



7
622.1828
LEO
f.3

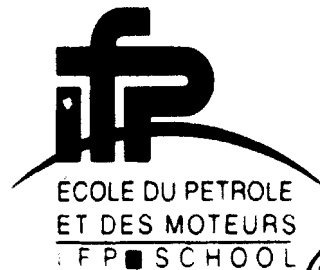
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE MINAS**

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE
INGENIEROS DE MINAS



CIB-ESPOL

PROYECTO FIN DE CARRERA

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y
COMBUSTIBLES**

**EVALUACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RESERVAS DEL YACIMIENTO BRENT EAST
EN EL MAR DEL NORTE**



CIB-ESPOL

JOHNNY LEÓN TORRES

FEBRERO-2003



AGRADECIMIENTOS

A toda mi familia y amigos que siempre me apoyaron a lo largo de mi vida estudiantil y lo siguen haciendo; con su cariño incondicional y una dosis permanente de consejos y empuje para seguir adelante.

A los profesores, directivos y personal administrativo que colaboraron de una u otra manera con mi formación; especialmente quienes hicieron posible y grato mi paso por la Escuela Superior Politécnica del Litoral (Ecuador), la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas (UPM-España) y el Instituto Francés del Petróleo (Francia).



CIB-ESPOL

ATTESTATION

Je soussigné, Gérard LESAGE, Responsable du Module Gisement du Cycle Développement et Exploitation des Gisements à L'Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et Moteurs (E.N.S.P.M.) de Rueil- Malmaison (France) certifie avoir participé, en temps que Chef de projet, en collaboration avec l'Ecole des Mines de Madrid (Espagne), le 2 Avril 2003, au jury de présentation de Johnny LEON TORRES (EP - Guayaquil EQUATEUR) dont le thème était le développement du champ d'Alwyn.

La note attribuée par l'ensemble des Membres du Jury a été de 10 sur 10.

Fait pour faire valoir ce que de droit.

Rueil, le 18 Décembre 2003



G. LESAGE
Responsable du Module Gisement

Escuela del Petróleo y de los Motores.
IFP School.

Centro de Desarrollo y Explotación de Yacimientos

Teléfono : 01 47 52 60 96



TESTIMONIO

Yo Gérard LESAGE, Responsable del Modulo de Yacimiento del ciclo de Desarrollo y Explotación de Yacimientos de la Escuela Nacional Superior del Petróleo y Motores (E.N.S.P.M) de Rueil – Malmaison (Francia) certifico haber participado, como Jefe de Proyecto, con la colaboración de la Escuela de Minas de Madrid (España), el 2 de abril de 2003, como jurado de la presentación de Johnny LEON TORRES (EP – Guayaquil ECUADOR) donde el tema de Desarrollo estaba el campo de Alwyn.

La nota atribuida por el conjunto de miembros del jurado ha estado de 10 sobre 10.

Es todo cuanto puedo aseverar en honor a la verdad.

Rueil , 18 de Diciembre de 2003.

Institución Francesa del Petróleo
Escuela Nacional Superior del
Petróleo y de los Motores

G. LESAGE
Responsable del Modulo de Yacimiento

Escuela Nacional Superior del Petróleo y de los Motores
228-232, avenida Napoleón Bonaparte – 92852 Rueil Malmaison
Cedex – Francia
www.ifp-school.com

Tel. 01 47 52 57 76- Tel. Internacional + 33 1 47 52 57 76
Fax. 01 47 52 71 18 Fax Internacional + 33 1 47 52 71 18
Télex IFP 634202 F



ÍNDICE

Resumen.....	vi
Abstract.....	vii
Síntesis del Proyecto.....	viii

Documento N° 1: MEMORIA.....	1
------------------------------	---

Capítulo 1: OBJETIVOS Y ALCANCE.....	2
--------------------------------------	---

Capítulo 2: ESTADO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	3
--	---

2.1	Rocas y Fluidos de las Regiones Petroleras.....	3
2.2	Rocas.....	5
2.2.1	Propiedades De Las Rocas.....	6
2.3	Fluidos Encontrados en las Rocas.....	7
2.3.1	Aguas de Yacimiento.....	7
2.3.2	Crudos.....	9
2.3.3	Gases Combustibles.....	11
2.4	Flujo de Fluidos a través de las Rocas.....	13
2.4.1	Unidades de Permeabilidad.....	15
2.4.2	Tensiones Superficiales e Interfaciales, Humectabilidad, Presiones Capilares.....	16
2.5	Descubrimiento del Petróleo.....	18
2.6	Contexto General del Presente Estudio.....	20
2.7	Contexto Estructural.....	21
2.8	Contexto Geológico.....	22
2.9	Datos Disponibles.....	23
2.10	Tratamiento de Unidades.....	24

Capítulo 3: CÁLCULO DE RESERVAS.....	25
--------------------------------------	----

3.1	Litoestratigrafía.....	25
3.2	Características Petrofísicas.....	27
3.2.1	Cut-offs.....	27
3.2.2	Altura efectiva.....	29
3.2.3	Porosidad.....	30
3.2.4	Saturación en agua.....	32
3.3	Contacto Crudo Agua.....	35
3.3.1	Resultados RFT.....	35
3.3.2	Interpretación de Registros.....	35
3.4	Fluido y Condiciones del Yacimiento.....	36
3.4.1	Estudio PVT – Pozo 3/9-A2 - Octubre 1976.....	37
3.4.2	Estudio PVT – Pozo 3/9-A4 – Febrero 1980.....	37
3.4.3	Estudio PVT – Pozo 3/9a-N3 – Agosto 1987.....	38
3.4.4	Conclusiones.....	38
3.5	Cálculo del Volumen de Roca.....	39
3.6	Resultados STOIP – Caso 1P y 3P – Caso 2P	



CIB-ESPOL

	Aproximación Determinista	43
3.6.1	Revisión y cuantificación de errores posibles.....	43
3.6.2	Definición de los casos 1P y 3P.....	47
3.7	Resultados STOIP – Aproximación Probabilista	50
3.7.1	Estudio del factor de volumen B_o	50
3.7.2	Estudio del factor de altura útil sobre la altura total N/G	51
3.7.3	Estudio del volumen de roca V_r	51
3.7.4	Estudio de la porosidad Φ_i	53
3.7.5	Estudio de la saturación de agua S_w	54
3.7.6	Resultados.....	55



Capítulo 4: ESTUDIOS DE EXPLOTACIÓN..... 58

4.1	Partida del Cálculo	CIB-ESPOL 58
4.1.1	Geometría.....	58
4.1.2	Barreras laterales.....	58
4.1.3	Fluidos y condiciones iniciales.....	59
4.2	Análisis de los Mecanismos de Drenaje y Elección del Modo de Recuperación	60
4.2.1	Presentación de la aproximación analítica.....	60
4.2.2	Drenaje natural sin acuífero activo.....	60
4.2.3	Drenaje natural con acuífero activo por expansión simple instantánea.....	61
4.2.4	Recuperación asistida por inyección de agua.....	63
4.2.5	Drenaje natural sin acuífero activo con inyección de gas.....	66
4.2.6	Conclusiones.....	69
4.3	Estudio de Producción por Simulación Numérica Modelo / Entrada de Datos / Inicialización	70
4.3.1	Mallaje.....	70
4.3.2	Estratos.....	70
4.3.3	Entrada de datos.....	71
4.3.4	Inicialización y cantidades en sitio.....	72
4.3.5	Heterogeneidades dinámicas.....	74

Capítulo 5: ARQUITECTURA y SIMULACIÓN..... 79

5.1	Estudios de Explotación por Simulaciones Numéricas – Restricciones de Producción y Esquema de Explotación	79
5.1.1	Arquitectura y rendimiento de pozos.....	79
5.1.2	Análisis preliminar.....	82
5.2	Planning de Perforación	86
5.3	Optimización del Esquema de Explotación	86
5.4	Problemas Encontrados	87
5.5	Esquema de Explotación Optimizado: Resultados	89
5.6	Estudio de Sensibilidad – Robustez del Esquema Elegido	90
5.6.1	Sensibilidad a la relación K_v/K_h	90
5.6.2	Sensibilidad a la falla.....	91
5.6.3	Sensibilidad k_r cruzadas.....	91
5.6.4	Sensibilidad a los bancos de carbón.....	92
5.6.5	Sensibilidad al valor de skin de los pozos.....	93
5.6.6	Sensibilidad al campo de permeabilidad.....	93
5.6.7	Resumen de sensibilidades.....	93
5.7	Parámetros Obtenidos de la Distribución	94

Capítulo 6: CONCLUSIONES.....	95
BIBLIOGRAFÍA.....	97
Documento N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO.....	98
1 CÁLCULO Y ANÁLISIS ECONÓMICO.....	99
1.1 Cálculo de Escenarios.....	99
1.1.1 Esquema de una plataforma.....	99
1.1.2 Esquema de dos plataformas.....	99
1.2 Análisis de los escenarios y elección.....	100
2 RESULTADOS ECONÓMICOS DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN OPTIMIZADO.....	100
Documento N° 3: ANEXOS.....	101
A Tablas de Resultados.....	102
B Interpretación del Ensayo del Pozo N11.....	105
C Figuras.....	107
D Archivo .Edo para el programa ATHOS.....	112



CIB-ESPOL

Índice de Tablas

Tabla 3-1:	Estratigrafía de los pozos.....	26
Tabla 3-2:	Alturas efectivas y relación N/G en los pozos.....	29
Tabla 3-3:	Porosidades en el Tarbert 3.....	30
Tabla 3-4:	Porosidades en el Tarbert 3 para todos los pozos.....	30
Tabla 3-5:	Porosidades en los Tarberts 2 y 1.....	31
Tabla 3-6:	Porosidades en los Tarberts 2 y 1 para todos los pozos.....	31
Tabla 3-7:	Porosidades en el Ness.....	31
Tabla 3-8:	Porosidades en le Ness para todos los pozos.....	32
Tabla 3-9:	Resistividades de los estratos por pozo.....	33
Tabla 3-10:	Saturaciones de los estratos por pozo.....	33
Tabla 3-11:	Resumen de parámetros petrofísicos.....	34
Tabla 3-12:	Profundidades del CCA en cada pozo.....	35
Tabla 3-13:	Parámetros de cada pozo para estudio PVT.....	36
Tabla 3-14:	Resultados del análisis PVT.....	39
Tabla 3-15:	Superficies en las diferentes profundidades... CIB-ESPOL.....	40
Tabla 3-16:	Volúmenes de roca por zonas y por estrato.....	42
Tabla 3-17:	Resultados de la aproximación determinista del STOIP del caso 2P.....	44
Tabla 3-18:	Saturación en agua de los estratos.....	46
Tabla 3-19:	Saturación en agua de los estratos incluyendo errores.....	46
Tabla 3-20:	Volúmenes encontrados.....	47
Tabla 3-21:	Análisis de volúmenes para el Caso 1P.....	48
Tabla 3-22:	Análisis de volúmenes para el Caso 3P.....	49
Tabla 3-23:	Cálculo de errores para los volúmenes de roca.....	52
Tabla 3-24:	Resultados de Reservas del Tarbert.....	55
Tabla 3-25:	Resultados de Reservas en el Ness.....	56
Tabla 3-26:	Resultados de Reservas en el Tarbert + Ness.....	57
Tabla 4-1:	Recuperación por Drenaje Natural sin Acuífero Activo.....	61
Tabla 4-2:	Recuperación por Drenaje Natural con Acuífero Activo.....	62
Tabla 4-3:	Valores de Swm y M para las capas.....	64
Tabla 4-4:	Recuperaciones finales para el caso de Drenaje Natural con Inyección de Agua.....	66
Tabla 4-5:	Recuperaciones finales para el caso de Drenaje Natural con Inyección de Gas.....	69
Tabla 4-6:	Características petrofísicas de los estratos.....	71
Tabla 4-7:	Cantidades en sitio de crudo y agua.....	73
Tabla 5-1:	Planning de perforación para una plataforma.....	86
Tabla 5-2:	Resultados finales.....	89
Tabla 5-3:	Comparación del caso de base con las sensibilidades.....	94
Tabla 5-4:	Análisis con Cristal Ball.....	94
Tabla 5-5:	Percentiles y Volúmenes resultantes.....	94
Tabla 1-1:	Esquema de una plataforma.....	99
Tabla 1-2:	Esquema de dos plataformas.....	99
Tabla 2-1:	Valores finales optimizados.....	100



Índice de Figuras

Figura 3-1:	Diagrama Profundidad vs. Superficies de la Zona Erosionada.....	40
Figura 3-2:	Diagrama Profundidad vs. Superficies de la Zona No Erosionada.....	41
Figura 3-3:	Acumulaciones Totales del Tarbert.....	55
Figura 3-4:	Acumulaciones Totales del Ness.....	56
Figura 3-5:	Acumulaciones Totales Tarbert + Ness.....	57
Figura 4-1:	Características del crudo.....	72
Figura 4-2:	Pc vs. Sw.....	73
Figura 4-3:	Alturas Efectivas.....	75
Figura 4-4:	Alturas de Red.....	76
Figura 4-5:	Permeabilidades Horizontales.....	77
Figura 4-6:	Porosidades Iniciales.....	78
Figura 5-1:	Arquitectura de un pozo vertical y uno horizontal.....	81
Figura 5-2:	Carta Del Campo Para Los Dos Esquemas.....	85



CIB-ESPOL

RESUMEN

Este documento está orientado al análisis estático y dinámico del reservorio Brent East de la estructura Alwyn North. Para ello consta de dos partes: la primera tiene por objeto, una cuantificación de las acumulaciones de fluidos presentes en el yacimiento, partiendo de la identificación de los reservorios de areniscas. Y la segunda, el enfoque dinámico, es decir, la elaboración del esquema de explotación del reservorio.

Se identificó para el estudio los reservorios principales, que fueron los Tarbert 1, 2 y 3, y el Ness 2. Los Tarbert 1 y 2 fueron considerados como uno solo en función de sus propiedades para el cálculo dinámico.

Los datos que sirvieron para el estudio de los reservorios fueron obtenidos mediante la perforación de los pozos de exploración verticales A2, A4, y los pozos de delineación N1 y N3.

Un análisis "Quick-look" se empleó para la determinación de las acumulaciones mientras que el estudio de explotación del yacimiento se hizo a partir de la aproximación analítica (Balance Material y cálculos de eficiencia) y luego un estudio de modelización numérica con el simulador ATHOS.

La optimización de costos permitió privilegiar el escenario de una sola plataforma, y con la modelización numérica se mejoró la implantación de los pozos productores, así como también el esquema de inyección.

Al final del análisis del caso de base se utilizó para el caso de base del estudio una meseta de producción de 6300 m³/día, una producción de 18,4 x 10⁻⁶ m³, un factor de recuperación de 58 %, y los costos técnicos optimizados llegan a 7,4 USD/barril (1 barril = 0,159 m³). Se elige al final una inyección de agua y no de gas.



ABSTRACT

This document is oriented to make the static and dynamic analysis of the reservoir Brent East in the Alwyn North structure. It is divided in two parts: the first one consists in quantifying the accumulations of fluids in the reservoir, identifying the sandstones' deposits. The second one is a dynamic view, that is to say, the elaboration of the development scheme for the reservoir.

Studying the principal reservoirs, four layers were identified: the Tarberts 1, 2 and 3 and the Ness 2. The Tarberts 1 and 2 were considered as one layer in the dynamic calculation, in function of their similar properties.

For the study of the reservoirs, data were obtained by the perforation of two exploration wells (A2 and A4), and two delineation wells (N1 and N3).

"Quick-look" analysis was used to determine the accumulations while the development study was made basing the procedure in an analytic estimation (Material Balance and efficiency calculations) and after in a study of numeric simulation with the software ATHOS.

A scenario with one platform was chosen after doing a costs' optimization; a numeric simulation allowed improving the position of the producer wells, as the injection scheme.

At the end of the analysis of the case of base, it was accepted a production rate of 6300 m³/day, a production of 18,4 x 10⁶ m³, 58 % as recovery factor and the optimized technical costs reached 7,4 USD/barrel (1 barrel = 0,159 m³). Between water and gas, the water injection was chosen.



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

SÍNTESIS DEL PROYECTO

El presente proyecto consiste en el análisis estático y dinámico del reservorio Brent East de la estructura Alwyn North.

Este documento está orientado al análisis estático y dinámico de un yacimiento en la fase inicial del estudio del reservorio Brent East de la estructura Alwyn North. Para ello consta de dos partes: la primera tiene por objeto, una cuantificación de las acumulaciones de fluidos presentes en el yacimiento, partiendo de la identificación de los reservorios de areniscas. Y la segunda, el enfoque dinámico, es decir, la elaboración del esquema de explotación del reservorio.

La formación Brent está dividida en tres unidades reservorio principales. En el panel Este, sólo los pertenecientes al Tarbert, constituidos de areniscas masivas y buenas, mientras que el Ness 2 está compuesto de alternancias de bancos de areniscas y arcillas. Se ha encontrado que el crudo se extiende a lo largo de unos 70 m en el Tarbert y unos 50 m en el Ness 2.

El Contacto Crudo Agua (CCA) tiene buena coherencia entre los registros brindados por los tres pozos de la estructura que confirman los resultados de los ensayos. Definiendo una cota de 3 231 m bajo el nivel del mar.

Los parámetros petrofísicos, obtenidos mediante el método "Quick-Look" con los registros obtenidos de los pozos de exploración y delineamiento, no permiten un cálculo preciso y confiable de los parámetros de porosidad y saturación. Pero en todo caso se puede notar la diferencia de propiedades entre el Tarbert (relación de altura efectiva a altura total del estrato cercana a la unidad y porosidades entre 15 y 20 %) y el Ness 2 (con una relación de alturas 0,5 y una porosidad cercana al 13 %) es decir, el Tarbert se vislumbra como el mejor estrato para efectos de acumulaciones.

Una vez terminado el estudio estático se pasó al estudio de explotación, cuya parte fundamental consistió en la simulación numérica de dicha explotación mediante el programa ATHOS, para lo cual se partió de un juego de datos preciso en lo que

SÍNTESIS DEL PROYECTO



El presente proyecto consiste en el análisis estático y dinámico del reservorio Brent East de la estructura Alwyn North.

Este documento está orientado al análisis estático y dinámico de un yacimiento en la fase inicial del estudio del reservorio Brent East de la estructura Alwyn North. Para ello consta de dos partes: la primera tiene por objeto, una cuantificación de las acumulaciones de fluidos presentes en el yacimiento, partiendo de la identificación de los reservorios de areniscas. Y la segunda, el enfoque dinámico, es decir, la elaboración del esquema de explotación del reservorio.

La formación Brent está dividida en tres unidades reservorio principales. En el panel Este, sólo los pertenecientes al Tarbert, constituidos de areniscas masivas y buenas, mientras que el Ness 2 está compuesto de alternancias de bancos de areniscas y arcillas. Se ha encontrado que el crudo se extiende a lo largo de unos 70 m en el Tarbert y unos 50 m en el Ness 2.

El Contacto Crudo Agua (CCA) tiene buena coherencia entre los registros brindados por los tres pozos de la estructura que confirman los resultados de los ensayos. Definiendo una cota de 3 231 m bajo el nivel del mar.

Los parámetros petrofísicos, obtenidos mediante el método "Quick-Look" con los registros obtenidos de los pozos de exploración y delineamiento, no permiten un cálculo preciso y confiable de los parámetros de porosidad y saturación. Pero en todo caso se puede notar la diferencia de propiedades entre el Tarbert (relación de altura efectiva a altura total del estrato cercana a la unidad y porosidades entre 15 y 20 %) y el Ness 2 (con una relación de alturas 0,5 y una porosidad cercana al 13 %) es decir, el Tarbert se vislumbra como el mejor estrato para efectos de acumulaciones.

Una vez terminado el estudio estático se pasó al estudio de explotación, cuya parte fundamental consistió en la simulación numérica de dicha explotación mediante el programa ATHOS, para lo cual se partió de un juego de datos preciso en lo que

tenía que ver a las características petrofísicas, así como los volúmenes de crudo y agua originalmente en sitio (POES y AOES) totales $31,7 \times 10^6 \text{ m}^3$, y $155,3 \times 10^6 \text{ m}^3$, respectivamente.

Las cifras calculadas a partir de la aproximación analítica (Balance de Materiales y Cálculos de Eficiencias) permitieron discriminar el mecanismo de recuperación secundaria por inyección de gas con relación al de inyección de agua. El factor de recuperación (FR) es de 32 % en el caso de la inyección de gas y un FR de 45 % en el caso de inyección de agua.

El análisis preliminar en términos de optimización de costos permite privilegiar el escenario de una sola plataforma.

Los métodos de simulación numérica permiten modelizar el comportamiento dinámico del reservorio con el objeto de optimizar la implantación de los pozos productores, así como el esquema de inyección.

Este esquema de explotación significa la infraestructura siguiente:

Zona de acumulación Norte		Zona de acumulación Sur	
Plataforma (norte)	1		
Pozos productores desviados, perforados a partir de la plataforma	2	Pozos productores submarinos	3
Pozos productores horizontales, perforados desde la plataforma	3	Pozos inyectores submarinos	7
Pozos inyectores desviados, perforados desde la plataforma	3		
Pozos inyectores submarinos	1		



CIB-ESPOL

Los resultados obtenidos en el caso de base son los siguientes:

	Producción meseta ($\text{m}^3/\text{día}$)	N_p ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	RF (%)	Costos técnicos (USD/barril)
Caso de base	6300	18,4	58	7,4

Las sensibilidades realizadas a partir del caso de base optimizado muestran la necesidad de reducir las incertidumbres sobre ciertos parámetros para la realización de estudios específicos:

- Efectuar un test de interferencia entre un pozo perforado en el Tarbert y un pozo perforado en el Ness con el objeto de concluir sobre la comunicación dinámica entre el Ness y el Tarbert.
- Seguir los estudios de caracterización del reservorio a partir de los datos adquiridos durante la explotación del campo para tener una mejor comprensión de la distribución de permeabilidades del terreno.
- Monitoreo del campo, particularmente adaptado a los pozos submarinos.



**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE MINAS**

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y
COMBUSTIBLES**



CIB-ESPOL

**EVALUACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RESERVAS DEL YACIMIENTO BRENT EAST
EN EL MAR DEL NORTE**

DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

JOHNNY LEÓN TORRES

FEBRERO-2003

La primera parte de este proyecto tiene por objeto caracterizar los reservorios de areniscas del **Bren East de Alwyn North** y determinar las cantidades de hidrocarburos en sitio en estos reservorios.

En la segunda parte se quiere modelizar el esquema de explotación más rentable para estos reservorios.

- Aplicar una aproximación analítica y una por medio de un simulador numérico (ATHOS) para la optimización del esquema de producción, tanto en una *inyección de agua o de gas*.
- Realizar al final de la modelización un análisis de sensibilidades y robusteces del esquema propuesto, esto a sus parámetros más sensibles e inciertos.
- Realizar Los cálculos económicos de los diferentes escenarios susceptibles de ser esquemas de explotación para elegir el más económico y a partir de ello, *hacer la elección*.
- Recomendar al final del trabajo las precauciones que deberían seguirse para obtener mejores resultados en cuanto a las variables estudiadas en el presente trabajo, y el monitoreo de campo.

2.1 ROCAS Y FLUIDOS DE LAS REGIONES PETROLERAS

El petróleo se encuentra principalmente en rocas marinas sedimentarias. Este es un hecho muy importante en la industria del petróleo y será discutido con más detalle. *Aun cuando los geólogos y otros científicos no están completamente de acuerdo con el origen preciso del petróleo, se tienen a la mano suficientes datos para permitirnos llegar a ciertas conclusiones. Puesto que el petróleo es de naturaleza orgánica, la materia orgánica o la materia que pudiera convertirse en ésta, debe haber estado presente durante el periodo de acumulación del petróleo. Para convertir la materia orgánica en los depósitos de petróleo que se descubren con la barrena, deben haberse verificado procesos definidos. Estos pueden haber sido (1) químicos, (2) bacterianos, (3) radiactivos, o (4) una combinación de estos tres.*

Las teorías actuales, relativas a la acumulación de petróleo, favorecen la creencia de que la capa productora no es, necesariamente, la formación en la cual se encuentra el depósito al momento de su descubrimiento. *La opinión general es que, probablemente, la pizarra o esquisto es una roca capaz, generalmente, de contener petróleo, aunque también pueden presentarse indicaciones para refutar esta opinión. Se dice que el petróleo se originó en los esquistos, pero a medida que aumentaron las sobrecargas y se comprimieron las pizarras, fue forzado hacia las rocas adyacentes más permeables que aquéllas.*

Es un tópico de primordial importancia para los interesados en la industria petrolera, la migración y acumulación del petróleo. La teoría "anticlinal" o "estructural" es aceptada generalmente como la mejor explicación de la migración y acumulación del petróleo.

Brevemente, esta teoría sostiene que el petróleo abandona su estructura de origen y principia su periodo de migración hacia otras formaciones más permeables desplazando el agua de que ya se encuentran llenas y debido a la diferencia de

densidad, se acumula en los lugares estructuralmente más altos, o hasta que alguna zona impermeable, que puede ser una falla producto de la yuxtaposición de una formación sólida en la trayectoria del flujo, o una arenisca que se esté transformando en pizarra detiene el flujo del fluido. Consecuentemente, la consideración principal, después del aceite en sí, en la localización de depósitos de petróleo, es el carácter de la estructura y la mayoría de las exploraciones geofísicas se basan en esa característica.

Se han análisis completos de las fuerzas que se encuentran presentes durante la migración y acumulación del petróleo. Cita informes de laboratorio y ejemplos en el campo que indican que cuando las aguas subterráneas están en movimiento, éste puede tener un efecto decisivo en la acumulación de aceite, y la dirección de ese movimiento del agua subterránea tiene una influencia apreciable sobre la localización de una zona de petróleo.

Un yacimiento petrolero es el estrato de roca permeable que ocupa el petróleo en el momento en que se descubre por medio de la perforación. Las rocas sedimentarias más comunes en los yacimientos petroleros son las areniscas, dolomíticas y calizas, puesto que casi todas las rocas ígneas y metamórficas son impermeables. Son excepciones a esta regla las rocas ígneas o metamórficas que están en comunicación con rocas sedimentarias permeables de las cuales pudo emigrar el petróleo. Este hecho ha sido demostrado en la búsqueda de petróleo, pues muchos depósitos se han encontrado en este tipo de rocas. Sin embargo, en todos los casos existe una explicación lógica para la migración de petróleo a estas rocas; un ejemplo de ello es el petróleo de las rocas serpentinas del campo de los manantiales Litton, en el Condado de Caldwell, Texas.

