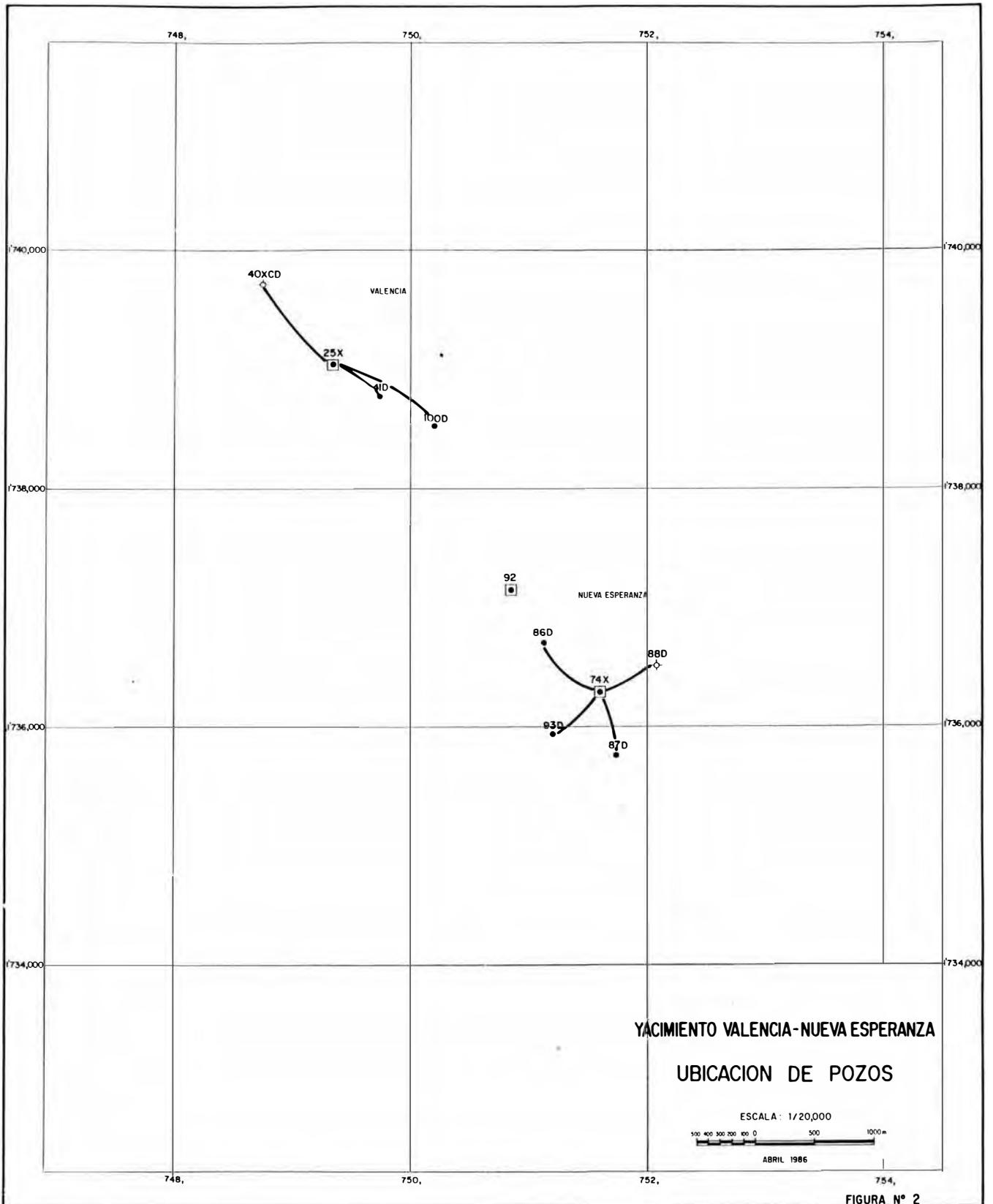


FIGURA N° 1



YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA  
INSTALACION INICIAL DE PRODUCCION  
CASOS TIPICOS

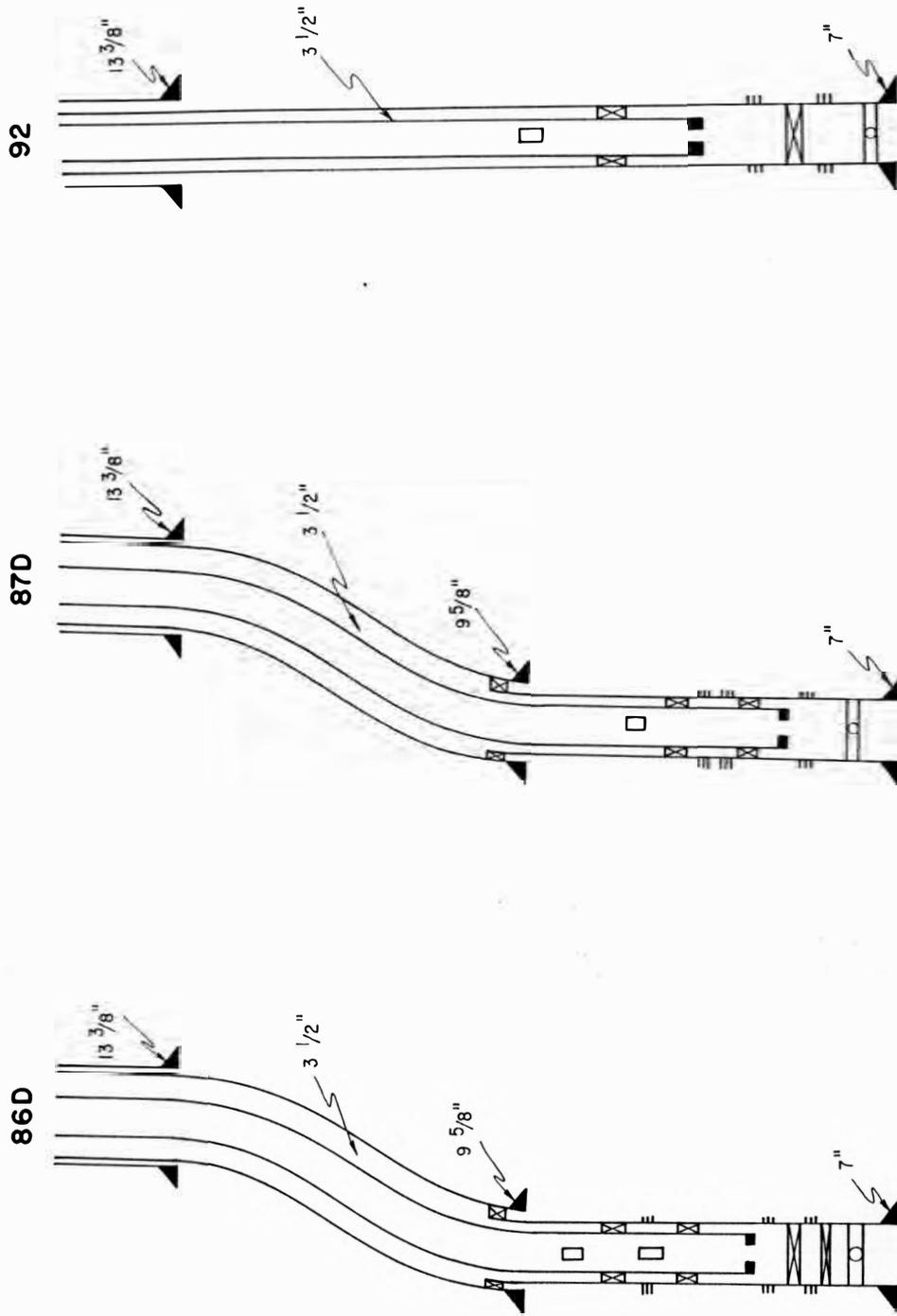


FIG. N° 3

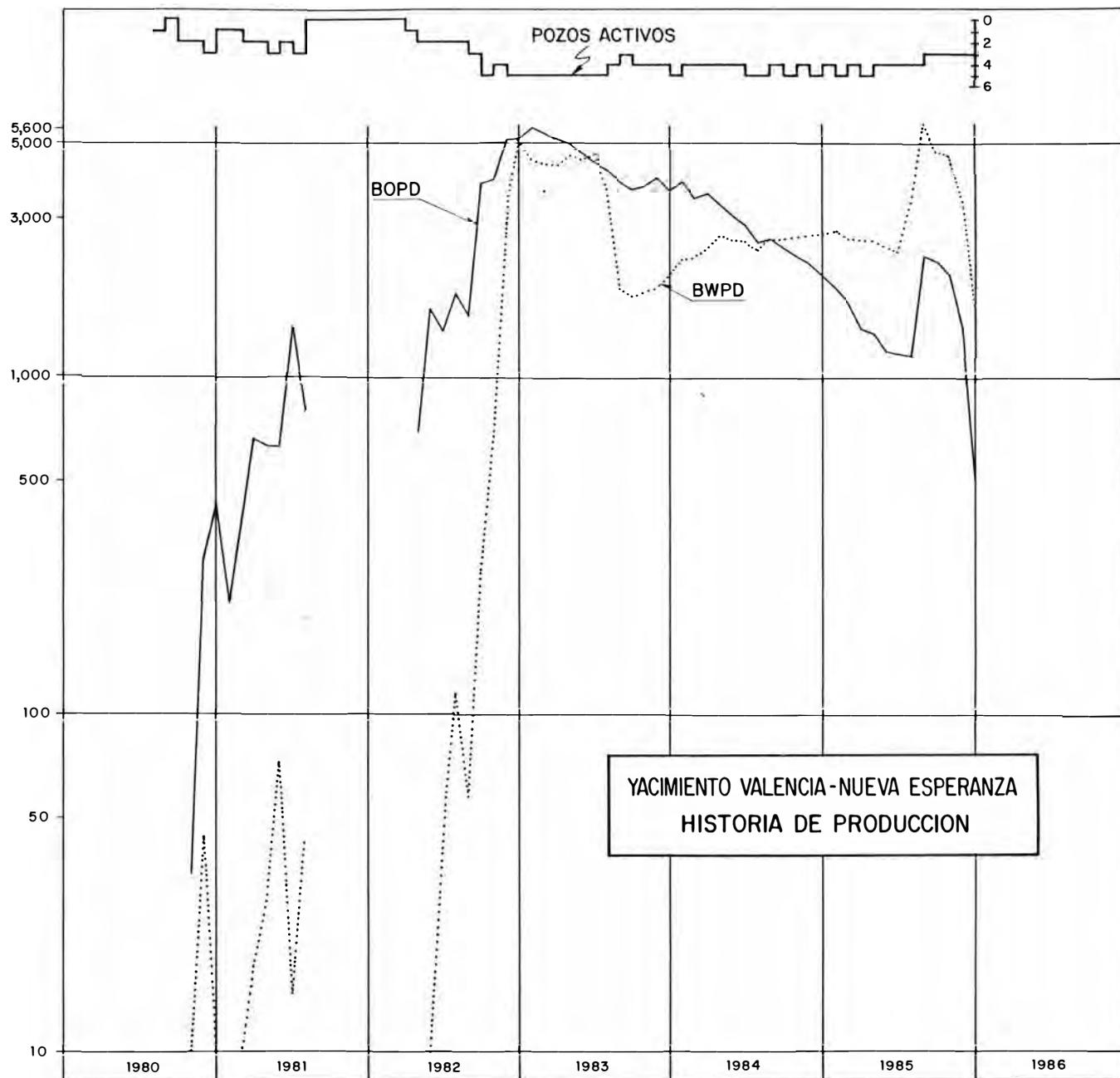


FIGURA N° 4

## YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA HISTORIA DE PRESIONES

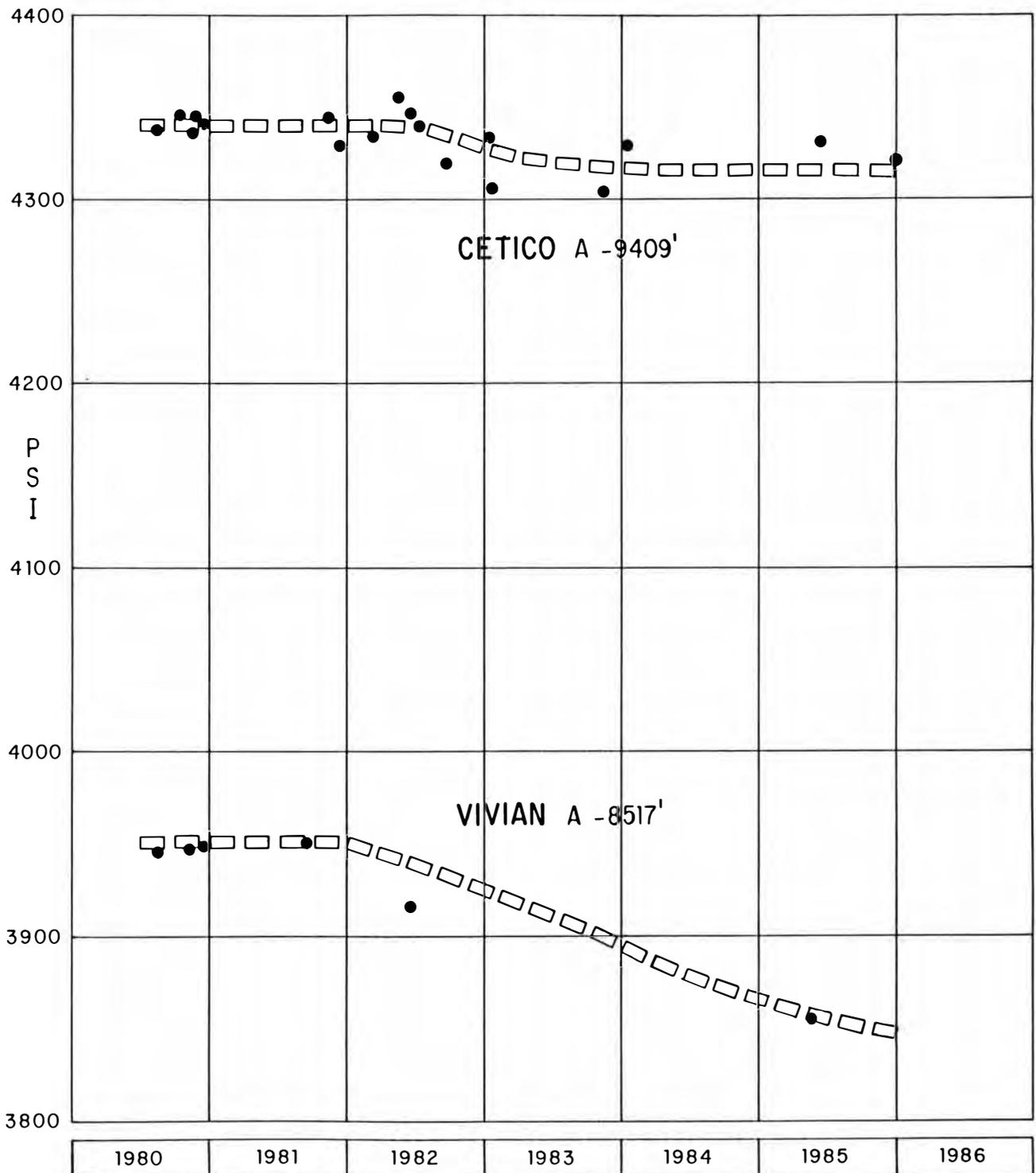


FIGURA Nº 5

# YACIMIENTO VALENCIA - NUEVA ESPERANZA

## COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA

ERA	PERIODO	EPOCA	PISO	FORMACION	ESPESOR MAXIMO MTS.	LITOLOGIA		
MESOZOICO	CRETACEO	SUPERIOR	NEO COMIANO	VIVIAN	97	...		
				CHONTA	209	...		
				AGUA CALIENTE	216	...		
				ESPERANZA	59	...		
				CUSHA BATAY	179	...		
						+	+	+
	TERCIARIO	NEOGENO	PALEOCENO	MUCHIPAYACU		344	...	
					Pozo Basal	63	...	
					POZO	111	...	
			MIOCENO	CHAMBERA		1217	...	
					PLIOCENO	375	...	
					PLEISTOCENO	340	...	
CUATERNARIO			CORRIENTES	324	...			
					+	+	+	
	PRE-CRETACEO				+45	+	+	+

