

DIC 12 1989

BIBLIOTECA

[Handwritten signature]

ESPOL - BIB. F.I.C.T.



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**
Facultad de Ciencias de la Tierra

*J.F.P./89.
BIBLIOTECA -
ESPOL.*

INYECCION DE AGUA EN LA
SECCION C-UNIDAD JOUGHIN
CAMPO TORRANCE, CONDADO
DE LOS ANGELES CALIFORNIA

*T
622.3382
ABA*

Informe Técnico

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO DE PETROLEO

Presentada por:

BORIS PATRICIO ABAD GUERRA, Ph. D



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Guayaquil - Ecuador

1989

A G R A D E C I M I E N T O

BIBLIOTECA

FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

A CONOCO ECUADOR POR PERMITIRME
EL TIEMPO Y SUS FACILIDADES PARA LA
PREPARACION DE ESTE INFORME TECNICO

DEDICATORIA

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FISICA
ESPOL

A LA MEMORIA DE MI HERMANO IVAN,
UN PETROLERO Y HOMBRE DE BIEN



ING. CARLOS ARNAO
Director del Informe

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en este informe técnico, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual del mismo, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

BIBLIOTECA

FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRABIBLIOTECA FIC
ESPOL

A handwritten signature in black ink, reading "Boris Patricio Abad Guerra".

.....
Boris Patricio Abad Guerra, Ph.D.

RESUMEN

El propósito de este estudio fue evaluar la posibilidad técnica y económica de extender a la Sección C la inyección de agua que se estaba llevando a cabo en la Sección B en el Yacimiento " Zona Principal ", Unidad Joughin, Campo Torrance, Condado de Los Angeles, California.



El análisis de ingeniería, la simulación numérica y el análisis económico de la expansión de la inyección de agua fueron concluidos. El petróleo y gas remanentes, después de 62 años de operación era 14.2 MMSTBO y 1.4 BSCF, respectivamente.

Se utilizó un Simulador Numérico de Petróleo Negro (BOSS) para determinar el esquema de desarrollo más adecuado para la expansión. Se estudió la sensibilidad de la recuperación final de petróleo a la configuración de los arreglos, a la localización y al número de pozos.

De este análisis se determinó que, la recuperación de petróleo era insensible a la configuración del arreglo y a la localización de los pozos, pero es muy sensible al número de pozos de producción. La Carta 14 muestra el pronóstico de la producción (con y sin riesgo) para el esquema de desarrollo propuesto.

Se estimó que la recuperación de petróleo sería 1.8 MMSTB y 187 MMSCF (10.1 % POES, 100 % I.T., y 85 % de probabilidades de éxito) para dos arreglos (Plan C).

La inversión total sería U. S. \$ 7086 M (Superior Oil, \$ 3158 M I. T.), y el tiempo de recuperación de la inversión sería 2.2 años. Superior Oil participa en este proyecto con un Interés de Trabajo (I.T.) de 44.56349%, y con un Interés Neto (I.N.) de 37.179%



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

I N D I C E G E N E R A L

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	X
INDICE DE TABLAS	XI
INDICE DE MAPAS	XII
INTRODUCCION	13
I. EL YACIMIENTO ZONA PRINCIPAL	14
1.1 Geología	14
1.2 Recuperación Primaria	15
1.3 Operaciones de la inyección de agua	15
II. EXPANSION DE LA INVASION CON AGUA	20
2.1 Evaluación de ingeniería	20
2.2 Simulación numérica	22
2.3 Economía del proyecto	25
2.4 Expansión propuesta	26
III. ACTUALIZACIONES	44
3.1 Impacto de la inyección de agua dulce ...	44
3.1.1 Reacciones químicas	45
3.1.2 Evaluación del efecto	47
3.1.3 Economía	50
3.2 Control de los fluidos de producción e inyección en la Sección C	51
3.2.1 Revisión de algunas referencias en el control de problemas de escalas e inyección de soluciones alcalinas ...	51



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

INDICE GENERAL - CONTINUACION

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	63
APENDICES	66
BIBLIOGRAFIA	88

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

I N D I C E D E F I G U R A S

	<u>FIGURA</u>
SENSIBILIDAD A LA CONFIGURACION DE LOS ARREGLOS Y A LA LOCALIZACION DE LOS POZOS	1
HISTORIA DE PRODUCCION - ARREGLO REGULAR DE NUEVE POZOS INVERTIDO	2
HISTORIA DE PRODUCCION - CONFIGURACION DEL ARREGLO PROPUESTO	3
PLAN C - PRONOSTICO DE PRODUCCION	4
PLAN C - SENSIBILIDAD A LOS PRECIOS DEL PETROLEO .	5
PLAN C - SENSIBILIDAD A LOS COSTOS DE OPERACION ..	6
PLAN C - CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	7
ZONA FRONTERIZA ENTRE LAS SECCIONES B Y C	8
HISTORIA DE PRESION - YACIMIENTO ZONA PRINCIPAL ..	9



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

I N D I C E D E T A B L A S

	<u>TABLA</u>
PROPIEDADES PVT - CRUDO DE 14 GRADOS API	1
PROPIEDADES PVT - CRUDO DE 16 GRADOS API	2
PROPIEDADES PVT - CRUDO DE 18 GRADOS API	3
PERMEABILIDADES RELATIVAS	4
INYECTIVIDAD DE LOS POZOS	5
PLANES DE DESARROLLO	6
INDICADORES ECONOMICOS	7
HISTORIA DE PRESION	8
TASA DE PETROLEO	9
TASA DE AGUA DE PRODUCCION	10
ANALISIS GEOQUIMICO DEL AGUA	11
ANALISIS ECONOMICO - AGUA FRESCA VS. AGUA TRATADA ..	12
ANALISIS ECONOMICO - AGUA FRESCA VS. ALCALI	13
COSTO ESTIMADO DE LAS FACILIDADES	14



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

I N D I C E D E M A P A S

	MAPA
AREA DE LA UNIDAD JOUGHIN	1
MAPA ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO ZONA PRINCIPAL CONTORNOS EN EL TOPE DE M - 1	2
MAPA DE ISOPACAS DE LA ZONA PRODUCTIVA NETA	3
SIMULACION NUMERICA DEL YACIMIENTO - MALLA	4
PLAN DE DESARROLLO PROPUESTO	5

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

INTRODUCCION

La Sección C de la Unidad Joughin cubre una extensión de 300 acres del campo Torrance, localizado entre las ciudades de Redondo Beach y Wilmington, en el Condado de Los Angeles, California, (Mapa N. 1). El área de Joughin ha producido petróleo desde 1923. En septiembre 1 de 1964, Superior Oil y la Standard Oil de California unificaron sus propiedades para formar la Unidad Joughin.

En diciembre de 1971 se inició la inyección periférica de agua fresca. Se inyectaban 43.000 barriles de agua a través de 16 pozos. La inyección de agua con arreglos se se inició en 1980, y se limitó a la Sección B.

La actividad en la Sección C se había limitado a producción primaria y a la inyección periférica de agua. En mayo de 1983, se producían ocho barriles de petróleo de toda la Sección C (Pozo 18-F).

Para estudiar la posibilidad técnica y económica de extender la inyección de agua a la Sección C, se utilizó un simulador numérico de petróleo negro - BOSS. Se estudió la sensibilidad de la recuperación final de petróleo a la configuración de los arreglos, a la localización y al número de pozos.

Finalmente se estudió el impacto que la inyección de agua fresca en la Sección C, podía tener en el proyecto de recuperación mejorada que se estaba llevando a cabo en la Sección B de la Unidad Joughin.



BIBLIOTECA FIL
ESPOI

I. EL YACIMIENTO ZONA PRINCIPAL

1.1 Geología

El Campo Torrance es un anticlinal que se extiende del nor - oeste al sur - este, con un eje que se sumerge aproximadamente tres grados hacia el sur - este. El centro del campo está aproximadamente 17 millas al sur y cuatro millas al este de Los Angeles. Las zonas productivas de la Unidad Joughin son: Tar, Ranger, Principal y Del Amo. Las zonas Tar y Ranger corresponden al Plioceno Inferior tras que las zonas Principal y Del Amo son del Mioceno Superior.

La producción acumulada de todas las zonas al 1 de enero de 1980 era 35.6 MMSTBO. El yacimiento más prolífico es el Zona Principal y es responsable por el 96% de la producción acumulada.

El yacimiento se encuentra a una profundidad promedio de 3560 pies, con 400 pies de arenas lenticulares mediana a pobremente consolidadas, con intercalaciones de arcillas de varios espesores. El espesor promedio de la arenisca productiva es 100 pies.

Los Mapas 2 y 3 muestran el tope estructural y el mapa de isópacas respectivamente. La gravedad del petróleo es relativamente alta, variando entre 13.4 grados API en los extremos y 25 grados API en el centro del eje. La fuente principal de energía



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

antes que se inicie la inyección de agua era el gas en solución, con algo de influjo de agua.

1.2 Recuperación Primaria

La producción en la Joughin se inició en 1923, cuando Sentinel Oil Company completó el primer pozo, el Joughin N. 1, con una producción inicial de 1200 barriles por día. La producción de todas las zonas de Joughin alcanzó su máximo en 1925, con 8100 BOPD. Para 1964 se había producido 28.4 MMSTBO y la producción había declinado a 1134 STBO. El mecanismo de producción había sido una combinación de gas en solución y un influjo de agua moderado.

El 1 de septiembre de 1964, La Standard Oil de California y La Superior Oil consolidaron sus propiedades para formar la Unidad Joughin, e iniciar inyección de agua, en el yacimiento Zona Principal basados en los resultados favorables del proyecto piloto que se había realizado previamente. Para 1971, previo al inicio de la inyección de agua la producción había declinado a 461 STBO/D, y la producción acumulada había alcanzado 29.945 M

1.3 Operaciones de la Inyección de Agua

La inyección de agua en las Secciones A, B y C de la Unidad Joughin se inició en diciembre de 1971. Se empezó a inyectar agua fresca en la periferia



BIBLIOTECA FIL

ESPOL

del yacimiento Zona Principal con una tasa inicial de 43.000 barriles por día, a través de 16 pozos y con una presión promedio de inyección en la superficie de 1600 lpc. Los perfiles de inyección que se corrían periódicamente, indicaban que existía una distribución vertical satisfactoria en los intervalos abiertos de los pozos de inyección.

Como resultado de la inyección, la tasa de producción de la Zona Principal aumentó de 461 BOPD en 1971, a un pico de 1700 BOPD en 1977. Adicionalmente, la relación Gas-Petróleo (GOR) declinó de declinó de 900 SCF/STB antes de la inyección, a 150 SCF/STB.

En enero de 1980 la Unidad tenía 42 pozos productores activos, 12 inyectores activos y 17 pozos cerrados. La tasa de inyección había declinado a 21.0000 barriles de agua por día (BWPD), con una producción promedio por día de 1650 STBO, y 14.400 BWPD. A junio de 1980, la producción acumulada en la Zona Principal era 32.4 MMSTBO.

Los estudios de ingeniería, así como la respuesta del yacimiento indicaban que la recuperación de petróleo debida a la inyección de agua en la periferia sería 35.2% del Petróleo Originalmente en el sitio (POES), porcentaje que fue considerado muy reducido. La razón principal de la baja recuperación de petróleo se atribuyó a



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

eficiencia de desplazamiento, resultado de la estratificación del yacimiento y a las grandes variaciones de permeabilidad existentes en el yacimiento Zona Principal.

En 1980 se iniciaron estudios para desarrollar una técnica de recuperación mejorada (EOR) aplicable al yacimiento Zona Principal. Se concentró el esfuerzo en la Sección B, que había tenido una mejor respuesta a la inyección de agua. El 14 de agosto de 1980, La Superior Oil, obtuvo un certificado del Departamento de Energía, para realizar en la Unidad Joughin, una invasión con soluciones alcalinas (soda caústica).

En septiembre de 1980, se inició un programa de perforación de relleno, para convertir la invasión periférica de agua que se estaba llevando a cabo en la Sección B, a una con arreglos invertidos de nueve pozos. La inyección del fluido de tratamiento (preflush) se inició en julio de 1981. Se estimó que la recuperación de petróleo con los arreglos invertidos sería 40% POES. La actividad en la Sección C se limitó a recuperación primaria y a la invasión periférica de agua. A finales de 1982, la recuperación primaria y por invasión periférica de agua, en la Sección C, era 3.7 MMSTB de petróleo y 2.500 MMSCF de gas.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



THE WORKS

AREA

- Original and Boundary
- and other
- Building Footprint
- For Major and secondary
- ▲ and other
- △ and other
- ▽ and other
- Proposed Roadway
- Proposed Boundary



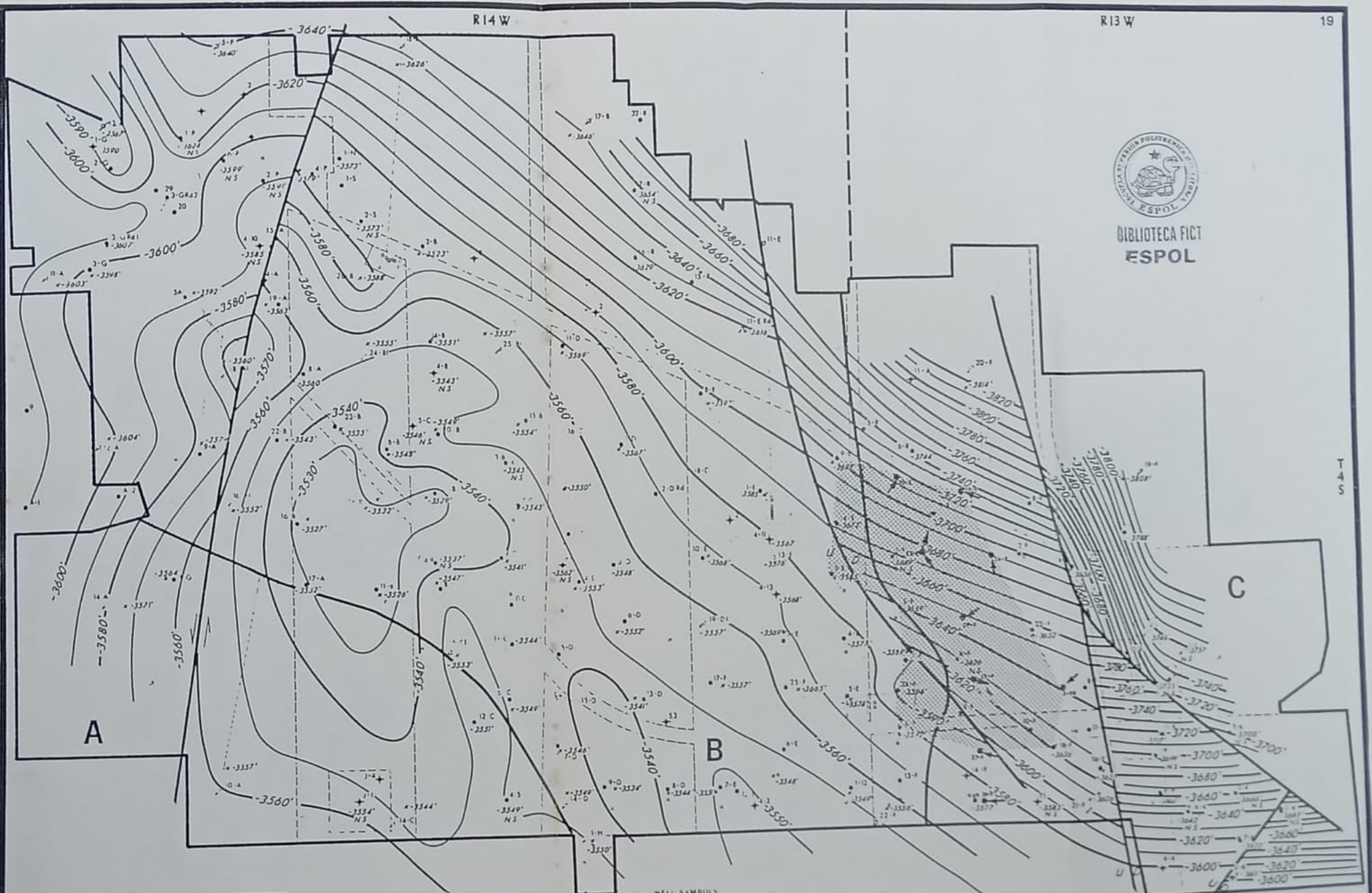
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

THE SUPERIOR OIL COMPANY

Scale 7 1/2" = 400'	Sheet No. 132 W
DATE DEC 1922	WORKS 4 132-13
AREA DE LA UNIDAD JOUGHIN	
TERRACE BL FIELD LOS ANGELES CO CALIF	



BIBLIOTECA FICT
ESPOL



T
4
S

A

B

C

JOUGHIN UNIT
 TERRANCE OR FIELD - SAN JUAN COUNTY - CO. R14 W

SUPERIOR — WESTERN DIVISION

MAPA ESTRUCTURAL DEL
 YACIMIENTO "ZONA PRINCIPAL"
 CONTORNOS EN EL TOPE DE M-1

BY RAW-D.L.M. SCALE 1"=300'
 DATE 2-1-31 C.I. 10
 CHECKED DRAWN BY
 DATE DRAWING NO

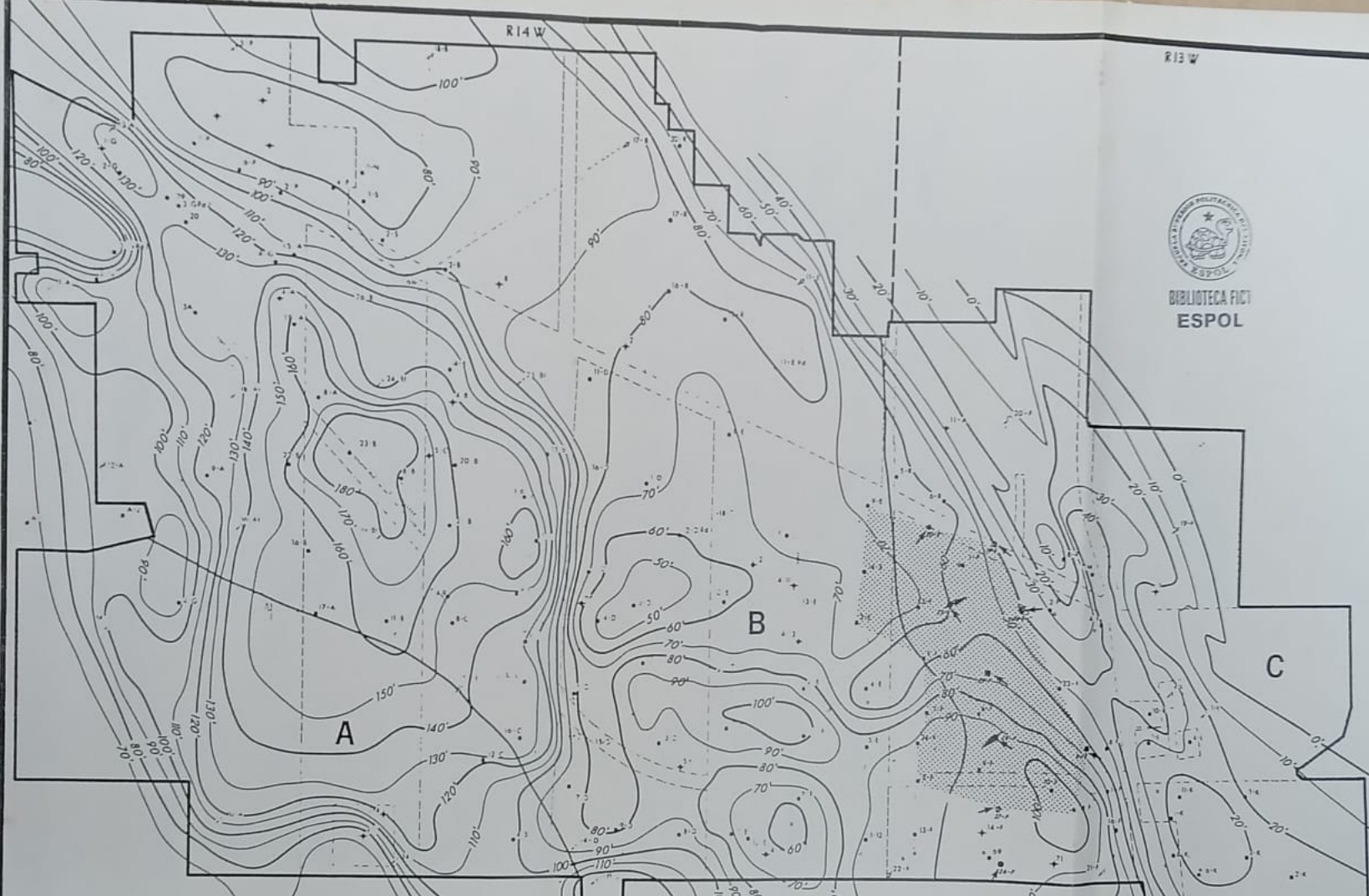
- WELL SYMBOLS
- Location of Well
 - Temporary Abandoned
 - Well
 - Abandoned Well
 - Casing Head
 - Abandoned Casing Head
 - Casing Collar
 - Abandoned Casing Collar
 - Casing Head with Plug
 - Casing Collar with Plug
 - Proposed Producer
 - Proposed Injector