La edad geológica es un elemento importante que debe tenerse en cuenta cuando se buscan yacimientos petroleros subterráneos. Si la teoría estructural de la acumulación es importante entonces la edad de las estructuras en relación con la época de migración de éste, también lo es. Si la estructura se formó después de que el petróleo había emigrado a través de la capa de roca, no habrá oportunidad de que se encuentre petróleo en la estructura. Esta es una explicación plausible de por qué no hay petróleo en muchas estructuras que lógicamente debieran contenerlo.

El petróleo se ha encontrado en sedimentos de todos los periodos geológicos desde el Precámbrico hasta el Plioceno.

2.2 ROCAS



CIB-ESPOL

Como se ha dicho, casi todas las rocas que contienen depósitos de petróleo, son de origen sedimentario; por lo tanto, un estudio de las rocas que tienen yacimientos petroleros puede concretarse principalmente a las rocas sedimentarias. Se ha sugerido una clasificación amplia y simple de estas rocas que está basada esencialmente en el origen de ellas. Esta clasificación divide todas las rocas que contienen depósitos en tres grupos: (1) fragmentadas (clásticas), (2) químicas (precipitadas), y (3) mixtas. Las rocas fragmentadas son las que se han formado ligando partículas de minerales y rocas erosionadas de rocas más antiguas. El agente de unión o aglutinante se llama matriz. Los carbonatos, silicatos y barros constituyen el principal material de adhesión en las rocas fragmentadas. Las rocas sedimentarias fragmentadas más comunes son las greses, conglomerados o almendrillas, esquistos y arcosas pero a veces se encuentran calizas fragmentadas. Técnicamente, aun cuando no es una roca que comúnmente tenga depósitos, la pizarra debe considerarse como una roca fragmentada o clástica.

Las rocas con depósitos de petróleo químicamente precipitadas, son las que se formaron en una época inactiva de la historia geológica, cuando el acarreo del material fragmentado era mínimo. Las rocas químicamente precipitadas principales son: calizas, dolomíticas cuarzosas o calizas cuarzosas. Estas últimas pueden contener gran proporción de sílice.

En el grupo de rocas mixtas se incluyen todas aquéllas que no figuran en las dos clasificaciones anteriores. Este grupo incluye las rocas ígneas permeables y rocas metamórficas, tales como corrientes basálticas, serpentinas, granitos, tobas volcánicas, ígneas, etc. La cantidad de petróleo producido de estas rocas es insignificante comparada con la que se ha obtenido de los dos primeros grupos-

El ingeniero de perforación está interesado no solamente en las rocas que contienen petróleo, sino que también en todas aquéllas que hay que penetrar para llegar al horizonte productor. El conocimiento de la naturaleza de estas rocas, le ayudará a resolver muchos de los problemas más confusos, tales como la relación de penetración, la pérdida de circulación y las presiones anormales.



CIB-ESPOL

2.2.1 Propiedades De Las Rocas

La porosidad, saturación de fluidos y la permeabilidad, son tres propiedades importantes de las rocas que pueden tener depósitos de petróleo. La porosidad se define como la fracción del volumen total no ocupado por sólidos. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de las rocas y se expresa generalmente en porcentaje. Se han definido dos tipos de porosidad, porosidad absoluta y porosidad efectiva. La porosidad absoluta es el porcentaje de espacios vacíos del volumen total aparente de la roca. La porosidad efectiva es el porcentaje de los espacios vacíos comunicados comparado con el volumen total de la roca. Ya que la principal preocupación del petrolero es el flujo de fluidos a través de las rocas, la porosidad efectiva es a la que se refieren los estudios de Ingeniería Petrolera. Sin embargo, es esencial tener conocimiento de la diferencia que hay entre los dos tipos de porosidad y los métodos usados para obtener cada valor. La porosidad absoluta se determina en la fórmula mostrada:

$$\text{Porosidad absoluta por ciento} = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen del grano}}{\text{Volumen total}} \times 100$$

La porosidad efectiva puede determinarse usando la relación:

$$\text{Porosidad efectiva por ciento} = \frac{\text{Volumen de los poros comunicados}}{\text{Volumen total}} \times 100$$

Se han desarrollado varios métodos para la determinación satisfactoria de la porosidad en las rocas y no se considera necesario repetir aquí esos procedimientos.

Las saturaciones de fluidos son importantes porque expresan el porcentaje de los espacios vacíos de las rocas ocupados por varios fluidos. Por ejemplo, una saturación de 30 % del volumen de los poros está saturada con crudo.

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que se desplaza un fluido en un medio poroso.

2.3 FLUIDOS ENCONTRADOS EN LAS ROCAS



CIB-ESPOL

2.3.1 Aguas de Yacimiento

Como la mayoría de yacimientos petroleros son de origen marino, es lógico suponer que se encuentre algo de agua salada en estos depósitos. De acuerdo con la teoría de la migración del petróleo más ampliamente aceptada, cuando el petróleo se movió de su formación de origen a otras capas más permeables, el aceite desplazó el agua de las rocas. Este proceso de desplazamiento no fue 100% efectivo y algo de agua quedó en las rocas. Este hecho está de acuerdo con los conceptos aceptados para el proceso de desplazamiento de fluidos. La distribución del agua a través del yacimiento petrolero está regida por fuerzas capilares principalmente. El agua que no fue desplazada por el petróleo en movimiento se llama congénita o agua intersticial. Está inmóvil y no podrá producirse, pues si se pudiera, no hay razón para que no hubiera sido desplazada por el petróleo cuando invadió la roca. Si el agua está en movimiento, entonces debe suponerse que hay una zona acuífera cercana.

El agua encontrada en los yacimientos petroleros varía de ligeramente salada hasta salina, aun cuando normalmente es salina.

El conocimiento de la composición química de la composición química de las aguas de yacimiento, presenta en varios aspectos un interés innegable. Aunque contrariamente a lo que se podría pensar hace algunas decenas de años, el estudio de sus características ha mostrado que su composición no es sensiblemente

diferente a la de la mayor parte de las aguas subterráneas, y que como consecuencia, no pueden servir seriamente como guía para la búsqueda de yacimientos. Su interés práctico, no está aminorado tanto en lo que concierne a la prospección como a la explotación de los hidrocarburos.

El conocimiento de la composición química de las aguas de yacimiento, de las que dependen en parte las características físicas y en particular eléctricas, es útil en algunos casos para la interpretación cuantitativa de los diagramas eléctricos (medida de resistividades).

La composición de los análisis de aguas procedentes de varios sondeos, puede ser útil en algunos casos de correlación difícil. Un mismo nivel-almacén, tiene algunas posibilidades de contener un agua de composición química relativamente constante, que será diferente de la de otro almacén colocado encima o debajo. El método, podrá ser particularmente útil en el caso de los almacenes lenticulares, donde los otros métodos de correlación fracasan a menudo.

El conocimiento de la composición del agua en los diferentes niveles porosos atravesados por un sondeo, puede ser útil para revelar defectos de cementación del entubado en los pozos.

En las aguas de yacimiento, la concentración de iones representa un equilibrio establecido, después de una larga estancia en la formación. La introducción en el almacén de un agua de composición muy diferente, presenta el riesgo de destruir este equilibrio y producir fenómenos de precipitación de las sales en disolución o de cambiar de base con los terrenos, y de modificar por consiguiente profundamente, los caracteres de porosidad y permeabilidad del almacén. Tales fenómenos, pueden producirse accidentalmente por mezcla de aguas procedentes de varios niveles diferentes, en el caso de operaciones defectuosas. Pueden aparecer igualmente, y es necesario tener en cuenta esta posibilidad, a partir de las operaciones de recuperación secundaria por inyección de agua. Sólo el conocimiento lo más exacto posible de la química de las aguas puestas en contacto, permitirá evitar los accidentes.

2.3.2 Crudos

La palabra "petróleo" se refiere a los depósitos orgánicos, sean líquidos, o gaseosos, compuestos principalmente de hidrocarburos en, o bajo la superficie de la tierra. La palabra "hidrocarburos", como su nombre lo indica, es un compuesto que consiste de carbón e hidrógeno. Los hidrocarburos más sencillos existen en fase gaseosa en condiciones normales de temperatura y presión y se les llama gas natural. El petróleo puede también existir en el estado líquido y cuando se encuentra así, se llama normalmente aceite crudo. El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos compuestos, de varios tipos y diversas cantidades y cualquier intento de clasificarlo de una manera sencilla está expuesto a riesgos. Por ejemplo, muchos compuestos de hidrocarburos pueden existir como gases, líquidos o sólidos, dependiendo de la temperatura y presión a la cual se sometan.

Los hidrocarburos que se encuentran en fase gaseosa y que constituyen el gas natural, como se les llamará en adelante, están compuestos principalmente por metano, etano, propano y butano. En la mayoría de los gases naturales el principal componente es el metano que es a la vez el más ligero. Los hidrocarburos más pesados como el pentano, hexano y heptano pueden también encontrarse en pequeñas cantidades. El nitrógeno, hidrógeno, azufre y oxígeno constituyen las impurezas que se encuentran en el gas natural. La densidad de un gas natural típico es menor que la del aire.

Los hidrocarburos se clasifican de acuerdo con su estructura molecular. Cada serie está caracterizada por la relación de átomos de hidrógeno a átomos de carbono y por los métodos de unión entre los átomos de carbono a carbono y de los de éstos a los átomos de hidrógeno.

Los aceites crudos son mezclas de hidrocarburos más complejas, que son líquidos en su estado natural en el yacimiento. Se ha intentado clasificar los aceites crudos basándose en los hidrocarburos típicos principales que los constituyen. Sin embargo, aun la clasificación más completa sería inadecuada pues ningún aceite crudo ha sido separado completamente en sus componentes individuales.

Aparentemente, ha sido satisfactoria para muchos usos generales, una clasificación más amplia, que incluye crudos de base parafinosa, base asfáltica y base mixta. Estos términos indican la composición de los hidrocarburos principales que se encuentran en el crudo. Los crudos de base parafinosa contienen principalmente hidrocarburos parafínicos; los crudos de base asfálticas están compuestos predominantemente por hidrocarburos nafténicos y los crudos de base mixta son los de composición intermedia. Los crudos de base parafinosa son por lo general, de color más claro y tienen una densidad inferior a los crudos de base asfáltica.

Los aceites crudos pueden también contener a más de hidrocarburos, pequeñas cantidades de otros compuestos. Las impurezas que se encuentran en los aceites crudos son esencialmente las mismas que se encuentran en el gas natural, o sean azufre, nitrógeno y oxígeno.

Normalmente se usan para identificarlos ciertas propiedades físicas de los aceites crudos. Las propiedades que más comúnmente se determinan son: (1) densidad (o densidad API), (2) viscosidad, (3) color y (4) olor. La densidad es un número que no tiene dimensiones y es una medida de la densidad de una sustancia comparada a la densidad del agua pura a una temperatura y presión fijadas arbitrariamente. En los Estados Unidos la temperatura de 15,55 °C y una atmósfera se toman como referencia. Se ha desarrollado una escala arbitraria de densidades que se usa con mucha frecuencia en los Estados Unidos y en muchas otras partes del mundo, es la escala API (Instituto Americano del Petróleo). La fórmula para convertir densidad o grado API a densidad con relativa con respecto al agua es:

$$densidad = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API}$$

Donde: °API: es el grado del crudo de petróleo, adimensional



CIB-ESPOL

La escala europea también tiene permite una clasificación pero la más extendida en la práctica es la anteriormente citada.

A medida que aumentan las densidades API, la densidad con respecto al agua disminuye. Existen tablas para corregir las lecturas observadas cuando la temperatura no es exactamente 15,55 °C. La densidad de los aceites crudos es la propiedad que más comúnmente se determina fundamentalmente porque la mayoría de las valuaciones de estructuras está relacionada con ella.

Las propiedades de los fluidos de perforación pueden cambiar radicalmente por contaminación de ellos con los fluidos del yacimiento. En algunas ocasiones esto ha obligado a desechar sistemas completos de lodo. Es pues importante conocer la naturaleza de los fluidos del yacimiento y sus efectos sobre los lodos y las operaciones de perforación, para poder corregir los problemas al instante en que se presentan.

De una forma general, la densidad de los crudos, varía con la profundidad de los yacimientos. Es tanto menor, cuanto más profunda sea la acumulación. Los crudos, son igualmente más ligeros al ser más antiguos. Sin embargo, estas dos reglas que presentan un cierto paralelismo, no son absolutas, y se conocen numerosos ejemplos locales, donde se observa lo contrario.

La densidad de los crudos, no es necesariamente constante en un mismo campo, pudiendo diferir considerablemente de un horizonte-almacén, la densidad del crudo, *decrece frecuentemente de la base al techo de la acumulación.*

2.3.3 Gases Combustibles

Los gases están presentes prácticamente en todos los yacimientos de hidrocarburos, siendo frecuentes en la mayor parte de los terrenos sedimentarios. Es probablemente el fluido más común en los huecos de las rocas, después del agua. Es muy raro, que un sondeo no muestre indicios de gas, en particular en las formaciones menos permeables.

Los gases del petróleo están representados por los términos más ligeros de la serie de los hidrocarburos parafínicos. El más comúnmente extendido, es el metano.

Se ha acostumbrado a separarlos, en dos categorías: los gases húmedos, que además del metano y etano siempre dominantes, contienen productos condensables (propano, butano y pentano), y los gases secos, que no contienen productos condensables y están compuestos casi exclusivamente por metano y etano.

En los gases naturales, los diferentes tipos de hidrocarburos aparecen mezclados en proporción variable, juntamente con impurezas (nitrógeno, gas carbónico, hidrógeno, helio, anhídrido sulfúrico, etc.) Algunas de estas "impurezas", pueden tener un interés comercial no despreciable (He, SH₂).

En los yacimientos, los gases naturales combustibles, se presentan en diversas formas:

2.3.3.1 Gas libre

Puede estar asociado a un yacimiento de petróleo, formando una "gascap" en el techo de la acumulación. El petróleo que sale, está entonces saturado de gas, por la presión y temperatura del yacimiento.

Se encuentra también yacimientos de gas, sin que haya petróleo entre él y el agua del muro.

2.3.3.2 Gas disuelto en el petróleo

El crudo, es capaz de disolver una cantidad apreciable de gas. El volumen de gas disuelto en el petróleo, es función de la temperatura y de la presión en el yacimiento.

En un yacimiento de petróleo, hay siempre una cierta cantidad de gas disuelto que se expresa por la G.O.R. (gas-oil ratio o relación de gas a crudo). Cuando a la presión y temperatura del yacimiento, el petróleo no está saturado, no hay gas libre, y por tanto, tampoco "gas-cap", todo el gas está disuelto. Un descenso de presión durante la explotación, puede originar la liberación de una parte del gas, y crear la

formación de una “gas-cap”. En un yacimiento donde existe “gas-cap”, se dice que el petróleo está saturado: en el caso contrario, se llama no saturado o subsaturado.

2.3.3.3 Gas disuelto en el agua

Los gases, son igualmente solubles en el agua, pero en menor proporción que en el petróleo. La solubilidad del gas en el agua, es solamente del orden del 6% de su solubilidad en el petróleo).

La solubilidad, es también función de la temperatura y de la presión, pero también del grado de salinidad del agua. Disminuye, cuando aumenta la salinidad. El metano, es el más soluble de los hidrocarburos gaseosos.

Los yacimientos de gas disuelto en el agua, se explotan a veces, extrayendo el agua y separándolos en superficie (yacimientos Cuaternarios del delta del Po, agua saturada de gas en el fondo del lago Kivu).

2.3.3.4 Gas licuado

Se conocen como acumulaciones de gas húmedo que en las condiciones del yacimiento, se encuentran en estado líquido. Son todos los yacimientos cuya presión y temperatura, se sitúan en el diagrama de mezclas de fluidos en dos fases miscibles, en la zona de existencia de una sola fase líquida. En la práctica, se les encuentra solamente a profundidades superiores a los 2 000 m.

Durante la explotación, y como consecuencia del descenso de presión, los productos más ligeros se liberan, y puede ocurrir, que las gasolinas pesadas, se queden en el almacén. En este tipo de yacimiento, puede aparecer igualmente, el fenómeno de condensación retrógrada.

2.4 FLUJO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE LAS ROCAS

Para producir aceite o gas en cantidades suficientes para pagar el costo de la perforación y terminación de un pozo, el aceite o gas deben fluir desde distancias



CIB-ESPOL

relativamente grandes dentro de la roca del yacimiento hacia el agujero del pozo a través de poros a menudo de tamaño capilar.

La teoría relativa al flujo de fluidos a través de un medio poroso antiguamente utilizada solamente en cierto tipo de fluidos ahora también tiene aplicación en cualquier medio poroso. Se encontró en forma diferencial la relación de la velocidad aparente con la caída de presión por unidad de longitud y la viscosidad, indicándose como sigue:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl}$$

donde:

- v = velocidad aparente en metros por segundo
- k = permeabilidad en darcys ($1 \text{ darcy} = 1(\mu\text{m})^2$)
- μ = viscosidad del fluido considerado en Pascales segundo
- dp/dl = caída de presión por unidad de longitud en Pascales por metro



CIB-ESPOL

El signo menos indica que dp y dl se miden en dirección opuesta. Esta fórmula llamada de Darcy tiene la constante de proporcionalidad, k , para un sistema dado, independiente del tipo de fluido, de la relación de flujo o de las presiones ejercidas. En otras palabras, es una propiedad física del medio poroso. Esta fórmula ha sido verificada por un gran número de experimentadores e investigadores y la única modificación se hizo cuando se presentaron datos que mostraron que las permeabilidades medidas cuando el fluido fluyente es gas, eran más altas que cuando el fluido era líquido. También encontró que al aumentar la presión, la permeabilidad del gas disminuye. Se inició la teoría de que la permeabilidad es una función de la trayectoria libre media de las moléculas en el fluido en movimiento. Al aumentar la presión la trayectoria libre media disminuye y el gas se comporta más como un líquido. Se encontró también que cuando un líquido fluye a través de un medio poroso, el líquido tiene una velocidad cero en la superficie del sólido; sin embargo, cuando el gas fluye tiene una velocidad determinada en la superficie del sólido.

Así también se encontró más adelante que cuando la permeabilidad aparente que se ha determinado con un gas se representa gráficamente contra la recíproca de la

- P_u : presión del flujo al extremo de salida en Pascales.
 P_m : presión media del flujo = $(P_1 + P_2)/2$ en Pascales.
 Q_m : velocidad media en P_m , en metros cúbicos por segundo

Esta fórmula es la expresión que se usa para el flujo de un fluido compresible. Para determinar la permeabilidad, la velocidad usada en la ecuación debe ser la velocidad media. *Un factor importante es la permeabilidad de las rocas de un depósito cuando se perfora a través de él.*

Cuando se perfora a través de zonas muy permeables, puede ocurrir pérdida de la circulación. En zonas permeables puede también haber pérdidas anormalmente altas de lodo filtrado, lo que a su vez provoca la formación de costras de lodo espeso en la pared del agujero que se está perforando que pueden convertirse en problemas como tubería de perforación pegada. Cuando se perforan con aire zonas extremadamente permeables, los fluidos del yacimiento pueden fluir hacia el agujero del pozo en cantidades tales que impidan que el aire elimine los recortes del agujero con la suficiente rapidez que permita continuar perforando con aire.

2.4.2 Tensiones Superficiales e Interfaciales, Humectabilidad, Presiones Capilares



En las rocas-almacén, los hidrocarburos y el agua que les acompaña, están encerrados en huecos, normalmente de tamaño capilar. Los fenómenos de superficie entre gas-líquido, líquido-líquido y líquido-sólido, tienen allí, una importancia considerable.

Estos fenómenos, están ligados a las fuerzas de atracción molecular de los materiales presentes. Dependen principalmente, de la misma naturaleza de estos materiales y varían en función de la temperatura y de la presión.

Las fuerzas de tensión superficial e interfacial, disminuyen cuando aumenta la temperatura. Aumentan normalmente con la presión, pero en el caso de un sistema hidrocarburos-agua, en un almacén, el fenómeno está compensado por la disolución del gas que actúa en sentido inverso.

A estos mismos fenómenos, se refieren las propiedades de humectabilidad de los sólidos por los líquidos. El ejemplo más característico y más clásico, es el de la diferencia de humectabilidad del cristal, por agua y mercurio, en donde el mercurio, cuya tensión superficial, es siete veces más elevada, no lo moja. El petróleo y el agua, tienen tensiones superficiales del mismo orden; la preferencia va al primer fluido presente, generalmente el agua, por lo que es muy raro encontrar contactos directos entre hidrocarburos y sólido en un almacén.

Debido a la existencia de tensiones interfaciales, a una y otra parte de una superficie de separación entre dos fluidos no miscibles que toman aspecto de menisco, existe una diferencia de presión situándose el exceso de presión en el centro de curvatura de la superficie de contacto.

En los huecos de tamaño capilar, esta diferencia de presión, se hace importante. Es la presión capilar, cuyo valor depende de la tensión interfacial de los fluidos presentes y del radio de los poros. La relación es:

$$P_c = \frac{2T}{R}$$

donde:

T: tensión interfacial, expresada en miliNewtons por metro

R: el radio del capilar, expresado en metros



CIB-ESPOL

Una de las manifestaciones más conocidas de la presión capilar, es la ascensión del agua por un tubo fino: el agua, sube hasta que el peso de la columna de agua, equilibra la presión capilar.

En un yacimiento virgen, las presiones capilares y las saturaciones relativas de agua y petróleo en cada punto del yacimiento, están en equilibrio.

Estando el sistema en equilibrio, para desplazar un fluido humectante por un fluido no humectante, como es el caso del petróleo que se introduce en un almacén impregnado de agua, es necesario que se ejerza en la interfase, una presión determinada, llamada "presión de desplazamiento". Corresponde a la fuerza necesaria para permitir al fluido que invade, franquear los estrangulamientos entre

los poros. Es inversamente proporcional al diámetro de los poros. El mínimo de presión, llamado presión de desplazamiento, corresponde muy exactamente a la presión capilar para el diámetro del poro considerado.

Estas propiedades, se utilizan para el estudio de la morfología de los poros de una roca-almacén por los métodos de inyección de mercurio. Las curvas de presión en función del volumen inyectado, permiten hacerse una idea del volumen de cada categoría de hueco representado en la roca.

Se verá más adelante, el papel jugado por la capilaridad en los fenómenos de la migración y acumulación de los yacimientos, donde el petróleo desplaza al agua. Su papel en la producción, es igualmente importante, desplazando entonces el agua al petróleo.

2.5 DESCUBRIMIENTO DEL PETRÓLEO



CIB-ESPOL

El hecho de que haya petróleo en la superficie en alguna de sus formas, sea sólido, líquido o gas, es una indicación directa de la presencia de petróleo en un área. Las indicaciones superficiales de petróleo, son comunes en muchas partes del mundo y en los principios históricos de la industria petrolera, se concentraron en esas áreas las perforaciones. A medida que las comarcas con manifestaciones superficiales fueron casi totalmente exploradas, se hizo necesario emplear otros métodos para localizar depósitos de petróleo y se aumentó el empleo de la geología superficial y subsuperficial.

Por algunos años estas fueron las herramientas valiosas para la industria en la localización de petróleo y de hecho siguen siendo de importancia actualmente, sólo que los estudios actuales de geología subsuperficial son más importantes que los de geología superficial; principalmente porque el trabajo de geología superficial está ya casi todo hecho.

A medida que aumentó la demanda de petróleo y cuando las estructuras de fácil localización ya se habían probado, se hizo patente la necesidad de nuevos métodos

para la localización de yacimientos petroleros. Era sabido que en muchas partes del mundo, existen grandes capas de depósitos sedimentarios de origen marino, pero estos sedimentos y sus propiedades estructurales fueron cubiertas por otras capas horizontales relativamente gruesas descansando sobre las más antiguas. En otros casos era difícil hacer los planos de los afloramientos; con esos motivos no se logró ejecutar trabajo de geología superficial sino en escala muy reducida.

Puesto que la teoría estructural de la acumulación del petróleo estaba ya bien establecida y la eminencia de sedimentos era debida en muchos casos a elevación de las rocas de basamento, la industria petrolera adoptó ciertas técnicas de las usadas en la minería para encontrar depósitos de mineral. Todos estos métodos implicaban la medición de ciertos fenómenos físicos terrestres. Dobrin define la exploración geofísica como "El arte de buscar depósitos ocultos de hidrocarburos o minerales útiles, midiendo con instrumentos desde la superficie, las características físicas de los materiales que están en el interior de la tierra". La exploración geofísica de petróleo empezó en el comienzo del siglo XX y actualmente es un instrumento importante en la exploración de petróleo.

La base para la mayoría de las técnicas de exploración geofísica la forman algunas de las leyes fundamentales de la física, tales como las de Newton, Ohm y Snell. Todos los métodos requieren la medición de alguna propiedad física de los sedimentos subsuperficiales en los cuales un cambio en el valor medido, indica la posibilidad de algún cambio en dichos sedimentos.

Eso es el porqué, los cambios en los valores medidos o "anomalías" como a menudo se las llama, interesan al explorador de petróleo, ya que pueden significar cambios estructurales dentro de la tierra. El esfuerzo principal en la exploración geofísica es la localización de estructuras en áreas potencialmente favorables para la acumulación de aceite. Los trabajos geofísicos constituyen un método indirecto para encontrar petróleo.

En la exploración geofísica se usan tanto la técnica de superficie como la subsuperficial. Los principales métodos que se han utilizado son:

a) Superficiales:

- 1 Gravimétrico
- 2 Magnético
- 3 Sísmico
- 4 Radiactivo
- 5 Eléctrico
- 6 Geoquímico

b) Subsuperficiales:

- 1 Registros de tiempo de perforación
- 2 Registros de espesor
- 3 Registros de densidad
- 4 Registros magnéticos
- 5 Registros de velocidad continua
- 6 Registros fluoroscópicos
- 7 Registros eléctricos
- 8 Registros radiactivos
- 9 Correlaciones geotérmicas
- 10 Análisis de gas en lodos de perforación



2.6 CONTEXTO GENERAL DEL PRESENTE ESTUDIO

El campo de Alwyn North está situado sobre los bloques 3/9a y 3/4^a, en el mar abierto británico, a 160 km al norte de las costas escocesas, y próximo de la zona de alta mar noruega y del campo de aceite de Brent. Esta zona corresponde a la zona de transición entre la plataforma de East Shetland y el graben Viking. La profundidad del agua es de 130 m.