FIG. N° 6

# YACIMIENTO VALENCIA - NUEVA ESPERANZA

## MODELO DEPOSITACIONAL DE VIVIAN

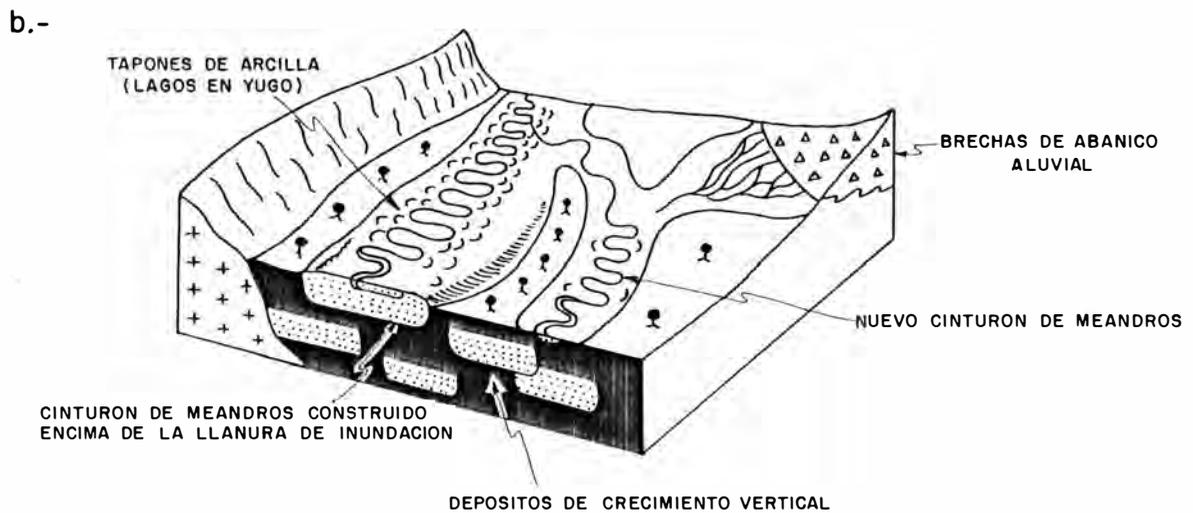
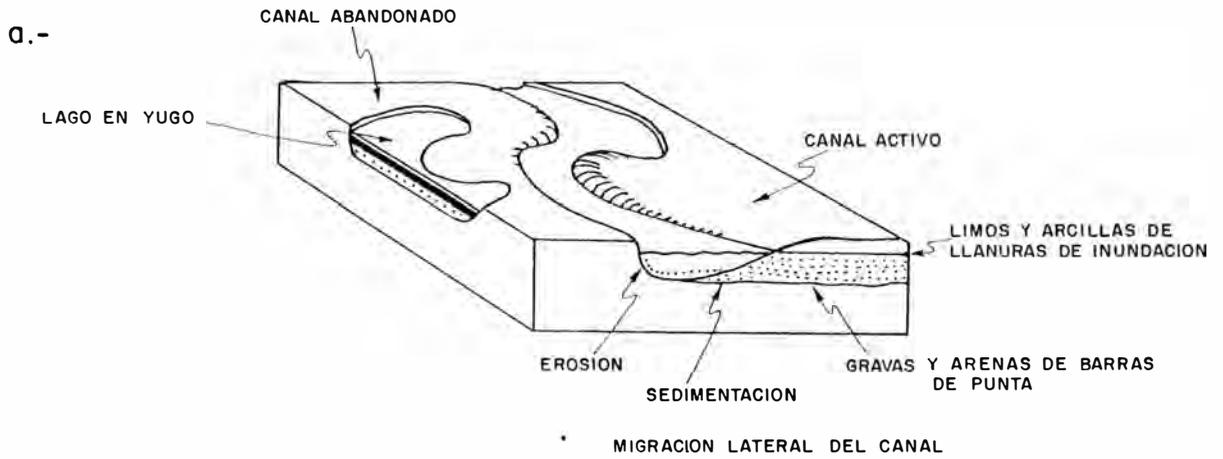


FIG. Nº 10

# YACIMIENTO VALENCIA - NUEVA ESPERANZA

## MODELO DEPOSITACIONAL DE CHONTA (CETICO - BASAL)

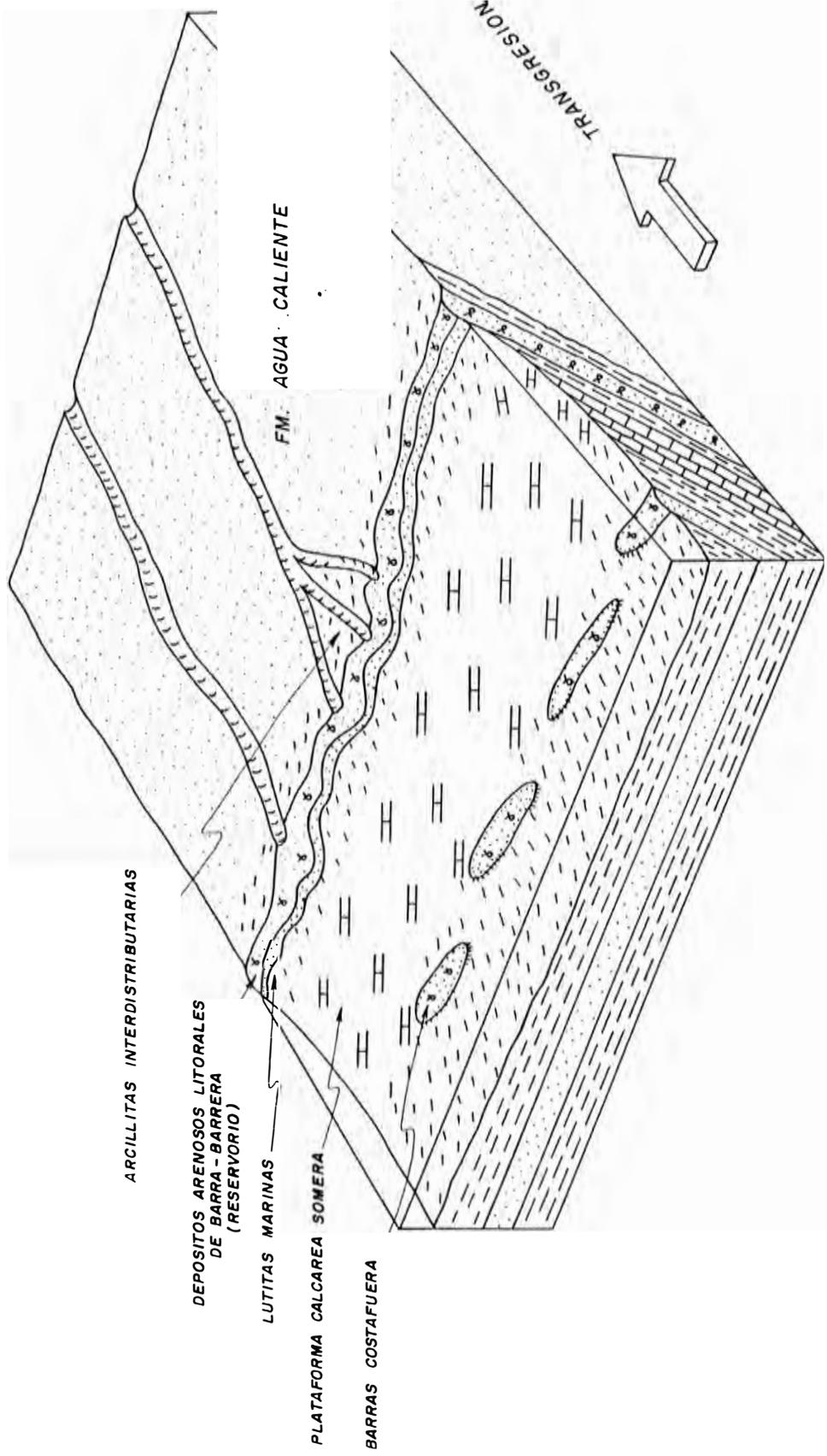
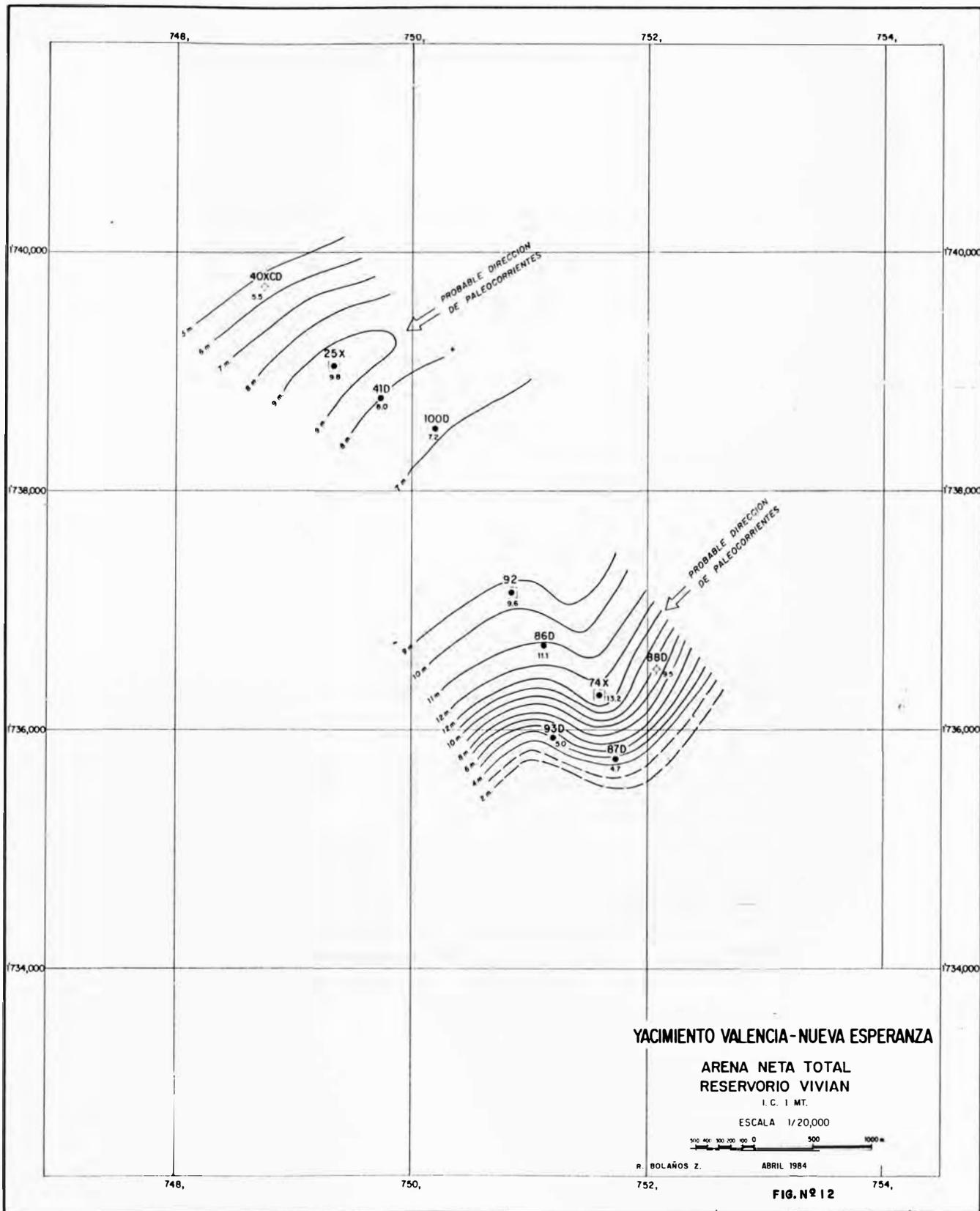