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

T
4
S

R14 W



JOUGHIN UNIT
TERRACE CIL FIELD, LOS ANGELES COUNTY, CALIFORNIA
SUPERIOR — WESTERN DIVISION

**MAPA DE ISOPACAS
DE LA
ZONA PRODUCTIVA NETA**

BY: HAWORTH/NGUYEN	SCALE: 1"=400'
DATE: 7-81	C: 10
CHECKED:	DRAWN BY:
DATE:	DRAWING NO:



- WELL SYMBOLS**
- 10' - 20' - 30' - 40'
 - Temporarily Abandoned
 - U. Well
 - Abandoned U. Well
 - Abandoned Gas Well
 - Abandoned Gas Well with U. Well
 - Abandoned Well with Gas
 - Dis. Well with Gas
 - Dis. Well with Water
 - Injection Well
 - Abandoned Well

- ➔ Proposed Producer
- ➔ Proposed Injector

II. EXPANSION DE LA INVASION CON AGUA.

2.1 Evaluación de ingeniería

La Sección C esta formada por tres parcelas, la F, la K y la parcela L. La información geológica existente muestra que un sistema de fallas separa estas parcelas en tres secciones diferentes del yacimiento Zona Principal (Mapa 2).

La Parcela K contiene crudo de 14 grados API, mientras que las parcelas F y L tienen crudo de 16 - 18 grados API, por lo que para el estudio se consideraron tres regiones PVT (Presión - Volumen - Temperatura). Las Tablas 1,2 y 3 muestran las propiedades de los tres tipos de crudo utilizados en el estudio. Las tres parcelas fueron caracterizadas con un solo tipo de roca. La Tabla 4 muestra a información de permeabilidades relativas utilizadas en el estudio.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Se estimó que el petróleo original en el lugar era 17.9 MMSTB y 3.9 BSCF de gas. En diciembre de 1982, quedaban 14.2 MMSTBO de petróleo y 1.4 BSCF de gas en el yacimiento. La presión promedio en la Sección C era 1560 lpc, y se habían inyectado 24 millones de barriles de agua a través de los pozos 21 - F, 2 - L, 3 - L, 19 - F y 20 - F. La producción acumulada de agua era seis millones de barriles, mientras que 13 millones de barriles de

agua habían migrado hacia la Sección B o hacia alguna de las propiedades vecinas. Esta información fue obtenida luego de simular 62 años de la historia de producción (History Matching). El volumen de 24 millones de barriles de agua inyectados, es menos que un volumen poroso del yacimiento en la Sección C y considerando las variaciones regionales de permeabilidad, es fácil comprender que existía aún una gran cantidad de petróleo por recuperar. Revisando la historia de inyección de los pozos mencionados anteriormente (Tabla 5), era prudente decir que la inyección de agua en la Sección C no sería un problema, pues la inyectividad de estos pozos -2 BBl/lpc, es similar a la inyectividad de los pozos " E " de la Sección B. Debido a la estratificación del yacimiento Zona Principal, a las diferentes gravedades de los crudos, y debido a la anisotropía del yacimiento, el agua se había desplazado muy irregularmente.

Los estratos más permeables habían sido barridos más eficientemente por el agua, causando una eficiencia de barrido muy irregular. Estas consideraciones, así como la historia de la invasión con agua de la Sección B, indicaban que la clave para tener éxito en la Sección C, era mejorar la eficiencia de la invasión con agua a través de una cuidadosa completación de los pozos de inyección y de producción.



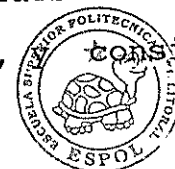
BIBLIOTECA FIG
ESPOL

2.1 Simulación numérica

El propósito de la simulación numérica del proceso fue estimar la recuperación de petróleo que se podría obtener de la Sección C, si se expandía la invasión con agua que se estaba llevando a cabo en la Sección B. Además, se deseaba investigar la sensibilidad de la recuperación a la configuración de los arreglos de inyección, a la localización y al número de pozos.

La predicción de la recuperación se hizo utilizando un modelo numérico del yacimiento, y el Simulador BOSS de Scientific Software. Este modelo duplicó con éxito 62 años de historia de producción en toda la Unidad Joughin. Consistía de una malla (X-Y-Z) de 29 X 18 X 1 bloques, cada bloque de la malla tenía 400 X 400 pies, tomaba en cuenta la migración de fluidos entre las diferentes partes del yacimiento, ^{consideraba} cinco crudos distintos.

El modelo descrito anteriormente, ^{estaba} ~~estaba~~ diseñado para pronosticar la recuperación de petróleo en la Unidad Joughin en una forma realista, pues tomaba en cuenta a todos los pozos del campo, y duplicó con éxito 62 años de historia. Sin embargo no era adecuado para estudiar la configuración de los arreglos, y la sensibilidad a la localización de los pozos, debido al tamaño de los bloques de la



mallas (3.7 acres). Por consiguiente, para estudiar la sensibilidad de la recuperación de petróleo a la configuración de los arreglos, y a la localización de los pozos, fue necesario definir un modelo con una malla con bloques más pequeños, de 200 X 200 pies, con las propiedades de los fluidos y la roca existente al momento luego de 62 años de producción. El Mapa 4 muestra el sistema de mallas utilizado en ambos modelos.

El modelo con la malla de bloques más pequeños, utilizado para investigar la sensibilidad de la recuperación de petróleo a la configuración de los arreglos, y a la localización de los pozos, consistía de 210 bloques (15 X 14), consideraba tres regiones PVT y cubría el área que se estaba proponiendo para la expansión.

Se estudió la sensibilidad a la configuración de los arreglos utilizando cinco geometrías, tal como se muestra en la Figura 1. Una de las geometrías estudiadas era la configuración de la expansión que se proponía. La recuperación promedio de todos los arreglos considerados fue 12.8%, (de 13.5% a 10.1%).

Las Figuras 2 y 3 muestran 18 años de producción para dos arreglos regulares - invertidos de nueve pozos, y para la configuración de pozos que se estaba proponiendo. Se puede observar que la



BIBLIOTECA FICT

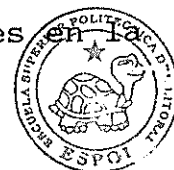
ESPOL

tendencia y forma de las curvas es casi la misma. Esto es comprensible, pues el agua fluía en este yacimiento como una fase separada. No se creaba un " bache de petróleo ", y la producción de petróleo era típica de una invasión de agua donde había ocurrido surgencia. En estos casos, la configuración de los arreglos es casi irrelevante.

Se concluyó entonces que, antes que mantener los arreglos regulares, era mas importante utilizar el mayor número posible de pozos existentes en la Sección C.

La sensibilidad de la recuperación de petróleo al número de pozos, fue estudiada utilizando el modelo con la malla de bloques más grandes, utilizado para duplicar los 62 años de historia de producción. Se consideraron cuatro planes de desarrollo, A, B, C, y D, las variantes fueron el número de pozos, y el área del campo que cubrían.

La Tabla 6 muestra un resumen de las características de cada una de los planes. La mayor recuperación se obtuvo con el Plan A, 14.15% (POES), pero este era el plan con el mayor riesgo, pues requería que se desarrollara la Parcela K y la Parcela L, las que contenían un crudo de mayor gravedad específica, y areniscas muy deterioradas, adicionalmente requería la mayor inversión. El estudio determinó que existía una relación directa



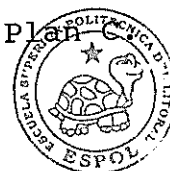
BIBLIOTECA FICT

entre recuperación de petróleo y el número de pozos. Con el Plan C que consideraba el menor número de pozos (11), se recuperaba solamente el 10.1% (POES), mientras que con el Plan A, que consideraba 24 pozos de producción, se recuperaba 14.15% (POES), con el Plan B (16 pozos de producción) 12.1%, y con el Plan D (13 pozos de producción) se recuperaba 10.7% (POES). La Figura 4 muestra la recuperación de petróleo y gas, y la producción de agua estimadas para el Plan C.

2.3 Economía del proyecto

Los cuatro planes de desarrollo estudiados fueron la base para la evaluación económica. La Tabla 7 muestra un resumen de los indicadores económicos para cada uno de estos planes. El Plan C dio la mayor tasa de retorno descontada (DCFRR), 45%, relación $P / I - 0.83 \$ / \$$, y el menor costo de desarrollo $-4.63 \$ / I.N / BBL$). Adicionalmente, después del desarrollo del Plan C, era posible desarrollar la sección norte de la Parcela F (Plan D), y finalmente las parcelas K y L (Plan A).

Luego de seleccionar el Plan C, se realizó un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto que pudieran tener en la economía del plan un mayor factor de riesgo, precio del petróleo, y costos operacionales. Se consideró que el volumen



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

de petróleo y gas que se recuperaría en los próximos 17 años de producción constituía las reservas probables (Clase IV según la clasificación Superior Oil). La Sección C tenía un potencial adicional que se podía recuperar con inversión adicional.

La Figura 5 y la 6 muestran el resultado del análisis de sensibilidad al precio del petróleo y a los costos de operación respectivamente. Como se esperaba, la rentabilidad del proyecto era muy sensitiva a los precios del petróleo en un menor grado a los costos de operación.



2.4 Expansión propuesta

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Los estudios de ingeniería y económicos llevados a cabo para evaluar la posibilidad de extender la invasión de agua de la Sección B a la Sección C, mostraron que era técnica y económicamente posible hacerlo, tal como se muestra en el Mapa 5. Se recomendó entonces, que Superior Oil le proponga a sus socios la mencionada expansión en la Unidad Joughin. Se recomendó que se inyecte agua dulce, no agua tratada. El costo total de la expansión era US \$ 7086 M (\$3158M costo para Superior Oil). Esta inversión generaría una tasa de retorno descontada (DCFRR) del 45 %, (85% P.E.), y una relación P/I de .83 @ 15% (85% P.E.), siguiendo el

Plan C recomendado en este Estudio.

Nota - La Probabilidad de Exito (P.E), es un parámetro probabilístico derivado en base a criterios históricos de Superior Oil. Ningun plan de desarrollo propuesto tiene 100% de probabilidades de éxito, pues eso significaría que no hay riesgo y que todo va a salir de acuerdo con lo planeado, esto es poco probable ya que la vida del proyecto en este caso era 17 años.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROPIEDADES PVT = CRUDO DE 14 GRADOS API

EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA

UNIDAD JOUGHIN SECCION C

CAMPO TORRANCE

CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA

<u>PRESION</u> LPCA	<u>F.V.F</u> BBL/STB	<u>GAS EN SOLUCION</u> SCF/STB	<u>VISCOSIDAD</u> cp
5614.	1.101	578.	39.76
4000.	1.313	578.	23.96
3000.	1.230	408.	24.84
2000.	1.157	251.	26.26
1614.	1.131	195.	27.76
1400.	1.122	173.	29.32
1000.	1.104	132.	33.06
600.	1.087	92.	38.80
200.	1.068	47.	57.85
14.7	1.000	0.	68.00

DENSIDAD DEL PETROLEO : 60.685 lb/cuft
GRAVEDAD DEL GAS : .802
DENSIDAD DEL AGUA : 62.90 lb/cuft
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA : $3.6 * 10^{**} - 6 \text{ lpc}^{**}-1$
VISCOSIDAD DEL AGUA : 0.45 cp
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO : 165 GRADOS FAR.

TABLA 1

PROPIEDADES PVT - CRUDO DE 16 GRADOS API

EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA

UNIDAD JOUGHIN SECCION C

CAMPO TORRANCE

CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA

<u>PRESION</u> LPCA,	<u>F.V.F</u> BBL/STB	<u>GAS EN SOLUCION</u> SCF/STB	<u>VISCOSIDAD</u> cp
5614.	1.108	619.	25.51
4000.	1.335	619.	11.68
3000.	1.246	438.	12.10
2000.	1.166	269.	12.78
1614.	1.138	209.	13.51
1400.	1.128	185.	14.26
1000.	1.109	142.	16.05
600.	1.090	99.	18.79
200.	1.070	51.	27.86
14.7	1.000	0.	33.00

DENSIDAD DEL PETROLEO : 59.862 lb/cuft
GRAVEDAD DEL GAS : .802
DENSIDAD DEL AGUA : 62.90 lb/cuft
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA : $3.6 * 10^{** - 6}$ lpc**⁻¹
VISCOSIDAD DEL AGUA : 0.45 cp
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO : 165 GRADOS FAR.



BIBLIOTECA FIS
ESPOL

PROPIEDADES PVT = CRUDO DE 18 GRADOS API

EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA

UNIDAD JOUGHIN SECCION C

CAMPO TORRANCE

CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA

<u>PRESION</u> LPCA	<u>F.V.F</u> BBL/STB	<u>GAS EN SOLUCION</u> SCF/STB	<u>VISCOSIDAD</u> cp
5614.	1.116	663.	20.08
4000.	1.360	663.	7.00
3000.	1.262	469.	7.25
2000.	1.175	288.	7.65
1614.	1.146	224.	8.08
1400.	1.134	199.	8.52
1000.	1.114	152.	9.58
600.	1.093	106.	11.19
200.	1.071	54.	16.50
14.7	1.000	0.	20.00

DENSIDAD DEL PETROLEO : 59.061 lb/cuft

GRAVEDAD DEL GAS : .802

DENSIDAD DEL AGUA : 62.90 lb/cuft

COMPRESIBILIDAD DEL AGUA : $3.6 * 10^{**} - 6$ lpc**⁻¹

VISCOSIDAD DEL AGUA : 0.45 cp

TEMPERATURA DEL YACIMIENTO : 165 GRADOS FAR.

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA 3

PERMEABILIDADES RELATIVAS
 EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA
 UNIDAD JOUGHIN SECCION C
 CAMPO TORRANCE
 CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA

<u>SATURACION DEL FLUIDO</u>	<u>Kro</u>	<u>Krg</u>	<u>Krw</u>
0.100	---	---	---
0.215	0.000	0.0004	0.0004
0.261	0.005	0.0008	---
0.307	0.016	0.0011	0.0000
0.353	0.032	---	---
0.370	---	---	0.0200
0.399	0.058	---	---
0.416	---	---	0.0200
0.445	0.088	---	---
0.462	---	---	0.0450
0.492	0.130	---	---
0.508	---	---	0.0475
0.538	0.200	---	---
0.555	---	---	0.0625
0.584	0.290	---	0.0775
0.620	0.380	---	---
0.785	0.481	0.080	0.1554
1.000	0.481	0.080	0.1554



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

INYECTIVIDAD DE LOS POZOS
 EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA
 UNIDAD JOUGHIN SECCION C
 CAMPO TORRANCE
 CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA

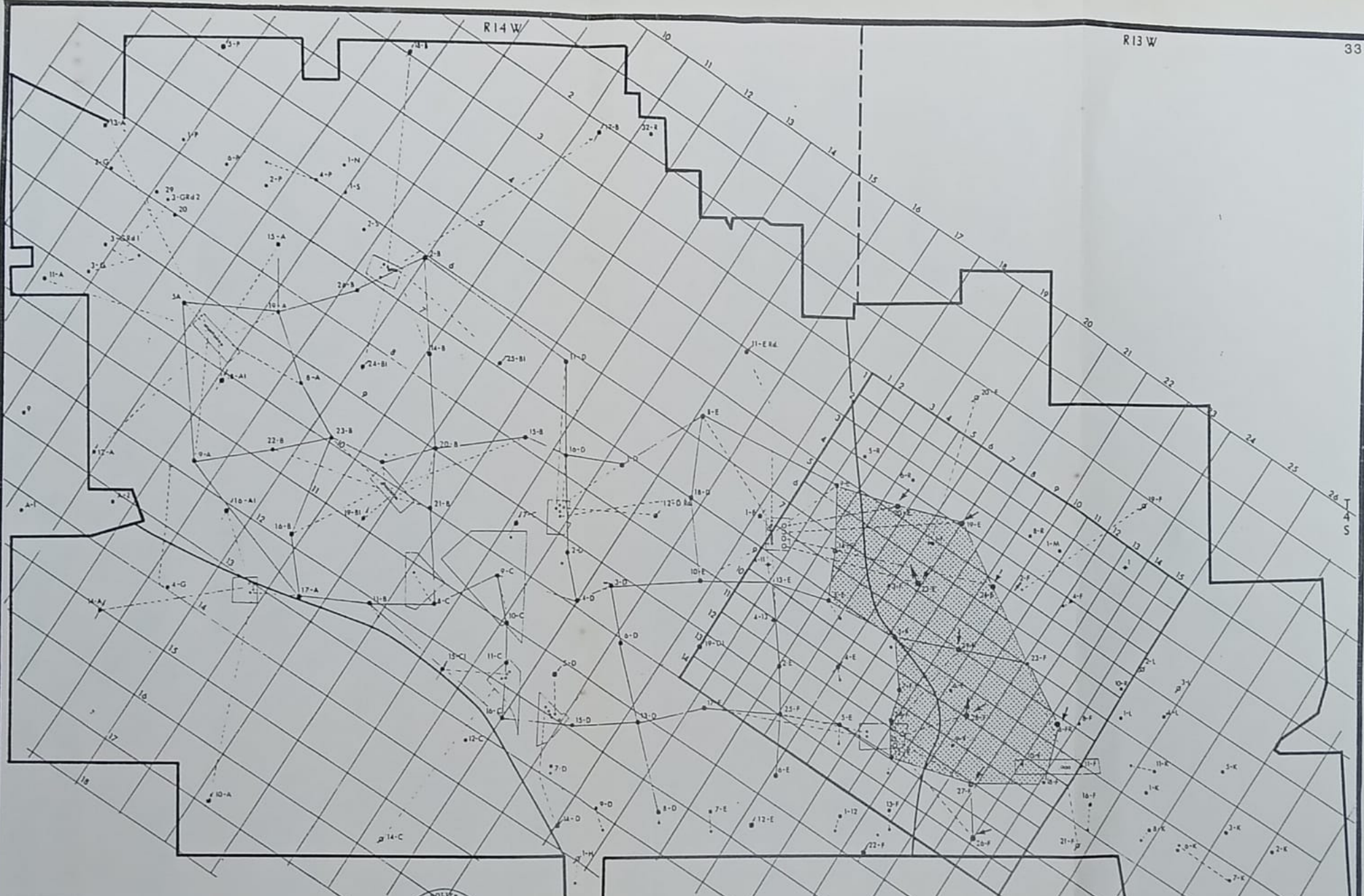
POZO DE INYECCION INYECCION	PRESION PROMEDIO EN EL CABEZAL LPC	TASA DE PROMEDIO BBL/D
21 - F	1800*	2000*
2 - L	1400*	4000*
3 - L	1600**	3400**
20 - F	1900*	3500*
19 - F	1900*	4000*

