

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería de Petróleo



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DESARROLLO ADICIONAL

YACIMIENTO LAGUNA SUR FORMACION VERDUN

BLOQUE "V"

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

Para optar el título profesional de

INGENIERO DE PETROLEO

WALTER SAMUEL ALVARADO HERRERA

PROMOCION 84-I

LIMA - PERU

1996

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DESARROLLO ADICIONAL
YACIMIENTO LAGUNA SUR FORMACION VERDUN
BLOQUE "V"**

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO DE PETROLEO

WALTER SAMUEL ALVARADO HERRERA

LIMA-PERU

1996

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DESARROLLO ADICIONAL
YACIMIENTO LAGUNA SUR FORMACIÓN VERDÚN BLOQUE “V”

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

OBJETIVO

RESUMEN

1.- Descripción Geológica del Bloque en Estudio

- 1.1 Ubicación
- 1.2 Estratigrafía
- 1.3 Estructura
- 1.4 Preparación de trabajos geológicos

2.- Propiedades de roca reservorio y de fluidos

- 2.1 Propiedades de roca reservorios
- 2.2 Propiedades de los fluidos del reservorio

3.- Historia de Explotación del Bloque “V” en Estudio

- 3.1 Perforación y Completación de los pozos
- 3.2 Comportamiento Productivo
- 3.3 Historia de Presión
- 3.4 Mecanismo de Producción

4.- Simulación Numérica del Bloque en Estudio

- 4.1 Descripción del modelo numérico
- 4.2 Construcción del modelo numérico
- 4.3 Equilibración y ajuste de Historia
- 4.4 Sensibilidad

5.- Predicciones

- 5.1 Caso Base + WO
- 5.2 CASO I : Caso Base + WO + Perforación 5 Pozos
- 5.3 CASO II : Caso Base + WO + Perforación 7 Pozos
- 5.4 CASO III : Caso Base + WO + Perforación 5 Pozos + Inyección de Gas

6.- Evaluación Económica

- 6.1 Perforación
- 6.2 Inyección de Gas

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

TABLAS

FIGURAS

INTRODUCCIÓN.-

El presente trabajo denominado "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DESARROLLO ADICIONAL YACIMIENTO LAGUNA SUR FORMACION VERDUN BLOQUE V", es parte de un estudio integral para el desarrollo adicional de la formación Verdún en un bloque estructural, definido como Bloque "V" en el Yacimiento Laguna Sur.

Para la ejecución del estudio se utilizó el Simulador Implícito-Explícito (IMEX) tipo Black Oil, adquirido por Petroperú en Mayo de 1992.

OBJETIVO.-

Los objetivos principales del presente estudio son los siguientes:

- (.) Evaluar la factibilidad técnico-económica de perforar pozos de hueco reducido (SLIM HOLE) a una profundidad de +/- 1500' y a un espaciamiento de 10 acres, con la finalidad de drenar eficientemente la Fm. Verdún en el Bloque "V" del Yacimiento Laguna Sur.
- (.) Evaluar la factibilidad técnico-económica de incrementar la producción y recuperación final de petróleo, mediante mantenimiento de presión (inyección de gas) en el bloque "V".

RESUMEN.-

El bloque en estudio tiene una extensión de 342 acres y se encuentra ubicado entre las cuadrículas V29 y V30 del sistema de coordenadas locales del Lote X (Área Lima) del Noroeste Peruano.

El bloque en estudio se encuentra delimitado por las fallas mayores "2237", "6118", "A", "6229", "7184" y "Somatito II", así mismo, se encuentra subdividido en 3 sub bloques (V1, V2 y V3) delimitado por dos fallas menores "W" y "6228", siendo la falla "6228" la de mayor salto vertical y la falla "W" de menor salto, el bloque presenta un bajo ángulo de buzamiento (7°). Para un mejor estudio se dividió la Fm Verdún en dos arenas A y B.

El primer pozo perforado en el bloque "V" fue el pozo 1227, completado con lina de 5" en la Fm. Ostrea en Mayo de 1955, el cual alcanzo la profundidad final de 4754', y fue abandonado. Posteriormente, durante el período 1972 a 1992, en el bloque "V" se perforaron 8 pozos, de los cuales 7 tuvieron como objetivo primario la Fm. Amotape (2414E, 2437, 5852, 6228, 6229, 6231 y 7087) y uno como objetivo primario Fm. Echino (7528).

La apertura y evaluación productiva inicial de la Fm. Verdún en el Bloque "V" fue a través del pozo 7087 en Febrero de 1995. A Octubre de 1995 se

ha aperturado a producción la Fm. Verdún en los pozos: 2437, 5852, 6231, 2414E y 7528.

Para el desarrollo del estudio se ha contado con la información geológica básica, tales como: mapa estructural en el tope, mapas de contornos de arena neta petrolífera y porosidad por capa, secciones estructurales y estratigráficas.

Se ha utilizado información de núcleo convencional de la formación Verdún, del pozo 1533 Yacimiento Calamar, intervalo: 2809'-3022'. Por otro lado, al no poder contar con datos de permeabilidades relativas, inicialmente se usó información de las permeabilidades relativas del Mbo. Hélico, Yacimiento Reventones, las que se fueron ajustando durante el estudio.

Las propiedades PVT de los fluidos, fueron obtenidas a través de correlaciones.

Los resultados de pruebas de presión y comportamiento productivo también fue debidamente analizada y utilizada en esta evaluación.

El estudio consistió en el análisis de la información ya descrita, construcción del modelo, ajuste del modelo con la historia de producción de campo del bloque "V" (a partir de Marzo 1995), pronóstico del comportamiento bajo condiciones actuales de operación (Caso Base), con la perforación adicional de 5 o 7 pozos (Casos I y II), evaluación con inyección de gas (Caso III), efectuándose finalmente la evaluación económica de los casos considerados.

Es importante enfatizar que para los casos que incluyen la perforación de pozos se ha considerado utilizar pozos de diámetro reducido mediante la técnica de SLIM-HOLE.

1.- DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL BLOQUE EN ESTUDIO.-

1.1.-Ubicación:

El yacimiento Laguna Sur está ubicado en la Cuenca Talara (Lote X), a 63 kms. al Norte de la localidad de Talara (Fig. 1) en el Departamento de Piura en el Noroeste del Perú.

Limita al Norte con el Yac. Laguna Norte, al Este con el Yac. Laguna Este, al Sur con el Yacimiento Zapotal y al Oeste con el área operada por OXY-BRIDAS y que comprende al Yacimiento Somatito.

El bloque estructural (Bloque "V") materia de estudio comprende las cuadrículas V-29 y V-30 del sistema de coordenadas locales del Área Lima. Tiene una extensión de aproximadamente 342 acres. en el tope del cuerpo "A" de la Formación Verdún.

1.2.-Estratigrafía:

La secuencia estratigráfica atravesada por los pozos del área han controlado el Grupo Amotape del Paleozoico hasta la Fm. Tablazo del Pleistoceno. En la Fig. No. 2 se aprecia la columna Estratigráfica típica del Lote X y su comparación con la del Yacimiento Laguna Sur.

El Eoceno Superior de edad Terciaria en la Cuenca Talara esta representada por las Fms. Mirador, Chira, y Verdún, esta última compuesta principalmente por areniscas y arenas conglomeradas.

En base a la reexaminación de muestras de canaleta de los pozos del yacimiento por el laboratorio de geología, se ha podido determinar que la microfauna existente corresponde a Lepidocyclinas, que pertenecen a la Fm. Verdún del ciclo depositacional Chira.

Las arenas y areniscas de la Fm. Verdún son buenas productoras de petróleo en el Yacimiento Laguna Sur, como lo muestran los retrabajos efectuados en el área, así mismo estas correlacionan con las del Yacimiento Calamar en donde son las principales productoras.

1.2.1.-Relaciones Estratigráficas :

La Fm. Verdún se encuentra en contacto discordante suprayaciendo a la Fm. Lutitas Talara del Eoceno Medio e

infrayace en forma concordante y gradacional a la Fm. Chira del Eoceno Superior.

1.2.2.-Estratonomía

La Fm. Verdún comprende hacia su tope esta constituida por intercalaciones de areniscas de grano fino , de lutitas y dolomitas. Hacia su base presenta desarrollos de areniscas y arenas de grano medio a grueso, y ocasionalmente se presenta desarrollos de areniscas de grano fino a medio cercanas a la discordancia con la Fm. Lutitas Talara (Pozos 2437, 7087 y 6228), esto se puede apreciar en la sección stratigráfica (Fig. No. 3) y panel de correlación (Fig: No.22).

1.2.3.-Litología

La Fm. Verdún comprende en su parte superior de areniscas grises de grano fino a medio, en la parte inferior se han diferenciado dos cuerpos (A y B), el primero consta de arenas de cuarzo blanco semilechoso de grano medio, sub-redondeadas y de regular selección y el segundo comprende de areniscas gris clara a gris verdosa de grano medio a grueso, moderadamente compactos y el material cementante es ligeramente calcáreo. La configuración de la Fm. Verdún se puede apreciar en el registro eléctrico tipo (Fig. No. 4).

1.2.4.-Fluorescencia

En ambos cuerpos inferiores se han apreciado en las muestras de canaleta fluorescencia, que según escala estaría enmarcada en el rango de buena a muy buena (80 - 90 %), de una coloración verde amarillenta, ligeramente brillante y su reacción química con el tricloroetano nos da un corte rápido, además de una aureola blanco lechosa.

1.2.5.-Medio ambiente de depositación

Los sedimentos de la Fm. Verdún se habrían depositados en ambientes de aguas someras, cercanas a la línea de costa y de alta energía.

Esto se postula en base a la configuración electrográfica, a las características litológicas de arenas de cuarzo de grano grueso sub-redondeadas a sub-angulares y de regular a mala selección.

1.3.-Estructura:

El mapa estructural de la Fm. Verdún ha sido preparado tomando como nivel de referencia la base de la arena basal de dicha Fm. (Fig. No.13), así mismo, para efectos de simulación se preparó dos mapas estructurales, uno en el tope de la arena "A" y otro en el tope de la arena "B". (Figs. No.5 y 6).

En el mapa estructural elaborado en el marcador "E" (base del cuerpo "B"), el bloque principal tiene un rumbo de $N78^{\circ} W$ y buzamiento de $06^{\circ} NE$, el cual esta delimitado por fallas mayores y cuya distribución es la siguiente : al Norte con la falla "2237" al Este las fallas "6118" y "A"; al Sur con las fallas "6229" y "1520" y al Oeste con las fallas "7184" y "Somatito II": Así mismo, este bloque esta subdividido en tres sub-bloques : V1, V2, y V3 los cuales están limitados por las fallas "W" y "6228".

Asi mismo en este mapa se pueden apreciar los proyectos de perforación, los cuales para efectos de simulación se les ha denominado: P-1, P-2, P-3, P-4, P-5, P-6 y P-7, lo cual no indica una priorización de los mismos.

Las figuras No.15, 16, 17, 18, 19, y 20 nos presentan secciones estructurales y nos muestran la configuración de los bloques en mención.

Por otro lado en la Fig. No. 14 se puede apreciar la configuración geométrica tridimensional del bloque en base a los parámetros dados al simulador

1.4. Preparación de trabajos geológicos:

Para la elaboración de los trabajos geológicos se han revisado todos los archivos del área, haciendo la interpretación desde el punto de vista estructural y estratigráfico.

Sección Estratigráfica se ha elaborado una sección estratigráfica, la cual es longitudinal al Yacimiento, teniendo como datum la base del cuerpo "B".

Secciones estructurales para realizar la interpretación estructural se han elaborado seis secciones estructurales en base a los registros eléctricos.

- Mapas estructurales : se han preparado tres mapas estructurales, el primero se elaboró en el marcador "E" que es la base de la arena basal y los dos restantes en los topes de los cuerpos "A" y "B".

- Mapa de espesores : se confeccionó dos mapas de este tipo, en los cuerpos "A" y "B" respectivamente (Fig. No. 7 y 8).
- Mapa de arena neta : se han preparado dos mapas de arena neta teniendo como referencia los cuerpos "A" y "B" (Fig No. 9 y 10).
- Mapa de Porosidades : se elaboraron dos mapas de este tipo , uno para el cuerpo "A" y otro para el cuerpo "B" respectivamente , en base a la información del registro de Neutrones Compensados (Fig. No.11 y 12).
- Mapa de Información : se ha elaborado un mapa de este tipo tomando los datos de los archivos de pozos y el listado de acumulados al mes de Agosto (Fig. No. 21).

2.- PROPIEDADES DE ROCA RESERVORIO Y DE FLUIDOS.-

2.1.- Propiedades de Roca Reservorio:

En el bloque "V" no se dispone de información de núcleos convencionales que permitan obtener los parámetros de roca reservorio representativos de la Fm. Verdún.

Para efectos del estudio, se ha tomado información disponible del análisis convencional de un núcleo de la Fm. Verdún tomado en Noviembre de 1957 en el pozo 1533, intervalo: 2809'-3022', Yacimiento Calamar. Existiendo una muy buena correlación estratigráfica (tanto eléctrico, litológico y faunístico) con los pozos de la misma formación en el Yacimiento Laguna.

En la Tabla N° 1, se presenta un cuadro resumen de las características de roca reservorio y de los fluidos que se han utilizado para el modelo del reservorio Verdún.

Del análisis del núcleo convencional, se determinó que la Fm. Verdún posee una porosidad primaria promedio de 10 %, una saturación promedio de agua inicial del orden de 35 %, y una permeabilidad que esta en el rango de 0.1 a 20 md. Adicionalmente se preparó una correlación (Cross Plot) entre la permeabilidad y porosidad (Fig. No. 23) a fin de establecer una relación, y extrapolar hacía los pozos del bloque en estudio. Para el modelo se ha asumido que la permeabilidad vertical es del orden de 3.3 % de la permeabilidad horizontal ($K_v/K_h = 0.033$).

2.2.- Propiedades de los fluidos del reservorio:

En el bloque "V", no se han obtenido muestras de fluido de fondo de la Fm. Verdún. Del análisis de muestras de petróleo de los pozos que está aperturada la Fm. Verdún, y que fueron tomadas en superficie se obtiene una gravedad de 29° API a 60 °F y la calidad del crudo es del tipo LCT (Low Cold Test).

De las pruebas de presión tomadas en los pozos 7087 y 7528 se ha podido establecer una presión de reservorio de 300 psi a 1180 pies y una gradiente geotérmica de 1.08 °F/100', estimándose la temperatura del reservorio en 98 °F.

De los análisis de gas tomados en el Lote X, se ha estimado un valor promedio para la gravedad específica del gas de 0.7 (Tabla N° 2).

Así mismo de las pruebas iniciales del pozo 7087 (primer pozo del bloque "V" donde se apertura la Fm. Verdún) se estimo un valor promedio de GOR de 180 SCF/STB.

Con la información anteriormente mencionada, se utilizaron las correlaciones de Vasquez-Beggs para determinar el factor volumétrico del petróleo (B_o), presión de burbuja (P_b) y razón de solubilidades (R_s), las correlaciones de Beggs et al y Lee et al para estimar viscosidad del petróleo (U_o) y gas (U_g) respectivamente. En la Fig. No. 24 se muestran las propiedades PVT de los fluidos, donde se observa que el reservorio esta inicialmente saturado.

A la presión del reservorio (300 psi) se obtuvieron los siguientes valores:

DATOS	RESULTADOS
API = 29	$B_{ob} = 1.05$ BLS/STB
Tres= 98 °F	$U_{ob} = 13.10$ cp
Grv. esp. gas= 0.7	$B_g = 0.05$ PC/SCF
	$U_g = 0.0115$ cp
	$C_o = 1.45 \times 10^{-3}$ psi
	$P_b = 978.6$ psi.

Las presiones capilares no fueron consideradas debido a las intercalaciones arcillosas que alteran la continuidad vertical del reservorio.

En lo que respecta, a los valores de permeabilidades relativas de los fluidos, se considero inicialmente a los obtenidos en la Fm. Hélico del estudio "Factibilidad Mantenimiento de Presión por Inyección de Gas-Yacimiento Reventones Mbo. Hélico" (IT-02433), los mismos que fueron modificados de acuerdo al avance en el ajuste de Historia.

3.- HISTORIA DE EXPLOTACIÓN DEL BLOQUE EN ESTUDIO.-

3.1.- Perforación y completación de los pozos:

El primer pozo perforado en el área de estudio fue el pozo 1227, que alcanzo la profundidad de 3486', teniendo como objetivo primario la Fm. Ostrea, con resultado negativo, el mismo que fue abandonado en Julio 1955.

Entre los años 1972 y 1992 se perforaron los 8 pozos (2414, 2437, 5852, 6228, 6229, 6231, 7087, 7528) del bloque en estudio, teniendo como objetivo las Fms. Paleozoico, Amotape, Cretáceo, Bs. Salina, Sn. Cristóbal, Mogollón, Ostrea y Brechas Talara, ninguno de ellos tuvo objetivo secundario la Fm. Verdún. En las Tablas Nos. 3.1 y 3.2 se observa los RPI y RPR de estos pozos.

El primer pozo en que se aperturó la Fm. Verdún fue el 7087, en Febrero de 1995, se baleó y fracturó con agua gelificada, su producción después del retrabajo fue :

RPR = 90 X 01 X 24 X UB (42" x 13) x GOR = 110

Fecha : 10 Marzo 1995.

Fm. Verdún Intervalo : 1184' - 1044' No. Etapas Frac: 3

Tapón RBP a 1300', hasta la fecha (Octubre 1995), aísla una producción de 7 x 0 de las Fms. Sn. Cristóbal - Mog.- Ostrea - Bre. Tal.

Comprobado el buen aporte productivo de la Fm. Verdún en este bloque, se aperturó en los siguientes pozos :

Pozo 2437 :

RPR = 119 x 15 x UB (42" x 10) x GOR = 63

Fecha : 31 Marzo 1995.

Fm. Verdún Intervalo : 1249' - 841' No. Etapas Frac: 4

Tapón RBP a 1300', hasta la fecha (Octubre 1995), aísla una producción de 8 x 0 de las Fms. Paleozoicos Cretáceo - Bs. Sal. - Sn. Crist.-Mog.-Ost.-Ech.-Br.Tal.

Pozo 5852

RPR = 139 x 02 x UB (42 x 10) x GOR = 129

Fecha = 19 Abril 1995

Fm. = Verdún Intervalo = 1356 - 1185 No. Etapas Frac.: 2

Tapón permanente a 1460', producción por suab antes del retrabajo de las Fms. Mog.-Ech.-Tal.

Pozo 2414 E :

RPR = 123 x 0 x UB (42 x 12) x GOR = 176

Fecha : 19 Mayo 1995

Mbo. Hélico Intervalo : 1900' - 1776' No. Etapas Frac. : 2

Fm. Verdún 1045' - 845' No. Etapas Frac. : 2

Tapón RBP a 1950' aísla una producción de 21 x 5 x UB de las Fms. Paleozoico-Ost.-Ech.-Br. Tal.

Pozo 6231

RPR = 39 x 0 x UB (42 x 8) x GOR = 108

Fecha : 21 Mayo 1995

Fm. Verdún Intervalo = 1207' - 1052' No. Etapas Frac. 2

Tapón RBP a 1300 fue recuperado el 30.06.95

Pozo 7528 :

RPR = 14 x 0 x UB (23" x 7) x GOR = NR

Fecha 23 Junio 1995

Fm. Hélico - Br. Talara - Verdún

Fm Verdún Intervalo : 693' - 649' No. Etapas :1

No dando los resultados esperados la apertura de la Fm. Verdún, se molió tapón a 750', producción antes 7 x 0 x UB trabajando UB 1 día x 1 día parada, de la Fms. Hélico y Brechas Talara.

Pozos 6228 y 6229

A la fecha, Octubre de 1995, aún no se apertura la Fm. Verdún en ambos pozos.

3.2.- Comportamiento Productivo:

Teniendo presente la corta vida productiva de la Fm. Verdún en el bloque "V" del Yacimiento Laguna Sur, se ha observado en las curvas que la producción en algunos pozos ha declinado lentamente, en otros casi se mantiene e inclusive es superior con respecto al RPR. Esto debido principalmente en que el reservorio esta en su etapa inicial de producción.

En la Tabla No. 4 se muestra el RPR, la fecha del mismo, el estado de producción al mes de Agosto 1995, y la recuperación final estimada

La producción de agua, es insignificante , asimismo, el efecto por segregación gravitacional no es preponderante como consecuencia del bajo ángulo de buzamiento (7º) y baja permeabilidad vertical.

Cabe destacar que todos los pozos fueron fracturados con agua gelificada.

La producción acumulada estimada para el año 1995 con los pozos en actual producción es de 60 Mbls.

3.3.- Historia de presión:

Durante los trabajos de reacondicionamiento se tomaron tres pruebas de presión.

La primera prueba fue al pozo 7087 (sub-bloque V2), en Febrero de 1995. Se aislo con Tapón RBP sentado a 1300', las formaciones Sn. Cristobal-Mog.-Ost.-Br. Talara; se baleo el intervalo 1192'-1277' de la Fm. Vedún y se tomo BHP con cierre en el fondo. Estimandose la presión del reservorio de 300 psi referida a 1180 pies.

Las otras dos pruebas de formación fueron tomadas al pozo 7528. Se aislo con tapón permanente sentado a 750 pies, se baleo el intervalo: 649'-693' de la Fm. Verdún (sub-bloque V3), que fue evaluado inicialmente con un BHP-1 con cierre en cabeza. En virtud a este resultado se decidió estimularlo mediante fracturamiento hidráulico y posteriormente se le evaluó con una prueba BHP-2 con cierre en el fondo. De la segunda prueba se estimo que la presión es de 126.54 psi referida a 625.15 pies, obteniendose una gradiente total de formación de 0.20 psi/pie. Tomando como referencia el punto medio de los perforados (671'), tenemos una presión inicial de 144.29 psi y la gradiente total del reservorio corregida es de 0.215 psi/pie.

Para el modelo se ha considerado como presión inicial del reservorio 300 psi referida a 1180 pies, lo cual significa una gradiente total del reservorio de 0.25 psi/pie.

3.4.- Mecanismo de producción:

De las propiedades PVT se observa que el reservorio es saturado ($P_r < P_b$).

El reservorio posee capa de gas, pero se ha asumido que el principal mecanismo que predomina es el desplazamiento por impulsión de gas disuelto. El gas que se encuentra en solución, al liberarse, se expande y expulsa al petróleo de los espacios porosos hacia los pozos en producción.

Este mecanismo de producción natural es el menos eficiente, ya que la energía del reservorio se disipa rápidamente, para evitar lo anterior, lo más recomendable es efectuar mantenimiento de presión al reservorio al inicio de su vida productiva.

4.- SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL BLOQUE EN ESTUDIO.-

La simulación del bloque "V" del yacimiento Laguna Sur se realizó usando el simulador Implícito Explícito (IMEX), tipo Black Oil, adquirido por Petroperú en Mayo de 1992 a través del contrato con Computer Modelling Group (CMG) de Calgary-Canadá.

Introducción al Simulador IMEX tipo Black Oil:

El IMEX es un simulador Black Oil de tres fases con términos gravitacionales y capilares, en el cual sistema de grillado puede ser cartesiano, cilíndrico y/o de profundidades variable/espesor variable.

Las configuraciones bidimensionales y tridimensionales son posibles con cualquiera de estos sistemas de grillado.

El simulador IMEX se encuentra instalado en una PC 486 de 32 Mgy de memoria Ram, software de aproximadamente 100 Mgy.

El proceso de entrada en el Simulador IMEX sigue el siguiente orden de ingreso:

- . Sección de control de ingreso y salida.
- . Descripción del reservorio.
- . Propiedades de los componentes (PVT).
- . Propiedades de roca-reservorio.
- . Condiciones iniciales.
- . Sección de control numérico.
- . Definición e información de pozos.

4.1.- Descripción del modelo numérico:

El modelo numérico requiere que el reservorio (medio poroso interconectado) sea tratado como si estuviera compuesto de muchos segmentos individuales interconectados.

Estos segmentos son referidos como celdas o grid blocks, a cada celda se asigna sus propiedades específicas del reservorio como: tamaño, porosidad, permeabilidad, elevación, presión y saturaciones de fluidos al punto medio. En adición a las propiedades de celda, también debe agregarse la información del

pozo, la cual incluye localización, índices de productividad, regímenes de producción e inyección admisibles, y condiciones de restricción como límite económico de producción, máximo corte de agua y GOR así como mínima presión fluyente de fondo.

La información general de fluido y roca también deberá agregarse a todo el modelo o sección en estudio. Está generalmente incluye información PVT para el petróleo, gas y agua; compresibilidad de la roca, y permeabilidades relativas para cada fase fluyente. Los modelos que usan información PVT para el petróleo, gas, y agua son conocidos frecuentemente como modelos de petróleo negro ("black oil").

El modelo numérico utiliza un sistema de ecuaciones matemáticas para calcular el flujo entre celdas, saturación y presión del fluido y volúmenes en cada celda. Las ecuaciones usadas están derivadas de:

- 1.- Ecuación de Continuidad o balance de masa.
- 2.- Ley de Darcy.
- 3.- Ecuación de Estado.

La solución numérica de estas ecuaciones del reservorio usando computadoras de alta velocidad es conocida como modelaje de simulación de reservorios.

4.2.- Construcción del modelo numerico :

4.2.1 Orientación de la Grid

Arealmente el reservorio fue discretizado superponiendo una grid cartesiana de 24 x 29 (Fig. 25) de dimensiones variables. Verticalmente la Fm. Verdún ha sido dividida en seis capas, de acuerdo a las características de reservorio muestra por los registro eléctricos. Además los espesores del reservorio estan en función del mapa de arena neta petrolífera y la profundidad varia en función del mapa estructural , lo cual proporciona la forma geométrica tridimensional del reservorio (Fig. 14).