La campaña de exploración de la zona, basada en la sísmica 2D adquirida en 1974 y dirigida por una asociación de compañías petroleras de las cuales TOTAL era el operador, ha permitido poner en evidencia en 1975, luego de la perforación del pozo 3/4a-6, la existencia de acumulaciones de gas con condensados en los reservorios de areniscas de la formación Staffjord (Triásico inferior y Jurásico inferior).

Entre 1975 y 1981, tres pozos de exploración (3/9a-1, 3/9a-2 et 3/9a-3) han sido perforados en la estructura de Alwyn North y una nueva campaña sísmica 2D fue realizada en la zona. Estos trabajos permitieron mostrar la presencia de aceite en los reservorios de la *formación Brent* (Jurásico medio) en la zona oeste de la estructura, y confirmar la presencia en el sector este de gas con condensados en los reservorios más profundos de la formación Statfjord.

En 1981, una adquisición de sísmica 3D permite afinar la cartografía de la red de fallas y una mejor comprensión del esquema estructural. A continuación de esto, se perforaron tres pozos de apreciación llamados: 3/9a-4, 3/9a-5 et 3/9a-8, con el objeto de definir la extensión y las características de los diferentes reservorios y de los fluidos presentes.



2.7 CONTEXTO ESTRUCTURAL

La estructura de Alwyn North es compleja y nació de una actividad tectónica intensa, ligada a la formación del graben Viking. La sísmica 3D de 1981 indica que la extensión de los reservorios de areniscas de Brent está limitada por el Oeste por una red de fallas normales de dirección Norte-Sur y por el Este por una discordancia mayor de la base del Cretácico que corresponde a la erosión de la formación Brent.

Al nivel de las formaciones de Brent, una falla mayor, orientada Norte-Sur, muestra desniveles superiores a los 200 m, lo cual impide toda comunicación entre los reservorios (panel Brent East, West y SouthWest). Esto ha sido confirmado por las mediciones RFT que mostraron regimenes de presión diferentes entre los diferentes paneles.

El campo de Alwyn North fue dividido en seis yacimientos principales, indicados a continuación de Oeste a Este:

- Brent North
- Brent West et SouthWest
- Brent East

- Statfjord
- Triassic

Los reservorios de la formación Brent fueron establecidos como yacimientos de aceite, mientras que los de Statfjord y del Triásico mostraron acumulaciones de gas condensados.

Al nivel de las formaciones de Brent una falla mayor, orientada de Norte a Sur, limita el panel Brent East por el Oeste.

En el seno del panel Brent East, una falla orientada de Norte a Sur presenta una discontinuidad de unos 20 m que divide el panel en dos partes. El corte geológico O-SO y E-NE muestra que este desplazamiento pequeño, debería permitir la yuxtaposición de las zonas de reservorios a lo largo del plano de falla.

Al Este del panel, la formación Brent fue erosionada progresivamente bajo la discordancia Cretácico base, hasta desaparecer completamente.

Hacia el norte, la zona de aceite está limitada por el Contacto Crudo Agua (CAA), mientras que al Sur, es únicamente este contacto que limitará la acumulación. Con este antecedente se puede indicar que las acumulaciones estudiadas resultan de una trampa estratigráfica.



CIB-ESPOL

2.8 CONTEXTO GEOLÓGICO

La formación Brent puede ser dividida en tres partes principales: el *Lower Brent* (constituido por las formaciones de Broom, Rancho y Etive), el *Middle Brent* (formación de Ness) y el *Upper Brent* (formación de Tarbert). Solamente el Middle Brent y el Upper Brent contienen aceite en el panel del Brent East.

- El *Lower Brent* es una zona de depósitos costeros. Esta formación no contiene hidrocarburos en la zona del Brent East.
- El *Middle Brent* corresponde a una zona de depósitos deltáicos y aluviales. Por consecuencia, los bancos de areniscas alternan con bancos de carbón y arcillas. El Ness 1 tiene en general características petrofísicas menos interesantes que el

Ness 2. Además el Ness 1 tiene una altura de la capa de aceite muy pequeña. Por lo tanto, el Ness 1 será despreciado a lo largo de la elaboración del presente estudio.

➤ El *Upper Brent* es característico de un medio de depósitos costeros progresivos, y en éste se han distinguido tres tipos de areniscas. En la parte superior (*Tarbert 3*), las areniscas son masivas y muy buenas, mostrando características de roca reservorio excelentes. El *Tarbert 3* contiene la parte más grande de acumulaciones del panel Brent East. Debajo de él la formación de areniscas micáceas del *Tarbert 2* tienen una porosidad no tan buena como la anterior. A pesar de tener una débil permeabilidad, no es considerado como una barrera impermeable. La base de la formación del *Tarbert*, (*Tarbert 1*) es muy similar al *Tarbert 3*.

Para tener una mejor idea del contexto, se puede revisar los Anexos C1 y C2.



2.9 DATOS DISPONIBLES

Los datos puestos a disposición para realizar el presente estudio fueron adquiridos durante la perforación de dos pozos de la primera fase de exploración entre 1975 y 1981 (pozos A3 y A4), así como los datos de dos pozos de delineación, más recientes y con perforación desviada a partir del emplazamiento de la futura plataforma de producción (pozos N1 y N3). De Norte a Sur, los pozos están uniformemente repartidos en la superficie. El panel hundido situado al este es estudiado por el pozo N3. Al contrario la zona erosionada situada al Este no ha sido caracterizada por ningún pozo.

La carta de iguales profundidades en el techo de la formación Brent, realizado a partir de la sísmica 3D ejecutada en 1987 está también a la disposición para el estudio. Los perfiles de desviación de los pozos que lo están indican la correspondencia entre metros bajo el nivel del mar (m.b.n.m) y metros bajo la mesa rotatoria (m.b.m.r).

Se dispone de un juego de registros completo sobre de cada uno de los pozos: Rayos Gamma, Registros Sónicos, Densidad Neutrón y de Resistividades (es decir, Laterologs para los pozos verticales e Inducciones para los pozos desviados y perforados con lodos con crudo).

Los registros finales (descripción geológica, logs de referencia, resultados de tests, intervalos con toma de núcleos) están disponibles en tres pozos: A2, N3 y A4. Además, en el pozo N3, se cuenta con la interpretación geológica (estrato-secuencial) y de un registro petrofísico a la derecha de los intervalos donde se han tomado núcleos.

También se cuenta con los plots phi-k realizados a partir de medidas de laboratorio en testigos tomados a partir de los núcleos de los pozos N3 y N1.

Los reportes de los estudios PVT efectuados a partir de las muestras tomadas en los tests de los pozos A2, N3 y A4.



CIB-ESPOL

2.10 TRATAMIENTO DE UNIDADES

Dentro del campo del petróleo hay unidades que vienen utilizándose universalmente desde el inicio de ésta práctica ingenieril, es por ello que en este proyecto se trabajará también con unidades de este tipo. Así el barril como unidad de volumen (que equivale a $0,159 \text{ m}^3$), las presiones donde se indican en bar (10^5 Pa) y luego en psi, libras por pulgada cuadrada (equivalente a $4,788 \text{ Pa}$), la pulgada ($2,54 \text{ cm}$), luego el cP (igual q 10^{-4} Pa s). Los factores de volumen vienen expresados en metros cúbicos por metros cúbicos (m^3/m^3), pues son relaciones entre volúmenes de dos líquidos.

Dichas unidades se han utilizado en ciertos apartados, cuando era necesario para tener una idea en el contexto petrolero mundial, pero sin embargo, la gran mayoría de unidades del proyecto están bajo el Sistema Internacional.



3.1 LITOESTRATIGRAFÍA

El análisis de los registros permite correlacionar de manera precisa las diferentes formaciones de un pozo al otro, luego de lo cual se puede delimitar lo siguiente:

Tope del Tarbert 3

El Tarbert 3 está constituido de areniscas masivas muy buenas. El techo de esta formación aparece de manera muy clara sobre los registros donde se puede claramente una presencia de arcillas y areniscas muy característica.

Base del Tarbert 3 / Tope del Tarbert 2

La transición Tarbert 3 / Tarbert 2 está caracterizada por un incremento del nivel de base de los Rayos Gamma, debido a la presencia de micas en el Tarbert 2. Esta formación se caracteriza también sobre los registros a partir de la densidad Neutrón (superposición de dos curvas).

Base del Tarbert 2 / Tope del Tarbert 1

El Tarbert 1 tiene globalmente las mismas características que el Tarbert 3. La transición Tarbert 1/ Tarbert 2 se ve remarcada en los registros por un regreso de las respuestas próximas a las que se vieron en el Tarbert 1.

Base del Tarbert 1 / Tope del Ness 2

El Ness 2 se diferencia del Tarbert 1 por el hecho de que presenta una litología mucho menos buena, esto es, una alternancia de bancos de areniscas, arcillas y carbón. El inicio de las alternancias areniscas-arcillas se nota claramente en los registros de las mediciones del Rayos Gamma (GR).

Base del Ness 2 / Tope del Ness 1

El paso del Ness 2 al Ness 1 es mucho menos marcado que las otras transiciones. El techo del Ness 2 se correlaciona con los diferentes pozos, tomando en cuenta los

bancos de carbón, supuestos continuos a la escala de la estructura. El registro de referencia es la del pozo N3.

Las tablas siguientes indican las descripciones litológicas observadas en los pozos por cada una de las capas y toman en cuenta los criterios escogidos en los diferentes registros para correlacionar las informaciones de un pozo al otro.

Los resultados de estratos se muestran en la tabla 3-1 y en la figura C-3: Esquema de los Estratos por cada pozo en la dirección principal, donde **b.n.m** significa bajo el nivel del mar y **b.m.r.**, bajo la mesa rotatoria de la plataforma.

Tabla 3-1: Estratigrafía de los pozos

		Pozo 3/9a-1	Pozo 3/9a-2	Pozo 3/9a-3	Pozo 3/9a-4
T3	Tope b.n.m. (m)	3540,1	3203,0	3924	3163,0
	Base b.n.m. (m)	3586,7	3255,5	3995	3201,0
	Tope b.m.r. (m)	3258,0	3176,0	3113	3139,0
	Base b.m.r. (m)	3304,0	3228,5	3163,3	3177,0
	Espesor b.n.m.(m)	46,6	52,5	71,0	38,0
	Espesor b.m.r. (m)	46,0	52,5	50,3	38,0
T2	Tope b.n.m. (m)	3586,7	3255,5	3995	3201,0
	Base b.n.m. (m)	3609,3	3265,0	4020	3215,0
	Tope b.m.r. (m)	3304,0	3228,5	3163,3	3177,0
	Base b.m.r. (m)	3327,0	3238,0	3181,4	3191,0
	Espesor b.n.m.(m)	22,6	9,5	25,0	14,0
	Espesor b.m.r. (m)	23,0	9,5	18,1	14,0
T1	Tope b.n.m. (m)	3609,3	3265,0	4020	3215,0
	Base b.n.m. (m)	3612,3	3278,0	4020	3226,8
	Tope b.m.r. (m)	3327,0	3238,0	3181,4	3191,0
	Base b.m.r. (m)	3330,0	3251,0	3181,4	3202,8
	Espesor b.n.m.(m)	3,0	13,0	0,0	11,8
	Espesor b.m.r. (m)	3,0	13,0	0,0	11,8
N2	Tope b.n.m. (m)	3612,3	3278,0	4020	3226,8
	Base b.n.m. (m)	3659,8	3335,0	4089	3274,0
	Tope b.m.r. (m)	3330,0	3251,0	3181,4	3202,8
	Base b.m.r. (m)	3377,0	3308,0	3230,2	3250,0
	Espesor b.n.m.(m)	47,5	57,0	69,0	47,3
	Espesor b.m.r. (m)	47,0	57,0	48,8	47,3
N1	Tope b.n.m. (m)	3568,8	3335,0	4089	3274,0
	Base b.n.m. (m)	-	3425,0	4273	3398,0
	Tope b.m.r. (m)	3376,0	3308,0	3230,2	3250,0
	Base b.m.r. (m)	3517,0	3398,0	3364	3374,0
	Espesor b.n.m.(m)	-	90,0	184,0	124,0
	Espesor b.m.r. (m)	141,0	90,0	133,8	124,0



CIB-ESPOL

3.2 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

Las mediciones de logs registradas de los cuatro pozos constituyeron la fuente principal de datos para la evaluación de las características petrofísicas de los diferentes estratos de la formación Brent. Un juego completo de registros de toda la formación y para cada pozo está disponible.

El método de interpretación de logs es el conocido « *Quick Look* ». Los registros de papel no han sido digitalizados. Verticalmente, los parámetros medios calculados para cada estrato provienen de una discretización del conjunto de un estrato en bancos homogéneos que varían de 1 a 10 m. Las medidas no han sido objeto de ninguna corrección del medio de registro (diámetro de la perforación, tipo de lodo), que pueden ser muy importantes.

Aunque los registros parecen globalmente de calidad suficiente, se nota sin embargo, anomalías de tensión en los terrenos más arcillosos de Ness. Estos problemas operacionales han afectado particularmente las medidas en el segundo y cuarto pozo, perforados en lodo de agua, los que presentan mayores cavidades.

3.2.1 Cut-offs

3.2.1.1 *Tarberts 3, 2 y 1*

Los análisis petrográficos efectuados sobre el núcleo recuperado del pozo N3 muestran que las areniscas masivas del Tarbert 3 presentan una arcillosidad ligera y homogénea sobre el conjunto del estrato (del orden del 10 %). Los niveles relativamente elevados de *Rayos Gamma* (GR) registrados sobre esta capa, reflejan la presencia de micas, incluso en las caras de las zonas menos arcillosas.

Estas micas, a pesar de su pequeña proporción en dicho estrato, por las descripciones geológicas de las que disponemos, afectan las medidas del GR y sirven como evaluadoras de la delicada arcillosidad.



CIB-ESPOL

En el Tarbert 2, no se dispone de datos de núcleos que permitan calibrar las medidas del GR ni de corregir los efectos debidos a las micas.

Por el lado del análisis de las porosidades, los diagramas *phi-k* establecidos a partir de los núcleos de los pozos N1 y N3 muestran que permeabilidades del orden de 1 mD fueron medidas para porosidades del orden del 10 % para el Tarbert 3 y del orden del 12 % para los Tarberts 1 y 2.

El crudo en condiciones de fondo tiene una viscosidad de alrededor de unos 0,3 cP (300 Pa/s), lo que fija un cut-off de permeabilidad de alrededor de 0,3 mD. Un análisis rápido de los registros Densidad Neutrón muestran que no se midieron porosidades inferiores a 12 % en ninguno de los cuatro pozos.

En atención a estas observaciones, ni cut-off de arcillosidad ni de porosidad se han aplicado al Tarbert.

3.2.1.2 Ness 2

El Ness 2 está constituido de bancos alternados de arcillas y areniscas más o menos buenos. Se nota la presencia de numerosos bancos de carbón fácilmente reconocibles en los logs registros.

Las descripciones litológicas indican la presencia de pedernal. La respuesta del GR frente a estas formaciones no parece afectada por la presencia de micas. Se aplica entonces un cut-off de 50 % sobre el porcentaje de arcillas.

Como en el Tarbert, ningún cut-off de porosidad se ha aplicado. De hecho, los registros *Densidad Neutrón* no muestran valores inferiores a 10 % en los bancos de areniscas y el diagrama *phi-k* indica sobre este reservorio valores de permeabilidad del orden de 1 mD para porosidades de alrededor de 10 %.



3.2.2 Altura efectiva

3.2.2.1 *Tarberts 3, 2 y 1*

La altura efectiva ha sido asumida igual a la altura total para el conjunto de Tarbert en los cuatro pozos. Sólo un banco ha sido eliminado, uno de 5 m de espesor en el Tarbert 2 del pozo N3 cuya litología no pudo ser caracterizada (posiblemente se trate de un material calcáreo masivo), y esto explica un valor de media *Net/Gross* diferente de 1,0 en el Tarbert 2. Se nota una gran homogeneidad sobre el conjunto de la estructura.

3.2.2.2 *Ness 2*

El valor de cut-off fijado al 50 % correlaciona muy bien las inversiones de las medidas de Densidad Neutrón y permiten eliminar la altura total de los bancos arcillosos no permeables.

Un valor base ha sido determinado para cada uno de los pozos, tomando en cuenta los valores de Rayos Gamma máximos, mínimos y la el de la sección donde se esté trabajando.

Igualmente, los bancos de carbón, fácilmente identificables sobre los registros de Densidad Neutrón fueron sustraídos de la altura total. Como media, se observa valores de relación *Net/Gross* de 50 %, netamente inferiores a los valores determinados en el Tarbert.

Tabla 3-2: Alturas efectivas y relación N/G en los pozos

	Pozo N1	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4	Media
Altura Efectiva (m)	22,0	24,0	25,9	29,3	25,3
N/G (%)	46,8	42,1	53,0	61,9	50,6

El pozo A4, situado al centro de la estructura muestra la altura útil más grande, la misma que disminuye longitudinalmente hacia el Norte y el Sur (pozo N3) e igualmente lateralmente hacia el Este en el pozo N1.

3.2.3 Porosidad

3.2.3.1 Tarbert 3

Las porosidades fueron leídas directamente sobre la distancia media de la separación densidad neutrón en los cuatro pozos.

En el Tarbert 3, se dispone de mediciones de porosidad de testigos, que provienen del pozo N1 y del N3. A partir del diagrama phi-k se calculó una media aritmética no ponderada de las alturas de intervalos entre testigos. Sin embargo, esta aproximación es considerada como válida porque se observa un muestreo regular sobre el registro petrofísico del cual disponemos para el pozo N3.

Esta media de porosidad de núcleo ha sido comparada con el valor medio de la porosidad determinada a partir de los logs, y ponderada con las alturas útiles obtenidas de los pozos N1 y N3. Una separación de 12 % se calculó entre estos dos valores ($\Phi_{\text{LOG N1 \& N3}}$ y $\Phi_{\text{NUCLEOS N1 \& N3}}$), siendo Φ la porosidad.

Con el objeto de calar al máximo los datos de los registros y los datos de la petrofísica, se decidió corregir los valores de porosidad obtenidos a partir de la interpretación de los registros de un porcentaje de arcillosidad medio de 10 %, tal como se lo midió en el pozo N3.

Tabla 3-3: Porosidades en el Tarbert 3

$\Phi_{\text{LOG N1}}$	$\Phi_{\text{LOG N3}}$	$\Phi_{\text{LOG N1 \& N3}}$	$\Phi_{\text{NUCLEOS N1 \& N3}}$	$\Phi_{\text{NUCLEOS N1 \& N3 - Vsh=10\%}}$
19,5 %	25,0 %	22,4 %	19,7 %	20,2 %

Para cada uno de los cuatro pozos, se muestran en la tabla 3-4.



Tabla 3-4: Porosidades en el Tarbert 3 para todos los pozos

CIB-ESPOL

	Pozo N1	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4	Media
$\Phi_{\text{LOG - Vsh=10\%}}$	17,6 %	22,6 %	22,5 %	20,4 %	20,0 %

3.2.3.2 Tarberts 2 y 1

Como para el Tarbert 3, las porosidades fueron leídas directamente en la mitad de la separación Densidad Neutrón sobre los cuatro pozos.

Se dispone de un diagrama phi-k para los Tarbert 1 y 2 juntos proveniente de las mediciones efectuadas sobre el núcleo del pozo N1. Para un procedimiento similar al utilizado en el Tarbert 3, se obtienen los resultados mostrados en las tablas 3-5 y 3-6.

Tabla 3-5: Porosidades en los Tarberts 2 y 1

Φ LOG T2 – N1	Φ LOG T1 – N1	Φ LOG T2&T1 – N1	Φ CORES T2&T1 – N1	Φ LOG T2&T1 N1 – Vsh=10%
17,3 %	17,0 %	17,2 %	16,1 %	15,5 %

Tabla 3-6: Porosidades en los Tarberts 2 y 1 para todos los pozos

	Pozo N1	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4	Media
Φ LOG – Vsh=10%	15,6 %	17,8 %	19,3 %	17,3 %	17,3 %



3.2.3.3 Ness 2

Como se mencionó anteriormente, los Rayos Gamma registrados en el Ness 2 no parecen ser afectados por la presencia de micas, por cierto casi desapercibidas en las descripciones litológicas acompañando los registros finales. Es por lo tanto posible, a este nivel, calcular un valor de arcillosidad media para todos los pozos. Las porosidades se leyeron directamente como la mitad de la separación Densidad Neutrón en los cuatro pozos y fueron corregidas de la arcillosidad media.

En el Ness 2, se dispone de porosidad medidas sobre los núcleos tomados en el pozo N1. La media aritmética de las porosidades de núcleos se comparó con los valores de porosidad de los registros, no corregidos y con corrección de arcillas.

Tabla 3-7: Porosidades en el Ness

Φ LOG N1 – Vsh=0%	Φ LOG N1 – Vsh=15%	Φ NUCLEOS N1
15,5 %	13,2 %	16,1 %

Se observa diferencia importante entre los registros de porosidad y las medidas tomadas en los núcleos. Se decide entonces conservar los valores de porosidad de los logs porque en general, las muestras son tomadas en las zonas menos arcillosas y se puede dudar de la representatividad de las muestras en el caso del Ness 2.

Tabla 3-8: Porosidades en el Ness para todos los pozos

	Pozo N1	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4	Media
$\Phi_{LOG - Corr. Vsh}$	13,2 %	13,3 %	13,6 %	14,1 %	13,6 %

3.2.4 Saturación en agua

En este estudio, se hace la hipótesis de que no hay zona de transición sobre los diferentes niveles de reservorio estudiados. Esta es una fuerte hipótesis bastante optimista y en realidad falsa, particularmente en los niveles de características petrofísicas medias del Ness 2. Esta hipótesis implica que a todos los reservorios situados sobre el plano de agua les corresponde una saturación final (S_{wi}).

Además de esta hipótesis, la estimación de S_{wi} se vuelve delicada debido a los pocos datos disponibles, el hecho de que si el Tarbert 3 muestra crudo en el tercer pozo, el Ness 2 tiene condiciones similares solamente en un pozo.

Los valores de saturación han sido estimados a partir de las mediciones de resistividades lejanas (LLD o ILD). La técnica adoptada es la de identificar en todos los pozos y niveles de reservorios una zona de resistividad fuerte (S_w mínimo, por tanto próximo de S_{wi}) y situado suficientemente por encima del plano del agua para no encontrarse en la zona de transición.

Los valores de R_t recogidos son se muestran en la tabla 3-9.

Tabla 3-9: Resistividades (Rt) de los estratos por pozo

Rt en ohm.m	Pozo N1	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4
Tarbert 3	Agua	100	120	150
Tarbert 2	Agua	Agua	Estrato ausente	50
Tarbert 1	Agua	Agua	-	150
Ness 2	Agua	Agua	100	100

A partir de estas medidas de Rt y de la fórmula de Archie, se calculan los valores de saturación en agua. La porosidad introducida en la fórmula de Archie es la porosidad media de la capa obtenida a partir de los registros.

Con la salinidad del agua de formación (1,7 % en peso), se estima el valor de la resistividad del agua, R_w en condiciones de fondo:

$$R_w \text{ a } 112 \text{ }^\circ\text{C} = 0,12 \text{ Ohm.m}$$

Los valores de S_w obtenidos de esta manera se corrigieron de la arcillosidad **Vsh** ($V_{sh} = 10 \%$ para el Tarbert, $V_{sh} = V_{sh\text{media}}$ para el Ness 2). Se toma Rt en las arcillas igual a 6 Ohm.m. y se obtienen los resultados mostrados en la tabla 3-10.

Tabla 3-10: Saturaciones de los estratos por pozo

Sw cor. Vsh	Pozo N1	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4	Media
Tarbert 3	100 %	14,7 %	11,7 %	11,5 %	12,7 %
Tarbert 2	100 %	100 %	18,1 %	23,5 %	20,4 %
Tarbert 1	100 %	100 %	15,5 %	-	15,5 %
Ness 2	100 %	100 %	19,2 %	19,1 %	19,2 %

Todos los resultados de esta sección se resumen en la tabla 3-11.



Tabla 3-11: Resumen de parámetros petrofísicos

		Pozo N1	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4	Media+I2
T3	Total b.m.r. (m)	46,6	52,5	71,0	38,0	-
	Total b.n.m. (m)	46,0	52,5	50,3	38,0	46,7
	Red b.m.r. (m)	46,0	52,5	71,0	38,0	-
	Red b.n.m. (m)	46,0	52,5	50,3	38,0	46,7
	N/G	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	Phi corr. Vsh	17,6%	19,6%	22,5%	20,4%	20,1%
	Vsh	10%	10%	10%	10%	10%
	Sw corr. Vsh	100,0%	14,7%	11,7%	11,5%	12,7%
T2	Total b.m.r. (m)	22,6	9,5	25,0	14,0	-
	Total b.n.m. (m)	23,0	9,5	18,1	14,0	16,2
	Red b.m.r. (m)	-	9,5	23,0	14,0	-
	Red b.n.m. (m)	22,5	9,5	16,7	14,0	15,7
	N/G	0,978	1,000	0,920	1,000	0,970
	Phi corr. Vsh	15,6%	17,8%	19,3%	17,3%	17,3%
	Vsh	10%	10%	10%	10%	10%
	Sw corr. Vsh	100,0%	100,0%	18,1%	23,5%	20,4%
T1	Total b.m.r. (m)	3,0	13,0	0,0	11,8	-
	Total b.n.m. (m)	3,0	13,0	0,0	11,8	7,0
	Red b.m.r. (m)	-	13,0	0,0	11,8	-
	Red b.n.m. (m)	3,0	13,0	0,0	11,8	7,0
	N/G	1,000	1,000	-	1,000	1,000
	Phi corr. Vsh	15,3%	15,9%	-	15,1%	15,5%
	Vsh	10%	10%	10%	10%	10%
	Sw corr. Vsh	100,0%	100,0%	-	15,5%	15,5%
N2	Total b.m.r. (m)	47,5	57,0	69,0	47,3	-
	Total b.n.m. (m)	47,0	57,0	48,8	47,3	50,0
	Red b.m.r. (m)	-	24,0	36,6	29,3	-
	Red b.n.m. (m)	22,0	24,0	25,9	29,3	25,3
	N/G	0,468	0,421	0,53	0,619	0,506
	Phi corr. Vsh	13,2%	13,3%	13,6%	14,1%	13,1%
	Vsh	15,0%	16,6%	19,2%	16,0%	16,7%
	Sw corr. Vsh	100,0%	100,0%	23,3%	22,4%	22,8%

Estos valores medios serán utilizados para el cálculo del crudo en sitio (caso 2P).