FIG. Nº 11



**YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA**

**ARENA NETA TOTAL  
RESERVORIO VIVIAN**

I. C. I. MT.

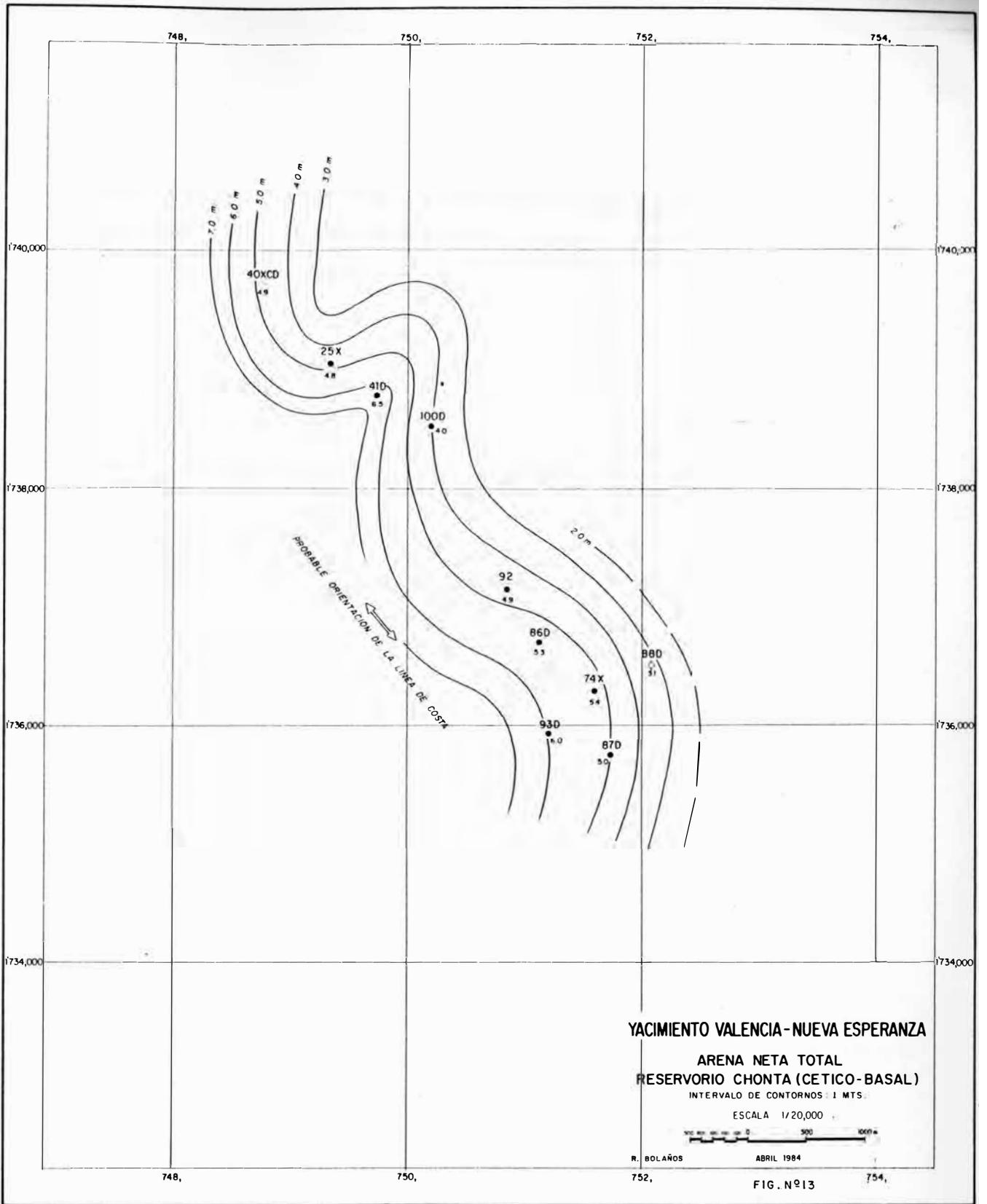
ESCALA 1/20,000



R. BOLAÑOS Z.

ABRIL 1984

**FIG. Nº 12**



**YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA**

**ARENA NETA TOTAL  
RESERVORIO CHONTA (CETICO-BASAL)**

INTERVALO DE CONTORNOS: 1 MTS.

