

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO



**“RECUPERACIÓN DE PETROLEO MEDIANTE
INYECCIÓN DE GAS EN UN RESERVORIO
PREVIAMENTE INUNDADO POR AGUA”**

TESIS

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO DE PETROLEO

Presentado por:

RAFAEL GERMAN CAVERO HUAPAYA

PROMOCION 2001- 0

LIMA - PERÚ
2003

INDICE

- I. **INTRODUCCION**
- II. **OBJETIVO**
- III. **PLANTEAMIENTO TEORICO**
 - 1.- DEFINICIONES
 - a) Inyección de Gas
 - b) Eficiencia de Desplazamiento Microscópico
 - c) Eficiencia de Desplazamiento Macroscópico
 - 2.- LIMITACIONES Y VENTAJAS DE UN PROCESO DE INYECCION DE GAS CON RESPECTO A UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA
 - a) Tiempo de Iniciación de las Operaciones de Inyección de Gas
 - 3.- ANALISIS DEL PROCESO DE INYECCION DE GAS EN UN RESERVORIO PREVIAMENTE INUNDADO POR AGUA
 - a) Movilización de Petróleo Residual
 - b) Inyección de Gas en Zonas Inundadas Por Agua
 - 4.- Casos de Aplicación
- IV. **LOCALIZACION DEL PROYECTO**
 - 1.- UBICACION
 - 2.- AREA DE ESTUDIO
- V. **ANTECEDENTES**
 - 1.- PERFORACION Y COMPLETAION DE POZOS
 - 2.- COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO
 - 3.- HISTORIA DE PRESION
- VI. **ANALISIS DEL RESERVORIO MOTIVO DE ESTUDIO**
 - 1.- DESCRICION GEOLOGICA
 - a) Estratigrafía
 - b) Litoestratigrafía
 - c) Bioestratigrafía
 - d) Cronoestratigrafía
 - e) Relaciones Estratigráfica
 - f) Grosor
 - 2.- ANALISIS ESTRUCTURAL DEL RESERVORIO
 - a) Mapas y Secciones
 - b) Porosidad
 - c) Permeabilidad
 - 3.- ANALISIS DE LOS FLUIDOS EN EL RESERVORIO
 - a) Saturación de los Fluidos
 - b) Propiedades PVT

c) Permeabilidad Relativa

4.- DESCRIPCION DEL MODELO Y AJUSTE HISTORICO

VII. FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

1.- FACTIBILIDAD DE EJECUTAR EL PROCESO DE INYECCION DE GAS

2.- DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DEL PROCESO DE INYECCION DE GAS -
CASOS

VIII. ESTIMADOS DE RESERVAS Y PRONOSTICOS DE RECUPERACION DE PETROLEO

1.- CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU

2.- RESULTADOS DE LA SIMULACION DEL PROCESO DE INYECCION DE GAS – CASOS

IX. EVALUACION ECONOMICA

X. CONCLUSIONES

XI. RECOMENDACIONES

XII. BIBLIOGRAFIA

I. INTRODUCCION

Este estudio titulado "Recuperación de Petróleo en Reservorios Previamente Inundados por Agua" se ha llevado a cabo en la empresa Petro-Tech Peruana S.A. con la finalidad de ser presentado como trabajo de tesis de grado para conseguir el grado de Ingeniero de Petróleo.

Este estudio trata de evaluar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de gas en la Formación Basal Salina Inferior del área Providencia en el Lote Z-2B, para conseguir un Proceso de Doble Desplazamiento.

En este estudio se ha evaluado la historia de producción del reservorio en cuestión y el proceso de inyección de agua llevado a cabo en la década de los 80s. Para este efecto se ha utilizado el software de simulación de reservorios EXODUS, utilizando datos de geología, petrofísica y de producción de la Fm. Basal Salina Inferior en esta área.

Al conseguir el ajuste histórico de producción, el cual se logro después de varios intentos, se evaluó la posibilidad técnica y mecánica de llevar a cabo un proceso de inyección de gas.

El proyecto resultó positivo, logrando conseguir un futuro incremento en la producción de petróleo y las reservas según los pronósticos y cálculos efectuados con la ayuda del software de simulación, lo cual corroboró lo esperado teóricamente y la efectividad del Proceso de Doble Desplazamiento, el cual también ha sido llevado a cabo en otros campos petrolíferos con resultados positivos.

Este estudio finalmente resultó positivo para la empresa y corroboró la efectividad del proceso de Doble Desplazamiento para la recuperación de petróleo, el cual no ha sido apreciado en su verdadera dimensión, sin embargo hay muchos campos petrolíferos en el mundo en los cuales este proceso ha sido empleado con un buen factor de éxito.

II. OBJETIVO

El objetivo principal de este trabajo es el cumplir con su presentación como Trabajo de Tesis para obtener el grado de Ingeniero de Petróleo.

Así mismo, este estudio muestra la eficiencia del Proceso de Doble Desplazamiento, el cual ha sido probado con éxito en campos petrolíferos de otras partes del mundo y el cual no ha sido apreciado aún en su totalidad, ni evaluado antes para ser llevado a cabo en los campos petrolíferos en nuestro país.

El Proceso de Doble Desplazamiento, es un proceso de inyección de gas mediante el cual es posible recuperar petróleo adicional en un reservorio en el cual se ha llevado a cabo un proceso de inyección de agua. Es decir, en un reservorio en el cual se ha inyectado agua con el fin de obtener recuperación de petróleo secundario (proceso de recuperación secundaria) existe petróleo remanente aun, el cual puede ser recuperado mediante inyección de gas bajo ciertas condiciones, así podemos obtener una mayor eficiencia de recuperación de petróleo.

En los campos petrolíferos de nuestro país se han llevado a cabo un cierto numero de procesos de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, sin embargo mediante este Proceso de Doble Desplazamiento se puede obtener aun una recuperación de petróleo mayor a la ya conseguida mediante la recuperación secundaria por inyección de agua.

III. PLANTEAMIENTO TEORICO

1.- DEFINICIONES

a) Inyección de Gas

Como en un proceso de inyección de agua, la inyección de gas es usada para suplir la energía natural de un reservorio y mantener la presión del mismo. La inyección de gas es también particularmente importante en reservorios de petróleo altamente volátil y en sistemas de capa de gas que contienen grandes cantidades de gas condensado retrógrado.

En reservorios con un fuerte empuje de agua, la inyección de gas es algunas veces usada para prevenir al petróleo de resaturar la capa de gas. Este proceso también ha sido usado con la inyección de agua desde la parte inferior de la formación, como una ayuda al drenaje gravitacional, y para recuperar el petróleo del "ático" residente encima del tope de las perforaciones en una zona de petróleo.

La inyección de gas también puede ser usada en zonas inundadas por agua para movilizar el petróleo residual. Este último proceso es conocido como el Proceso de Doble Desplazamiento (PDD).

La inyección de gas puede ser un proceso miscible o inmisible. El carácter del petróleo y gas y las condiciones de presión-temperatura de la inyección determinan el tipo de proceso.

b) Eficiencia de Desplazamiento Microscópico

La eficiencia de desplazamiento microscópico es afectada por los siguientes factores: fuerzas de tensión superficial e interfacial, mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa.

Las fuerzas por unidad de longitud actuando en las interfaces fluido-fluido y roca-fluido son referidas como tensiones interfaciales. La tensión interfacial entre dos fluidos representa la cantidad de trabajo requerido para crear una nueva unidad de área superficial en la interface. La tensión interfacial también puede ser ideada como la medida de inmiscibilidad de dos fluidos. Valores típicos de tensiones interfaciales del petróleo-salmuera están en el orden de 20 a 30 dinas/cm.

La tendencia de un sólido a preferir un fluido sobre otro es lo que se llama mojabilidad. La mojabilidad es una función de la composición química de ambos: los fluidos y la roca. El grado por el cual una roca es mojabla al petróleo o mojabla al agua esta fuertemente afectado por la absorción o la no-absorción de los constituyentes en la fase de petróleo. Los componentes polares en la fase petróleo pueden absorberse sobre la superficie sólida, dejando una capa de petróleo que puede alterar la mojabilidad de la superficie.

Para ilustrar la presión capilar, considere un tubo capilar que contiene petróleo y salmuera, el petróleo teniendo una densidad más baja que la salmuera. La presión en la fase petróleo inmediatamente encima de la interfase petróleo-salmuera en el tubo capilar será ligeramente más grande que la presión en la fase de agua justo debajo de la interfase.

Esta diferencia de presiones es llamada presión capilar del sistema (P_c). La presión capilar más grande siempre ocurrirá en la fase no mojante. Una expresión relaciona el ángulo de contacto, el radio de la capilaridad en pies, la tensión interfacial en dinas/cm, y la presión capilar en psi:

$$P_c = \frac{9.519(10)^{-7} \sigma_{wo} \cos \theta}{r_c}$$

Esta ecuación sugiere que la presión capilar en un medio poroso es una función de la composición química de la roca y fluidos, el tamaño del poro, la distribución de los granos de arena en la roca, y la saturación de los fluidos en los poros. Presiones capilares son también encontradas en función de la historia de saturación, aunque esta dependencia no se refleja en la ecuación anterior.

Por esta razón, diferentes valores de presión capilar son obtenidos durante el proceso de drenaje (p.e., desplazando la fase mojante mediante una fase no mojante) y durante el proceso de imbibición (p.e., desplazando la fase no mojante mediante la fase mojante). Este fenómeno de histéresis se muestra en todos los sistemas roca-fluido.

Se ha mostrado que la presión requerida para forzar una fase no mojante a través de un capilar pequeño puede ser bastante grande. Gradientes de presión de este tipo no se pueden realizar en los reservorios. Gradientes de presión típicas obtenidas en sistemas de reservorio son del orden de 1 a 2 psi/pie.

Otro factor que afecta la eficiencia de desplazamiento microscópico es de hecho cuando dos o más fases de fluidos están presentes y fluyendo, la saturación de una de las fases afecta la permeabilidad de otras.

c) Eficiencia de Desplazamiento Macroscópica

Los siguientes factores afectan la eficiencia de desplazamiento macroscópico: heterogeneidades y anisotropía, la movilidad del fluido de desplazamiento comparado con la movilidad de los fluidos desplazados, el arreglo de los pozos inyectores y productores, y el tipo de roca matriz en la cual existe petróleo o gas.

Heterogeneidades y anisotropías de una formación que contiene hidrocarburos tienen un significativo efecto en la eficiencia de desplazamiento macroscópico. El movimiento de los fluidos a través del reservorio no será uniforme si se tienen grandes variaciones en propiedades como la porosidad, permeabilidad y cemento de arcilla. Formaciones de calizas generalmente tienen amplias fluctuaciones en la porosidad y permeabilidad. Cuando una fractura se presenta en el reservorio, los fluidos tratan de fluir a través de estas debido a la alta permeabilidad de la fractura, la cual puede conducir a tener acumulaciones de petróleo en el reservorio sin producir.

Muchas zonas productoras son variables en su permeabilidad vertical y horizontal, esto reduce las eficiencias de barrido vertical E_v y areal E_s .

Zonas o estratos de muy alta o muy baja permeabilidad usualmente exhiben una continuidad lateral a través del reservorio o una porción de este. Cuando existe esta estratificación de la permeabilidad, el agua desplazante barre más rápido a través de las zonas más permeables y la mayor parte del petróleo en las zonas menos permeables es producido en periodos largos y con una alta razón agua-petróleo. La situación es la misma si el agua viene de un acuífero o de sistemas de inyección, comúnmente llamados mantenimiento de presión cuando la presión del reservorio es bastante alta, y recuperación secundaria cuando la presión del reservorio es baja o depletada.

La eficiencia de barrido areal es también afectada por la geometría del flujo en un reservorio.

La movilidad es una medida relativa de cuán fácilmente un fluido se mueve a través de un medio poroso. La movilidad aparente ha sido definida como la razón entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad del fluido. Ya que la permeabilidad efectiva es una función de las saturaciones del fluido, muchas movilidades aparentes pueden ser definidas.

Cuando un fluido está siendo inyectado en un medio poroso conteniendo ambos el fluido inyectado y un segundo fluido, la movilidad aparente de la fase desplazante es usualmente medida a la saturación promedio de la fase desplazante cuando ésta llega a romper el frente (breakthrough) en el pozo productor. La movilidad aparente de la fase no desplazante es medida a la saturación de la fase desplazante que ocurre justo antes de empezar a inyectar la fase desplazante.

Las eficiencias de barrido areal están en función de la razón de movilidades.

Un fenómeno llamado "fingering" viscoso puede tomar lugar si la movilidad de la fase desplazante es mucho más grande que la movilidad del fluido desplazado. El "fingering" viscoso simplemente se refiere a la penetración de la fase desplazante mucho más móvil en la fase que esta siendo desplazada.

El arreglo de los pozos de inyección y producción dependen primariamente de la geología de la formación y el tamaño (extensión areal) del reservorio. Un operador debería también reconocer que, cuando un pozo productor es convertido a un pozo inyector, la capacidad de producción del reservorio será reducida.

El conocimiento de cualquier efecto de la permeabilidad direccional y otras heterogeneidades pueden ayudar en la consideración de arreglos de pozos. La presencia de fallas, fracturas, y bandas de alta permeabilidad pueden dictar el cerrado de un pozo cercano a estas heterogeneidades.

Tendencias de permeabilidad direccional pueden guiar a una pobre eficiencia de barrido en un patrón de desarrollado y puede sugerir que el arreglo puede ser alterado en una dirección o que un diferente arreglo pueda ser usado.

Las formaciones de areniscas son caracterizadas por una geometría poral mas uniforme que las formaciones de calizas. Las formaciones de calizas tienen grandes hoyos (vugs) y pueden tener fracturas significantes que están usualmente conectadas.

2.- LIMITACIONES Y VENTAJAS DE UN PROCESO DE INYECCION DE GAS CON RESPECTO A UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA

El éxito de un proyecto de inyección de gas dependerá del mecanismo por el cual el fluido inyectado desplaza el petróleo (eficiencia de desplazamiento) y del volumen del reservorio contactado por el gas inyectado (eficiencia de barrido).

En la mayoría de casos la inyección de gas será menos efectiva que la inyección de agua. Sin embargo, el gas puede ofrecer ventajas económicas debido a su habilidad y relativa fácil inyección. En esos reservorios con alta permeabilidad y alto "span" vertical, la inyección de gas puede dar como resultado altos factores de recuperación debido a la segregación vertical.

Los aspectos de almacenamiento y utilización del gas en las operaciones de inyección son un beneficio secundario.

Una de las ventajas de la inyección de gas es su tendencia a reducir la viscosidad del petróleo y la saturación de gas libre por solución. En operaciones de mantenimiento de presión, esto puede ser importante en la disminución del tiempo total de depletación. Esto tiende a mantener la productividad individual del pozo y disminuir el tiempo necesario para depletar el reservorio. El tiempo menor de depletación se traduce en la reducción de costos de operación y en el incremento del valor presente de futuros desembolsos.

a) Tiempo de Iniciación de las Operaciones de Inyección de Gas

Considerando sólo la recuperación de hidrocarburos, las condiciones de reservorio favorable para la inyección de gas son las mismas que para la inyección de agua (p.e. cuando el reservorio está debajo o ligeramente debajo de la presión de burbuja). Este factor está afectado en gran medida por los factores económicos y objetivos.

Así es que generalizando, el tiempo óptimo para iniciar la inyección de gas es un valor límite práctico. Este es el mejor factor que se puede usar para hacer las predicciones de éxito asumiendo la iniciación del proyecto en varios tiempos. La evaluación económica de cada escenario será de gran ayuda para la toma de decisiones.

Algunas conclusiones pueden ser derivadas de las figuras que se muestran a continuación, las cuales ilustran el comportamiento de un típico reservorio de gas en solución sometido a la inyección de gas. Las curvas mostradas en la *Figura 1*, las cuales están basadas en conceptos balance de materias y permeabilidad relativa, ilustran que:

- Mientras más temprano en la vida del reservorio se inicie la inyección de gas, el petróleo recuperado será mayor a una presión determinada.
- La temprana inyección de gas dará como resultado altos GORs al final del proceso.
- La reinyección de gas en cualquier tiempo incrementará la recuperación de petróleo en cierto grado.

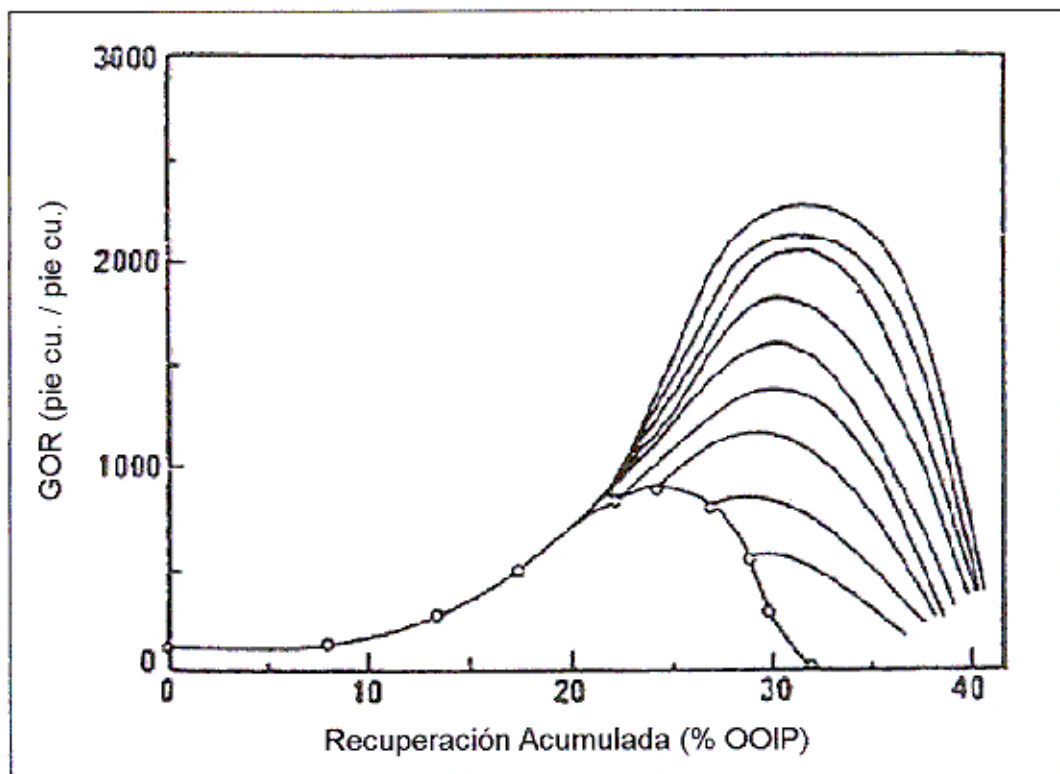
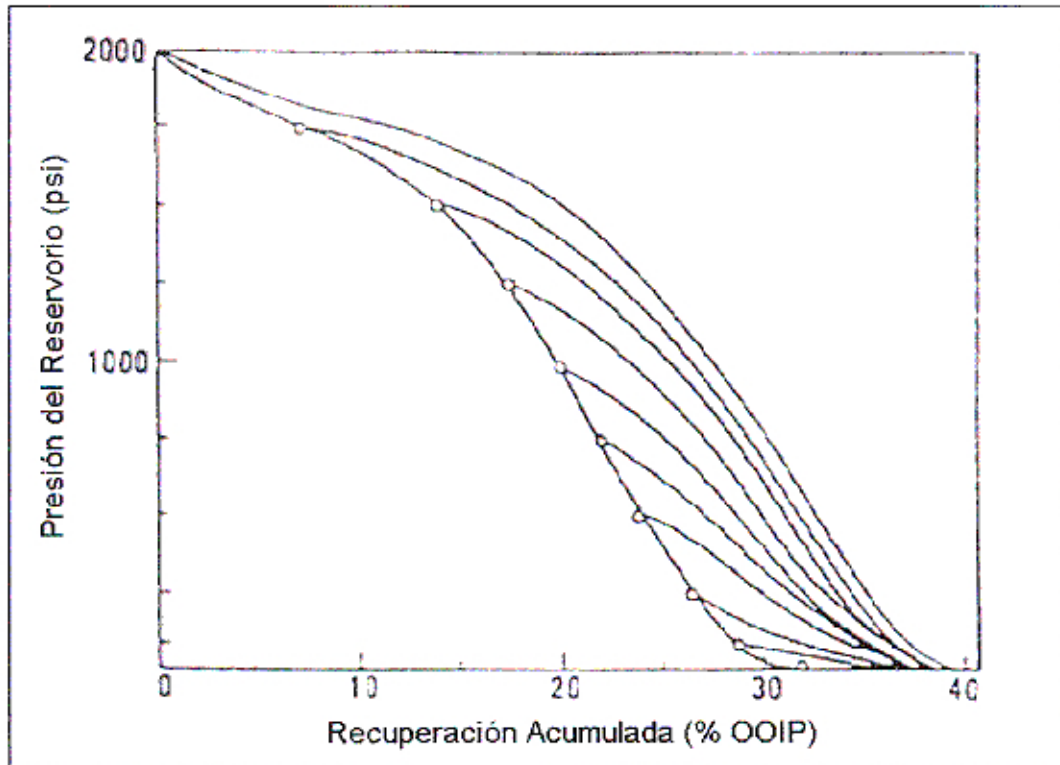


Figura 1

3.- ANALISIS DEL PROCESO DE INYECCION DE GAS EN UN RESERVORIO PREVIAMENTE INUNDADO POR AGUA

a) Movilización del Petróleo Residual

Durante las primeras etapas de la inundación con agua en reservorios de petróleo mojados al agua, el agua existe como un film rodeando los granos de arena y el petróleo ocupa el espacio poral restante.

En un tiempo intermedio durante la inundación, la saturación de petróleo ha decrecido y existe en parte como una fase continua en algunos canales pero como gotitas discontinuas en otros canales.

Al final de la inundación, cuando el petróleo se ha reducido a su saturación residual, este existe primariamente como una fase discontinua de gotas o glóbulos que han sido aislados y atrapados por el agua desplazante.

La inundación con agua en sistemas mojables al petróleo tiene una diferente distribución de fluidos a la saturación residual de petróleo. El petróleo residual existe como un film alrededor de los granos de arena.

La movilización del petróleo residual en un sistema mojado al agua requiere que los glóbulos discontinuos sean conectados para formar un canal de flujo continuo que llegue a los pozos productores. La movilización del petróleo esta gobernado por las fuerzas viscosas (gradientes de presión) y las fuerzas de tensión interfacial que existen en el sistema grano de arena-petróleo-agua.

A partir de estudios realizados, correlaciones entre un parámetro adimensional llamado "número capilar" y la fracción de petróleo recuperado han sido desarrolladas.

El número capilar es el cociente de la fuerza viscosa y fuerza de tensión interfacial y está definido por:

$$N_{vc} = (constant) \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow}} = constant \frac{k_o \Delta p}{\phi \sigma_{ow} L}$$

donde v es la velocidad, μ_w es la viscosidad del fluido desplazante, σ_{ow} es la tensión interfacial entre el fluido desplazado y el fluido desplazante, k_o es la permeabilidad efectiva de la fase desplazada, ϕ es la porosidad, y $\Delta p/L$ es la caída de presión asociada con la velocidad.