3.3 CONTACTO CRUDO AGUA (CCA)

El contacto Crudo-Agua se ha estimado a partir de dos fuentes de datos, las medidas y los registros, siendo más precisos los logs de resistividades (Latero Log e Inducción).

3.3.1 Resultados RFT

Luego del procedimiento RFT (*Repeat Formation Tester*) anterior se encuentran los resultados siguientes:

$$\text{Rho crudo} = 643,9 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Rho agua} = 1032.1 \text{ kg/m}^3$$

La densidad del crudo obtenida es coherente con el valor del estudio.



CIB-ESPOL

3.3.2 Interpretación de Registros

La localización del CCA a partir de los registros a sido efectuada por el análisis de de la resistividad profunda y cercana en el pozo, El paso agua-crudo está claramente localizado por una separación de las curvas R_t y R_{xo} (éstas se mantienen paralelas en la zona de agua) y por un incremento de la resistividad profunda. Las profundidades obtenidas aparecen en la tabla 3-12.

Tabla 3-12: Profundidades del CCA en cada pozo

	Pozo N1	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4
CCA .b.m.r (m)	Agua	3259	4089	3254
CCA .b.n.m. (m)	Agua	3232	3230	3230

Se puede observar una coherencia bastante buena de los resultados. Se obtiene un FWL con el RFT situado de 1 a 3 m sobre el CCA determinado con el RFT. Además, esta cota de contacto es coherente con los efluentes recogidos de los DST (Drill Steam Test) o Ensayos de Pozos durante la perforación.

Se elige la cota 3231 m bajo el nivel del mar como contacto crudo-agua sobre la totalidad de la estructura, aunque el contacto no haya podido reconocerse sobre la

Zona Sumergida. Pero, por otro lado, sólo un test de interferencia se tiene de los pozos N1 y N3 que ha probado la comunicación dinámica entre los dos paneles.



CIB-ESPOL

3.4 FLUIDO Y CONDICIONES DE YACIMIENTO

El reservorio considerado está constituido por el Tarbert 1, 2 y 3 así como por el Ness 2. Dándose que estas diferentes capas no presentan separación geológica impermeable, se supondrá que la composición de los hidrocarburos es homogénea sobre las diferentes formaciones.

Se dispone de tres estudios PVT (Presión-Volumen-Temperatura) diferentes efectuados sobre los pozos A2 en octubre de 1976, sobre el pozo N3 en agosto de 1987 y sobre el A4 en 1980. Entre los tres estudios, se deberá determinar aquel que presente las informaciones más completas y confiables. Las tomas de muestras y los tests realizados durante el curso de estos tres estudios PVT son bastante diversos. Los protocolos seguidos aparecen en la tabla 3-13.

Tabla 3-13: Parámetros de cada pozo para estudio PVT

	Pozo A2	Pozo N3	Pozo A4
Toma de muestras en fondo	Si		Si
Toma de muestras en superficie		Si	Si
Estudio a masa constante	Si	Si	Si
Separación espontánea del crudo a la salida del separador		Si	
Corrección del GOR		Si	Si
Separación a un nivel de los fluidos del reservorio		Si	
Separación a dos niveles de los fluidos del reservorio	Si	Si	Si
Separación a tres niveles de los fluidos del reservorio			Si
Vaporización diferencial		Si	Si
Mediciones de la viscosidad		Si	Si

Con el objeto de poder comparar la confiabilidad de los diferentes estudios PVT, es necesario efectuar un control de calidad siguiendo criterios precisos:

- a) Condiciones de muestreo y transporte.

- b) Presión de muestreo de fondo superior a la presión de burbuja para las muestras de fondo.
- c) Presión de flujo de fondo superior a la presión de saturación para las muestras de superficie.
- d) Análisis composicional coherente (totales iguales al 100 %)
- e) $GOR_{recombinación}$ y $GOR_{separador}$ del mismo rango de valores para los estudios sobre las muestras de superficie recombinadas.
- f) Coherencia de la presión de reservorio con las presiones.

3.4.1 Estudio PVT – Pozo 3/9-A2 - Octubre 1976

Este estudio contiene solamente testigos de fondo y es el menos confiable de los tres; las muestras son inutilizables y una ligera fuga sobre los testigos da resultados por debajo los reales. Los resultados obtenidos para las presiones de saturación presentan una importante divergencia.

Además, este estudio es muy incompleto y no aparece obviamente la vaporización diferencial, y solamente un estudio de la viscosidad.

Este estudio no será retenido pues le faltan demasiadas informaciones. Y también la falta de coherencia de los resultados no permite darle un crédito importante.

3.4.2 Estudio PVT – Pozo 3/9-A4 – Febrero 1980

Este estudio presenta resultados mucho más completos y coherentes que el anterior.

A pesar de ello, el muestreo de fondo da una presión de saturación a la temperatura de reservorio que parece débil: 235,2 bar (contra los 270,1 bar que se obtienen a partir de los testigos de superficie, valores que parecen más creíbles en vista de los resultados obtenidos por el estudio PVT sobre el pozo N3). Además, no se tiene

ninguna precisión sobre las muestras y su transporte, ni tampoco sobre la profundidad de su toma.

El estudio sobre los testigos de superficie es coherente ($GOR_{\text{recombinación}} = 130,1 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y $GOR_{\text{separador}} = 126,4 \text{ m}^3/\text{m}^3$) y completo; de hecho, el estudio presenta separaciones a dos y tres niveles, una vaporización diferencial, medidas de densidad y de viscosidad.

3.4.3 Etudio PVT – Pozo 3/9a-N3 – Agosto 1987

Contrariamente al estudio anterior este PVT no da muestreo de fondo. Sin embargo, el crudo estando muy sobresaturado en el reservorio ($p_{\text{res.}} = 445,0 \text{ bar}$ et $P_{\text{sat}}(T_{\text{res}}) = 257,5 \text{ bar}$), el muestreo de fondo no es indispensable.

Aunque este estudio no brinda estudios sobre la separación de 3 niveles, presenta un estudio sobre la separación a un nivel de los fluidos del yacimiento así como un flash sobre el crudo a la salida del separador permitiendo confirmar el valor de GOR del segundo nivel ($GOR = 36,9 \text{ m}^3/\text{m}^3$) de la separación de los dos niveles. Es así como se obtiene igualmente un $GOR_{\text{recombinación}}$ muy próxima al $GOR_{\text{separador}}$.

Igual al estudio anterior, este es muy completo (vaporización diferencial, medidas de densidad y viscosidad).

3.4.4 Conclusiones

Entre los tres estudios, se aconsejarían los valores del estudio del pozo 3/9a-N3 porque este estudio presenta la ventaja de tener un flash sobre el crudo a su salida del separador que permite confirmar la validez de la separación de dos niveles.

Para los valores de Bob y de GOR, se utilizan los valores del método de separación más favorable, también se muestra en el anexo A3 una tabla explicativa:

- a) El estudio del pozo N3 muestra que la separación de dos niveles ($B_{oburbuja}$ de 1,664) tiene ventajas sobre la separación de un nivel ($B_{oburbuja}$ igual a 1,768).
- b) El estudio del pozo A4 muestra que la separación de dos niveles ($B_{oburbuja}$ igual a 1,664) es más ventajosa sobre la separación de tres niveles ($B_{oburbuja}$ de 1,711).
- c) Se utilizará un factor $B_{oburbuja}$ igual a 1,664 (valor obtenido de los estudios N3 y A4 por la separación en dos niveles).
- d) Siendo $B_{oi} = 0.955 \times 1.664 = \mathbf{1.589}$



CIB-ESPOL

La tabla 3-14 resume los datos obtenidos a partir del análisis PVT.

Tabla 3-14: Resultados del análisis PVT

Presión del reservorio – P_{res}	445 bar
Temperatura del reservorio – T_{res}	111 °C
Cota de referencia (a partir de los datos RFT)	3129 m
Presión de saturación (a T_{res}) – P_{sat}	257,5 bar
Presión de fondo en producción – P_R	428,8 bar
Masa volúmica del fluido en condiciones estándar ($P_{atm} - 15.6\text{ °C}$)	826,8 kg/m ³
Compresibilidad del fluido en condiciones reservorio – C_o	$1,720 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$
Viscosidad del fluido en condiciones reservorio	0,335 cP
Factor de volumen a P_{sat} – B_{ob}	1,664
Factor de volumen a P_{res} – B_{oi}	1,589
Relación crudo/gas – (GOR)	196,3 m ³ /m ³

3.5 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ROCA

Para determinar los volúmenes de roca que participan en la acumulación, se dispone de un plano de iso profundidades en el tope de la formación Brent.

De aquí se pueden distinguir tres zonas, atravesando el campo longitudinalmente, respectivamente de Oeste a Este:

- a) La sección sumergida llamada denominada "Zona Sumergida"

- b) La sección central limitada al Este por el límite de la erosión, llamada "Zona No-Erosionada, y
c) situada al Este, la "Zona Erosionada"

De cada zona ha sido medida su área con la ayuda de un planímetro y luego se trazaron gráficos Superficie vs. Profundidad de cada una. Los resultados de la tabla 3-15.

Tabla 3-15: Superficies en las diferentes profundidades

Profundidad (m)	Zona Sumergida (Km ²)	Zona No-Erosionada (Km ²)	Zona Erosionada (Km ²)
3120	0,00	0,10	0,08
3140	0,00	0,56	0,51
3160	0,02	1,12	1,06
3180	0,10	1,83	1,65
3200	0,29	2,48	2,24
3220	0,90	3,27	3,01
3240	1,55	4,26	3,82

En las figuras 3-1 y 3-2 se muestran la curva Superficie Profundidad para la Zona No Erosionada y la Erosionada.



CIB-ESPOL

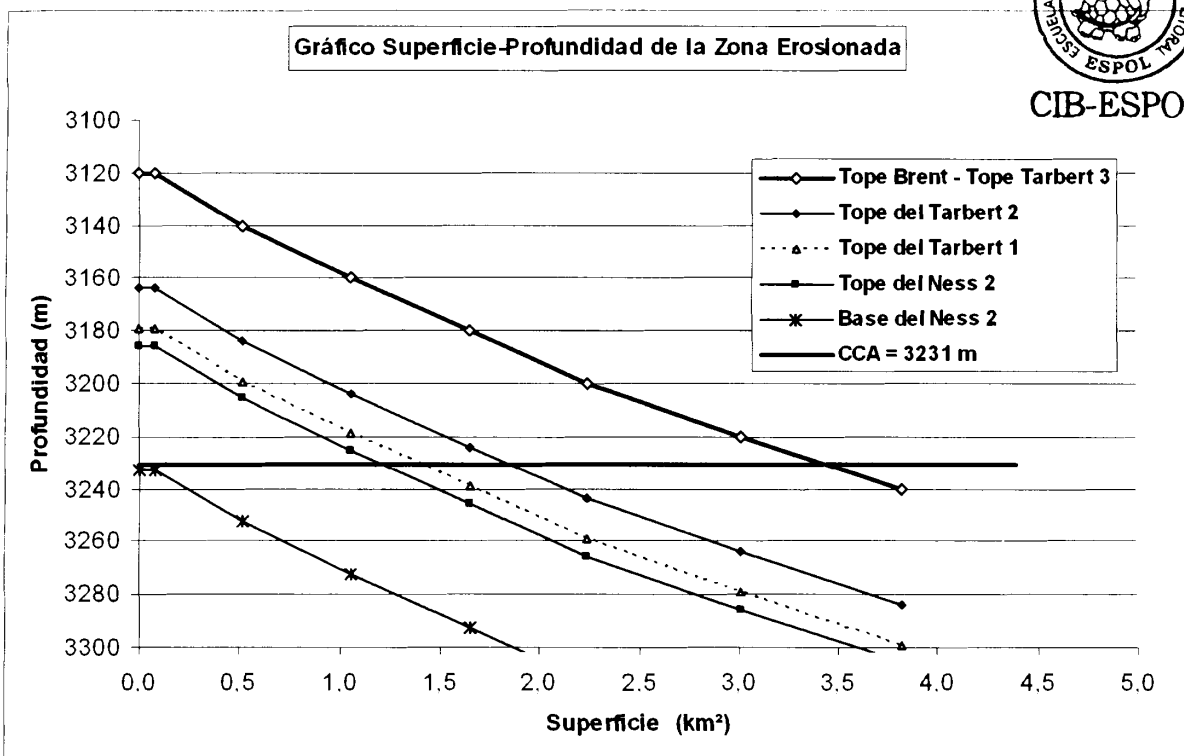


Figura 3-1: Diagrama Profundidad vs. Superficies de la Zona Erosionada

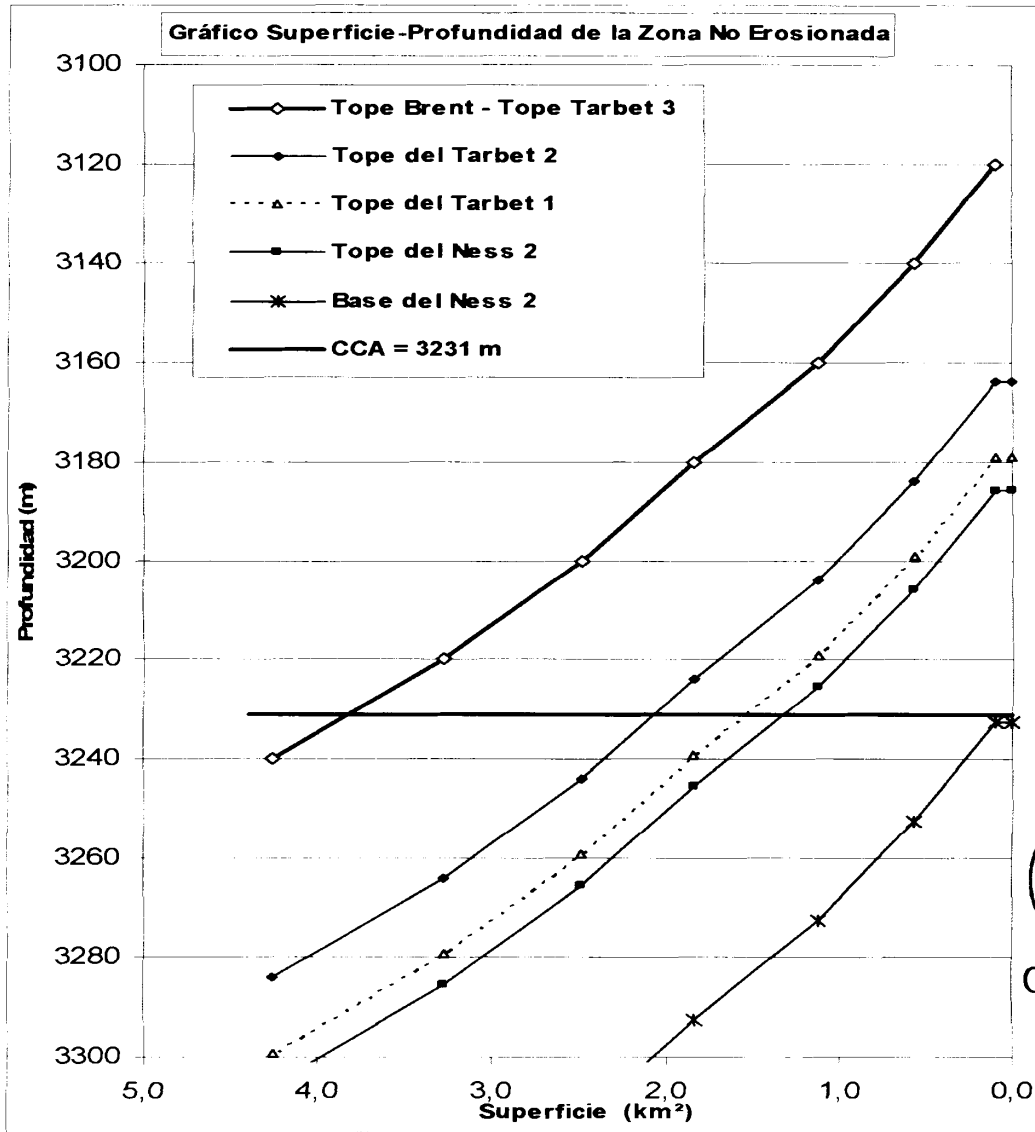


Figura 3-2: Diagrama Profundidad vs. Superficies de la Zona No Erosionada

Para el cálculo de los volúmenes de roca de cada una de las capas, se ha simplemente "acumulado", por las Zonas Este y la Zona No-Erosionada una altura de estrato constante para las capas T3, T2, T1 y N2.

La altura acumulada es la media de las alturas verticales, vistas en los cuatro pozos y corregidas con la pendiente de los estratos. Una pendiente de veinte grados se tomó para el cálculo (por tanto un factor de corrección igual al coseno de este ángulo, igual a 0,94), como se indica en la documentación tomada como punto de partida.

A continuación se ha integrado (utilizando papel milimetrado) las superficies obtenidas sobre las alturas de capas limitándose a la cota del CCA (3231 m) con el fin de obtener los volúmenes de roca por cada capa superior a dicho nivel.

El cálculo del volumen en la Zona Erosionada es más delicado. El método utilizado para la Zona Sumergida y la Zona No-Erosionada supone una altura de estrato constante, hecho suposición no aplicable para la zona en cuestión, ya que las capas se biselan progresivamente bajo la superficie de erosión.

La técnica aplicada para este estudio (planimetría) no permite una representación exacta de los volúmenes erosionados. Sin embargo, se estimó que la aplicación de un método sofisticado no hará gran diferencia como para brindar un grado de confianza demasiado diferente al que se obtiene con el método aplicado.

Se decide respetar la proporción de volúmenes de diferentes estratos, tal como se ve en el corte S-WS – N-EN que pasa por el pozo N3 y es parte de los datos de partida. Por esto, se nota sobre el corte, las profundidades a las cuales la altura de una capa se reduce a cero. A partir de un punto situado en el techo de la estructura (superficie cero), se extrapoló entonces un segundo punto, situado sobre la curva Superficie-Profundidad a la cota obtenida del corte geológico. El área así definida ha sido planimetrada para obtener los volúmenes de roca en cada uno de los estratos.

Este método, muy fuertemente objetable tiene el mérito de poder ser puesto en marcha rápidamente y de ser fijado al menos en una dirección de la estructura. Un alto grado de incertidumbres va a afectar los volúmenes de roca en esta parte de la estructura. Los valores obtenidos son indicados en la tabla 3-16.

Tabla 3-16: Volúmenes de roca por zonas y por estrato

	Volumen de roca (10^9 m^3)		
	Zona Sumergida	Zona No-Erosionada	Zona Erosionada
Tarbert 3	34,8	129,6	10,8
Tarbert 2	2,1	32,9	14,9
Tarbert 1	0,4	9,5	7,0
Ness2	0,0	30,0	59,0

3.6 RESULTADOS STOIP – CASO 1P Y 3P - CASO 2P APROXIMACIÓN DETERMINISTA

Los resultados mostrados en la tabla 3-17 han sido obtenidos a partir de un juego de parámetros estimados (V_R , N/G , Φ , S_w , B_o). Dichos resultados se basan en la hipótesis de capas de características constantes, obtenidas por la media de los resultados de los cuatro pozos considerados en el estudio. Estos resultados corresponden al caso 2P (Probados más Probables), definido por una aproximación determinista.

Las aproximaciones deterministas y probabilistas han sido dirigidas independientemente.



3.6.1 Revisión y cuantificación de errores posibles

Para cada uno de los parámetros introducidos en el cálculo del STOIP, se intenta estimar el error en la estimación del parámetro mismo y en su representatividad a la escala de la estructura.

3.6.1.1 Volumen de roca

Se estima alrededor de un 5 % de error introducido por la técnica de planimetría, error que se aplica a todas las tres zonas.

La técnica de representación de la zona erosionada lleva a considerar un error suplementario de 20 % en esta zona, y mucho más tomando en cuenta que dicha zona no ha sido reconocida por ningún pozo.

Longitudinalmente, la zona no erosionada ha sido alcanzada por tres pozos, de los cuales el punto de control al este, está situado en la zona sumergida.

Tabla 3-17: Resultados de la aproximación determinista del STOIP del caso 2P

CASO MEDIANO					
		Zona Sumergida	Zona No Erosionada	Zona Erosionada	
T3	BRV (10E6 m3)	34,8	129,6	10,8	
	N/G	100%	100%	100%	
	NRV (10E6 m3)	34,8	129,6	10,8	
	Phi	20,1%	20,1%	20,1%	
	PRV (10E6 m3)	7,0	26,0	2,2	
	Sw	12,7%	12,7%	12,7%	
	ORV (10E6 m3)	6,1	22,7	1,9	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	3,8	14,3	1,2	
T2	BRV (10E6 m3)	2,1	32,9	14,9	
	N/G	98%	98%	98%	
	NRV (10E6 m3)	2,1	32,1	14,6	
	Phi	17,3%	17,3%	17,3%	
	PRV (10E6 m3)	0,4	5,6	2,5	
	Sw	20,4%	20,4%	20,4%	
	ORV (10E6 m3)	0,3	4,4	2,0	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,2	2,8	1,3	
T1	BRV (10E6 m3)	0,4	9,5	7,0	
	N/G	100%	100%	100%	
	NRV (10E6 m3)	0,4	9,5	7,0	
	Phi	15,5%	15,5%	15,5%	
	PRV (10E6 m3)	0,1	1,5	1,1	
	Sw	15,5%	15,5%	15,5%	
	ORV (10E6 m3)	0,1	1,2	0,9	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,0	0,8	0,6	
N2	BRV (10E6 m3)	0,0	30,0	59,0	
	N/G	51%	51%	51%	
	NRV (10E6 m3)	0,0	15,2	29,9	
	Phi	13,1%	13,1%	13,1%	
	PRV (10E6 m3)	0,0	2,0	3,9	
	Sw	22,8%	22,8%	22,8%	
	ORV (10E6 m3)	0,0	1,5	3,0	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,0	1,0	1,9	
TOTAL		4,1	18,8	4,9	27,8



CIB-ESPOL

Se estima un de 5 % de error posible debido a la ausencia de un punto de control sobre el flanco este de la estructura principal.

La zona sumergida es medida por un pozo, el N1, pero la acumulación de crudo se encuentra en contra pendiente de este pozo, lo que incita a considerar un error de 10 %, superior a aquella de la zona no erosionada.

El total de estos errores conlleva a un error en el STOIP de +/- 14 %.

3.6.1.2 Contacto crudo-agua

Se reconoce el contacto en los logs de los tres pozos de la estructura, confirmado por las mediciones et coherente con los resultados de los tests. No se añadirá error a dicha cota de contacto.

3.6.1.3 Net/Gross

En el Tarbert, los reservorios son constituidos de areniscas masivas, dichas continuas a la escala de la estructura. El caso mediano considera valores próximos a 1,0. No es posible considerar una mejora en este parámetro. Por el contrario, es posible imaginar una degradación sobre los flancos y la zona no erosionada de la estructura.

Se estima coherente bajar este parámetro a 0,9 sobre la zona no erosionada y la zona sumergida. Se aplica un valor de 0,8 en la zona erosionada.

En el Ness 2, los reservorios constituidos de alternancias de arcillas y areniscas, tienen un carácter mucho más discontinuo. Un valor de 0,51 es calculado en el campo, y se estima una gama de valores posibles entre 0,42 y 0,62. En la zona erosionada, el rango va de 0,3 a 0,62.

El conjunto de errores lleva a un error sobre el STOIP de -13 % a +2 %.



CIB-ESPOL

3.6.1.4 Porosidad

Se estima alrededor de 2 % el error que se puede cometer sobre el valor estimado del pozo. Este error puede provenir o de la técnica de interpretación (utilización de logs sin correcciones del medio) o de la homogeneización a la escala vertical.

Este error ya es suficientemente importante para que se elija de no considerarlo sobre la representatividad de un valor medio a la escala de la estructura. Por lo tanto se aplica una modificación de $\pm 2\%$ en todos los estratos.

El total de estos errores da un error sobre el STOIP de -11% / $+11\%$.

3.6.1.5 Saturación en agua

Este error, bastante importante, introducido por la hipótesis de una zona de transición nula sobre cada uno de los reservorios no será considerado aquí.

Sin embargo, el valor de la saturación en agua es afectado por un margen de incertidumbre que proviene de la técnica de estimación, de los pocos datos disponibles para apreciar este parámetro y del hecho que el cálculo de la saturación resulta de una hipótesis sobre el valor de la porosidad, parámetro igualmente afectado por el error.

Los valores introducidos en el caso 2P se indican en la tabla 3-18.



CIB-ESPOL

Tabla 3-18: Saturación en agua de los estratos

	Tarbert 3	Tarbert 2	Tarbert 1	Ness 2
Saturación en agua (%)	12,7	20,4	15,5	22,8

Se estiman los valores de S_w afectados de un error menor en el Tarbert 3 y en el Tarbert 2 por los estimados a partir de los datos de los pozos ($\pm 2,5\%$ de saturación). El valor de saturación estimado en el Tarbert 2 sólo proviene de los datos provenientes de un pozo. En el Ness 2, la estimación de la arcillosidad media afecta igualmente el cálculo de las saturaciones. Este valor de arcillosidad puede cambiar de manera significativa de un pozo al otro. Se aplica entonces, un error más grande al Tarbert 1 y al Ness2 ($\pm 5\%$ de saturación).

Tabla 3-19: Saturación en agua de los estratos incluyendo errores

	Tarbert 3	Tarbert 2	Tarbert 1	Ness 2
Saturación en agua (%)	10 - 15	17,5 - 22,5	10 - 20	18 - 28

Estos errores implican un error sobre STOIP de -4% / $+3\%$.

3.6.1.6 Factor de volumen del crudo

No se afectará con error al valor de Boi.

3.6.2 Definición de los casos 1P y 3P

La revisión de incertidumbres sobre los diferentes parámetros introducidos en el cálculo del STOIP así como su impacto sobre el valor determinado en el caso medio, nos permite definir en el caso 1P y 3P.