* PROMEDIO DE 10 AÑOS

** PROMEDIO DE 6 AÑOS



BIBLIOTECA FIC1
 ESPOL



JOUGHIN UNIT
 TORRANCE OIL FIELD, LOS ANGELES COUNTY CALIFORNIA
 SUPERIOR — WESTERN DIVISION
 SIMULACION NUMERICA
 DEL YACIMIENTO — MALLA
 BY: Barry Abegg
 DATE: June 1983
 CHECKED:
 DATE:

S. A. E.
 C. J.
 DRAWN BY: S. J.
 DRAWING NO.



BIBLIOTECA FICTICIA
 ESPOL



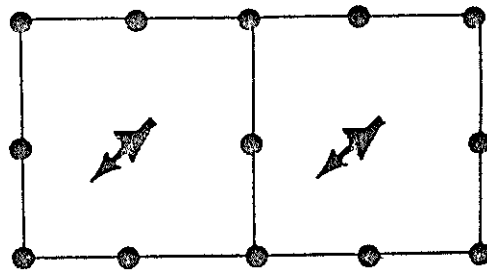
SENSIBILIDAD A LA CONFIGURACION DE LOS ARREGLOS

Y A LA LOCALIZACION DE LOS POZOS
EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA

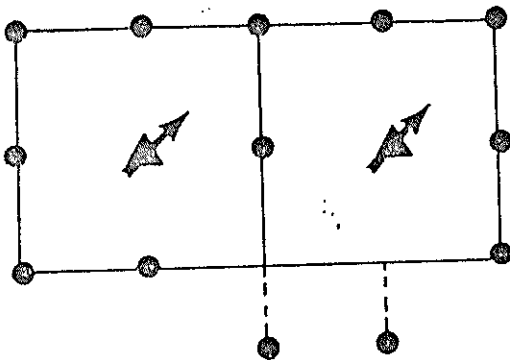
UNIDAD JOUGHIN SECCION C

CAMPO TORRANCE

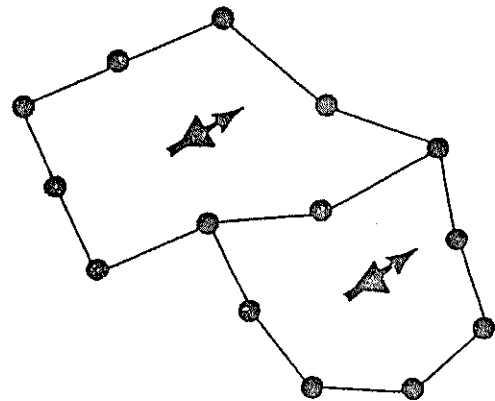
CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA



CASO 1



CASO 2



CASO 3

● POZO DE PRODUCCION
▲ POZO DE INYECCION



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FIGURA 1

SENSIBILIDAD A LA CONFIGURACION DE LOS ARREGLOS

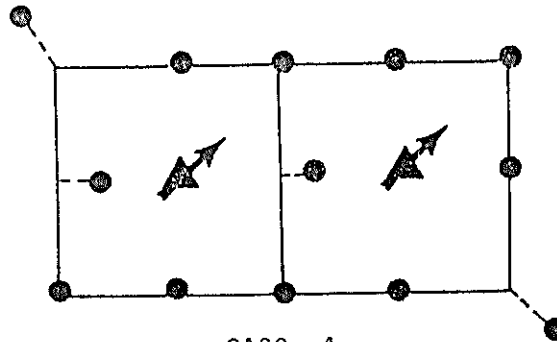
Y A LA LOCALIZACION DE LOS POZOS'

EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA

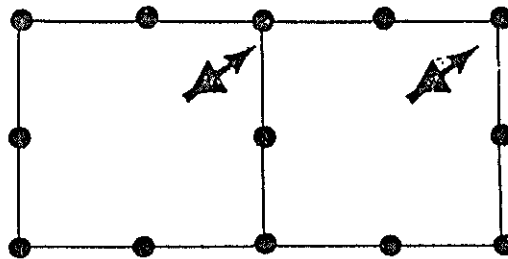
UNIDAD JOUGHIN SECCION C

CAMPO TORRANCE

CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA



CASO 4



CASO 5

- POZO DE PRODUCCION
- POZO DE INYECCION



FIGURA 1

JOUGHIN UNIT, TORRANCE FIELD LOS ANGELES CO., CALIFORNIA	
SUPERIOR — WESTERN DIVISION	
HISTORIA DE PRODUCCION ARREGLO REGULAR DE 9 POZOS INVERTIDO	
BY Boris F. Abed	SCALE
DATE July, 1983	C.I.
CHECKED	DRAWN BY S. J.
DATE	DRAWING NO.

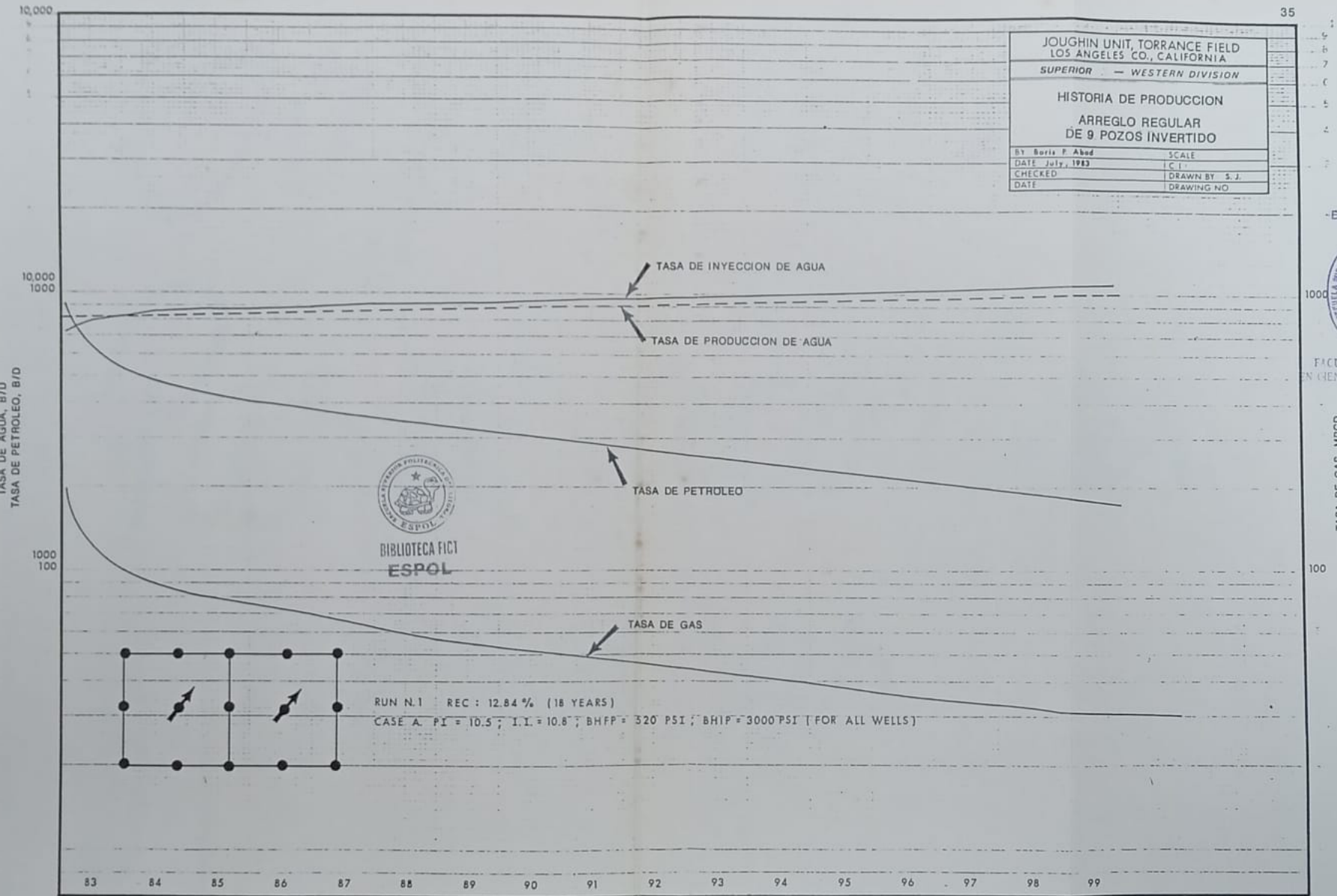


FIGURA 2

JOUGHIN UNIT, TORRANCE FIELD LOS ANGELES CO., CALIFORNIA	
SUPERIOR — WESTERN DIVISION	
HISTORIA DE PRODUCCION CONFIGURACION DEL ARREGLO PROPUESTO	
BY Boris P. Abad	SCALE
DATE July, 1983	C 1
CHECKED	DRAWN BY S. J.
DATE	DRAWING NO.

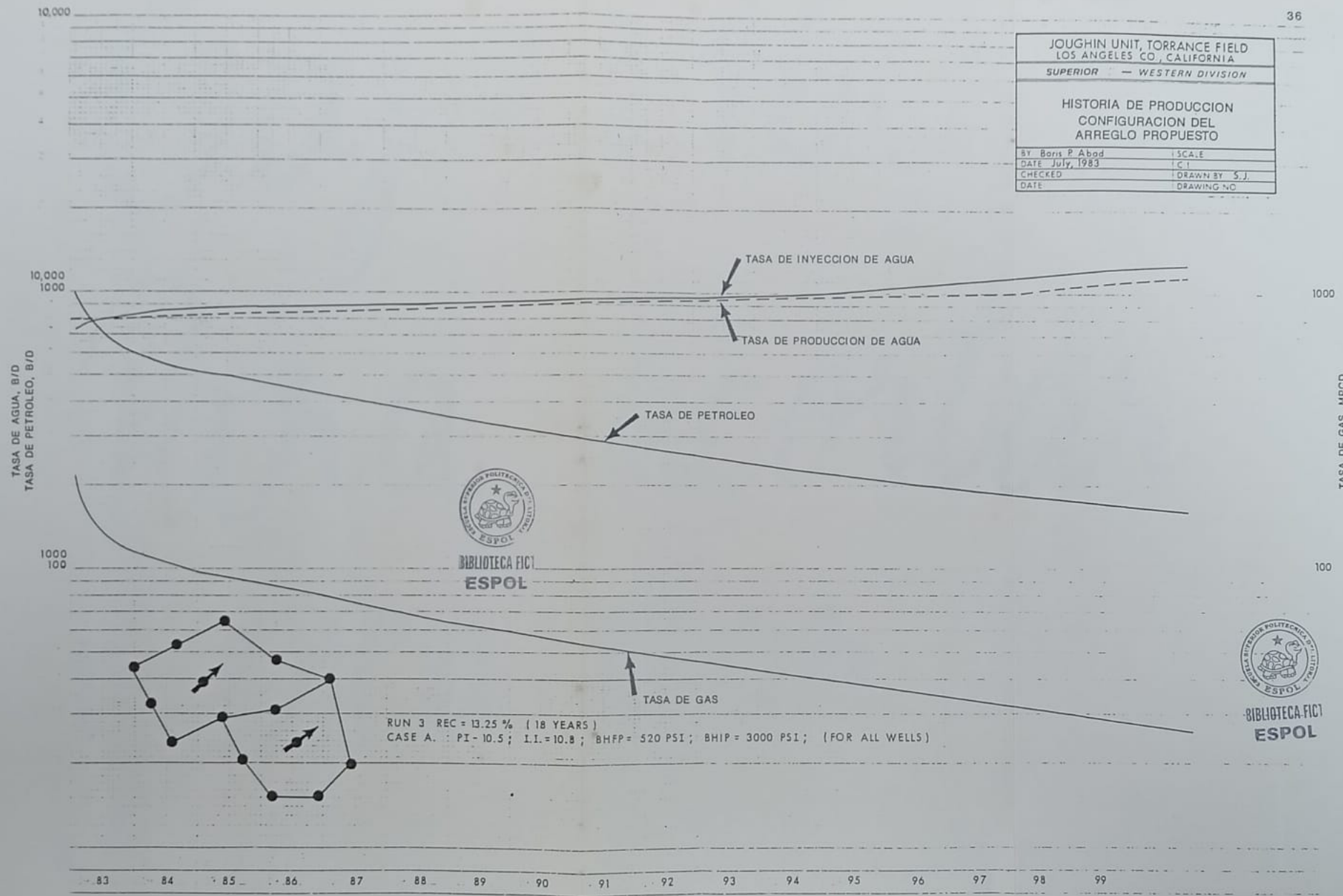


FIGURA 3

PLANES DE DESARROLLO
 EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA
 UNIDAD JOUGHIN SECCION C
 CAMPO TORRANCE
 CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA

I. T. : 44.56349% I. N. : 37.17819%

<u>INDICADOR</u>	<u>PLAN A</u>	<u>PLAN B</u>	<u>PLAN C</u>	<u>PLAN D</u>
AREA DESARROLLADA, ACRES	300	130	90	130
NUMERO DE P. PRODUCTORES	24	16	11	13
NUMERO DE P. INYECTORES	7	4	3	5
PROBABILIDADES DE EXITO	70%	75%	85%	80%
INVERSION PARA DESARROLLO, (MILES U. S. \$)	15276.	11464.	7086.	9303.
RECUPERACION DE PETROLEO (MSTB)	2590.	2161.	1800.	1918.
RECUPERACION DE GAS (MMSCF)	415.	298.	187.	248.
RECUPERACION, PORCENTAJE (POES), EN 300 ACRES	14.15	12.1	10.1	10.7
VIDA ESTIMADA, EN AÑOS	17	17	17	17



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

COUGHIN UNIT, TORRANCE FIELD LOS ANGELES CO., CALIFORNIA	
SUPERIOR — WESTERN DIVISION	
PLAN C	
PRONOSTICO DE PRODUCCION	
BY Boris P Abad	SCALE
DATE July, 1983	
CHECKED	DRAWN BY S. J.
DATE	DATE

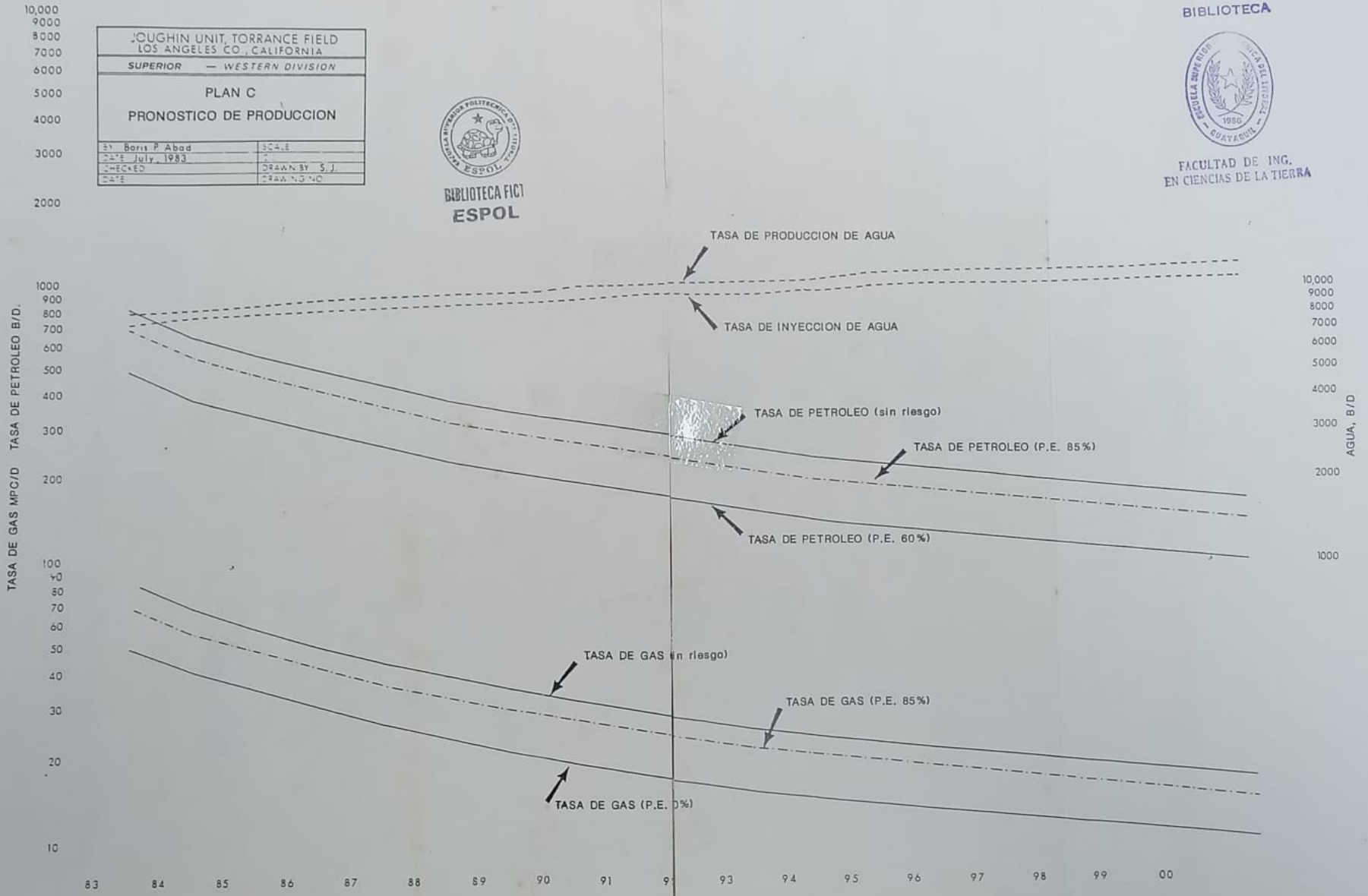


FIGURA 4

INDICADORES ECONOMICOS
 EXPANSION DE LA INYECCION DE AGUA
 UNIDAD JOUGHIN SECCION C
 CAMPO TORRANCE
 CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