El número capilar incrementa como las fuerzas viscosas incrementan o como las fuerzas de tensión interfacial decrecen.

b) Inyección de Gas en Zonas Inundadas por Agua

La inyección de gas en zonas inundadas por agua resultará en el desplazamiento de una fracción substancial del petróleo puenteado por el frente de agua. En la *Figura 2* se muestra el esquema de un reservorio candidato para este proceso definido como Proceso de Doble Desplazamiento. Al

contacto con el gas inyectado, los glóbulos de petróleo residuales se esparcen y forman una delgada película. Seguidamente el drenaje de estas películas de petróleo crea un banco el cual migra hacia la parte baja de la formación y pueden ser producidas.

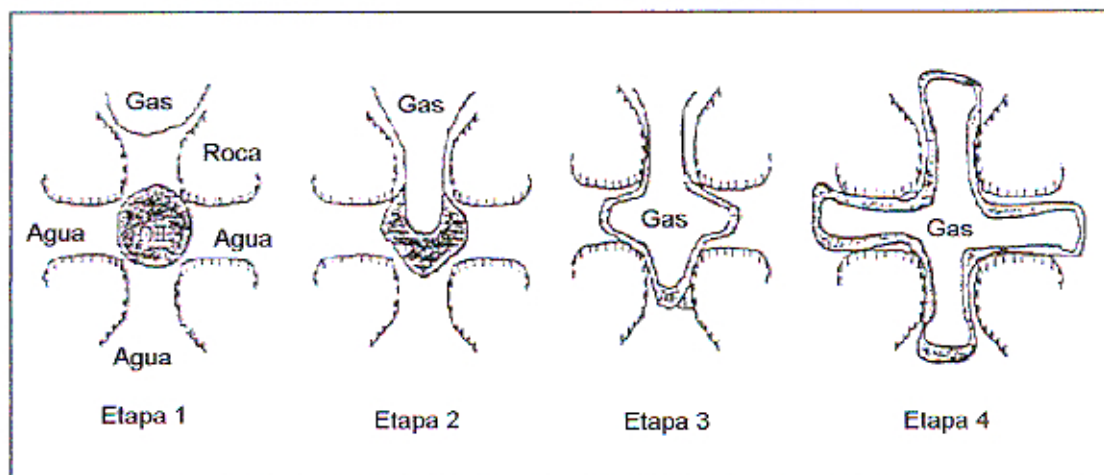


Figura 2

Para acelerar la recuperación del petróleo re-mobilizado la zona inundada por gas puede ser sometida a una nueva inyección de agua. Este proceso es denominado Desplazamiento por Agua - Segundo Contacto (DASC).

Experimentos de laboratorio prueban que el DASC puede recuperar cantidades significantes de petróleo residual en zonas inundadas por agua.

El petróleo esparcido sobre el agua en zonas invadidas por gas es eficientemente desplazado por agua inyectada desde el fondo. La cantidad de petróleo producido antes del rompimiento del frente por gas (gas breakthrough) combinada con el producido por DASC puede ser un atractivo objetivo para reservorios donde un DDP convencional es poco económico. El DASC podría ser una opción factible para reservorios con empuje de agua.

Estudios minuciosos del Hawkins Field Unit muestran que el proceso de empuje de gas combinado con el drenaje gravitacional tiene una eficiencia de recuperación de casi 80% mientras que la eficiencia de recuperación por impulsión de agua fue de 60%.

Estudios indican que un proceso de empuje de gas inmisible en las zonas del reservorio invadidas por agua debería recuperar petróleo adicional. Estos estudios muestran que la saturación mínima residual de petróleo obtenida como resultado del desplazamiento por gas en la columna de petróleo invadida por agua es esencialmente la misma que la saturación residual de petróleo obtenida mediante el desplazamiento de gas en la columna original de petróleo.

Así, existe la posibilidad de reducir la saturación residual de petróleo promedio en la columna de petróleo invadida por agua de 35% a casi 12% mediante empuje de gas y drenaje gravitacional.

Finalmente el proceso de desplazamiento de gas de una columna de petróleo invadida por agua ha sido llamado Proceso de Doble Desplazamiento (PDD). En la *Figura 3* se muestra el esquema del Proceso de Doble Desplazamiento

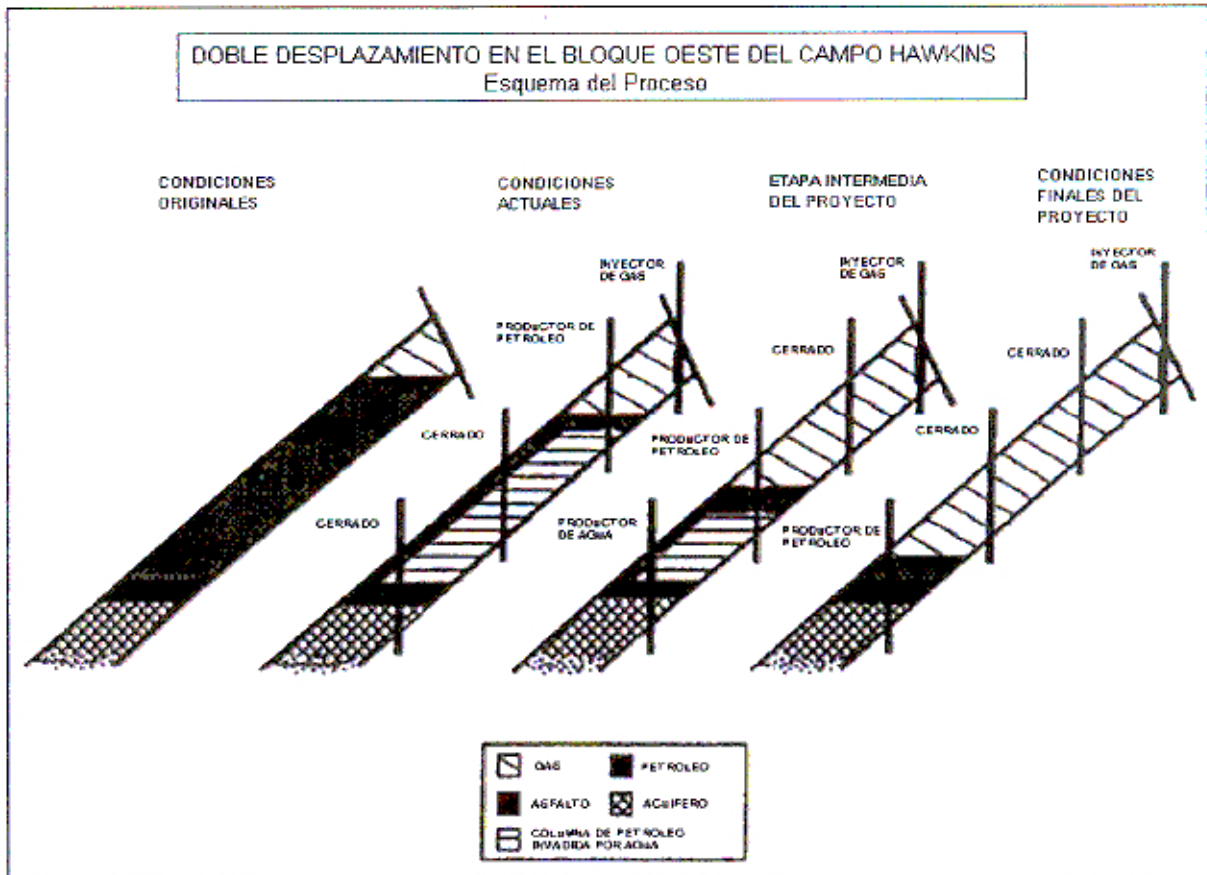


Figura 3

4.- CASOS DE APLICACION

Hawkins Field

Descubierto en 1940, esta localizado al sureste de Wood County, Texas, a casi 100 millas de Dallas.

Estudios muestran que la saturación mínima residual de petróleo del desplazamiento por gas en la columna de petróleo invadida por agua es esencialmente la misma que la saturación residual de petróleo obtenida mediante el desplazamiento de gas en la columna original de petróleo.

Así, existe la posibilidad de reducir la saturación residual de petróleo promedio en la columna de petróleo invadida por agua de 35% a casi 12% mediante inyección de gas. Esto representa una recuperación potencial de 65% del OIP después de la inyección de agua.

Handil Field

Handil es un campo gigante localizado en el Delta Mahakam de la isla de Borneo, Indonesia.

En 1995 cinco reservorios, representantes de casi 1/5 del OOIP total del campo, los cuales lograron su etapa final de inyección de agua – 58% del total oil in place ya había sido producido- fueron sometidos a un desarrollo adicional con inyección de gas seco para incrementar la recuperación de petróleo final.

A la fecha, luego de tres años de inyección de gas, el factor de recuperación para estos 5 reservorios se incrementó en 1.2% del petróleo inicialmente in situ y el proyecto es considerado técnica y económicamente exitoso.

FACTOR DE RECUPERACION (%OOIP)

	Hawkins Field	Handil Field
Primario	25	28
Secundario (Inyección de Agua)	15	20
PDD	12	15
TOTAL	52	63

IV. LOCALIZACION DEL PROYECTO

1.- UBICACION

El lote Z2-B esta ubicado en el zócalo continental peruano, frente de la ciudad de Talara en la provincia de Talara, departamento de Piura, Región Graú entre las millas cuadradas 9'580N, 9'340N, 500E y 420E del sistema de coordenadas locales. Se encuentra dentro del marco geológico regional de la Cuenca Talara. En la *Figura 4* se muestra la ubicación de la zona de estudio.

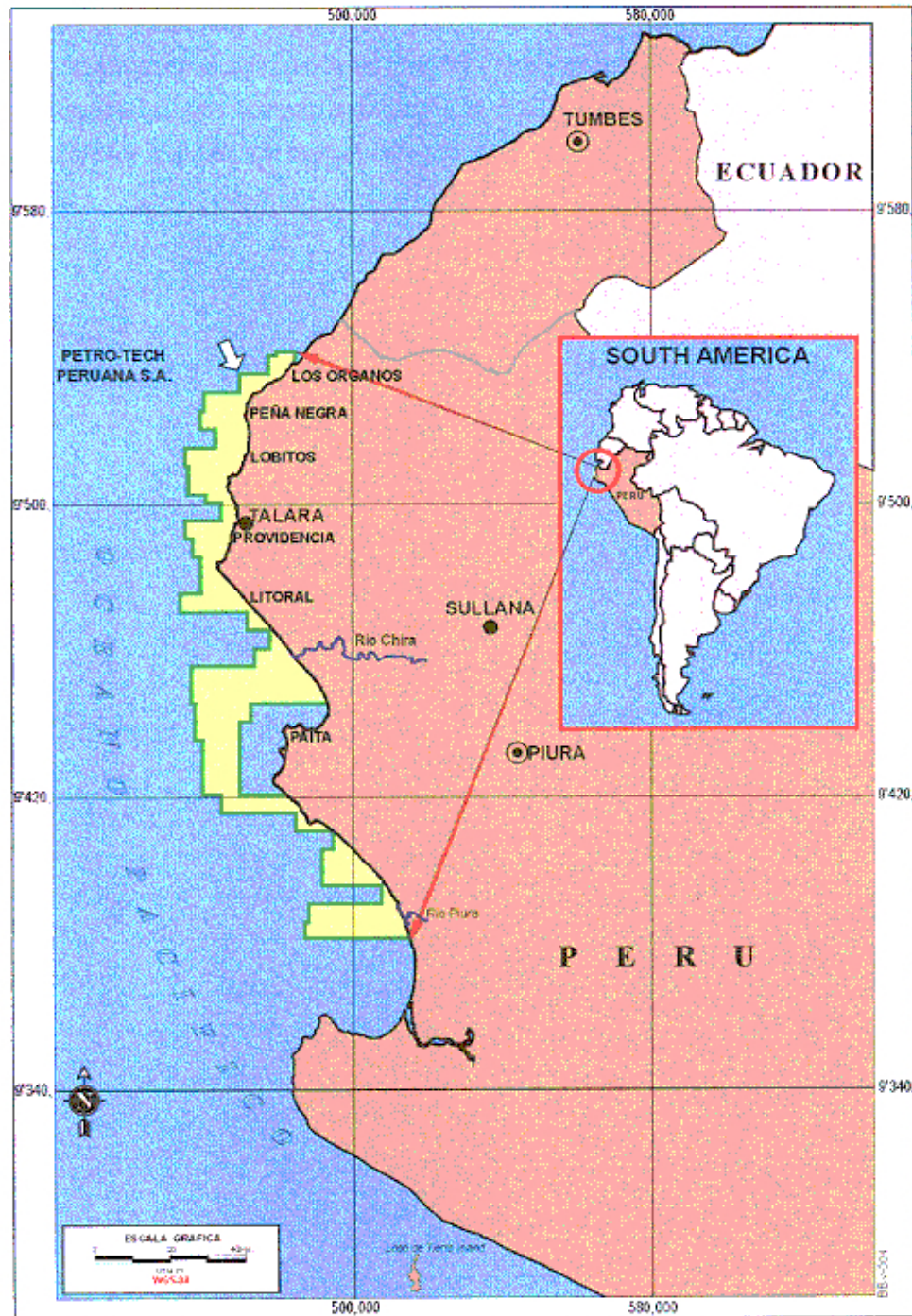


Figura 4

Recuperación de Petróleo Mediante Inyección de Gas en un Reservorio Previamente Inundado por Agua
Preparado por Rafael Cavero H.

2.- AREA DE ESTUDIO

Después de revisar el área de las plataformas PG y PQ, se decidió hacer un cambio a la interpretación original, en el cual la Formación Basal Salina Inferior en el área del bloque Providencia I y el bloque Providencia II (localizado al suroeste del Providencia I) fueron considerados como dos reservorios independientes.

Estos bloques están separados por una falla, pero el análisis de las presiones, las respuestas observadas en el proceso de inyección de agua y las secciones estructurales indican que esta falla no es sello y permite la comunicación entre estos dos bloques, por esta razón se decidieron unir estos dos bloques en uno solo, denominado Providencia IA.

En este estudio, estos dos reservorios son considerados como un solo bloque debido al comportamiento productivo, la historia de presión y la posición estructural de estos bloques.

Se ha considerado un solo horizonte debido a la buena continuidad que presenta la Formación Basal Salina Inferior a través del bloque seleccionado.

V. ANTECEDENTES

1.- PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN DE POZOS

El primer pozo perforado en el área de estudio fue el pozo P24A-12, el cual alcanzó una profundidad final de 5700 pies en Febrero de 1968. En la Tabla 1 se muestra un resumen de la historia de los pozos.

2.- COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO

El estado actual de producción de los pozos perforados en el bloque Providencia IA a Agosto del 2002 es el siguiente:

ESTADO – AGOSTO 2002

Pozos Completados	29
Pozos Productores	7
Pozos Inyectores	0
Producción de Petróleo, bopd	266
Producción de Agua, bwpd	42
Producción Acumulada de Petróleo, Mstb	10464
Producción Acumulada de Gas, MMscf	25059
Producción Acumulada de Agua, Mbw	959
GOR, scf/stb	2083
Inyección de Agua, Mbwd	0
Inyección Acumulada de Agua, Mbw	24859

Veintinueve pozos perforados en la zona de estudio han llegado a la formación Basal Salina Inferior, y de estos, quince fueron inicialmente productores de petróleo y luego convertidos a inyectores de agua.

La producción de petróleo en el bloque se inicio en Febrero de 1968, mientras que en Junio de 1969 con el pozo P24A-10A (ubicado en la parte baja de la estructura) se inicio la inyección de agua en el bloque.

En inicios de los 70s se inicio la inyección de agua en la zona sur del bloque (parte alta de la estructura), ya que se consideraba que el reservorio era más grande y que existían pozos ubicados en la zona superior de la estructura que podrían responder, pero en ninguno de estos pozos se ha observado respuesta. Esto confirma la existencia de una falla sello hacia la zona suroeste del bloque. Sin embargo, esta inyección de agua en estos pozos ha influenciado la producción de petróleo en los pozos ubicados en la siguiente zona inferior.

RESUMEN DE HISTORIA DE POZOS - PROVIDENCIA 1A

POZO	FECHA DE COMP.	INTERVALO PERF.	PETROLEO ACUM. (MBO)	AGUA ACUM. (MBW)	RESUMEN	ESTADO
P24A-10A	May-69	5545' - 5244'			inyecto agua en el Basal Salina desde Jun-69 hasta Nov-81. Llegando a inyectar un acumulado de 2.1 MMbbls de agua	Abandonado
P24A-12	Feb-68	5478' - 5634'	175	22	En Enero 73 el pozo empezo a inyectar agua, hasta Jun 75. Llegando a inyectar un volumen de 0.4 MMbbls.	Cerrado
P24A-13	Apr-68	6292' - 6078'	682	5	En Abril 77 se coloco un tapon @ 3408 y se perforo el intervalo 2603' - 3284'. En Agosto 75 se abandono el pozo temporalmente.	Cerrado
P24A-14	Mar-68	5590' - 5878'	264	29	En Jul 72 se inicio inyeccion de agua, hasta Nov 81 llegando a inyectar 2.8 MMbbls. En Mar 84 se encontro casing colapsado @ 5660. En Oct 76 se encontro tubing con hueco. En Jul 96 se puso tapon @ 5970 y se perforo San Cristobal.	Cerrado
P24A-15	Feb-68	5257' - 5421'	32	5	En Jun 70 se reperforo y se inicio inyeccion de agua hasta Nov 81, llegando a inyectar 2.6MMbbls de agua	Abandonado
P24A-19	Aug-68	5730' - 5857'	514	127	En Sep 75 se inicio la inyeccion de agua hasta Nov 81, llegando a inyectar un volumen de 1MMbbls de agua.	Cerrado
P24A-22	Oct-68	5475' - 5597'			En May 70 se empezo la inyeccion de agua hasta Nov 81, llegando a inyectar 3.6 MMbbls. En Mar 85 se abandono el pozo debido a atasque.	
PG-1	Jul-68	3519' - 3620'	382	0.9	En Sep 68 se perforo la fm Wedge Sand 3369'-3403'.	12 BP x 2 BA
PG-2	Apr-69	4185' - 4545'	341	2	En Feb 2000 se perforo el Upper Basal Salina.	22 BP x 39 BA
PG-4	Jul-69	4177' - 4385'	369	187	En Feb 80 se empezo a inyectar agua, que se perdio. En Oct 82 se puso tapon @ 3400' debido a tener pescado en el fondo.	Cerrado
PG-5	May-69	4160' - 4262'	169	48	En May 82 se abandono el pozo debido a problemas mecanicos.	Abandonado
PG-6	Jul-69	4406' - 4465'	102	0.5	En Dec 76 se empezo a inyectar agua hasta Nov 82, llegando a inyectarse casi 1.25MMbbls. En Ago 85 se coloco tapon debido a colapso de la tuberia de revestimiento.	
PG-7	Apr-69	4299' - 4408'	48	0.3	En Ago 74 se cerro el pozo por alto GOR. En Dic 76 se empezo a inyectar agua hasta Oct 78, llegando a inyectar 0.8 MMbbls de agua. En Mar 84 se perdio la instalacion de inyeccion y se coloco tapon @ 3750'. Se perforo la Fm. Manta y Salina.	4 BP x 0 BA
PG-8	Jun-69	3898' - 4118'	468	84	En May 84 se coloco tapon @ 4063' por problemas de colapso. En Jul 85 se coloco tapon @ 1906 debid a problemas mecanicos. Se perforo el Manta.	Cerrado
PG-9	Mar-69	3593' - 3794'	646	8	En Mar 78 se cerro el pozo por alto GOR. Se reabrio en Jun 80.	58 BP x 0 BA
PG-U2	Sep-68	4226' - 4414'	306	32	En May 79 se empezo a inyectar agua hasta Ene 82, llegando a inyectar 1.3MMbbls de agua. En Apr 84 se coloco tapon @ 1900' y se perforo Manta. En Feb 2000 se perforo tapon hasta 3325', se coloco tapon @ 3250' y se perforo Wedge Sand	13 BP x 3 BA

Tabla 1

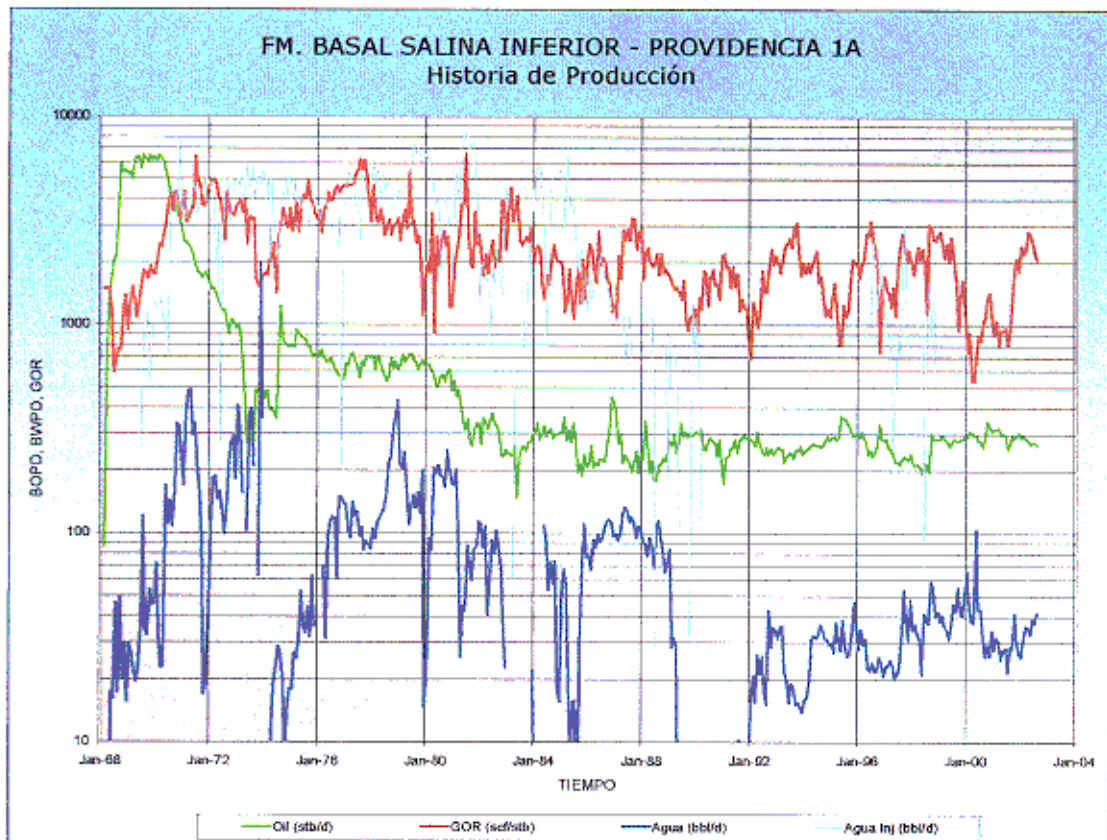
RESUMEN DE HISTORIA DE POZOS - PROVIDENCIA 1A