La incertidumbre sobre el volumen de roca será tomada en cuenta sobre la totalidad de la estructura como se lo definió en el párrafo anterior en el caso 1P y 3P.

El caso 1P es obtenido por una disminución suplementaria en el N/G del Tarbert como se lo hizo en el párrafo anterior.

El caso 3P se obtiene por una mejora del N/G en el Ness2. Por ellos se aplicará además en el Ness2, la media entre la porosidad Log y la porosidad de núcleos (16,1 % en lugar de 13,1 % en el caso 2P, es decir una media de 14,6 %).

3.6.2.1 Resultados

Tabla 3-20: Volúmenes encontrados

En 10 ⁶ m ³	1P	2P	3P
Tarbert	19,5	24,9	28,1
Ness	2,3	2,9	4,7
TOTAL	21,8	27,8	32,8



Las tablas 3-21 y 3-22 muestran los análisis de volúmenes para los casos 1P y 3P, teniendo en cuenta en cada renglón el factor que afecta el volumen requerido, es decir BRV es el volumen de partida, mientras que NRV, PRV, ORV son cálculos intermedios para obtener el OIP requerido (Crudo en Sitio).

Tabla 3-21: Análisis de volúmenes para el Caso 1P

Caso 1P - Vr mini + N/G abatido en el Tarbert					
		Zona Sumergida	Zona No Erosionada	Zona Erosionada	
T3	BRV (10E6 m3)	29,6	116,6	8,1	
	N/G	90%	90%	80%	
	NRV (10E6 m3)	26,6	105,0	6,5	
	Phi	20,1%	20,1%	20,1%	
	PRV (10E6 m3)	5,4	21,1	1,3	
	Sw	12,7%	12,7%	12,7%	
	ORV (10E6 m3)	4,7	18,4	1,1	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	2,9	11,6	0,7	15,2
T2	BRV (10E6 m3)	1,8	29,6	11,2	
	N/G	90%	90%	80%	
	NRV (10E6 m3)	1,6	26,6	9,0	
	Phi	17,3%	17,3%	17,3%	
	PRV (10E6 m3)	0,3	4,6	1,6	
	Sw	20,4%	20,4%	20,4%	
	ORV (10E6 m3)	0,2	3,7	1,2	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,1	2,3	0,8	3,2
T1	BRV (10E6 m3)	0,4	8,5	5,3	
	N/G	90%	90%	80%	
	NRV (10E6 m3)	0,3	7,7	4,2	
	Phi	15,5%	15,5%	15,5%	
	PRV (10E6 m3)	0,1	1,2	0,7	
	Sw	15,5%	15,5%	15,5%	
	ORV (10E6 m3)	0,0	1,0	0,6	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,0	0,6	0,3	1,0
N2	BRV (10E6 m3)	0,0	27,0	44,3	
	N/G	51%	51%	51%	
	NRV (10E6 m3)	0,0	13,7	22,4	
	Phi	13,1%	13,1%	13,1%	
	PRV (10E6 m3)	0,0	1,8	2,9	
	Sw	22,8%	22,8%	22,8%	
	ORV (10E6 m3)	0,0	1,4	2,3	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,0	0,9	1,4	2,3
TOTAL		3,1	15,4	3,3	21,8

Tabla 3-22: Análisis de volúmenes para el Caso 3P

Caso 3P: Vr al Maxi + N/G mejorado en el Ness 2 + media de porosidad núcleo/log en Ness2					
		Zona Sumergida	Zona No Erosionada	Zona Erosionada	
T3	BRV (10E6 m3)	40,0	142,6	13,5	
	N/G	100%	100%	100%	
	NRV (10E6 m3)	40,0	142,6	13,5	
	Phi	20,1%	20,1%	20,1%	
	PRV (10E6 m3)	8,0	28,7	2,7	
	Sw	12,7%	12,7%	12,7%	
	ORV (10E6 m3)	7,0	25,0	2,4	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	4,4	15,7	1,5	21,7
T2	BRV (10E6 m3)	2,4	36,2	18,7	
	N/G	98%	98%	98%	
	NRV (10E6 m3)	2,4	35,4	18,2	
	Phi	17,3%	17,3%	17,3%	
	PRV (10E6 m3)	0,4	6,1	3,2	
	Sw	20,4%	20,4%	20,4%	
	ORV (10E6 m3)	0,3	4,9	2,5	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,2	3,1	1,6	4,9
T1	BRV (10E6 m3)	0,5	10,4	8,8	
	N/G	100%	100%	100%	
	NRV (10E6 m3)	0,5	10,4	8,8	
	Phi	15,5%	15,5%	15,5%	
	PRV (10E6 m3)	0,1	1,6	1,4	
	Sw	15,5%	15,5%	15,5%	
	ORV (10E6 m3)	0,1	1,4	1,1	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,0	0,9	0,7	1,6
CIB-ESPOL					
N2	BRV (10E6 m3)	0,0	33,0	73,8	
	N/G	62%	62%	62%	
	NRV (10E6 m3)	0,0	20,5	45,7	
	Phi	14,6%	14,6%	14,6%	
	PRV (10E6 m3)	0,0	3,0	6,7	
	Sw	22,8%	22,8%	22,8%	
	ORV (10E6 m3)	0,0	2,3	5,2	
	Bo	1,589	1,589	1,589	
	OIP (10E6 m3)	0,0	1,5	3,2	4,7
TOTAL		4,7	21,1	7,0	32,8

3.7 RESULTADOS STOIP – APROXIMACIÓN PROBABILISTA

En esta parte, se elige estudiar las incertidumbres sobre cada parámetro introducido en el cálculo del Crudo en Sitio, a diferentes grados de precisión. Se toma en cuenta la importancia (que se tienen sobre tal o cual parámetro). Así también, ya que las dos series de datos estaban disponibles para obtener la distribución de los valores de un parámetro, se privilegia la serie que tiene más elementos, así se tiene:

$$OOIP = \frac{V_R * \phi * (1 - S_w) * N/G}{B_o}$$

- Donde:
- V_R : volumen de roca, expresado en m^3
 - ϕ : porosidad, expresada en tanto por ciento
 - S_w : saturación en agua, expresada en tanto por ciento
 - N/G : relación de alturas, adimensional
 - B_o : factor de volumen, adimensional



En el cálculo de la acumulación, se han separado los cuatro estratos Tarbert 1, 2, 3 y Ness 2, y se efectuó un cálculo probabilista para las 3 capas del Tarbert. A continuación se agruparon las acumulaciones del Tarbert para obtener una acumulación global para el conjunto del Tarbert; en fin se calculan las acumulaciones totales para el Tarbert y el Ness.

Por otro lado, se utilizó para todos los parámetros, una modelización por una ley normal. De hecho parece más probable dar más fiabilidad al valor medio de los datos utilizados para calcular la ley de probabilidad relativa a cada uno de los parámetros, que dárselos a la repartición de valores. Para privilegiar el valor de la media, la ley normal parece ser una de las modelizaciones más interesantes.

3.7.1 Estudio del factor de volumen B_o

El estudio PVT ha mostrado que el factor de volumen B_o da el volumen de crudo en condiciones de superficie a partir del volumen de crudo en condiciones de fondo, presentando incertidumbres muy débiles comparadas a aquellas que presentan los otros parámetros. En los cálculos del POES (Petróleo Originalmente en Sitio) será considerado un valor de $B_o = 1,589$

3.7.2 Estudio del factor de altura útil sobre la altura total N/G

Se toma en cuenta la altura útil a través de la modelización separada de la altura neta y de la altura total. Así, por las capas del Tarbert donde la altura útil es casi del 100 %, se utiliza una distribución normal (estimando la relación desviación media – media al 10 %) para cada una de las alturas totales y netas. Se evaluaron estas incertidumbres maximizando el error cometido en la lectura de los valores sobre los registros. Así también, las divisiones en profundidad de los logs fueron tomadas cada metro, lo que de una lectura a la otra puede dar un error de 5 % (4-5 m sobre una altura de 80 m; el modo de lectura es siempre el mismo: reparar las zonas donde las características reservorio no varían mucho). Se ha mayorado así el error, sabiendo que el error sobre la altura total fue minimizado en el reporte N/G.

3.7.3 Estudio del volumen de roca Vr

Esta parte es delicada porque las incertidumbres asociadas al volumen de roca son importantes. Así, se distinguen dos tipos de incertidumbre en la evaluación del volumen de roca.

De una parte, aquellas debidas al cálculo del volumen de roca a partir de los datos del proyecto. Las fuentes de error son múltiples, en la planimetría del plano (error humano de lectura o de seguimiento de la curva, error del instrumento), en la representación de la profundidad en función de la superficie correspondiente, en la evaluación de la altura total media de estratos del reservorio, en el trazado de las capas en la zona erosionada (como se indicó en el párrafo dedicado al volumen de roca), en el cálculo del volumen de roca a partir de esta misma representación. Para modelizar estas primeras incertidumbres, es interesante tomar otros valores ya realizados por otros estudiantes para el mismo cálculo.

Luego las distribuciones para estos valores, obtenidas bajo el programa "Crystal Ball", darán el error medio cometido en la evaluación del volumen de roca. Los dos

gráficos siguientes dan las distribuciones normales de los volúmenes de roca (para el Tarbert y el Ness), calculadas a partir de los datos de los demás cálculos. En la tabla 3-23 se muestran los volúmenes para las divisiones (G) hechas.

Tabla 3-23: Cálculo de errores para los volúmenes de roca

VR 10 ⁶ m ³	G8	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	Media	Error
Tarbert	224,8	207	231,5	226,5	230,2	227	248	242,1	229,6	5,3%
Ness	63,3	62	76,6	65,5	62,5	77,2	76	89	71,5	13,6%
Total	288,1	269	308,1	291,97	292,66	304,2	324	331,1	301,1	6,7%

Se elige considerar una incertidumbre de 7 % sobre el valor del volumen de roca, error relativo a la técnica de estimación de este parámetro.

Por otro lado, la segunda incertidumbre relativa al volumen de roca es aquella del plano a partir del cual ha sido calculado.

De hecho, este plano construido a partir de una campaña sísmica 3D, en correlación con los datos proporcionados por los pozos, no asegura representar la realidad exacta del terreno. Ha sido también estimado por los geofísicos que una carta de sísmica 3D representa las alturas a más o menos unos diez metros.

Los emisores y receptores sísmicos han sido referenciados por satélite (con la ayuda del GPS), el error sobre la posición lateral de la sísmica 3D es despreciable ante el cometido sobre la altitud. De todas maneras, los pozos aportan en el trazado del plano de los campos una cantidad de información no despreciable. Así, la precisión de la profundidad al pozo es de alrededor 1m (error de la medición con cable), por lo tanto puede llegar a más o menos unos 10 m, a medida que se aleja del pozo.

La modelización que se ha adoptado es por lo tanto de una precisión de más o menos 5 m sobre el techo del reservorio, lo que sobre el diagrama superficie-profundidad significa variar el Contacto Crudo Agua +/- 5 m. Sobre la zona no erosionada, se constata así que el volumen global del reservorio varía un 4 % mientras el techo del reservorio varía uniformemente de 5 m sobre o bajo su nivel medio. Se modelica así la incertidumbre relativa al plano para una distribución gaussiana cuya desviación estándar es del 4 % del valor medio.

De todas maneras, el cálculo global de la incertidumbre sobre el volumen de roca, resultante del plano así como del cálculo del volumen, no es cosa fácil. De hecho, para obtener una verdadera incertidumbre probabilista, se debe calcular con Cristal Ball la composición de la distribución normal evaluando el error de cálculo y la distribución normal evaluando la incertidumbre sobre el plano mismo. El programa no permite, sin embargo, hacer este tipo de cálculo.

Para evaluar la incertidumbre global, se ha calculado empíricamente el error global cometido una vez se acumula el error sobre el plano y a continuación el error de la evaluación del volumen de roca (técnica de cálculo).

Se estima así la acumulación de los dos errores como un 20 %. Luego se calcula el POES a partir de una ley normal de desviación típica del 10 % del valor medio.



CIB-ESPOL

3.7.4 Estudio de la porosidad Phi

El cálculo de la porosidad Phi ha sido efectuado por estrato considerando que la porosidad es constante sobre toda la capa. Así, la serie de valores que se han utilizado para obtener la ley de incertidumbre sobre la porosidad (datos provenientes de los pozos y de los núcleos) constituye muchos valores diferentes de una misma variable aleatoria en el modelo, que por tanto no se toma en cuenta las variaciones geológicas de la porosidad en el estrato.

Además, se da la importancia equivalente a un dato dicho “pozo” y a uno dicho “núcleo”. Se hace intervenir en el cálculo una distribución normal de la altura útil, por la cual se pondera la porosidad por la fórmula siguiente:

$$\phi = \frac{\sum_i \phi_i * h_i}{\sum_i h_i}$$

en donde: ϕ_i : porosidad de la capa, expresada en tanto por ciento

h_i : altura de la capa, expresada en metros

Se tiene en cuenta, así, en el cálculo de la incertidumbre de la porosidad, a la vez la incertidumbre de evaluación de la altura útil, y de la incertidumbre de la evaluación de la porosidad.

En el caso particular del Ness 2 (sucesión de bancos de arcilla y de areniscas), luego de la elección de los datos del cálculo de la incertidumbre de la porosidad, se han comparado la porosidad media (ponderada con la altura efectiva), corregida por la arcillosidad media, con la porosidad corregida media (ponderada en la altura útil); sus valores son de 13,5% y 13,6 % respectivamente; siendo tan próximas, se ha privilegiado la porosidad leída (porosidad media corregida por la arcillosidad media), dando la importancia a los resultados de porosidad proporcionados por los núcleos.

3.7.5 Estudio de la saturación de agua S_w

La incertidumbre sobre la saturación de agua ha sido calculada tomando el mismo modelo físico que la porosidad, es decir, considerando para un estrato dado, la saturación en agua constante sobre todo el estrato (la serie de datos provenientes de los registros es relativa a una sola variable aleatoria). Se ha calculado la distribución normal de los valores de saturación, tomando en cuenta las alturas útiles así como las porosidades de las capas, por la fórmula siguiente:

$$S_w = \frac{\sum_i S_{w_i} * \phi_i * h_i}{\sum_i \phi_i * h_i}$$

donde: S_{w_i} : saturación en agua de la capa, expresada en tanto por ciento
 ϕ_i : porosidad de la capa, expresada en tanto por ciento
 h_i : altura de la capa, expresada en metros

3.7.6 Resultados

3.7.6.1 Acumulaciones en el Tarbert

Considerando las acumulaciones sobre cada uno de los estratos T1 T2 y T3, separadamente, se tienen los resultados ilustrados en la figura 3-3 y la tabla 3-24.

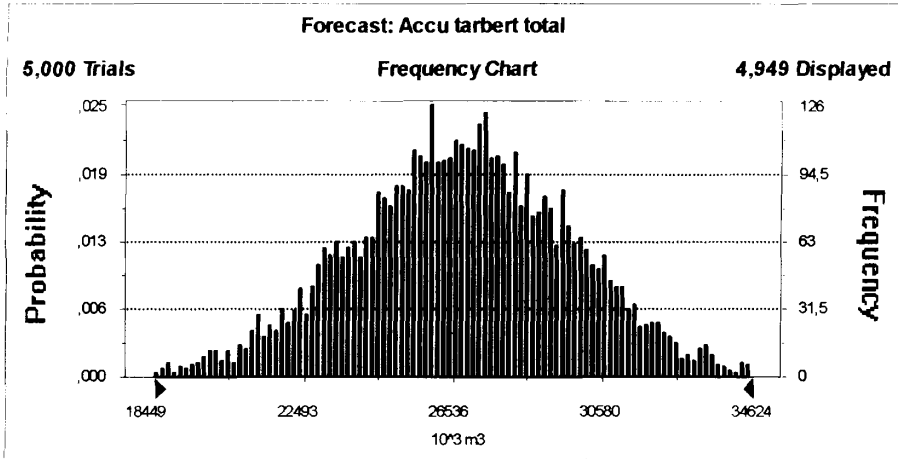


Figura 3-3: Acumulaciones Totales del Tarbert

Tabla 3-24: Resultados de Reservas del Tarbert

Cuantil	STOIP (10^6 m^3)
0%	13,48
10%	22,95
25%	24,79
50%	26,84
75%	28,60
90%	30,68
100%	38,38



CIB-ESPOL

3.7.6.2 Acumulaciones en el Ness

De igual manera que con el Tarbert en la figura 3-4 y en la tabla 3-25, los resultados.

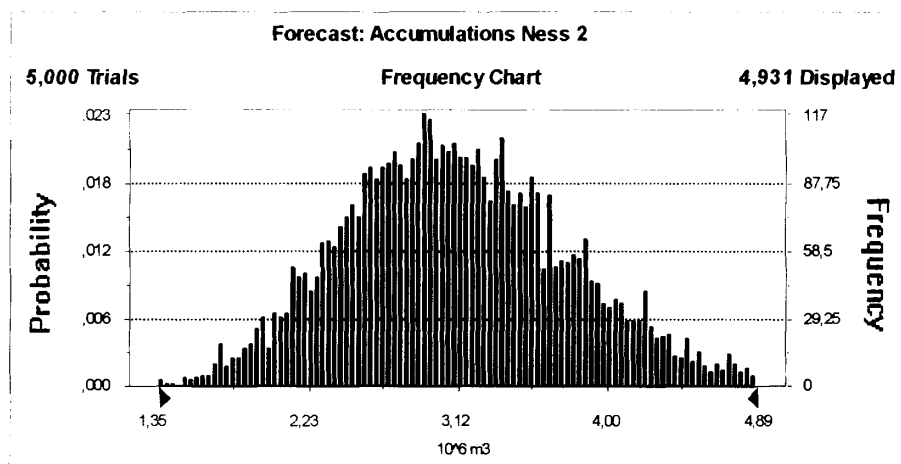


Figura 3-4: Acumulaciones Totales del Ness

Tabla 3-25: Resultados de Reservas del Ness

Cuantil	STOIP (10^6 m^3)
0%	1,01
10%	2,28
25%	2,65
50%	3,09
75%	3,57
90%	4,04
100%	6,43

3.7.6.2 Acumulaciones en el Tarbert + Ness

De manera combinada con los dos estratos se obtienen los resultados mostrados en la figura 3-5 y en la tabla 3-25.

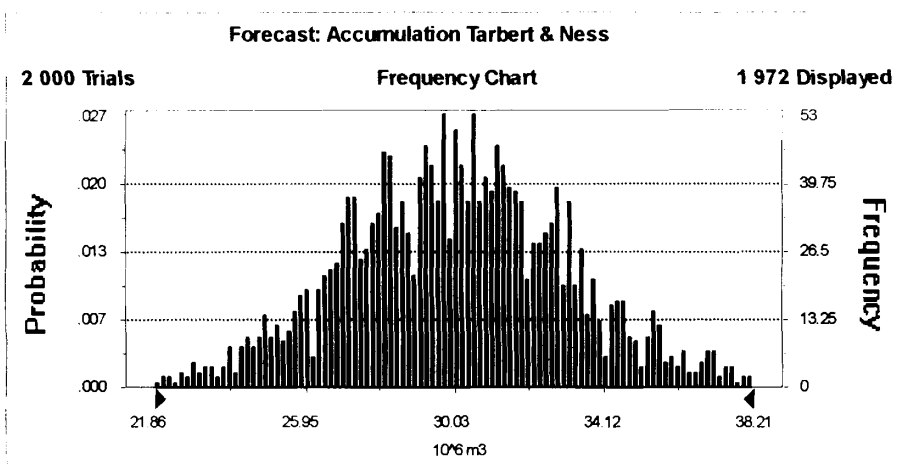


Figura 3-5: Acumulaciones Totales del Tarbert + Ness

Tabla 3-25: Resultados de Reservas del Tarbert + Ness

Cuantil	STOIP (10^6 m^3)
0%	18,96
10%	26,06
25%	27,98
50%	30,11
75%	32,14
90%	33,97
100%	39,52



4.1 PARTIDA DEL CÁLCULO

El procedimiento usado ha sido el siguiente:

- a) Revisión de los principales datos del reservorio e identificación de las heterogeneidades mayores.
- b) Elección del modo de recuperación óptima por aproximación analítica (Balance Material y cálculos de eficiencia). El drenaje natural, la inyección de agua y de gas serán estudiados.
- c) Estudio provisional por modelización numérica (simulador ATHOS) y optimización de este esquema con relación a los costos asociados.
- d) Estudio de sensibilidad y robustez del esquema propuesto a los parámetros más sensibles e inciertos.
- e) Elaboración de un planning de trabajo y cálculos económicos con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto.
- f) Recomendaciones en término de monitoreo del campo.

4.1.1 Geometría

- Volumen de roca: alrededor de $175 \times 10^9 \text{ m}^3$
- Tope de la estructura: 3125 m
- Superficie impregnada: alrededor de 15 km^2
- Espesor medio: Tarbert 70 m y Ness 50 m
- Contacto crudo agua: 3231 m



4.1.2 Barreras laterales

En el seno del panel Brent East, una falla orientada Norte-Sur presenta un desplazamiento de unos 20 m que divide la estructura en dos partes. El corte geológico O-SO y E-NE disponibles, muestran que dicha separación debería permitir

la sobre posición de las zonas de reservorio a lo largo del plano de falla. La hipótesis de base estima una comunicación dinámica a lo largo de esta falla.

Al este del panel, la formación Brent se ha erosionado progresivamente sobre la discontinuidad en la Base del Cretáceo hasta desaparecer completamente.

4.1.3 Fluidos y condiciones iniciales

$P_i = 446$ bar a 3130 m y $T_{res} = 112$ °C

Crudo ligero y sobresaturado:

API = 40 - Densidad = 830 kg/m^3 (stock tank conditions)

Presión de saturación, P_b : 258,5 bar

B_o a P_i : 1,664

Viscosidad: 0,27 Cp a P_b

GOR de disolución: $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$

Gas asociado:

Densidad: 900 kg/m^3 (stock tank conditions)

Viscosidad: 0,27 Cp a P_b

Agua de la formación:

Salinidad: 1,7 % en peso (agua salada y no saturada)

B_w : 1,047



CIB-ESPOL

4.2 ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS DE DRENAJE Y ELECCIÓN DEL MODO DE RECUPERACIÓN

4.2.1 Presentación de la aproximación analítica

La aproximación analítica consiste en efectuar cálculos simples a partir de fórmulas analíticas de Balance Material y de eficiencias de inyección para cada uno de los mecanismos de recuperación divisados: drenaje natural, inyección de agua e inyección de gas. Estos cálculos preliminares permiten, de manera rápida, evaluar reservar y seleccionar el mecanismo de drenaje mejor adaptado. Las cifras en bruto obtenidas por esta aproximación deberán confirmarse por métodos más sofisticados de simulación numérica.

4.2.2 Drenaje natural sin acuífero activo



Se considera en este cálculo la expansión simple de la roca y de los fluidos, caracterizados por las compresibilidades de la roca, el crudo y el agua. De hecho, no se ha tomado en cuenta el papel activo del acuífero, para conocer las reservas por el drenaje natural más pesimista.

Se estudió el drenaje natural en el estado inicial hasta el punto de burbuja del crudo, para poder comparar a continuación los diferentes valores de recuperación.

La fórmula analítica que caracteriza este drenaje se escribe a partir del Balance Material, expresando la igualdad de volumen ocupado por el crudo en el estado inicial y en el estado final, con las siguientes expresiones:

$$Np_b B_{ob} = N B_{oi} C_e (P_i - P_b)$$

$$C_e = C_o + \frac{C_w S_w + C_r}{1 - S_{w_i}} \quad C_o = \frac{1}{B_{oi}} \frac{B_{oi} - B_{on}}{P_b - P_i}$$

En donde:

- N: petróleo inicialmente en sitio – POES, en metros cúbicos
- Npb: producción acumulada hasta P de burbuja, en metros cúbicos
- Boi: factor de volumen del crudo a la P inicial, adimensional
- Bob: factor de volumen del crudo a P de burbuja, adimensional
- Ce: compresibilidad equivalente, en bar^{-1}
- Pi: presión inicial, expresada en bar
- Pb: presión de burbuja, expresada en bar
- Cw: compresibilidad del agua, expresada en bar^{-1}
- Co: compresibilidad del crudo, expresada en bar^{-1}
- Cr: compresibilidad de la roca, expresada en bar^{-1}
- Sw: saturación en agua, expresada en tanto por ciento
- Swi: saturación en agua inicial, expresada en tanto por ciento



Lo que resulta en lo que se muestra en la tabla 4-1.

Tabla 4-1: Recuperación por Drenaje Natural sin Acuífero Activo

Drenaje natural sin acuífero	Tarbert	Ness
Producción acumulada ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	1,49	0,14
Factor de recuperación RF (%)	5,1	5,5
Factor de recuperación Global (%)	5,1	

4.2.3 Drenaje natural con acuífero activo por expansión simple instantánea

La actividad de un acuífero se caracteriza principalmente por dos factores:

- La permeabilidad absoluta de la roca en la zona con agua y la interfaz agua-crudo: en este caso, esta permeabilidad es muy buena en el Tarbert, lo que favorece la actividad del acuífero.

- El volumen del acuífero relativo al volumen de crudo es un factor clave para caracterizar su actividad.

Se modeliza el comportamiento de un acuífero activo considerando su expansión muy rápida entre la presión inicial y la presión de burbuja. La contribución del acuífero a la producción se escribe:

$$W_e = B_w V_w (C_w + C_r) (P_{\text{inicial}} - P_{\text{burbuja}})$$

- Donde:
- B_w : factor de volumen del acuífero, adimensional
 - V_w : volumen inicial del acuífero, en metros cúbicos
 - C_w : compresibilidad del agua, en bar^{-1}
 - C_r : compresibilidad de la roca, en bar^{-1}

El volumen de agua, agregado, se obtiene por el modelo numérico para el cual el acuífero ha sido mallado explícitamente.

El detalle de los cálculos se muestra al final del capítulo, y los resultados se muestran en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Recuperación por Drenaje Natural con Acuífero Activo

Drenaje natural con acuífero	Tarbert	Ness
Producción acumulada N_p ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	2,9	0,8
Factor de recuperación (FR) (%)	9,9	32,7
Factor de recuperación global (%)	11,7	

La recuperación de un 32.7 % en el caso del Ness puede parecer una anomalía. Pero corresponde simplemente al hecho de que el volumen de agua en el caso del Ness, es 6 veces superior al Tarbert.