El trazado de la grid se realizó considerando la ubicación de los pozos en el bloque, mapa de arena petrolífera y estructural, así como los límites del reservorio, considerando las fallas existentes en el bloque. La orientación principal de la grid se hizo de acorde a la orientación del eje principal del deposito que domina al bloque "V".

4.2.2 Dimensiones del Grillado

Las dimensiones del grillado son: 4692' x 6070' pies, siendo el espesor variable entre 20 y 80 pies.

El grillado fue descritizado en celdas que varían en rango de longitud entre: 135 x 218 pies, en ancho entre: 138 x 248 pies y espesores entre 20 y 40 pies la capa A y para la capa B entre 20 y 60 pies, así mismo cada capa se subdividió en 3 capas de espesores iguales, a fin de usar celdas pequeñas para simular adecuadamente los pozos de producción existentes y el esquema de producción y posterior inyección de gas.

Las profundidades al tope de la arena A y base de la arena B varían entre 680 y 1358 pies respectivamente.

4.3 Equilibración y Ajuste de Historia:

La inicialización en la simulación numérica requiere la equilibración del modelo para poder realizar el proceso de ajuste de historia, sensibilidad y por consiguiente las predicciones bajo los diferentes casos de desarrollo propuestos.

El proceso de ajuste de historia tiene como finalidad lograr que el modelo represente adecuadamente el comportamiento productivo que a la fecha mantiene el bloque "V" de la Fm. Verdún del Yacimiento Laguna Sur, para así tener confiabilidad en las predicciones.

La equilibración del modelo numérico la realiza el simulador IMEX automáticamente y en forma simultánea considerando el GOC (gas oil contact), WOC (water oil contact), los efectos gravitacionales y capilares.

Para nuestro modelo hemos considerado cero los efectos gravitacionales y capilares debido al bajo buzamiento y a las intercalaciones arcillosas que alteran la continuidad vertical respectivamente.

Con los parámetros dados junto con las condiciones iniciales del modelo el volumen de fluidos original in situ obtenido por el simulador IMEX fueron:

Petróleo original in situ (OOIP) = 7.340 MMSTB

Agua original in situ (OWIP) = 4.185 MMSTB

Gas original in situ (OGIP) = 585.9 MMSCF

El ajuste ha consistido en modificar sistemáticamente y racionalmente la información de entrada para lograr que principalmente las producciones de petróleo y GOR's de producción observados, sean representados adecuadamente por el modelo.

Se realizaron algunas corridas en un intento de ajustar la historia de los regímenes de producción de petróleo. Para lograr estos ajustes ha sido necesario efectuar cambios fundamentales en la permeabilidad absoluta y porosidad de la formación.

Al considerar los valores de permeabilidades obtenida de la correlación de permeabilidad v/s porosidad (Fig. No. 23), se observo que al simular la producción de los pozos, estos no fluyen, fenómeno que sucede en la realidad, debido a las bajas permeabilidades (0.1-20 md.) y porosidades (4-18 %). Por lo que, para que hubiera flujo de fluidos hacia los pozos, se simulo un reservorio de alta permeabilidad y de menor espesor, considerando que son hidráulicamente fracturados.

Los parámetros de roca reservorio con los que se logro el ajuste adecuado fueron:

$K_h = 3.0$ md.

$K_v = 0.1$ md.

$\phi = 10.0$ %

También, para lograr el ajuste de los GOR's de producción observados se realizaron numerosas corridas cambiando moderadamente las propiedades de roca - fluido del reservorio, principalmente las curvas de permeabilidades relativas al sistema gas-petróleo. El concepto asociado con las curvas de permeabilidades relativas es que representan el movimiento de fluido y desplazamiento en una sección uniforme de la roca reservorio. Sin embargo, en el modelo, las permeabilidades relativas deberán representar este desplazamiento en un volumen del reservorio del tamaño de la celda, además el efecto "fingering", estratificaciones y características heterógeneas en la celda, en acción de desplazamiento normal de fluido.

Como consecuencia de que el mecanismo de recuperación primaria del reservorio es de impulsión de gas en solución, las relaciones de permeabilidad relativa gas-petróleo predominarán en el comportamiento de producción.

Estas curvas fueron modificadas moderadamente en su morfología, principalmente la curva de permeabilidades relativas gas-líquido total, lo cual nos muestra que el modelo es sensible a tales permeabilidades. Del ajuste final de estas curvas se obtuvieron los puntos iniciales y finales correspondientes al modelo del bloque "V" en estudio, es decir:

$$\begin{aligned} S_{wc} &= 35 \% \\ S_{gc} &= 3 \% \\ S_{or} &= 30 \% \end{aligned}$$

El resultado final de la morfología de las curvas de permeabilidades relativas se muestra en la Figura No. 26.

En la Fig.No. 27, se presentan los resultados de los ajustes de historia y pronóstico de producción para el bloque "V" en estudio con los pozos que a la fecha están produciendo y también de los pozos hacer perforados.

4.4.- Sensibilidad:

Se analizo la sensibilidad del modelo del bloque "V", variando las propiedades de los componentes PVT y comportamiento de los fluidos en la roca reservorio, siendo el modelo muy sensible a los cambios realizados a las curvas de permeabilidades relativas gas-líquido total, reflejándose estas variaciones en el comportamiento de la relación gas petróleo (GOR), y por consiguiente en la recuperación final de los fluidos.

5.- PREDICCIONES.-

Para las corridas de los pronósticos de producción se han considerado 4 alternativas:

- | | |
|-----------|--|
| Caso Base | Continuar produciendo con los pozos actuales, más dos retrabajos a ser efectuados en Enero 1996 en los pozos 6228 y 6229. Caso Base + W.O. |
| Caso I | Caso Base + W.O. + Perforación de 5 pozos a hueco reducido (csg. 3 1/2"). |
| Caso II | Caso Base + W.O. + Perforación de 7 pozos a hueco reducido (Csg.3 1/2"). |
| Caso III | Caso Base + W.O. + Perforación de 5 pozos a hueco reducido (Csg. 3 1/2") + Mantenimiento de presión por inyección de gas. |

Los parámetros de operación que gobiernan las predicciones son

- Limite económico de producción : 3.0 BOPD/pozo
- Máximo GOR de producción : 9,000 PCD/BI./pozo.
- Presión fluyente de fondo : 50 psi.
- Ausencia de contraflujo (back flow)
- Ausencia de flujo cruzado (cross flow)

Cada caso de predicción comienza en Setiembre 1995 y finaliza año 2010 usándose inicialmente hasta Enero 96 período de tiempos mensuales y posteriormente períodos semestrales.

5.1 Caso Base + W.O

Considera mantener en producción los pozos existentes a la fecha, de los cuales falta por aperturar la Fm. Verdún en los pozos 6228 y 6229. No se ha efectuado los retrabajos en estos dos pozos por encontrarse con alta producción, en el estudio se ha considerado realizar estos retrabajos en el mes de Enero de 1996.

La recuperación acumulada de petróleo, para este caso seria de 415 Mbbls. que representa un factor de recuperación de 5.7 % del petróleo original in situ.

5.2 Caso I : Caso Base+W.O+Perforación de 5 pozos a hueco reducido.

Considera efectuar desarrollo adicional al bloque "V" con la perforación convencional de 5 pozos a hueco reducido (Csg. 3 1/2") hasta la profundidad de +/- 1500', a partir del mes de Noviembre de 1995. La máxima producción alcanzada es de 977 BPD en Diciembre 95.

La recuperación adicional de petróleo para este caso es de 206 Mbls., lo que significa que el factor de recuperación de petróleo se incrementaría de 5.7 % a 8.5 %.

5.3 Caso II : Caso Base + W.O. + Perforación de 7 pozos a hueco reducido.

Considera efectuar desarrollo adicional con la perforación convencional de 7 pozos a hueco reducido (Csg. 3 1/2") hasta profundidad de +/-1500', 5 pozos a partir de Noviembre 1995 y 2 pozos en Diciembre 1995, siendo la máxima producción alcanzada de 1080 BPD en Diciembre 1995.

La recuperación adicional de petróleo es de 244 Mbls. El factor de recuperación de petróleo se incrementaría de 5.7 % a 9 %.

5.4 Caso III : Caso Base + W:O: + Perforación 5 pozos a hueco reducido + Inyección de gas.

Este caso considera, que de los 5 pozos perforados uno de ellos es convertido a inyector al 1.5 año de estar produciendo, con un caudal de 600 MPCD y una presión de inyección de 800 psi. El inicio de la inyección de gas sería en Junio 1997 y se incrementará en forma gradual.

La recuperación adicional de petróleo secundario es de 200 Mbls., que representa una recuperación adicional de 3.3 % del petróleo in situ. El factor de recuperación final de petróleo se incrementaría de 5.7 % a 12.3 % .

La Fig. No. 28 y la Tabla No. 5 presenta el pronóstico de producción para cada caso descrito anteriormente, en la Tabla No. 6 se muestra las recuperaciones finales.

6.- EVALUACIÓN ECONÓMICA.-

La evaluación económica se ha efectuado a nivel Empresa, considerando los incrementos de producción de petróleo por el desarrollo adicional con la perforación de pozos y la inyección de gas.

6.1. Perforación :

Considerando los costos presentados por las compañías de servicio para la perforación, completación, estimulación y el método de extracción, se observó que luego de la evaluación económica, la perforación convencional y el método de extracción por gas lift es el más rentable.

En la Tabla No. 7 se muestran los costos de perforación con tubería flexible (COILED TUBING), y en la Tabla No. 8 los costos con perforación convencional. En la Tabla No. 9 se comparan los costos totales tanto de perforación más el método de extracción de levantamiento artificial (bombeo mecánico y gas lift).

6.1.1. Parámetros económicos :

En las Tablas No. 10 y 11 se observa los parámetros económicos, inversiones, resultados y sensibilidad de la evaluación económica realizada entre la conveniencia de perforar 5 o 7 pozos, caso I y II, respectivamente.

6.1.2. Rentabilidad :

La evaluación económica para los Casos I y II muestran los siguientes resultados

	CASO I	CASO II
INVERSIÓN	904.5 M U.S.\$.	1266.30 M U.S.\$
VAN al 20 %	927.24 M U.S.\$.	1093.36 M U.S.\$
VAN al 15 %	977.25 M U.S.\$	1125.57 M U.S.\$
TIR	> 100 %	> 100 %
IVA	1.03	0.86
PAY OUT	9.63 Meses	9.10 Meses

INV/RES.	4.39 \$/Bbl.	5.19 \$/Bbl.
BENEF. COSTO	2.03	1.86

Se observa que mayor rentabilidad nos ofrece el Caso I porque tanto el IVA, INV/RES y BENF. COSTO son mejores que el Caso II.

6.1.3. Sensibilidad :

Se realizó la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto para el Caso I (Caso Base +WO + Perforación de 5 pozos a hueco reducido) en base a las variaciones en reservas, inversiones y precio del petróleo a nivel corporativo.

En la Fig. No. 29 , muestra el resultado de la sensibilidad efectuada.

6.2. Inyección de gas :

Sabiendo que nuestro reservorio es saturado y de gas en solución y que una de las opciones para incrementar la recuperación final de petróleo es realizar mantenimiento de presión al reservorio, se simuló esta operación en nuestro modelo.

Tal decisión se ha tomado considerando que el bloque "V" se encuentra en los inicio de su etapa de explotación primaria, tiene continuidad en las arenas y esta limitado por fallas (sellos hidráulicos). Se ha ubicado el pozo inyector de gas acuerdo a su posición estructural (parte alta de la estructura), por lo tanto no se puede hablar de un patrón de inyección para obtener un barrido de petróleo secundario.

Otro parámetro para efectuar inyección de gas, es la disponibilidad de gas en el área.

Para determinar el caudal de inyección se usó datos de permeabilidades efectivas y relativas del gas y petróleo, viscosidades de los fluidos, ángulo de buzamiento y área a ser inundada de gas (ésta depende del volumen de gas producido); o mejor dicho, el caudal de inyección depende de la movilidad y de las saturaciones de los fluidos donde se encuentra el reservorio al momento de la inyección. Del estudio se encontró que el volumen máximo a ser inyectado es de 600 MPCD.

Así mismo, se encontró que la presión de inyección óptima es de 800 psi. Cabe resaltar que la presión de inyección está en función de la presión de ruptura de formación, más no de la presión del

reservorio, por lo que ésta última no es un límite para un proyecto de inyección.

En el proyecto no se ha considerado perforar un pozo para ser inyector. Se convertiría el pozo P2 de productor a inyector por dos razones: primero porque su producción declina más rápido que la del pozo 2414E; y segundo por la posición estructural. Del mapa estructural se observa que el pozo 2414E está en la parte más alta de la estructura, pero como el ángulo de buzamiento es bajo (7°) y vecino al P2 se asumió que ambos pozos se encuentran en el mismo nivel.

De otro lado, el pozo P2 debe cumplir con todas las condiciones operativas para ser convertido de productor a inyector, básicamente que este bien cementado.

6.2.1. Parámetros económicos

- (.) En la Tabla No. 12 se muestra los parámetros económicos: inversiones, resultados y sensibilidad de la evaluación económica realizada a la conveniencia de efectuar mantenimiento de presión por inyección de gas. (Caso III).
- (.) El gas que se usaría para la inyección sería principalmente del volumen que se libera a la atmósfera en el área del Lote X, el mismo que necesita ser recolectado y comprimido a las condiciones requeridas para inyección.
- (.) Como costo del compresor (750.00 MUS\$) se ha tomado el provisto en el estudio técnico "Factibilidad Mantenimiento de Presión por Inyección de gas - Yacimiento Reventones Mbo. Hélico repetido" (IT-02433).
- (.) Para efectos de la evaluación económica se ha considerado en la inversión solo la tercera parte del costo del compresor (250.00 MUS\$) en vista que solo se utilizara parte de la capacidad de éste.

6.2.2. Rentabilidad:

La evaluación económica para el Caso III muestra los siguientes resultados :

	CASO III
INVERSIÓN	1404.5 MUS\$
VAN AL 20 %	1150.49 MUS\$
VAN al 15 %	1311.49 MUS\$
IR	> 100
IVA	0.82
PAY OUT	10.61 MESES
INV/RES	3.46
BENEF.COSTO	1.82

Tomando como indicador de rentabilidad el Valor Actual Neto (VAN) al 20 % el proyecto se presenta atractivo y rentable para la Empresa. Cabe destacar que el éxito del proyecto, depende básicamente de la disponibilidad de los volúmenes de gas que son requeridos para iniciar las operaciones de inyección.

6.2.3. Sensibilidad:

Se efectuó la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto para el Caso III (Caso Base + WO+ Perforación de 5 pozos a hueco reducido + Inyección de gas), en base a las variaciones en las reservas, inversiones, costo del gas y precio del petróleo a nivel corporativo. En la Fig. No. 30 , muestra el resultado de la sensibilidad efectuada.

En la Tabla No. 13 se muestra para cada caso los resultados economicos , las reservas y los factores de recuperación.

En la Fig. 31 A y B se muestra los pronósticos de producción del Caso III para cada uno de los pozos.

CONCLUSIONES

- 1.- El volumen de petróleo insitu de la Fm. Verdún del Bloque "V" en estudio es del orden de 7.34 MMBIs. La presión original del Reservorio es de 300 psi (Febrero de 1,995).
- 2.- Con los pozos actualmente en producción al mes de Setiembre 1,995, más los dos retrabajos pendientes, en los pozos: 6228 y 6229, se ha estimado que la recuperación final será aproximadamente de 415 Mbls., lo que representa en factor de recuperación del orden del 5.7 %. En el año 1,995 con los pozos actuales en producción se estima producir un volumen del orden de 60 Mbls. de petróleo
- 3.- El petróleo adicional a recuperar con la perforación de cinco pozos de diámetro reducido es de 206 Mbls., lo que significa un incremento en el factor de recuperación de 5.7 % a 8.5 %.
- 4.- El petróleo adicional a recuperar con la perforación de siete pozos de diámetro reducido sera de 244 Mbls., lo que significa un incremento en el factor de recuperación de 5.7 % a 9.0 %.
- 5.- Con la perforación adicional de cinco pozos, más la implementación de un proyecto de inyección de gas, el petróleo adicional total recuperado seria de 406 Mbls., incrementándose el factor de recuperación de 5.7 % a 12.3 %. El volumen de petróleo secundario sería del orden de 200 Mbls.
- 6.- De acuerdo a los resultados de la simulación conviene perforar la ubicaciones: P1, P2, P3, P4 y P6.
- 7.- El volumen de inyección de gas será de 600 MMPCD. En tal sentido se requerirá inyectar un volumen total de 2100 MMPC.
- 8.- Los resultados de la evaluación económica entre perforar convencionalmente a hueco reducido de 5 a 7 pozos, del Bloque en estudio son los siguientes:

	Caso Base + W.O + Perf. 5 pozos	Caso Base Perf. 7 pozos
INVERSIÓN	904.50 M US \$	1266.30 M US \$
VAN al 20 %	927.24 M US \$	1093.36 M US \$
VAN al 15 %	977.25 M US \$	1125.57 M US \$
TIR	> 100 %	> 100 %
IVA	1.03	0.86
PAY OUT	9.63 meses	9.10 meses
INV/RES	4.39 \$/Bls	5.19 \$/Bls.
BENEF.COSTO	2.03	1.86

9.- Del análisis de Sensibilidad, el Proyecto de perforar en forma convencional y a hueco reducido los 5 pozos, sigue siendo rentable aún en la condiciones siguientes:

	Máximo Incremento ó (%)	Disminución Permisible (Cantidad)
Inversión	+142.0	1254.5 MUS\$
Reservas	- 53.9	111.0 Mbbls
Precio de Crudo-	53.5	7.76 US\$/BI

10.- Los resultados de la evaluación económica para el caso Base + W.O + Perf. de 5 pozos + Inyección de Gas, del Bloque en estudio son los siguientes:

	Caso Base + W.O + Perf. 5 pozos+Iny. Gas
INVERSIÓN	1404.50 M US \$
VAN al 20 %	1150.49 M US \$
VAN al 15 %	1311.49 M US \$
TIR	> 100 %
IVA	0.82
PAY OUT	10.61 meses
INV/RES	3.46 \$/Bls
BENEF.COSTO	1.82

Tomando como indicador de rentabilidad el Valor Actual Neto (Van) al 20 %, el proyecto se presenta atractivo y rentable para la Empresa.

11.- Del análisis de sensibilidad para el caso Base + W.O + Perf. 5 pozos + Inyección de gas, se muestra que el Proyecto sigue siendo rentable en las condiciones siguientes:

	Máximo Incremento ó (%)	Disminución Permisible (Cantidad)
Inversión	+ 148.23	1507.80 MUS\$
Reservas	- 44.85	182.10 MBIs
Precio Crudo	- 44.73	6.49 US\$/BI
Precio Gas	+ 460.0	2.40 US\$/MPC

RECOMENDACIONES

- 1.- Efectuar la perforación a hueco reducido (SLIM HOLE) y aun menor espaciamiento (10 acres) de 5 pozos a una profundidad promedio de 1500', a fin de drenar eficientemente el bloque "V" de la formación Verdún en el Yacimiento Laguna Sur.
- 2.- Durante la perforación sacar núcleos de la Fm. Verdún, con la finalidad de ajustar los resultados obtenidos en el presente estudio.
- 3.- Así mismo, tomar muestras de fondo de los fluidos para el análisis PVT.
- 4.- Utilizar como medio de extracción artificial el método de Gas Lift.
- 5.- Implementar el Proyecto de Mantenimiento de Presión por Inyección de Gas, al segundo año de producción del bloque.
- 6.- Tomar pruebas de presión, de preferencia con cierre en el fondo , antes de efectuar el mantenimiento de presión y durante la inyección de gas, a fin de tener un control de nivel de energía actualizado del reservorio en el bloque.
- 7.- Acondicionar convenientemente las facilidades de producción e inyección de los pozos, de tal forma que cada uno de los pozos sean medidos por lo menos cuatro veces al mes, obteniendo medidas de petróleo, agua, gas, presión en cabeza, volumen y presión de inyección, a fin de que el monitoreo de los pozos nos permita llevar un control adecuado del comportamiento productivo del reservorio.
- 8.- Efectuar revisiones técnicas y económicas del proyecto de inyección de gas, después que este se implemente.
- 9.- Realizar estudios similares en otros bloques del Lote X para optimar la explotación de éstos, racionalizando al máximo nuestros recursos.
10. Continuar desarrollando proyectos para incrementar la producción de petróleo, a través de grupos multidisciplinarios (Geólogos, Ings. de Petróleo y personal de campo).

RELACIÓN DE TABLAS

N°	<u>DESCRIPCIÓN</u>
1	Propiedades de roca reservorio y fluidos.
2	Análisis cromatográfico del gas.
3	Relación de pozos del área en estudio - RPI/RPR.
4	Recuperación final de los pozos.
5	Pronóstico de comportamiento productivo para cada caso.
6	Cuadro comparativo de la recuperación final para cada caso.
7	Estimado de costos de perforación y completación: Coiled Tubing.
8	Estimado de costos de perforación y completación: Convencional.
9	Cuadro comparativo de los costos de perforación y extracción.
10	Resultados de la evaluación económica: Caso base + WO + Perforación Convencional 5 Pozos.
11	Resultados de la evaluación económica: Caso Base + WO + Perforación Convencional 7 Pozos.
12	Resultados de la evaluación económica: Caso Base + WO + Perforación Convencional 5 Pozos + Inyección de Gas
13	Cuadro comparativo de los resultados económicos para cada caso.

TABLA N° 1

YACIMIENTO LAGUNA SUR - FM. VERDUN PROPIEDADES DE ROCA

RESERVORIO Y DE FLUIDOS

A.- CARACTERISTICA DE ROCA RESERVORIO

Fm. Productiva	Verdun
Elevación promedio (pies)	955
Profundidad promedio del reservorio (pies)	1102
Profundidad promedio al tope (pies)	1020
Profundidad promedio a la base (pies)	1201
Espesor promedio de arena neta petrolífera (pies)	65
Espesor promedio de arena bruta (pies)	170
Relación : arena neta petrolífera/bruta (%)	38
Buzamiento (grados)	7
Volumen de arena neta petrolífera (acre-pie)	15472
Porosidad promedio (%)	10
Rango de permeabilidad (md)	0,1-20

B.- CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Presión inicial del reservorio a 215 pies b.n.m. (psi)	300
Gradiente Geotérmica (°F/100 pies)	1,08
Temperatura en superficie (°F)	80
Temperatura del reservorio (°F)	98
Gravedad del petróleo (°API)	29
Gravedad específica del gas	0,7
F.V.F inicial del petróleo (BlS/STB)	1,05
Relación gas petróleo (BlS./STB)	180
Viscosidad del petróleo saturado (cps)	13,1
Saturación promedio de agua connata (%)	35

TABLA N° 2

LOTE X - AREA EL ALTO

ANALISIS CROMATOGRAFICO

YACIMIENTO : CENTRAL TAIMAN
POZO : 784 2463
FORMACION : MBO. HELICO REP. MBO. HELICO REP.

COMPONENTES	% MOL	% MOL
METANO (C1)	85,6	88,6
ETANO (C2)	5,2	5,1
PROPANO (C3)	3,4	2,7
I-BUTANO (i-C4)	1,4	0,9
N-BUTANO (n-C4)	1,9	1,3
I-PENTANO (i-C5)	0,9	0,7
N-PENTANO (n-C5)	0,6	0,3
CO2	1,0	0,4
OXIGENO (O2)	0,0	0,0
NITROGENO (N2)	0,0	0,0
TOTAL	100,0	100,0
GRAVEDAD ESPECIFICA	0,703	0,690

PODER CALORIFICO	BTU/PIE3	BTU/PIE3
BRUTO	1106	10633
NETO	1220	1173

TABLA No. 3.1

RELACION POZOS DEL AREA EN ESTUDIO : YACIMIENTO LAGUNA SUR

FM. VERDUN - BLOQUE "V"

POZO	AÑO PERFORADO	CSG. (PULG.)	PROF. (PIES)	RPI/RPR	FECHA	FORMACION	OBSERVACION
1227	ABR. 1955	5 ½	3486	RPI ABANDONADO	JUL. 1955	OSTREA	
2414E	MAY. 1972	5 ½	8681	RPI= 828x 0 x ¼ x SF RPR=42 x 32 x UB RPR=123 x 0 x UB	MAY. 1972 MAR. 1986 MAY. 1995	PALEOZOICO PALZ.-OST.-ECH.-BR.TAL. HELICO-VERDUN	TAPON RBP A 1950'
2437	SET. 1972	5 ½	8929	RPI=97 x 4 x ¼ x ST RPR=NO INCREMENTO RPR=78 x 6 x UB RPR=133 x 0 x UB RPR= 119 x 15 x UB	OCT. 1972 MAR. 1973 JUN. 1974 SET. 1975 MAR. 1995	PALEOZOICO PALEZ.-CRET.-BS.SAL. PALEZ.-CRET.-BS.SAL.-SN. CRIST.-MOG. PALEZ.-CRIST.-BS.SAL.-SN. CRIST.-MOG.-OST. ECH.-BR.TAL. VERDUN	TAPON RBP A 1300'
5852	SET. 1976	5 ½	8453	RPI= 55 x 14 x UB RPI=129 x 0 x UB	MAR. 1977 ABR. 1995	MOG.-ECH.-TAL. VERDUN	TAPON PERMANENTE A 1460'
6228	SET. 1980	5 ½	8470	RPI=213x68x ¼ x ST y SF RPR=235x6 x ¼ x ST RPR=154 x 48 x ¼ x SF RPR=99 x 9 UB RPR=139 x 01 x UB AUN NO SE APERTURA LA FM. VERDUN	OCT. 1980 JUN. 1985 AGO. 1988 DIC. 1988 MAR. 1995	AMOTAPE AMP.-CRET. MOGOLLON ECHINO HEL.-BRE.TAL.	TAPON RBP A 2650'

TABLA No. 3.2

POZO	AÑO PERFORADO	CSG (PULG.)	PROF. (PIES)	RPI/RPR	FECHA	FORMACION	OBSERVACIONES
6229	DIC.1980	5 ½	8650	RPI= 78 x 20 x UB RPR= 43 x 10 x UB AUN NO SE APERTURA LA FM.VERDUN	OCT.1981 ENE.1995	BS.SAL.-SN.CRIST.-MOG.-OST.-ECH. B.SAL.-SN.CRIST.-MOG.-OST.-ECH.-HEL.-BR.TAL.	
6231	OCT.1980	5 ½	8372	RPI = 1016 x 15 x ¼ x SF RPR = NO INCREMENTO RPR = 145 x 15 x U.B. RPR = 39 x 0 x U.B.	JUN.1981 NOV.1985 ENE.1986 MAY.1995	BS.SAL.-SN.CRIST.-MOG. CRET.-BS.SAL.-SN.CRIST.-MOG. CRET.-BS.SAL.-SN.CRIST.-MOG.-OST.-ECH.-TAL. VERDUN	TAPON RBP A 1300'
7087	JUL.1986	5 ½	8600	RPI = 93 x 9 x U. B. RPR = 90 x 1 x U.B	OCT.1986 MAR.1995	SN.CRIST.-MOG.-OST.-TAL. VERDUN	TAPON RBP A 1300'
7528	FEB.1992	5 ½	4000	RPI= 23 x 0 x U.B. RPR= 14 x 0 x U.B	MAY.1992 JUN.1995	HEL.-BR.TAL. HEL.-BR.TAL.-VERDUN.	