POZO	FECHA DE COMP.	INTERVALO PERF.	PETROLEO ACUM. (MBO)	AGUA ACUM. (MBW)	RESUMEN	ESTADO
PG-U3	Sep-68	4304' - 4518'	574	122	En Jun 73 se coloco tapon @4420' por problemas mecanicos. En Jun 79 se perforo el tapon hasta 4450' y se empezo a inyectar agua hasta Dic 81. En May 84 se coloco tapon @2050' y se perforo la fm. Manta.	41 BP x 0 BA
PG-U4	May-69	4461' - 4492'	30	0.2	En Oct 70 se coloco tapon @4000' por problemas mecanicos. Se cerro el pozo. En Jul 75 se perforo el tapon hasta 4466'. En Apr 84 se coloco tapon @3728' por problemas de pescado. Se perforo la Fm. Manta.	15 BP x 0 BA
PG-U5	Feb-69	4260' - 4326'	32	0.4	En Sept 70 se coloco tapon @3000'. Se perforo el Manta. En Mar 78 se perforo tapon hasta 4298'.	5 BP x 0 BA
PG-U6	Oct-68	3734' - 3828'	189	0.8	En Ene 79 se empezo a inyectar agua hasta Jun 85, llegandose a inyectar 1.4 MMbbls. En Ago 85 se coloco tapon @1217' y se perforo la fm. Manta. En Ago 97 se perforo el tapon hasta 3536'. Se coloco tapon @3400' y se perforo la fm. San Cristobal. En Feb 2000 se perforo la fm. Wedge Sand.	1 BP x 0 BA
PG-U7	Nov-68	3440' - 3608'	85	0.9	En Ago 74 se cerro el pozo por alto GOR. En Ago 85 se coloco tapon @ 3010 por problemas mecanicos. Se abandono el pozo.	Abandonado
PG-U8	Nov-68	3954' - 3970'	314	0.9	En Ene 78 se empezo a inyectar agua hasta Jul 85, llegandose a inyectar 2.5MMbbls. En Sept 96 se coloco tapon @ 1350' debido a problemas mecanicos. Se perforo la fm. Manta.	2 BP x 0 BA
PG-U9	Jan-69	5414' - 5684'	1047	19		54 BP x 10 BA
PQ-1	Aug-69	3798' - 4046'	506	102	Presencia de Carbonato. En Jun 96 se empezo a inyectar agua hasta Nov 98. En Jul 99 se coloco tapon @ 2250' debido a problemas mecanicos. Se perforo la fm. Manta.	Cerrado
PQ-5	Mar-70	3904' - 4298'	750	76	Corte periodico de parafina	60 BP x 32 BA
PQ-6	Nov-69	4451' - 4694'	626	48	En Abr 97 se coloco tapon @4428 por problemas mecanicos. Se perforo la Fm. Wedge Sand. En Sept 98 se reabrio la Fm. Basal Salina.	36 BP x 2 BA
PQ-U6	Nov-69	4434' - 4615'	1321	2	En Abr 97 se coloco tapon a 2200' y se perforo la Fm. Pariñas. En Sept 98 se reabre la Fm. Basal Salina.	35 BP x 1 BA
PQ-U7	Sep-69	3826' - 4146'	62	0.1	En Ago 74 se cerro el pozo debido a alto GOR. En Oct 82 se empezo a inyectar agua hasta Ene 85, llegandose a inyectar 1.1MMbbls. En Feb 85 se coloco tapon @3206 debido a problemas mecanicos. En Sept 98 se perforo la Fm. San Cristobal.	Cerrado
PQ-U9	Mar-70	3826' - 4173'	117	0.1	En Sept 74 se cerro el pozo por alto GOR. En Oct 85 se reperforo la Fm. Basal Salina y se empezo a inyectar agua hasta Mar 90. En Abr 97 se coloco tapon @3810' por problemas mecanicos y se perforo la Fm. Wedge Sand. En dec 97 se coloco tapon @2900' y se perforo la Fm. San Cristobal.	Cerrado

Tabla 1 (Continuación)

En los 90s, se inicio la inyección de agua en los pozos localizados en la parte norte del bloque. Actualmente, se viene recuperando petróleo en los pozos localizados en la zona media del bloque debido al efecto de la inyección de agua.

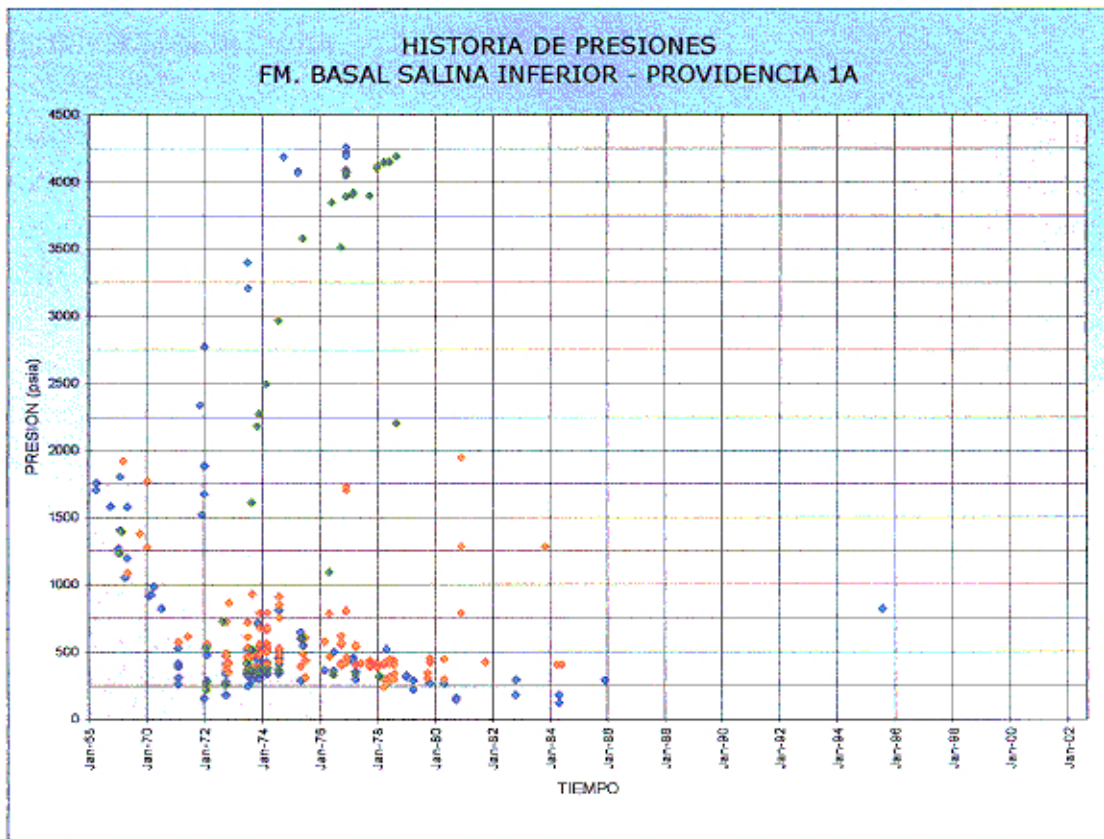
El Cuadro 1 muestra la historia de producción de la Formación Basal Salina Inferior en el bloque Providencia IA.



Cuadro 1

3.- HISTORIA DE PRESIÓN

En el Cuadro 2 se muestra la historia de presión del bloque en estudio. Las presiones se obtuvieron a partir de pruebas BHP y DST. Existen pruebas que no son representativas y que no se tomaron en cuenta debido a que se realizaron durante un periodo corto de tiempo. Según este cuadro se estima que la presión inicial de la Formación Basal Salina Inferior fué del orden de 1800 psi.



Cuadro 2

VI. ANALISIS DEL RESERVORIO MOTIVO DE ESTUDIO

1. DESCRIPCION GEOLOGICA

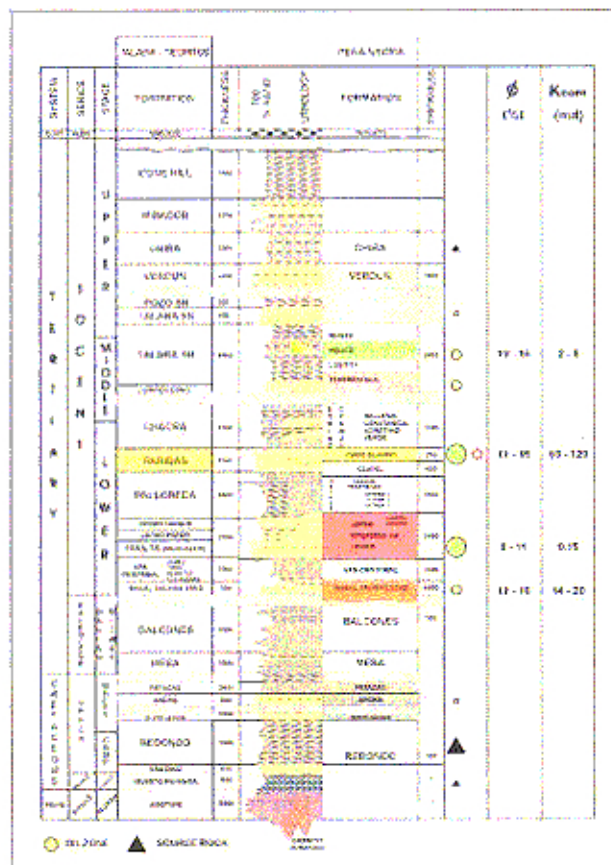
a) Estratigrafía

Estratigráficamente esta constituido por unidades litológicas cuyas edades van del Paleozoico hasta el reciente, el cual presenta los siguientes reservorios: Hélico, Terebrátula, Cabo Blanco, Mogollón y Basal Salina, todos estos pertenecientes al terciario.

El área de estudio comprende los bloques Providencia I y II (Ver Figura 5), esta limitado por 3 fallas. Internamente el bloque se encuentra seccionado por una falla normal, la cual ha generado sub-bloques estructurales que están definidos.

La Formación Basal Salina fue tratada inicialmente por Viktor Petters (1967) en un estudio que abarca desde Los Organos hasta Negritos tierra. En los campos antiguos de Lobitos esta fue llamada como "Lobitos Deep", posteriormente debido a su posición estratigráfica dentro del grupo Salina se le llamo Basal Salina.

En el zócalo, el Basal Salina se desarrollo inicialmente desde 1967 en el área de Providencia Costafuera, a partir de 1984 con el descubrimiento de Basal Salina en el área de Lobitos Costafuera, esta formación se ha constituido como un reservorio de gran importancia por su excelente producción, tanto en la mencionada área como en Peña Negra Costafuera.



Columna Estratigráfica del Lote Z-2B

b) Litoestratigrafía

Esta formación se caracteriza por ser un cuerpo de arenisca conglomerádica, en algunos casos hasta conglomerado, intercalada con estratos de areniscas de grano grueso a medio y algunas capas de lutitas de color gris oscuro.

c) Bioestratigrafía

El Basal Salina presenta microfauna (foraminíferos arenosos) típica de la Formación Balcones en las lutitas interestratificadas, estas especies encontradas son consideradas como fauna retrabajada. Por la microfauna encontrada y la determinación por microflora (polen y esporas) esta formación pertenece al Eoceno Inferior.

d) Cronoestratigrafía

Esta formación pertenece a la era Cenozoica, sistema Terciario, serie Eoceno Inferior.

e) Relaciones Estratigráficas

El Basal Salina sobreyace discordante a la Formación Balcones e infrayace concordantemente en contacto gradacional a la Formación San Cristobal.

f) Grosor

En el área Providencia Costafuera la Formación Basal Salina es el objetivo principal con un espesor promedio es de 250 pies.

2.- ANALISIS ESTRUCTURAL DEL RESERVORIO

a) Mapas y Secciones

Se preparó un mapa estructural en el tope de la Formación Basal Salina Inferior, en la cual se esquematiza el contacto agua – petróleo detectado por los pozos P24A-10 y P24A-22 (hacia el norte del bloque Providencia IA).

Se prepararon 2 secciones estructurales y 3 secciones estratigráficas (*Figuras 6 a 10*) fin de correlacionar las diferentes arenas estratigráficas e interpretar la estratigrafía del bloque. El buzamiento del bloque se encuentra entre 13 a 15 grados (incrementando de noreste a suroeste).

Se preparó un mapa de arena neta petrolífera a partir de datos obtenidos de los registros eléctricos, este mapa muestra un buen desarrollo de la arena en la parte norte del bloque en el cual existe un espesor de arena neta petrolífera entre 100' y 120', adelgazándose en la zona sur del bloque en donde se tiene entre 20' y 30' de arena neta petrolífera.

Se prepararon los mapas de isoporosidad e isopermeabilidad respectivos para la formación, basados también en los datos obtenidos de registros eléctricos y de análisis de núcleos.