<u>INDICADOR</u>	PLAN A	PLAN B	PLAN C	PLAN D
PROBABILIDAD DE EXITO, %	70	75	85	80
VIDA DEL PROYECTO, AÑOS	17	17	17	17
RESERVAS CON RIESGO (100%)				
PETROLEO, MMSTBO	2.6	2.1	1.8	1.9
GAS, MMSCF	415.	298.	187.	248.
LIQ. DE GAS, MBBL	13.	9.	6.	8.
INVERSION (100%), M. US \$	15726.	11464	7086	9303
COSTO DE DESARROLLO EN \$/I.N. BBL	7.07	6.20	4.63	5.68
COSTO DE OPERACION EN \$/I.N. BBL	11.	13.	11.	13.
TASA DE RETORNO (DCF), %	28.	30.	45.	34.
P/I @ 15%, \$/\$.36	.43	.83	.52
VALOR PRESENTE @ 15% M US \$, 100% I.T.	6864	5854	7077	5829
TIEMPO DE PAGO, AÑOS	3.3	3.2	2.2	2.8

TABLA 7

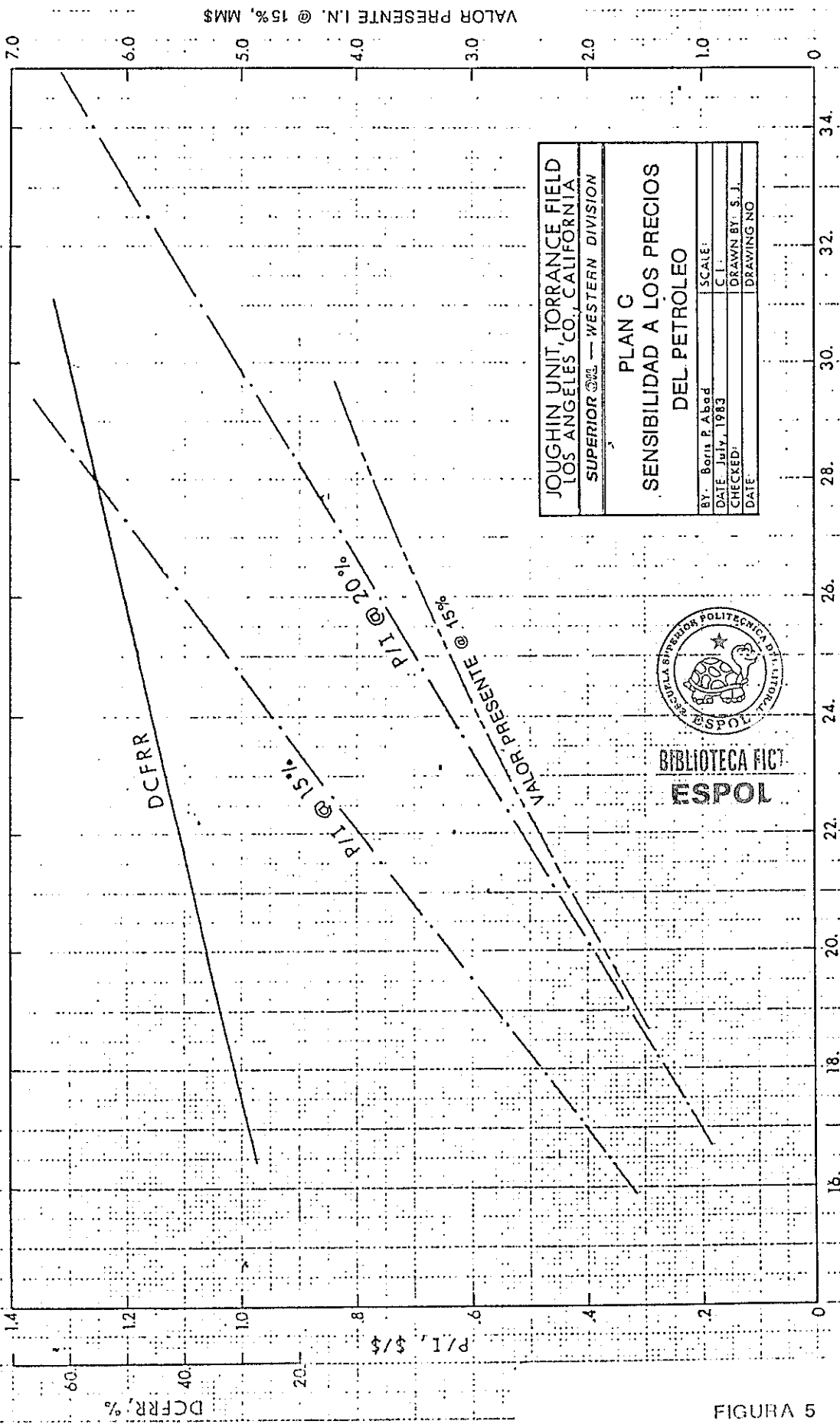


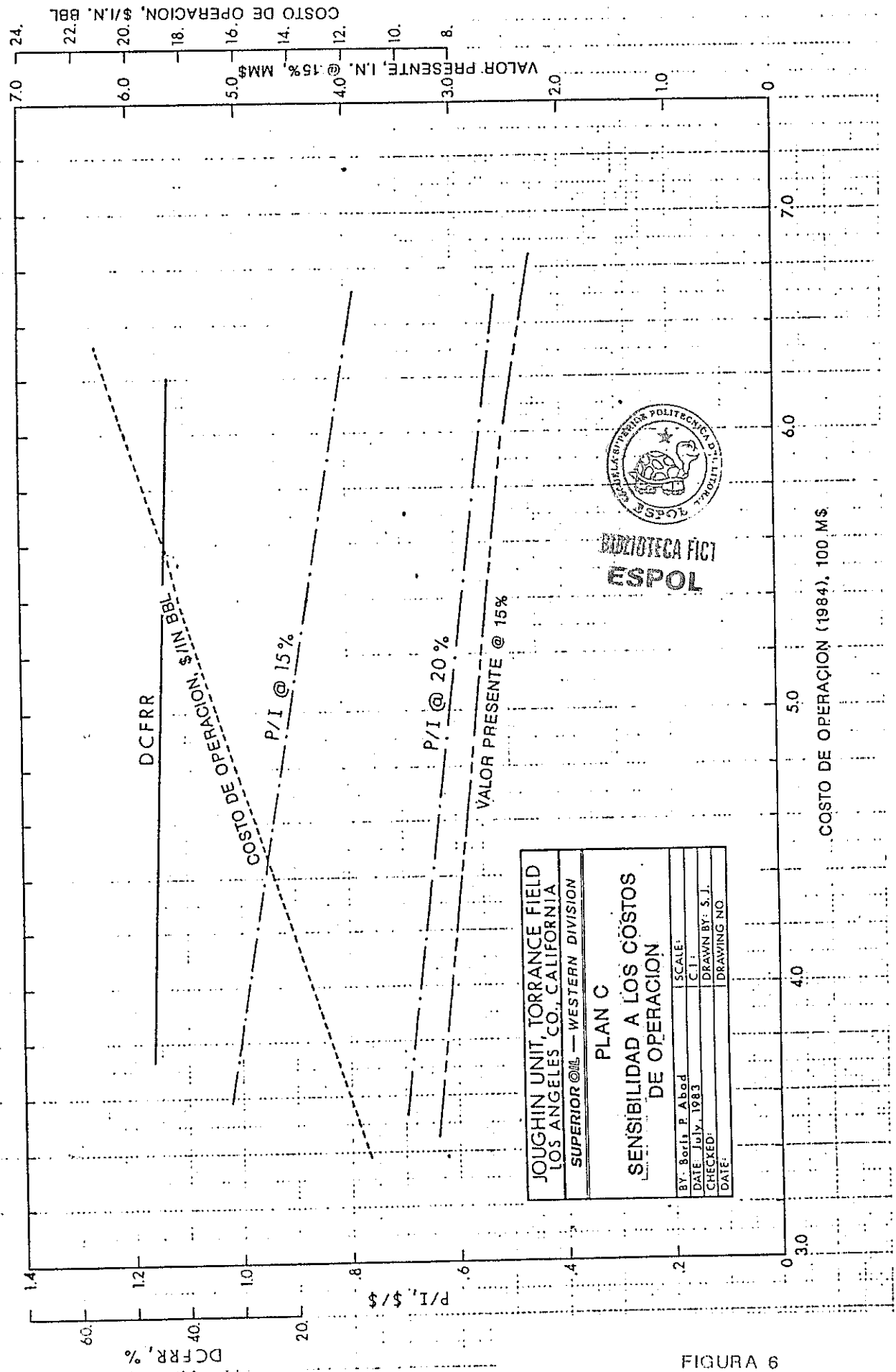
FIGURA 5

JOUGHIN UNIT, TORRANCE FIELD
 LOS ANGELES CO., CALIFORNIA
 SUPERIOR — WESTERN DIVISION
 PLAN C
 SENSIBILIDAD A LOS PRECIOS
 DEL PETROLEO
 BY: Boris P. Abad
 DATE: July, 1983
 CHECKED: S. J.
 DATE:



PRECIO DEL PETROLEO (1984), \$/BBL

VALOR PRESENTE I.N. @ 15%, MMS



JOUGHIN UNIT, TORRANCE FIELD
 LOS ANGELES CO., CALIFORNIA
 SUPERIOR OIL — WESTERN DIVISION
PLAN C
SENSIBILIDAD A LOS COSTOS
DE OPERACION
 BY: Boris P. Abad | SCALE:
 DATE: July, 1983 | C.I.
 CHECKED: | DRAWN BY: S.J.
 DATE: | DRAWING NO.



FIGURA 6

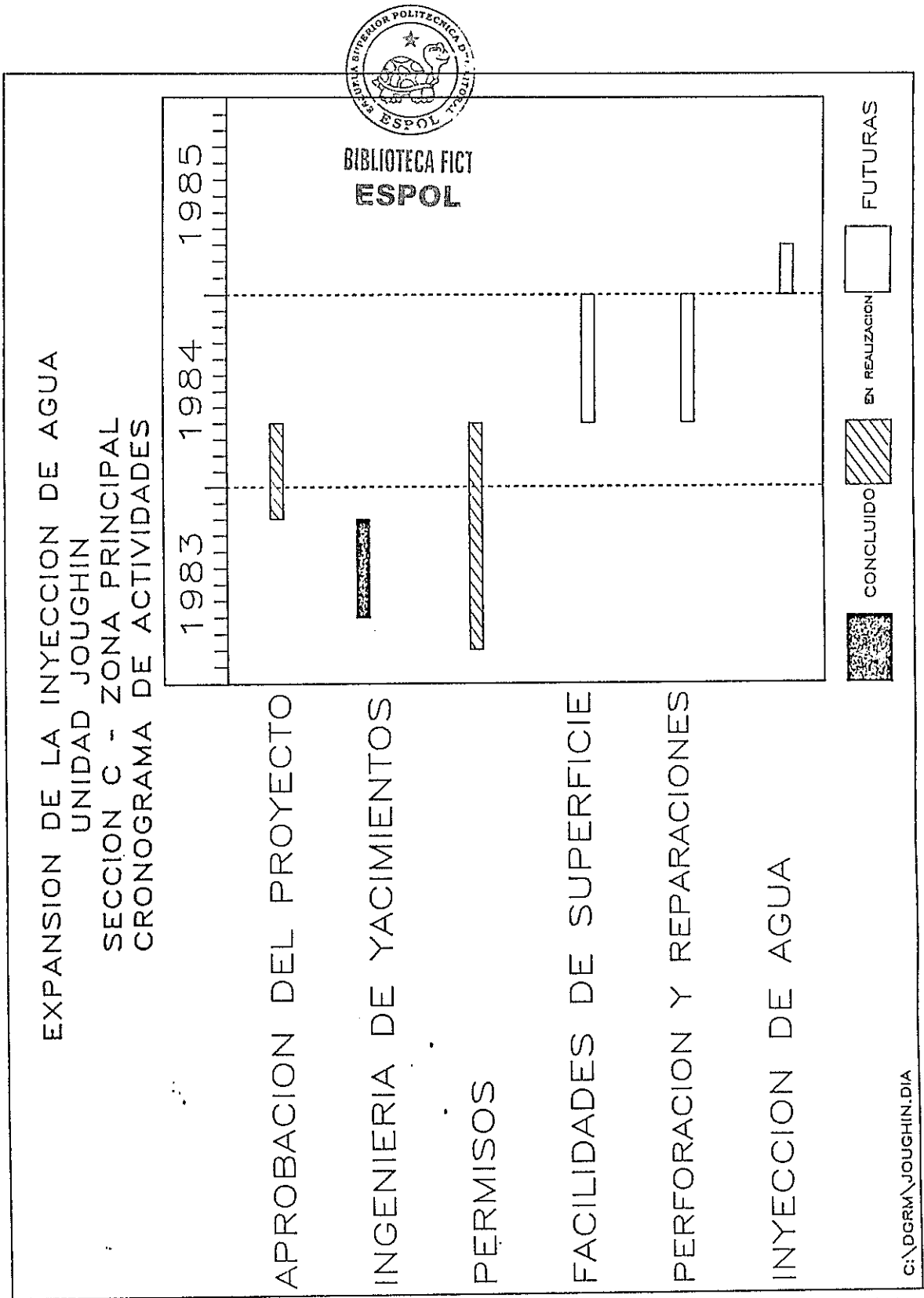


FIGURA 7

III. ACTUALIZACIONES

Como se había mencionado anteriormente, el 14 de agosto de 1980, La Superior Oil certificó en el Departamento de Energía de los Estados Unidos, la operación en la Unidad Joughin de una invasión con soluciones alcalinas (cáustica), el cual calificaba como un proyecto de recuperación mejorada (EOR).

Este método se aplicaría solamente a la Sección B. Ahora bien, el proyecto propuesto para la Sección C, era solamente de inyección de agua dulce, y existían pruebas suficientes para pensar que parte del agua que se inyectaría en la Sección C, migraría hacia la Sección B. Luego, era conveniente y necesario investigar :

El impacto que la inyección de agua dulce tendría en la Sección B, y

El tratamiento de los fluidos de inyección producción en la Sección C.

3.1 Impacto de la inyección de agua dulce

La invasión de un yacimiento con una solución alcalina, involucra la inyección de una solución básica ($\text{pH} > 7$), la que reacciona con los ácidos orgánicos del petróleo en la formación. Esta reacción rebaja la tensión interfacial entre el crudo y el agua, y facilita la movilización del crudo en un proceso similar al



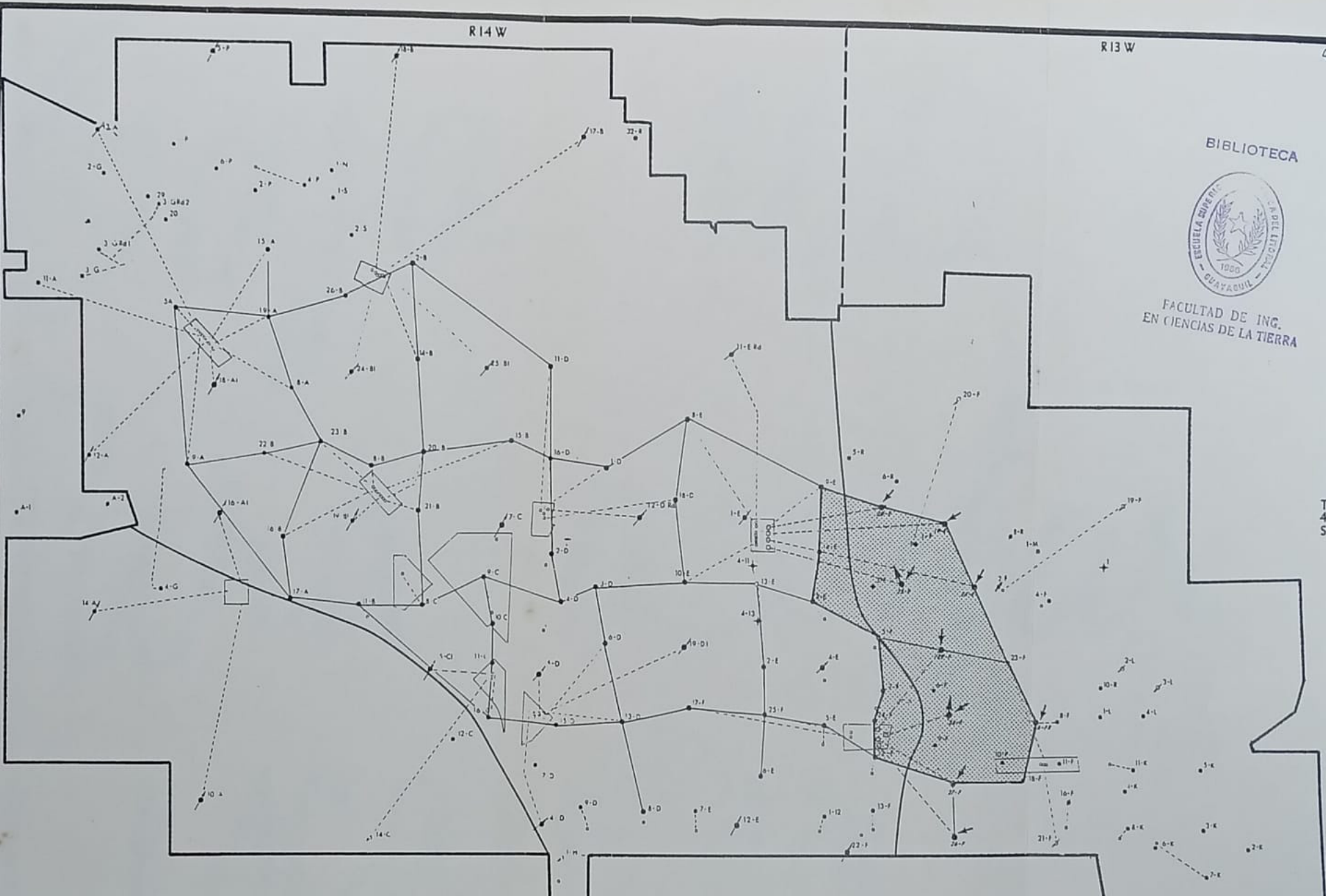
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA

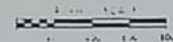


FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

T
4
S



JOUGHIN UNIT TORRANCE OIL FIELD - LOS ANGELES COUNTY CALIFORNIA SUPERIOR No. — WESTERN DIVISION	
PLAN DE DESAROLLO PROPUESTO	
BY: <i>Benji Abad</i> DATE: <i>June 1983</i> CHECKED: DATE:	SCALE: C-1 DRAWN BY: <i>S.J.</i> DRAWING NO:



- WELL SYMBOLS**
- Location of Drilling
 - * Temporarily Abandoned
 - Oil Well
 - ⊕ Abandoned Oil Well
 - Gas Well Dry
 - ⊖ Abandoned Gas Well Dry
 - ⊖ Gas Condensate Oil Well
 - ⊖ Abandoned Gas Condensate Oil Well
 - ⊖ Dry and Abandoned Well
 - ⊖ Dry Hole with Pay
 - ⊖ Injection Well Water
 - ⊖ Injection Well Gas
- Proposed Producer
 Proposed Injector



BIBLIOTECA FI
ESPOL

de polimeros - soluciones miscelares.