Se comprueba que la recuperación con un acuífero activo es superior a la obtenida con un drenaje natural (5 % con respecto al 12 %). Estos resultados yacen sobre la hipótesis de un acuífero que se expande instantáneamente. Además, a pesar de las buenas permeabilidades (de 200 mD a 1 D) de la zona con agua, los problemas de conectividad vertical (presencia de bancos no permeables en el Ness) no son tomados en cuenta en el cálculo, y esto puede modificar considerablemente la eficiencia del acuífero.

Estas primeras evaluaciones ponen en evidencia las débiles recuperaciones esperadas para los mecanismos de drenaje natural y muestran la necesidad de trabajar con mecanismos secundarios de recuperación: Inyección de agua o de gas.



CIB-ESPOL

4.2.4 Recuperación asistida por inyección de agua

Se hace la hipótesis que la inyección de agua se utiliza para mantener la presión del reservorio, en la presión de burbuja luego de la fase de drenaje natural.

4.2.4.1 Relación de movilidad (*Mobility ratio*)

En este contexto, la relación de movilidad de los fluidos, sean el agua y el crudo, es un factor importante que ayuda a la eficiencia de una inyección propuesta, si es favorable, es decir sea mucho menor a la unidad.

Esta relación de movilidad es calculada generalmente al final de un barrido total del crudo por el agua, una vez que la saturación en crudo ha alcanzado el valor residual S_{orw} que anula k_{ro} y por tanto su movilidad: el crudo es inmóvil. En el caso presente, las restricciones de producción imponen un BSW (límite del arribo de agua) de 97 %, como sello de cierre de los pozos. Este valor determina el final del barrido y el valor medio de la saturación en crudo al final de este S_{orm} .

Para determinar este valor, se obtiene el flujo fraccional en agua que se expresa por la siguiente fórmula, ya sea en función del BSW o de la saturación en agua:

$$f_w = \frac{\frac{B_w}{B_o} BSW}{1 - BSW + \frac{B_w}{B_o} BSW} = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}(S_w)}{\mu_o} \frac{\mu_w}{k_{rw}(S_w)}}$$

- en donde:
- Bw: factor de volumen del agua, adimensional
 - Bo: factor de volumen del crudo, adimensional
 - BSW: límite del arribo de agua, en tanto por ciento
 - K_{ro}(S_w): permeabilidad final del crudo en función de la saturación en agua, expresado en Darcy
 - μ_w: viscosidad del agua, expresada en cP (10⁻³ Pascal segundo)
 - μ_o: viscosidad del crudo, expresada en cP (10³ Pascal segundo)

Se obtiene un $f_{w\text{lim}}$ de 95,1 %. Al final los resultados obtenidos del S_{wm} , que es la saturación en agua detrás del frente de barrido, constan en la tabla 4-3, mostrada a continuación.

Tabla 4-3: Valores de S_{wm} y M para las capas

	Tarbert	Ness
Swm (%)	63.5	62.5
Relación de movilidad	0.11	0.11

Para los dos reservorios, se encuentra dicha relación $M \ll 1$, es decir muy favorable para la inyección de agua. De hecho, el agua va a empujar el crudo desplazándose más despacio que éste, y formando un frente homogéneo: el flujo será estable de tipo pistón.

4.2.4.2 Eficiencia de la inyección de agua

Se expresa por la fórmula:

$$E = E_d E_a E_v$$

en la que: Ed: eficiencia de desplazamiento o microscópica en tanto por ciento

Ea: eficiencia de superficie

Ev la eficiencia vertical

Para la eficiencia de desplazamiento, E_d , se utiliza la fórmula:

$$E_d = \frac{S_{wm} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$



donde: S_{wm} : saturación en agua (S_w al fin del barrido), en tanto por ciento

S_{wi} : saturación en agua inicial, en tanto por ciento

La E_d para el Tarbert resulta ser de un 59 % y para el Ness de 46,4 %.

La eficiencia de superficie que representa la porción de área barrida por el agua con relación a la superficie máxima que podría barrer entre un pozo inyector y un productor.

Se lo obtiene a partir del ábaco donde se traza E_a en función del recíproco de la Relación de Movilidad para diferentes valores de BSW, en el patrón de inyección periférica:

Para $M = 0.11$ y $BSW = 97\%$, se tiene para el Tarbert y el Ness: **$E_a = 99\%$**

La eficiencia vertical significa la facilidad con la cual el agua puede barrer el reservorio verticalmente. Es función « empírica », depende principalmente, de la litología. Luego, el Tarbert que está compuesto de areniscas buenas y homogéneas, hace elegir: **E_v (Tarbert) = 90 %**

El Ness 2 siendo una capa mucho más caótica, compuesta principalmente de variaciones entre areniscas y arcillas, por lo que se toma: **E_v (Ness) = 40 %**

La eficiencia total es utilizada, en esta aproximación analítica como porcentaje del crudo en sitio recuperado a partir de la inyección de agua, hasta el fin de la inyección, es decir, como porcentaje del crudo restante a la presión de burbuja. Luego se tiene para el Tarbert un 52,6 % y un 18,4 % para el Ness.

4.2.4.3 Recuperación

Por inyección de agua a la presión de burbuja:

$$N_{pb_{WI}} = E(N - N_{pb_{ND}})$$

- donde: E: eficiencia de inyección, en tanto por ciento
 N: producción con inyección, en metros cúbicos
 $N_{pb_{ND}}$: producción con drenaje natural, en metros cúbicos



La recuperación final será la suma de las dos producciones mencionadas en la fórmula anterior. La tabla 4-4 sintetiza los resultados.

Tabla 4-4: Recuperaciones finales para el caso de Drenaje Natural con Inyección de Agua

	Acumulación	Drenaje natural sin acuífero activo hasta P_b	Inyección de agua a P_b		Recuperación final	Factor de recuperación
	N (10^6 m^3)	$N_{pb_{ND}}$ (10^6 m^3)	$N_{pb_{WI}}$ (10^6 m^3)	Eficiencia (%)	N_{pu} (10^6 m^3)	RF (%)
Tarbert	29.19	1.49	14.56	52.6	16.05	55.0
Ness	2.54	0.14	0.44	18.4	0.58	22.9
TOTAL	31.73	1.63	15.0	35.5	16.63	52.4

4.2.5 Drenaje natural (sin acuífero activo) con inyección de gas

Tomando otra consideración, se puede utilizar la inyección de gas con el propósito de mantener la presión del reservorio, después de haber drenado hasta la presión de burbuja.

4.2.5.1 Relación de movilidad

En este contexto, la relación de movilidad de los fluidos presentes (crudo y gas en este caso) es un factor importante que brinda la eficiencia de una determinada inyección.

Esta relación de movilidad es en general calculada al final del barrido total del crudo por el gas, cuando la saturación en crudo ha alcanzado el valor final S_{org} que anula k_{ro} y por tanto su movilidad (el crudo es así inmóvil). En el caso presente, los limitantes de producción imponen un GOR_{lim} de $1500 \text{ m}^3/\text{m}^3$ como límite de cierre de los pozos. Este valor determina el fin del barrido y el valor medio de la saturación en crudo al final del barrido: S_{orm} .

Para determinar este valor, se tiene el flujo fraccionario en gas que se calcula por la siguiente expresión con de manera similar al flujo fraccionario del agua, pero tomando en cuenta la relación entre el gas y el crudo.

Para luego obtener un valor de f_{glim} de un 78 %.



CIB-ESPOL

Por otro lado, se tiene la función $f_g(S_g)$ por la fórmula siguiente y con el objeto de determinar S_{gm} , tomando en cuenta la gravedad y no la capilaridad:

$$f_g(S_g) = \frac{1 - 8,4 \cdot 10^{-4} \frac{Ak k_{ro}}{Qt \mu_o} (\rho_g - \rho_o) \text{sen}(\alpha)}{1 + \frac{k_{ro}(S_g)}{\mu_o} \frac{\mu_g}{k_{rg}(S_g)}}$$

Si A : área de drenaje de un pozo, en metros cuadrados

Qt : producción total de un pozo, metros cúbicos por segundo

K : permeabilidad absoluta por capa, en Darcy

α : pendiente de la capa, en ángulos en grados

En este caso, la diferencia de masas no es despreciable con relación a los otros datos. Así como el efecto de la gravedad es importante en el caso del gas: la

gravedad juega a favor de una mejor recuperación de crudo. Habiendo efectuado los dos cálculos, con o sin gravedad, se constata que el valor de S_{gm} , (saturación de gas en el frente de barrido) varía entre 4 % y 10%, (el S_{gm} sin gravedad es menor al S_{gm} con gravedad) según los diferentes casos estudiados (con las sensibilidades sobre el área, la permeabilidad y la pendiente).

Trazando la función $f_g(S_g)$, se consiguen los valores siguientes, por el método de la tangente un S_{gz} de un 42 % para un M de 3,41 y un 28 % para un M de 1,62.

Se encuentra en los dos casos M mayor a la unidad, es decir, una relación de movilidad desfavorable para el caso de inyección de gas. De hecho, el gas, manteniendo la presión empujará el crudo desplazándose más rápido que el mismo, formando un frente poco homogéneo con un flujo inestable.

4.2.5.2 Eficiencia de la inyección de gas

Se calcula con la fórmula:

$$E = E_d E_a E_v$$

- donde:
- E_d : eficiencia de desplazamiento, en tanto por ciento
 - E_a : eficiencia superficial, en tanto por ciento
 - E_v : eficiencia vertical, en tanto por ciento

Para la eficiencia de desplazamiento se encuentran así los resultados siguientes: un 47,2 % en el Tarbert y en el Ness un 40 %

La eficiencia de superficie representa la porción de área barrida por el gas con relación al área máxima que podría barrer entre un pozo inyector y un pozo productor.

Se la obtiene con el ábaco donde se traza E_a en función de la relación de movilidad para diferentes valores de f_g , con M de 3.41 y f_g de 78 % se tiene para el Tarbert una E_a de 78 % pero con M de 1,62 y f_g de 78 % para el Ness una E_a de 84 %

La eficiencia vertical representa la facilidad con la cual el agua puede barrer el reservorio verticalmente. Es función "empírica" de la litología, y en el Tarbert por estar compuesto de areniscas buenas y homogéneas, se toma: **Ev (Tarbert) = 90 %**, en cambio para el Ness 2, más desordenado, se tomará: **Ev (Ness) = 40 %**

La eficiencia para el Tarbert 33,1 % de eficiencia total y en el Ness 15 %. La eficiencia total es utilizada en esta aproximación analítica como porcentaje del crudo en sitio recuperado a partir de la inyección de gas, hasta el fin de la inyección, es decir, como porcentaje del crudo restante a la presión de burbuja.

Las recuperaciones por inyección de gas a la presión de burbuja, se calcula de la misma manera que en la inyección de agua, así como la recuperación final

Tabla 4-5: Recuperaciones finales para el caso de Drenaje Natural con Inyección de Gas

	Acumulación	Drenaje natural sin acuífero activo hasta P_b	Inyección de gas a P_b		Recuperación final	Factor de recuperación
			N_{pbGI}	Eficiencia		
	N ($10^6 m^3$)	N_{pbND} ($10^6 m^3$)	N_{pbGI} ($10^6 m^3$)	(%)	N_{pu} ($10^6 m^3$)	RF (%)
Tarbert	29.19	1.49	9.18	33.1	10.67	36.5
Ness	2.54	0.14	0.36	15.1	0.5	19.8
TOTAL	31.73	1.63	9.84	24.1	11.17	35.2



CIB-ESPOL

4.2.6 Conclusiones

Se constata que la aproximación analítica permite distinguir los dos tipos de recuperación secundaria: la inyección de agua y la inyección de gas. Los 12 % de diferencia entre los factores de recuperación calculados por los dos mecanismos de drenaje constituyen de hecho una diferencia mínima, en el modelo aquí elegido. Es más, la gravedad habiendo sido considerada en el caso de la inyección de gas, el factor de recuperación aquí obtenido es el más optimista para este tipo de recuperación. La actividad del acuífero, que no fue tomada en cuenta en el caso de inyección de agua, el factor de recuperación calculado es el más pesimista (todo lo demás es igual).

Así, esta aproximación analítica permite discriminar el método de inyección de gas con relación al de inyección de agua. Es un esquema de producción por inyección de agua, el que será estudiado entonces por los métodos numéricos.

4.3 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN POR SIMULACIÓN NUMÉRICA MODELO / ENTRADA DE DATOS / INICIALIZACIÓN

Se posee el modelo de reservorio como dato, íntegramente dado para el inicio del estudio.

4.3.1 Mallaje

El mallaje es el siguiente:

En X: 19 mallas

En Y: 46 mallas

En Z: 3 mallas (variable en función de la estratigrafía)

Es decir un número total de 2622 mallas



El mallaje es del tipo de bloque centrado, es decir que cada bloque es representado por un valor en su centro. Este tipo de mallaje no permite una representación tan precisa de la estructura, particularmente al nivel de las fallas.

Sobre la zona de acumulación, el tamaño de las mallas es de 100 m x 200 m. El acuífero ha sido explícitamente mallado. En esta zona, el tamaño de las mallas es mayor (300 m x 200 m hacia el oeste o 100 m x 600 m hacia el norte).

4.3.2 Estratos

Verticalmente, el reservorio es dividido en tres capas que son respectivamente desde arriba hacia abajo: el primer estrato correspondiente al Tarbert 3, el segundo a los Tarberts 2 y 1, mientras que el último es el que contiene al Ness 2.

4.3.3 Entrada de datos

Los mapas de espesores efectivos, porosidades y permeabilidades son brindados por métodos geoestadísticos. Para cada una de las capas del modelo, estas representaciones son presentadas en las figuras mostradas al final del apartado. Las características petrofísicas medias de las diferentes capas se dan en la tabla 4-6.

Tabla 4-6: Características petrofísicas de los estratos

	Altura Neta (m)	Phi (%)	Permeabilidad Horizontal (mD)
Tarbert 3	45	25	100 - 1200
Tarbert 2 y 1	25	22	100 - 1500
Ness 2	25	24	1-5

Estos valores no corresponden a la imagen del reservorio que se tuvo en el estudio estático de los reservorios. De hecho, se observa más bien una degradación de las permeabilidades al seno del Tarbert 2 que no es representado en el modelo. Además la erosión de los reservorios hacia el este permite presumir una degradación de las características petrofísicas en esta zona. El rango de permeabilidades horizontales utilizado muestra al contrario los mejores valores en esta zona.

Se nota un contraste importante de permeabilidad entre el Ness 2 y el Tarbert que no augura una recuperación satisfactoria en el Ness 2.

4.3.3.1 Fluidos

El modelo es del tipo black-oil. Los compuestos hidrocarbonados son representados por dos fases distintas: el crudo y el gas asociado sin que puedan haber cambios en estas dos fases. Es decir, que la composición de los fluidos no cambia al curso de la explotación del yacimiento. Esto se muestra en la figura 4-1.

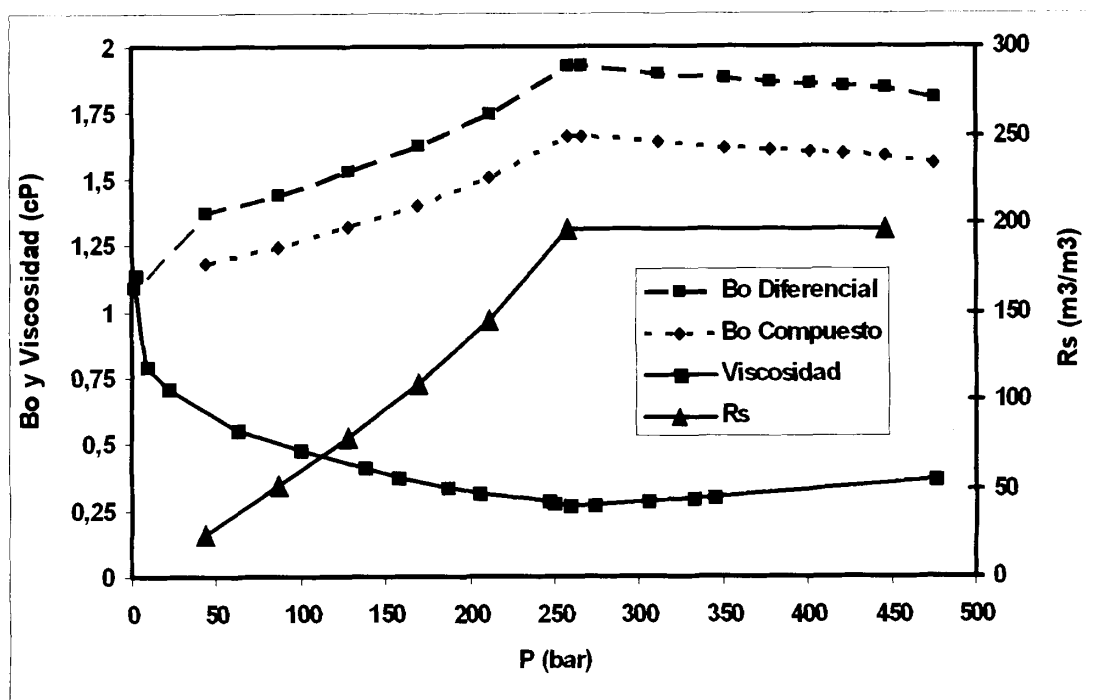


Figura 4-1: Características del crudo

4.3.4 Inicialización y cantidades en sitio



CIB-ESPOL

Las cantidades de crudo en sitio al estado inicial son calculadas por el simulador a partir de las condiciones iniciales ($P_i = 446$ bar a 3129 m) y de las curvas $P_c = f(S_w)$ establecidas en el laboratorio de drenaje (el fluido no humectante, en este caso el crudo desplaza el fluido humectante, el agua) y puestos en condiciones de reservorio por la introducción de un valor de tensión superficial representativa del reservorio. Como se aprecia en la figura 4-2.

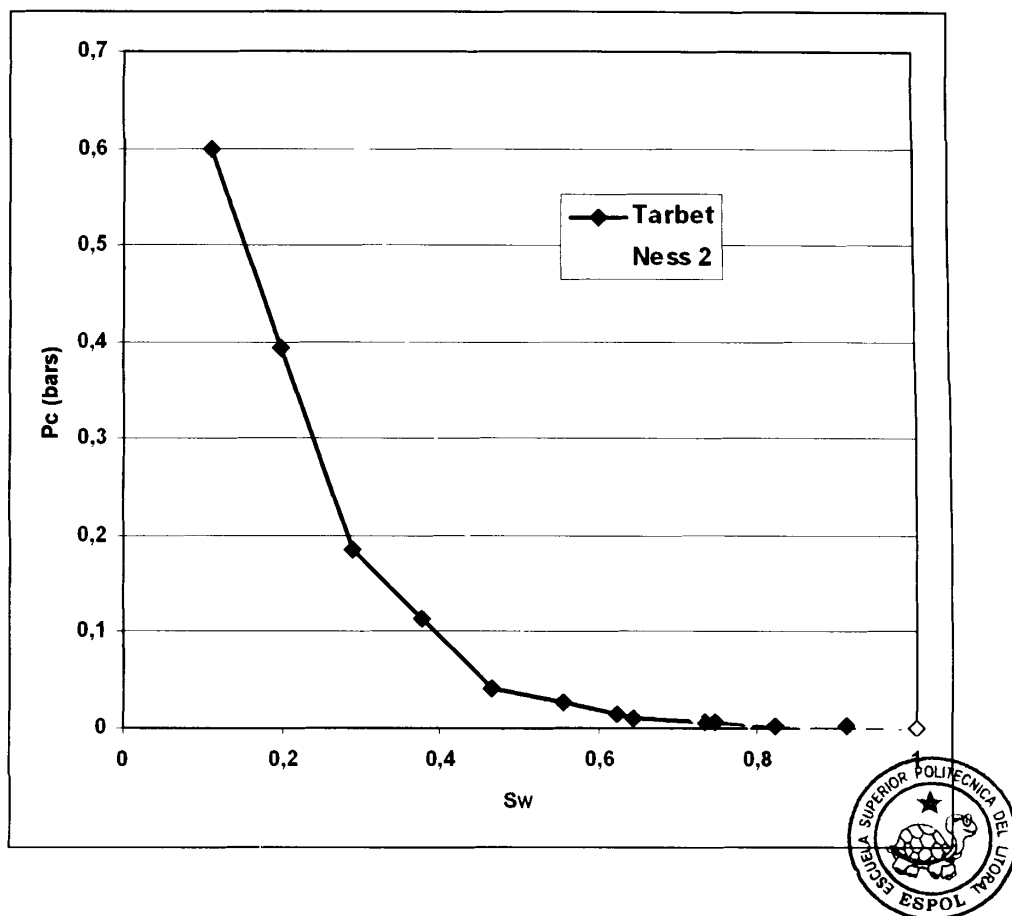


Figura 4-2: Pc vs. Sw



CIB-ESPOL

Las cantidades en sitio en condiciones de superficie son mostradas en la tabla 4-7. POES y AOES (Petróleo y Agua Originalmente en Sitio respectivamente)

Tabla 4-7: Cantidades en sitio de crudo y agua

	POES ($\times 10^6$ m ³)	AOES ($\times 10^6$ m ³)
Tarbert	29.2	170,5
Ness	2,5	84,8
TOTAL	31,7	255,3

Estas cifras son fijadas para el resto del estudio. Se encuentra al final del apartado la carta Hu.Phi.So que muestra la repartición de la acumulación en el seno de la estructura. Esta carta es particularmente útil para la implantación de los pozos productores. Se distinguen dos zonas de acumulaciones principales: la zona Norte que contiene alrededor del 75 % del crudo en sitio y la zona Sur.

4.3.5 Heterogeneidades dinámicas

4.3.5.1 Falla

En el caso de base, la eventual barrera de transmisividad al nivel de la falla está representada. De hecho, en el modelo numérico, las acumulaciones situadas al oeste de la falla son casi inexistentes. Sin embargo, este parámetro será estudiado en la parte de sensibilidades, por ello la falla puede, por el contrario, jugar un papel no despreciable en la eficiencia de la inyección del agua en el caso de pozos inyectoros situados al este de la estructura.

4.3.5.2 Comunicaciones verticales

Las variaciones entre arcillas y areniscas en el Ness 2 deberían penalizar fuertemente los flujos verticales en el seno de esta capa. En el caso de base, se considera un valor de k_v/k_h de 10^{-1} en el Tarbert y el Ness2. Este valor se basa en la interpretación del ensayo de pozo disponible sobre el pozo N11. Más adelante se realizarán sensibilidades sobre este parámetro.

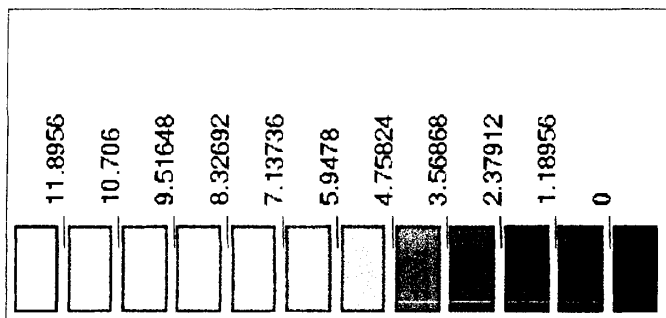


CIB-ESPOL

4.3.5.3 Bancos de Carbón en el Tope del Ness 2

La sucesión de bancos de carbón situados en el techo del Ness 2 que deberían penalizar los flujos del Ness 2 hacia el Tarbert no será modelizada en el caso de base. Las acumulaciones del Ness 2 sólo representan un porcentaje bajo de las acumulaciones totales y además este nivel tiene una permeabilidad. Así, el Ness 2 no influencia de manera directa la recuperación. Sin embargo, la reducción de la transmisividad vertical entre el Ness 2 puede penalizar fuertemente la eficiencia de la inyección de agua y será estudiada en el apartado de sensibilidades. Se elige a pesar de todo desde el inicio, optimizar un esquema de explotación robusto teniendo en cuenta las incertidumbres sobre estos flujos.

En las páginas siguientes, de la figura 4-3 hasta la 4-6 se muestra de manera comprensible las diferentes propiedades de los tres estratos.