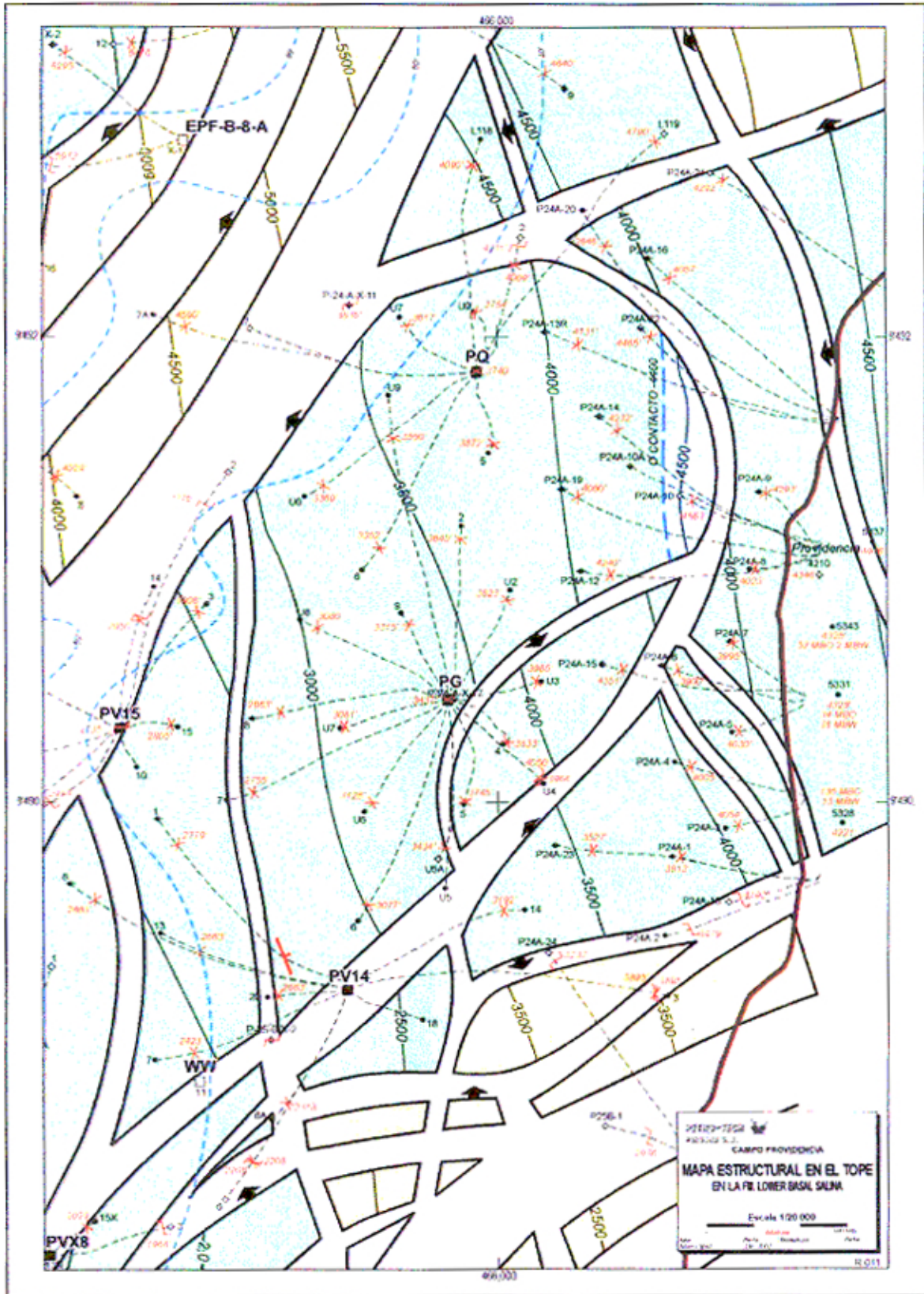


Figura 5

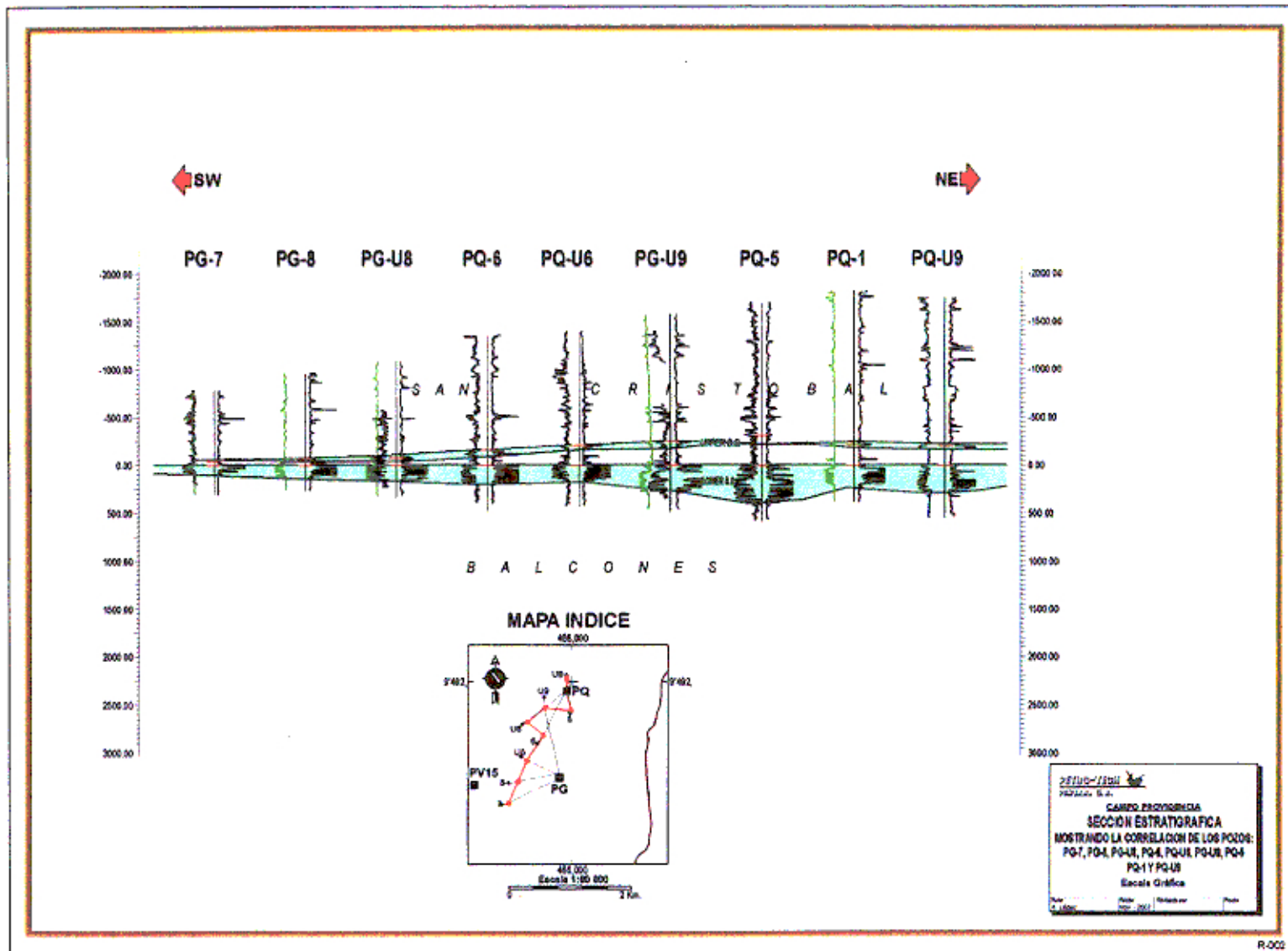


Figura 6

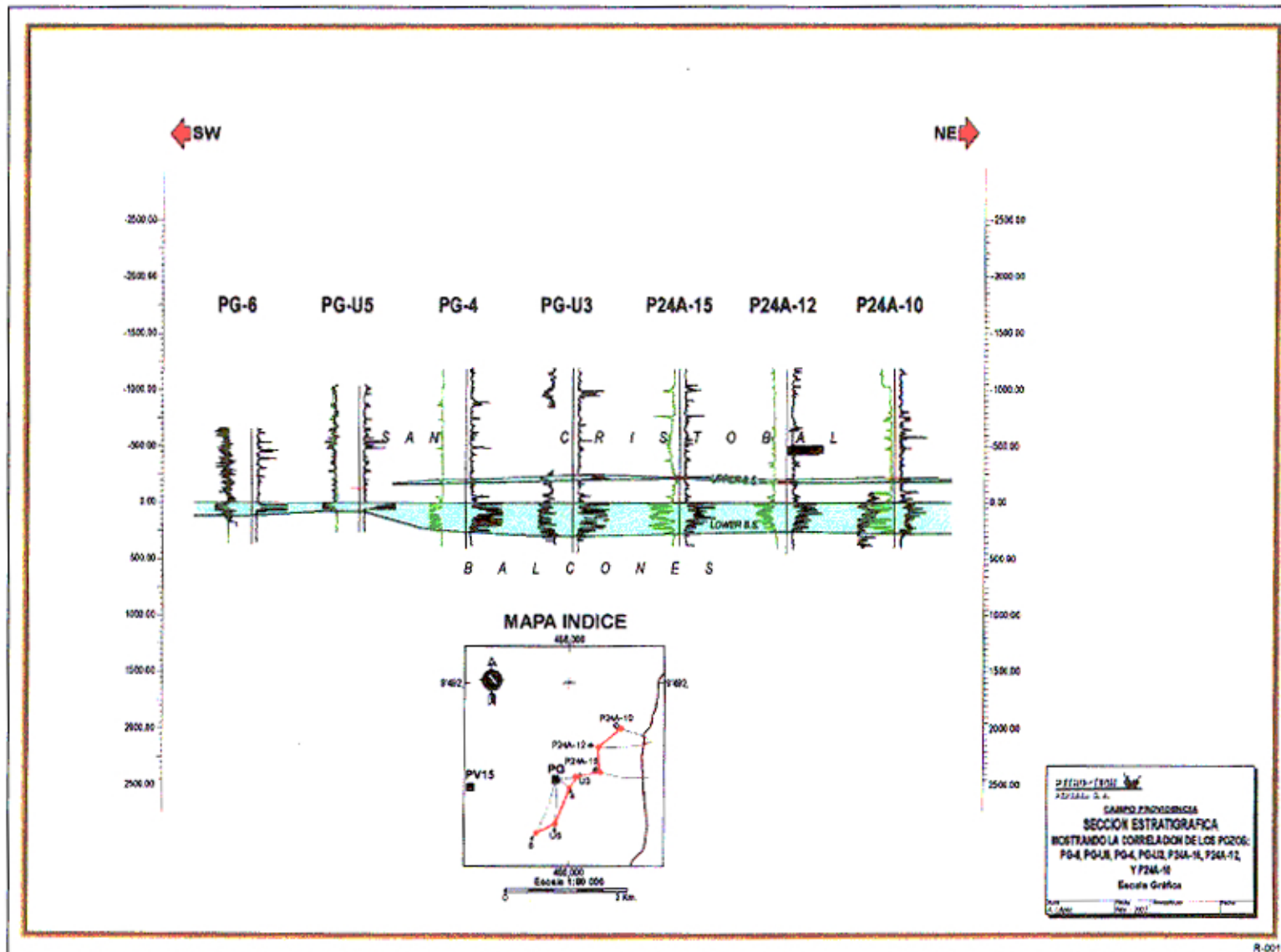


Figura 7

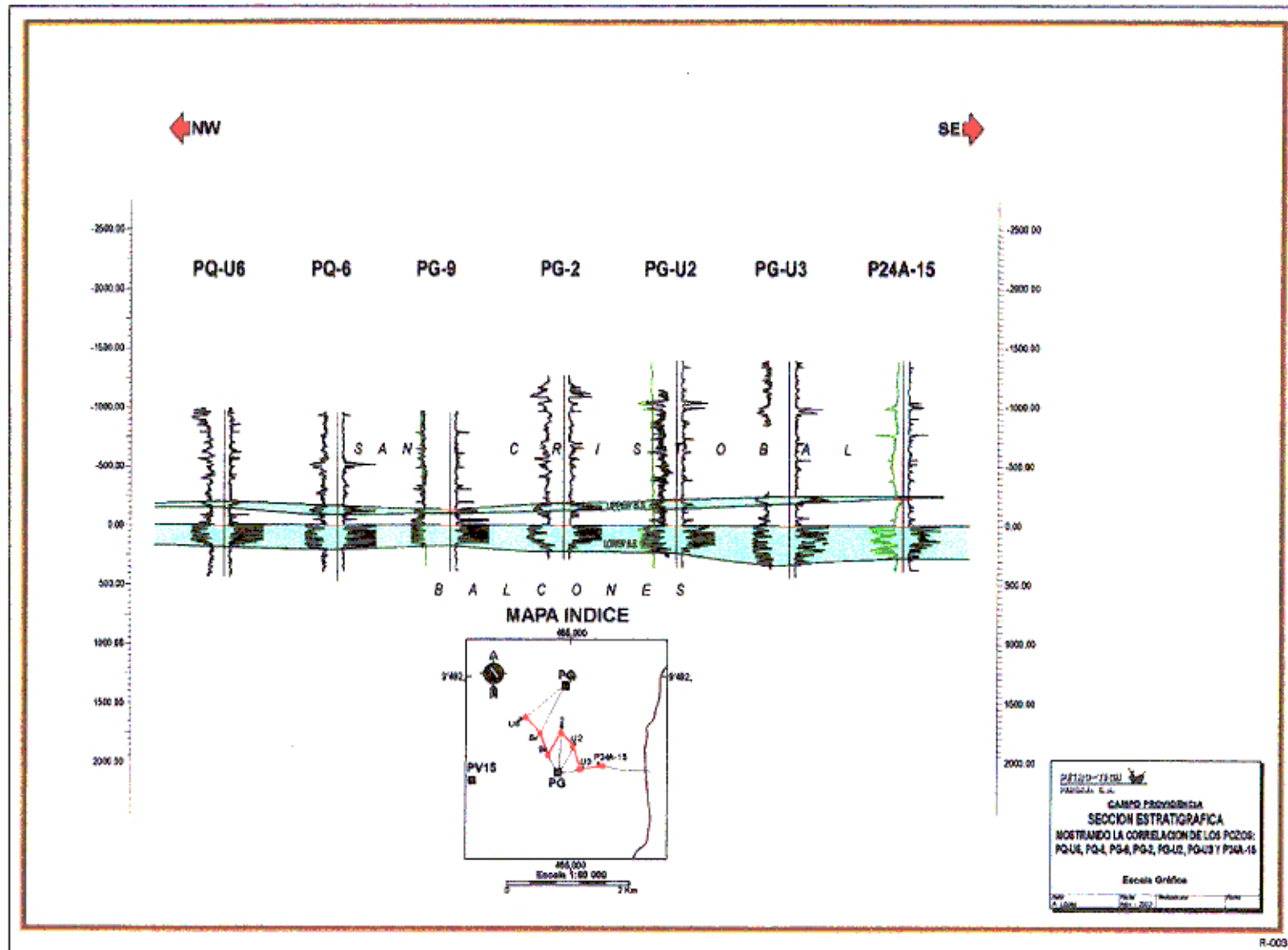


Figura 8

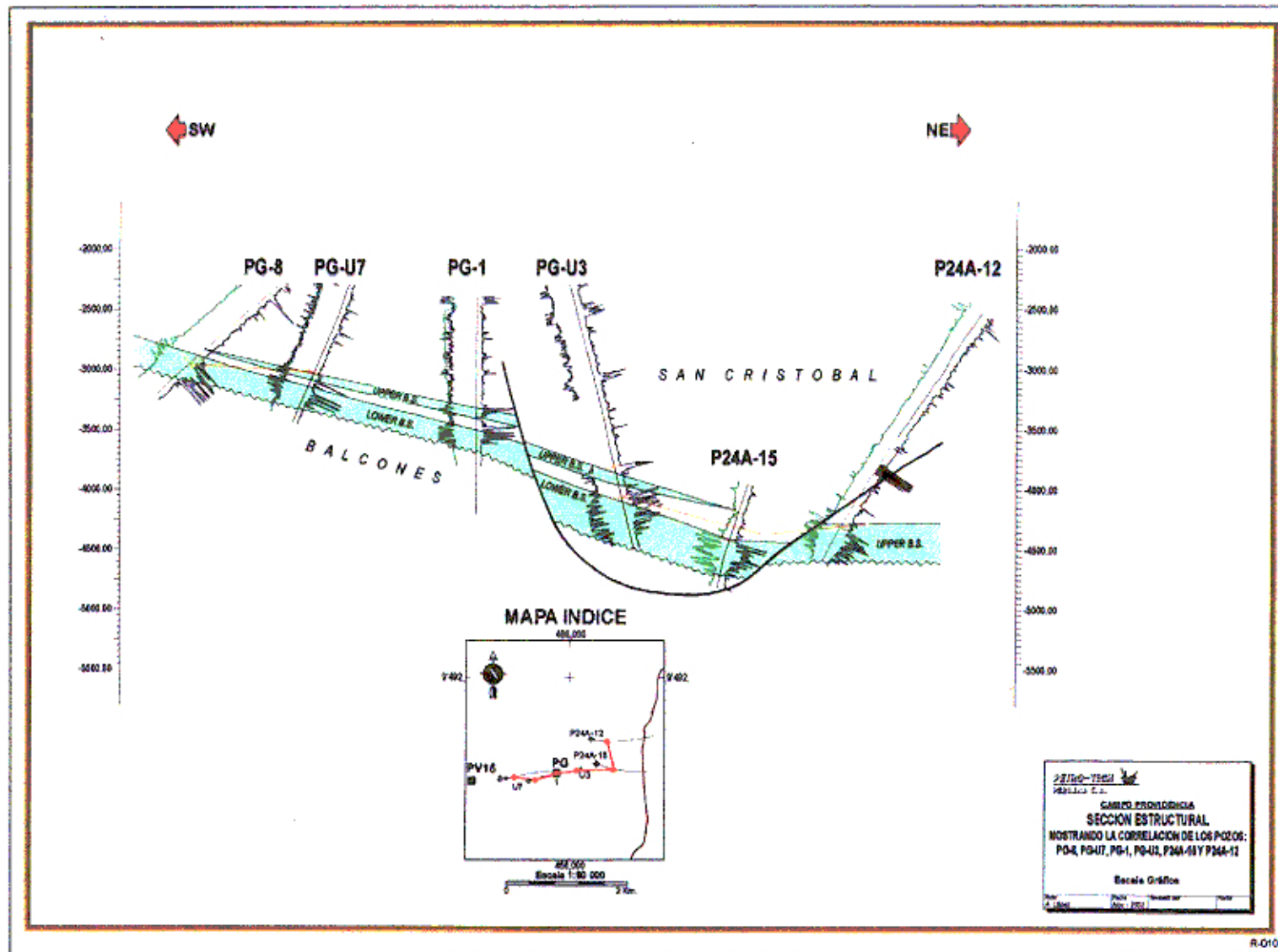


Figura 9

Recuperación de Petróleo Mediante Inyección de Gas en un Reservorio Previamente Inundado por Agua
Preparado por Rafael Cavero H.

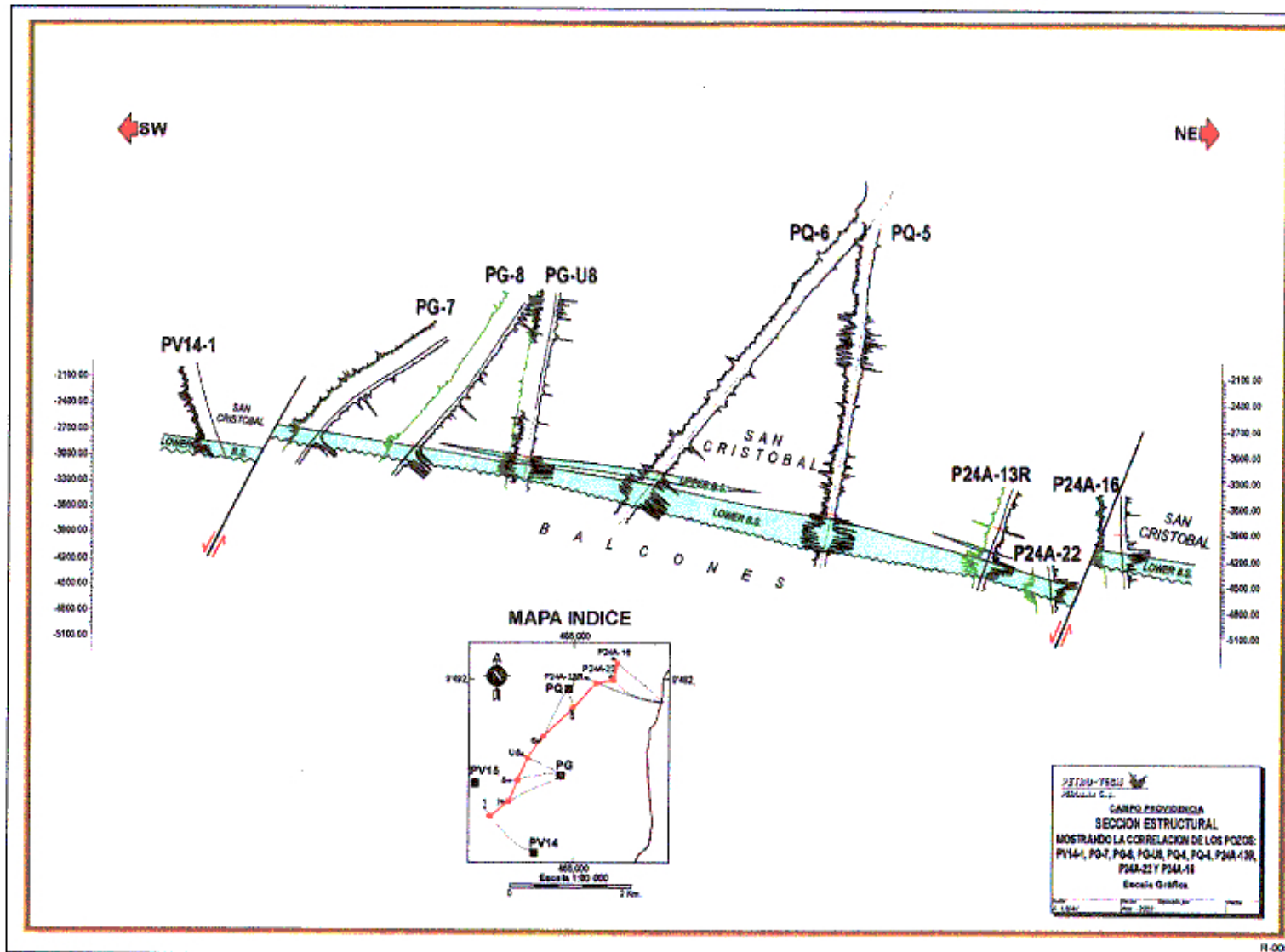


Figura 10

Recuperación de Petróleo Mediante Inyección de Gas en un Reservorio Previamente Inundado por Agua
Preparado por Rafael Cavero H.

b) Porosidad

Por lo general la porosidad disminuye con la profundidad, compactación, cementación y edad geológica de los sedimentos. En mediciones aproximadas de la porosidad se debe disponer de perfiles tales como: densidad, neutrónico, acústico, resistividad. Del análisis de núcleos continuos de un pozo y registros eléctricos se determino valores de porosidad para la arena en estudio.

Para el estudio se preparo los mapas de isoporosidad utilizando la información existente de los análisis de núcleos y registros eléctricos, los cuales forman parte del modelo tridimensional desarrollado.

c) Permeabilidad

Su medida se determina en el laboratorio por medio de núcleos laterales, núcleos convencionales y/o mediante registros eléctricos.

Siendo una propiedad direccional de la roca. La permeabilidad que más contribuye a facilitar la entrada del fluido hacia el pozo es la permeabilidad horizontal, la cual se mide paralelamente a los planos de estratificación de las capas.

La permeabilidad vertical, medida a través de los planos de estratificación, es, menor que la horizontal. Altos valores de permeabilidad se deberían a fracturas y planos de fisuras, ya sea carbonatadas. Esta condición ($K_v/K_h < 1$) afecta el comportamiento del reservorio debido a la canalización y conificación alrededor de los pozos productores.

El rango de K obtenida de los análisis de núcleos para la Formación Basal Salina Inferior fue en promedio de 18md.

En igual forma para el estudio se preparó los mapas de isopermeabilidades con la información existente de los análisis de núcleos y registros eléctricos, los cuales forman parte del modelo tridimensional desarrollado.

La siguiente tabla muestra las características promedio de la Formación Basal Salina Inferior en el Bloque Providencia IA

CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

Profundidad Dato, pies-ss	3800
Porosidad Promedio, %	0.14
Saturación de Agua Promedio, %	0.30
Permeabilidad Promedio, Md	18
Presión Original, psi	1800
FVF Inicial, bbl/stb	1.257
Temperatura, F°	120

3.- ANALISIS DE LOS FLUIDOS EN EL RESERVORIO

a) Saturación de Fluidos

Para el estudio, no hay indicios de que el reservorio en su etapa inicial haya contenido gas libre, y se ha considerado que todo el gas estuvo disuelto en el petróleo. Este tipo de reservorios es conocido como bajo saturado y las saturaciones iniciales se pueden representar:

$$S_o + S_w = 100\%.$$

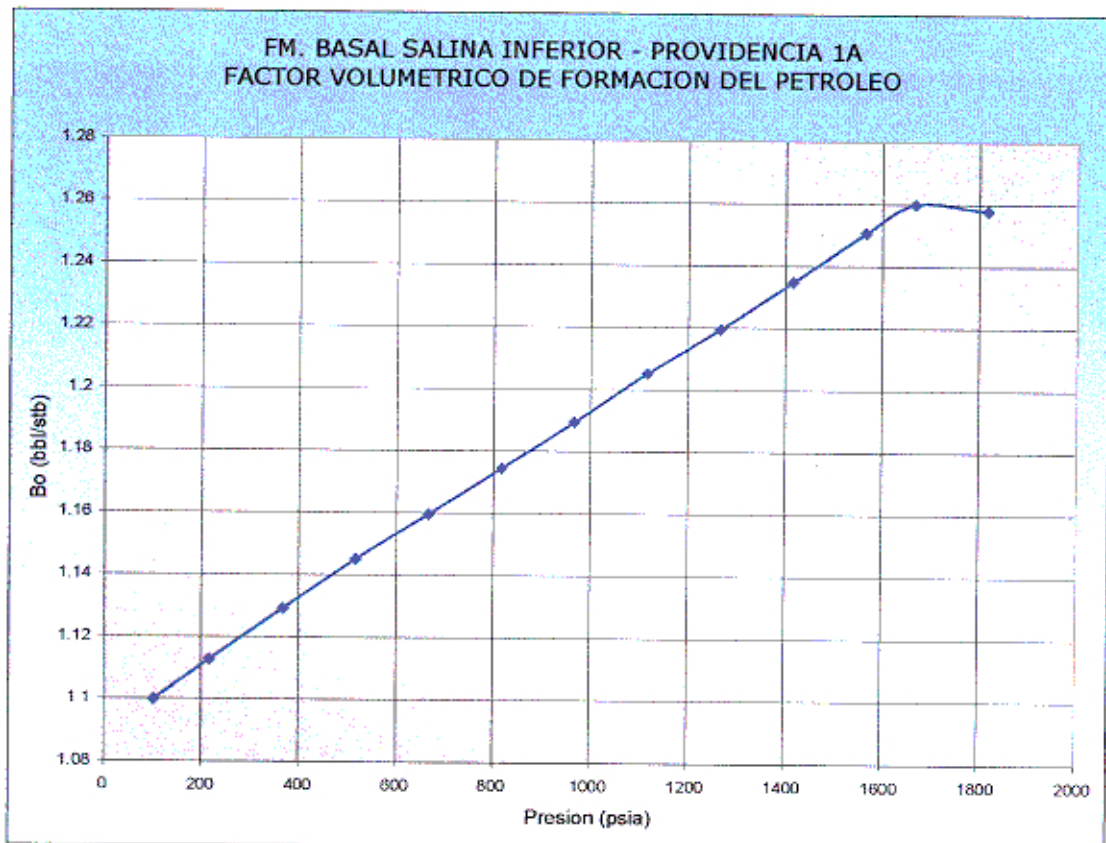
La saturación inicial de agua, para la Formación Basal Salina Inferior, se obtuvo también a partir del análisis de los registros eléctricos, mediante los cuales se obtuvo una saturación inicial de agua promedio de 30%.

Debido a la insignificante producción de agua al inicio de la vida del reservorio se considera que la saturación de agua inicial es bastante cercana a la saturación de agua irreductible.

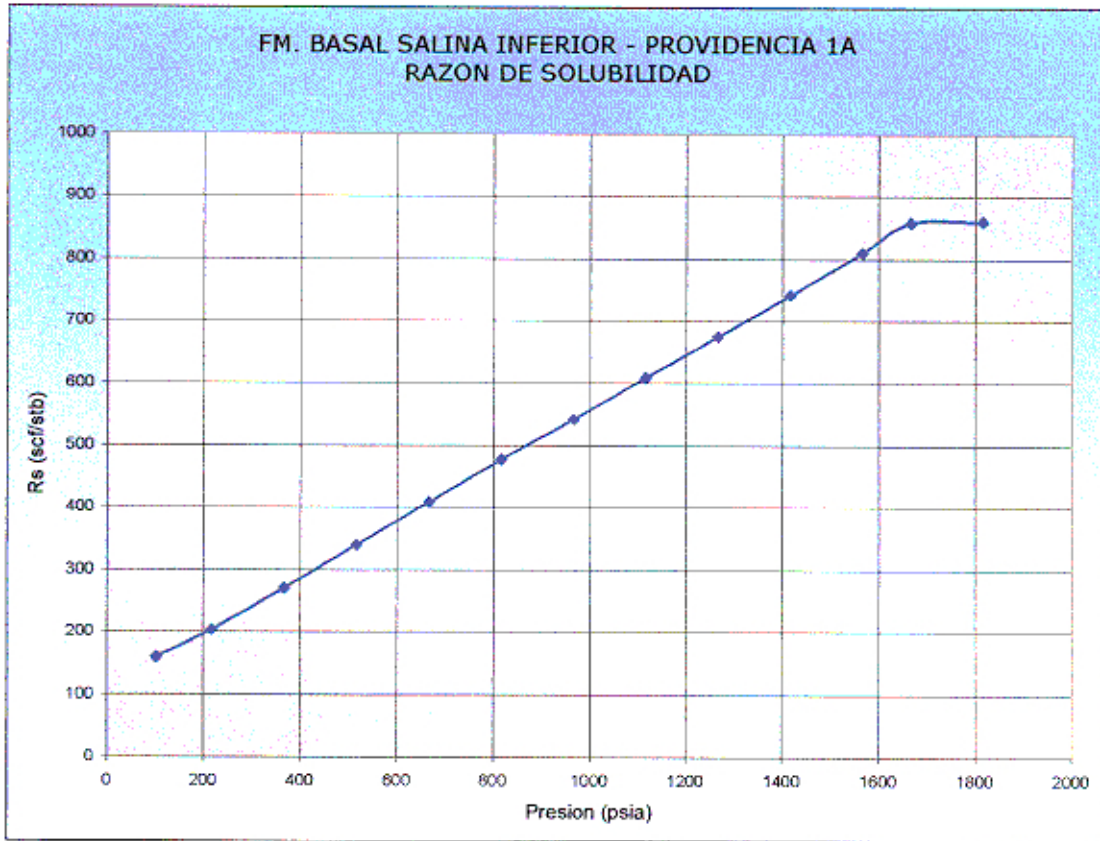
b) Propiedades PVT

Para los datos PVT, se utilizó el análisis correspondiente al pozo PG-U2. Los cuadros siguientes (Cuadro 3 a 7) muestran los correspondientes datos PVT.

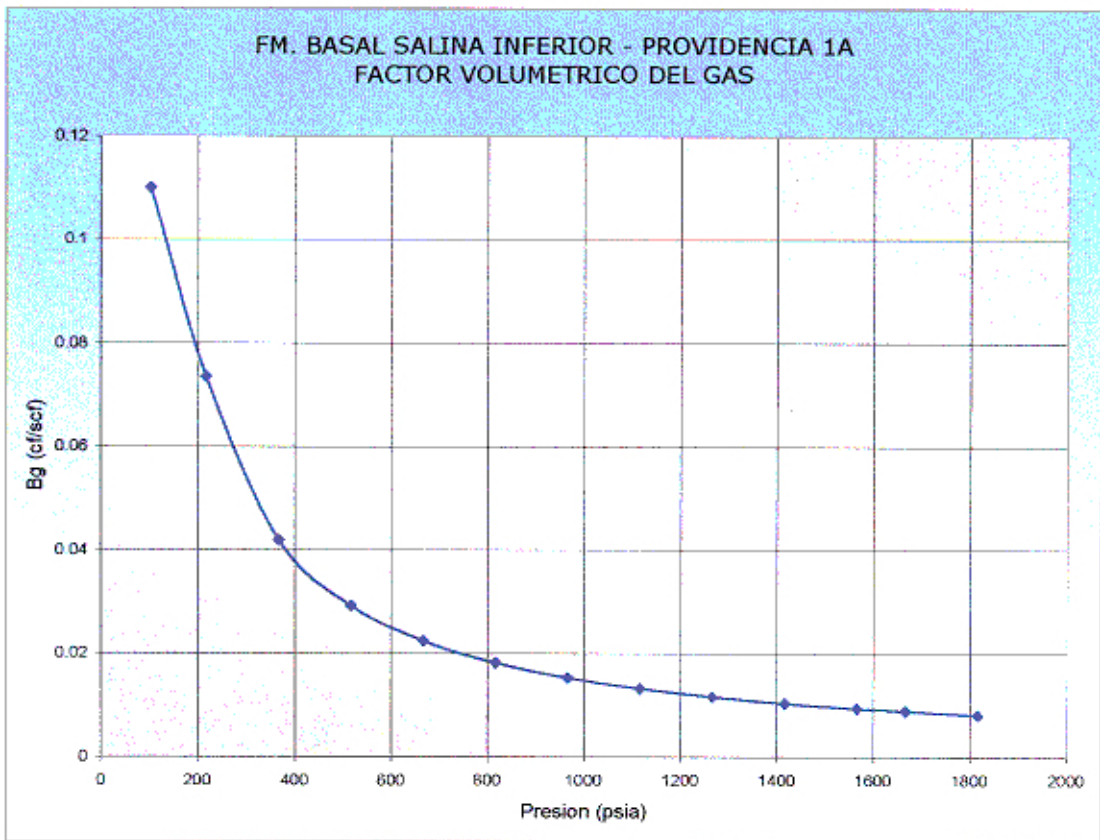
La presión inicial del reservorio se ha estimado en 1800 psi, a partir de los datos de presión obtenidos de las pruebas tomadas en los diferentes pozos del bloque.