TABLA N° 4

YACIMIENTO LAGUNA SUR - FM. VERDUN BLOQUE "V"

RECUPERACION FINAL ESTIMADA

POZO	RPR	FECHA	PRODUCCION A AGOSTO 1995			RECUPERACION FINAL ESTIMADA (M BLS.)
			PETROLEO (BPD)	AGUA (BPD)	GOR (SCF/STB)	
7087	90 x 01 x U.B x GOR=110	10-mar-95	67	2	N.R	60
2437	119 x 15 x U.B x GOR=63	31-mar-95	75	1	N.R	90
5852	139 x 02 x U.B x GOR=129	19-abr-95	145	2	89	100
2414E	123 x 00 x U.B x GOR=176	19-may-95	76	1	527	90
6231	39 x 00 x U.B x GOR=108	21-may-95	48	3	1042	25
7528	14 x 00 x U.B x GOR=NR	23-jul-95	6	1	N.R	0
6228	No aperturada Fm. Verdún		22	1	1015	35
6229	No aperturada Fm. Verdún		19	4	N.R	15
TOTAL						415

TABLA 5

SIMULACION YACIMIENTO LAGUNA SUR - FM VERDUN BLOQUE "V"
PRONOSTICO COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO -CAMPO

<u>AÑO</u>	<u>BASE+W.O</u> <u>(B.P.D)</u>	<u>CASO I</u> <u>(B.PD)</u>	<u>CASO II</u> <u>(B.P.D)</u>	<u>CASOIII</u> <u>(B.P.D)</u>
1995				
1996	520	820	960	820
1997	240	400	440	400
1998	130	200	190	290
1999	84	130	120	230
2000	60	95	85	180
2001	42	68	56	160
2002	28	47	40	130
2003	24	40	30	115
2004	19			94
2005				70
2006				50

CASO BASE + W.O.

CASO I : CASO BASE + W.O.+PERF. 5 POZOS

CASO II : CASO BASE + W.O.+PERF. 7 POZOS

CASO III : CASO BASE + W.O.+PERF. 5 POZOS +INY. GAS

TABLA N° 6

RESULTADOS ESTUDIO DE SIMULACION NUMERICA

YACIMIENTO LAGUNA SUR FM. VERDUN - BLOQUE "V"

		VOL. RECUP. 1995 (M BLS.)	RECUP. FINAL (M BLS.)	PET. ADICIONAL (M BLS.)	F.R. (%)
	BASE + W.O	60	415	-	5,7
CASO I	BASE + W.O + PERF. 5 PZS. (HUECO REDUCIDO)		621	206	8,5
CASO II	BASE + W.O + PERF. 7 PZS. (HUECO REDUCIDO)	-	659	244	9,0
CASO III	BASE + W.O + PERF. 5 PZS. (INYECCION DE GAS)		821	200	12,3

TABLA N° 7

**PROYECTO DE PERFORACION DE POZOS EN YACIMIENTO LAGUNA
ESTIMADO DE COSTOS DE PERFORACION Y COMPLETACION
(COILED TUBING)**

DATOS:

PROFUNDIDAD	1500
FORMACION	VERDUN
BROCA	3.5
CASING SUP.	5 1/2
CASING PROD	2 7/8

CANT.	UNID	PRECIO UNITARIO	INVERSION		
			TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL

PERFORACION

PLATAFORMA					20000	20000
MOVILIZACION					2000	2000
BROCAS	1	EA		5000		5000
BOP				1500		1500
BOMBEO	3	DIAS	500		1500	1500
LODO PERFORACION				7000		7000
COSTO EQUIPO PERF	3		10000		30000	30000
BHA(MWD)	2		4500		9000	9000
STAND BY BHA	1		1000		1000	1000
ENTUBADO					5000	5000
RR.EE				10000		10000
CEM. FORROS PROD					8000	8000
CSG SUP. 5 1/2	200	PIES	5,22		1044	1044
CSG PROD 2 7/8	1500	PIES	2,69		4035	4035
CABEZAL					9300	9300

COMPLETACION

RREE	1500	PIES	3	4500		4500
PUNZ.	3	ETAPA	3250		9750	9750
SERV. FRAC	3	ETAPA	5100		15300	15300
ARENA FRAC	750	SX	24,5	18375		18375
LIMPIEZA C.T.					5000	5000
SERV. DE PZOS	20	HRS	110		2200	2200

GASTOS ADMINISTRATIVOS

DPTO TCNO	3,5		240		840	840
AREA EX. PROD	3,5		330		1155	1155

COSTO TOTAL US \$				55675	115824	171499
--------------------------	--	--	--	--------------	---------------	---------------

TABLA N° 8

**PROYECTO DE PERFORACION DE POZOS EN YACIMIENTO LAGUNA
ESTIMADO DE COSTOS DE PERFORACION Y COMPLETACION
(CONVENCIONAL)**

DATOS:

PROFUNDIDAD	1500
FORMACION	VERDUN
BROCA	4 3/4
CASING SUP.	5 1/2
CASING PROD	3 1/2

CANT.	UNID	PRECIO UNITARIO	INVERSION		
			TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL

PERFORACION

PLATAFORMA					20000	20000
DES-TRANS-MONT	1,5		7500		11250	11250
BROCAS				4600		4600
COSTO EQUIPO PERF	3,5		5200		18200	18200
DIESEL PARA MOT.	1500	PIES	1,38	2070		2070
LODO (ADITIVOS)	1500	PIES	2,5	3750		3750
SERVICIOS ING.	3	DIAS	200		600	600
FORROS SUP	200	PIES	5,22	1044		1044
CEM. FORROS SUP	120	SX	4,10	492		492
SER. FORROS SUP	200	PIES	9,00		1800	1800
ADIT. CEM FORR S.	200	PIES	1,00		200	200
FORROS PROD.	1500	PIES	4,00	6000		6000
CEM. FORROS PROD	135	SX	4,10	554		554
SER. FORROS PRO	1500	PIES	1,55		2325	2325
ADIT. CEM FORR P	1500	PIES	1,75		2625	2625
RR.EE.				6407		6407
CABEZAL	1	EA		2200		2200

COMPLETACION

RREE	1500	PIES	3	4500		4500
PUNZ.	3	ETAPA	3250		9750	9750
SERV. FRAC	3	ETAPA	5100		15300	15300
ARENA FRAC	750	SX	24,5	18375		18375
LIMPIEZA C.T.					5000	5000
SERV. DE PZOS	20	HRS	110		2200	2200

GASTOS ADMINISTRATIVOS

DPTO TCNO	3,5		240		840	840
AREA EX. PROD	3,5		330		1155	1155

COSTO TOTAL US \$				49992	91245	141237
--------------------------	--	--	--	--------------	--------------	---------------

TABLA N° 9

PROYECTO DE PERFORACION DE POZOS EN YACIMIENTO LAGUNA
INVERSIONES TOTALES

CASO 1 (TUBERIA FLEXIBLE/BOMBEO MECANICO)

TIPO DE INVERSION	INVERSION		
	TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL
PERFORACION Y COMPLETACION	55675	115824	171499
FACILIDADES DE PRODUCCION	12530		12530
EQUIPO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	45840		45840
INVERSION TOTAL	114045	115824	229869

CASO 2 (TUBERIA FLEXIBLE/BOMBEO NEUMATICO)

TIPO DE INVERSION	INVERSION		
	TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL
PERFORACION Y COMPLETACION	55675	115824	171499
FACILIDADES DE PRODUCCION	17850		17850
EQUIPO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	10610		10610
INVERSION TOTAL	84135	115824	199959

CASO 3 (CONVENCIONAL/BOMBEO MECANICO)

TIPO DE INVERSION	INVERSION		
	TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL
PERFORACION Y COMPLETACION	57092	91245	148337
FACILIDADES DE PRODUCCION	15030		15030
EQUIPO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	48019		48019
INVERSION TOTAL	120141	91245	211386

CASO 4 (CONVENCIONAL/BOMBEO NEUMATICO)

TIPO DE INVERSION	INVERSION		
	TANGIBLE	INTANGIBLE	TOTAL
PERFORACION Y COMPLETACION	57092	91245	148337
FACILIDADES DE PRODUCCION	28450		28450
EQUIPO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	11210		11210
INVERSION TOTAL	96752	91245	187997

TABLA Nº 10

DIVISION PRODUCCION LOTE X
EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTO DE PERFORACION

CASO I : PERFORACION CONVENCIONAL 5 POZOS (CSG PRD.3 1/2"+BOMBEO NEUMATICO)

DATOS

YACIMIENTO	LAGUNA SUR
POZO	PERF. 5 POZOS
FORMACION	VERDUN
PROFUNDIDAD (PIES)	1500
DURACION (DIAS)	

PARAMETROS ECONOMICOS:

IMP. RENTA	0,30	
TASA DESC.	0,20	
P. CRUDO	14,51	US \$/BBL
P. GAS	1,85	US \$/MPC
RES. CRUDO	206,00	M BBLs
RES. GAS	0,00	M BBLs
G. OPE. CRU.	0,04	US \$/BBL
G.OPE. FIJO	7,61	M \$ /POZO
G. OPE GAS	0,01	US \$/BBL
GOR.	0,00	SCF/STB
INVERSION	904,50	M US \$

INVERSIONES

	TANG.	INTANG.	TOTAL
PERF Y C..	250,0	456,0	706,0
FAC. DE P.	142,5		142,5
LEV. ARTIF.	56,0		56,0
			0,0
INV. TOTAL	448,5	456,0	904,5

OTROS PARAMETROS

ABANDONO DE POZOS	20	M\$/POZO

RESULTADOS

VAN 20 %	927,24	M US \$
VAN 15 %	977,25	M US \$
TIR	>100	%
IVA	1,03	
PAY OUT	9,63	MESES
INV/RES.	4,39	\$/BBL
BENEF-COSTO	2,03	

SENSIBILIDAD

INVERSION MAXIMA	2159,00	M \$
RES. MINIMAS DE CRUDO	95,00	M BBLs
RES. MINIMAS DE GAS		M BBLs
PRECIO MINIMO DE PET.	6,75	\$/BBL
PRECIO MINIMO DE GAS		\$/MFC
GTO OPER. FIJO MAXIMO		\$/BBL
GTO. OPER. VAR. PET. M		\$/BBL
GTO. OPER. VAR. GAS. M		\$/MPC
TASA IMPOSITIVA MAXIMA	98	%

AÑO	DECLI. PROD.	PRODUCCIONES		INGRESO BRUTO M US \$	GASTO OPERAT. M US \$	PROVISION ABANDONO M US \$	DEPRECIACION		INGR. NETO M US \$	IMP. M US \$	INVERS M US \$	DESEMB. G. PROV M US \$	FLUJO CAJA M US \$	F. CAJA ACTUAL M US \$	F. CAJA ACUM. M US \$
		CRUDO MBBLS	GAS MMPCD				INTANG. M US \$	TANG. M US \$							
1	45,20%	93,11	0,00	1351,1	41,8	45,2	456,0	202,7	605,4	181,6	904,5		223,2	223,2	223,2
2	24,10%	49,65	0,00	720,4	40,0	24,1		108,1	548,1	164,4			515,9	429,9	739,1
3	10,50%	21,63	0,00	313,9	38,9	10,5		47,1	217,3	65,2			209,7	145,6	948,8
4	6,90%	14,21	0,00	206,2	38,6	6,9		30,9	129,8	38,9			128,7	74,5	1077,5
5	5,30%	10,92	0,00	158,4	38,5	5,3		23,8	90,9	27,3			92,7	44,7	1170,2
6	3,90%	8,03	0,00	116,6	38,4	3,9		17,5	56,8	17,0			61,2	24,6	1231,3
7	2,60%	5,36	0,00	77,7	38,3	2,6		11,7	25,2	7,6			31,9	10,7	1263,2
8	1,50%	3,09	0,00	44,8	38,2	1,5		6,7	-1,6	-0,5		100,0	-92,9	-25,9	1170,3
9	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1170,3
10	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1170,3
11	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1170,3
12	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1170,3
13	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1170,3
14	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1170,3
15	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1170,3
	100%	206,0	0,0	2989,1	312,6	100,0	456,0	448,5	1671,9	501,6	904,5	100,0	1170,3	927,2	1170,3

TABLA N° 11

DIVISION PRODUCCION LOTE X
EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTO DE PERFORACION

CASO II : PERFORACION CONVENCIONAL 7 POZOS (CSG PRD.3 1/2"+BOMBEO NEUMATICO)

DATOS

YACIMIENTO	LAGUNA SUR
POZO	PERF. 7 POZOS
FORMACION	VERDUN
PROFUNDIDAD (PIES)	1500
DURACION (DIAS)	

PARAMETROS ECONOMICOS:

IMP. RENTA	0,30	
TASA DESC.	0,20	
P. CRUDO	14,51	US \$/BBL
P. GAS	1,85	US \$/MPC
RES. CRUDO	244,00	M BBLs
RES. GAS	0,00	M BBLs
G. OPE. CRU.	0,04	US \$/BBL
G.OPE. FIJO	7,61	M \$ /POZO
G. OPE GAS	0,01	US \$/BBL
GOR.	0,00	SCF/STB
INVERSION	1266,3	M US \$

INVERSIONES

	TANG.	INTANG.	TOTAL
PERF Y C..	350,0	638,4	988,4
FAC. DE P.	199,5		199,5
LEV. ARTIF.	78,4		78,4
			0,0
INV. TOTAL	627,9	638,4	1266,3

OTROS PARAMETROS

ABANDONO DE POZOS	20	M\$/POZO

RESULTADOS

VAN 20 %	1093,36	M US \$
VAN 15 %	1125,57	M US \$
TIR	>100	%
IVA	0,86	
PAY OUT	9,10	MESES
INV/RES.	5,19	\$/BBL
BENEF-COSTO	1,86	

SENSIBILIDAD

INVERSION MAXIMA	2767,50	M \$
RES. MINIMAS DE CRUDO	122,00	M BBLs
RES. MINIMAS DE GAS		M BBLs
PRECIO MINIMO DE PET.	7,28	\$/BBL
PRECIO MINIMO DE GAS		\$/MFC
GTO OPER. FIJO MAXIMO		\$/BBL
GTO. OPER. VAR. PET. M		\$/BBL
GTO. OPER. VAR. GAS. M		\$/MPC
TASA IMPOSITIVA MAXIMA		%

ANO	DECLI. PROD.	PRODUCCIONES		INGRESO BRUTO M US \$	GASTO OPERAT. M US \$	PROVISION ABANDONO M US \$	DEPRECIACION		INGR. NETO M US \$	IMP. M US \$	INVERS M US \$	DESEMB. G. PROV M US \$	FLUJO CAJA M US \$	F. CAJA ACTUAL M US \$	F. CAJA ACUM. M US \$
		CRUDO MBBLS	GAS MMPCD				INTANG. M US \$	TANG. M US \$							
1	56,10%	136,88	0,00	1986,2	58,7	78,5	638,4	352,3	858,2	257,5	1266,3		403,7	403,7	403,7
2	25,50%	62,22	0,00	902,8	55,8	35,7		160,1	651,2	195,4			651,7	543,1	1055,3
3	7,60%	18,54	0,00	269,1	54,0	10,6		47,7	156,7	47,0			168,1	116,7	1223,4
4	4,60%	11,22	0,00	162,9	53,7	6,4		28,9	73,8	22,1			87,0	50,3	1310,4
5	3,20%	7,81	0,00	113,3	53,6	4,5		20,1	35,1	10,5			49,2	23,7	1359,6
6	1,70%	4,15	0,00	60,2	53,4	2,4		10,7	-6,3	-1,9			8,6	3,5	1368,2
7	1,30%	3,17	0,00	46,0	53,4	1,8		8,2	-17,4	-5,2		140,0	-142,2	-47,6	1226,0
8	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1226,0
9	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1226,0
10	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1226,0
11	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1226,0
12	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1226,0
13	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1226,0
14	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1226,0
15	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	1226,0
	100%	244,0	0,0	3540,4	382,7	140,0	638,4	627,9	1751,5	525,4	1266,3	140,0	1226,0	1093,4	1226,0

TABLA N° 12

DIVISION PRODUCCION LOTE X
EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTO DE PERFORACION

CASO III : PERFORACION CONVENCIONAL 5 POZOS (CSG PRD.3 1/2"+BOMBEO NEUMATICO) + INYECCION DE GAS

DATOS

YACIMIENTO	LAGUNA SUR
POZO	PERF. 5 PZS.+INY.GAS
FORMACION	VERDUN
PROFUNDIDAD (PIES)	1500
DURACION (DIAS)	

PARAMETROS ECONOMICOS:

IMP. RENTA	0,30	
TASA DESC.	0,20	
P. CRUDO	14,51	US \$/BBL
P. COMPRA G	-0,52	US \$/MPC
RES. CRUDO	406,00	M BBLs
RES. GAS	0,00	M BBLs
G. OPE. CRU.	0,04	US \$/BBL
G.OPE. FIJO	7,61	M \$ /POZO
G. OPE GAS	0,32	US \$/MMPC
GOR.	0,00	SCF/STB
INVERSION	1404,5	M US \$

INVERSIONES

	TANG.	INTANG.	TOTAL
PERF Y C..	250,0	456,0	706,0
FAC. DE P.	142,5		142,5
LEV. ARTIF.	56,0		56,0
INYECCION G	250,0	250,0	500,0
TOTAL	698,5	706,0	1404,5

OTROS PARAMETROS

ABANDONO DE POZOS	20	M\$/POZO

RESULTADOS

VAN 20 %	1150,46	M US \$
VAN 15 %	1311,49	M US \$
TIR	>100	%
IVA	0,82	
PAY OUT	10,61	MESES
INV/RES.	3,46	\$/BBL
BENEF-COSTO	1,82	

SENSIBILIDAD

INVERSION MAXIMA	2912,30	M \$
RES. MINIMAS DE CRUDO	223,90	M BBLs
RES. MINIMAS DE GAS		M BBLs
PRECIO MINIMO DE PET.	8,02	\$/BBL
PRECIO MINIMO DE GAS		\$/MFC
GTO OPER. FIJO MAXIMO		\$/BBL
GTO. OPER. VAR. PET. M		\$/BBL
GTO. OPER. VAR. GAS. M		\$/MPC
TASA IMPOSITIVA MAXIMA		

ANO	DECLI. PROD.	PRODUCCIONES		INGRESO BRUTO M US \$	GASTO OPERAT. M US \$	PROVISION ABANDONO M US \$	DEPRECIACION		INGR. NETO M US \$	IMP. M US \$	INVERS M US \$	DESEMB. G. PROV M US \$	FLUJO CAJA M US \$	F. CAJA ACTUAL M US \$	F. CAJA ACUM. M US \$
		CRUDO MBBLs	INY.GAS MMPC				INTANG. M US \$	TANG. M US \$							
1	22,85%	92,77	0,00	1346,1	41,8	25,2	456,0	102,5	720,6	216,2	904,5		183,7	183,7	183,7
2	12,19%	49,49	109,50	661,2	40,1	13,5	250,0	94,2	263,5	79,0	500,0		42,1	35,1	225,7
3	12,95%	52,58	219,00	649,0	40,2	14,3		100,0	494,4	148,3			460,5	319,8	686,2
4	10,35%	42,02	219,00	495,8	39,8	11,4		80,0	364,7	109,4			346,6	200,6	1032,8
5	9,14%	37,11	219,00	424,6	39,6	10,1		70,6	304,3	91,3			293,7	141,6	1326,5
6	8,99%	36,50	219,00	415,7	39,6	9,9		69,5	296,8	89,0			287,1	115,4	1613,6
7	7,62%	30,94	219,00	335,0	39,4	8,4		58,9	228,4	68,5			227,1	76,1	1840,8
8	6,47%	26,27	219,00	267,3	39,2	7,1		50,0	171,0	51,3			176,8	49,3	2017,6
9	4,87%	19,77	219,00	173,0	0,9	0,0		37,6	134,5	40,4			131,8	30,7	2149,4
10	3,05%	12,38	219,00	65,8	0,6	0,0		23,6	41,7	12,5			52,7	10,2	2202,1
11	1,52%	6,17	109,50	32,6	0,3	0,0		11,7	20,6	6,2		100,0	-73,9	-11,9	2128,3
12	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	2128,3
13	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	2128,3
14	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	2128,3
15	0,00%	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	2128,3
	100%	406,0	1971,0	4866,1	321,3	100,0	706,0	698,5	3040,4	912,1	1404,5	100,0	2128,3	1150,5	2128,3

TABLA No. 13

RESULTADOS ECONOMICOS

ESTUDIO SIMULACION YACIMIENTO LAGUNA SUR - Fm. VERDUN

	BASE	BASE+WO+ PERF. 5 PZS.	BASE+WO+ PERF. 7 PZS.	BASE+WO+ PERF. 5 PZS.+INY. GAS
INVERSION		904,50 MUS\$	1266,30 MUS\$	1404,50 MUS\$
VAN AL 20 %		927,24 MUS\$	1093,36 MUS\$	1150,49 MUS\$
VAN AL 15 %		977,25 MUS\$	1125,57 MUS\$	1311,49 MUS\$
TIR		> 100 %	> 100 %	> 100 %
IVA		1,03	0,86	0,82
PAY OUT		9,63 meses	9,10 meses	10,61 meses
INV./RES.		4,39 \$/BLS.	5,19 \$/BLS.	3,46 \$/BLS.
BENEF. COSTO		2,03	1,86	1,82
RESERVAS	415 MBLS.	621 MBLS.	659 MBLS.	821 MBLS.
F.R	5,70%	8,50%	9,00%	12,30%

RELACIÓN DE FIGURAS

DESCRIPCIÓN

- 1 Ubicación del área de estudio.
- 2 Columna estratigráfica generalizada.
- 3 Sección estratigráfica
- 4 Registro eléctrico tipo Fm. Verdún.
- 5 Mapa estructural en el tope de la capa "A".
- 6 Mapa estructural en el tope de la capa "B".
- 7 Mapa de espesores de la capa "A".
- 8 Mapa de espesores de la capa "B".
- 9 Mapa de arena neta petrolífera de la capa "A".
- 10 Mapa de arena neta petrolífera de la capa "B".
- 11 Mapa de porosidades de la capa "A".
- 12 Mapa de porosidades de la capa "B".
- 13 Mapa estructural en el marcador "E" y ubicaciones.
- 14 Configuración tridimensional del Bloque "V".
- 15 Sección estructural A-A'.
- 16 Sección estructural B-B'.
- 17 Sección estructural C-C'.
- 18 Sección estructural D-D'.
- 19 Sección estructural E-E'.
- 20 Sección estructural F-F'.
- 21 Mapa de información.
- 22 Panel de correlación estratigráfica.
- 23 Cross Plot Permeabilidad v/s Porosidad-Fm. Verdún.
- 24 Correlaciones propiedades PVT-Fm. Verdún.
- 25 Grid cartesiana Bloque "V".
- 26 Curvas de permeabilidades relativas.
- 27 Ajuste de historia.
- 28 Pronóstico comportamiento productivo para cada caso.
- 29 Análisis de sensibilidad: Caso Base + WO + Perforación Convencional 5 Pozos.
- 30 Análisis de sensibilidad: Caso Base + WO + Perforación Convencional 5 Pozos + Inyección de Gas.
- 31 Pronóstico de producción Caso III.