La diferencia está en que la solución alcalina crea en la formación un químico que activa las superficies de contacto (surfactante), antes que inyectar un bache de surfactante en una micro-emulsión.

Deben existir ciertas condiciones para que el proceso sea efectivo. Primero, la roca del yacimiento no debe tener mucha reactividad a la inyección del químico. Segundo, la acidez orgánica del crudo debe ser tal que reaccione con el químico inyectado. Tercero, debe existir una fuente de agua que pueda tolerar los químicos con un pH elevado sin que exista reacción a las sales o que tenga precipitación de sólidos

3.1.1 Reacciones químicas

Las concentraciones de químicos, en la aplicación práctica de soluciones alcalinas a la recuperación de petróleo, varían de acuerdo con el mecanismo de recuperación que se piensa utilizar. Las concentraciones son generalmente bajas cuando se trata de usar un mecanismo de emulsificación, varían desde 0.001 a 1.0 en porcentaje en peso. Mientras que si se busca invertir la humectabilidad de la roca, es nece-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

sario tener concentraciones entre 0.5 y 3.0, y en algunos casos se ha llegado a usar hasta 15% en peso. En la elaboración de las soluciones cáusticas se utiliza hidróxidos metálicos como el hidróxido de sodio, carbonato de sodio, y ortosilicatos.

La literatura (referencias 1, 2, 3) reporta que las soluciones hechas con ortosilicatos son más estables, tienen menos problemas de emulsiones, y dan recuperaciones mas altas que soluciones de hidróxido de sodio. Esto se debe a que las emulsiones formadas con ortosilicatos de sodio tienen menor viscosidad que las emulsiones comparables formadas con hidróxido de sodio. Los iones divalentes (Ca^{++} , Mg^{++} , Ba^{++} , Fe^{++} , $SiO_4^{=}$, $CO_3^{=}$, etc), especialmente calcio y magnesio (4), tienen un efecto destructivo en la invasión con soluciones alcalinas, ya que estos iones tienden a precipitarse como hidróxidos. Entonces, en yacimientos donde el agua de formación contiene iones divalentes en cantidades mayores a 50-75 ppm, es conveniente realizar una pre - inyección de agua tratada (0.0 ppm dureza), con el fin de crear una zona de amortiguamiento (buffer), entre el agua de formación alcalina y el agua de formación.

Bunge (5), ha reportado que la presencia



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

de cationes multivalentes en el agua de forma -
ción afecta la recuperación de petróleo, pues
los químicos inyectados reaccionan con los
cationes y producen compuestos que son insolu -
bles en el agua. Se requieren grandes volúmenes
de líquido de preflujo, aún en zonas que ya han
sido invadidas, para reducir los iones que dan
dureza al agua y obtener así la concentración
deseada (6, 7, 8).

Si el yacimiento es heterogéneo, anisotrópico y
estratificado nada puede garantizar que el
líquido de pre - inyección contacte todo el
yacimiento, ni aún las zonas que la solución
alcalina contactará. Luego, no es posible eli -
minar totalmente la potencial precipitación de
sólidos en la formación. La solución alcalina
reacciona y es consumida por una serie de mine -
rales de la roca de la formación. Las más
importantes de las reacciones, por la gran
cantidad de solución alcalina que consumen, son
probablemente, la conversión de minerales de
sulfato de calcio yeso, anhidrita a hidróxido
de calcio, y el intercambio de iones de la
solución alcalina con los minerales de las
arcillas - hidrógeno, calcio y magnesio.

3.1.2 Evaluación del efecto

Al momento del estudio, se estaba llevando aca-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Las Tabla 8 y la Figura 9 muestran la historia de la presión en la Sección B, la Frontera y en la Sección C. Se puede observar que a través de la historia de la inyección de agua, existía una diferencia de presión de al menos 90 lpca entre los arreglos fronterizos de la Sección B y la Sección C. Se puede ver también, que cuando no se inyectaba agua en la Sección C, las presiones en la Sección B y C eran consistentemente más altas que cuando se inyectaba agua en la Sección C. Todo esto indicaba que existía migración de fluidos de la Sección B a la C.

Las Tablas 9 y 10 muestran la producción de agua y petróleo para los pozos 3-E, 9-E, 5-F, 12-F, Y 14-E respectivamente. Se puede ver que la inyección de agua en la Sección C tiene muy poco efecto en todos estos pozos, exceptuando el 5-F que pierde 19 MSTB de petróleo, y recibe 27 Mbbl de agua en un periodo de 18 años.

Considerando que la producción total de agua a través de este pozo sería aproximadamente 16 Mbbl, los 27 Mbbl representan un aumento de 16 por ciento en la producción de agua.

La Tabla 11 muestra la composición del agua fresca de inyección que se utilizaría en la Sección C. La dureza total era 199 ppm,



ESPOL

entonces la contribución total a la dureza del agua de la inyección en la Sección C sería un máximo de 33 ppm, lo que representaba un riesgo muy pequeño de crear escalas en el Pozo 5-F.

Históricamente el Yacimiento Zona Principal había presentado problemas de control de los perfiles de inyección, era muy difícil invadir con agua todos los estratos (M-1 al M-15), luego, el potencial de crear escalas y taponar la formación siempre existiría, se inyectare o no se inyectare agua en la Sección C.

Considerando estos factores, así como la inversión adicional necesaria para tratar el agua, la inyección de agua tratada no se justificaba, ya que la pérdida de recuperación de petróleo era mínima o inexistente si se utilizaba agua fresca en la Sección C.



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

3.1.3 Economía

Se realizó un estudio económico para analizar la posibilidad de inyectar agua tratada y soluciones alcalinas en lugar de agua fresca. Las Tablas 12 y 13 muestran los indicadores económicos de inyectar Agua Fresca versus inyectar Agua Tratada, y de Agua Fresca versus solución alcalina respectivamente. En ambos casos los indicadores eran negativos, lo que

significaba que si se inyectaba cualquier otro fluido que no fuera agua fresca, la economía del proyecto sufriría.

3.2 Control de los fluidos de inyección y producción en la Sección C

La Tabla 14 muestra una descripción del equipo de superficie necesario para inyectar agua en la Sección C. Se debía comprar una unidad de bombeo adicional, la que debería ser instalada junto a las otras bombas que se utilizaban para inyectar agua en la Sección B, además la unidad podía ser utilizada como unidad de emergencia para la Sección B. Se tomaría una línea principal de agua de la Unidad, la que luego se dividiría en tres, una para cada pozo de inyección. Los fluidos producidos serían procesados en las plataformas de perforación, luego de la separación y tratamiento, el petróleo sería enviado a la Unidad, y el agua producida sería enviada al sistema de alcantarillado sin mezclarla con el agua producida de la Sección B.

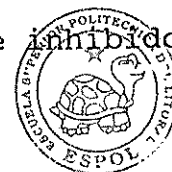


BIBLIOTECA FIC
ESPOL

3.2.1 Revisión de algunas referencias en el control de problemas de escalas e inyección de soluciones alcalinas

Raimond (6) reportó que durante la inyección

de soluciones alcalinas en el Campo North - Ward - East, en los Condados Ward y Winker en Texas, los pozos de producción 874 y 864 sufrieron un taponamiento total, y el 879 experimentó una seria reducción en su productividad como resultado de la formación de escalas de yeso. Aparentemente, esto fue un resultado de la disolución del yeso por el efecto del avance del bache (slug) alcalino y la formación y subsecuente depositación de sulfato de calcio en la vecindad de los pozos productores. La producción fue re - establecida luego de reperforar completamente la formación, y tratar el pozo con un convertidor e inhibidor de escalas (Visco - N -33 - S).



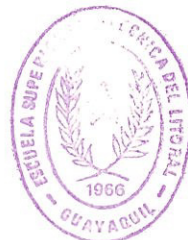
Al momento del estudio la producción de los pozos aún se mantenía debido a que los tratamientos eran periódicos, inclusive se realizaron pequeños fracturamientos y se continuaba usando un inhibidor de escalas. Emery (7) y otros, indicaron que en el Campo Singleton, ocurrió taponamiento en los pozos de inyección debido al hidróxido de sodio. Se especulaba que podría haber sido el resultado de la precipitación de pequeñas cantidades de cationes divalentes de calcio y magnesio, los que estaban presentes en el agua de inyección. Los pozos se limpiaron una vez que se reanudó la

inyección de agua. En el laboratorio no se había observado ningún tipo de taponamiento cuando se inyectó NaOH en núcleos que contenían petróleo residual, o completamente libres de petróleo. Sarem (2) de la Unión Oil Company, demostró que cada vez que se incrementa el pH del agua de inyección, existía la posibilidad de precipitar metales pesados del crudo. Estos precipitados (silicato e hidróxido de calcio) pueden causar el taponamiento de los pozos de inyección. La Unión Oil trató de simular este proceso utilizando un núcleo radial, y trató de remediar el problema inyectando una solución ácida. La solución ácida tenía un pH de 5, y no restauró la permeabilidad. Sin embargo, al invertir el lavado (back flush), luego del tratamiento con ácido la permeabilidad aumentó diez veces. También se encontró que se podía recuperar una buena porción de la permeabilidad invirtiendo el lavado solamente. La Unión Oil concluyó que los taponamientos de los pozos de inyección por ortosilicatos podían ser destruidos solamente invirtiendo el lavado.

Boris P. Abad G., Ph. D.

Noviembre de 1989

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ZONA FRONTERIZA ENTRE LAS SECCIONES B y C

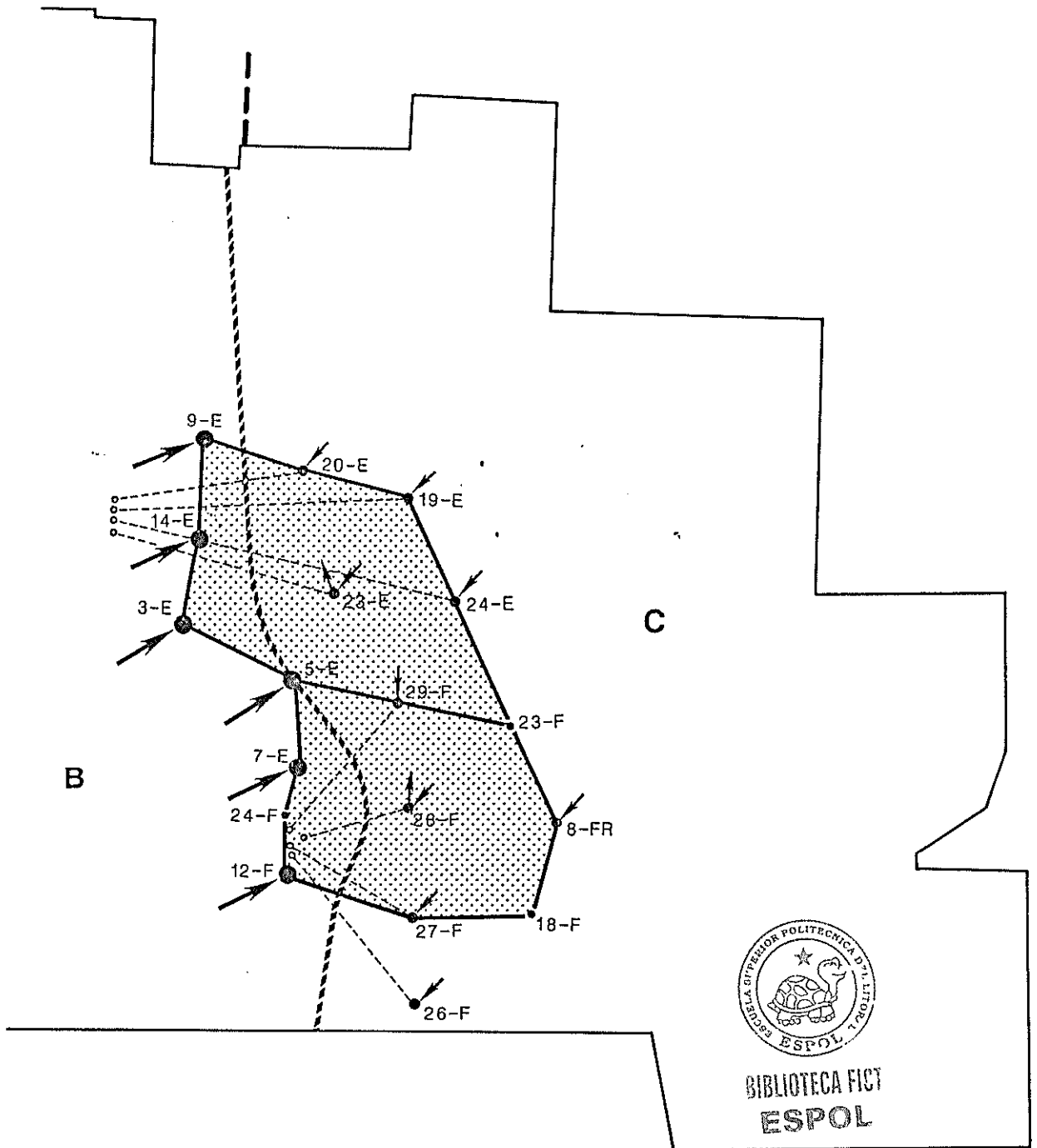


FIGURA 8

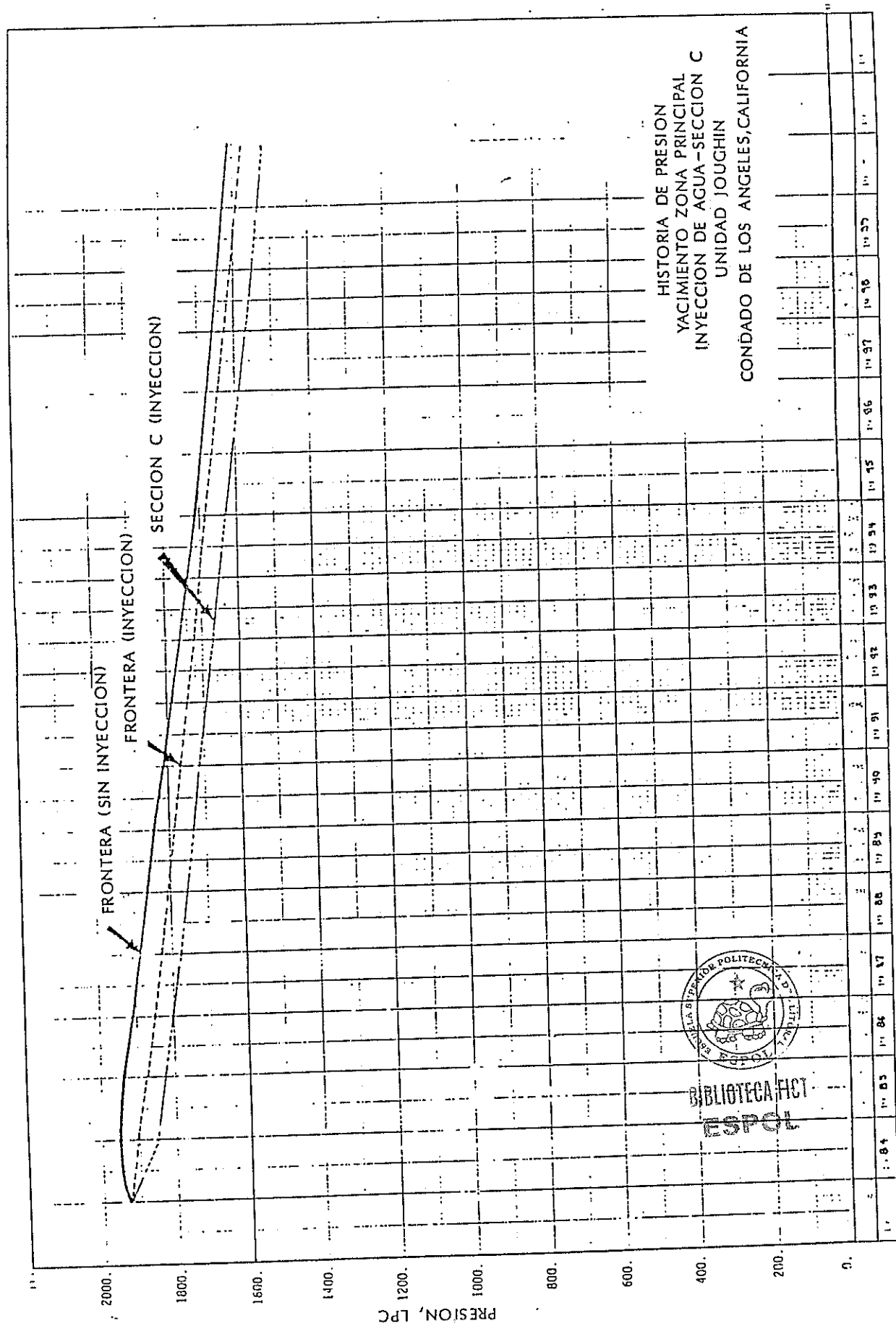
HISTORIA DE PRESION

FECHA	SECCION B		EN LA FRONTERA		SECCION C	
	PRESION, LPCA		PRESION, LPCA		PRESION, LPCA	
	NO INYEC. EN SEC. C	INyec. EN SEC. C	NO INYEC. * EN SEC. C	INyec. EN SEC. C	NO INYEC. * EN SEC. C	INyec. EN SEC. C *
12/28/83	1985.00	1985.00 *	1931.00	1931.00 *	1931.00	1931.00 *
12/28/84	1896.00	1879.00 *	1957.00	1903.00 *	1957.00	1849.00 *
12/28/85	1871.00	1854.00 *	1935.00	1877.00 *	1935.00	1826.00 *
12/28/86	1847.00	1829.00 *	1909.00	1852.00 *	1910.00	1801.00 *
12/28/87	1823.00	1805.00 *	1885.00	1828.00 *	1886.00	1777.00 *
12/28/88	1801.00	1783.00 *	1863.00	1807.00 *	1864.00	1756.00 *
12/28/89	1782.00	1764.00 *	1842.00	1788.00 *	1843.00	1736.00 *
12/28/90	1759.00	1742.00 *	1818.00	1766.00 *	1819.00	1715.00 *
12/28/91	1731.00	1716.00 *	1789.00	1743.00 *	1790.00	1692.00 *
12/28/92	1705.00	1693.00 *	1761.00	1722.00 *	1763.00	1672.00 *
12/28/93	1683.00	1672.00 *	1737.00	1704.00 *	1739.00	1654.00 *
12/28/94	1664.00	1654.00 *	1716.00	1685.00 *	1718.00	1635.00 *
12/28/95	1647.00	1636.00 *	1698.00	1664.00 *	1699.00	1611.00 *
12/28/96	1631.00	1618.00 *	1679.00	1644.00 *	1681.00	1589.00 *
12/28/97	1614.00	1601.00 *	1661.00	1645.00 *	1663.00	1569.00 *
12/28/98	1599.00	1583.00 *	1644.00	1609.00 *	1646.00	1552.00 *
12/28/99	1584.00	1571.00 *	1627.00	1594.00 *	1630.00	1536.00 *
12/28/2000	1570.00	1558.00 *	1612.00	1579.00 *	1615.00	1521.00 *