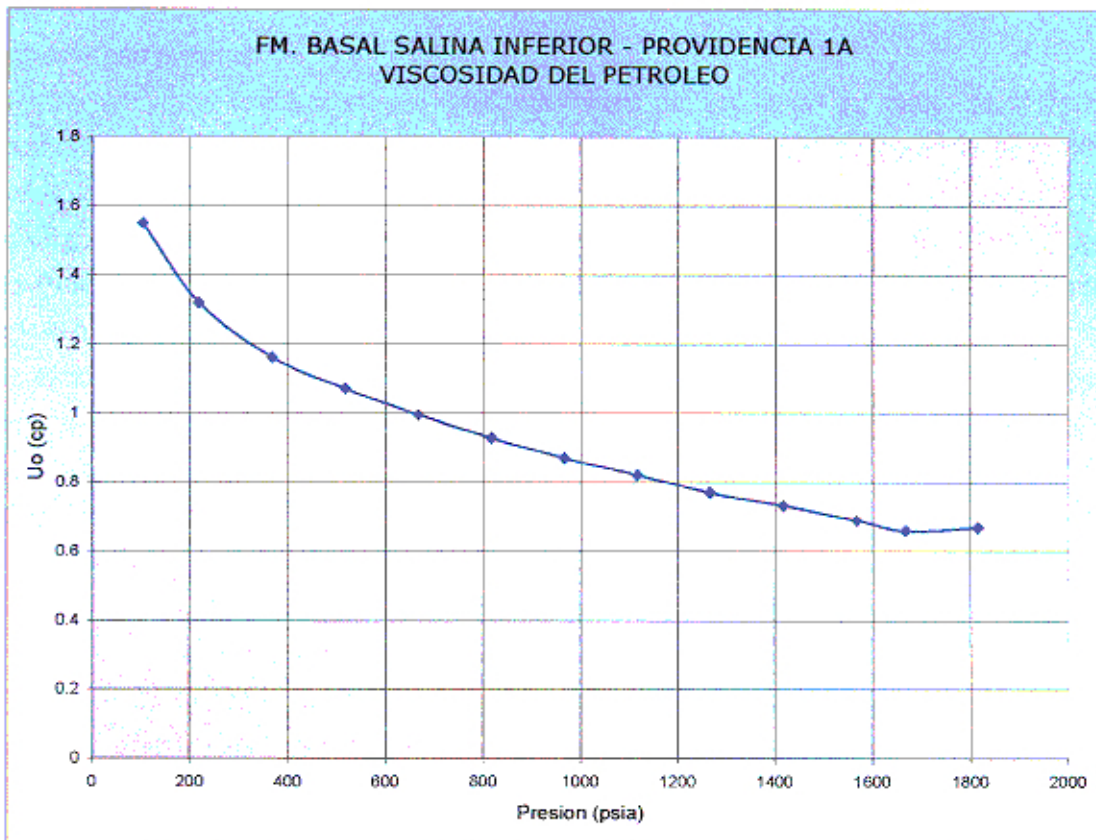
Cuadro 3



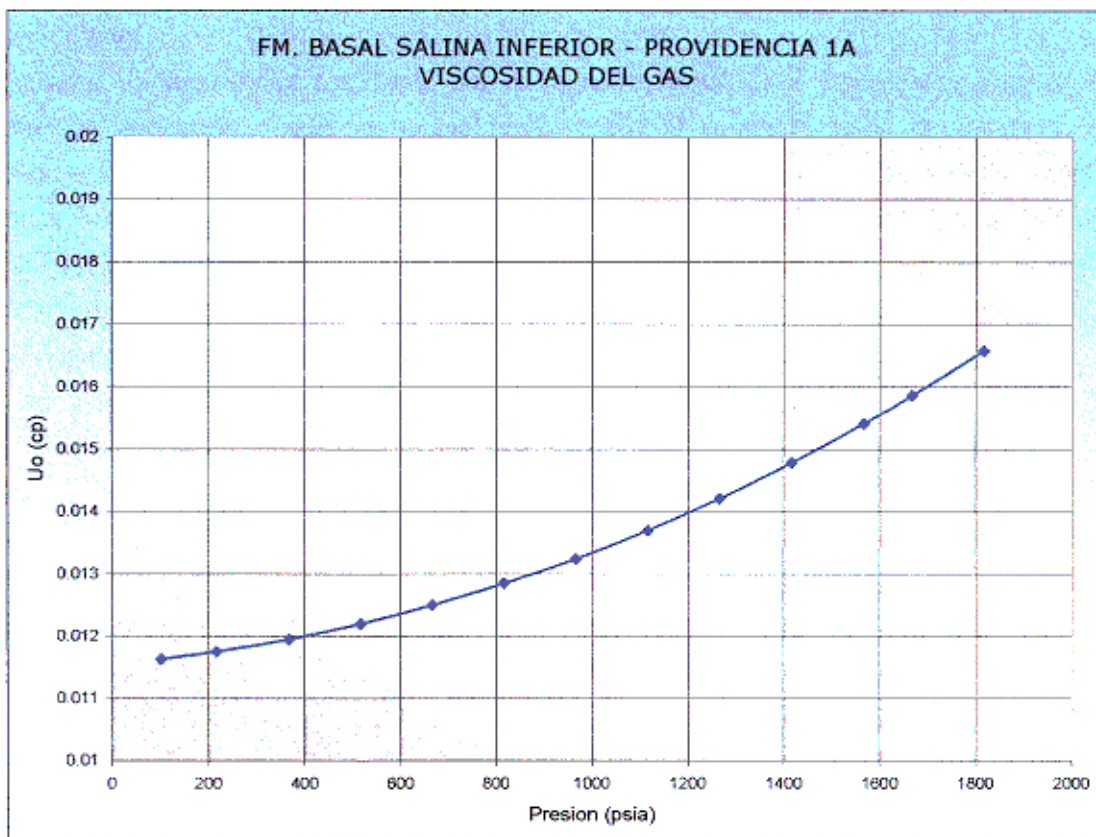
Cuadro 4



Cuadro 5



Cuadro 6



Cuadro 7

c) Permeabilidad Relativa

Cuando se trata de reservorios que presentan mas de un fluido se debe considerar la Permeabilidad relativa al gas (K_{rg}), permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}), permeabilidad relativa al agua (K_{rw}).

No se dispone de análisis de núcleos espaciales para la Formación Basal Salina Inferior en el bloque Providencia IA, en tal sentido se utilizaron inicialmente las correlaciones de Koederitz – Harvey – Honapour.

Se dio énfasis a la permeabilidad relativa gas- petróleo, debido a que se consideró un reservorio con impulsión de gas disuelto y con muy poca o ninguna influencia del agua en el flujo de fluidos.

4.- DESCRIPCION DEL MODELO Y AJUSTE HISTORICO

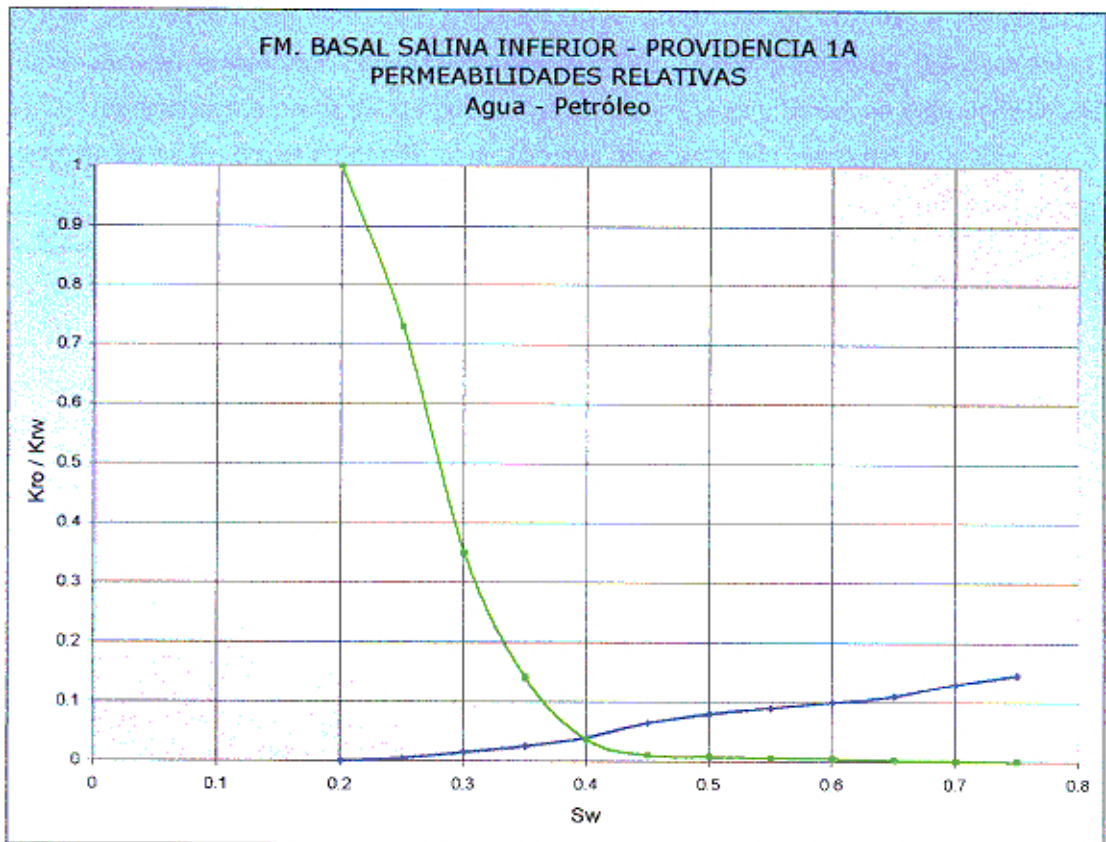
En el modelo del reservorio se consideró una sola capa debido a la buena continuidad que presenta la Formación Basal Salina Inferior a través del bloque seleccionado.

Se diseñó una grid de 1782 celdas, de las cuales fueron celdas activas solo 1120.

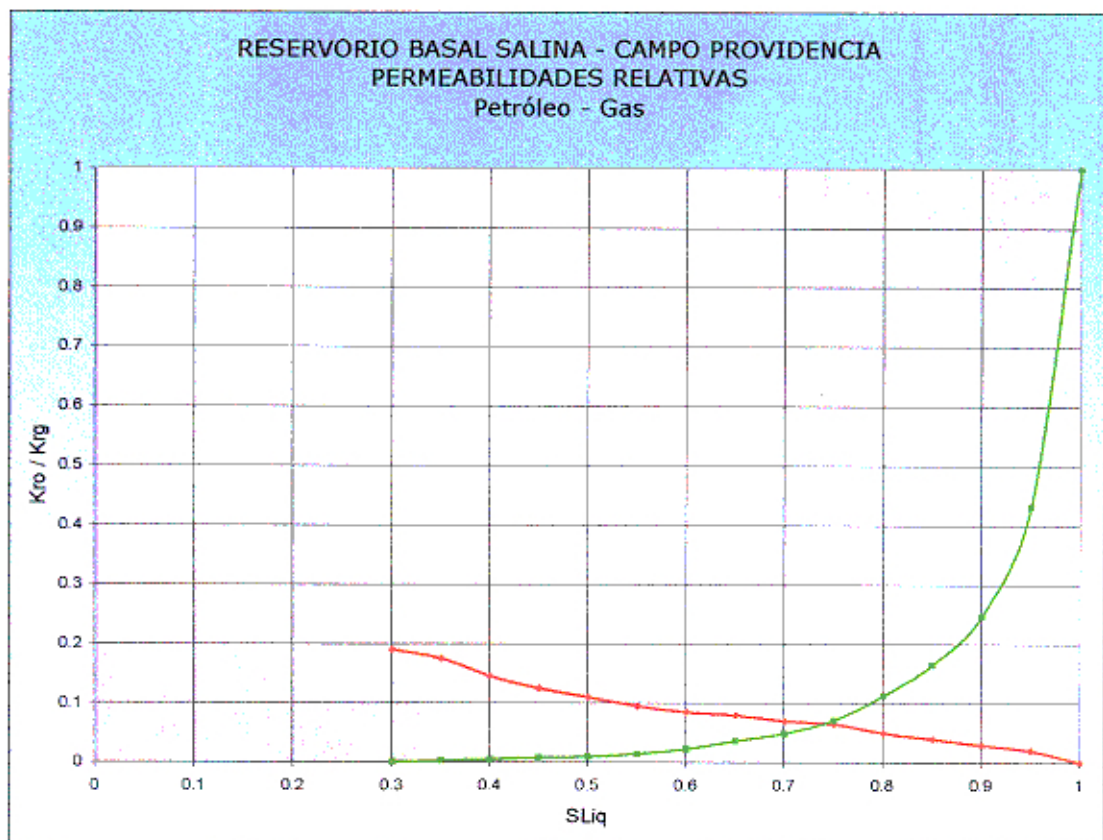
Los mapas de propiedades petrofísicas (arena neta petrolífera, porosidad y saturación de agua inicial) fueron construidos en el software de simulación EXODUS mediante la interpolación de los datos obtenidos de los pozos: PG-2, PG-4, PG-6, PG-8, PG-9, PG-U6, PG-U7 y PG-U8. El software POWER LOG calculó todos los parámetros petrofísicos de estos pozos.

Las curvas de permeabilidades relativas, inicialmente usadas se calcularon usando la correlación Hornapour. Estas curvas fueron ajustadas de acuerdo a la producción calculada por el simulador (*Cuadros 8 y 9*)

El simulador de reservorios EXODUS, fue el software usado para el presente trabajo. Este software de simulación puede ser usado para simular el comportamiento de reservorios de petróleo negro, gas en solución, de empuje de agua o de gas y reservorios de gas condensado. Adicionalmente esta provisto de un procesador que es capaz de subdividir el reservorio en múltiples regiones con diferentes comportamientos, también puede trabajar hasta con 2000 celdas con diferentes propiedades. Entre otras características, puede simular el comportamiento de los fluidos radialmente o en forma cartesiana, puede trabajar con porosidades duales y también con múltiples permeabilidades relativas. Es un software bastante fácil de usar y con buenas características técnicas, lo que permitió que sea usado como herramienta para realizar el presente estudio.



Cuadro 8



Cuadro 9

El mapa de permeabilidades absolutas (*Figura 11*) fue construido de acuerdo a las respuestas observadas durante la inyección de agua en algunos pozos. Líneas y zonas de alta permeabilidad se crearon, especialmente cerca de los pozos inyectoros, y líneas y zonas de baja permeabilidad se crearon cerca de los pozos en donde no se observó respuesta a la inyección de agua.

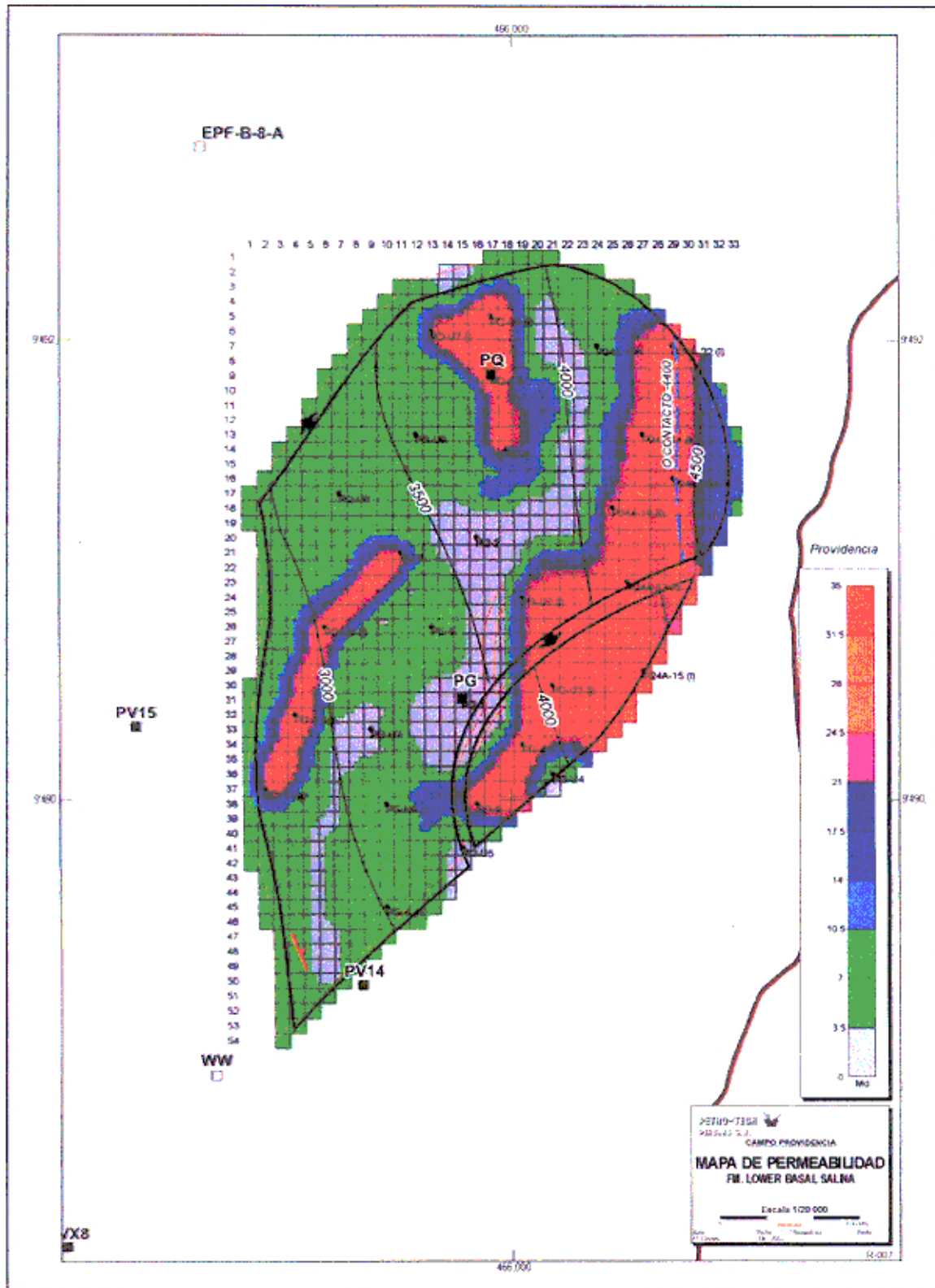


Figura 11

Recuperación de Petróleo Mediante Inyección de Gas en un Reservorio Previamente Inundado por Agua
Preparado por Rafael Cavero H.

Los mapas de arena neta, porosidad y saturación de agua inicial (Figuras 12, 13 y 14) fueron cambiando de acuerdo a como iba ajustando la producción calculada por el simulador a los datos de producción reales.