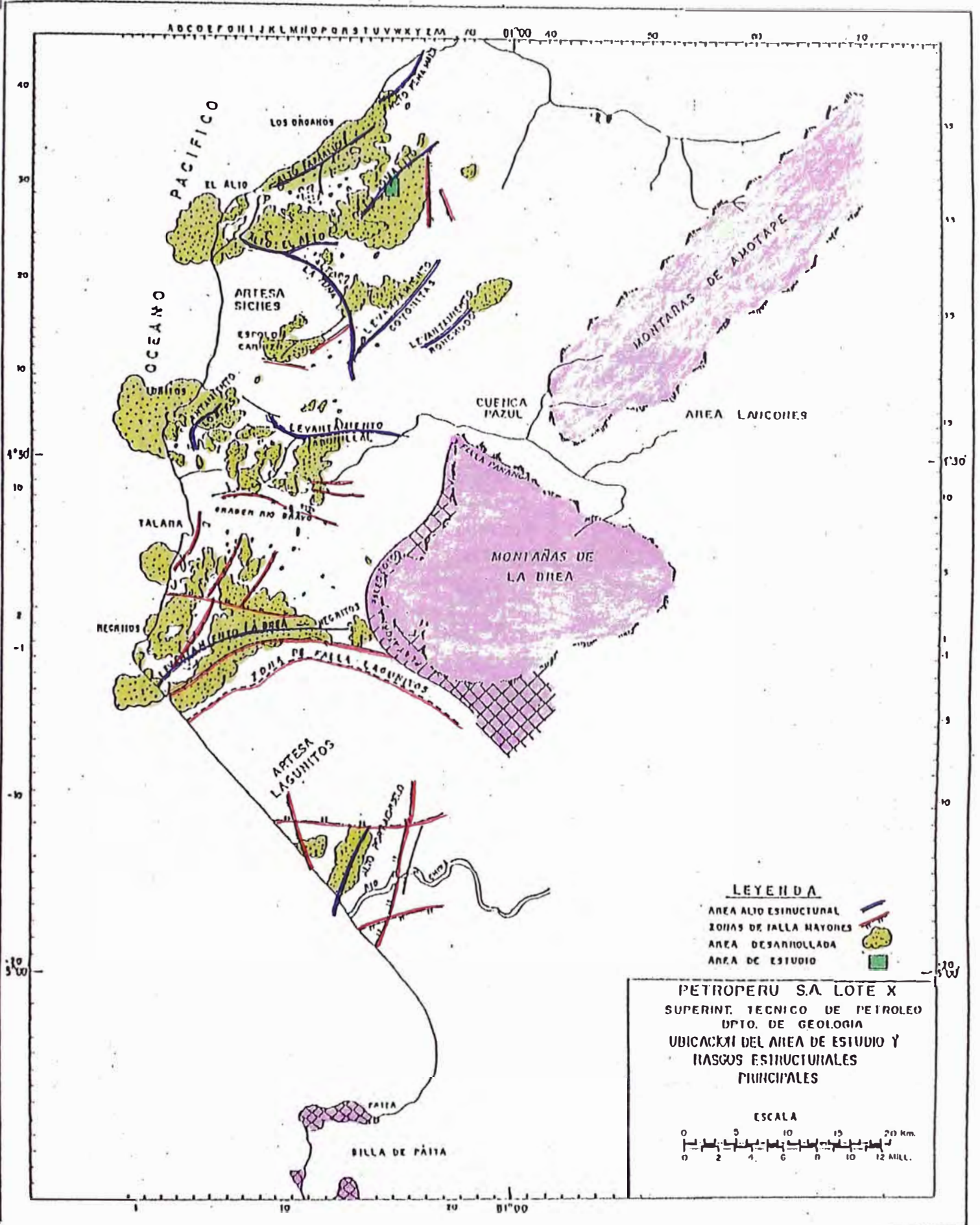
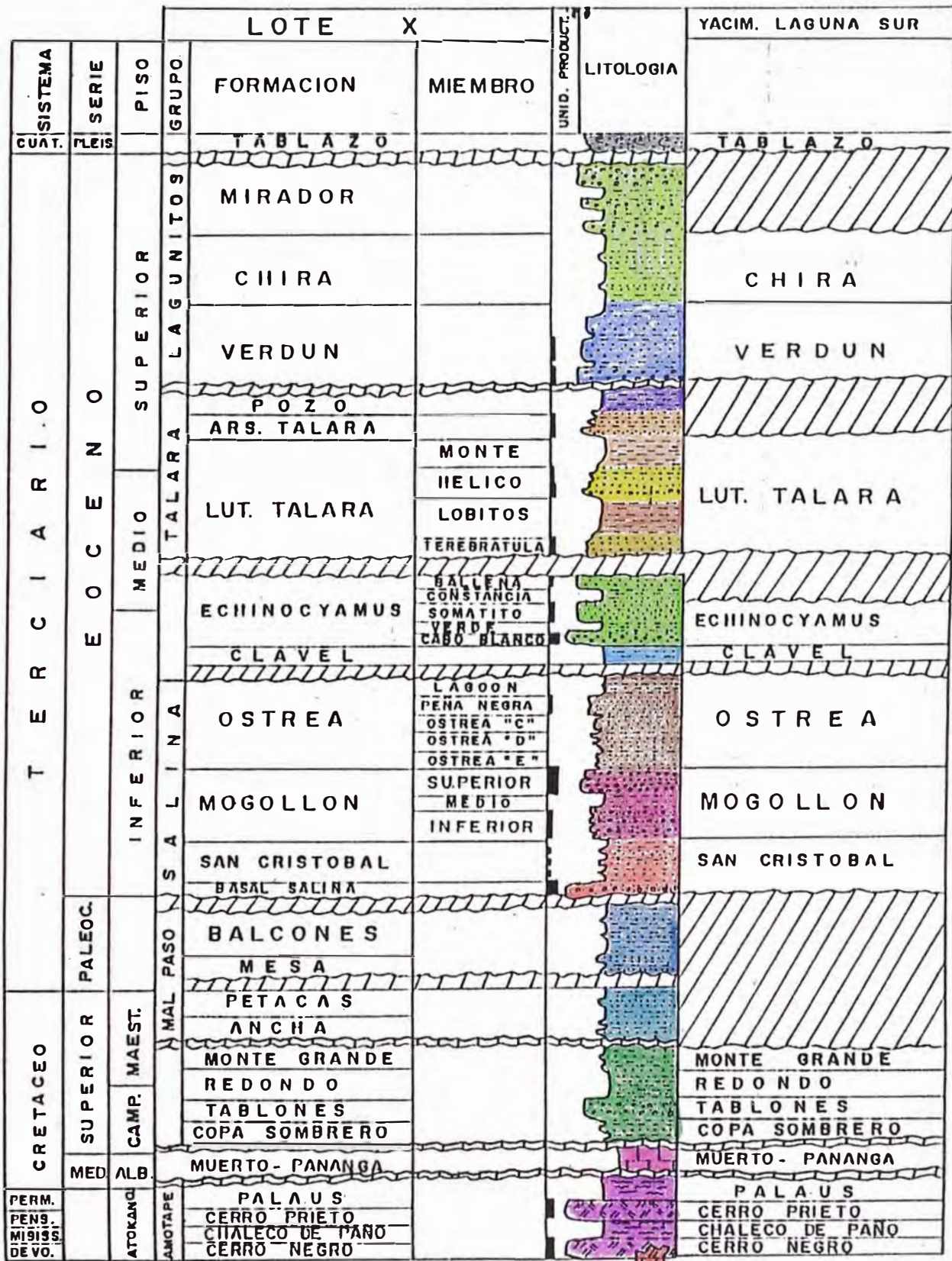
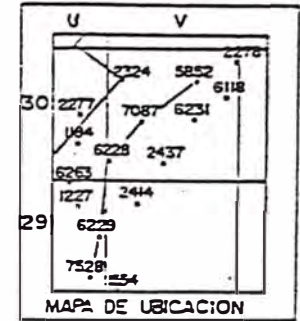
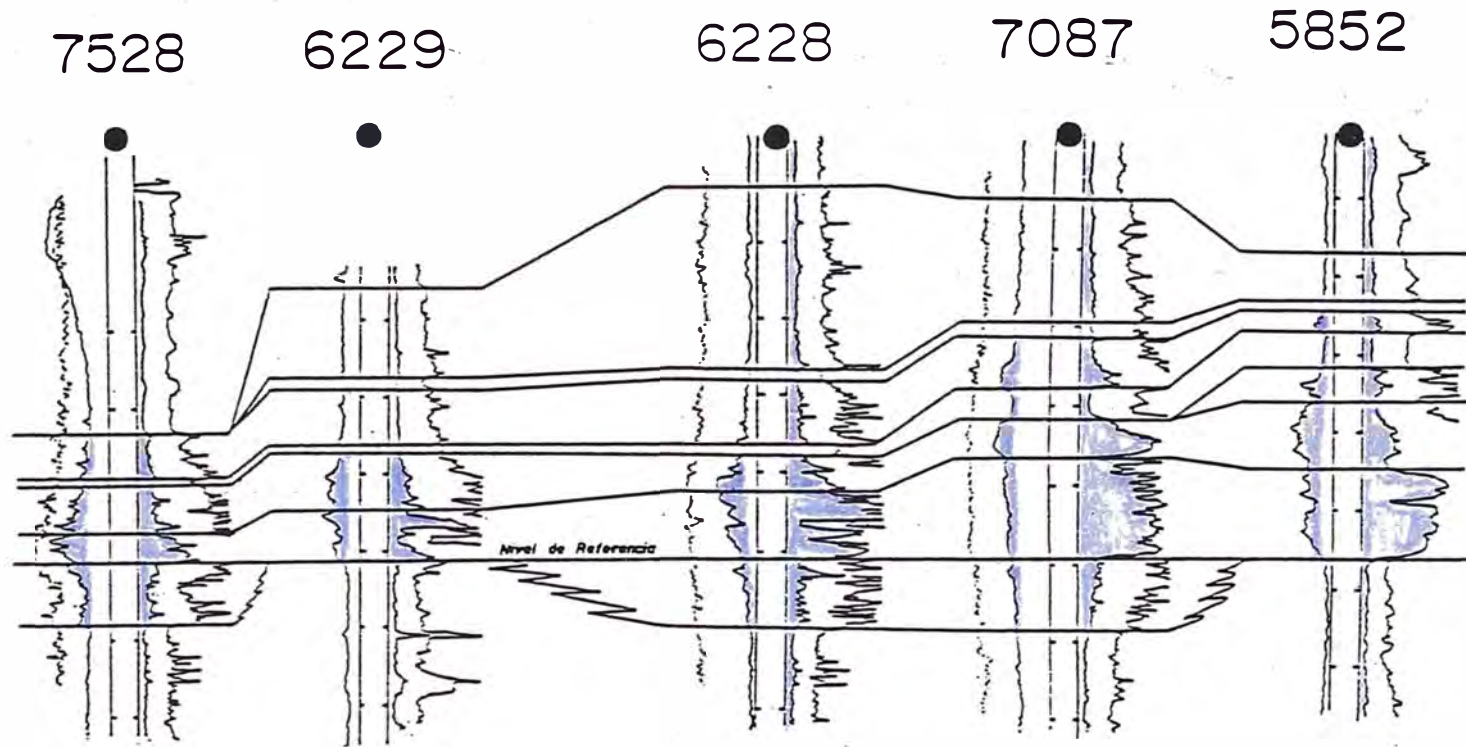


FIGURA Nº I

PETROPERU S.A. LOTE X
 SUPERINTENDENCIA TECNICO DE PETROLEO
 DPTO. DE GEOLOGIA

COLUMNA GEOLOGICA GENERALIZADA





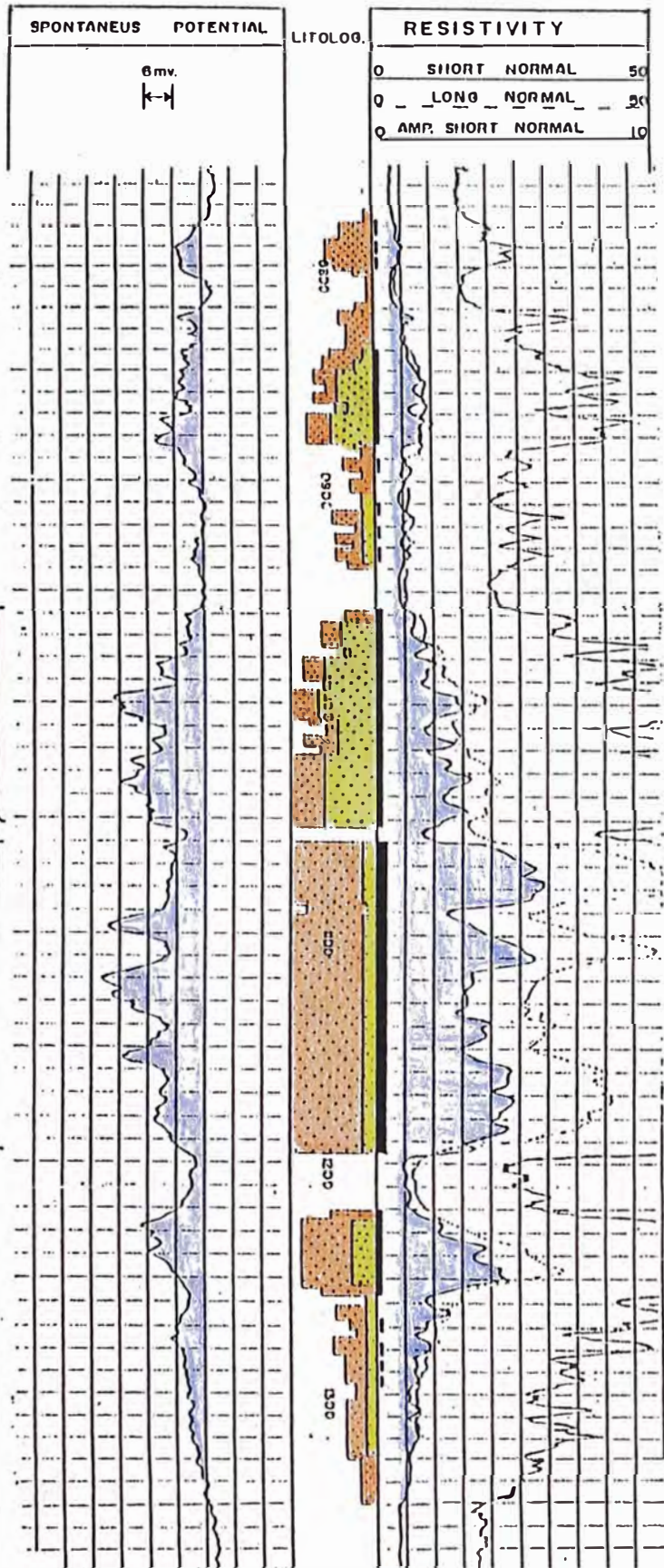
PETROPERU S.A LOTE X
 SUPERINTENDENCIA TECNICO DE PETROLEO
 DEPTO. DE GEOLOGIA
 YACIMIENTO: LAGUNA SUR
 SECCION ESTRATIGRAFICA FM. VERDUN
 DATUM: BASE DE ARENA BASAL
 ESCALA V: ARBITRARIA
 H: ARBITRARIA

Autor: W. ESPIRITU. B.

L.Z. Junio 95

FIGURA Nº 3

POZO : 2437



DESCRIPCION LITOLOGICA

Arena de cuarzo blanco semi -
hial, o semilech, grana media
subred, reg, seleccion.

Lut. marron grisac, mas, svb,

Arena de cuarzo blanco
semilechoso, grana medio,
subred, regular seleccion.

Arenisco grisclara o gris
verdoso, grana medio, poco
grano grueso, moderad. com-
pacto, liq, calcareo.

Lut. marron grisac. mas, svb, liq. calc.

Arenisco gris clara, grana
medio, mod, friable, liq. calc.

PETROPERU - LOTE X
SUPERINT. TECNICO DE PETROLEO
OPTO DE GEOLOGIA
YACIMIENTO: LAGUNA SUR
REGISTRO ELECTRICO TIPO
FM. VERDUN

Por: W. ESPIRITU B. E.A Oct 95

FIGURA Nº 4

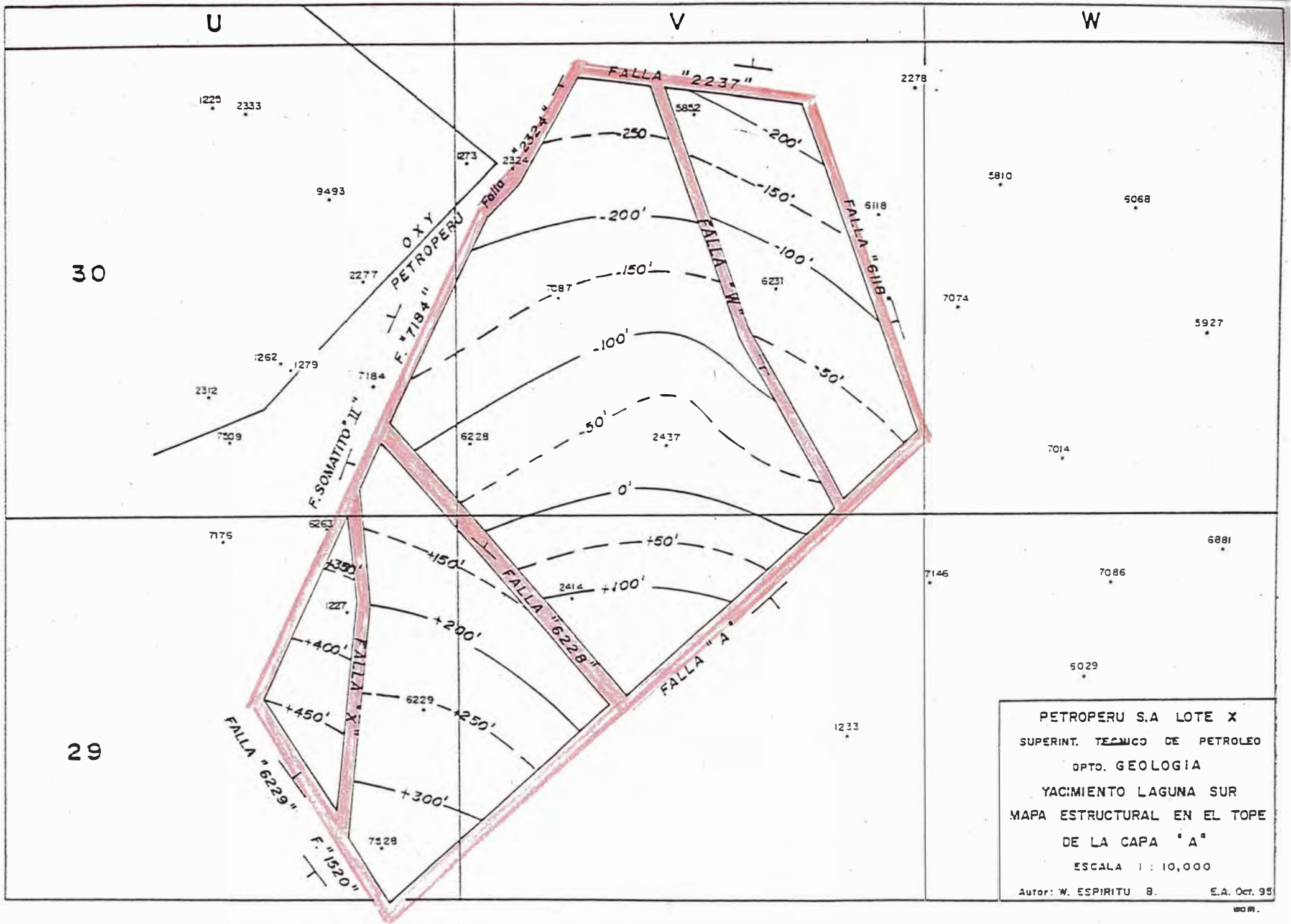


FIGURA Nº 5

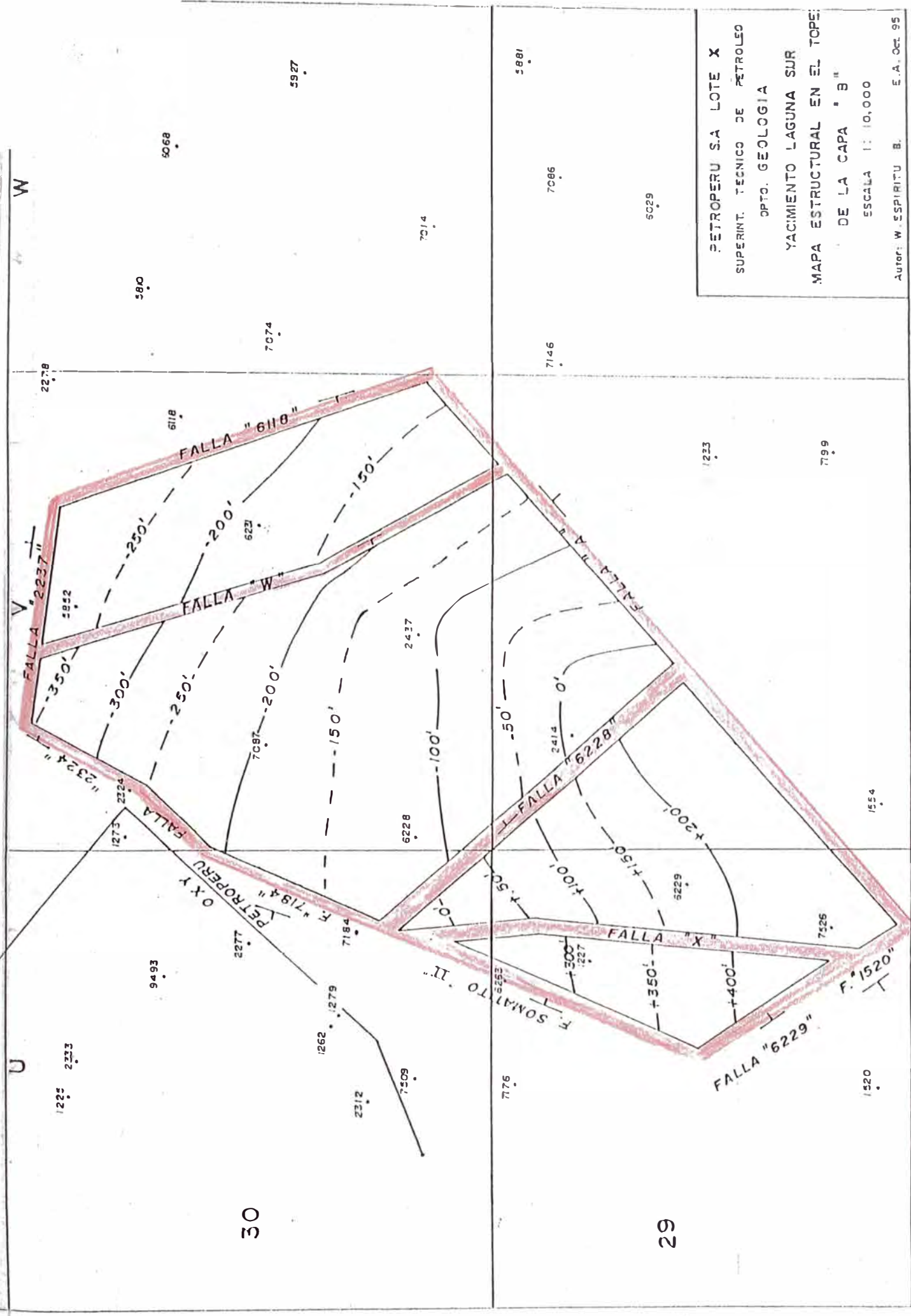
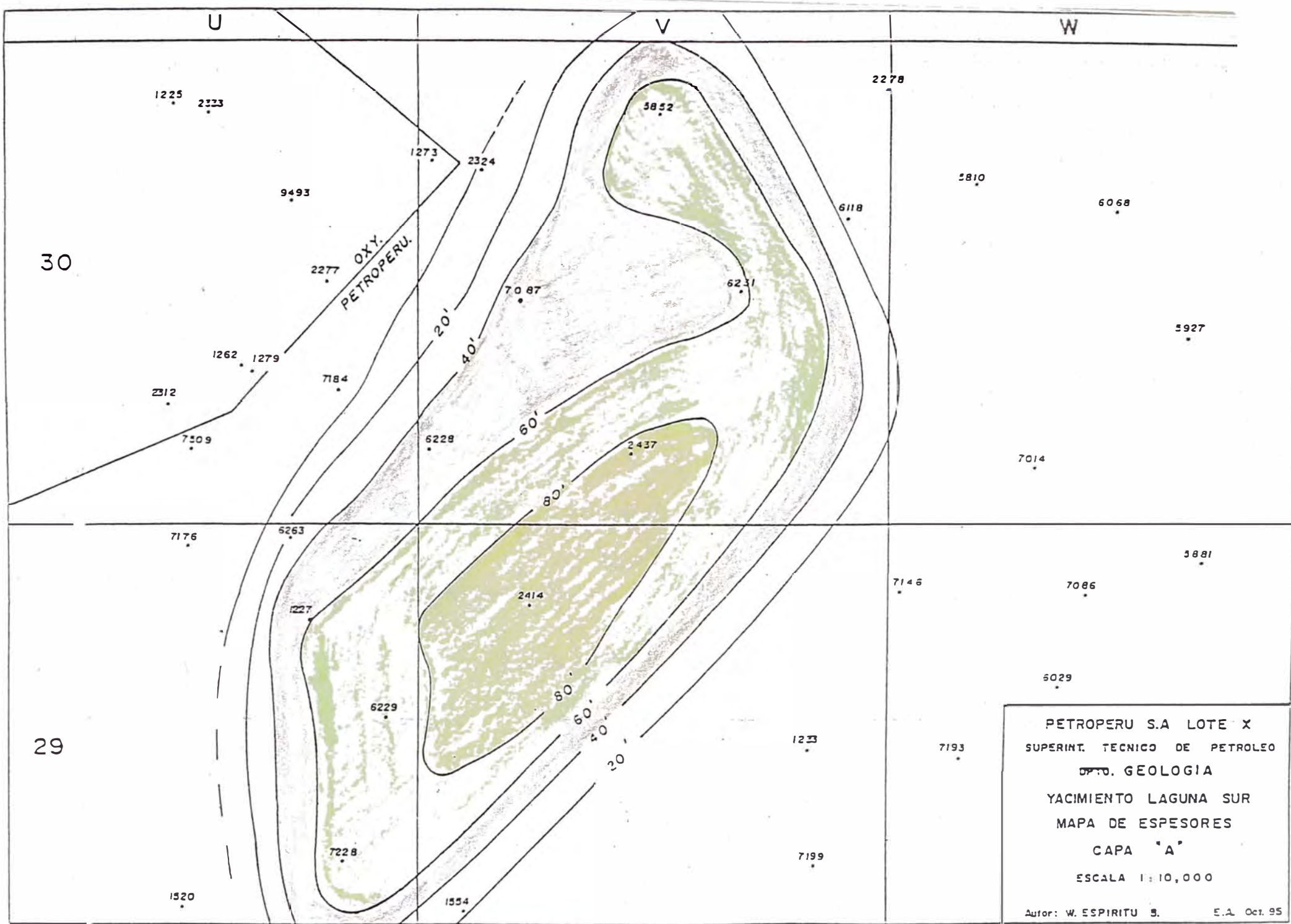
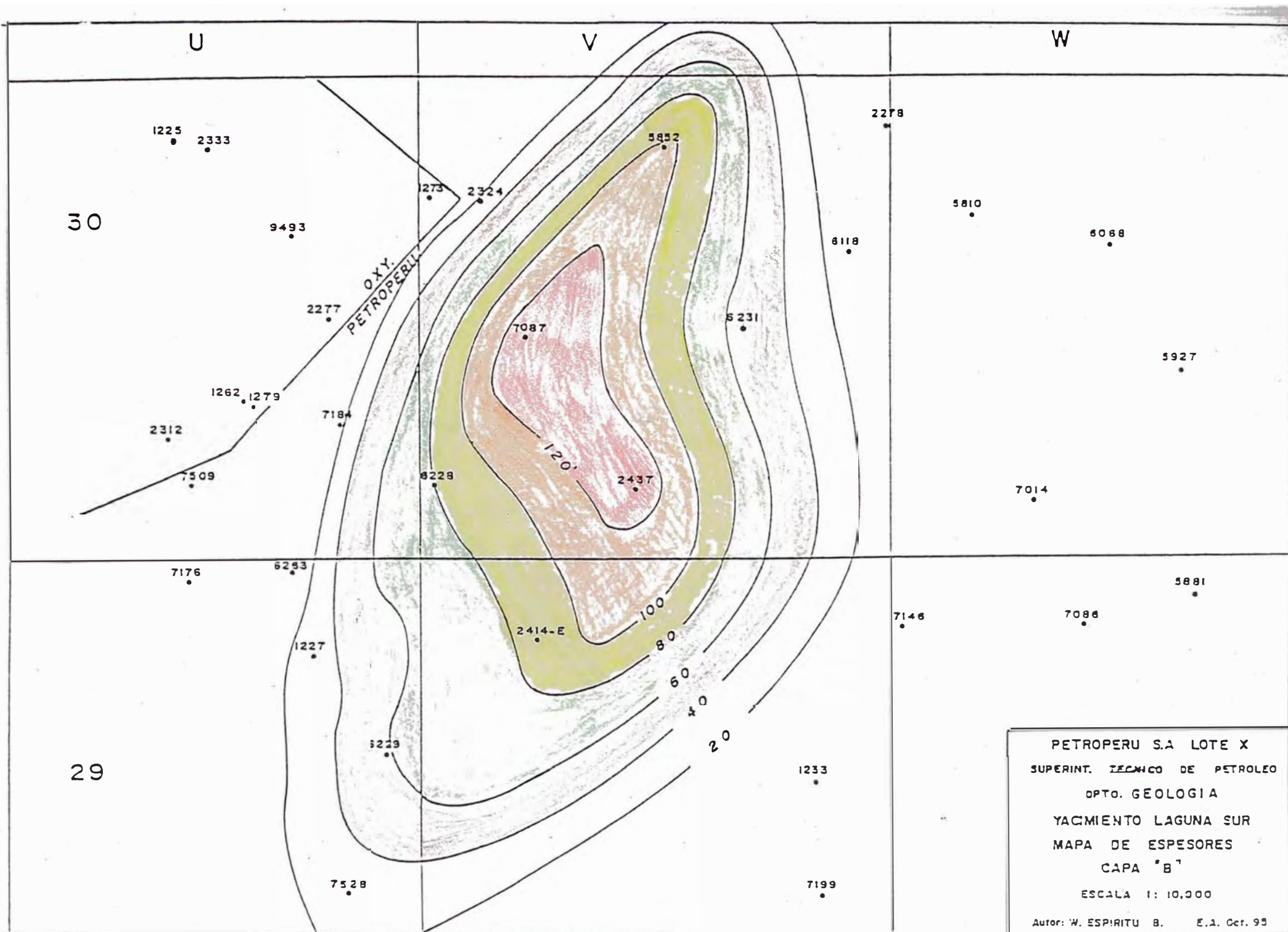