FILE: CARTAB.WK1



BIBLIOTECA FICT
ESPOL
 TABLA 8



HISTORIA DE PRESION
 YACIMIENTO ZONA PRINCIPAL
 INYECCION DE AGUA-SECCION C
 UNIDAD JOUGHIN
 CONDADO DE LOS ANGELES, CALIFORNIA



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

FIGURA 9

TASA DE PETROLEO, B/D

FECHA	POZO 3-E		POZO 9-E		POZO 5-F		POZO 7-F		POZO 12-F		POZO 14-E	
	TASA, B/D	INYEC.	TASA, B/D	INYEC.	TASA, B/D	INYEC.	TASA, B/D	INYEC.	TASA, B/D	INYEC.	TASA, B/D	INYEC.
	EN SEC. C	* EN SEC. C	EN SEC. C	* EN SEC. C	EN SEC. C	* EN SEC. C	EN SEC. C	* EN SEC. C	EN SEC. C	* EN SEC. C	EN SEC. C	* EN SEC. C
12/28/83	81.00	*	19.00	*	17.00	*	18.00	*	17.00	*	15.00	*
12/28/84	76.00	*	19.00	*	17.00	*	17.00	*	16.00	*	15.00	*
12/28/85	72.00	*	18.00	*	16.00	*	17.00	*	15.00	*	14.00	*
12/28/86	68.00	*	18.00	*	16.00	*	16.00	*	14.00	*	13.00	*
12/28/87	65.00	*	17.00	*	15.00	*	15.00	*	14.00	*	14.00	*
12/28/88	61.00	*	16.00	*	15.00	*	14.00	*	13.00	*	12.00	*
12/28/89	58.00	*	16.00	*	15.00	*	14.00	*	12.00	*	12.00	*
12/28/90	56.00	*	16.00	*	14.00	*	13.00	*	12.00	*	11.00	*
12/28/91	53.00	*	15.00	*	14.00	*	13.00	*	11.00	*	11.00	*
12/28/92	50.00	*	15.00	*	13.00	*	12.00	*	11.00	*	11.00	*
12/28/93	47.00	*	14.00	*	13.00	*	12.00	*	10.00	*	10.00	*
12/28/94	45.00	*	14.00	*	13.00	*	11.00	*	9.00	*	10.00	*
12/28/95	43.00	*	13.00	*	12.00	*	11.00	*	10.00	*	10.00	*
12/28/96	41.00	*	13.00	*	12.00	*	9.00	*	8.00	*	10.00	*
12/28/97	40.00	*	13.00	*	12.00	*	7.00	*	8.00	*	9.00	*
12/28/98	38.00	*	12.00	*	11.00	*	7.00	*	8.00	*	9.00	*
12/28/99	37.00	*	12.00	*	11.00	*	6.00	*	8.00	*	9.00	*
12/28/2000	36.00	*	12.00	*	11.00	*	6.00	*	7.00	*	8.00	*

FILE: CARTAD.WK1



TABLA 9

TASA DE AGUA DE PRODUCCION, B/D

FECHA	POZO 3-E		POZO 9-E		POZO 5-F		POZO 7-F		POZO 12-F		POZO 14-E	
	TASA, B/D	NO INYEC. EN SEC. C * EN SEC. C	TASA, B/D	NO INYEC. EN SEC. C * EN SEC. C	TASA, B/D	NO INYEC. EN SEC. C * EN SEC. C	TASA, B/D	NO INYEC. EN SEC. C * EN SEC. C	TASA, B/D	NO INYEC. EN SEC. C * EN SEC. C	TASA, B/D	NO INYEC. EN SEC. C * EN SEC. C
12/28/83	1669.00	1669.00 *	190.00	190.00 *	239.00	239.00 *	214.00	214.00 *	192.00	192.00 *	183.00	183.00 *
12/28/84	1674.00	1674.00 *	193.00	193.00 *	243.00	244.00 *	222.00	217.00 *	199.00	195.00 *	185.00	183.00 *
12/28/85	1678.00	1678.00 *	191.00	189.00 *	240.00	244.00 *	223.00	217.00 *	200.00	195.00 *	183.00	181.00 *
12/28/86	1682.00	1681.00 *	190.00	187.00 *	237.00	247.00 *	223.00	218.00 *	201.00	195.00 *	181.00	179.00 *
12/28/87	1685.00	1685.00 *	188.00	185.00 *	234.00	251.00 *	223.00	218.00 *	200.00	196.00 *	179.00	177.00 *
12/28/88	1689.00	1688.00 *	186.00	184.00 *	232.00	255.00 *	223.00	219.00 *	200.00	196.00 *	177.00	175.00 *
12/28/89	1692.00	1691.00 *	185.00	183.00 *	230.00	259.00 *	222.00	219.00 *	199.00	196.00 *	176.00	174.00 *
12/28/90	1694.00	1694.00 *	183.00	181.00 *	227.00	262.00 *	221.00	219.00 *	198.00	196.00 *	175.00	173.00 *
12/28/91	1697.00	1674.00 *	179.00	179.00 *	223.00	264.00 *	218.00	218.00 *	195.00	195.00 *	172.00	171.00 *
12/28/92	1674.00	1659.00 *	177.00	176.00 *	219.00	266.00 *	215.00	217.00 *	192.00	195.00 *	170.00	170.00 *
12/28/93	1656.00	1644.00 *	174.00	175.00 *	216.00	270.00 *	212.00	217.00 *	190.00	194.00 *	169.00	169.00 *
12/28/94	1640.00	1629.00 *	172.00	173.00 *	213.00	274.00 *	210.00	216.00 *	188.00	194.00 *	167.00	167.00 *
12/28/95	1626.00	1610.00 *	171.00	171.00 *	210.00	276.00 *	208.00	215.00 *	186.00	192.00 *	166.00	166.00 *
12/28/96	1609.00	1589.00 *	169.00	169.00 *	207.00	277.00 *	206.00	213.00 *	184.00	191.00 *	165.00	164.00 *
12/28/97	1591.00	1570.00 *	167.00	167.00 *	205.00	279.00 *	203.00	212.00 *	182.00	189.00 *	163.00	162.00 *
12/28/98	1593.00	1553.00 *	165.00	165.00 *	202.00	280.00 *	201.00	210.00 *	180.00	188.00 *	162.00	161.00 *
12/28/99	1604.00	1555.00 *	164.00	164.00 *	200.00	282.00 *	199.00	209.00 *	178.00	187.00 *	160.00	160.00 *
12/28/2000	1614.00	1566.00 *	162.00	162.00 *	197.00	283.00 *	197.00	214.00 *	177.00	192.00 *	159.00	159.00 *



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA 10

PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO, MBBL

POZO 3-E Mp, MBBL	POZO 9-E Mp, MBBL	POZO 5-F Mp, MBBL	POZO 7-F Mp, MBBL	POZO 12-F Mp, MBBL	POZO 14-E Mp, MBBL
NO INYEC.	NO INYEC.	NO INYEC.	NO INYEC.	NO INYEC.	NO INYEC.
EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C
333.00 *	93.00	90.00 *	85.00	66.00 *	0.00
				74.00 *	72.00
					67.00 *
					60.00
					69.00 *

PRODUCCION ACUMULADA DE AGUA, MBBL

POZO 3-E TASA, B/D	POZO 9-E Mp, MBBL	POZO 5-F Mp, MBBL	POZO 7-F Mp, MBBL	POZO 12-F Mp, MBBL	POZO 14-E Mp, MBBL
NO INYEC.	NO INYEC.	NO INYEC.	NO INYEC.	NO INYEC.	NO INYEC.
EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C	EN SEC. C * EN SEC. C
1026.00	201.00	200.00 *	137.00	164.00 *	133.00
				134.00 *	119.00
					120.00 *
					107.00
					106.00 *



TABLA 10

FILE: CARTAF.WK1

PETROLEUM TESTING SERVICE
ANALISIS GEOQUIMICO DEL AGUA

FILE : 1857

REPORT DATE : SEPT, 1980

COMPANY : SUPERIOR OIL

SAMPLE DATE

WELL No. :

SAMPLED BY

FIELD : TORRANCE

LABORATORY No. 1857-A

ZONE :

ANALYST

SOURCE : UNSOFTENED DOMINGUEZ

RADICAL		CONCENTRACION	VALOR DE REACCION	VALOR DE REACCION
		MILIGRAMOS POR LITRO	MILIEQUIVALENTES POR LITRO	PORCIENTO
ACIDEZ	H	0.00	0.00	0.00
SODIO	Na	75.00	3.26	22.24
POTACIO	K	3.60	0.09	0.61
CALCIO	Ca	45.00	2.25	15.35
MAGNESIO	Mg	21.00	1.73	11.80
BARIO	Ba	< 0.5	0.00	0.00
HIERRO	Fe	< 0.05	0.00	0.00
CLORURO	Cl	55.00	1.55	11.20
BICARBONATO	HC03	126.00	2.07	14.96
CARBONATO	CO3	0.00	0.00	0.00
HIDROXIDO	OH	0.00	0.00	0.00
BORATO	B407	0.75	0.01	0.07
SULFATO	S04	158.00	3.29	23.77
SILICA	Si02	< 0.1	0.00	0.00
TOTAL		484.35	14.25	100.00

RESISTIVIDAD @ 77 C. FAR 12.5 0.M

GRAVEDAD ESPECIFICA 1.0015

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

TABLA 11

JOUGHIN UNIT SECTION C
 FRESH VS. SOFTENED WATER
 P.S = 85%, INCR. ECONOMICS
 PROJECT STARTS: 1/01/84

PREPARER : ABAD, BORIS P.
 WESTERN DIVISION
 CASE : 830831160326
 DATE-TIME : 08/31/83 4:16 P.M

RESERVE DATA				
		100% W.I	COMP. W.I	COMP. N.I.
OIL	MBBL	0.00	0.00	0.00
CONDENSATE	MBBL	0.00	0.00	0.00
GAS	MMCF	0.00	0.00	0.00
EQUIVALENT	MMCF	0.00	0.00	0.00

CASH FLOW ITEMS		
	M\$	\$/NI MCF EQUIV.
REVENUE	0.00	0.00
SEV. & AD. VALOREM TAXES	0.00	0.00
WINFALL ROFIT TAX	0.00	0.00
OPERATING EXPENSE	1204.60	0.00
TANGIBLE INVESTMENT	332.90	0.00
INTANGIBLE INVESTMENT	0.00	0.00
BONUS INVESTMENT	0.00	0.00
GOVERNMENT SHARE PROFIT	0.00	0.00
ST. & FED. INCOME TAXES	-813.40	0.00
CASH FLOW ADJUSTMENT	0.00	0.00
CASH FLOW	-723.90	0.00

PROJECT ECONOMICS		
INVESTMENT	M\$	332.90
DCF RATE OF RETURN	%	0.00
CASH FLOW	M\$	-723.90
P/I RATIO	\$/ \$	-2.17
P/I RATIO DISCOUNTED @ 15%	\$/ \$	-1.90
P/I RATIO DISCOUNTED @ 20%	\$/ \$	-0.996
FINDING & DEVELOP. COST \$/NI	MCF	0.00
MAXIMUM EXPOSURE	M\$	724.00
PRESENT VALUE @ 10%	M\$	-419.20
PRESENT VALUE @ 15%	M\$	-363.20
PRESENT VALUE @ 20%	M\$	-332.20
PROJECT LIFE	YEARS	17.00
PAYOUT PERIOD	YEARS	NO PAYOUT

FILE: CARTAG.WK1



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

TABLA 12

JOUGHIN UNIT SECTION C
 FRESH VS. ALKALINE WATER
 P.S = 85%, INCR. ECONOMICS
 PROJECT STARTS: 1/01/84

PREPARER : ABAD, BORIS P.
 WESTERN DIVISION
 CASE : 830901075152
 DATE-TIME : 09/01/83 7:54 A.M

RESERVE DATA				
		100% W.I	COMP. W.I	COMP. N.I.
OIL	MBBL	68.50	30.50	25.50
CONDENSATE	MBBL	0.00	0.00	0.00
GAS	MCMF	0.00	0.00	0.00
EQUIVALENT	MBBL	68.50	30.50	25.50

CASH FLOW ITEMS		
	M\$	\$/NI BBL EQUIV.
REVENUE	1275.60	50.09
SEV. & AD. VALOREM TAXES	38.40	1.51
WINFALL ROFIT TAX	0.00	0.00
OPERATING EXPENSE	1204.60	47.30
TANGIBLE INVESTMENT	2359.60	92.65
INTANGIBLE INVESTMENT	0.00	0.00
BONUS INVESTMENT	0.00	0.00
GOVERNMENT SHARE PROFIT	0.00	0.00
ST. & FED. INCOME TAXES	-1379.80	-54.16
CASH FLOW ADJUSTMENT	0.00	0.00
CASH FLOW	-947.20	-37.18

PROJECT ECONOMICS		
INVESTMENT	M\$	2359.60
DCF RATE OF RETURN	%	0.00
CASH FLOW	M\$	-947.20
P/I RATIO	\$/ \$	-0.40
P/I RATIO DISCOUNTED @ 15%	\$/ \$	-0.533
P/I RATIO DISCOUNTED @ 20%	\$/ \$	-0.567
FINDING & DEVELOP. COST \$/NI	BBL	92.65
MAXIMUM EXPOSURE	M\$	1290.80
PRESENT VALUE @ 10%	M\$	-795.70
PRESENT VALUE @ 15%	M\$	-730.60
PRESENT VALUE @ 20%	M\$	-674.30
PROJECT LIFE	YEARS	17.00
PAYOUT PERIOD	YEARS	NO PAYOUT



(continuación)

INSTALLATION

Surface Lay 2400' - 6" Line pipe	\$	67,000.
Ditch, Lay, and Backfill 1620 - 4" Linepipe	\$	25,000.
Crossing under Normandie	\$	25,000.
Crossing under Ashbridge	\$	10,000.
Construction of (3) Test Facilities	\$	90,000.
Injection Well Hookups (2)	\$	20,000.
Electrical Installation	\$	132,000.
Pump Installation	\$	8,000.
Pump Manifold Hookup	\$	6,000.
LACSD Sewer Connection	\$	250,000.
Permits	\$	20,000.
Landscape Repair	\$	25,000.
Taxes, Transportation, & Company Supervision	\$	80,000.
		<hr/>
TOTAL INSTALLATION	\$	758,000.
CONTINGENCY	\$	173,000.
		<hr/>
TOTAL PROJECT COST	\$	1'500,000.
SUPERIOR INTEREST (44.56)	\$	668,000.

DESIGN BASIS :

6000. BWPD Inj. - 2 INJECTORS
 4000. BOPD Prod. - 10 PRODUCERS
 6000. BWPD Prod.
 2000. Psig Inj. Pressure



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

TABLA 14

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

De este estudio, y dentro de las limitaciones inherentes a la disponibilidad de datos, se llegó a las siguientes conclusiones :

1. Técnica y económicamente es posible extender la inyección de agua de la Sección B a la Sección C.
2. La parte Sur - Central de la Sección C, es la parte con menos riesgo para la expansión.
3. La recuperación de petróleo es insensible a la configuración del arreglo y a la ubicación de los pozos, dentro de un radio de 200 pies de las localidades mostradas en el Mapa N. 5.
4. Se estimó que el petróleo originalmente existente en el yacimiento " Zona Principal", Sección C, era 17.9 MMSTBO y 3900 MMSCF de gas. En Diciembre de 1982 quedaban remanentes 14.2 MMSTBO y 1400 MMSCF de gas.
5. Siguiendo el Plan C, la recuperación estimada se estableció en 1.8 MMSTBO y 187 MMSCF de gas. (10.1 % POES, 100% I.T, 85% PE), para una vida estimada del proyecto igual a 17 años.
6. Con un desarrollo adicional, 2.6 MMSTBO y 415 MMSCF de gas de la Sección C pudieran ser recuperados. Este desarrollo es la expansión completa descrita en el Plan



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
ESPOL

- A. El Plan C, que se recomienda en este estudio tiene solamente dos arreglos.
7. Aunque el análisis económico se hizo para 17 años de producción, el límite económico no se alcanzó ni en 27 años de producción.
 8. Se obtuvo un tiempo de pago de la inversión de 2.2 años.
 9. Para evaluar el verdadero potencial de la Sección C, es necesario re - acondicionar algunos de los pozos de la Parcela L y de la K.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

RECOMENDACIONES

1. Que Superior Oil le proponga a sus socios en la Unidad Joughin, Campo Torrance, Condado de Los Angeles, California, la expansión de la inyección de agua de la Sección B a la Sección C.

Siguiendo el Plan C propuesto el costo total de la expansión sería \$ 7086 M (\$ 3158 M para Superior). Esta inversión daría una tasa de retorno descontada del 45 por ciento (85% P. E.) y una relación de ganancia ganancia sobre inversión (P/I) de .83 @ 15% (85% PE).
2. Que se inyecte agua fresca.
3. Se recomendó que Superior Oil y sus socios perforen seis nuevos pozos de producción; dos nuevos de inyección, que re-acondicionen un pozo de inyección,

el 21-F; re - perforen y completen en el yacimiento Zona Principal el pozo 8 - F, y re - acondicionen los pozos 11-F, 23-F 18 - F. Estos pozos junto con los pozos 9 -E, 14-E, 3-E, 5-F, 7 - F y 12 - F, intregarán los dos arreglos invertidos de nueve pozos.

4. Que los nuevos pozos a perforarse sean localizados como muestra en el Mapa N. 5.
5. Que el desarrollo de la expansión se haga siguiendo el el cronograma dado en la Figura 7.
- 6.- Que se inicie la expansión en el segundo semestre de 1984.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOTECA



**FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

APENDICES



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

APENDICE A

ANALISIS ECONOMICOS - CASOS CONSIDERADOS



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

APENDICE A

ANALISIS ECONOMICOS - CASOS CONSIDERADOS

En las Tablas 6 y 7 del texto se presentaron los datos específicos de cada uno de los planes de desarrollo estudiados, así como los resultados del análisis económico que muestra que el Plan C recomendado en este estudio es el más beneficioso para la empresa.

El análisis fue hecho utilizando el programa - CASH FLOW desarrollado por Superior Oil para estudiar la rentabilidad de sus proyectos.