Alwyn
 Panneau Est
 HC Thickness
 Hu * Phi * So

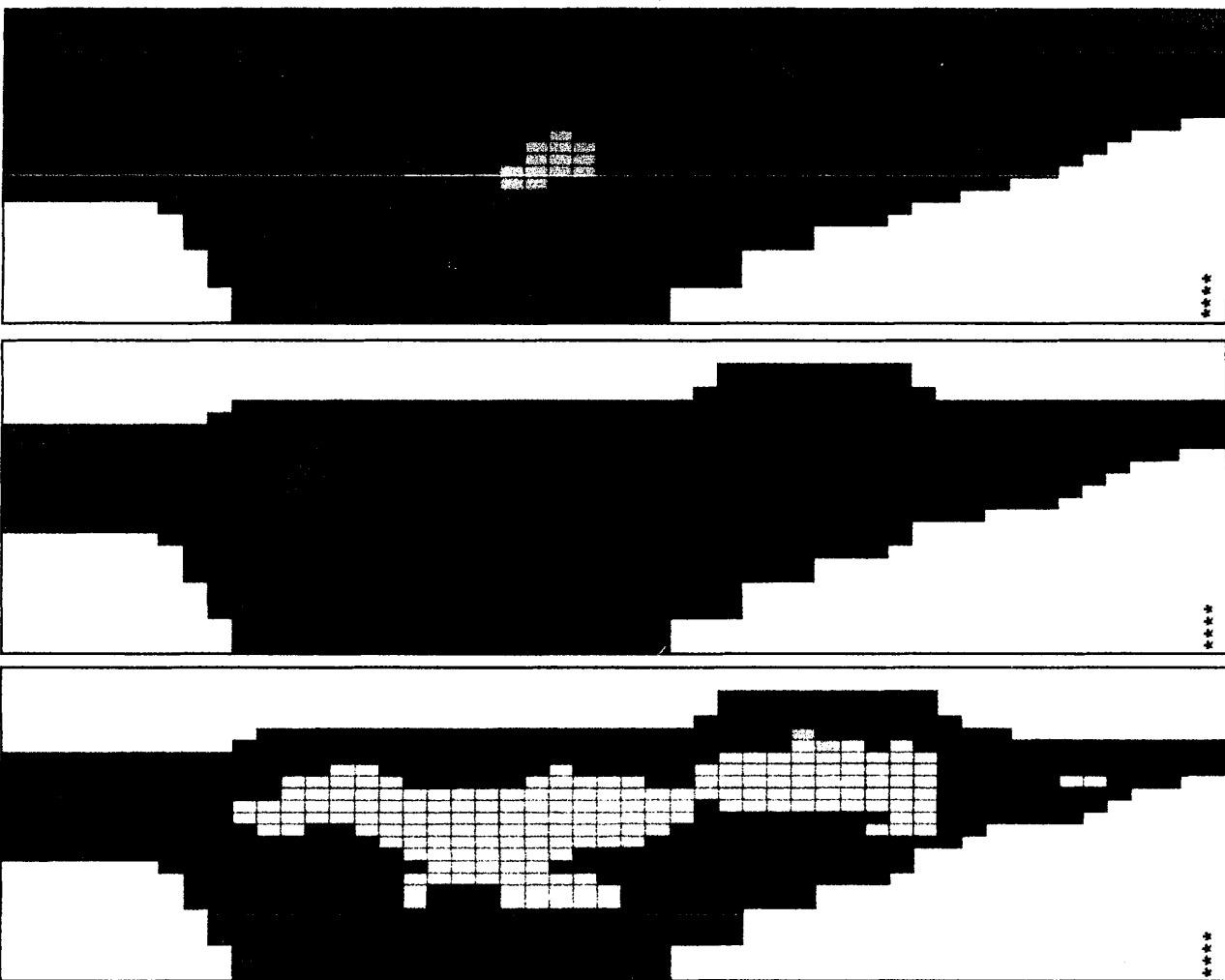
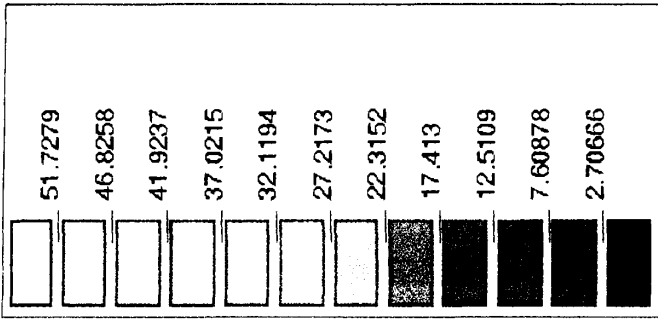


Figura 4-3: Alturas efectivas (en metros)



Alwyn
Panneau Est
Net Thickness
Hu

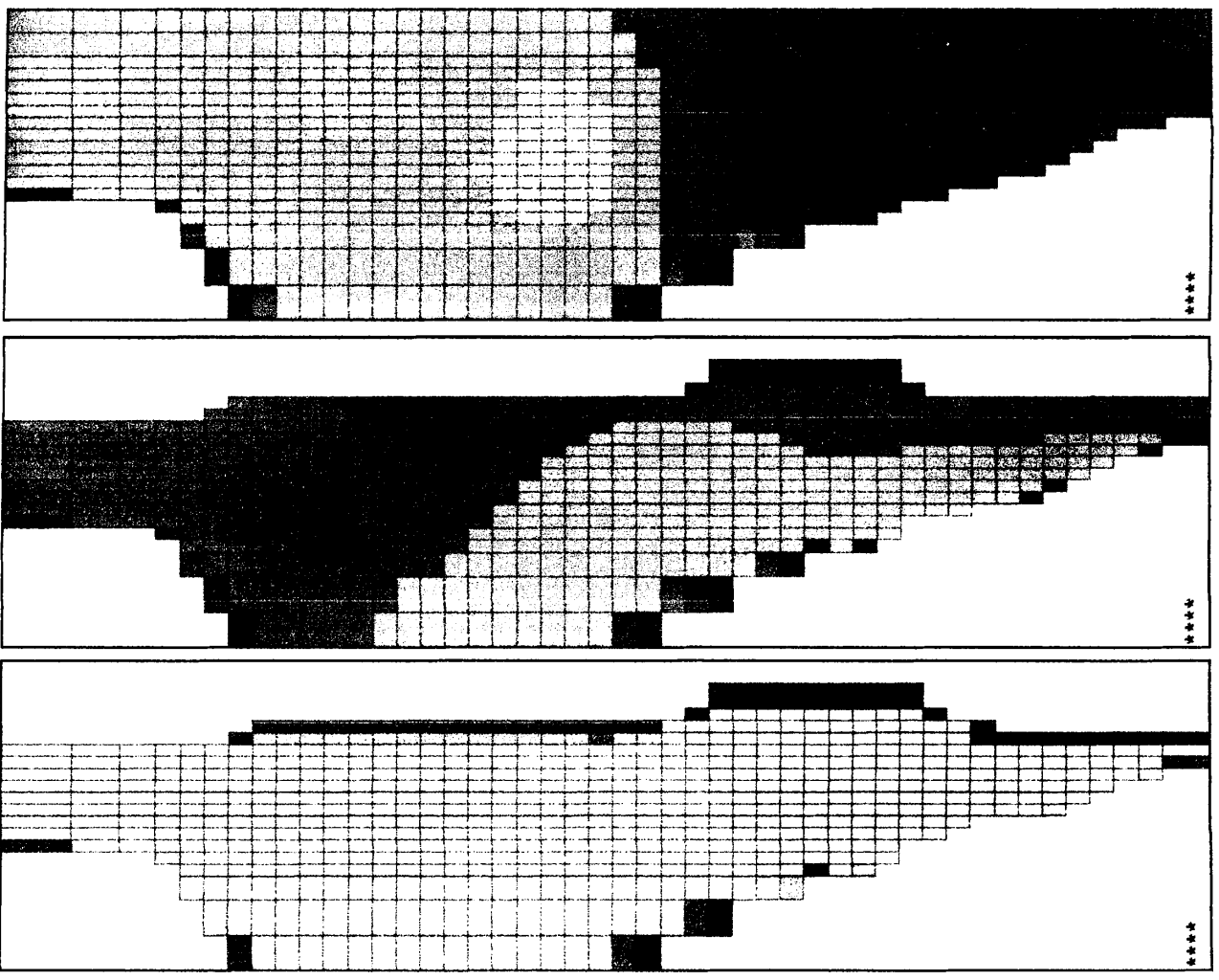
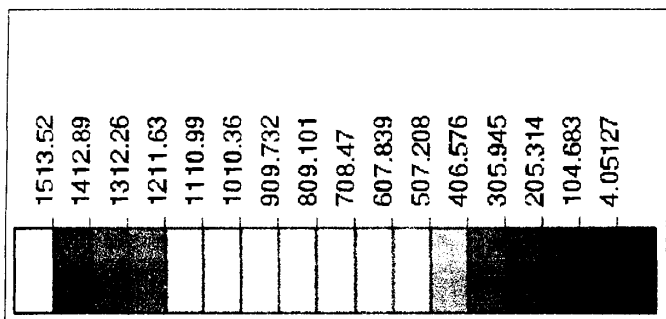


Figura 4-4: Alturas de Red (en metros)



Alwyn
 Panneau Est
 Perméabilité Horizontale
 K absolue

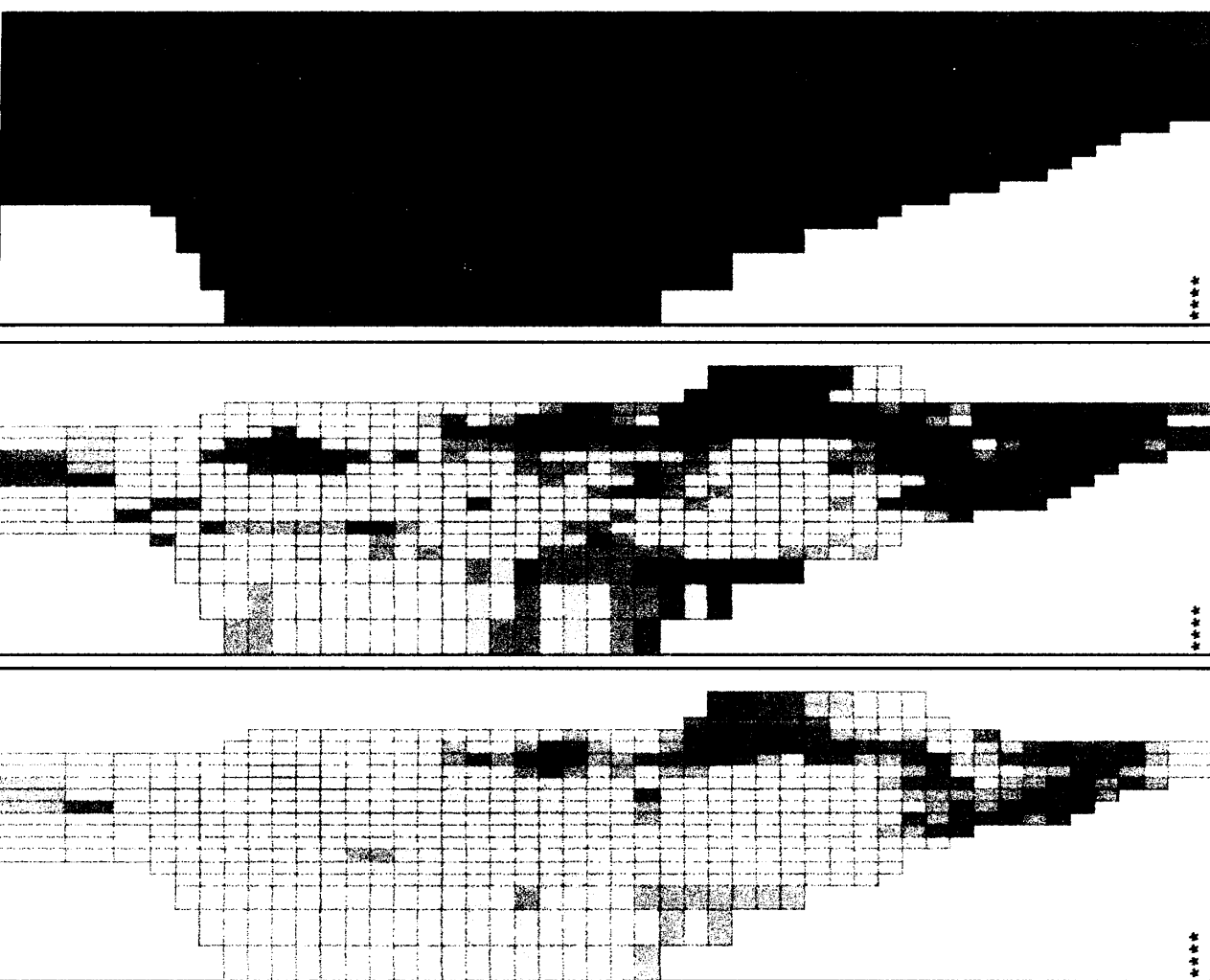
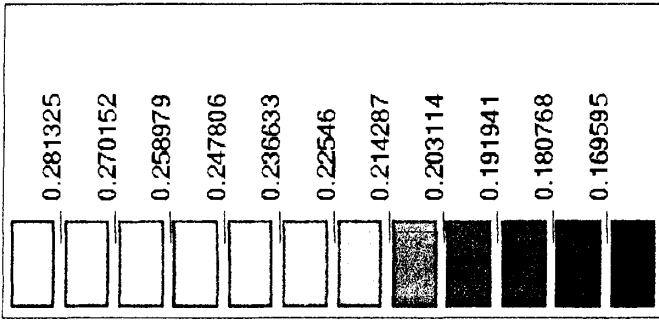


Figura 4-5: Permeabilidades Horizontales (en mD)



Alwyn
Panneau Est
Initial Porosity
Phi (initial)

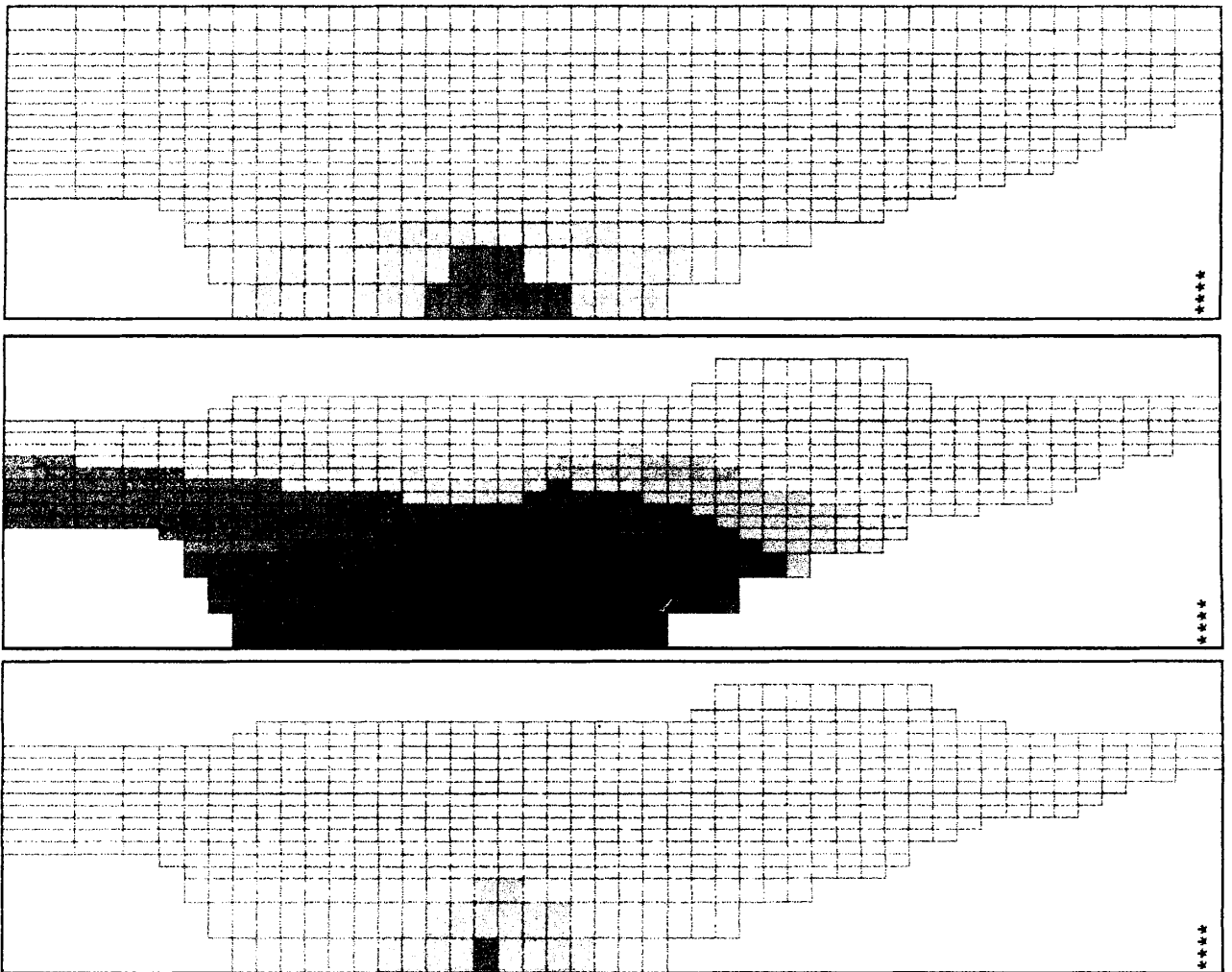


Figura 4-6: Porosidades Iniciales (en fracción sin dimensiones)

5.1 ESTUDIOS DE EXPLOTACIÓN POR SIMULACIONES NUMÉRICAS – RESTRICCIONES DE PRODUCCIÓN Y ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN



CIB-ESPOL

5.1.1 Arquitectura y rendimiento de pozos

Tres arquitecturas de pozos se han propuesto, todas realizadas en casing de 9 5/8 pulgadas (24,5 cm):

Pozos perforados desviados desde la plataforma; presentando un perfil en S, los pozos son verticales sobre la sección reservorio. El punto kick-off de desviación se fija a una profundidad de 2000 m y la desviación máxima es de 46 °. Esto permite, si se considera una cota media al techo del reservorio de 3175 m un alcance lateral máximo de 1200 m. La producción máxima de estos pozos se fija en 500 m³/día.

Pozos perforados desde una plataforma, desviados y seguidos de secciones horizontales de 500 m. El alcance máximo para un pozo horizontal es de 1700 m y su producción máxima se fija en 1500 m³/día.

Pozos perforados verticales y equipados con cabezas de pozo submarinas. Se permite cualquier posición sobre la estructura. La producción máxima de estos pozos se fija en 500 m³/día.

Para estos tres tipos de arquitectura de pozos, la presión de fondo mínima a mantener es de 150 bar (90 bar bajo la presión de burbuja del crudo).

Los índices de productividad de los pozos son calculados por el modelo a partir del valor de transmisividad en la malla, del radio del pozo y del valor del skin observado. El caso de base consideran deterioros nulos. Teniendo en cuenta los grandes valores de permeabilidades introducidos en el modelo, los Índices de Producción (IP) numéricos calculados serán altos también. La producción de los pozos se define fija

según la geometría de pozos estimada ($500 \text{ m}^3/\text{día}$ para los pozos verticales y $1500 \text{ m}^3/\text{día}$ para los horizontales). Esto implica que la variación entre la presión de fondo en producción y la presión media del reservorio será pequeña. De igual manera, las venidas de gas a los pozos y por tanto la recuperación final no serán controladas por los rendimientos de los de los pozos pero sí manteniendo una presión suficiente.

Técnicamente, los pozos horizontales ofrecen la doble ventaja de una producción máxima tres veces superior a la de los pozos verticales y un alcance mayor lo que *permite un mejor drenaje lateral* y todas estas ventajas con un mismo slot ocupado sobre la plataforma.

Los pozos equipados con cabezas de pozo submarinas permiten drenar zonas o inyectar en zonas no accesibles desde la plataforma. Estos pozos están *particularmente adaptados para una inyección periférica*.

Los pozos inyectores de agua son verticales en la sección del reservorio, ya sea perforados a partir de una plataforma, o equipados con cabezas de pozo submarinas. Su flujo de inyección máxima se fija en $1000 \text{ m}^3/\text{día}$. La presión de fondo autorizada en inyección máxima es de 540 bar con el objeto de no sobrepasar la presión de fracturación de la formación.

La duración de la perforación de los pozos verticales es de dos meses y de dos meses y medio meses para los pozos horizontales.

La figura 5-1 indica los diferentes parámetros para un pozo horizontal y uno desviado para nuestro caso.



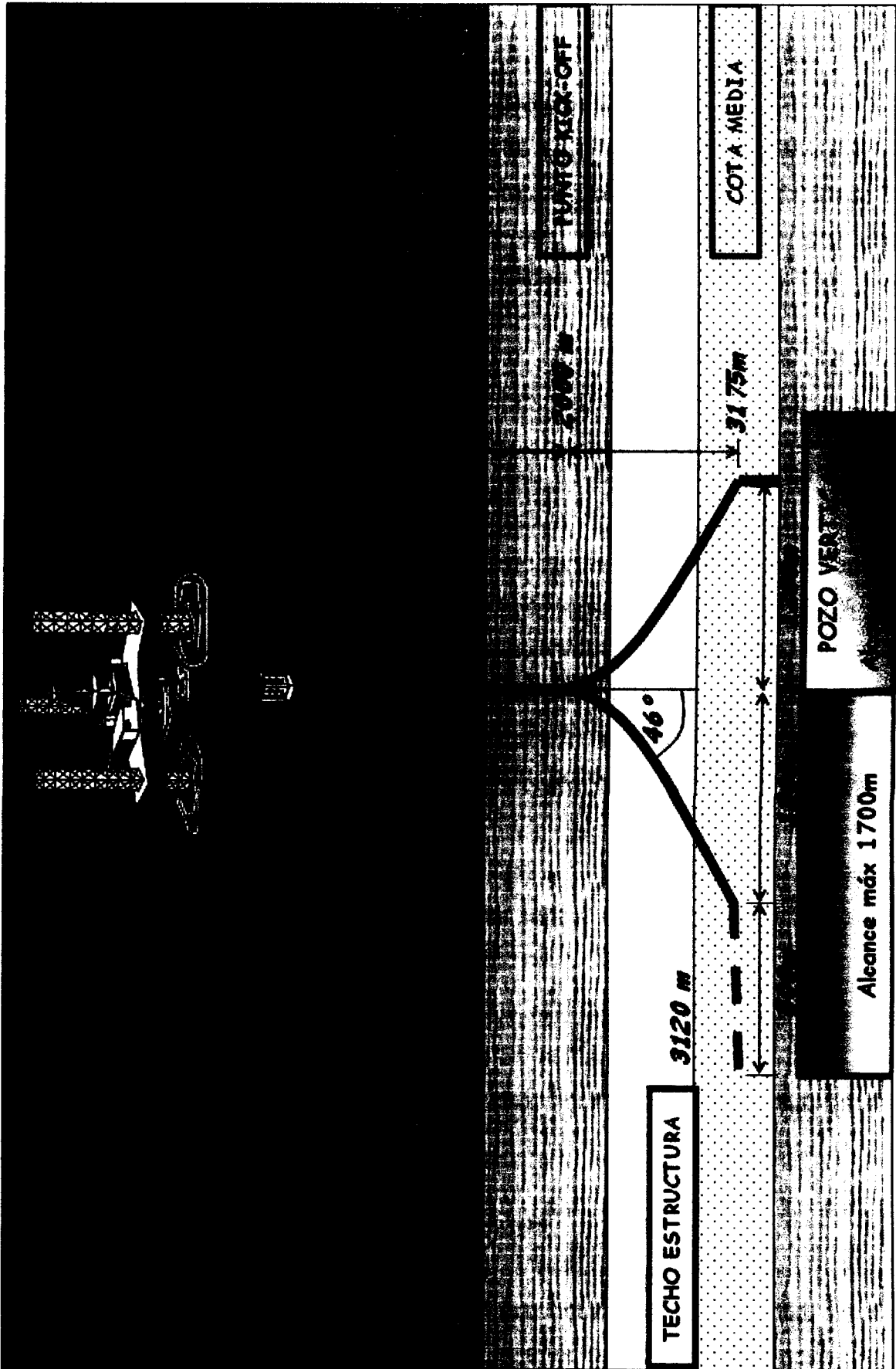


Figura 5-1: Arquitectura de un pozo vertical y uno horizontal

5.1.2 Análisis preliminar

5.1.2.1 Determinación de la meseta de producción

Luego de los cálculos analíticos, la inyección de agua se muestra claramente como la solución mejor adaptada para la explotación del campo Alwyn Este. Las restricciones impuestas para ello imponen una meseta anual de producción equivalente al 15 % de reservas. Dicha meseta es por lo tanto,

$$\frac{31.7 \times 10^6 \times 0.47 \times 0.15}{365} = 6125 \text{ m}^3 / \text{dia}$$

Luego, se fija este valor para el caso de base.



CIB-ESPOL

5.1.2.2 Esquema de explotación

La estructura es alargada (3 km x 7 km) en dirección Norte-Sur y la acumulación se reparte en dos cúpulas. La principal al norte contiene alrededor del 75 % de la acumulación. Estas dos cúpulas están lo suficientemente separadas, lo que nos impide considerar una posición de plataforma óptima para drenar o inyectar convenientemente las dos zonas impregnadas. Es necesario por lo tanto considerar la perforación de pozos equipados de cabezas de pozo submarinas y/o agregar una segunda plataforma.

Para sostener el ritmo de producción, se utilizará un esquema de explotación clásico: pozos productores situados en la parte central del yacimiento y una presión mantenida por una inyección periférica a lo largo del CCA.

Ya que el Ness es mucho menos permeable que el Tarbert y tiene muy poca producción, los pozos sólo serán perforados en el Tarbert. Desde el inicio se ha elegido un esquema robusto debido a la incertidumbre sobre las comunicaciones dinámicas entre el Tarbert y el Ness.

5.1.2.3 Marco de implantación de los pozos

Sabiendo que la actividad media de los pozos se estima a un 90 % (operaciones de mantenimiento), esto significa una capacidad productiva máxima de 6125 afectado por un factor de 0.9 resulta en 6800 m³/día. Teniendo la producción de cada uno de

los diferentes tipos de pozos se tomará como capacidad de producción diaria máxima 7000 m³/día.

El campo puede dividirse globalmente en dos partes: una zona Norte conteniendo más o menos el 75 % de las reservas y la zona Sur el 25 % restante. Por ello, los dos escenarios de explotación principales pueden estimarse: el uno con una plataforma y el otro con dos.

5.1.2.5 Esquema de explotación con 1 plataforma

a) Pozos de producción

La repartición de los pozos respeta la distribución de las reservas finales en las zonas Norte y Sur. Así, la capacidad de producción máxima en la zona Norte debe ser del orden de 7000 por un factor de 0,75 resulta en 5250 m³/día. Para la zona Sur, la capacidad de producción máxima debe ser de unos 1750 m³/día.

La plataforma estará por tanto situada en la zona Norte, y la producción de cada zona se efectuará de la siguiente manera:

Zona Norte: tres pozos horizontales más dos pozos desviados a partir de la plataforma

Capacidad de producción máxima: 5500 m³/día.

Zona Sur: tres pozos de producción submarina

Capacidad de producción máxima: 1500 m³/día

b) Pozos de inyección

A partir del valor de la relación B_o/B_w de 1.51, la capacidad máxima de inyección necesaria para mantener la presión es de 1.51 que multiplica los 7000 y esto resulta en 10600 m³/día. Por consecuencia, once pozos inyectoras (Capacidad máxima de inyección de 10600 m³/día) parecen ser la solución para mantener la presión y cumplir con las exigencias de economía para el caso de base.

5.1.2.6 Esquema de explotación de 2 plataformas

a) Pozos de producción

Por las mismas razones que en el esquema de una sola plataforma, la repartición de pozos productores sobre las diferentes zonas de acumulación del campo será la misma. La plataforma principal estará situada en la zona Norte mientras que la secundaria en la zona Sur (proporcionalmente a las acumulaciones).

En este esquema, la producción se efectuará con la ayuda de los pozos siguientes:

Zona Norte: tres pozos horizontales más dos pozos desviados a partir de la plataforma principal

Capacidad de producción máxima: 5500 m³/día.

Zona Sur: tres pozos de producción desviados a partir de la plataforma secundaria

Capacidad de producción máxima: 1500 m³/día.

b) Pozos de inyección

Así como para el esquema de una plataforma, se utilizarán 11 pozos inyectoros para mantener la presión del yacimiento.