FIGURA Nº 6



PETROPERU S.A LOTE X
 SUPERINT. TECNICO DE PETROLEO
 OPTO. GEOLOGIA
 YACIMIENTO LAGUNA SUR
 MAPA DE ESPESORES
 CAPA "A"
 ESCALA 1:10,000
 Autor: W. ESPIRITU S. E.A. Oct. 95
 190m.

FIGURA Nº 7



30

29

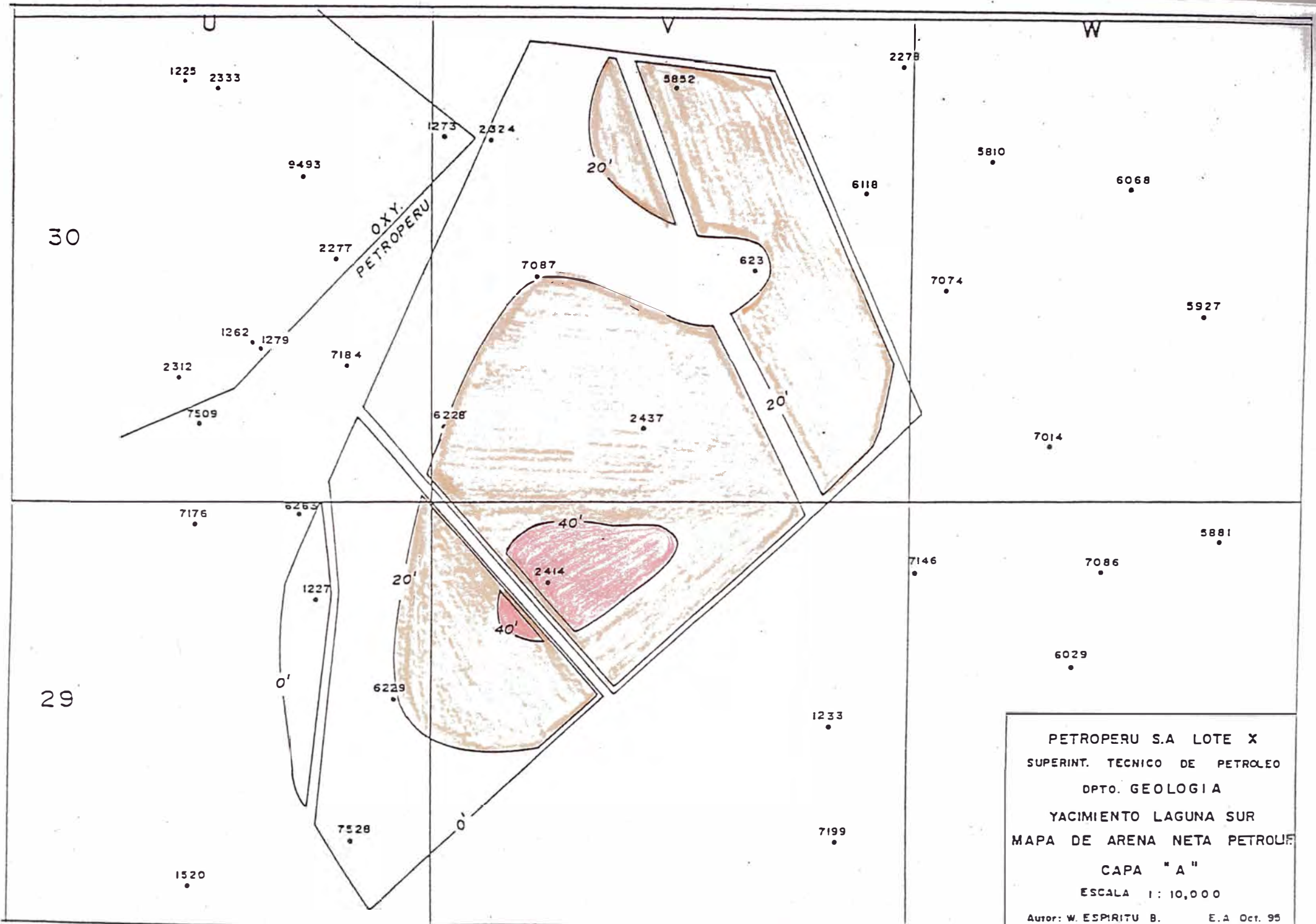
U

V

W

OXY.
PETROPERU

PETROPERU S.A. LOTE X
 SUPERINT. TECNICO DE PETROLEO
 OPTO. GEOLOGIA
 YACIMIENTO LAGUNA SUR
 MAPA DE ESPESORES
 CAPA "B"
 ESCALA 1: 10,000
 Autor: W. ESPERITU B. E.A. Cer. 95



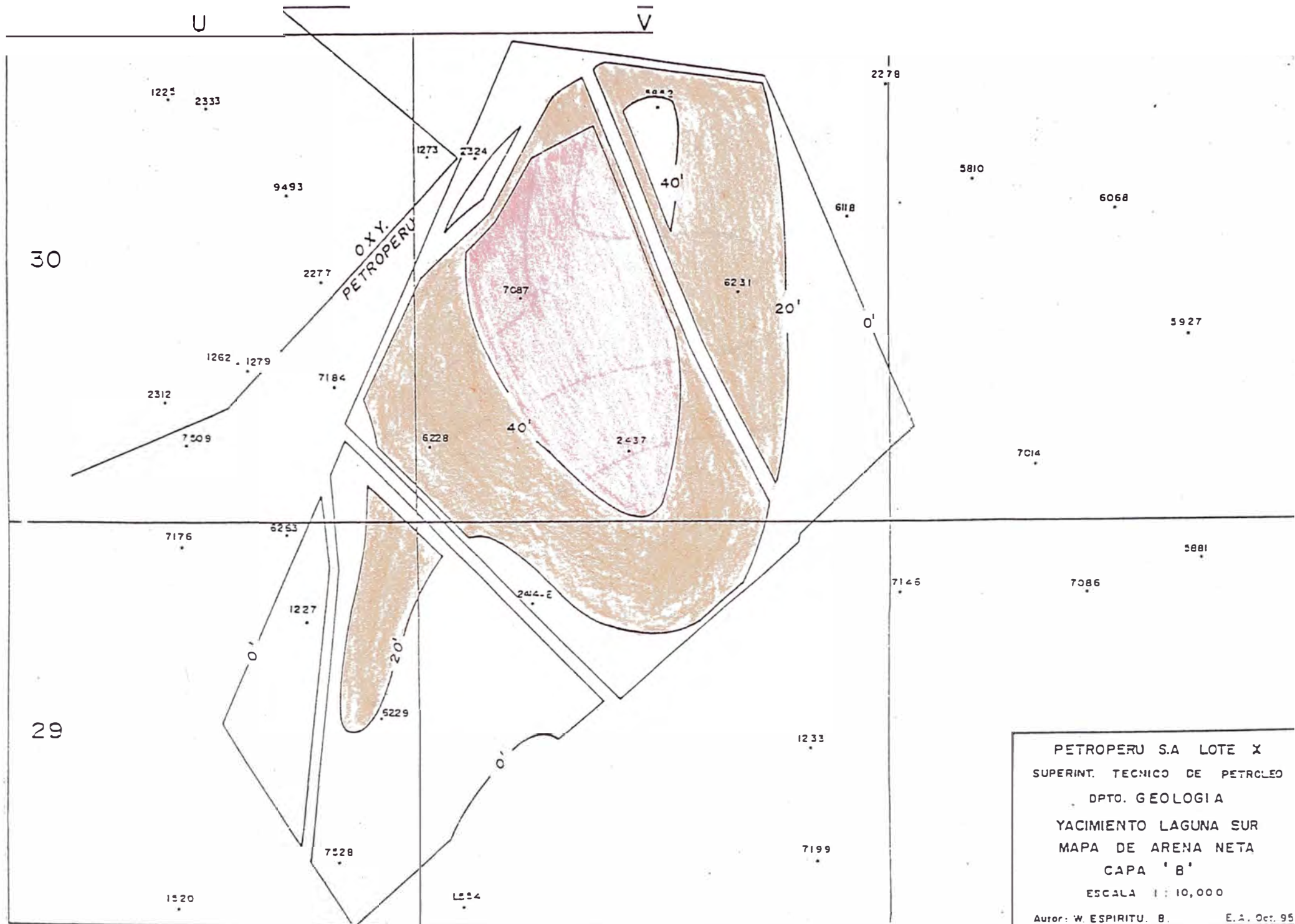
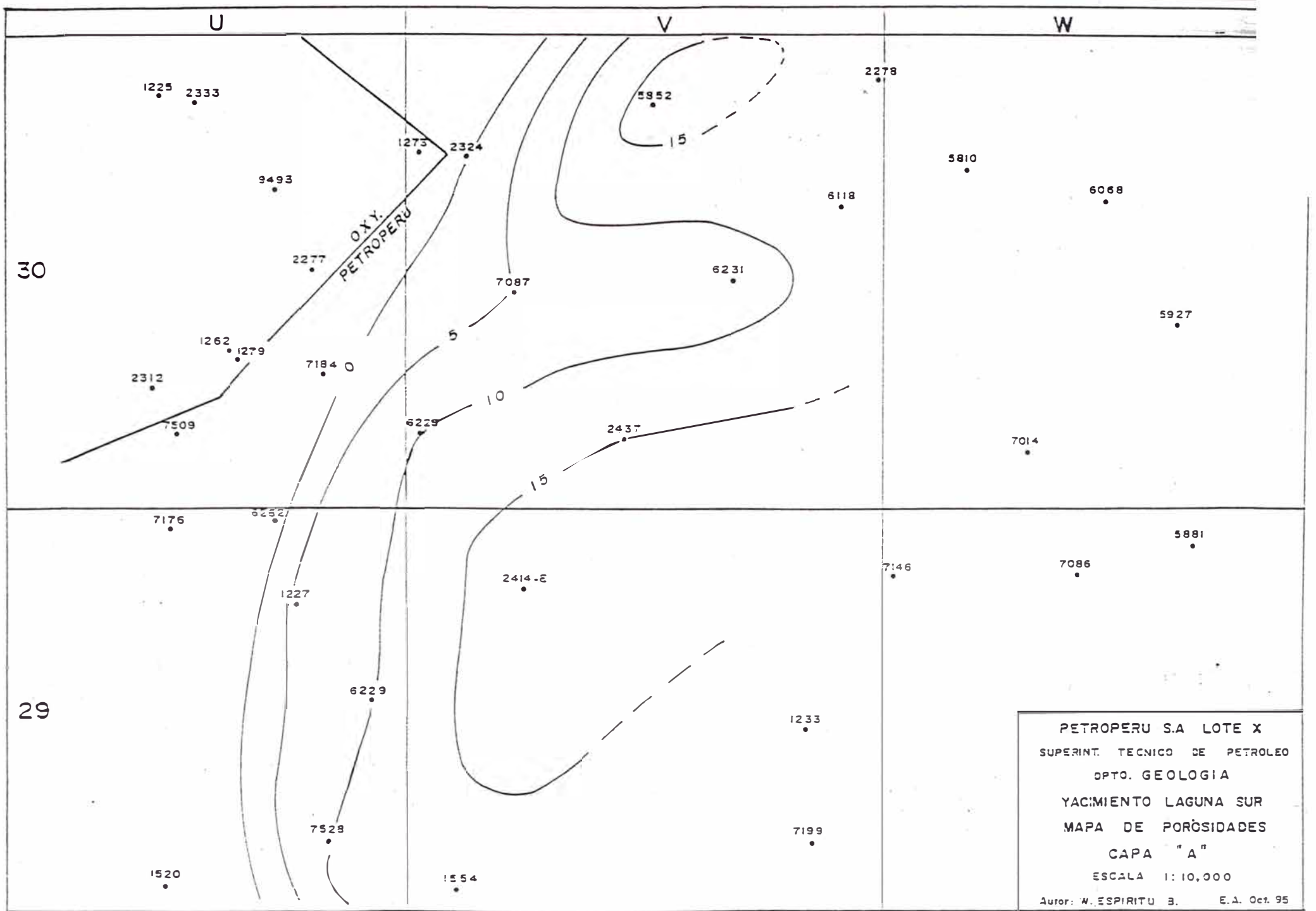


FIGURA N° 10



PETROPERU S.A LOTE X
 SUPERINT. TECNICO DE PETROLEO
 DPTO. GEOLOGIA
 YACIMIENTO LAGUNA SUR
 MAPA DE POROSIDADES
 CAPA "A"
 ESCALA 1: 10,000
 Autor: W. ESPIRITU B. E.A. Oct. 95

FIGURA Nº II

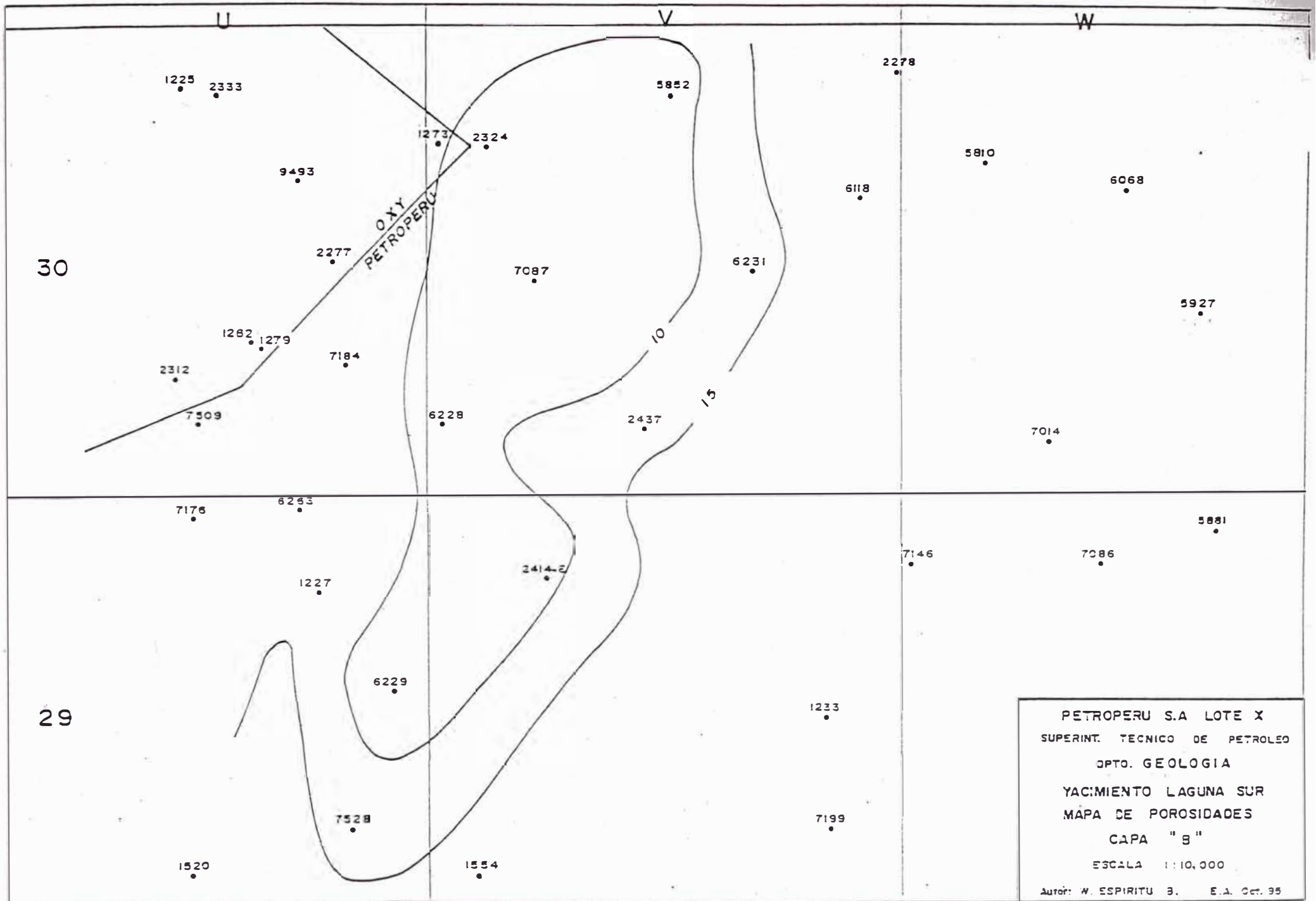
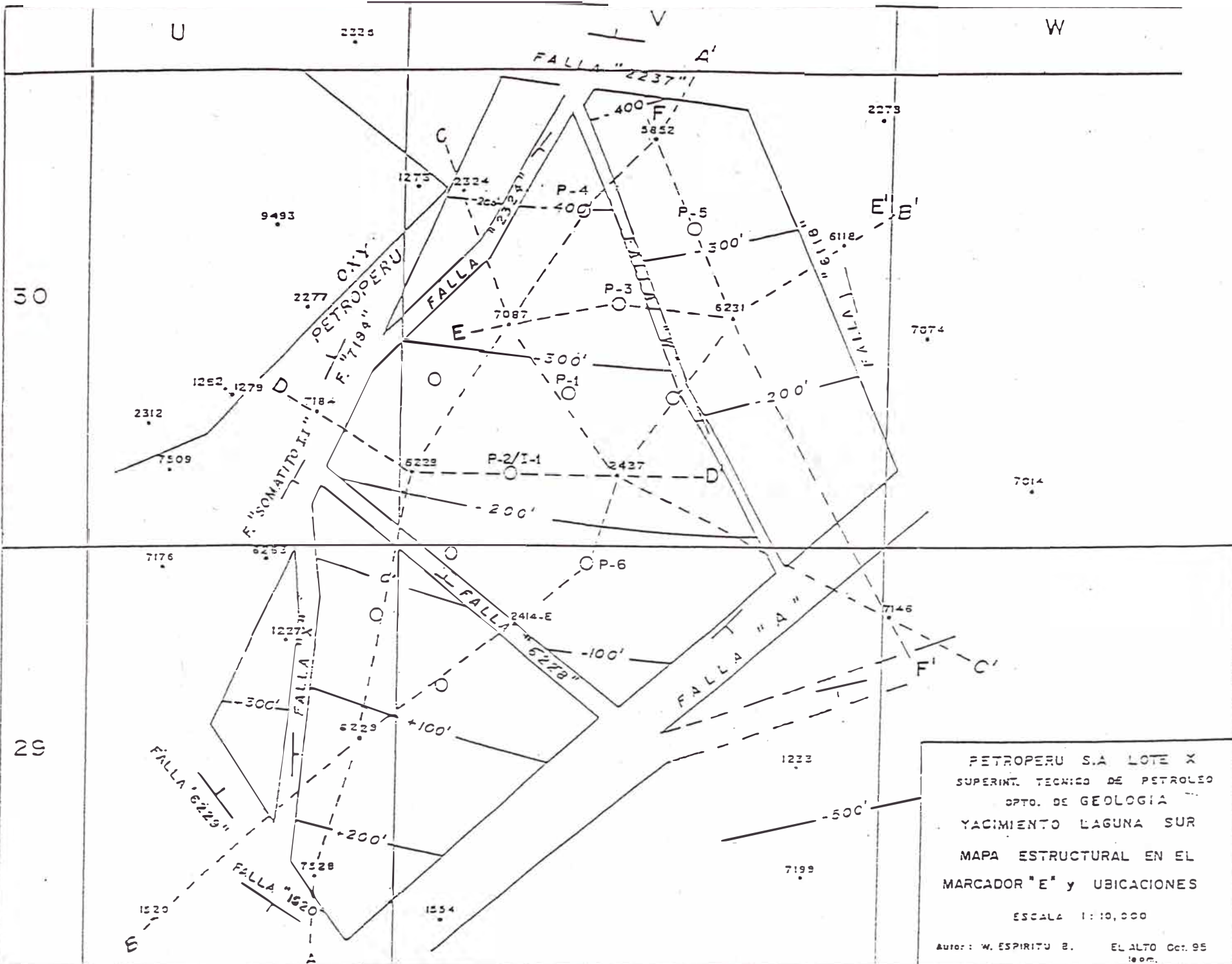


FIGURA Nº 12



PETROPERU S.A. LOTE X
 SUPERINT. TÉCNICO DE PETRÓLEO
 DEPTO. DE GEOLOGÍA
 YACIMIENTO LAGUNA SUR
 MAPA ESTRUCTURAL EN EL
 MARCADOR "E" y UBICACIONES
 ESCALA 1:10,000
 Autor: W. ESPIRITU B. EL ALTO Oct. 95
 10 cm.