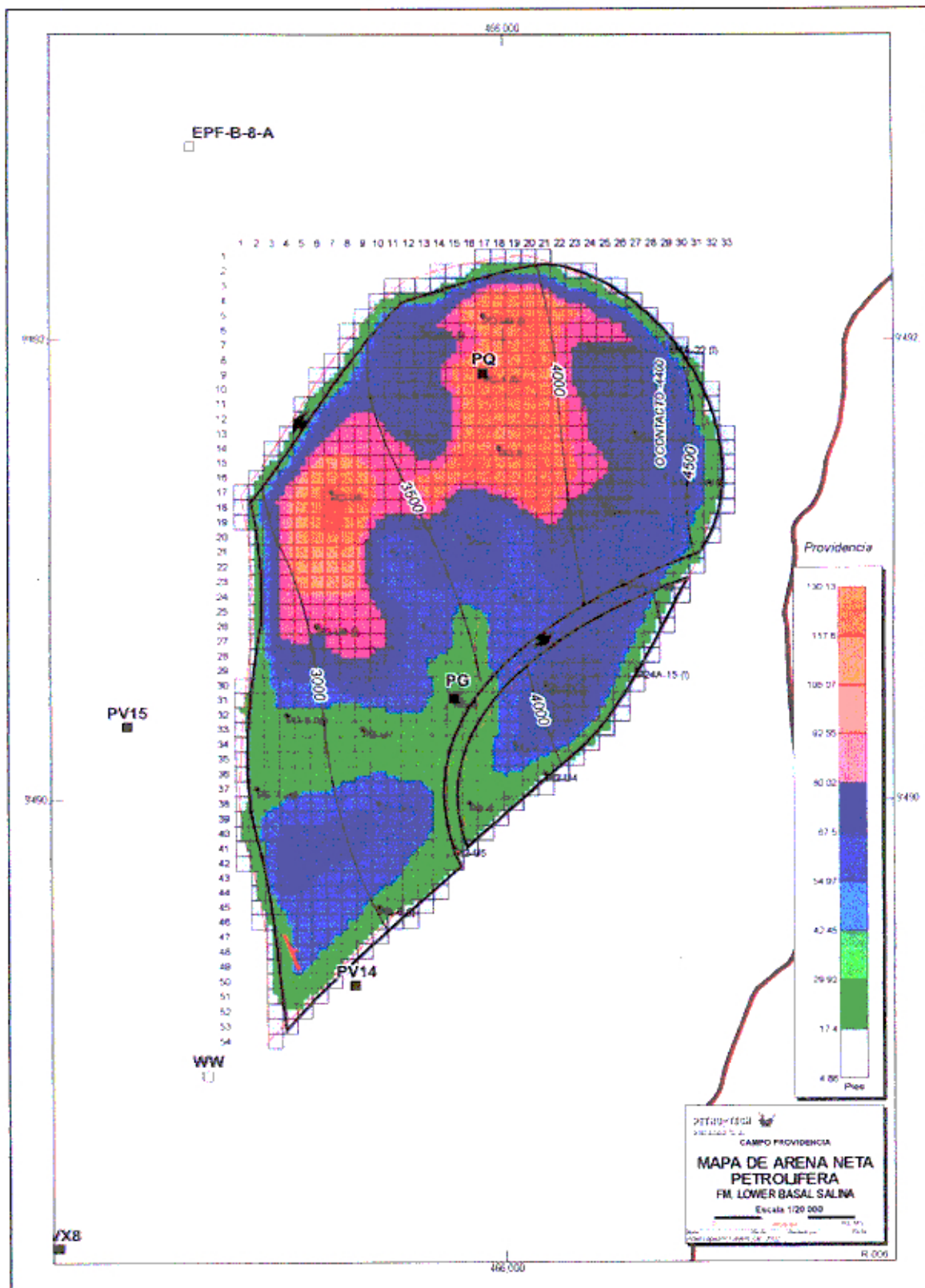


Figura 12

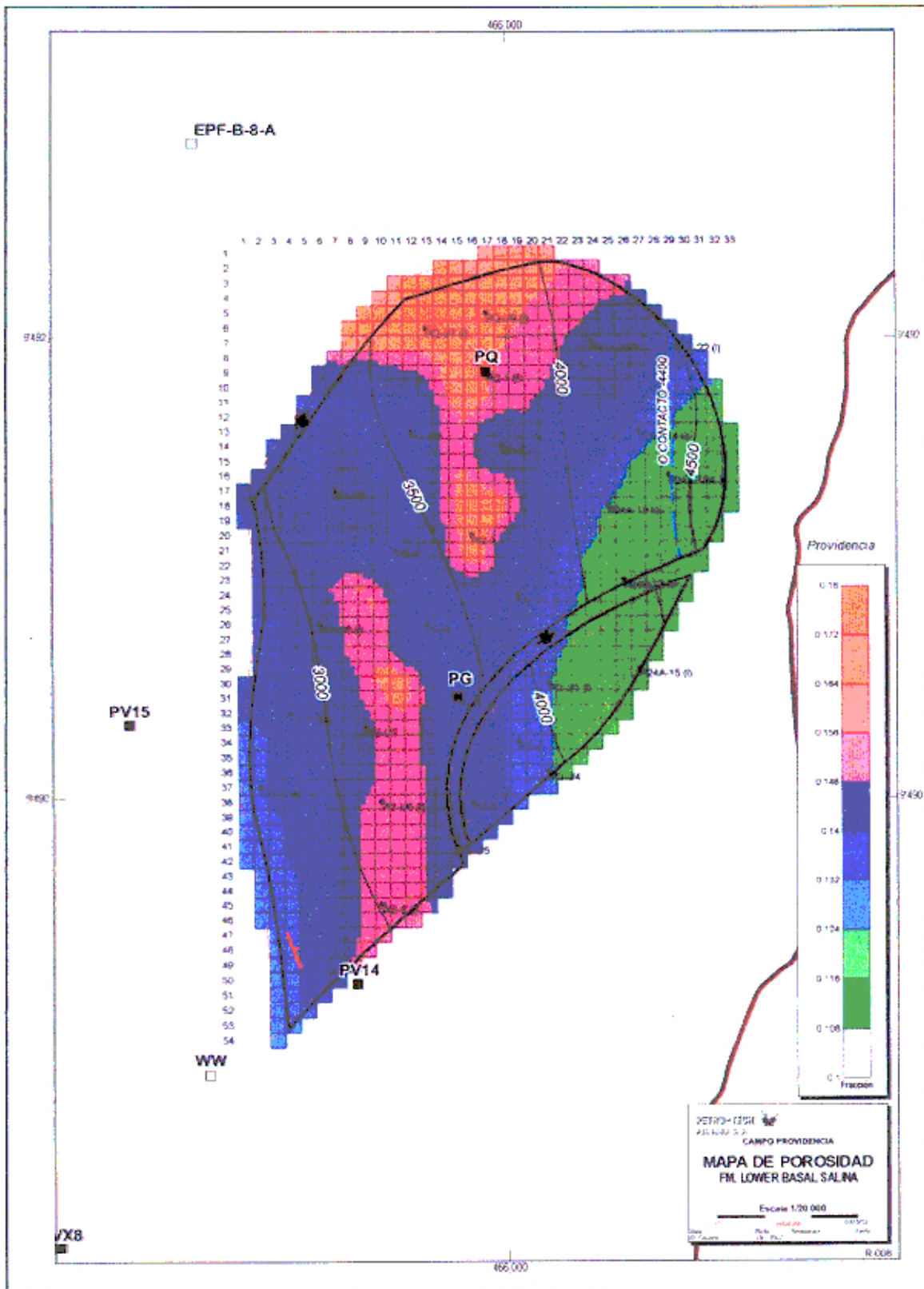


Figura 13

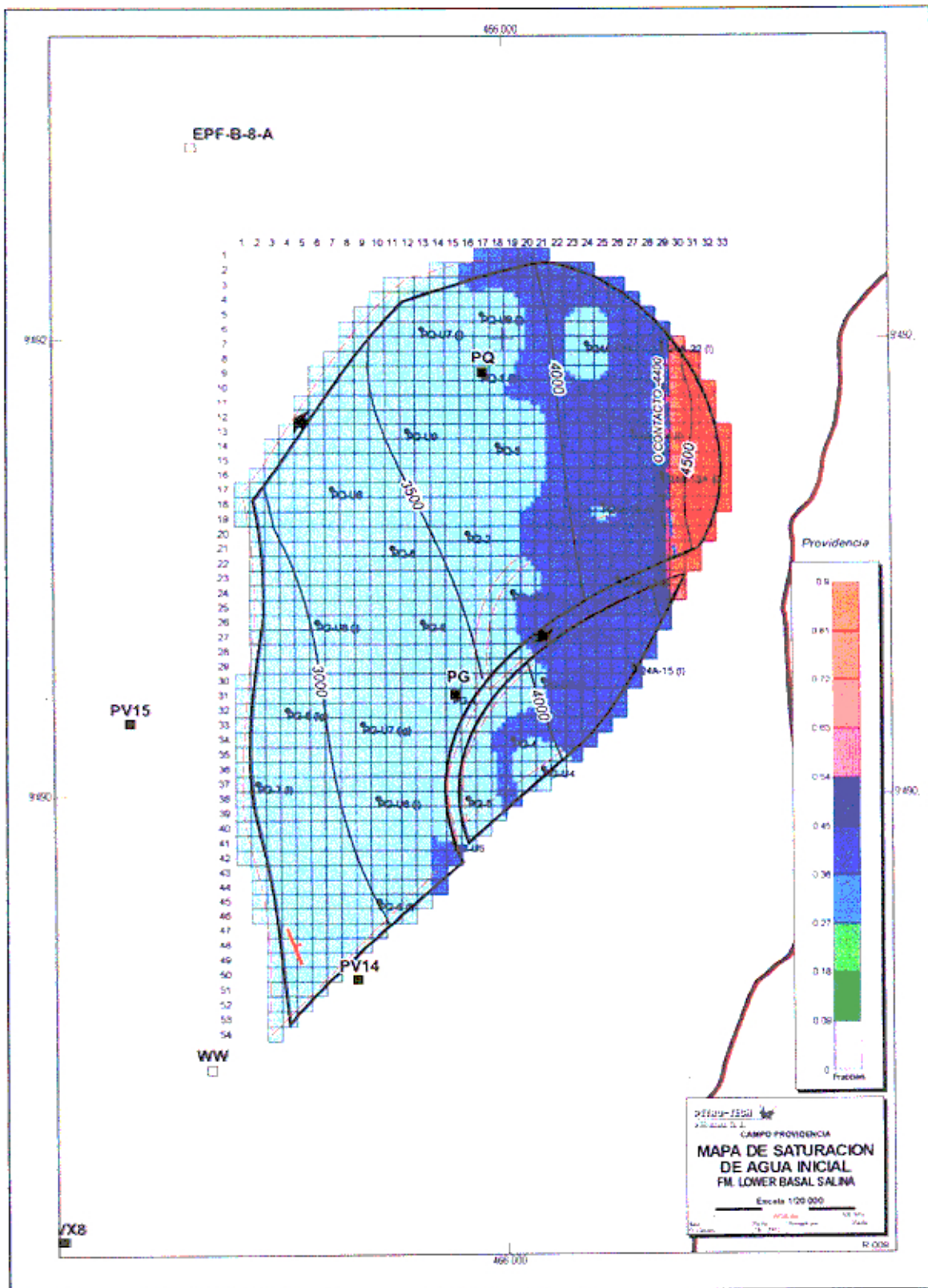


Figura 14

Las propiedades de los fluidos (curvas PVT) se mantuvieron constantes y no se necesitó hacer ningún cambio.

VII. FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

1.- FACTIBILIDAD DE EJECUTAR EL PROCESO DE INYECCION DE GAS

Algunos pozos inyectores de agua del bloque Providencia IA han tenido problemas mecánicos, por lo que la disponibilidad de pozos en esta zona es bastante limitada, como lo muestra la historia de pozos.

Sin embargo, existe la posibilidad de usar pozos de la parte suroeste, la cual también está inundada por agua, y en la cual se puede desarrollar el proceso de doble desplazamiento.

En el área se tiene disponibilidad de gas, así como también líneas de gas disponibles con una presión de 900 psi. El gas en esta área se usa principalmente en el sistema de levantamiento artificial gas lift, ya que la mayoría de estos pozos aún están produciendo de otras formaciones.

Con todos estos elementos se tienen las facilidades suficientes para ejecutar un proceso de inyección de gas en la zona sur del bloque.

2.- DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DEL PROCESO DE INYECCION DE GAS - CASOS

Como se dijo anteriormente, el proceso se va a llevar a cabo en la parte suroeste del bloque en estudio. En esta zona se ha inyectado agua y no se han tenido los resultados esperados por problemas de canalización y mecánicos (p.e. corrosión de la tubería), lo que hace pensar que aún existe una considerable saturación de petróleo en el reservorio.

La idea es inyectar gas, tentativamente a través de los pozos PG-7 y PG-8, y esperar respuesta en los pozos PG-6, PG-U5, PG-U6 y PG-U7. Este arreglo puede ser cambiado de acuerdo a los resultados que se obtengan. A continuación se describen brevemente los casos a tomar en cuenta:

IRIS 01 (Caso Base)

En este proyecto se utilizarán como pozos inyectores el PG-7 y PG-8, con un caudal de inyección de 350 MPCSD, esperándose respuesta en los pozos PG-U7, PG-U6, PG-6 y PG-U5.

IRIS 02

En este proyecto se utilizarán como pozos inyectores el PG-7 y PG-9, con un caudal de inyección de 200 MPCSD, esperándose respuesta en los pozos PG-U7, PG-U6 y PG-6.

IRIS 03

En este proyecto se utilizará como pozo inyector el PG-7, con un caudal de inyección de 350MPCSD, esperándose respuesta en los pozos PG-U7, PG-U6 y PG-6.

IRIS 04

En este proyecto se utilizará como pozo inyector el PG-7 con un caudal de inyección de 200MPCSD, esperándose respuesta en los pozos PG-U7, PG-U6, PG-6 y PG-U8.

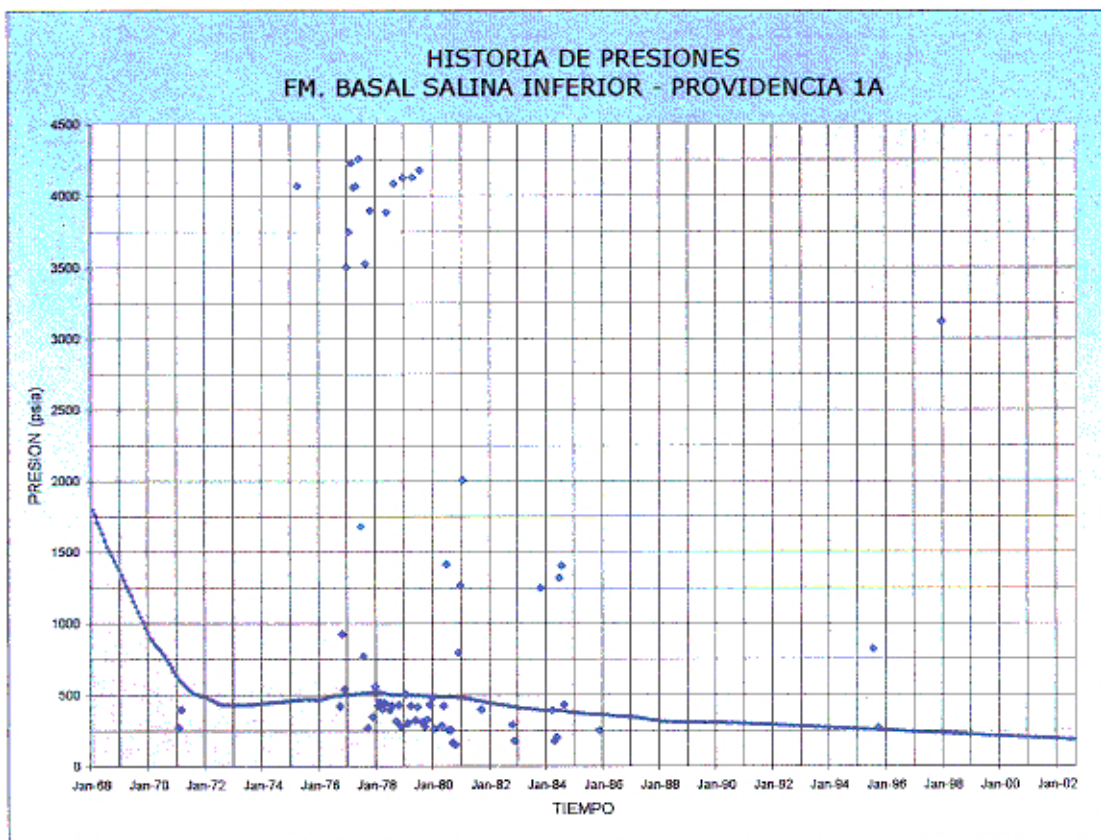
IRIS 05

En este proyecto se utilizara como pozo inyector el PG-U7, con un caudal de inyección de 200MPCS/D, esperándose respuesta en los pozos PG-U6 y PG-U5.

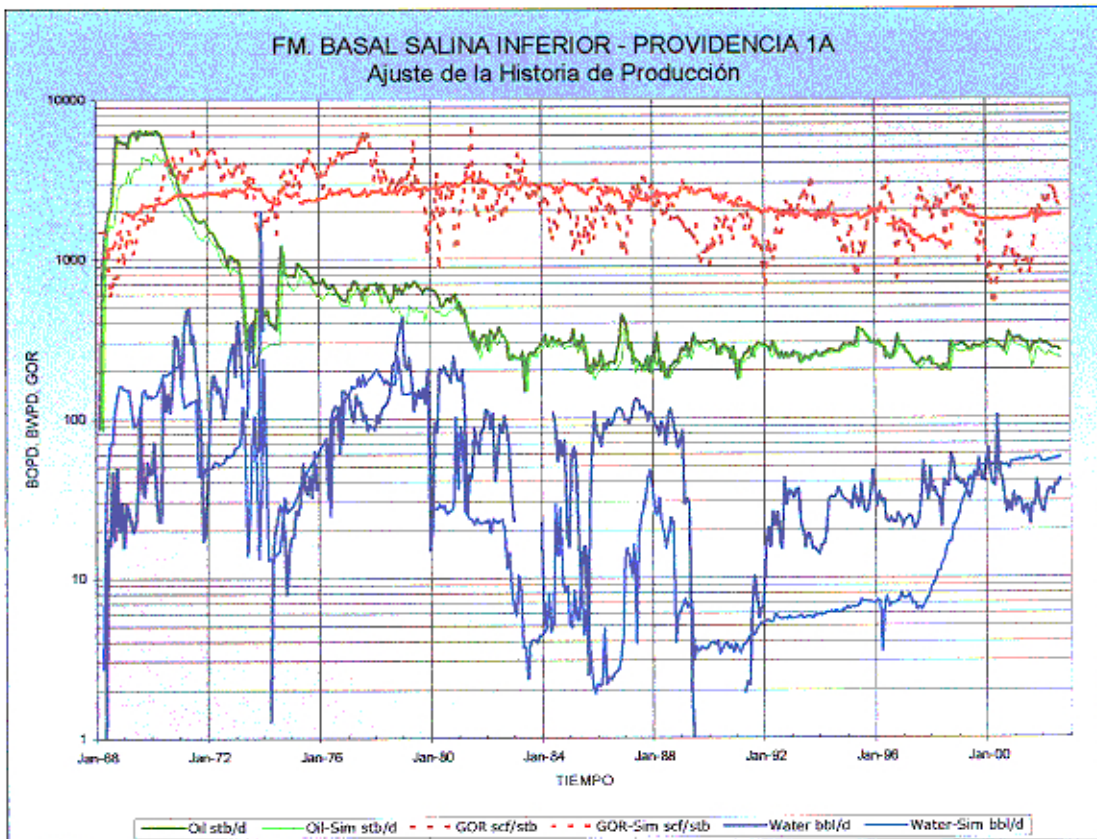
IRIS 06

En este proyecto se utilizara como pozo inyector el PG-U7, con un caudal de inyección de 350MPCS/D, esperándose respuesta en los pozos PG-U6 y PG-U5.

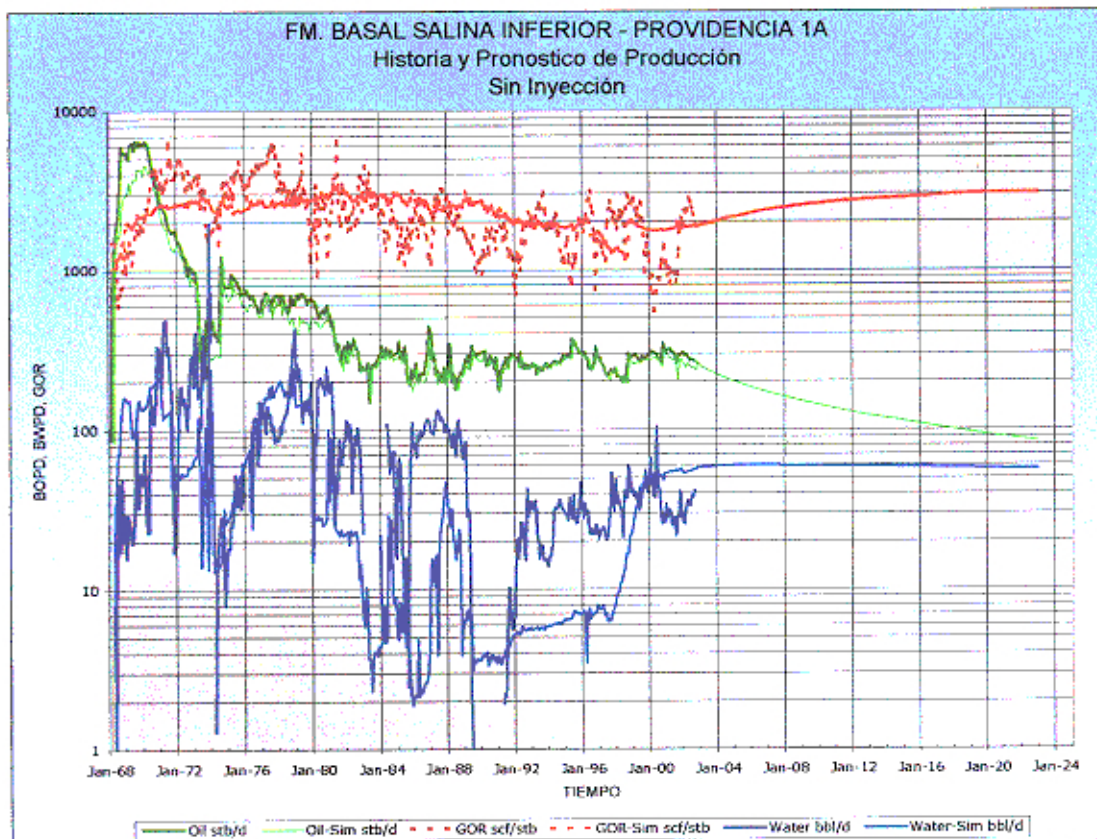
Los resultados obtenidos del simulador para los datos de presión y producción de acuerdo al arreglo de inyección antes mencionados (proyecto IRIS 01), se muestran en los cuadros siguientes. (Cuadros 10 a 24)