La información requerida es la siguiente:

- . AÑO Y MES DE INICIO DEL PROYECTO
- . LUGAR (ESTADO O PAIS) DONDE ESTA EL PROYECTO
- . PRODUCCION DE PETROLEO, GAS Y CONDENSADO PARA LOS AÑOS DE VIDA DEL PROYECTO
- . TIPO DE CRUDO - PESADO, LIVIANO, ETC.
- . TIPO DE GAS
- . TIPO DE CONDENSADO
- . INVERSION (100%)
- . INTERES DE TRABAJO (W.I)
- . INVERSION - TANGIBLES (100%)
- . INVERSION - INTANGIBLES (100%)
- . REGALIAS - PARA DETERMINAR EL INTERES NETO (N.I)
- . COSTO DE OPERACION PARA EL PRIMER AÑO
- . EL IMPUESTO AD VALOREM Y " SEVERANCE "



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

El " CASH FLOW ", o ingresos para cada uno de los planes considerados se presenta a continuación. Para propósitos de ilustración se usarán los valores numéricos del Plan C, el cual se incluye totalmente en este apéndice.

DETALLE DE LOS INGRESOS (CASH FLOW DETAIL - PAGE 2)

INGRESOS (REVENUE) :

PREVIOS (PRIOR) 3157.8 M\$

Este monto es el producto de 7186 M\$ * W.I (.4456349)

La inversión se la hace en el año 0, para empezar a descontarla en el año 1. Luego el proyecto se inicia con un ingreso negativo (-3157.8 M\$)

Primer Año - (1984) El ingreso (Revenue) es 2157.3 m\$ y se obtuvo de la manera siguiente :

de la Página 3-Producción Total(1984) = $N_p + L_p + G_p \rightarrow$

$$232 \text{ MBBL} + 0.8 \text{ MBBL} + 25 \text{ MMCF} = 236.6 \text{ MBBL}$$

De acuerdo con el rendimiento calórico $6.6 \text{ MMCF} = 1 \text{ BBL}$.

Producción Neta = $N_p * I.N.(W.I*(1. - Regalia))$

N_{pn}	=	$232 * (0.4456349*(1-.1657))$	=	86.3	MBBL
L_{pn}	=	$0.8 * 0.37179$	=	0.3	MBBL
G_{pn}	=	$25 * 0.37179$	=	9.3	MMCF

De la Página 4 se obtiene :

Ingresos (1984)

Petróleo :	$N_{pn} * \$/\text{BBL} \rightarrow$	$86.3 * 24.5 =$	2113.3	M\$
Condensado :	$L_{pn} * \$/\text{BBL} \rightarrow$	$0.3 * 30.5 =$	8.8	M\$
Gas :	$G_{pn} * \$/\text{MCF} \rightarrow$	$9.3 * 3.78 =$	35.2	M\$

$$\text{TOTAL(1984)} = 2157.3 \text{ M\$}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El programa tiene en su banco de datos el precio de los hidrocarburos en función del tiempo.

IMPUESTOS AD VALOREM Y " SEVERANCE " (PAGINA 2)

El impuesto Ad Valorem es 3.0%, y el Severance 0.01%,
luego:

$$\text{Impuestos} = \text{Ingreso} * 0.0301 = 2157.3 * .0301 = 64.9 \text{ M\$}$$

COSTO DE OPERACION (PAGINA 2)

$$\text{Costo de Operación (1984)} = 497 \text{ M\$} * \text{W.I} = 221.5 \text{ M\$}$$

INGRESOS ACUMULADOS (PAGINA 2)

$$\text{Ingresos Acumulados (1984)} =$$

$$\text{Ingresos Previos} + \text{Ingresos del Año} \rightarrow$$

$$-3157.8 + 2033.8 = -1124 \text{ M\$}$$

IMPUESTOS FEDERALES Y ESTATALES (PAGINA 2)

De la Página 5 se obtiene :

$$\text{Ingresos de la Operación} - \text{I.O. (de la Página 6)} =$$

$$\text{Ingresos} - \text{Impuestos (Ad Valorem + Severance)} -$$

$$\text{Costos de Operación} \rightarrow$$

$$2157.3 - 64.7 - 0.2 - 221.5 = 1870.0 \text{ M\$}$$

Luego, los 1870.0 M\$ son motivo de impuestos que se calculan de la manera siguiente :



Primer Año

$$\begin{aligned} \text{Ingreso Gravable (1984)} &= (\text{I.O} - \text{Intangibles} - \\ &\text{Depreciacion}) * \text{Tasa de} \\ &\text{Impuestos} \rightarrow \\ &= (1870.9 \text{ M\$} - 1761.6 \text{ M\$} - 209.4) * \\ &0.5118 = -51.23 \text{ M\$} \end{aligned}$$

BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

$$\begin{aligned} \text{Impuestos (1984)} &= -51.23 + (\text{Crédito de Impuestos, 8\% de} \\ &\quad \text{la Inversión}) \\ &= -51.23 - 111.7 = -163.0 \text{ M\$} \end{aligned}$$

El Primer Año es diferente a los otros pues se recupera toda la Inversión de los Intangibles, el 15% de los Tangibles y 8% de Crédito de la Inversión.

La inversión hecha en los equipos (tangibles) se recupera en 5 años, se utiliza un método de recuperación acelerada de costos (Página 5) :

AÑO	1 1984 (15% + 8%)	2 1985 22%	3 1986 21%	4 1987 21%	5 1998 21%
PLAN C (209.4 + 111.7)		307.4	293.2	293.2	293.2

Segundo Año

$$\begin{aligned} \text{Ingreso Gravable (1985)} &= (\text{I.O. - Intangibles -} \\ &\quad \text{Depreciacion) * Tasa de} \\ &\quad \text{Impuestos ->} \\ &= (1587.0 \text{ M\$} - 307.2) * 0.5118 = 655.0 \text{ M\$} \end{aligned}$$

$$\text{Impuestos (1984)} = 655.0 \text{ M\$}$$

Sexto Año

$$\begin{aligned} \text{Ingreso Gravable (1989)} &= (\text{I.O}) * \text{Tasa de Impuestos} \\ &= (1190.6 \text{ M\$}) * 0.5118 = 609.4 \text{ M\$} \end{aligned}$$

$$\text{Impuestos (1984)} = 609.4 \text{ M\$}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

PLAN C

JOUGHIN UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEVELOPMENT PLAN C P.S 85%
 PROJECT STARTS: 1/01/84

PREPARER : ABAD, BORIS P.
 WESTERN DIVISION
 CASE : 830829101155
 DATE-TIME : 08/29/83 10:12 P.M

----- RESERVE DATA -----

		100% W.I	COMP. W.I	COMP. N.I.
OIL	MBBL	1800.00	802.10	669.20
CONDENSATE	MBBL	6.00	2.70	2.20
GAS	MMCF	186.80	83.20	69.50
EQUIVALENT	MMCF	1835.50	818.00	682.40

----- CASH FLOW ITEMS -----

	M\$	\$/NI BBL EQUIV.
REVENUE	30233.10	44.30
SEV. & AD. VALOREM TAXES	910.00	1.33
WINFALL ROFIT TAX	0.00	0.00
OPERATING EXPENSE	7594.70	11.13
TANGIBLE INVESTMENT	1396.20	2.05
INTANGIBLE INVESTMENT	1761.60	2.58
BONUS INVESTMENT	0.00	0.00
GOVERNMENT SHARE PROFIT	0.00	0.00
ST. & FED. INCOME TAXES	9392.80	13.76
CASH FLOW ADJUSTMENT	0.00	0.00
CASH FLOW	9177.90	13.45

----- PROJECT ECONOMICS -----

INVESTMENT	M\$	3157.80
DCF RATE OF RETURN	%	44.50
CASH FLOW	M\$	9177.90
P/I RATIO	\$/ \$	2.906
P/I RATIO DISCOUNTED @ 15%	\$/ \$	0.833
P/I RATIO DISCOUNTED @ 20%	\$/ \$	0.571
FINDING & DEVELOP. COST \$/NI	BBL	4.63
MAXIMUM EXPOSURE	M\$	3157.80
PRESENT VALUE @ 10%	M\$	3868.70
PRESENT VALUE @ 15%	M\$	2631.20
PRESENT VALUE @ 20%	M\$	1803.40
PROJECT LIFE	YEARS	17.00
PAYOUT PERIOD	YEARS	2.23



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

PREPARED BY: RORIS P. ABAD JOGIN
 WESTERN DIVISION
 CASE: 830829101155 PAGE 2
 DATE-TIME: 08/29/83 10:12 AM

CASH FLOW DETAIL

J. JIN UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEV. PLAN C P.S. 85X
 PROJECT STARTS: 1/01/84

	REVENUE M\$	AD VAL & SEV. TAX M\$	WINDFALL PROFIT TAX M\$	OPER. EXPENSE M\$	INVEST- MENT M\$	GOV. SHARE OF PROFIT M\$	ST. & FED. INCOME TAX M\$	CASH FLOW ADJUSTMT M\$	CASH FLOW M\$	CUMULATIVE CASH FLOW M\$
FRIDR	0.0	0.0	0.0	0.0	3157.8	0.0	0.0	0.0	-3157.8	-3157.8
1984	2157.3	64.9	0.0	221.5	0.0	0.0	-163.0	0.0	2033.8	-1124.0
1985	1880.6	56.6	0.0	237.0	0.0	0.0	655.0	0.0	932.0	-192.0
1986	1700.8	51.2	0.0	253.9	0.0	0.0	563.2	0.0	830.4	638.5
1987	1587.1	47.8	0.0	279.0	0.0	0.0	495.0	0.0	765.4	1403.8
1988	1555.8	46.8	0.0	304.1	0.0	0.0	466.6	0.0	738.3	2142.1
1989	1569.3	47.2	0.0	331.5	0.0	0.0	609.4	0.0	581.3	2723.4
1990	1594.8	48.0	0.0	361.3	0.0	0.0	606.8	0.0	578.8	3302.1
1991	1598.2	48.1	0.0	393.8	0.0	0.0	591.8	0.0	544.5	3886.6
1992	1641.2	49.4	0.0	429.2	0.0	0.0	595.0	0.0	567.5	4434.2
1993	1702.4	51.2	0.0	467.9	0.0	0.0	605.6	0.0	577.7	5011.9
1994	1776.2	53.5	0.0	510.0	0.0	0.0	620.7	0.0	592.1	5603.9
1995	1836.6	55.3	0.0	555.9	0.0	0.0	627.2	0.0	598.2	6202.2
1996	1959.1	59.0	0.0	605.9	0.0	0.0	662.4	0.0	631.8	6834.0
1997	2041.1	61.4	0.0	660.4	0.0	0.0	675.2	0.0	644.1	7478.1
1998	1952.6	58.8	0.0	660.4	0.0	0.0	631.3	0.0	602.2	8080.2
1999	1886.3	56.8	0.0	660.4	0.0	0.0	598.3	0.0	570.7	8651.0
2000	1793.8	54.0	0.0	660.4	0.0	0.0	552.4	0.0	526.9	9177.9
TOTAL	30233.1	910.0	0.0	7594.7	3157.8	-0.0	9392.8	0.0	9177.9	



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

PREPARED BY: ROKIS F. ABAD JOGIN
 WESTERN DIVISION PAGE 3
 CASE: 830829101155
 DATE-TIME: 08/29/83 10:12 AM

PRODUCTION DETAIL

JO...IN UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEV. PLAN C P.S 85X
 PROJECT STARTS: 1/01/84

	TOTAL PRODUCTION			NET INTEREST %	NET PRODUCTION		
	OIL MBBLs	COND MBBLs	GAS MMCF		OIL MBBLs	COND MBBLs	GAS MMCF
PRIOR	0.0	0.0	0.0	37.179	0.0	0.0	0.0
1984	232.0	0.8	25.0	37.179	86.3	0.3	88.0
1985	191.0	0.6	20.0	37.179	71.0	0.2	72.4
1986	162.0	0.5	17.0	37.179	60.2	0.2	61.4
1987	142.0	0.5	14.0	37.179	52.8	0.2	53.8
1988	126.0	0.4	11.0	37.179	46.8	0.2	47.8
1989	115.0	0.3	11.0	37.179	42.8	0.1	43.6
1990	105.0	0.3	10.0	37.179	39.0	0.1	39.8
1991	95.0	0.3	8.5	37.179	35.3	0.1	36.0
1992	88.0	0.3	8.5	37.179	32.7	0.1	33.4
1993	82.0	0.3	8.5	37.179	30.5	0.1	31.1
1994	77.0	0.3	8.5	37.179	28.6	0.1	29.2
1995	72.0	0.3	6.8	37.179	26.8	0.1	27.3
1996	69.0	0.3	7.7	37.179	25.7	0.1	26.2
1997	65.0	0.2	6.0	37.179	23.1	0.1	24.6
1998	62.0	0.2	6.8	37.179	23.1	0.1	23.5
1999	60.0	0.2	6.0	37.179	22.3	0.1	22.7
2000	57.0	0.2	6.0	37.179	21.2	0.1	21.6
TOTAL	1800.0	6.0	186.8		669.2	2.2	682.4

EQUIV. MBBLs

PREPARED BY: MORIS P. ABAD JOGIN
WESTERN DIVISION
PAGE 5
CASE: 830829101155
DATE-TIME: 08/29/83 10:12 AM

INCOME TAX

JOGGIN UNIT SECTION C
WATERFLOODING EVALUATION
DEV. PLAN C P.S. 85X
PROJECT STARTS: 1/01/84

	OPER. CASH INCOME	INTANGIBLE INVEST.	TANGIBLE INVEST.	BONUS INVEST.	DEFREC.	COST DEPLETION	PERCENT. DEFLET.	TAXABLE INCOME	TAX RATE %	TAX CREDIT	ST. & FEI. INCOME TAX
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$	M\$
PRIOR	0.0	1761.6	1396.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0
1984	1870.9	0.0	0.0	0.0	209.4	0.0	0.0	-100.2	51.18	111.7	-163.0
1985	1587.0	0.0	0.0	0.0	307.2	0.0	0.0	1279.9	51.18	0.0	655.0
1986	1393.7	0.0	0.0	0.0	293.2	0.0	0.0	1100.5	51.18	0.0	563.2
1987	1260.4	0.0	0.0	0.0	293.2	0.0	0.0	967.2	51.18	0.0	495.0
1988	1204.9	0.0	0.0	0.0	293.2	0.0	0.0	911.7	51.18	0.0	466.6
1989	1190.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1190.6	51.18	0.0	609.4
1990	1185.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1185.5	51.18	0.0	606.8
1991	1156.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1156.3	51.18	0.0	591.8
1992	1162.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1162.5	51.18	0.0	595.0
1993	1183.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1183.3	51.18	0.0	605.6
1994	1212.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1212.7	51.18	0.0	620.7
1995	1225.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1225.4	51.18	0.0	627.2
1996	1294.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1294.2	51.18	0.0	662.4
1997	1319.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1319.2	51.18	0.0	675.2
1998	1233.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1233.4	51.18	0.0	631.3
1999	1169.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1169.1	51.18	0.0	598.3
2000	1079.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1079.4	51.18	0.0	552.4
TOTAL	21728.5	1761.6	1396.2	0.0	1396.2	0.0	0.0	18570.7		111.7	9392.8



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

PREPARED BY: BORIS F. ABAD JOGIN
 WESTERN DIVISION
 CASE: 839829101155
 DATE-TIME: 08/29/83 10:12 AM

OPERATING CASH INCOME

JOURNAL UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEV. PLAN C P.S 85X
 PROJECT STARTS: 1/01/84

	REVENUE	AD VAL	SEVERANCE	MINIFALL	OPERATING	GOV. SHARE	OPERATING	CUM. OPER.
	M\$	TAXES	TAXES	PROFIT TAX	EXPENSES	OF PROFIT	CASH INCOME	CASH INCOME
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PRIOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1984	2157.3	64.7	0.2	0.0	221.5	0.0	1870.9	1870.9
1985	1880.6	54.4	0.2	0.0	237.0	0.0	1587.0	3457.9
1986	1700.8	51.0	0.2	0.0	255.9	0.0	1393.7	4851.6
1987	1587.1	47.6	0.2	0.0	279.0	0.0	1260.4	6111.9
1988	1555.8	46.7	0.2	0.0	304.1	0.0	1204.9	7316.8
1989	1569.3	47.1	0.2	0.0	331.5	0.0	1190.6	8507.4
1990	1594.8	47.8	0.2	0.0	361.3	0.0	1185.3	9692.9
1991	1598.2	47.9	0.2	0.0	393.8	0.0	1156.3	10849.2
1992	1641.2	49.2	0.2	0.0	429.2	0.0	1162.5	12011.7
1993	1702.4	51.1	0.2	0.0	467.9	0.0	1183.3	13195.0
1994	1776.2	53.3	0.2	0.0	510.0	0.0	1212.7	14407.8
1995	1836.6	55.1	0.2	0.0	555.9	0.0	1225.4	15633.2
1996	1959.1	58.8	0.2	0.0	605.9	0.0	1294.2	16927.4
1997	2041.1	61.2	0.2	0.0	660.4	0.0	1319.2	18246.6
1998	1952.6	58.6	0.2	0.0	660.4	0.0	1233.4	19480.0
1999	1886.3	56.6	0.2	0.0	660.4	0.0	1169.1	20649.1
2000	1793.8	53.8	0.2	0.0	660.4	0.0	1079.4	21728.5
TOTAL	30233.1	907.0	3.0	0.0	7594.7	0.0	21728.5	21728.5



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

PREPARED BY: BORIS F. ABAD JOGIN
 WESTERN DIVISION PAGE 7
 CASE: 830829101155
 DATE-TIME: 08/29/83 10:12 AM

JOB: IN UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEV. PLAN C P.S 85X
 PROJECT STARTS: 1/01/84

INTEREST DETAIL

	COMPANY WORKING INTEREST %	COMPANY INVESTMENT INTEREST %	COMPANY NET INTEREST %	COMPANY ROYALTY INTEREST %	BASE ROYALTY INTEREST %	OUTSIDE ROYALTY INTEREST %
PRIOR	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1984	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1985	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1986	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1987	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1988	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1989	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1990	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1991	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1992	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1993	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1994	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1995	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1996	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1997	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1998	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
1999	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000
2000	44.563	44.563	37.179	0.000	16.570	0.000

PREPARED BY: EDORIS P. ABAD JOGIN
 WESTERN DIVISION PAGE 8
 CASE: 830829101155
 DATE-TIME: 08/29/83 10:12 AM

DISCOUNTING DETAIL

JOURNAL UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEV. PLAN C P.S 85X
 PROJECT STARTS: 1/01/84

DISCOUNT RATE %	PRODUCTIVE CASE		IDRY CASE		BONUS WRITEDOFF FACTOR
	CASH FLOW M\$	INVESTMENT M\$	CASH FLOW M\$	INVESTMENT M\$	
0	9177.9	3157.8	0.0	0.0	0.000000
5	5835.1	3157.8	0.0	0.0	0.000000
10	3868.7	3157.8	0.0	0.0	0.000000
15	2631.2	3157.8	0.0	0.0	0.000000
20	1803.4	3157.8	0.0	0.0	0.000000
25	1219.3	3157.8	0.0	0.0	0.000000
30	787.7	3157.8	0.0	0.0	0.000000
35	456.3	3157.8	0.0	0.0	0.000000
40	193.5	3157.8	0.0	0.0	0.000000
45	-20.6	3157.8	0.0	0.0	0.000000
50	-198.8	3157.8	0.0	0.0	0.000000
55	-350.0	3157.8	0.0	0.0	0.000000
60	-480.2	3157.8	0.0	0.0	0.000000
65	-593.8	3157.8	0.0	0.0	0.000000
70	-694.0	3157.8	0.0	0.0	0.000000
75	-763.3	3157.8	0.0	0.0	0.000000
80	-863.4	3157.8	0.0	0.0	0.000000
85	-935.8	3157.8	0.0	0.0	0.000000
90	-1001.7	3157.8	0.0	0.0	0.000000
95	-1062.0	3157.8	0.0	0.0	0.000000
100	-1117.5	3157.8	0.0	0.0	0.000000