ESTUDIO DE SIMULACION DE RESERVOIRES

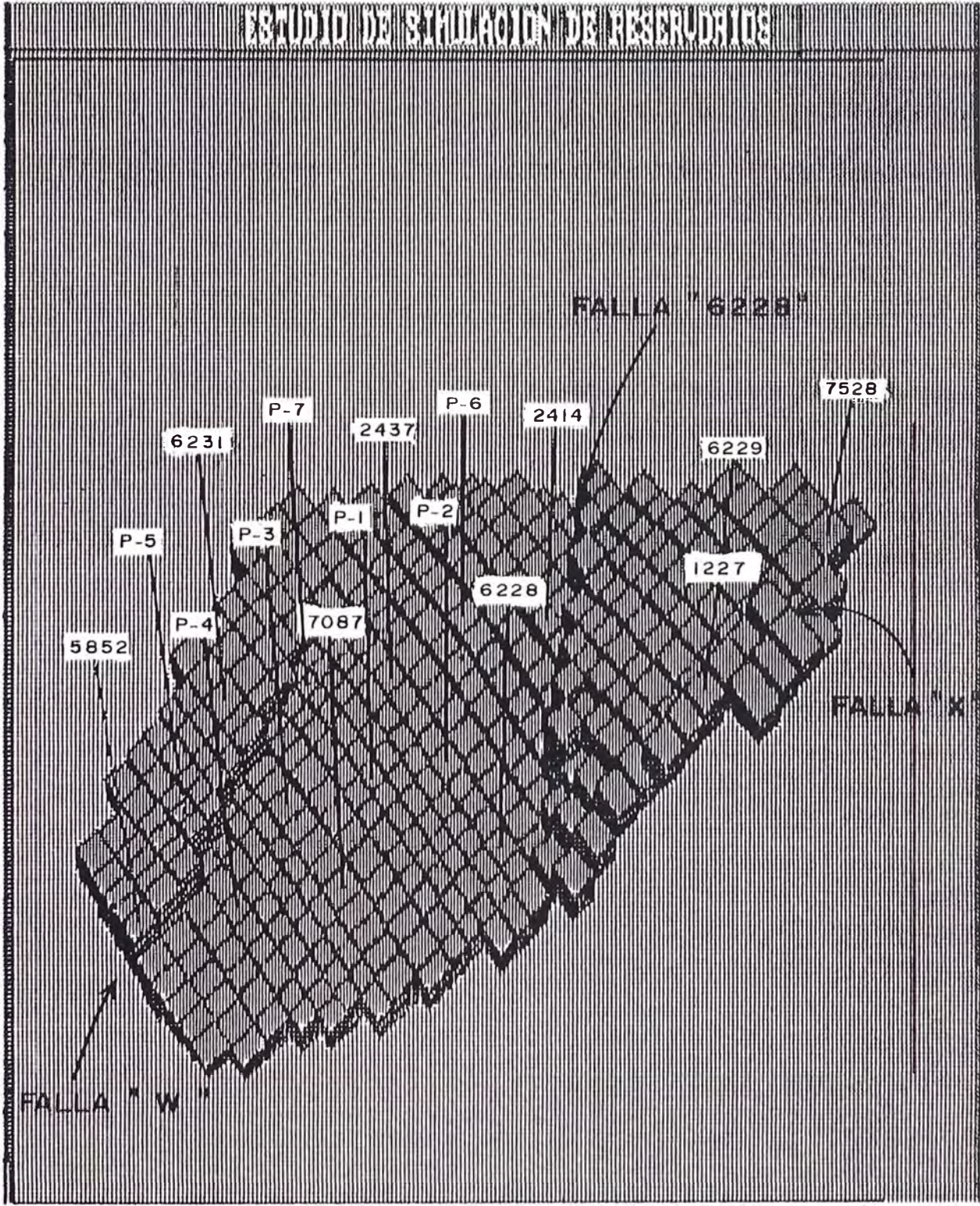


FIGURA N° 14

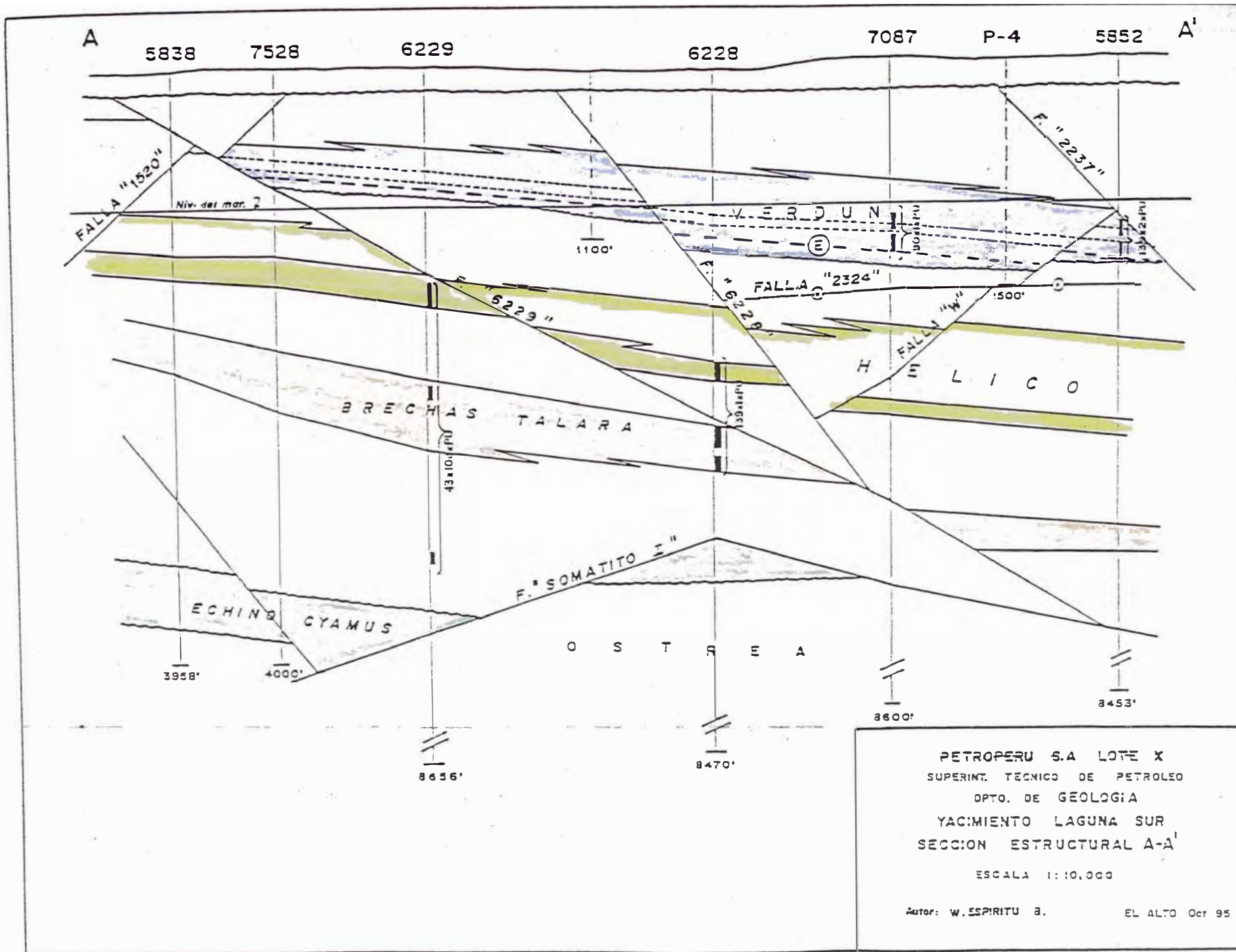
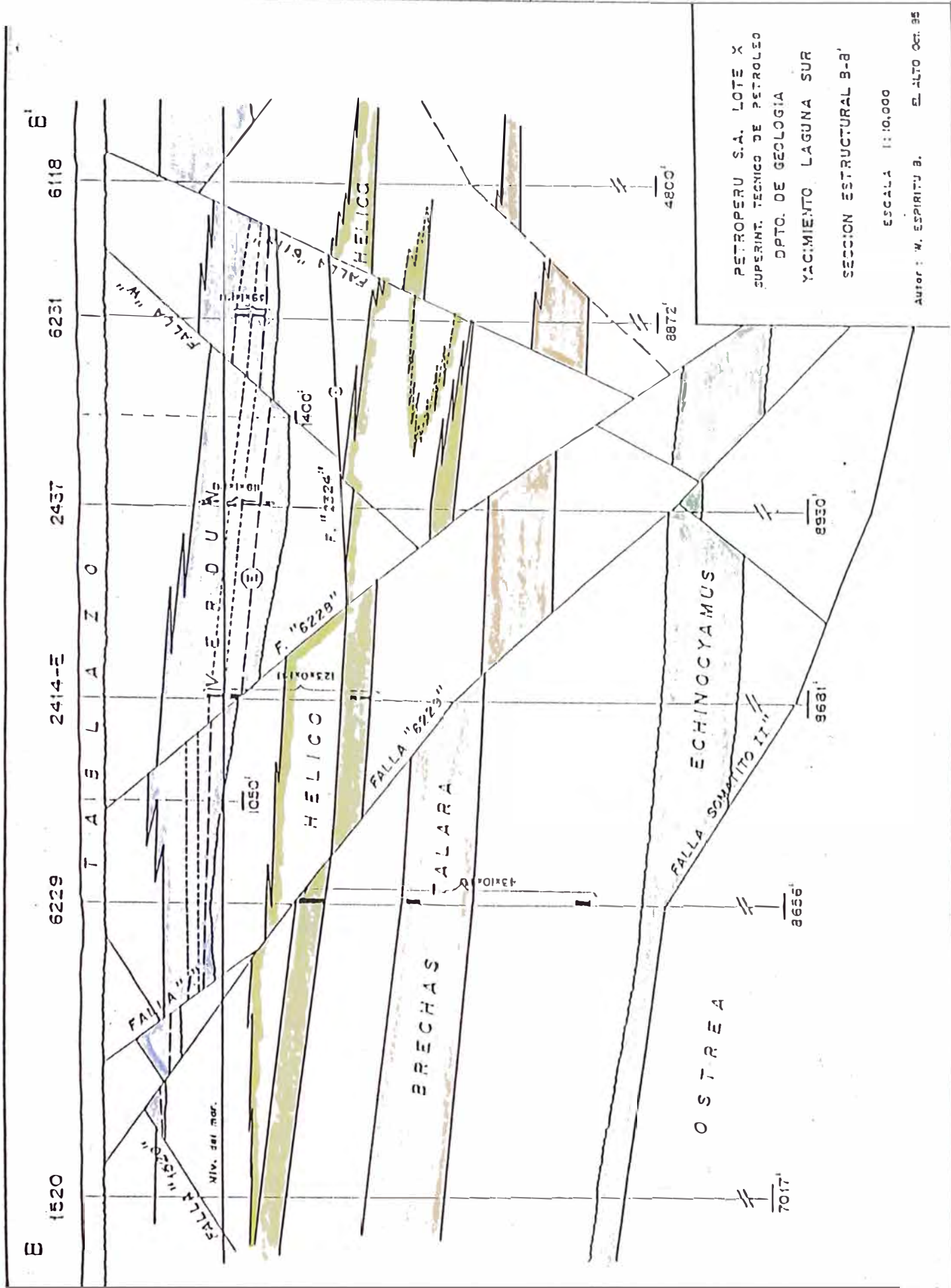


FIGURA Nº 15



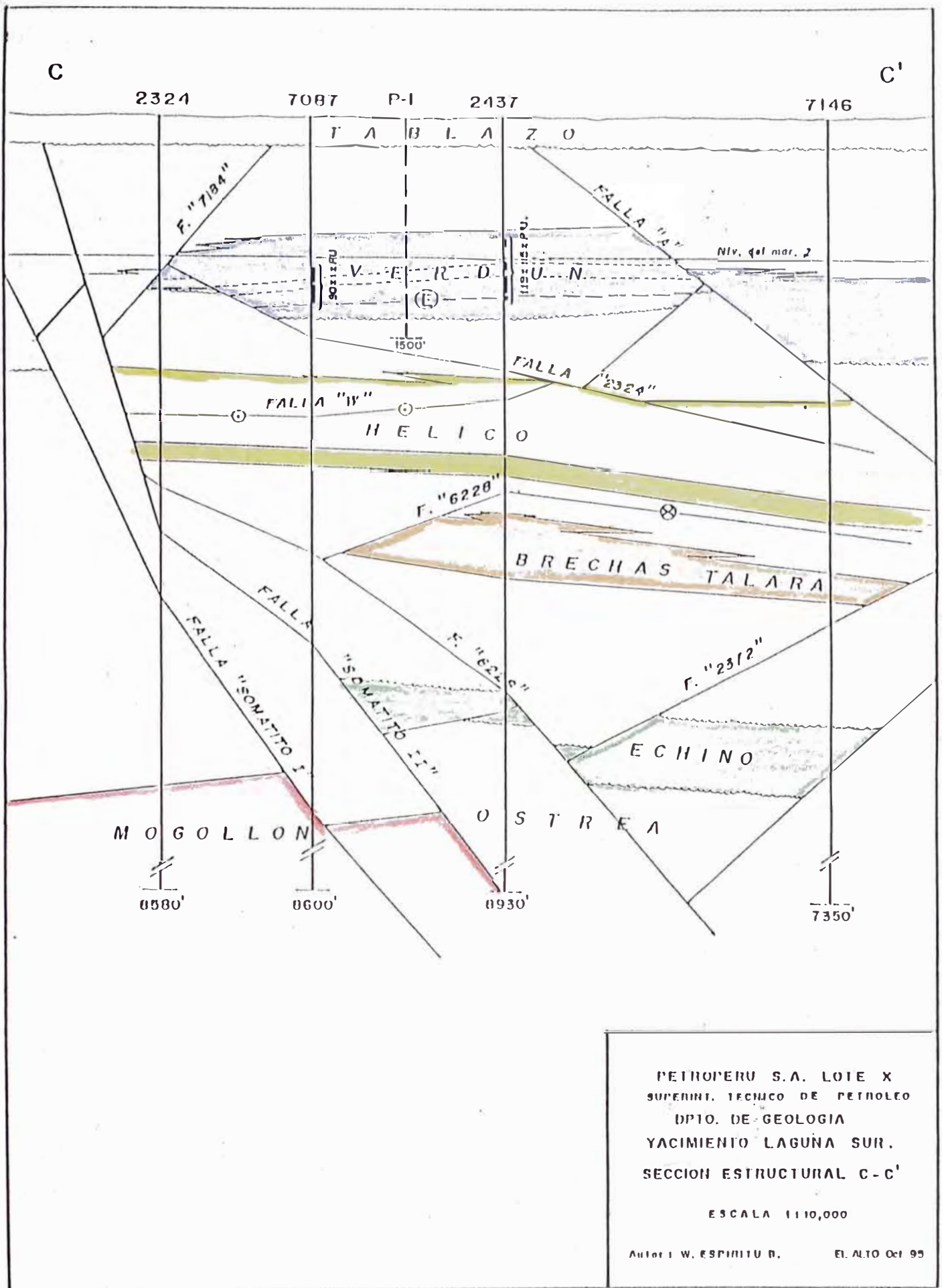


FIGURA Nº 17

leom.

D'

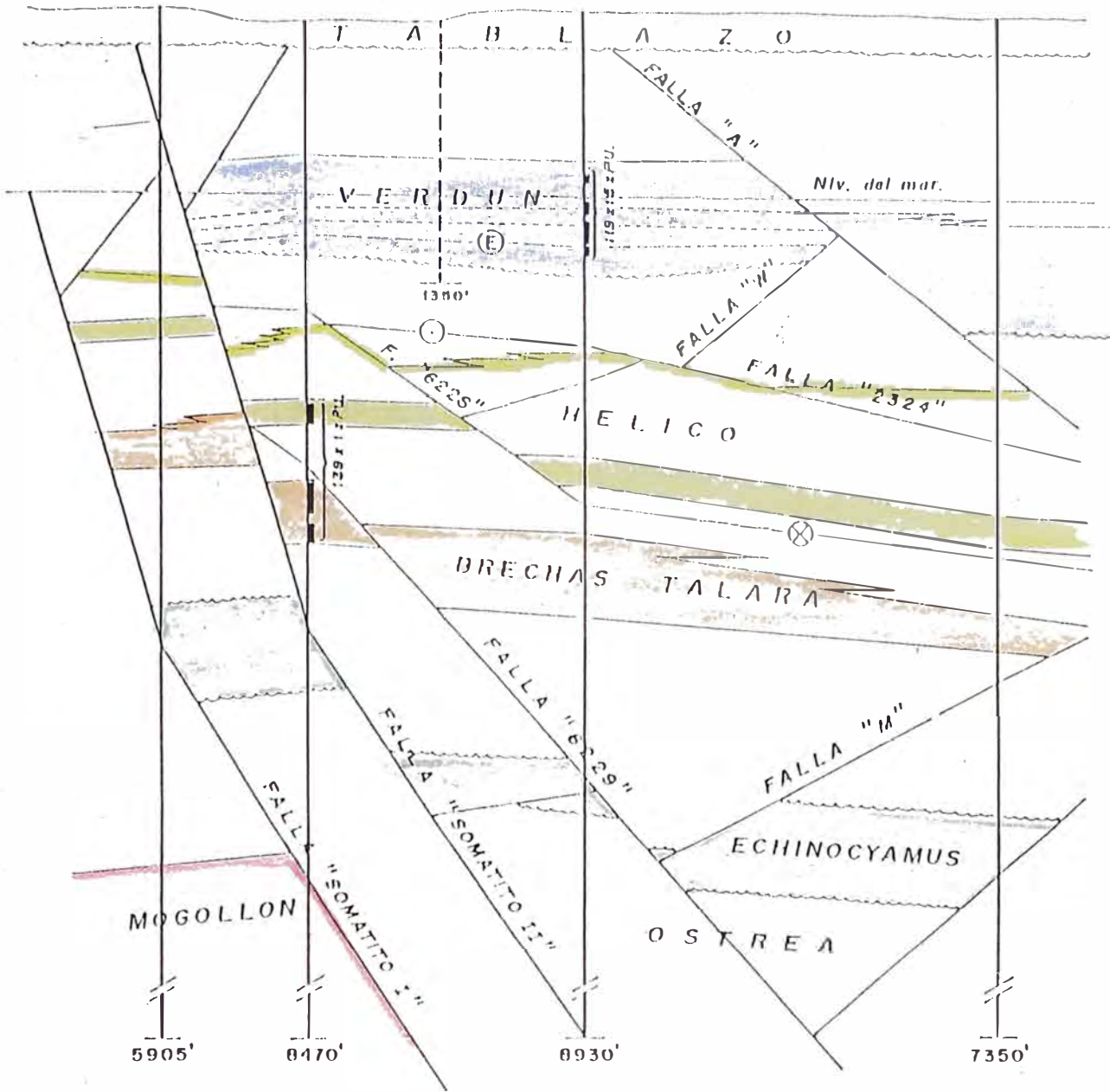
7184

6228

P-2

2437

7146



PETROPERU S. A. LOTE X
 SUPERINT. TECNICO DE PETROLEO
 DPTO. DE GEOLOGIA
 YACIMIENTO LAGUNA SUR
 SECCION ESTRUCTURAL D-D'

ESCALA 1:10,000

Autor : W. ESPINITU B. EL ALTO Oct 95

FIGURA N° 18

leom.

E

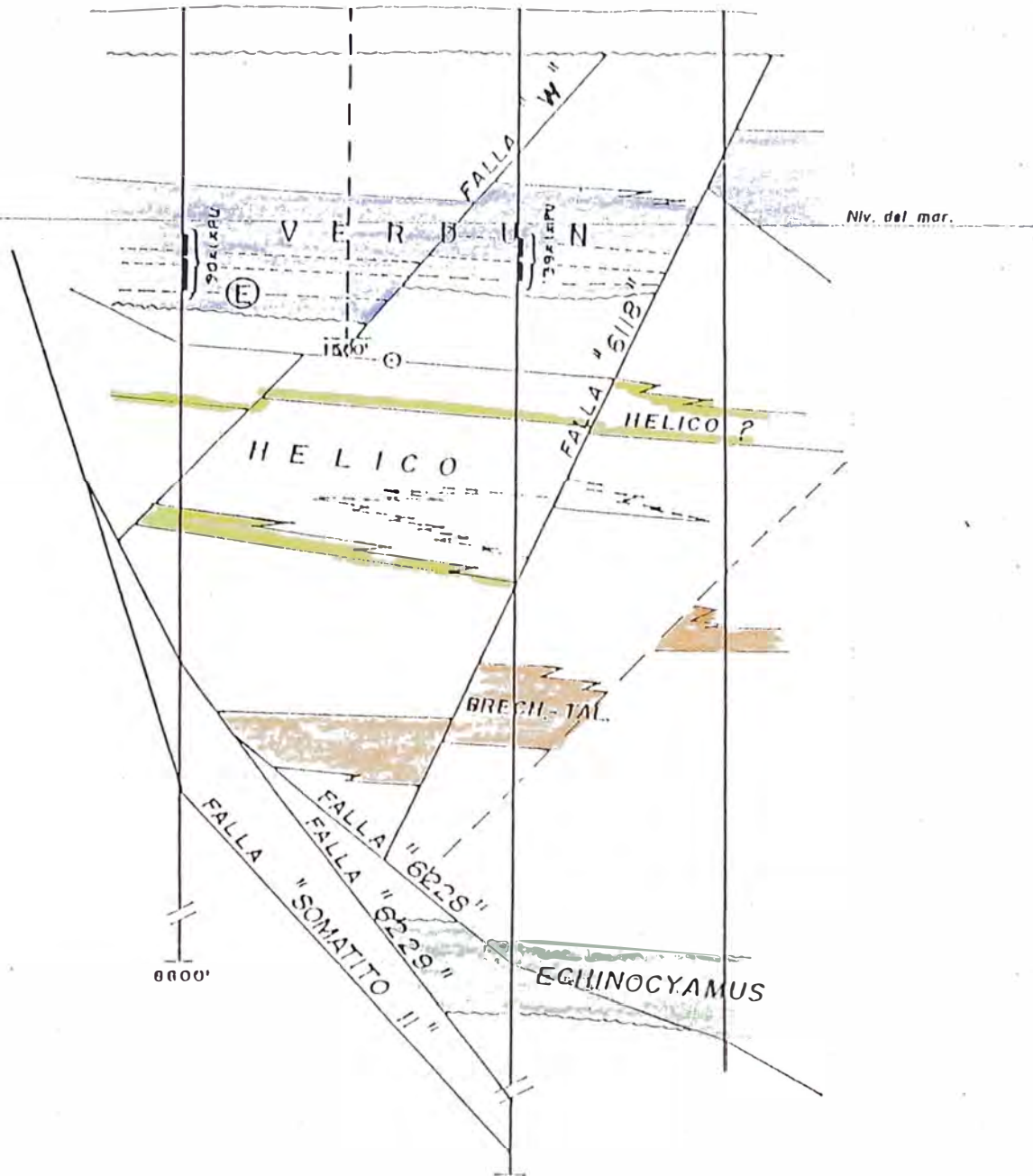
7087

P-3

6231

6118

E'



PETROPERU S.A LOTE X
 SUPERINT. TÉCNICO DE PETRÓLEO
 DPTO. DE GEOLOGÍA
 YACIMIENTO LAGUNA SUR
 SECCION ESTRUCTURAL E-E'

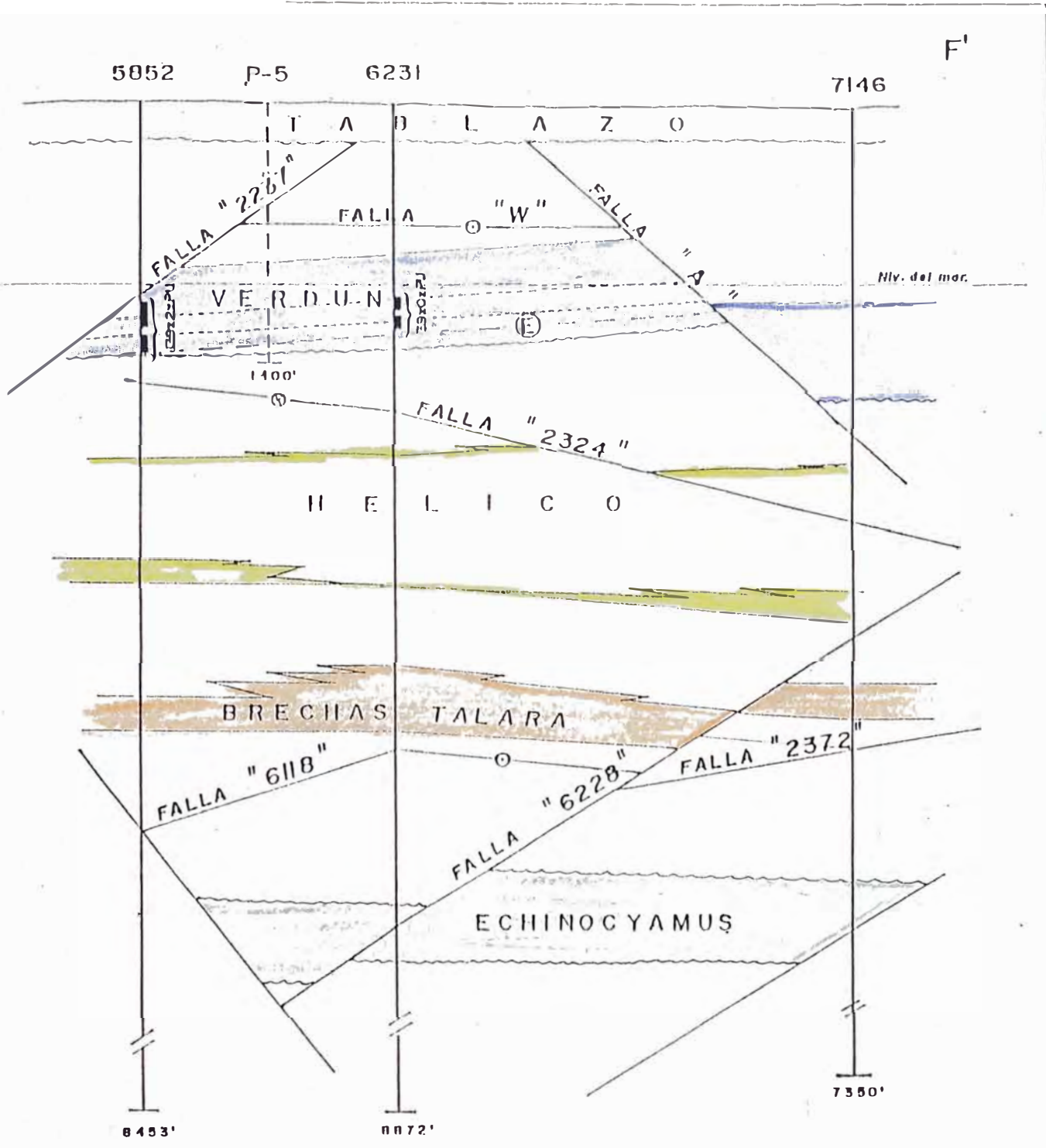
ESCALA 1:10,000

Autor: W. ESPIRITU B.

EL ALTO Oct. 95

león.