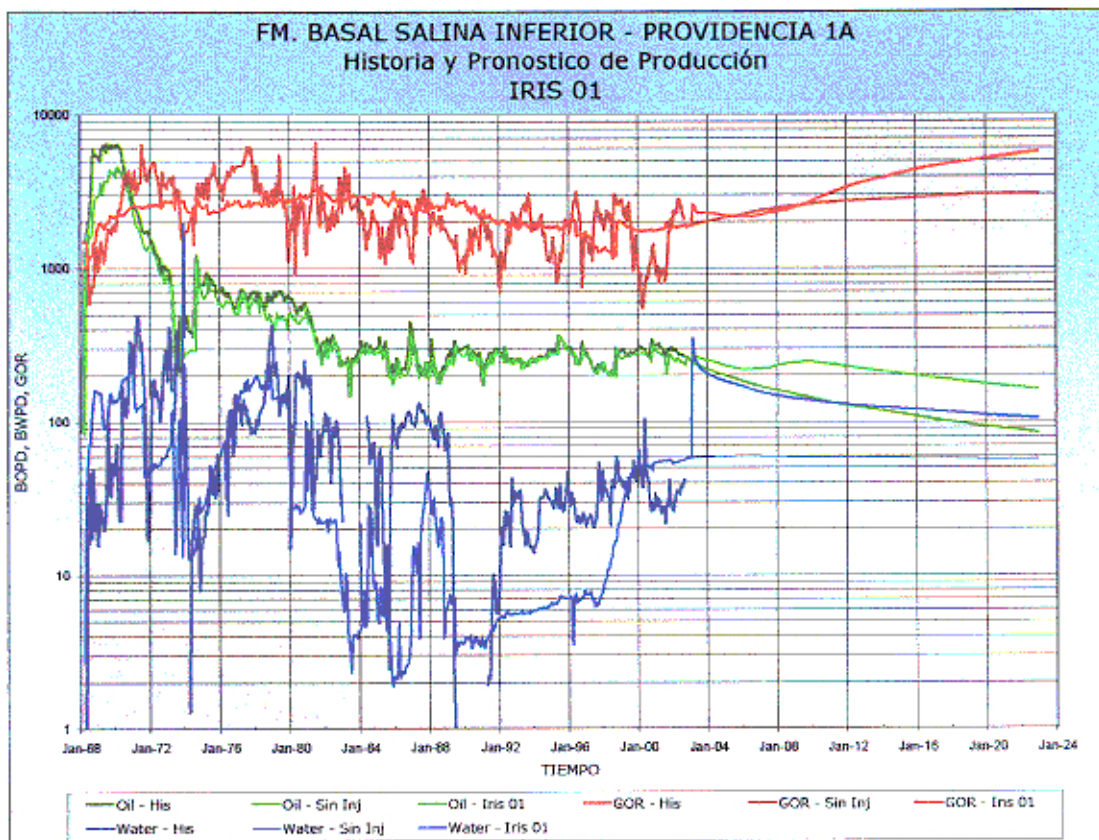
Cuadro 10



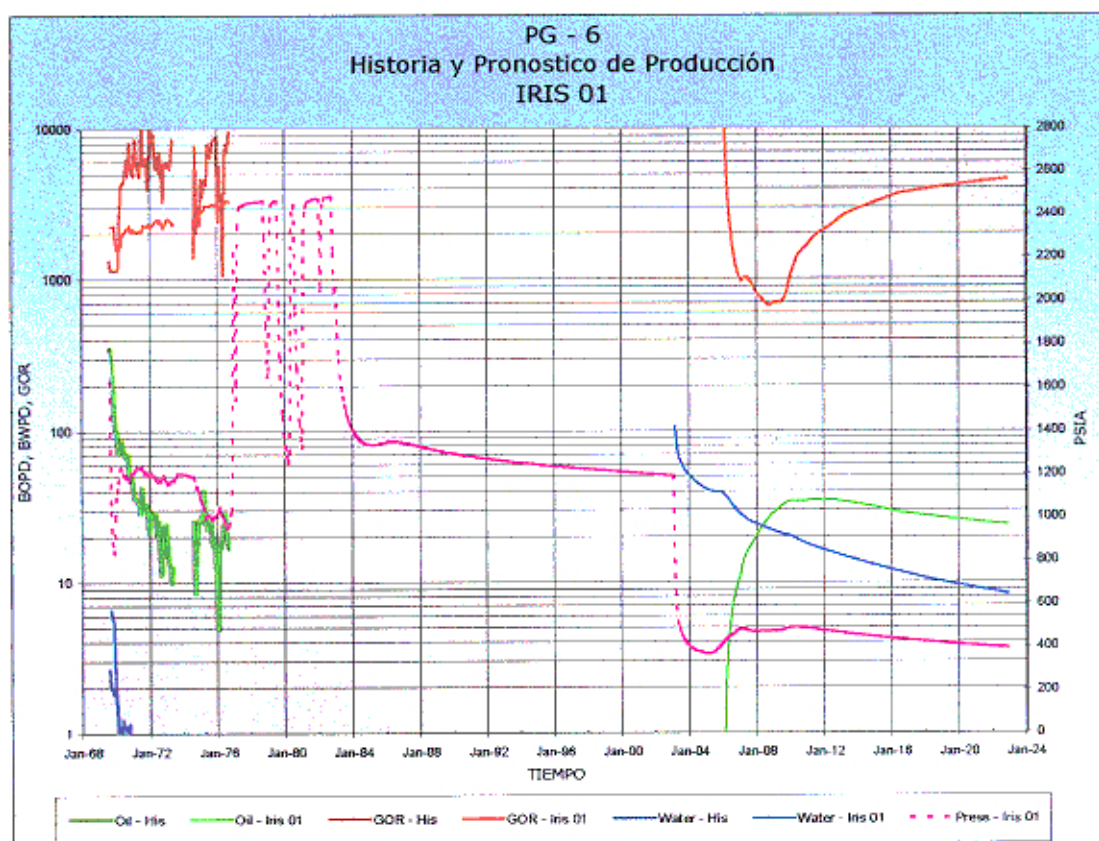
Cuadro 11



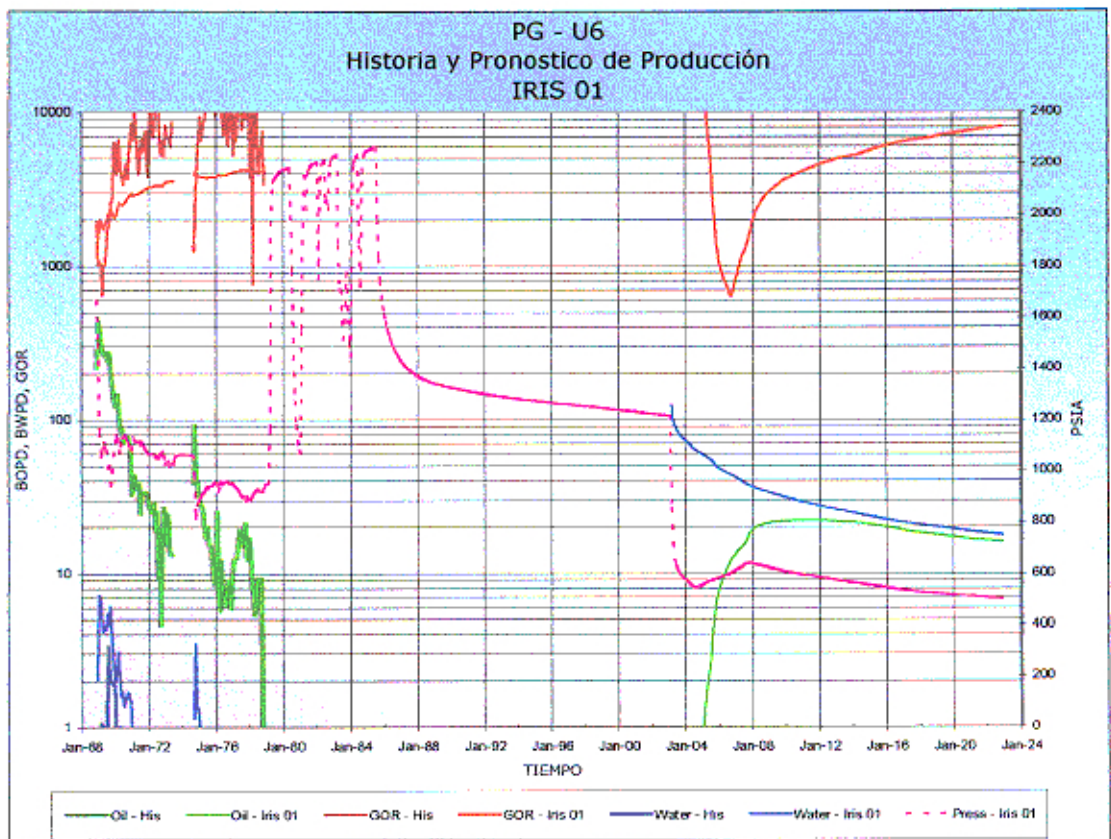
Cuadro 12



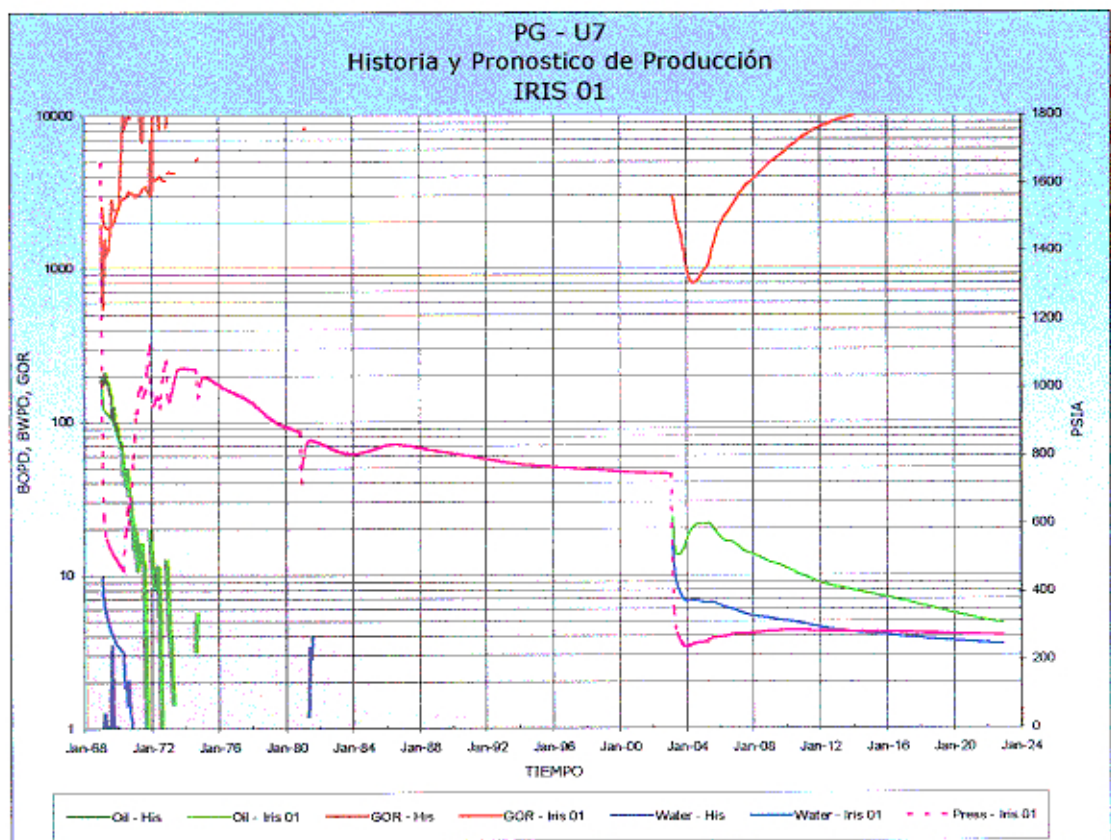
Cuadro 13



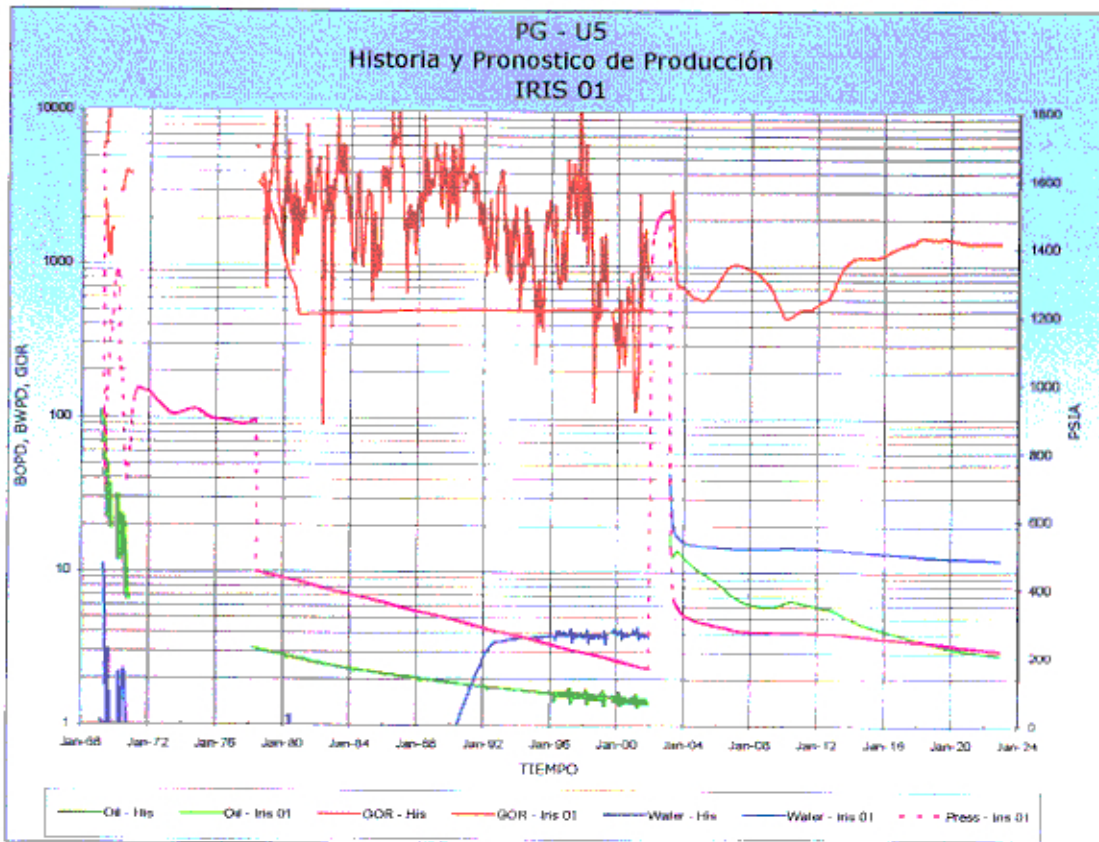
Cuadro 14



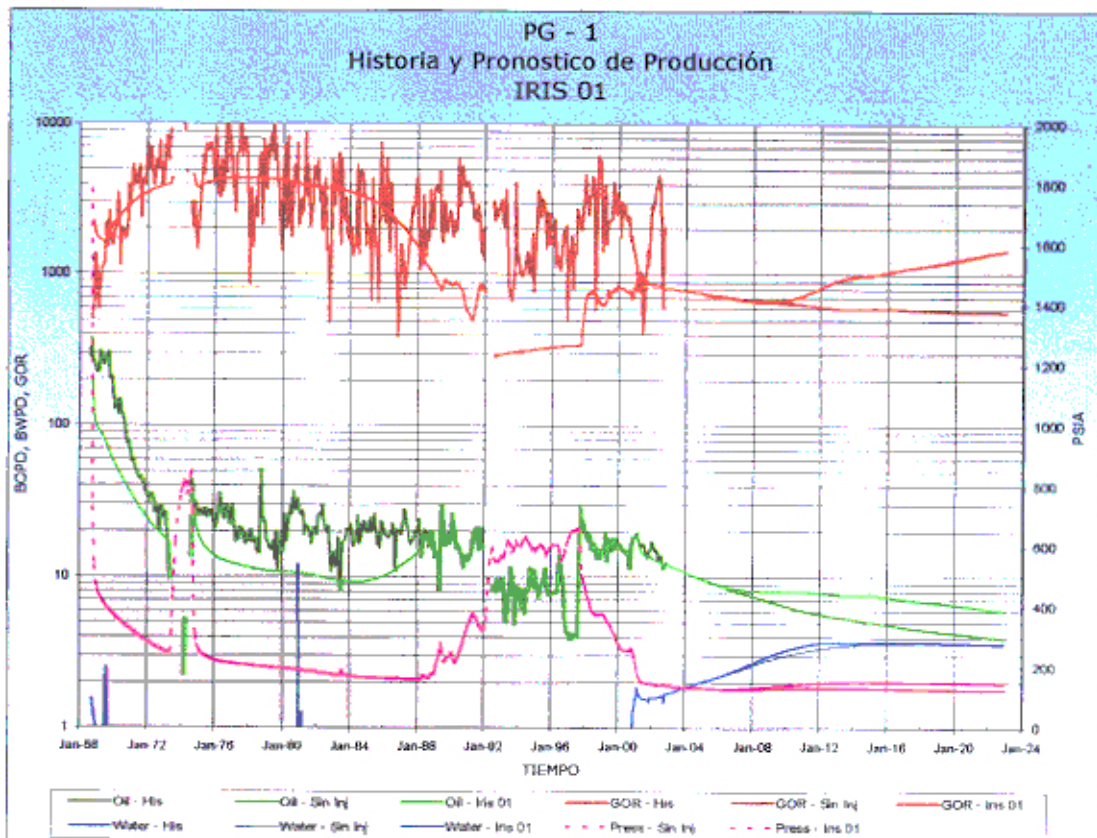
Cuadro 15



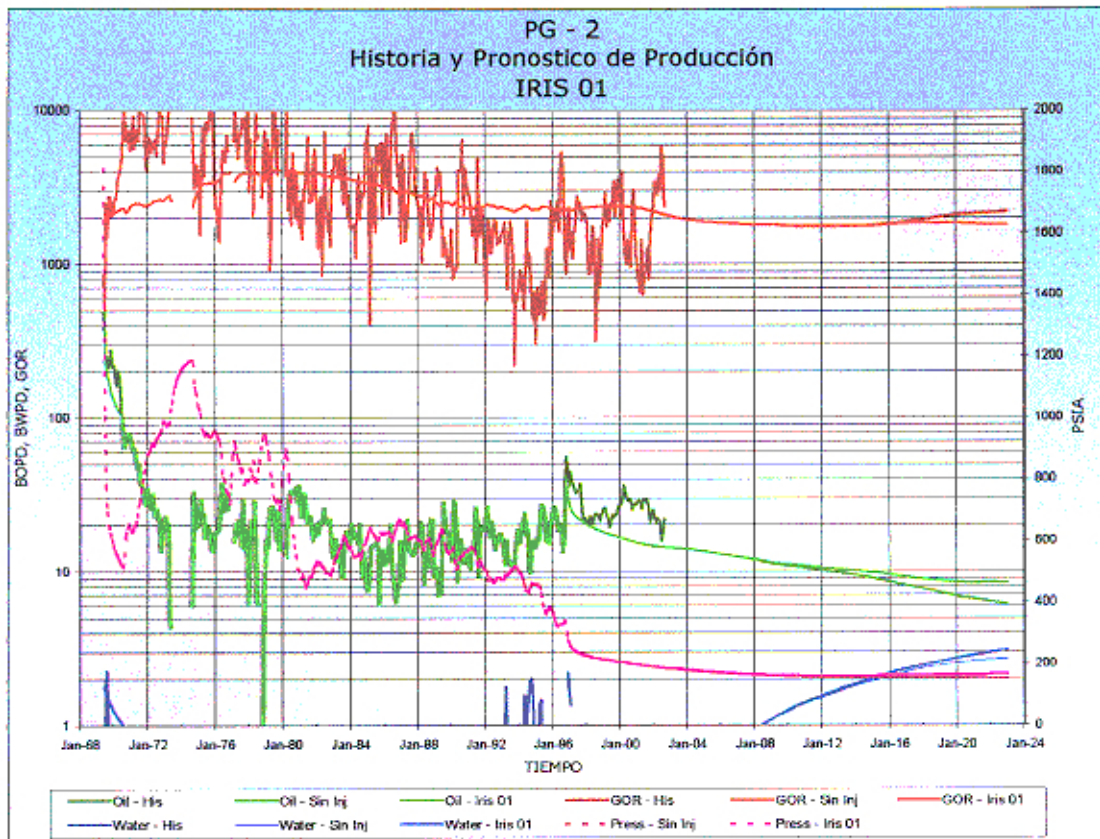
Cuadro 16



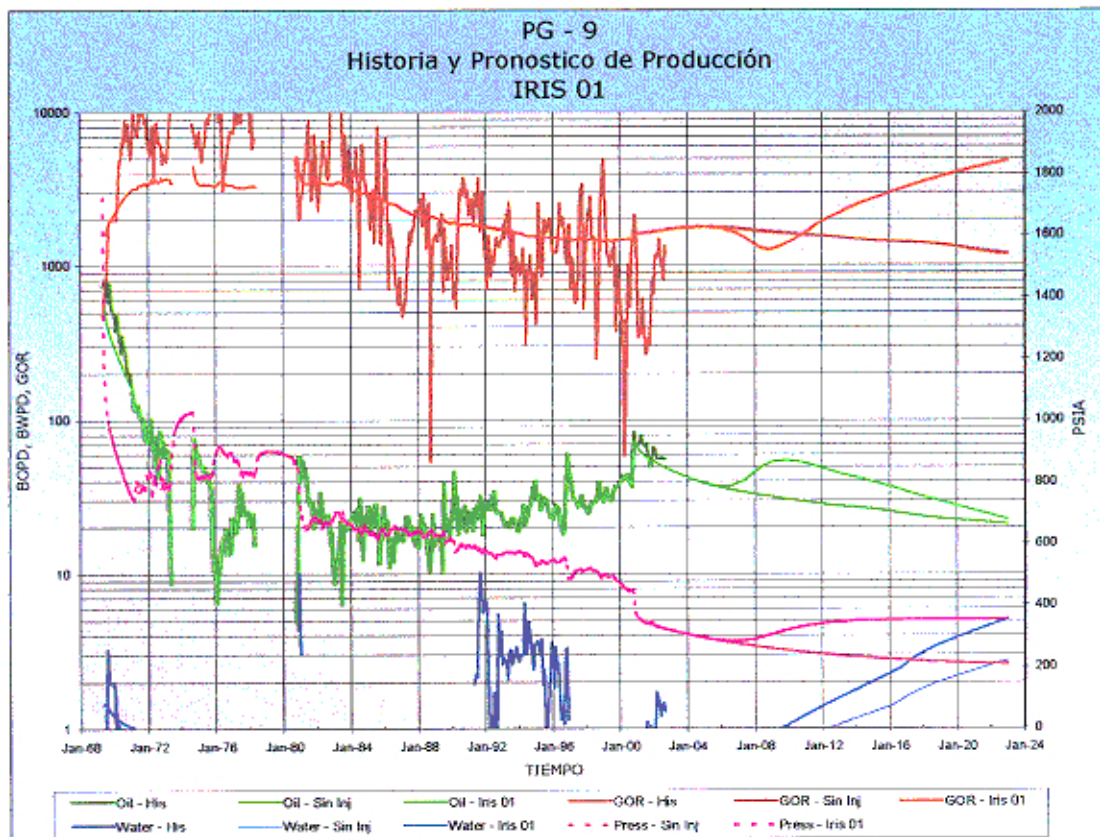
Cuadro 17



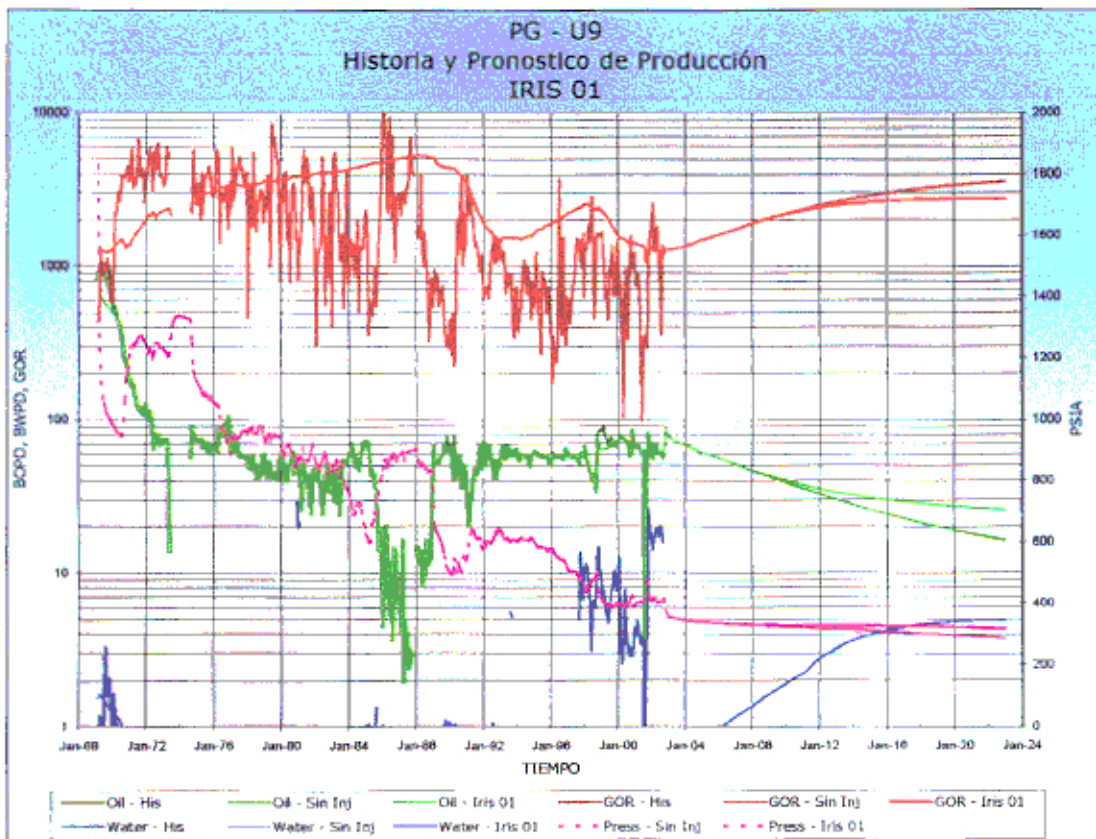
Cuadro 18



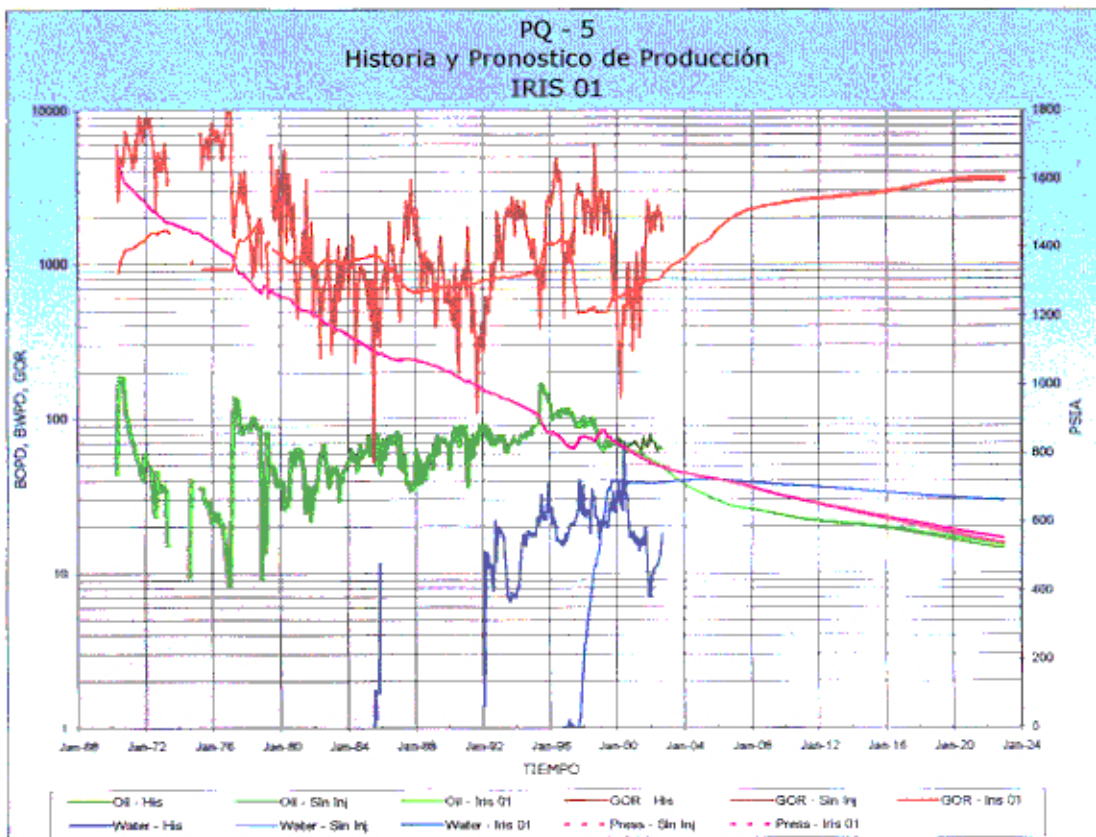
Cuadro 19



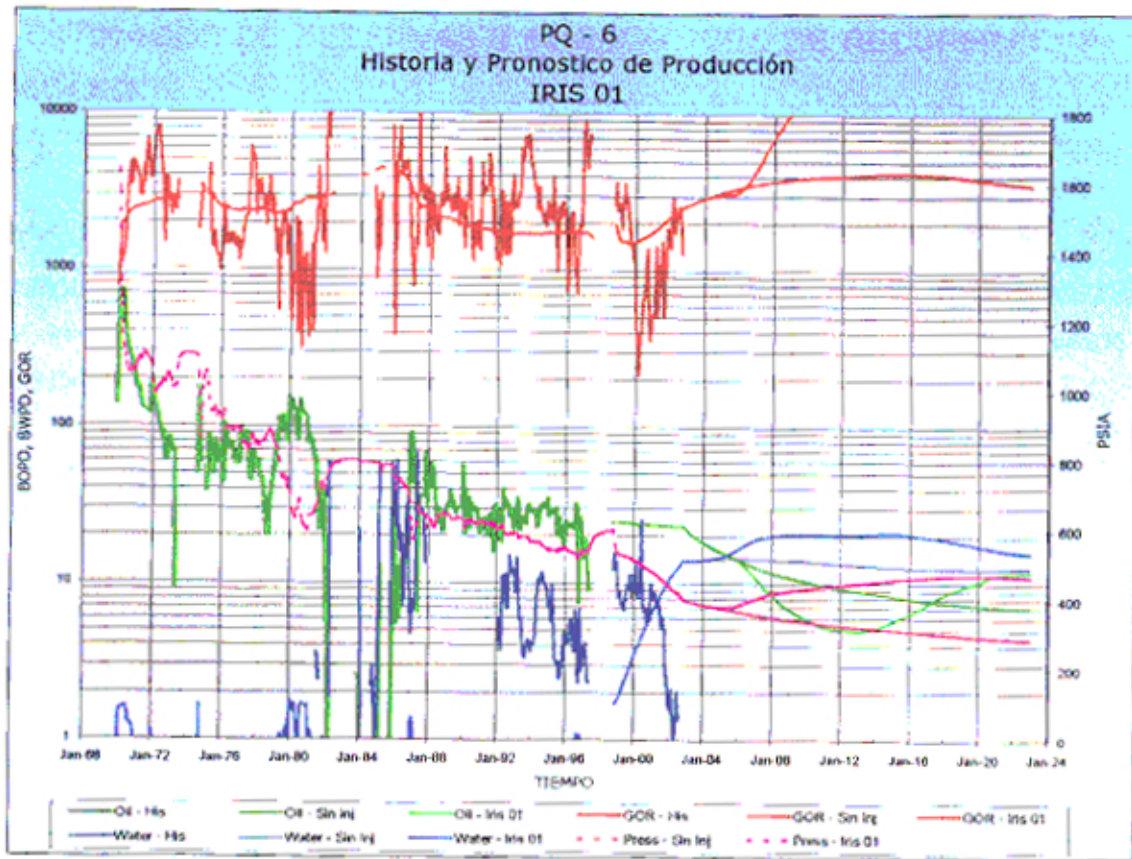
Cuadro 20



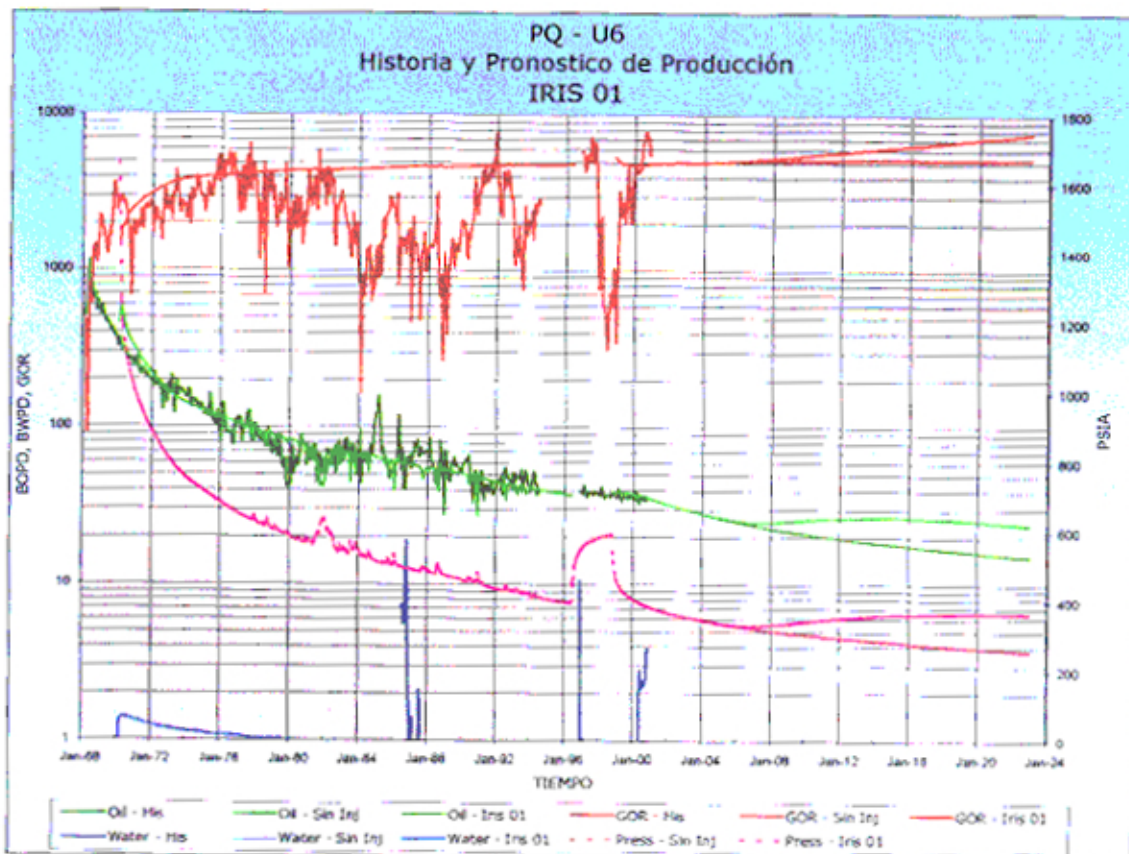
Cuadro 21



Cuadro 22



Cuadro 23



Cuadro 24

VIII. ESTIMADOS DE RESERVAS Y PRONOSTICOS DE RECUPERACION DE PETROLEO

1. CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU

Dos métodos fueron usados para calcular el POIS. El método volumétrico (estudio de simulación) dio un resultado de 40.9 MMBO y los cálculos del Balance de Materiales dieron un resultado de 38.3 MMBO (*Tabla 2*).

El resultado obtenido por el simulador ha sido tomado como el valor más confiable considerando que este toma en cuenta la geología del reservorio, las propiedades de los fluidos y los datos de producción, y para el caso en estudio las propiedades de los fluidos y los datos de producción son bastantes representativos.

Este calculo hecho por el software de simulación, toma en cuenta la geología del reservorio (propiedades petrofísicas), la historia de producción, las propiedades de los fluidos y el movimiento de estos fluidos dentro del reservorio. Todos estos datos ingresados en el simulador, así como la elaboración de los mapas petrofísicos fueron cuidadosamente seleccionados y preparados.

Durante el desarrollo del trabajo de simulación se noto diferencias en el OOIP calculado debido a la variación de algunas propiedades, las cuales fueron poco significativas, lo que confirma que este resultado es bastante representativo.

PETROLEO ORIGINAL IN SITU

Petróleo Original in Situ, MSTB		
	Volumétrico	40927
	Balance de Materiales	38304
Factor de Recuperación (%OOIP)		
	Primario, %	18.34
	Secundario, %	8.64
	Total, %	26.98

BALANCE DE MATERIALES
INYECCION DE GAS EN EL RESERVOIRIO BASAL SALINA - CAMPO PROVIDENCIA
PROYECTO IRIS

FECHA	PRESION psia	Np bbl	Gp Mscf	Wp bbl	Wi bbl	Rcs scf/bbl	Bo bbl/stb	Bg scf/cf	Bg cf/scf	Bg bbl/scf	Bw stb/bbl	Rs scf/stb	OOIP
Jun-68	1600	181000	196102	1067	0	1083.436	1.256	111.00	0.009009	0.001604	1	767.750	
Jun-70	780	4296755	7389321	34483	374478	1719.745	1.170	50.00	0.020000	0.003560	1	425.500	21613424
Jun-72	430	5932628	13983892	182908	3209700	2357.116	1.136	28.50	0.035088	0.006246	1	277.500	27451034
Jun-74	450	6380321	15327280	352886	6459738	2402.274	1.138	30.30	0.033003	0.005875	1	286.750	29708456
Jun-76	495	6960047	17377554	377928	9245397	2496.758	1.142	33.30	0.030030	0.005345	1	300.625	33899800
Jun-78	500	7428237	19472420	460460	12263880	2621.405	1.145	34.50	0.028986	0.005159	1	309.875	37884025
Jun-80	485	7890418	20736170	594294	16229795	2628.019	1.141	33.00	0.030303	0.005394	1	296.000	38122638
Jun-82	425	8186704	21479482	677858	19271751	2623.703	1.134	27.00	0.037037	0.006593	1	268.250	37156797
Jun-84	390	8384008	21985891	696982	20907182	2622.360	1.132	25.60	0.039063	0.006953	1	259.000	37224265
Jun-86	360	8576726	22331378	737405	23167023	2603.718	1.128	23.30	0.042918	0.007639	1	249.750	36950414
Jun-88	340	8767110	22723231	812926	23731967	2591.872	1.126	21.70	0.046083	0.008203	1	240.500	37202786
Jun-90	330	8964458	23010055	834697	23950553	2566.809	1.125	20.80	0.048077	0.008558	1	235.875	37505687
Jun-92	320	9157130	23289880	839958	23950553	2543.360	1.124	20.00	0.050000	0.008900	1	226.625	37575374
Jun-94	310	9339058	23674154	857442	23950553	2534.962	1.123	19.20	0.052083	0.009271	1	222.000	38092228
Jun-96	300	9554131	24018487	880212	23980212	2513.937	1.122	18.50	0.054054	0.009622	1	217.375	38505147
Jun-98	290	9729022	24342593	901329	24685848	2502.060	1.121	17.50	0.057143	0.010171	1	212.750	38779065
Jun-00	280	9933555	24702748	934779	24859016	2486.798	1.120	17.20	0.058140	0.010349	1	208.125	39158787
Jun-02	250	10147832	25023726	957141	24859016	2465.918	1.116	15.30	0.065359	0.011634	1	203.500	39619354

PROMEDIO DE OOIP (Mbls) DE LOS 8 ULTIMOS PTOS = **38304**

Tabla 2

2.- RESULTADOS DE LA SIMULACION DEL PROCESO DE INYECCION DE GAS - CASOS

Seis casos de sensibilidad fueron corridos para obtener un pronóstico de 20 años. Las mayores diferencias se observaron al modificar:

- Número de pozos inyectores
- Ubicación de los pozos inyectores
- Presiones y caudales de inyección

Los factores que más afectaron al proceso de inyección fueron la cantidad de pozos inyectores (1 o 2 pozos), la variación del volumen de inyección y la presión de inyección. Básicamente, la mejor eficiencia de desplazamiento y la mayor cantidad de petróleo recuperado se presenta cuando un volumen de gas mayor es inyectado a través de dos pozos inyectores. Cuando se disminuye el volumen de gas inyectado o se inyecta mediante un solo pozo inyector, la eficiencia de desplazamiento es buena, pero la recuperación de petróleo es menor.

El cálculo de reservas se ha hecho usando el programa de simulación EXODUS. Los datos PVT usados se obtuvieron del análisis hecho al pozo PG-U2, y las curvas de permeabilidades relativas usadas se obtuvieron del ajuste de historia. Se ha estimado un rate de inyección de 200 MSCFD y un tiempo de vida del proyecto de 10 años.

En este estudio de simulación, todos los casos de inyección posibles fueron tomados en cuenta, en el siguiente cuadro se muestra las reservas estimadas utilizando los resultados del proyecto IRIS 01.

RESERVAS ESTIMADAS Y PRODUCCION

Ultimo Recobro, MSTB		
	Primaria	7507
	Secundaria	3536
	Total	11043
Producción Acumulada, MSTB		
	Primaria	7443
	Secundaria	2716
	Total	10159
Reservas Remanentes, MSTB		
	Primaria	64