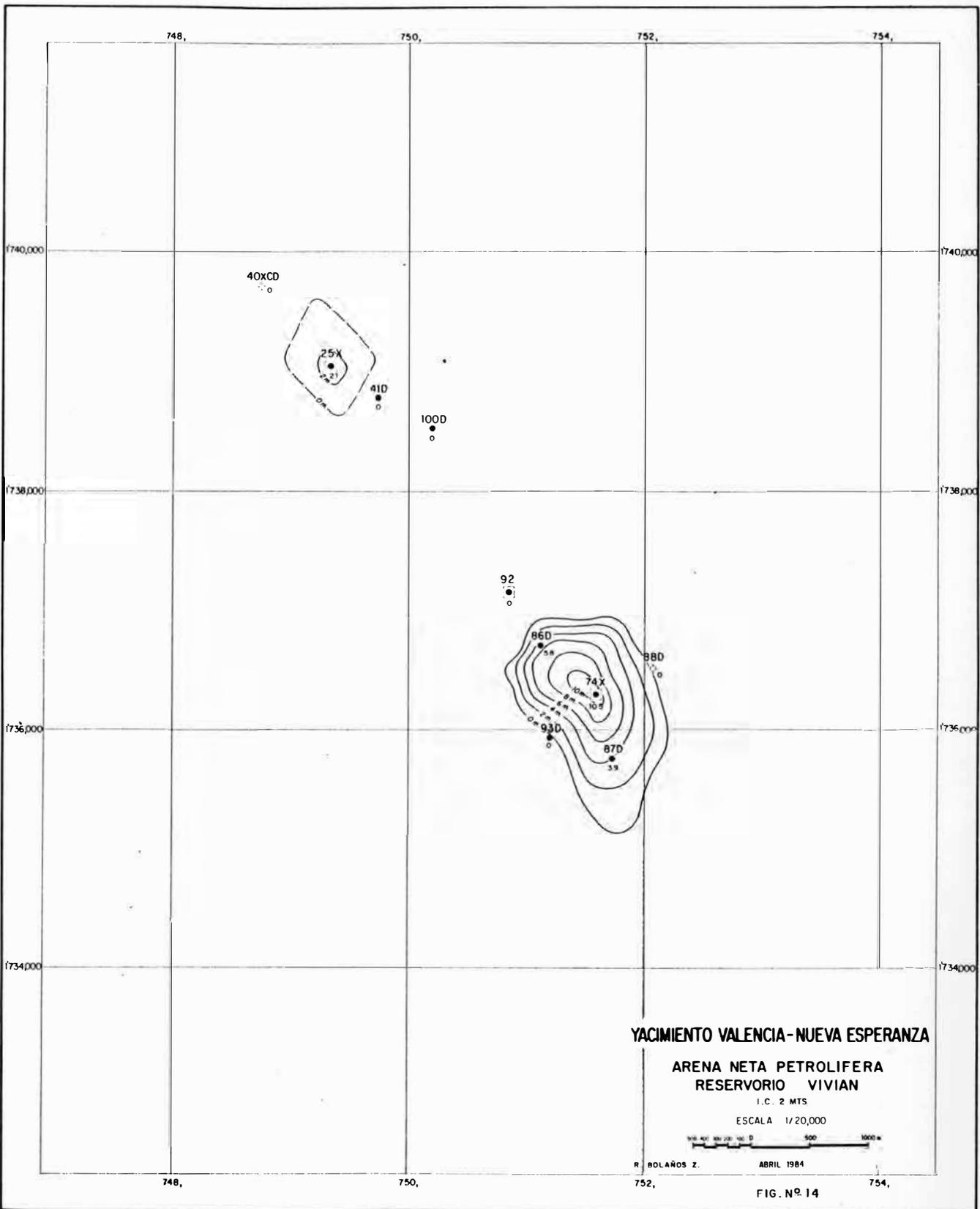
ESCALA 1/20,000

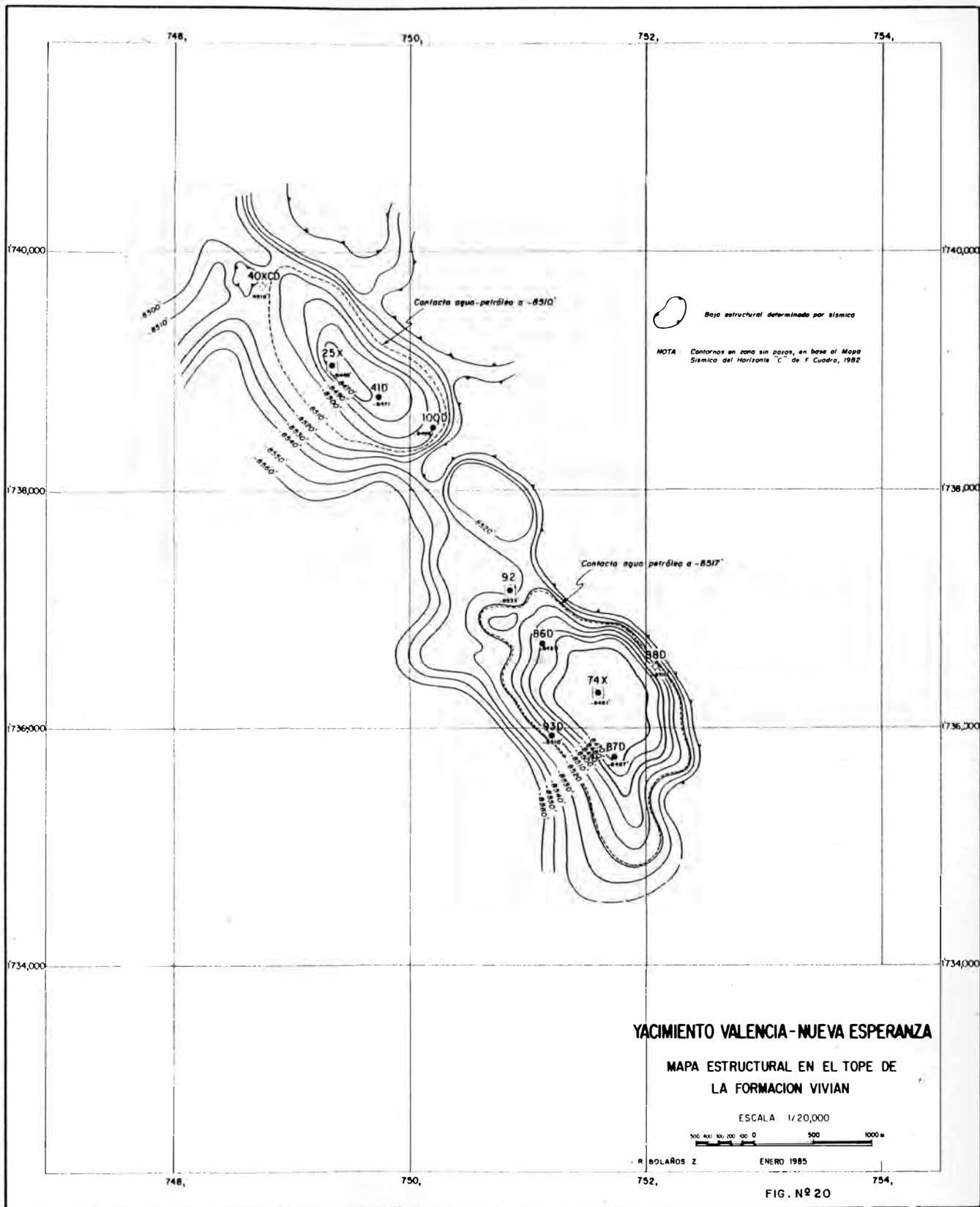


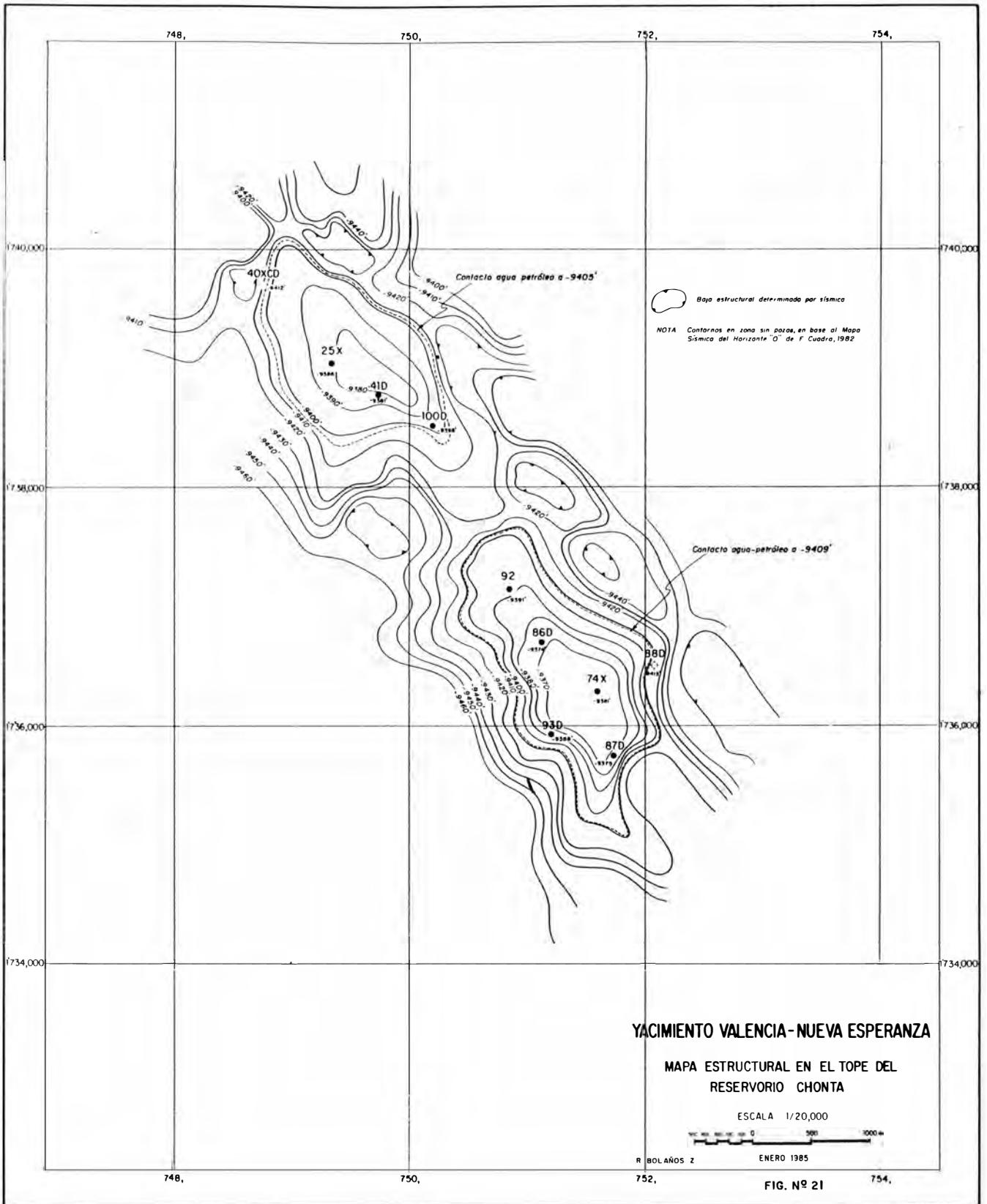
R. BOLAÑOS

ABRIL 1984

FIG. N.º 13







# YACIMIENTO VALENCIA - NUEVA ESPERANZA VIVIAN

## CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

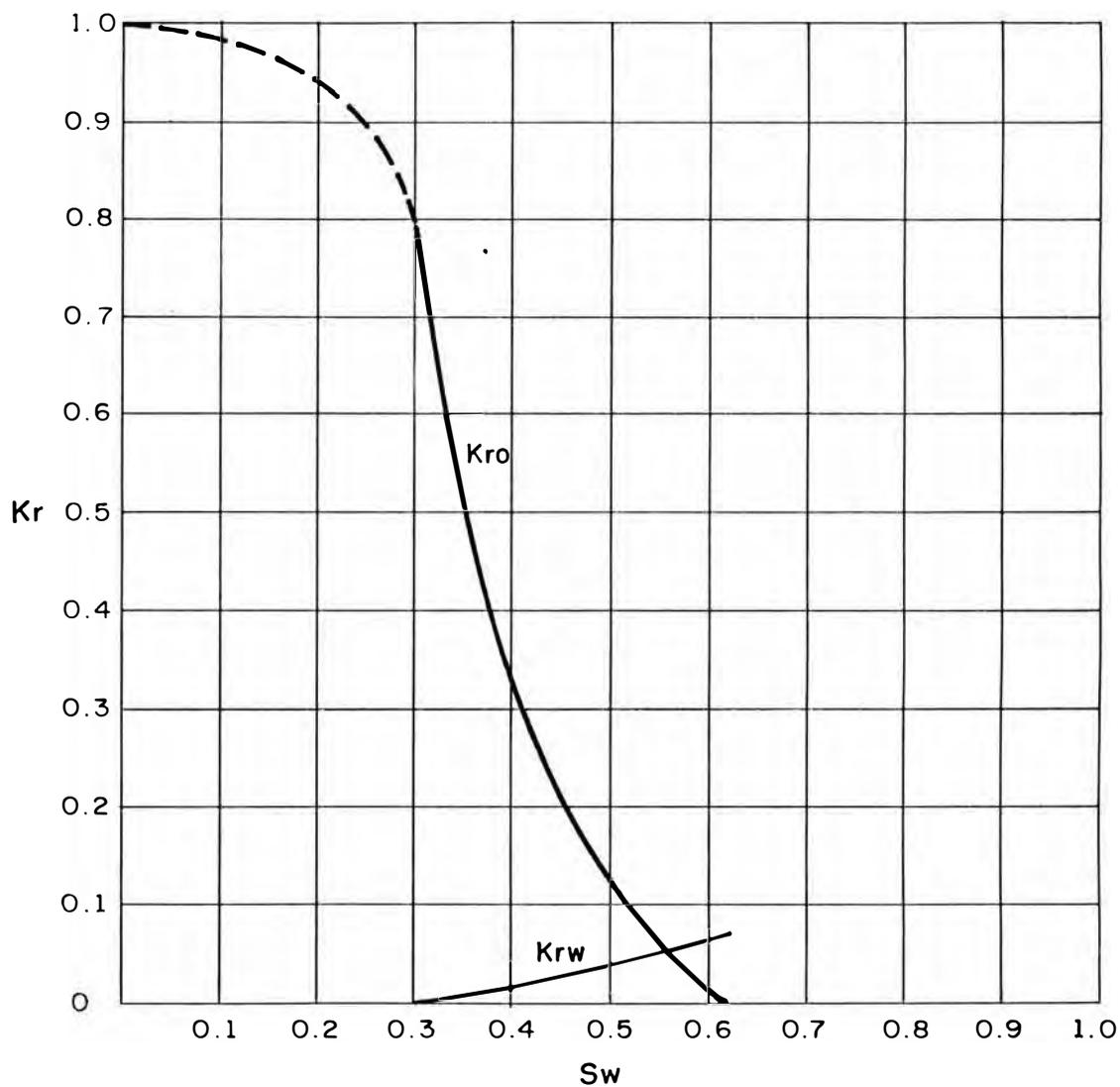


FIG. N° 22

**YACIMIENTO VALENCIA - NUEVA ESPERANZA  
CETICO  
CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

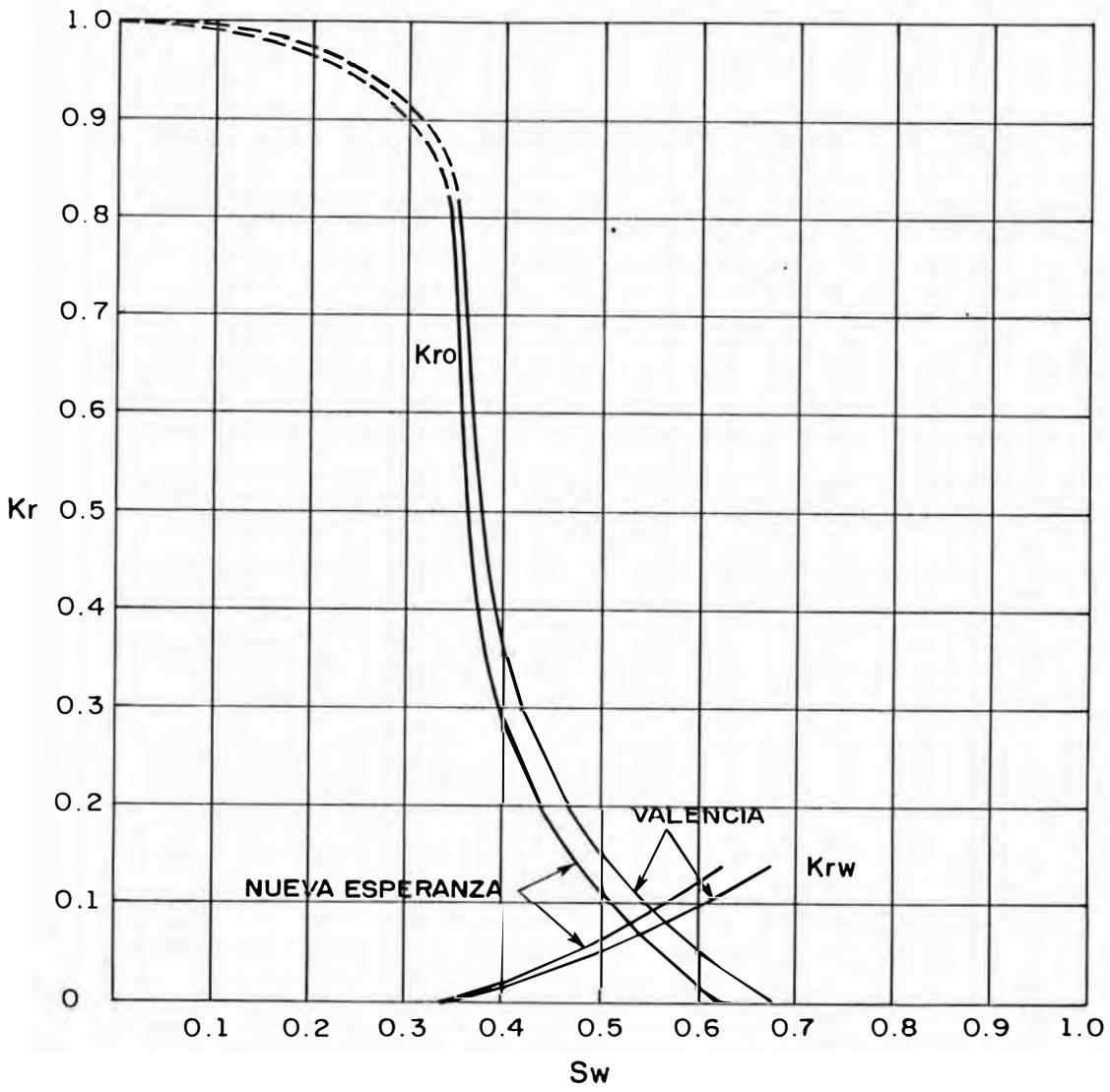