FIGURA Nº 19



PETROPERU S.A LOTE X
 SUPERINT. TECNICO DE PETROLEO
 D^OTO. DE GEOLOGIA
 YACIMIENTO LAGUNA SUR
 SECCION ESTRUCTURAL F-F'

ESCALA 1:10,000

Autor: W. ESPINOSA, B EL ALTO Oct. 95
 feon.

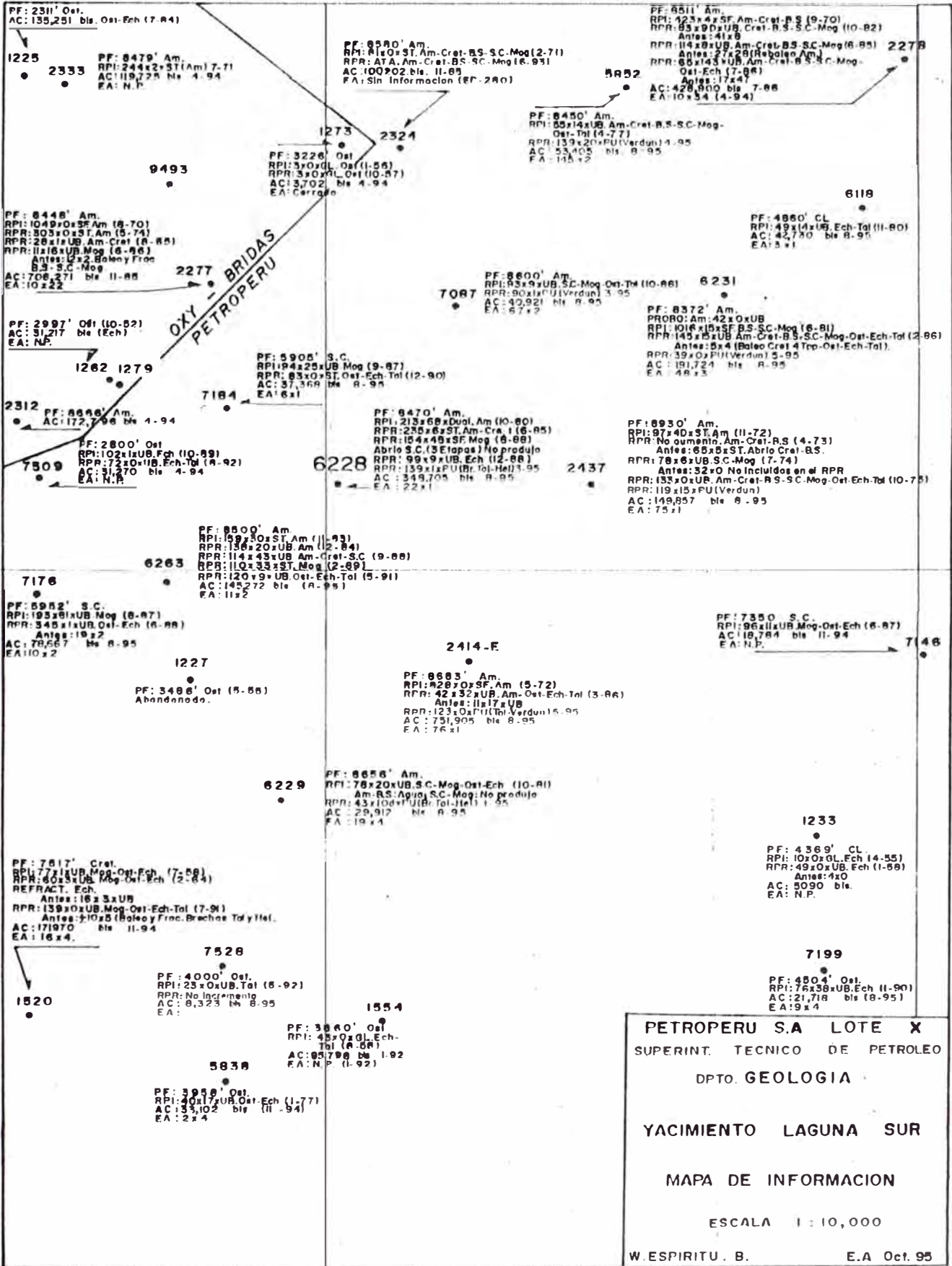
FIGURA N° 20

U

V

30

29



PETROPERU S.A. LOTE X
SUPERINT. TECNICO DE PETROLEO
DPTO. GEOLOGIA
YACIMIENTO LAGUNA SUR
MAPA DE INFORMACION
ESCALA 1 : 10,000
W. ESPIRITU. B. E.A Oct. 95
 leom.

FIGURA Nº 21

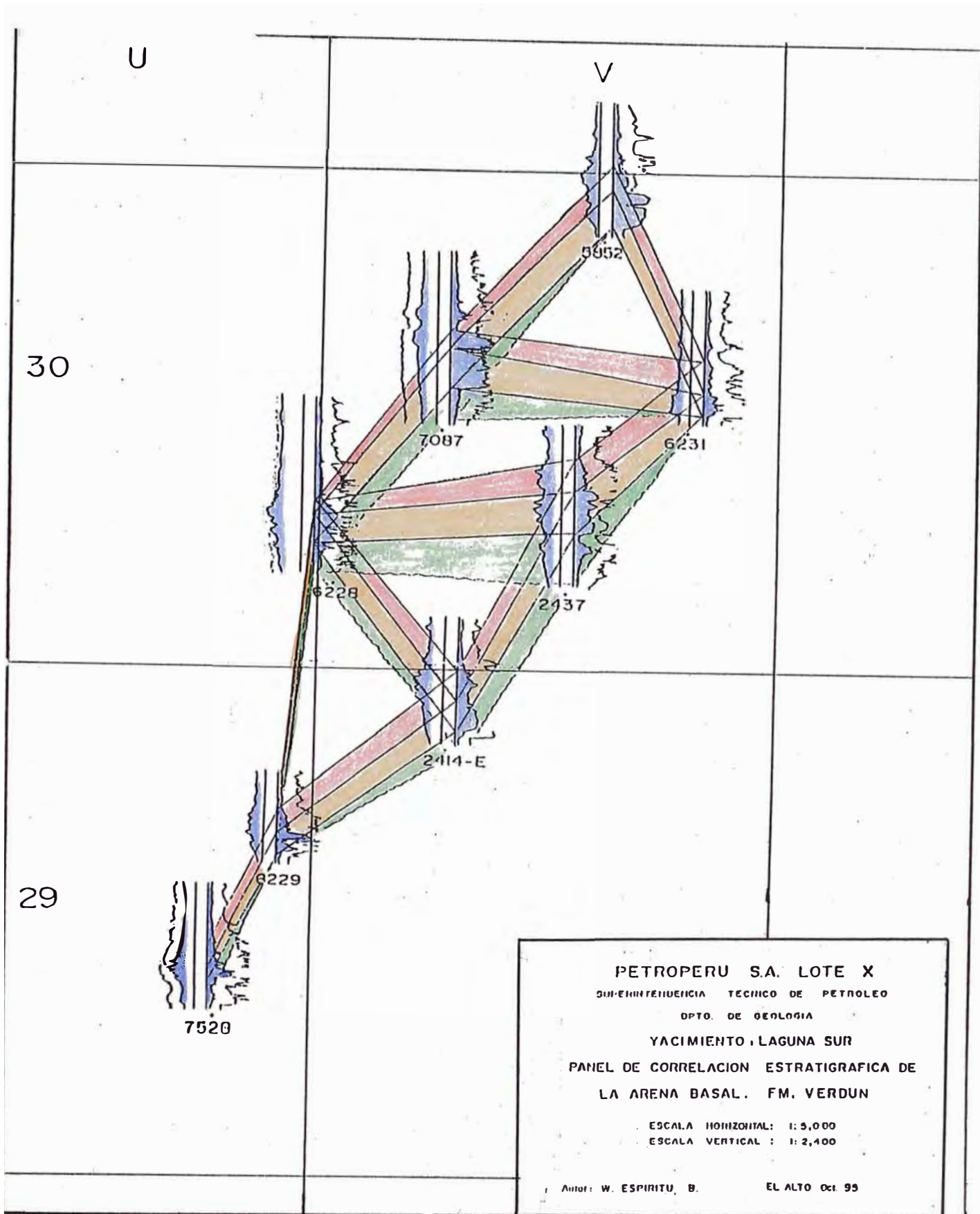


FIGURA Nº 22

POZO 1533 CALAMAR
 CROSS PLOT K v/s ϕ Fm. VERDUN

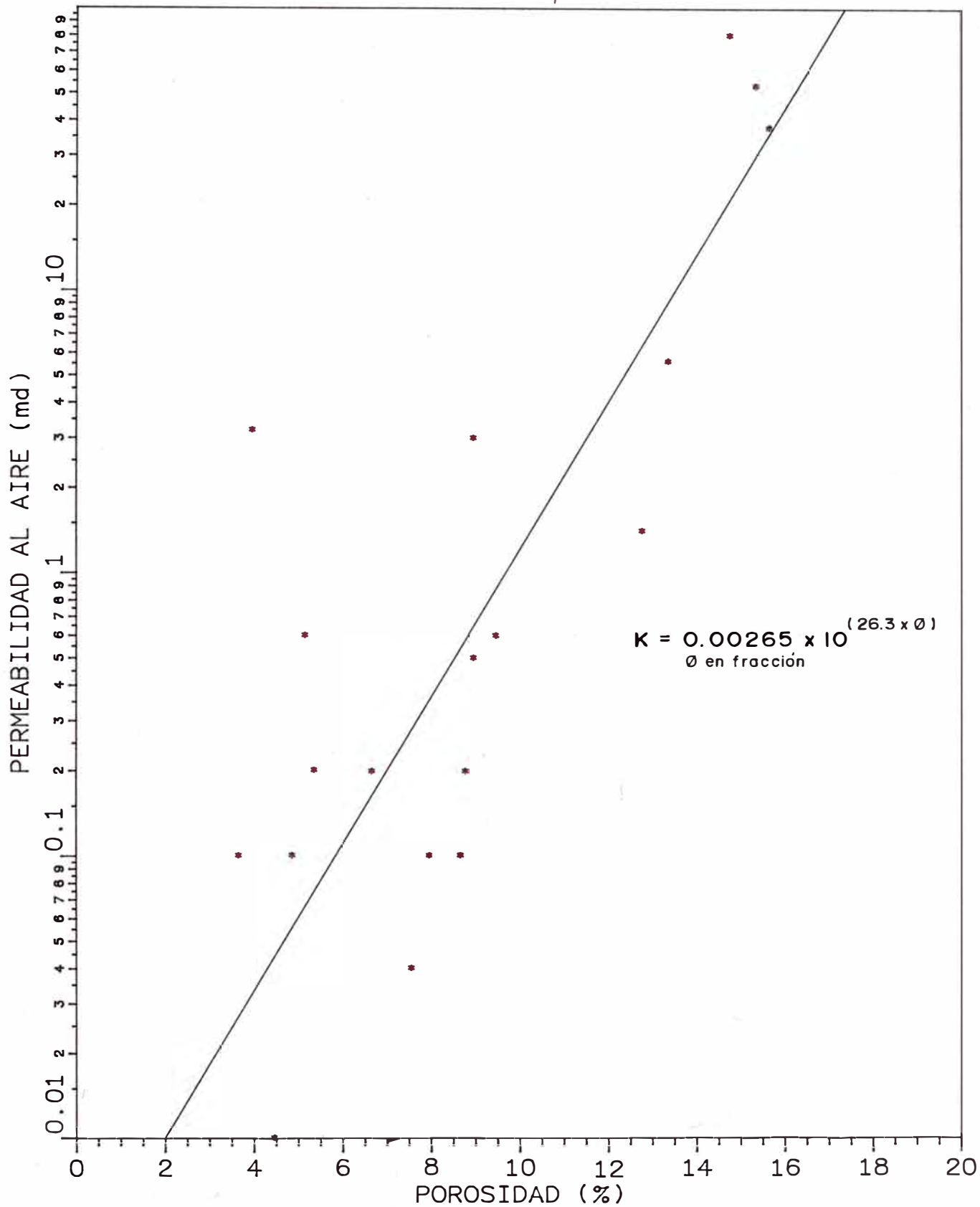


FIGURA N° 23

YACIMIENTO LAGUNA SUR
PROPIEDADES PVT - Fm. VERDUN

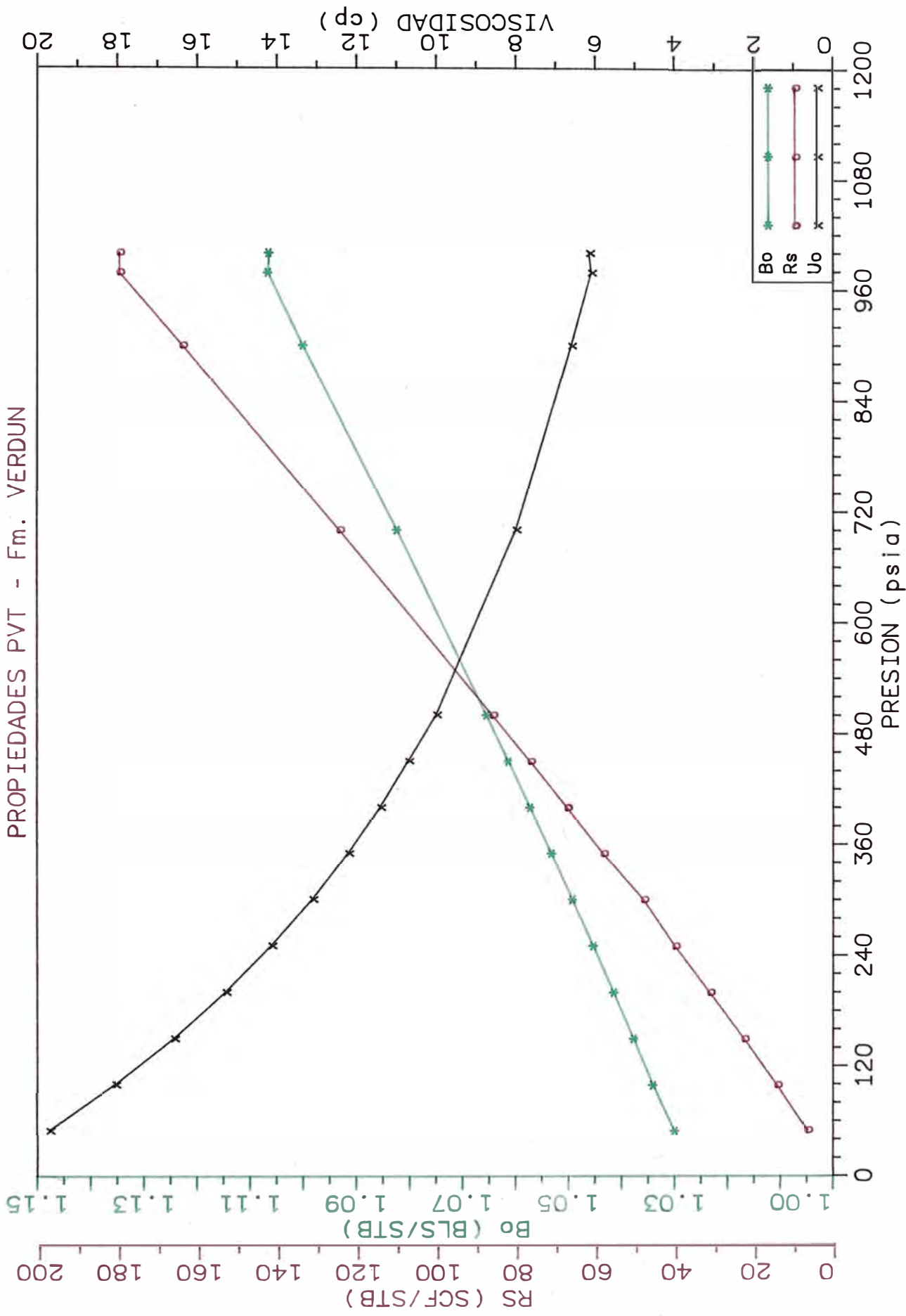


FIGURA N° 24

ESTUDIO DE SIMULACION DE RESERVIORIOS

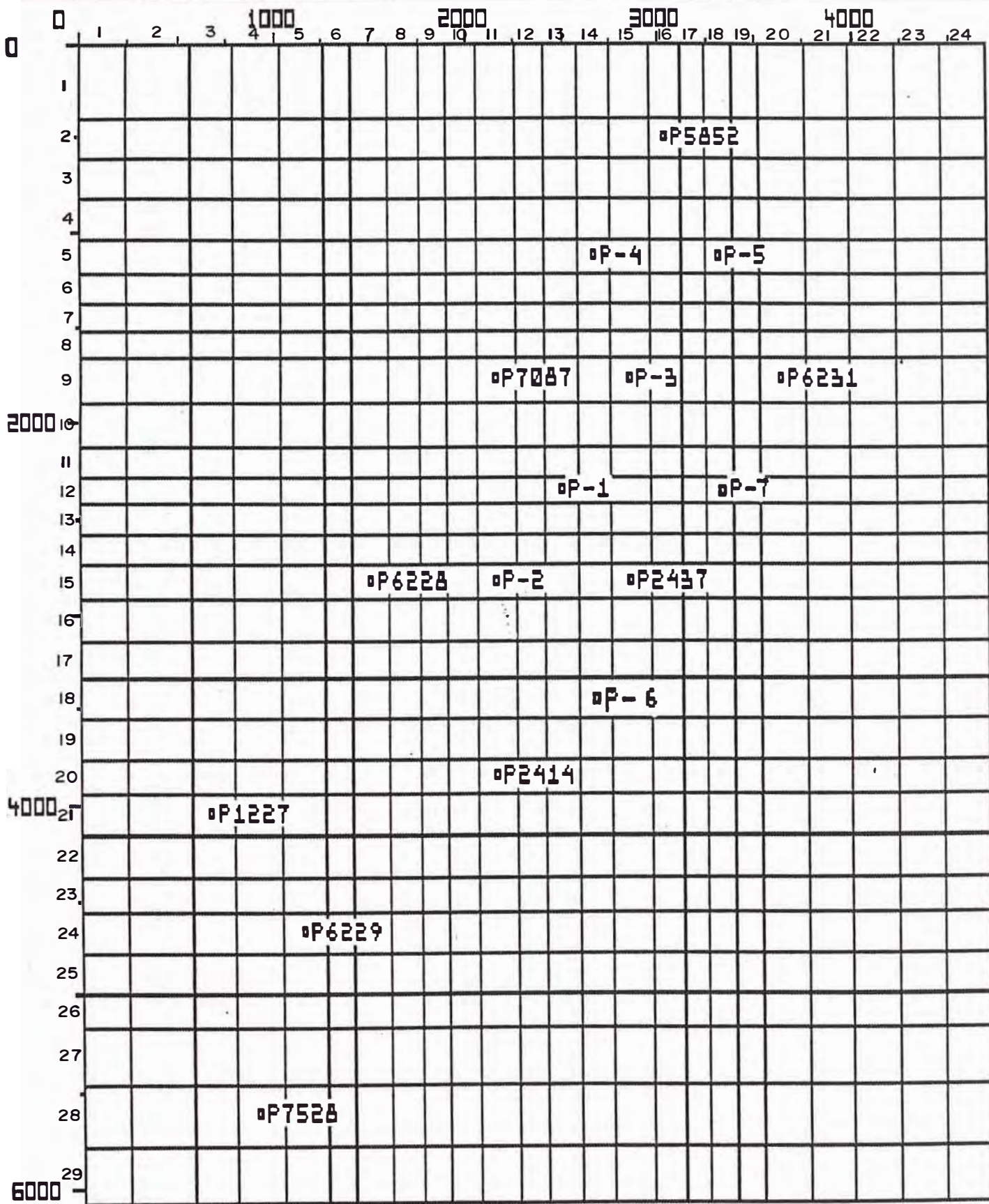


FIGURA Nº 25

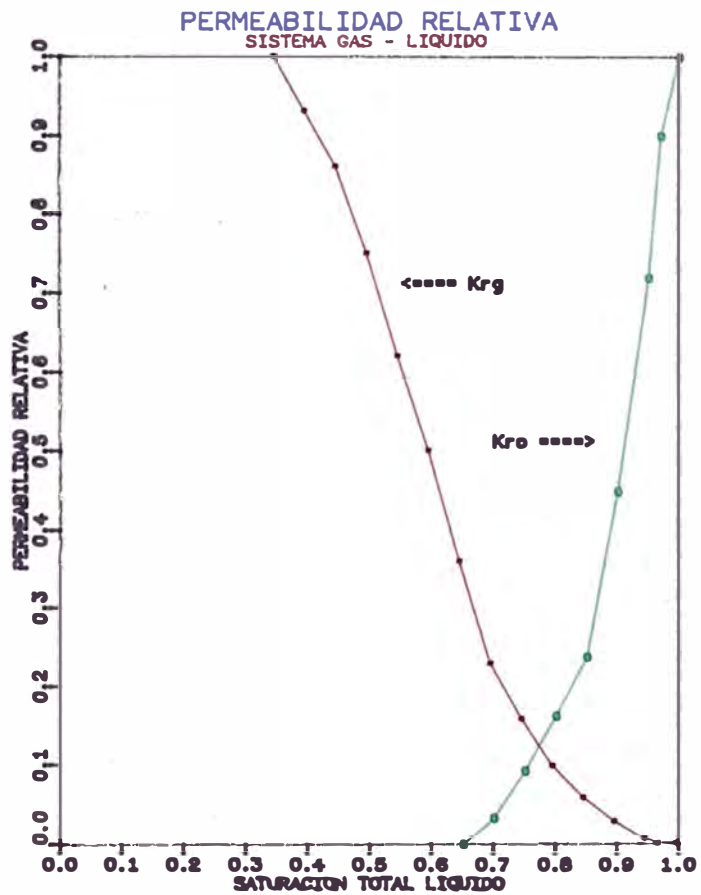
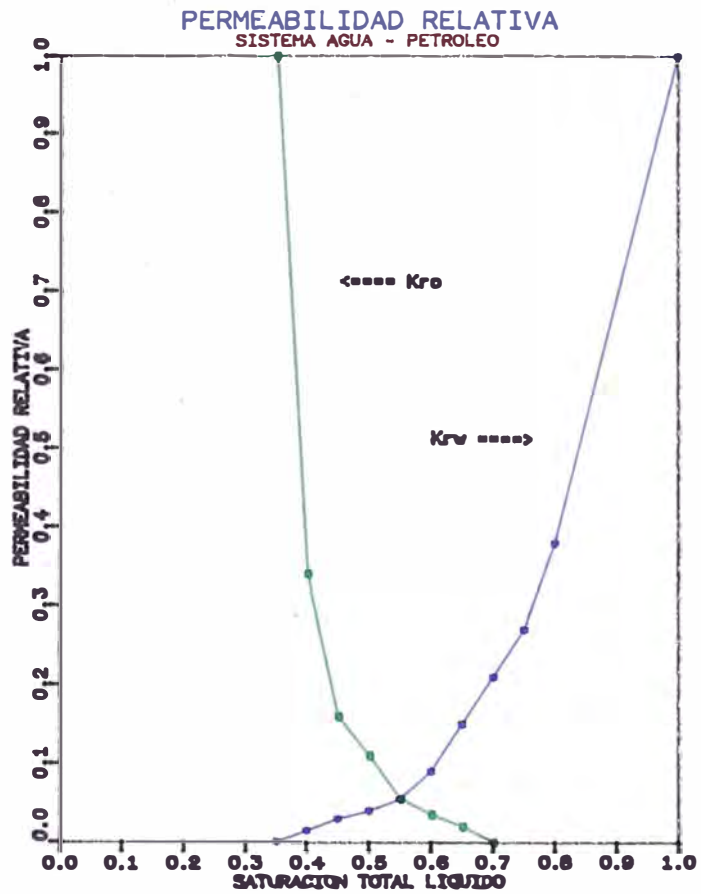
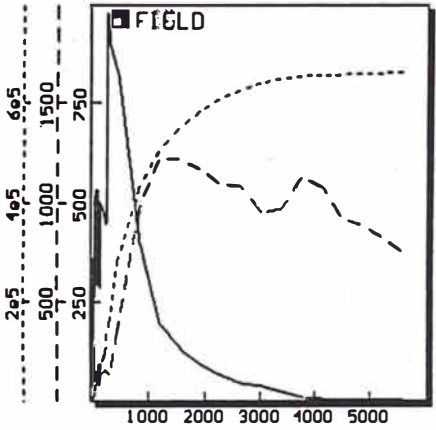
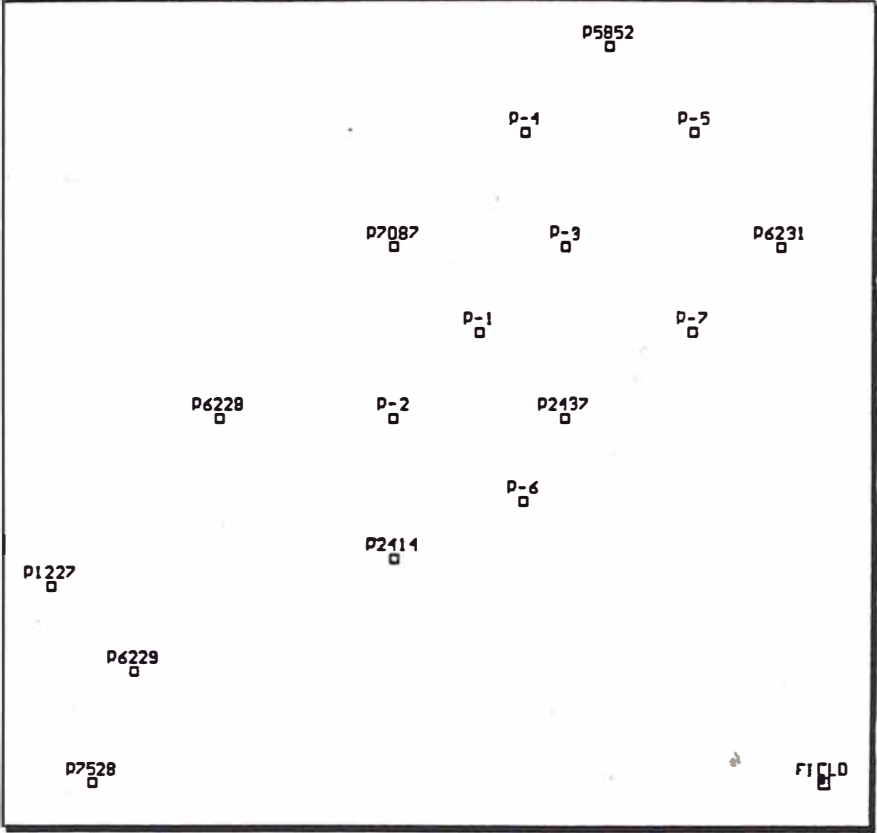
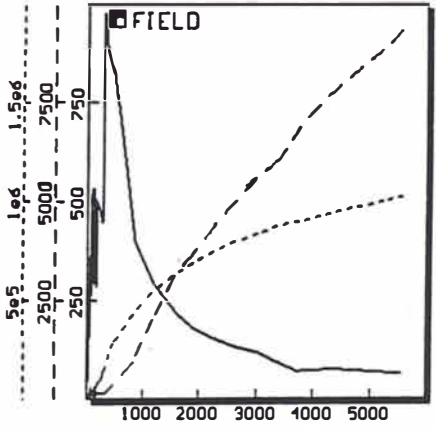


FIGURA Nº 26

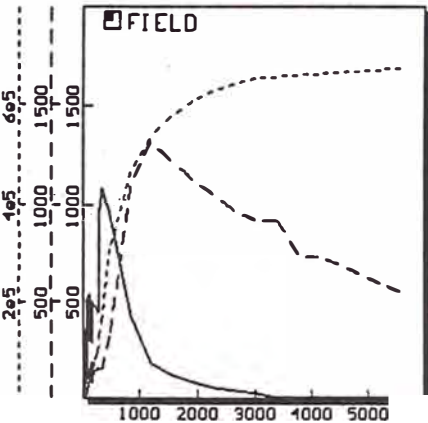
— • OIL_RATE bbl/day -- • GOR ft3/bbl --- • CUM_OIL bbl Lines: VERDUN Symbols: UER-HIS



Comportamiento productivo:
Caso Base + W.O + Perf.5 Pzs.