	Por Inyección de Agua	572
	Por Inyección de Gas	248
	Total	884

En la *Tabla 3* se presentan los principales casos y sus resultados. Observándose como los mejores casos los proyectos IRIS 04e IRIS 05.

**INYECCION DE GAS EN LA FM. BASAL SALINA INFERIOR - PROVIDENCIA 1A
RESULTADOS DE LOS PROYECTOS EVALUADOS
PROYECTO IRIS**

PROYECTO	POZOS INYECTORES	POZOS RESPUESTA	PRESION DE INYECCION PSIA	GAS INYECTADO MPC/D	RESERVAS DE PETROLEO MSTB	INVERSION TOTAL MUSS
IRIS 01	PG-7, PG-8	PG-U7, PG-U6, PG-6, PG-U5	1600	350	248	853
IRIS 02	PG-7, PG-9	PG-U7, PG-U6, PG-6	900	200	125	168
IRIS 03	PG-7	PG-U7, PG-U6, PG-6	1600	350	184	810
IRIS 04	PG-7	PG-U7, PG-U6, PG-6, PG-U8	900	200	111	125
IRIS 05	PG-U7	PG-U6, PG-U5	900	200	80	70
IRIS 06	PG-U7	PG-U6, PG-U5	1600	350	117	755

Tabla 3

Debido al estado mecánico de los pozos y la factibilidad técnica de restaurar los mismos, se ha considerado el mejor caso al proyecto IRIS 05 debido a que los pozos involucrados en este proyecto son mas factibles de recuperar con lo cual también el proyecto se hace mas atractivo desde el punto de vista económico.

El proyecto IRIS 05 ha sido evaluado para un periodo de 10 años, con un rate de inyección de gas de 200 MPC/D, una inversión de 70 MUS\$ y una producción incremental de petróleo (reservas) de 80MSTB.

IX. EVALUACION ECONOMICA

Se ha hecho una evaluación económica de cada caso para evaluar la viabilidad de cada uno, con un tiempo de vida de 10 años. Considerando los factores técnicos y económicos, el proyecto IRIS 05 aparece como el proyecto más atractivo.

Se ha estimado una inversión de 70 MUS\$ para la implementación del proyecto. El proyecto presenta un valor presente neto de 380MU\$, una razón de retorno mayor de 100% y un tiempo de retorno de la inversión de 1.22 años. De acuerdo con los resultados la viabilidad del proyecto esta probada.

Para hacer la evaluación económica de cada caso se ha tomado en cuenta el tiempo de vida, 10 años; las regalías que se deben pagar al Estado Peruano, equivalentes al 16% de la producción y un precio de petróleo de 27.5 \$/STB

En la *Tabla 4* se muestra el costos los equipos y de mantenimiento que se deben tener en cuenta para llevar a cabo el proyecto de inyección de gas. Debe notarse que no en todos los casos mencionados se debe hacer la misma inversión inicial.

En la *Tabla 5* se muestran las reservas de petróleo a recuperar, los montos iniciales de inversión y los indicadores económicos más saltantes. Para todos los casos se esta usando el precio de petróleo que estaba en vigencia cuando se hizo el presente estudio, pero cabe resaltar que con un precio de petróleo menor a 25\$/STB el proyecto presentado se hace antieconómico.

**INYECCION DE GAS EN LA FM. BASAL SALINA INFERIOR - PROVIDENCIA 1A
COSTOS INICIALES Y DE MANTENIMIENTO
PROYECTO IRIS**

CONCEPTO	COSTO
COMPRESOR	US\$ 600000
LINEA HACIA LA PLATAFORMA PG 31/2"	US\$ 84500
CONVERSION A POZO INYECTOR DE GAS	
SERVICIO DE POZO	US\$ 12600
TUBERIAS Y VALVULAS	US\$ 30000
REPARACION DE POZO PRODUCTOR	
SERVICIO DE POZO	US\$ 12600
TUBERIAS Y VALVULAS	US\$ 15000
COSTO DEL GAS A INYECTAR	US\$/MPCS 0.23
MANTENIMIENTO DE POZOS PRODUCTORES	US\$/AÑO 6000

Tabla 4

**INYECCION DE GAS EN LA FM. BASAL SALINA INFERIOR - PROVIDENCIA 1A
EVALUACION ECONOMICA
PROYECTO IRIS**

PROYECTO	PRESION DE INYECCION PSIA	GAS INYECTADO MPC/D	RESERVAS DE PETROLEO MSTB	INVERSION TOTAL MUS\$	PRECIO DEL PETROLEO US\$/STB	VALOR PRESENTE NETO AL 15% MUS\$	AROR %	PAY OUT AÑOS
IRIS 01	1600	350	248	853	27.50	514	26	6.49
IRIS 02	900	200	125	168	27.50	540	73	1.78
IRIS 03	1600	350	184	810	27.50	307	23	7.05
IRIS 04	900	200	111	125	27.50	565	108	1.03
IRIS 05	900	200	80	70	27.50	380	104	1.22
IRIS 06	1600	350	117	755	27.50	-47	13	>10

Tabla 5

X. CONCLUSIONES

- El proceso de doble desplazamiento es un mecanismo efectivo para la recuperación de petróleo no barrido en un proceso previo de desplazamiento por agua, así como también hace posible la reducción de la saturación residual de petróleo en una columna invadida por agua.
- Debido a que la viscosidad del gas es menor a la viscosidad del agua, en un proceso de inyección de agua se produce una gran eficiencia de desplazamiento. Sin embargo, al mezclarse el gas con el petróleo se reduce la viscosidad del petróleo, lo cual hace posible que este se mueva con mayor facilidad creando en muchos casos un banco de petróleo a partir del petróleo antes no movable, el cual puede ser producido.
- En un reservorio dado un método sugerido para maximizar la recuperación de petróleo es mediante una temprana inyección de agua, seguida de un proceso de inyección de gas con la intención de recuperar el petróleo no barrido durante la inyección de agua inicial. Mientras más temprano en la vida del reservorio se realicen estos procesos, la recuperación final de petróleo será mayor.
- El proyecto IRIS 05 aparece como el mejor caso analizado debido a la factibilidad técnica y económica que este presenta.

XI. RECOMENDACIONES

- Llevar a cabo el Proyecto IRIS 05 como un proyecto piloto, para lo cual se deberá:
 - Convertir el pozo PG-U7 a pozo inyector de gas y restablecer la producción de petróleo de la Formación Basal Salina Inferior en los pozos PG-U5 y PG-U6.
 - Inyectar 200 MSCFD a través del pozo PG-U7.

XIII. BIBLIOGRAFIA

- APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING, Craft, B.C. y Hawkins, M.F. – 1959
- PERFORMANCE OF HAWKINS FIELD UNIT UNDER GAS DRIVE – PRESSURE MAINTENANCE OPERATIONS AND DEVELOPMENT OF AN ECHANGE OIL RECOVERY PROJECT, L.O. Carlson, Exxon Co. USA, SPE/DOE 17324
- HANDIL FIELD: THREE YEARS OF LEAN GAS INJECTION INTO WATERFLOODED RESERVOIRS, Sugianto Gunawan, Total Indonesie, SPE 57289
- GRAVITY STABLE DISPLACEMENT OF OIL BY HIDROCARBON GAS AFTER WATERFLOODING, O.S. Hustad, IKU, SPE/DOE 24116
- SECOND-CONTACT WATER DISPLACEMENT OIL RECOVERY PROCESS, B. Lepski – 1996