FIG. Nº 23

# YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA

ALTURA Vs. SATURACION

FM. VIVIAN

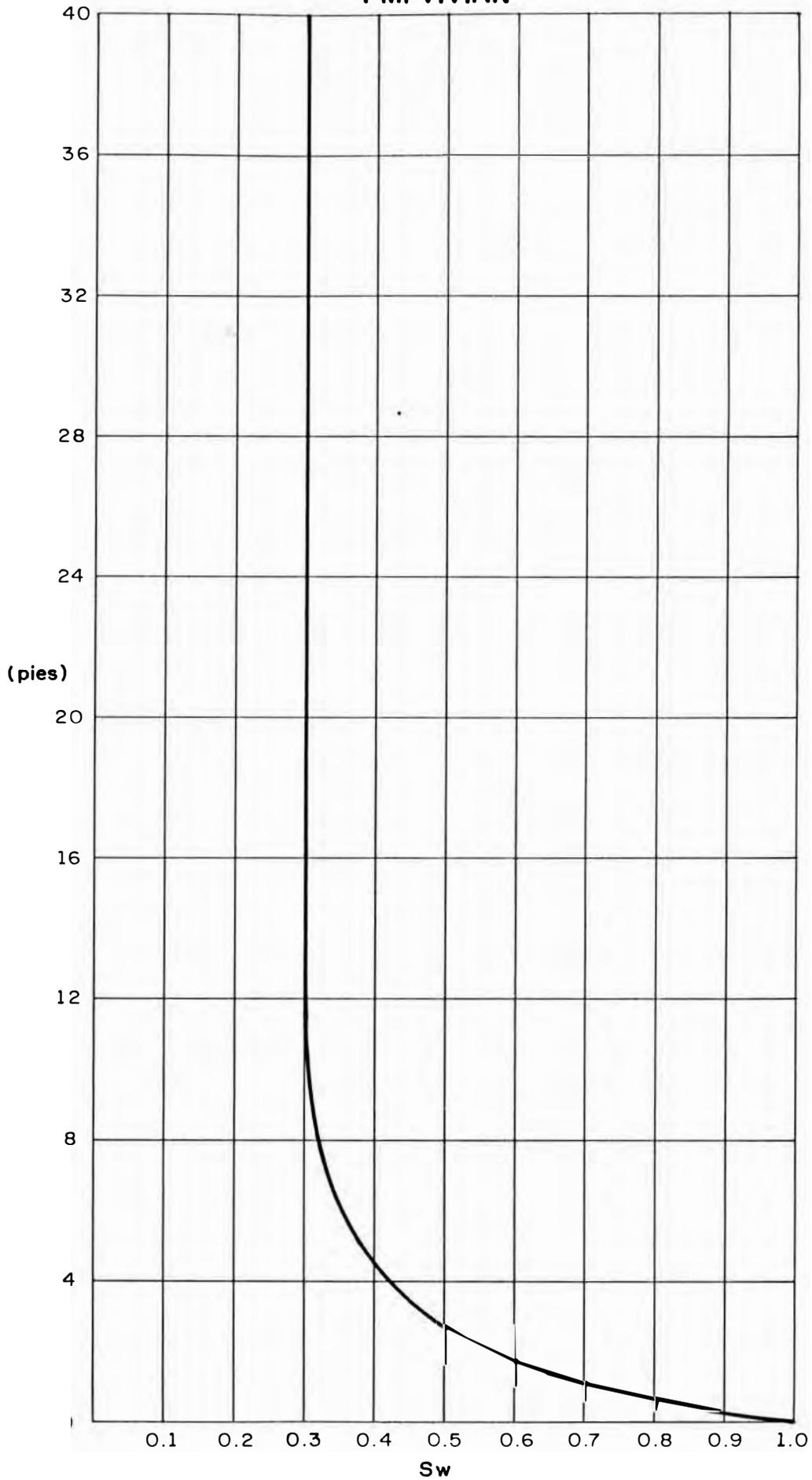


FIG. Nº 24

YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA  
ALTURA Vs. SATURACION  
FM. CHONTA