Comportamiento productivo:
Caso Base + W.O + Perf.5 Pzs. + Iny. Gas



Comportamiento Productivo
Caso Base + W.O + Perf.7 Pzs.

YACIMIENTO LAGUNA SUR - Fm. VERDUN

PRONOSTICO COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO BLOQUE "V"

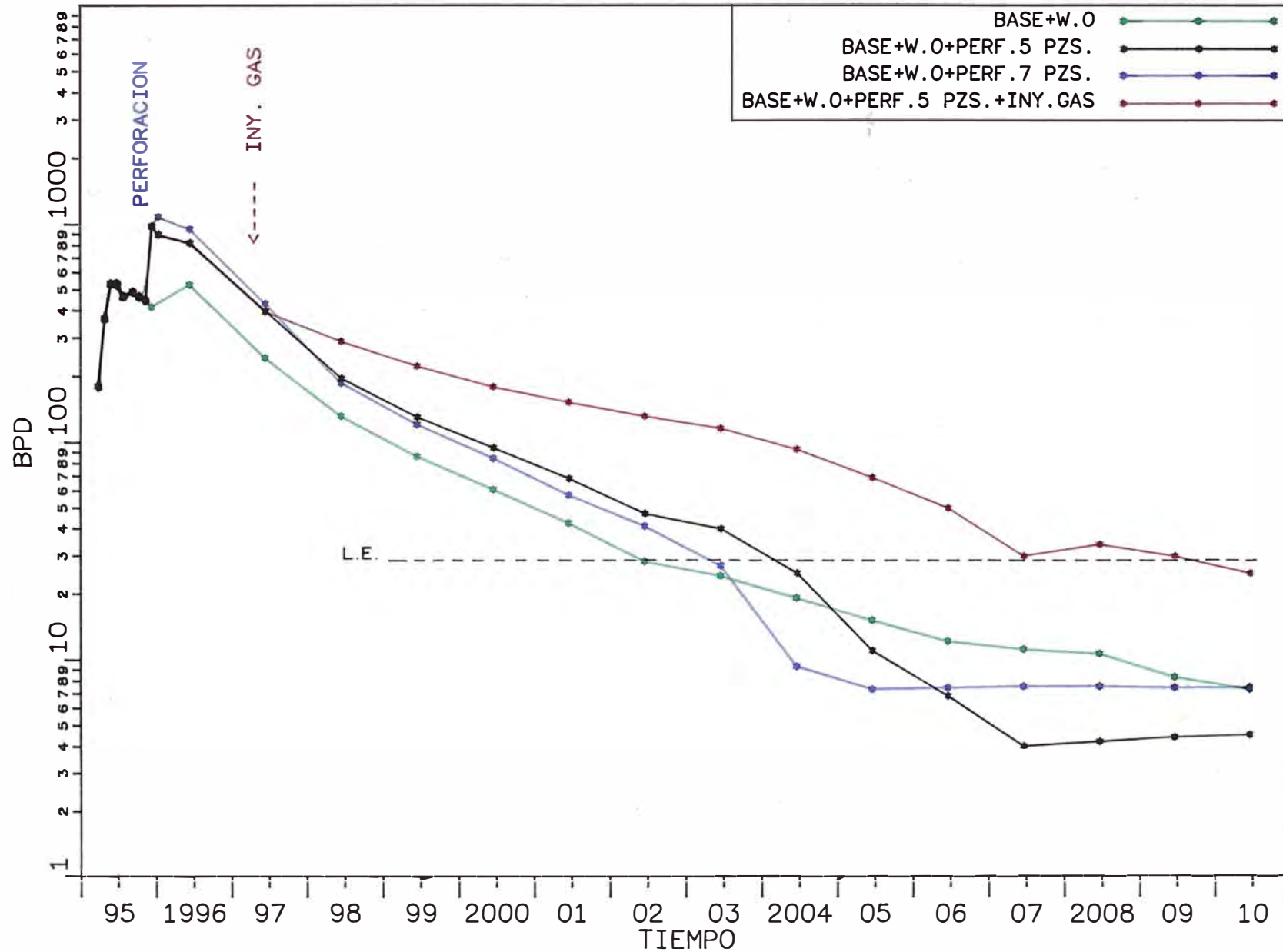


FIGURA Nº 28

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

CASO BASE + W.O + PERF. 5 PZS.

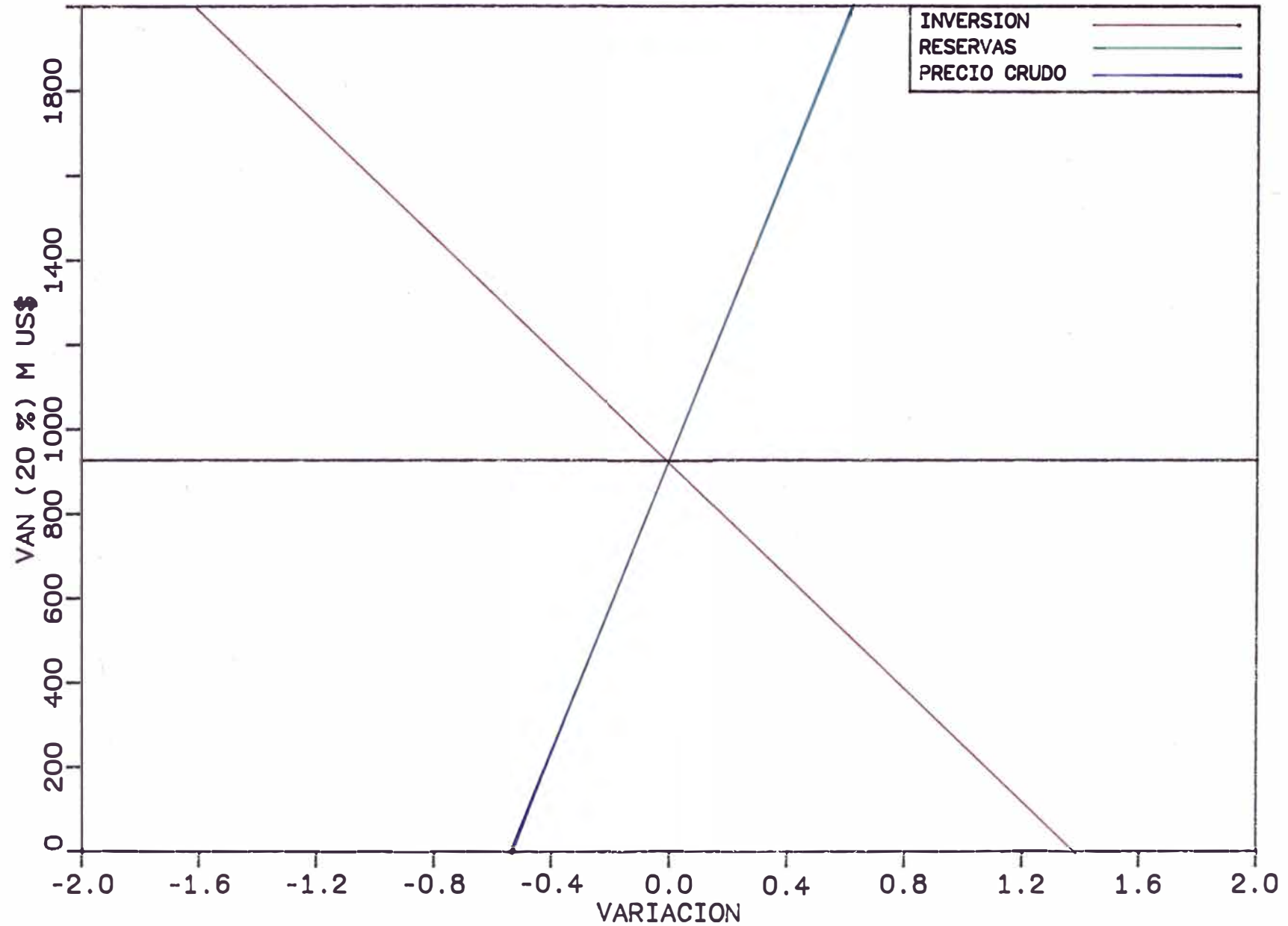


FIGURA N° 29

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

CASO BASE + W.O + PERF. 5 PZS. + INY. GAS

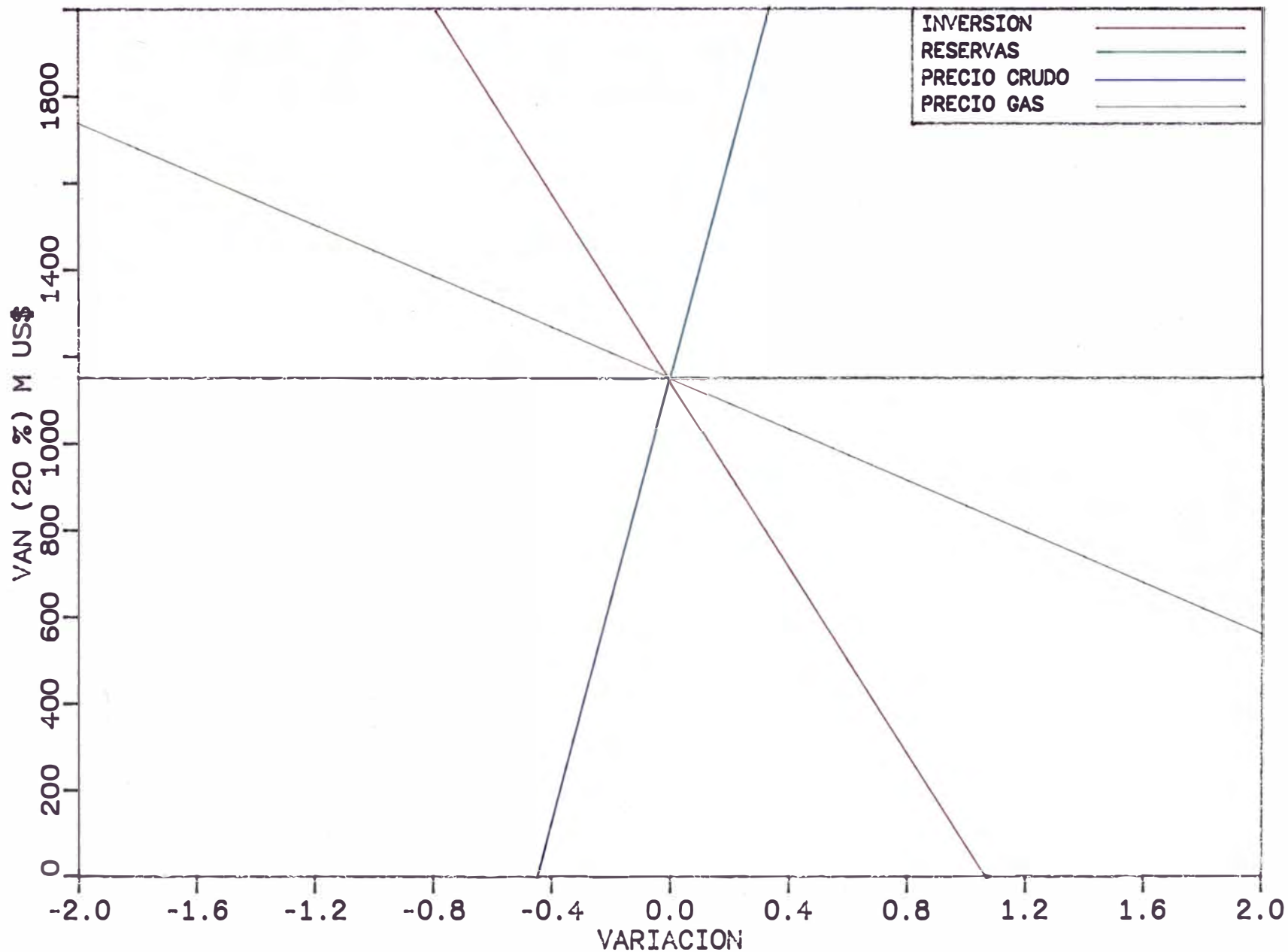
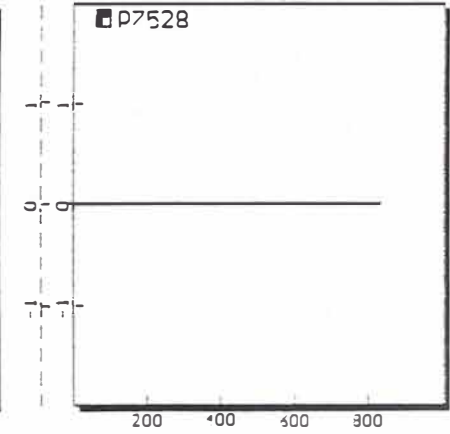
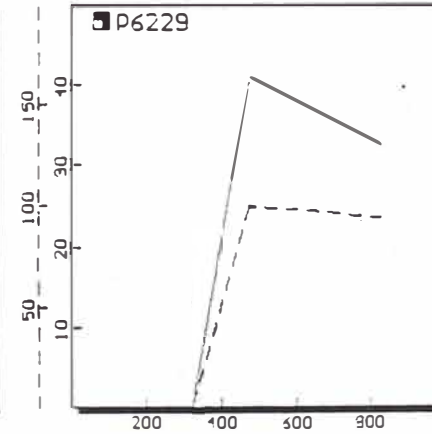
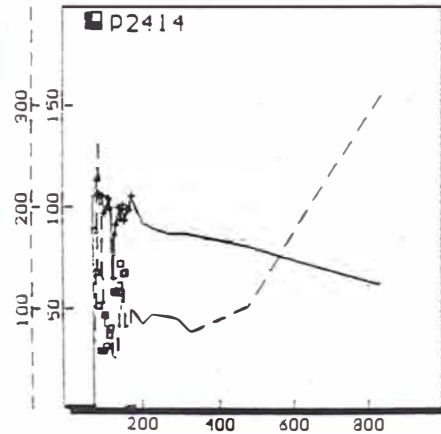
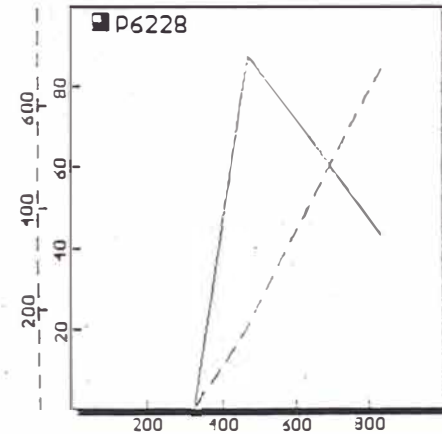
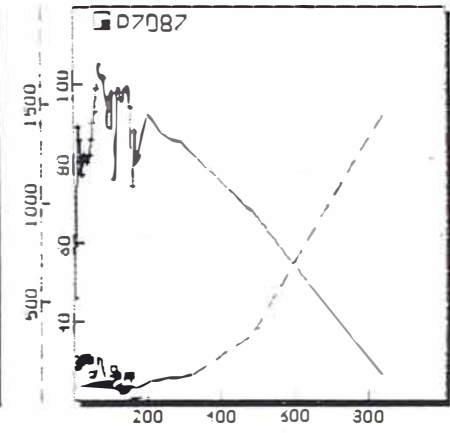
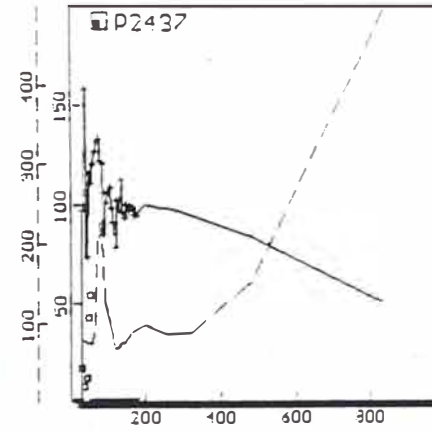
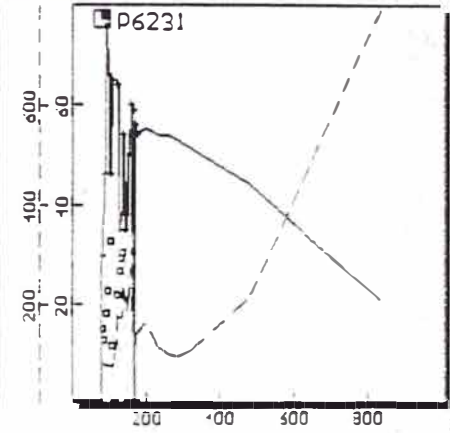
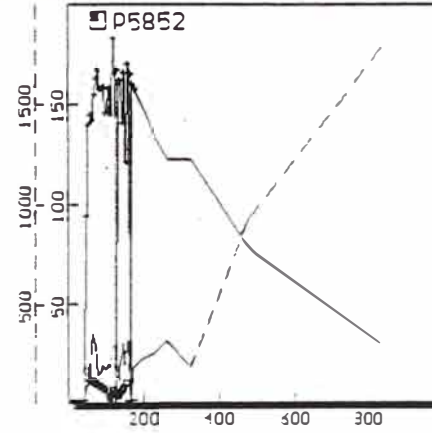
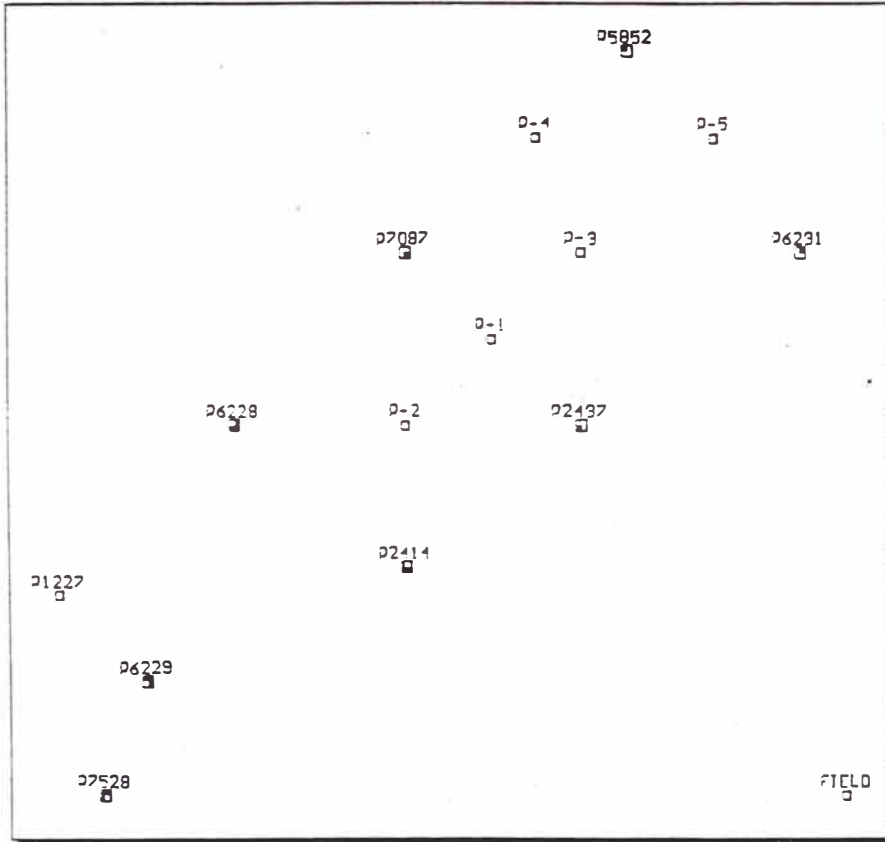
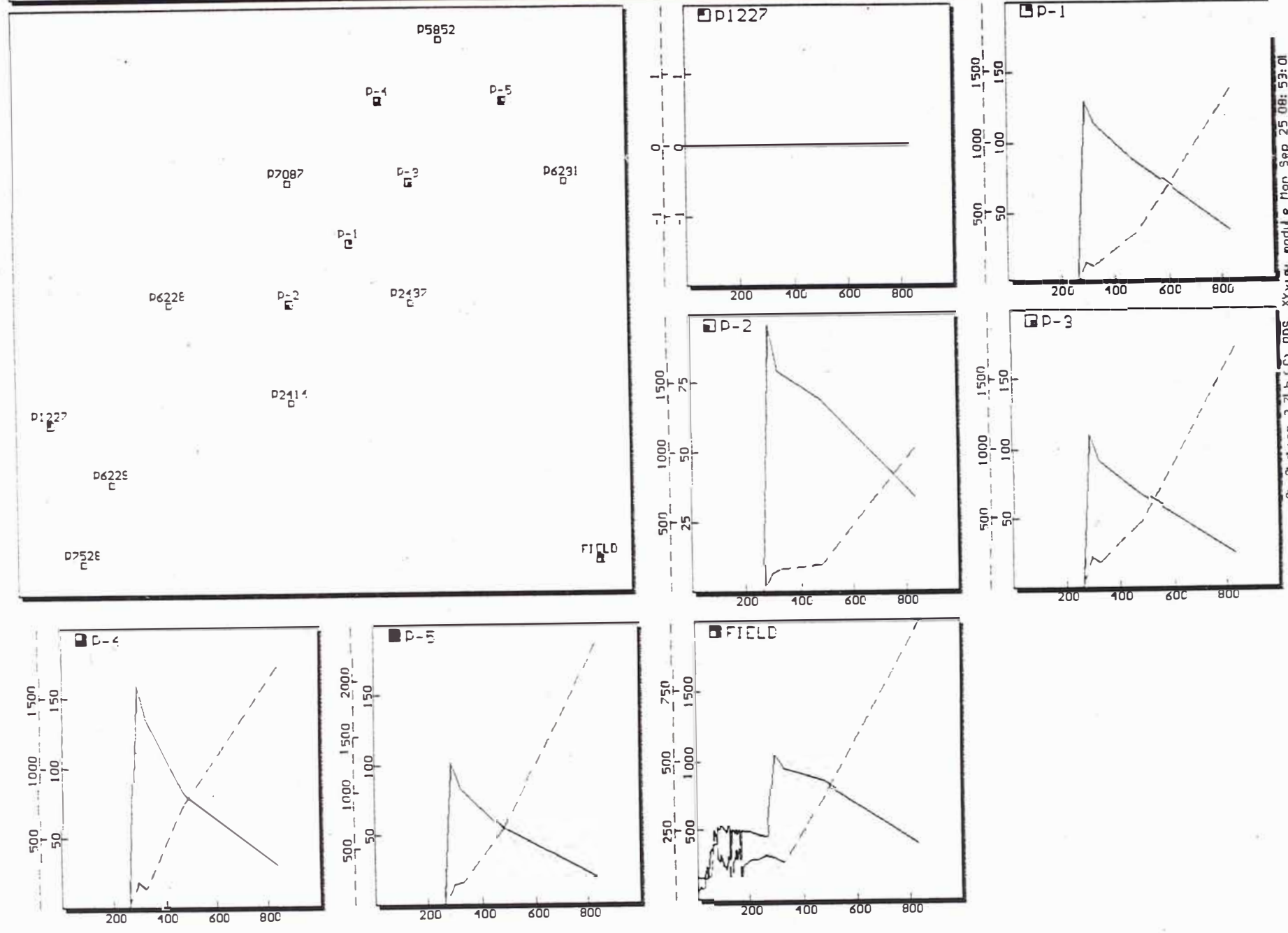


FIGURA Nº 30

— • OIL_RATE bls/day -- • GOR fr3/bls Lines: VERDUNI1 Symbols: VER-HIS



— • OIL_RATE bls/day -- ◻ GOR ft3/bls Lines: VERDUNI1 Symbols: UER-HIS



Simulation 2.71b (C) PDS. Xyview, modJ e Mon Sep 25 08:53:01

FIGURA 31 B