MISCELLANEOUS DATA:

AD VALOREM TAX: 3,000 X
 OIL SEVERANCE TAX: 0.010 X
 CONDI. SEVERANCE TAX: 0.010 X
 GAS SEVERANCE TAX: 0.010 X

DEPRECIATION METHOD: ACCELERATED COST RECOVERY- 5 YEAR LIFE
 PERCENTAGE DEPLETION RATE: 0.000 X
 INVESTMENT CREDIT RATE: 8.000 X
 INVESTMENT ELIGIBILITY: 100.000 X

MINIMUM GOVERNMENT ROYALTY: 0.000 X
 MAXIMUM GOVERNMENT ROYALTY: 0.000 X
 FACTOR "B": 0.0000
 FACTOR "S": 0.0000

GOVERNMENT PROFIT SHARE: 0.000 X
 RECOVERY FACTOR: 0.0000
 RECOVERY PERIOD OVERHEAD: 0.000 X
 POST RECOVERY OVERHEAD: 0.000 X
 LAST WELL ON 1ST PLATFORM:
 LAST YEAR OF CAP. REC. PD.:



USERNAME='BORIS P. ABAD JOGIN'
 LOCCODE='W'
 OUTSTORE='Y'
 FRINTOPT= 0
 TITLE1='JUGHIN UNIT SECTION C'
 TITLE2='WATERFLOODING EVALUATION'
 TITLE3='REV. PLAN C P.S 85X'
 EFFYEAR= 1984
 EFFMON= 1

STATE='CA'	
OILPROD(1) =	232.0000
OILPROD(2) =	191.0000
OILPROD(3) =	162.0000
OILPROD(4) =	142.0000
OILPROD(5) =	126.0000
OILPROD(6) =	115.0000
OILPROD(7) =	105.0000
OILPROD(8) =	95.0000
OILPROD(9) =	88.0000
OILPROD(10) =	82.0000
OILPROD(11) =	77.0000
OILPROD(12) =	72.0000
OILPROD(13) =	69.0000
OILPROD(14) =	65.0000
OILPROD(15) =	62.0000
OILPROD(16) =	60.0000
OILPROD(17) =	57.0000
GASPROD(1) =	25.0000
GASPROD(2) =	20.0000
GASPROD(3) =	17.0000
GASPROD(4) =	14.0000
GASPROD(5) =	14.0000
GASPROD(6) =	11.0000
GASPROD(7) =	11.0000
GASPROD(8) =	10.0000
GASPROD(9) =	8.5000
GASPROD(10) =	8.5000
GASPROD(11) =	8.5000
GASPROD(12) =	6.8000
GASPROD(13) =	7.7000
GASPROD(14) =	6.0000
GASPROD(15) =	6.8000
GASPROD(16) =	6.0000
GASPROD(17) =	6.0000



BIBLIOTECA FIC
 ESPOL

CONFROD2(10)= 0.2700
CONFROD2(11)= 0.2700
CONFROD2(12)= 0.2500
CONFROD2(13)= 0.2500
CONFROD2(14)= 0.2100
CONFROD2(15)= 0.2100
CONFROD2(16)= 0.1900
CONFROD2(17)= 0.1900
PRIDEDU='HEVY'
PRIIEG='102'
PRIDEC='COND'
EXPBASE(1)= 497.0000
EXPYEAR(1)= 1984
EXFON(1)= 1
EXPUNTO= 0.000000
EXPUNITG= 0.000000
EXPUNTC= 0.000000
EXFRATED= 0.000000
EXFRATED= 0.000000
EXFRATED= 0.000000
ECCSM= 10
IDC(0)= 3953.0000
TANG(0)= 3133.0000
INVINFL(1)= 0.00
ADVAL= 3.0000000000
SEVUNTO= 0.000000
SEVUNITG= 0.000000
SEVUNTC= 0.000000
SEVRATED= 0.010000
SEVRATED= 0.010000
SEVRATED= 0.010000
RIDANA='N'
RISKANA='N'
WI(0)= 44.563490000
BASEROY(0)= 16.5700000000



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PLAN A

JOUGHIN UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEVELOPMENT PLAN A RISKED
 PROJECT STARTS: 1/01/84

PREPARER : ABAD, BORIS P.
 WESTERN DIVISION
 CASE : 830817141831
 DATE-TIME : 08/17/83 2:19 P.M

----- RESERVE DATA -----				
		100% W.I	COMP. W.I	COMP. N.I.
OIL	MBBL	2590.00	1154.20	962.90
CONDENSATE	MBBL	13.10	5.90	4.90
GAS	MMCF	415.00	184.90	154.30
EQUIVALENT	MMCF	2665.50	1187.90	991.00

----- CASH FLOW ITEMS -----		
	M\$	\$/NI BBL EQUIV.
REVENUE	44200.40	44.60
SEV. & AD. VALOREM TAXES	1330.40	1.34
WINFALL ROFIT TAX	0.00	0.00
OPERATING EXPENSE	10849.50	10.95
TANGIBLE INVESTMENT	2697.40	2.72
INTANGIBLE INVESTMENT	4310.60	4.35
BONUS INVESTMENT	0.00	0.00
GOVERNMENT SHARE PROFIT	0.00	0.00
ST. & FED. INCOME TAXES	12505.50	12.70
CASH FLOW ADJUSTMENT	0.00	0.00
CASH FLOW	1246.80	12.54

----- PROJECT ECONOMICS -----		
INVESTMENT	M\$	7008.10
DCF RATE OF RETURN	%	27.90
CASH FLOW	M\$	12426.80
P/I RATIO	\$/ \$	1.77
P/I RATIO DISCOUNTED @ 15%	\$/ \$	0.364
P/I RATIO DISCOUNTED @ 20%	\$/ \$	0.185
FINDING & DEVELOP. COST \$/NI	BBL	7.07
MAXIMUM EXPOSURE	M\$	7008.10
PRESENT VALUE @ 10%	M\$	4426.40
PRESENT VALUE @ 15%	M\$	2552.10
PRESENT VALUE @ 20%	M\$	1293.30
PROJECT LIFE	YEARS	17.00
PAYOUT PERIOD	YEARS	3.33

PREPARED BY: BORIS P. ARAD JORDIN
 WESTERN DIVISION PAGE 2
 CASE: 830817141831
 DATE-TIME: 08/17/83 2119 PM

CASH FLOW DETAIL

WRIGHT UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEVELOPMENT PLAN A RISKED
 PROJECT STARTS: 1/01/84

	REVENUE	AD VAL & SEV. TAX	WINDFALL PROFIT TAX	OPER. EXPENSE	INVEST- MENT	GOV. SHARE OF PROFIT	ST. & FED. INCOME TAX	CASH FLOW ADJUST	CASH FLOW	CUMULATIVE CASH FLOW
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
FR IOR	0.0	0.0	0.0	0.0	7008.1	0.0	0.0	0.0	-7008.1	-7008.1
1984	3242.8	97.6	0.0	316.4	0.0	0.0	-1181.3	0.0	4010.1	-2998.0
1985	2615.7	78.7	0.0	333.5	0.0	0.0	821.4	0.0	1377.0	-1621.0
1986	2378.3	71.6	0.0	363.0	0.0	0.0	703.5	0.0	1237.5	-383.5
1987	2252.5	67.8	0.0	358.5	0.0	0.0	624.2	0.0	1161.9	-78.4
1988	2234.8	67.3	0.0	434.4	0.0	0.0	597.1	0.0	1136.0	1914.3
1989	2271.3	68.4	0.0	473.5	0.0	0.0	865.1	0.0	844.3	2758.8
1990	2309.2	69.5	0.0	516.1	0.0	0.0	882.1	0.0	841.5	3600.2
1991	2372.9	71.4	0.0	562.6	0.0	0.0	890.0	0.0	848.9	4449.1
1992	2444.6	73.6	0.0	613.2	0.0	0.0	899.6	0.0	858.1	5307.3
1993	2530.4	76.2	0.0	668.4	0.0	0.0	914.0	0.0	871.8	6179.1
1994	2622.6	78.9	0.0	728.5	0.0	0.0	929.0	0.0	886.2	7065.3
1995	2727.4	82.1	0.0	784.1	0.0	0.0	947.5	0.0	903.8	7969.1
1996	2862.3	86.8	0.0	865.6	0.0	0.0	987.8	0.0	942.2	8711.3
1997	3043.8	91.8	0.0	943.5	0.0	0.0	1028.0	0.0	980.6	8891.9
1998	2884.6	86.8	0.0	943.5	0.0	0.0	749.0	0.0	905.3	10777.2
1999	2755.3	82.9	0.0	943.5	0.0	0.0	884.8	0.0	844.0	11641.2
2000	2632.0	79.2	0.0	943.5	0.0	0.0	823.6	0.0	785.6	12426.8
TOTAL	44200.4	1330.4	0.0	10849.5	7008.1	0.0	12585.5	0.0	12426.8	

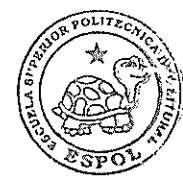


PREPARED BY: BORIS P. ARAD JOSIM
WESTERN DIVISION PAGE 2
CASE: 830817102042
DATE-TIME: 09/17/83 2:21 PM

CASH FLOW DETAIL

JOINTLY UNIT SECTION C
WATERLOADING EVALUATION
DEVELOPMENT PLAN B RISKED
PROJECT STARTS: 1/01/83

	REVENUE	AD VAL & SEV. TAX	WINDFALL PROFIT TAX	OPER. EXPENSE	INVESTMENT	GOV. SHARE OF PROFIT	ST. & FED. INCOME TAX	CASH FLOW ADJUSTMT	CASH FLOW	CUMULATIVE CASH FLOW
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PRTOR	0.0	0.0	0.0	0.0	5108.8	0.0	0.0	0.0	-5108.8	-5108.8
1984	2447.8	73.7	0.0	316.4	0.0	0.0	-849.4	0.0	2907.1	-2201.6
1985	2099.3	63.2	0.0	336.5	0.0	0.0	643.0	0.0	1054.6	-1147.0
1986	1963.2	59.1	0.0	365.6	0.0	0.0	571.8	0.0	966.6	-160.4
1987	1867.0	56.2	0.0	398.5	0.0	0.0	507.2	0.0	905.0	724.6
1988	1860.3	54.0	0.0	434.4	0.0	0.0	485.5	0.0	884.4	1609.0
1989	1898.9	37.2	0.0	473.5	0.0	0.0	700.3	0.0	668.0	2277.0
1990	1955.0	53.8	0.0	516.1	0.0	0.0	709.9	0.0	673.7	2950.7
1991	2010.2	60.5	0.0	562.6	0.0	0.0	721.7	0.0	677.2	3627.9
1992	2086.0	62.8	0.0	613.2	0.0	0.0	736.2	0.0	688.4	4316.3
1993	2172.3	65.4	0.0	668.4	0.0	0.0	754.1	0.0	702.3	5018.6
1994	2270.4	68.3	0.0	729.5	0.0	0.0	766.1	0.0	719.4	5738.0
1995	2362.0	71.1	0.0	794.1	0.0	0.0	786.6	0.0	730.7	6468.7
1996	2477.1	74.6	0.0	865.6	0.0	0.0	820.6	0.0	750.3	7219.0
1997	2625.9	79.0	0.0	943.5	0.0	0.0	869.7	0.0	782.8	8091.6
1998	2533.4	74.3	0.0	943.5	0.0	0.0	693.7	0.0	739.0	8730.8
1999	2374.3	71.5	0.0	943.5	0.0	0.0	646.3	0.0	663.6	9404.4
2000	2274.7	68.5	0.0	943.5	0.0	0.0	646.3	0.0	616.5	10020.9
TOTAL	37277.9	1122.1	0.0	10849.5	5108.8	0.0	10176.6	0.0	10030.9	



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PLAN D

JOUCHIN UNIT SECTION C
 WATERFLOODING EVALUATION
 DEVELOPMENT PLAN D RISKED
 PROJECT STARTS: 1/01/84

PREPARER : ABAD, BORIS P.
 WESTERN DIVISION
 CASE : 830817143303
 DATE-TIME : 08/17/83 2:34 P.M

----- RESERVE DATA -----				
		100% W.I	COMP. W.I	COMP. N.I.
OIL	MBBL	1918.00	854.70	713.10
CONDENSATE	MBBL	7.90	3.50	2.90
GAS	MMCF	248.00	110.50	92.20
EQUIVALENT	MMCF	1964.80	875.60	730.50

----- CASH FLOW ITEMS -----		
	M\$	\$/NI BBL EQUIV.
REVENUE	32370.60	44.31
SEV. & AD. VALOREM TAXES	974.40	1.33
WINFALL ROFIT TAX	0.00	0.00
OPERATING EXPENSE	9764.60	13.77
TANGIBLE INVESTMENT	1796.40	2.26
INTANGIBLE INVESTMENT	2349.40	3.22
BONUS INVESTMENT	0.00	0.00
GOVERNMENT SHARE PROFIT	0.00	0.00
ST. & FED. INCOME TAXES	8805.60	12.05
CASH FLOW ADJUSTMENT	0.00	0.00
CASH FLOW	8680.40	11.88

----- PROJECT ECONOMICS -----		
INVESTMENT	M\$	4145.70
DCF RATE OF RETURN	%	33.80
CASH FLOW	M\$	8680.40
P/I RATIO	\$/ \$	2.094
P/I RATIO DISCOUNTED @ 15%	\$/ \$	0.523
P/I RATIO DISCOUNTED @ 20%	\$/ \$	0.319
FINDING & DEVELOP. COST \$/NI	BBL	5.68
MAXIMUM EXPOSURE	M\$	4145.70
PRESENT VALUE @ 10%	M\$	3416.40
PRESENT VALUE @ 15%	M\$	2167.30
PRESENT VALUE @ 20%	M\$	1322.60
PROJECT LIFE	YEARS	17.00
PAYOUT PERIOD	YEARS	2.79

FILE: A:PLAND.WK1



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

PREPARED BY: BORIS P. ABRAJ JODIN
WESTERN DIVISION
PAGE 2

CASH FLOW DETAIL

JOSHUA UNIT SECTION C
WATERFLOODING EVALUATION
DEVELOPMENT PLAN D KISSER
PROJECT STARTS: 1/01/84

CASE: 230817143303
DATE-TIME: 08/17/83 2:34 PM

	REVENUE	AD VAL & REV. TAX	MINIFALL PROFIT TAX	OPER. EXPENSE	INVEST. NET	GOV. SHARE OF PROFIT	ST. & FED. INCOME TAX	CASH FLOW ADJUSTMT	CASH FLOW	CUMULATIVE CASH FLOW
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PRIOR	0.0	0.0	0.0	0.0	4145.7	0.0	0.0	0.0	-4145.7	-4145.7
1984	2297.4	69.2	0.0	284.8	0.0	0.0	-489.4	0.0	2432.8	-1712.9
1985	2008.9	60.5	0.0	304.7	0.0	0.0	639.0	0.0	1094.7	-708.2
1986	1823.6	54.9	0.0	325.1	0.0	0.0	543.8	0.0	895.9	187.7
1987	1711.3	51.5	0.0	358.7	0.0	0.0	472.9	0.0	828.3	1016.0
1988	1662.2	50.0	0.0	391.0	0.0	0.0	432.0	0.0	789.3	1895.3
1989	1676.7	50.5	0.0	426.2	0.0	0.0	614.2	0.0	585.9	2391.2
1990	1696.2	51.1	0.0	464.5	0.0	0.0	604.2	0.0	576.4	2967.6
1991	1723.4	51.9	0.0	506.3	0.0	0.0	596.4	0.0	568.9	3536.4
1992	1782.1	53.6	0.0	551.9	0.0	0.0	602.2	0.0	574.4	4110.8
1993	1834.7	55.2	0.0	601.6	0.0	0.0	602.9	0.0	575.1	4685.9
1994	1895.9	57.1	0.0	655.7	0.0	0.0	603.3	0.0	577.6	5263.5
1995	2001.8	60.3	0.0	714.7	0.0	0.0	627.9	0.0	598.9	5862.4
1996	2082.8	62.7	0.0	779.0	0.0	0.0	635.2	0.0	605.9	6468.3
1997	2213.1	65.6	0.0	849.1	0.0	0.0	664.0	0.0	633.3	7101.7
1998	2083.3	62.7	0.0	849.1	0.0	0.0	599.6	0.0	571.9	7673.6
1999	1990.9	59.9	0.0	849.1	0.0	0.0	553.7	0.0	528.1	8201.7
2000	1866.3	56.8	0.0	849.1	0.0	0.0	501.7	0.0	478.5	8680.4
TOTAL	32370.6	974.1	0.0	9764.6	4145.7	0.0	8805.6	0.0	8680.4	



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIBLIOGRAFIA

1. CHANG, M.M. y WASAN, D.T.: Emulsion Characteristics Associated with an Alkaline Waterflooding Process, SPE N. 9001 presentado al Quinto Simposium Internacional de Química de Petróleo y Geotermal, Stanford, California, mayo 28 - 30, 1980.
2. SAREM, A.M.S.: Secondary and Terciary Recovery of Oil by MCF Process, SPE N. 4901 presentado en la 44ava Conferencia Anual de California, San Francisco, California, abril 4 - 5, 1974.
3. CAMPBELL, T.C.: A Comparison of Sodium Orthosilicate and Sodium Hydroxide for Alkaline Waterflooding. SPE N. 6514, presentado en la 47ava Conferencia Anual del SPE en California, Bakersfield, California, abril 13 - 15, 1977.
4. CAMPBELL, T.C.: The Role of Alkaline Chemicals in the Recovery of Low - Gravity Crude Oils, J. Pet. Tech., noviembre 1982, pg. 2510 - 2516.
5. BUNGE, A.L., y RADKE, C.J.: Divalent Ion Exchange with Alkali, SPEJ, agosto 1983, pg. 657 - 668.
6. RAIMOND, P. ET AL: Alkaline Waterflooding Design and Implementation of a Field Pilot, J. Pet. Tech., octubre, 1977, pg. 1359 - 1368.
7. EMERY, L.W., MUNGAN, N. y NICHOLSON, R. W.: Caustic Slug Injection in the Singleton Field, J. Pet. Tech., diciembre 1970, pg. 1569 - 1576.
8. MUNGAN, N.: Enhanced Oil Recovery Using Water as a Driving Fluid, Series 1-5, World Oil, febrero 1, 1981, pg. 42 - 46.

Juarez Matos DIC 12 1989

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

BIB. F.I.C.T.
ESPOL..