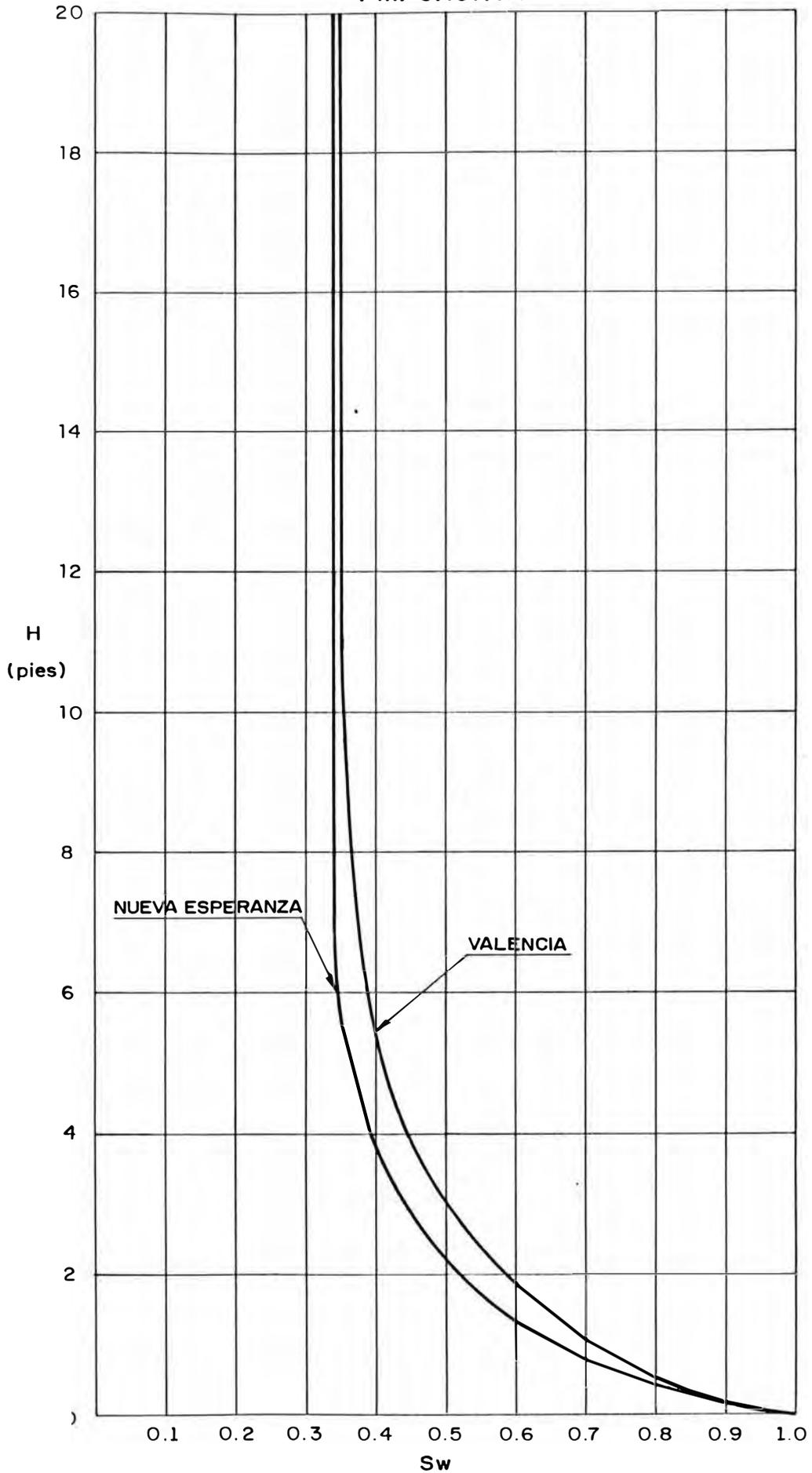


FIG. Nº 25

# YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA

## PROPIEDADES PVT

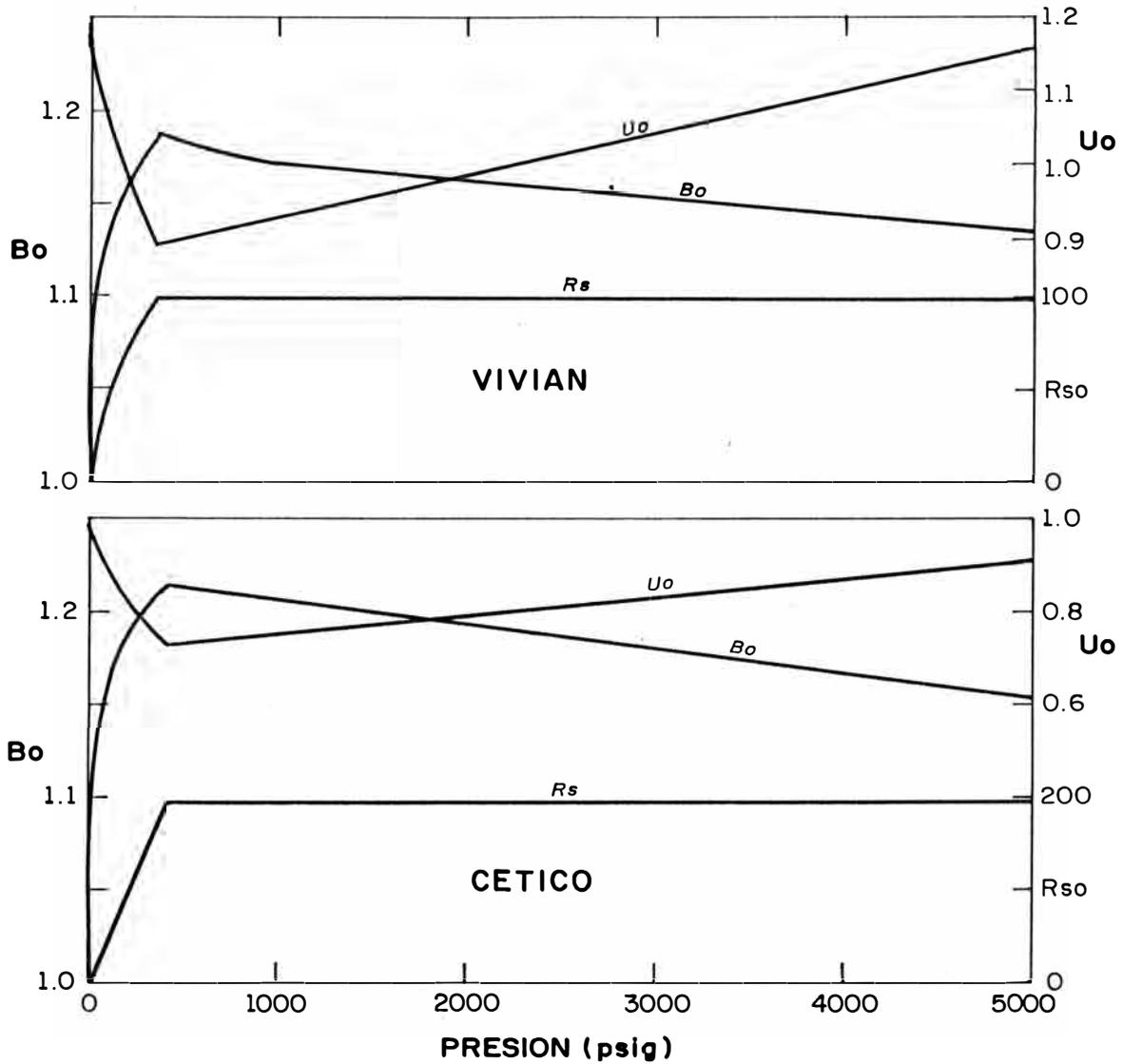
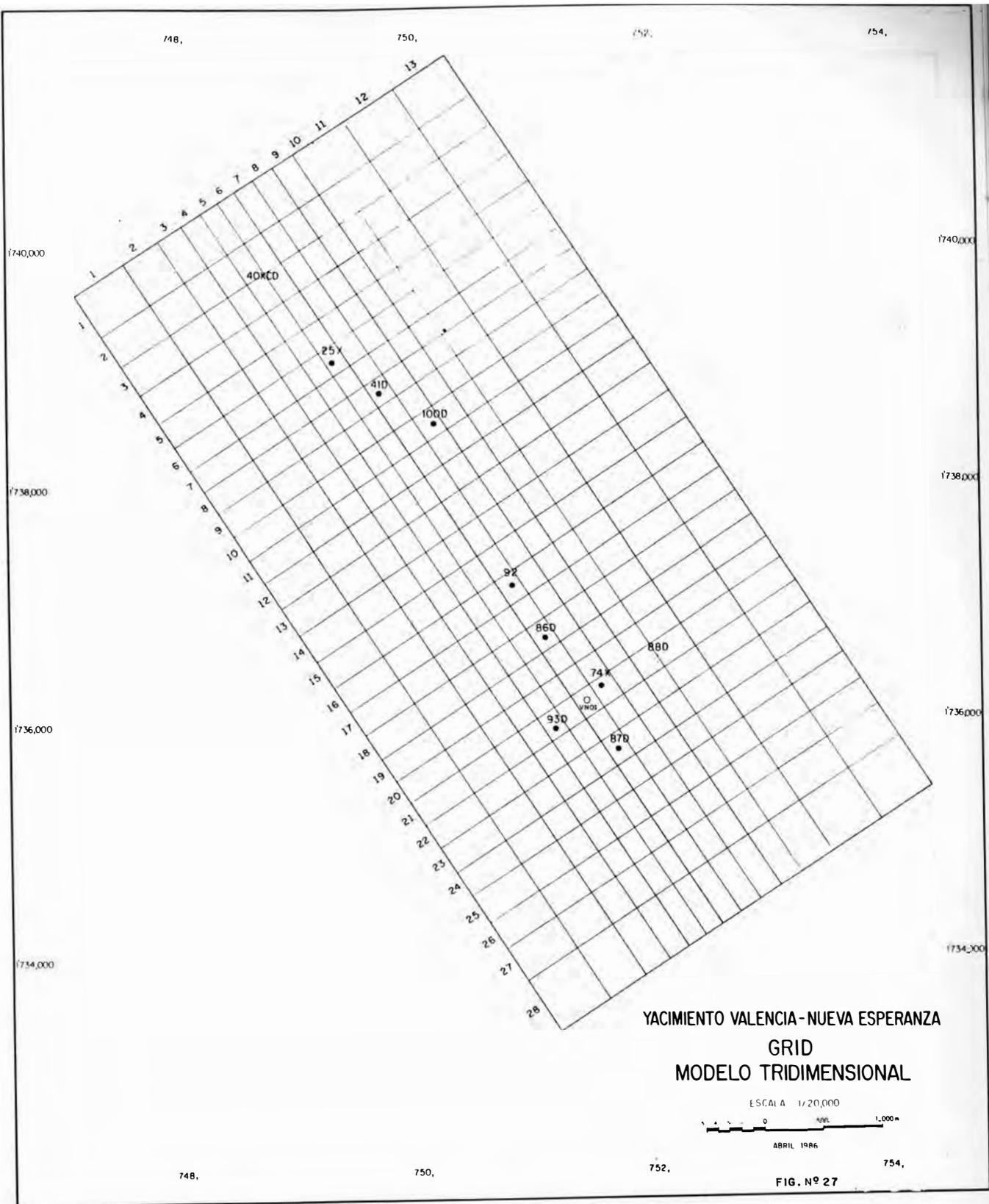
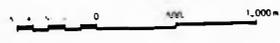


FIG. N° 26



YACIMIENTO VALENCIA-NUEVA ESPERANZA  
 GRID  
 MODELO TRIDIMENSIONAL

ESCALA 1/20,000



ABRIL 1986

FIG. Nº 27