En la figura 5-2 se muestra la ubicación de los pozos en los diferentes escenarios antes discutidos.



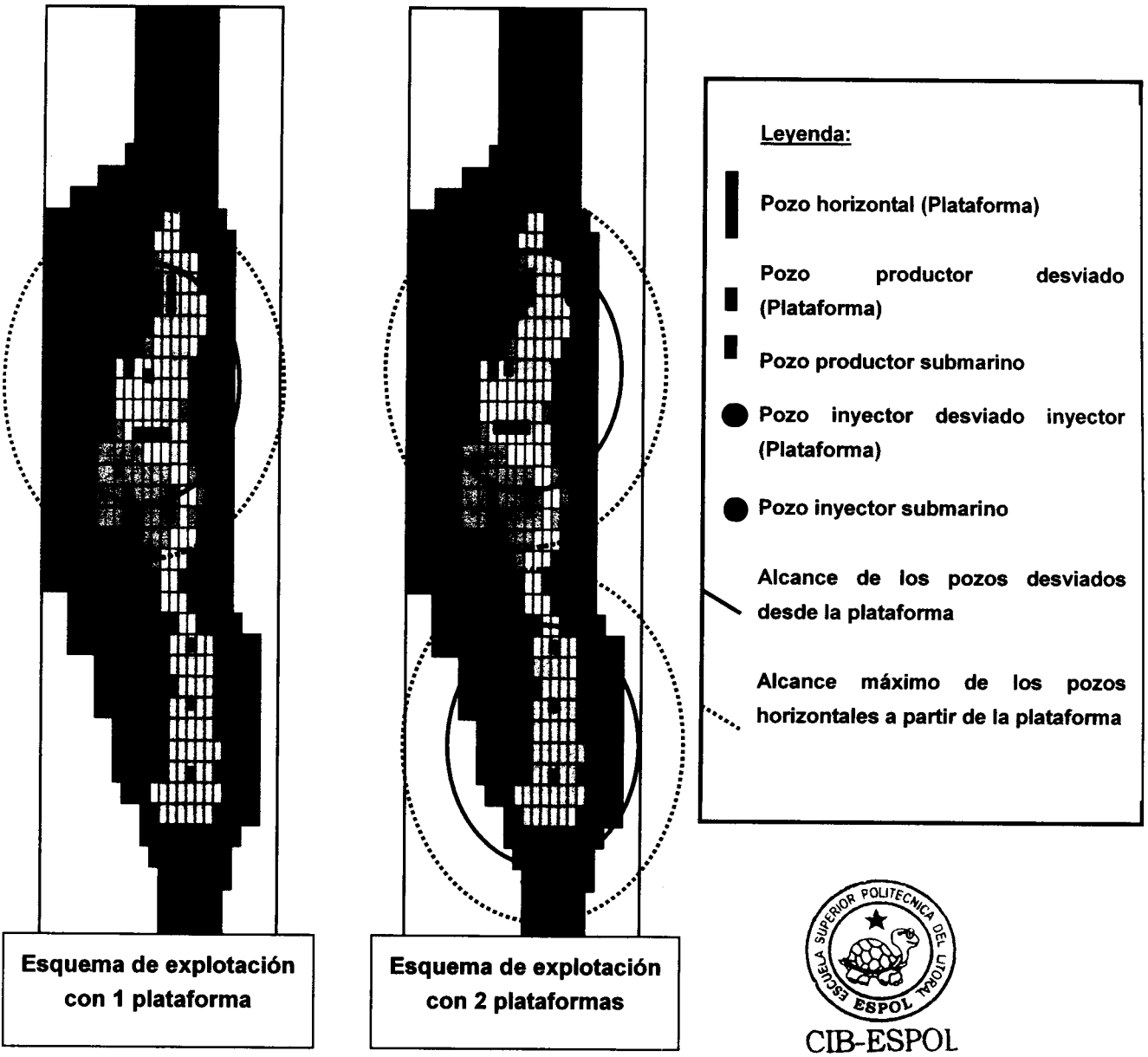


Figura 5-2: Carta Del Campo Para Los Dos Esquemas


5.2 PLANNING DE PERFORACIÓN

Una vez que se ha analizado el estudio económico, para esquemas de explotación comparables, el escenario de una plataforma presenta un costo más ventajoso que el de dos plataformas (853,8 millones de dólares contra 949,4 millones de dólares).

Con el fin de obtener una simulación realista del esquema de explotación se han elegido los tiempos de perforación se toman en cuenta en el planning de abertura de los pozos. Para la perforación se dispone de un RIG sobre la plataforma para los pozos perforados a partir de ésta así como de un barco de perforación para los pozos submarinos. Los pozos de producción se abren al mismo tiempo desde el final de su perforación. Los pozos V2 y H1 se abren al inicio de la producción, el 1 de enero de 2003.

Tabla 5-1: Planning de perforación para una plataforma

	2003												2004												2005						
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A			
Perforación a partir del RIG																															
Perfo. de pozos productores verticales													v4		V5																
Perfo. de pozos productores horizontales	H2 + H3																														
Perfo. de pozos inyectoros													i2+ i3+ i11																		
Perforación a partir del barco																															
Perfo. de pozos productores verticales	V3		V1																												
Perfo. de pozos inyectoros													i1+ i4 + i5 + i6 + i7 + i8 + i9 + i10																		



CIB-ESPOL

**Inicio de la
inyección de
agua**

5.3 OPTIMIZACIÓN DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN

La optimización del esquema de explotación tiene alcance sobre el posicionamiento de los pozos y también sobre la gestión de la inyección de agua.

En lo que concierne a la localización de los pozos, luego de una primera corrida se ha tenido en cuenta, observando las cartas en 2D del programa (2Dview), las zonas

donde la saturación final en crudo era grande. A partir de esta cartografía, el posicionamiento de los pozos productores ha sido ajustado para optimizar el barrido del crudo. La colocación de los pozos inyectoros tiene por objeto mantener la presión media del reservorio limitando las venidas de agua prematuras a los pozos. Estos posicionamientos toman igualmente en cuenta las restricciones económicas (por ejemplo tener el mínimo de pozos submarinos posible).

A continuación la producción de los pozos inyectoros ha sido controlada para limitar nuevas subidas de presión, siempre conservado una presión por encima de la de burbuja. Esto ha permitido retardar las venidas de agua a los pozos productores y por consecuencia mejorar las tasas de recuperación.



5.4 PROBLEMAS ENCONTRADOS

A partir del esquema de base establecido para el análisis preliminar se cambió el juego de datos que se tenía para optimizar la recuperación. Se constató que el esquema de inyección ensayado no permitía mantener la presión suficiente. La inyección iniciaba convenientemente y se podía observar una subida ligera de la presión del reservorio pero de una corta duración para finalmente llegar a un perfil de drenaje similar al de drenaje natural. Igualmente, se observó que una vez que el agua llegaba a los pozos, las subidas en el BSW eran particularmente rápidas y los pozos morían muy rápidamente. Este mal funcionamiento no permitía obtener una tasa de recuperación satisfactoria (de un 60 % más o menos).

Al inicio, podría haber sido que el esquema de explotación elegido (número de pozos inyectoros, localización de los pozos) estaba mal adaptado y se orientó la optimización en ese sentido. Sin embargo, a pesar de numerosas pruebas de diferentes esquemas de explotación posibles, no se lograba estabilizar la presión de reservorio en un valor esperado de unos 275 bar (25 bar sobre la presión de burbuja). De hecho el reservorio se comportaba exactamente como si toda el agua inyectada iba directamente a los pozos sin contribuir a mantener la presión del reservorio.

Luego, se pensó que el monitoreo de la inyección no había sido bien optimizado porque todos los “runs” efectuados anteriormente predecían una inyección a flujo constante igual a $1000 \text{ m}^3/\text{día}$ x número de pozos inyectoros considerados. Se revisó entonces el monitoreo de la inyección introduciendo una disminución en el flujo inyector en el curso de la explotación con el objeto de evitar las venidas de agua demasiado rápidas a los pozos productores. El resultado obtenido fue todavía más desfavorable.

En esta fase de búsqueda del error, se efectuó igualmente sensibilidades al tiempo de abertura productores/inyectoros. Igualmente, los intentos realizados en este sentido no permitieron conseguir un buen resultado. No importaba cual fuese la hipótesis analizada, no se mantenía la presión media del reservorio alrededor del valor deseado.

A este punto, se buscó la posible anomalía en el archivo que contenía los datos para saber cuál de ellos no permitía mantener la presión media. Pudiendo tratarse de valores erróneos de compresibilidades (crudo, agua, roca) lo que podría conllevar a un comportamiento anómalo. Se verificó la totalidad de palabras claves de éste ítem (SALINITY para el agua, PVT del crudo y ROCKCOMP para la roca) sin encontrar ningún problema en particular. El juego de datos de permeabilidades relativas también se revisó con cuidado, pero no se notaron errores.

Se revisó también el juego de permeabilidades para observar si la organización del campo de permeabilidad (presencia de fisuras) podría ser la causa del drenaje no satisfactorio. Por ello se intentó con un archivo GEOM.KEY prestado por otro grupo de trabajo, lo que condujo a una tasa de recuperación todavía más desfavorable a la que se obtenía con nuestro campo de permeabilidad horizontal.

Finalmente, se pudo encontrar el error que residía en una palabra clave que controlaba el comportamiento de los pozos productores (QWELL) que había sido mal definida. De hecho, se había impuesto una producción como objetivo para las pozos productores únicamente compuesta por la fase de crudo, en lugar de indicar al simulador que los $500 \text{ m}^3/\text{día}$ o $1500 \text{ m}^3/\text{día}$, según la geometría de los pozos considerados, podían tratarse de crudo y de agua:

QWELL pozo = SURFACE O 10 1500 en lugar de QWELL pozo = SURFACE WO 10 1500

Este comando llevaba a satisfacer una producción de crudo de 500 m³/día o 1500 m³/día pero desde que el agua ingresaba en los pozos, la producción del crudo se volvía muy elevada porque el modelo continuaba queriendo satisfacer una producción de crudo máxima. Por ello, toda el agua inyectada era directamente expulsada por los pozos productores sin contribuir siquiera a mantener la presión.



5.5 ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN OPTIMIZADO: RESULTADOS

La simulación que brindó los mejores resultados significa una producción, N_p de $18,35 \times 10^6 \text{ m}^3$, y resulta económicamente como se muestra en la tabla 5-2.

Tabla 5-2 Resultados finales

	<i>Porcentaje (%)</i>	<i>Reservas (10⁶ m³)</i>	<i>Reservas (10⁶ Barriles)</i>	<i>Precio Barril (USD)</i>
Recuperación	57,9	18,4	115,4	7,398

Este resultado es sorprendente si se toma en cuenta los 47,3 % de recuperación evaluada durante el periodo de Balance de Materiales. Sin embargo, dos hipótesis simplificadoras del Balance de Materiales contribuyen a explicar esta diferencia.

Por un lado, se supuso que el acuífero era inactivo en el cálculo de recuperación por inyección de agua. Se constata que el acuífero tiene muy buenas permeabilidades así como un volumen de agua en sitio importante (cinco veces el volumen del crudo en sitio en el Tarbert y 33 veces el del crudo en sitio del Ness). Así se constata que por no haber tomado en cuenta la actividad del acuífero los cálculos analíticos llevan a una tasa de recuperación de alrededor un 10 % inferior al obtenido por la simulación numérica.

Por el otro lado, en el cálculo de las eficiencias de barrido del crudo por inyección de agua, se tomó en cuenta un valor de saturación media en agua detrás del frente de

barrido muy pesimista. De hecho, el valor se obtuvo despreciando el efecto de la gravedad (el reservorio admite una pendiente fuerte), a partir de un ábaco construido empíricamente y con la hipótesis de un patrón dado no respetado en el esquema de explotación). De las figura C4 a la C11 se muestran las principales características para el caso optimizado a lo largo del tiempo de producción, y además el anexo D, Archivo.EDO muestra el documento que sirvió para hacer las ejecuciones (*runs*) dentro del programa ATHOS.

5.6 ESTUDIO DE SENSIBILIDAD – ROBUSTEZ DEL ESQUEMA ELEGIDO

A partir del caso de base presentado más arriba, se efectúan sensibilidades de los parámetros más inciertos. Estos tests de sensibilidades permiten evaluar si el parámetro considerado influye fuertemente sobre las recuperaciones esperadas y por tanto de poner a prueba la robustez del esquema de explotación con respecto a las incertidumbres mayores.

Al terminar los tests de sensibilidad, se debe ser capaz de proponer una solución que permita remediar el problema puesto en juicio.

5.6.1 Sensibilidad a la relación K_v/K_h



CIB-ESPOL

La relación de permeabilidades k_v/k_h presenta una incertidumbre grande. De hecho, esta se evalúa a partir de la interpretación de un solo ensayo de pozo (el pozo N11) al cual se encuentran ligadas numerosas incertidumbres (la posición del pozo, el intervalo perforado, la altura efectiva).

En este estudio de sensibilidad del k_v/k_h , las tres capas del modelo numérico se cambian de valores de 10^{-1} a 10^{-2} .

El caso de base no predice ninguna perforación en el Ness 2 porque, teniendo la incertidumbre sobre este parámetro y un valor bastante degradado debido a la

litología de este nivel, se eligió desde el inicio un esquema de producción robusto sobre este aspecto.

Se constata por tanto que la disminución de reservas debida a la introducción de una relación de anisotropía vertical desfavorable es pequeña (3 % de las reservas obtenidas en el caso de base). Esta disminución se explica por una producción acumulada menos favorable de los pozos horizontales (únicamente perforados en el Tarbert 3) y que son alimentados menos eficientemente por el Tarbert 2 y 1.

5.6.2 Sensibilidad a la falla



CIB-ESPOL

En el caso de base, la falla no ha sido tomada en cuenta y el caso de base supone por tanto que la falla no tiene influencia sobre los flujos de fluidos.

Sin embargo, el ensayo de pozo no es compatible con la presencia de una falla, pero la mala calidad de las últimas medidas de presión no permite concluir con certeza.

De esta manera, parece indispensable estudiar la robustez del caso base a la reducción de la transmisividad horizontal ciertamente introducida por la falla.

La falla se ubicó en el techo de la estructura porque muestra en esta zona un hundimiento importante de unos 20 m. Se consideró que la falla está exactamente en el eje del mallaje y se estima un coeficiente multiplicador de transmisividad de 0,01 en la dirección equis creciente entre la columna dos y tres.

Se puede recalcar que dos pozos inyectores están situados al oeste de la falla. Se observa una influencia menor de la falla sobre la tasa de recuperación. Dicha tasa es inclusive ligeramente mejorada porque la reducción de la transmisividad frena la llegada del agua inyectada a los pozos productores.

5.6.3 Sensibilidad k_r cruzadas

Utilizar las permeabilidades relativas dichas "cruzadas" consiste en remplazar el modelo de las curvas de permeabilidades, por otro solamente con los datos de los puntos límites de las curvas $k_r = f(S_w)$.

Este procedimiento apunta a tomar en cuenta eventuales resultados de puesta a la escala del reservorio de las curvas de permeabilidades relativas proporcionadas desde el laboratorio y medidas a la escala del núcleo.

Se constata que la recuperación en este caso es la mejor (15 % de diferencia relativa). Esto se explica por el hecho de que en el caso de las permeabilidades cruzadas, el modelo numérico considera funciones afines $k_r = (S_w)$ pasando por los puntos límites marcados. Así a la vez el crudo y el agua pasan a ser en más móviles absolutamente hablando (porque las rectas se sitúan por encima de las curvas normales de k_r). Sin embargo, en lo relativo al crudo, éste gana en movilidad (directamente proporcional a k_{ro} o k_{rw}) que el agua. Esto explica en particular (en el caso de las permeabilidades relativas cruzadas) que el crudo es todavía más móvil que el agua a la vez al inicio de la producción (para las S_w pequeñas), y al final de la producción (para las S_w grandes).

5.6.4 Sensibilidad a los bancos de carbón



CIB-ESPOL

Se ha estudiado el efecto sobre el "run" de base tomando en cuenta los bancos de carbón entre la capa del Tarbert y el Ness, las que son correlacionables a la escala de la estructura. En la práctica se introduce un 1 % entre la capa del Tarbert y el Ness. Se obtienen los resultados siguientes:

La recuperación es ligeramente menos buena (4 % de diferencia relativamente). Habiendo hecho la elección desde el inicio del estudio, de un esquema robusto en vista de eventuales malas comunicaciones verticales entre el Ness y el Tarbert (sin perforaciones en el Ness 2), el efecto de introducción de los bancos de carbón no es perjudicial (comparativamente a un esquema de explotación habiendo elegido una inyección de agua en el Ness que será por consecuencia menos robusta al efecto de los bancos de carbón).

La ligera disminución se explica por un soporte menos eficiente del acuífero del Ness en el caso en el cual los bancos de carbón son representados.

5.6.5 Sensibilidad al valor de skin de los pozos

En el caso de base se consideran pozos sin skin que los deteriore. El análisis de la subida de presión registrada en el pozo N11, conduce a un valor de skin perjudicial del orden de veinte. Un "run" de sensibilidad sobre este parámetro brinda un valor de "skin" de treinta.

Como ha sido dicho anteriormente, los grandes valores de permeabilidad conducen a fuertes valores de IP. La producción en superficie ha sido impuesta, la recuperación final del "run" de base no está controlada por los desempeños de los pozos luego de que los pozos se cierran bajo la restricción del límite de arribo de agua y no debido a la relación gas a crudo.

Se verifica que estas condiciones son siempre corroboradas en el caso de un skin de deterioro fijado en treinta.



CIB-ESPOL

5.6.6 Sensibilidad al campo de permeabilidad

El campo de permeabilidad forma parte también de los parámetros sobre los cuales hay muchas incertidumbres. Con el objeto de verificar la influencia de la permeabilidad, se hizo una simulación de otro ensayo. El resultado en producción acumulada muestra que este parámetro tiene una influencia importante sobre la recuperación.

5.6.7 Resumen de sensibilidades

Con la perspectiva de sintetizar los resultados de sensibilidades, se ha hecho un ajuste a una distribución probabilista a la ley normal, con la ayuda de la macro de Microsoft Excel "Cristal Ball", considerando las diferentes simulaciones de sensibilidad como igualmente probables. A partir de esta distribución, se puede estimar las diferentes reservas para cada uno de los cuantiles. Tabla 5-3.

Tabla 5-3: Comparación del caso de base con las sensibilidades

	Np ($\times 10^6 \text{ m}^3$)	RF (%)
Caso de base	18,4	58,0
Caso con $k_v/k_h = 10^{-2}$	17,8	56,1
Caso con la falla	18,5	58,2
Corrida de k_r cruzadas	21,4	67,5
Caso de bancos de carbón	17,6	55,3
Caso Skin de pozo = 30	18,4	58,0
Caso del campo de Kabs	17,2	54,2

5.7 Parámetros obtenidos de la distribución

Tabla 5-4: Análisis con Cristal Ball

Parámetro	Valor
Número de Intentos	5000
Media	18,465
Mediana	18,460
Desviación estándar	1,385



Analizando los cuantiles de la distribución (Tabla 5-4), estos valores deben ser tomados en cuenta con muchas precauciones, en vista del bajo número de simulaciones efectuadas con las diferentes sensibilidades: el ajuste de la distribución es muy aproximativo. Sin embargo, permite tener una idea de la robustez del esquema de explotación y de la magnitud de las diferencias con respecto a la producción acumulada prevista.

Tabla 5-5: Percentiles y Volúmenes resultantes

Percentil	Volúmenes 10^6 m^3
0%	13,360
10%	16,715
25%	17,538
50%	18,460
75%	19,398
90%	20,230
100%	23,282

Se encuentra que la aproximación analítica del estudio de explotación permite distinguir los dos tipos de recuperación secundaria: la inyección de agua y la inyección de gas. Los 12 % de diferencia entre los factores de recuperación calculados por los dos mecanismos de drenaje constituyen de hecho una diferencia mínima, en el modelo aquí elegido. Es más, la gravedad habiendo sido considerada en el caso de la inyección de gas, el factor de recuperación aquí obtenido es el más optimista para este tipo de recuperación. La actividad del acuífero, que no fue tomada en cuenta en el caso de inyección de agua, el factor de recuperación calculado es el más pesimista (todo lo demás es igual).

Así, esta aproximación analítica permite discriminar el método de inyección de gas con relación al de inyección de agua. Es un esquema de producción por inyección de agua, el que será estudiado entonces por los métodos numéricos.

Las sensibilidades realizadas a partir del caso de base optimizado muestra la necesidad de reducir las incertidumbres sobre algunos parámetros.

Habiendo decidido desde el inicio del estudio construir un esquema robusto hacia una eventual "desconexión" dinámica entre el Tarbert y el Ness, se han penalizado la recuperación final casi no drenando el Ness (a excepción de lo que se deba a la actividad del acuífero).

Con el fin de quitar la incertidumbre sobre este parámetro, se sugiere efectuar un test de interferencia entre un pozo perforado en el Tarbert y otro perforado en el Ness. Una vez deshecha esta incertidumbre, se podrá aumentar la recuperación en el caso de la comunicación dinámica entre las dos capas. De hecho, la inyección se hará en el Ness y permitirá un mejor drenaje de este nivel.

Por otro lado, se constata que el campo de permeabilidades horizontales resultante de una realización geoestática afecta significativamente la recuperación final para un esquema de desarrollo dado. Será por tanto importante continuar con los estudios de caracterización del reservorio a partir de los datos adquiridos durante la explotación del campo con el fin de conseguir una mejor comprensión de la

distribución del campo de permeabilidades, y de optimizar así el esquema en curso de desarrollo.

Por otro lado, sería interesante efectuar un estudio para llevar a escala las curvas de permeabilidades relativas brindadas por el laboratorio y medidas a la escala de un testigo. Por lo tanto este factor incide sobre la recuperación final y por tanto sobre el dimensionamiento de las instalaciones de superficie.

El esquema propuesto previene un número importante de pozos equipados en cabeza de pozo submarino. Ahora bien, se sabe que el monitoreo de este tipo de pozos es más delicado que el de los pozos perforados y conectados directamente a la plataforma. La optimización de la recuperación final pasa por un monitoreo de la inyección de agua. Se recomienda por lo tanto realizar un estudio específico precisando las consignas para así optimizar este monitoreo.



CIB-ESPOL

BIBLIOGRAFÍA

- COSSÉ, R. (1988): Techniques d'Exploitation Pétrolière, Le Gisement. Éditions Technip, Paris [1].
- BOURDAROT, G. (1996): Essais de Puits. Éditions Technip, Paris [2].
- GRAVIER, J.F. (1986): Propriétés des Fluides de Gisements, Cours de Production, Tome 2. Technip, Paris [3].
- GUILLEMOT, J. & MELÉNDEZ, F., (1971): Geología del Petróleo. Institute Français du Pétrole / Paraninfo, Madrid [4].
- McGRAY, A. & COLE, F, (1963): Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros. Cia. Edit. Continental, México D.F. [5].
- SLIDER, H., (1976): Petroleum Reservoir Engineering Methods, An Energy Conservation Science. The Petroleum Publishing Company, Oklahoma [6].



CIB-ESPOL

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE MINAS**

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y
COMBUSTIBLES**



**EVALUACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RESERVAS DEL YACIMIENTO BRENT EAST
EN EL MAR DEL NORTE**

DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO

JOHNNY LEÓN TORRES

FEBRERO-2003



CIB-ESPOL

1 CÁLCULO Y ANÁLISIS ECONÓMICO

1.1 CÁLCULO DE ESCENARIOS

La comparación económica de los dos escenarios, permitió hacer la elección más conveniente entre los dos escenarios *off-shore*, esto es en el mar.

1.1.1 Esquema de una plataforma

En la Tabla 1-1 se muestran el cálculo del total para la construcción de una sola plataforma.

Tabla 1-1: Esquema de una plataforma

Plataforma	Costo unitario (millones USD)	Cantidad	Costo Total (millones USD)
Plataforma principal	600,00	1	600,00
Plataforma secundaria	210,00	0	0
Pozo desviado a partir de la plataforma	4,70	5	23,50
Pozo horizontal a partir de la plataforma	7,10	3	21,30
Pozo vertical submarino + pipping	19,00	11	209,00
			853,80

1.1.2 Esquema de dos plataformas

Como se hizo para el escenario anterior, se calcula en la Tabla 1-2, este nuevo caso.

Tabla 1-2: Esquema de dos plataformas

Plataforma	Costo unitario (millones USD)	Cantidad	Costo Total (millones USD)
Plataforma principal	600,00	1	600,00
Plataforma secundaria	210,00	1	210,00
Pozo desviado a partir de la plataforma	4,70	13	61,10
Pozo horizontal a partir de la plataforma	7,10	3	21,30
Pozo vertical submarino + pipping	19,00	3	57,00
			949,40

1.2 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS Y ELECCIÓN

Para los esquemas antes calculados económicamente y que son comparables desde el punto de vista técnico, se prefiere elegir el escenario de una plataforma pues presenta un costo más ventajoso que el de dos plataformas (853,80 millones de dólares contra 949,40 millones de dólares)

2 RESULTADOS ECONÓMICOS DEL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN OPTIMIZADO

La simulación que brindó los mejores resultados implica una producción significaba una producción, N_p , de $18,35 \times 10^6 \text{ m}^3$, y basándose en el precio del escenario elegido anteriormente se puede llegar a uno de los valores más decisivos del proyecto, el precio de producción del barril de petróleo alcanzado. La tabla 2-1 presenta el final del análisis económico.

Tabla 2-1: Valores finales optimizados

	<i>Porcentaje (%)</i>	<i>Reservas (10^6 m^3)</i>	<i>Reservas (10^6 Barriles)</i>	<i>Precio Barril (USD)</i>
Recuperación	57,90	18,40	115,40	7,398



CIB-ESPOL

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE MINAS**

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

INSTITUTO FRANCÉS DEL PETRÓLEO

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y
COMBUSTIBLES**



CIB-ESPOL

**EVALUACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RESERVAS DEL YACIMIENTO BRENT EAST
EN EL MAR DEL NORTE**

DOCUMENTO N° 3: ANEXOS

JOHNNY LEÓN TORRES

FEBRERO-2003

A. TABLAS DE RESULTADOS

A.1 SÍNTESIS DE RESULTADOS, DRENAJE NATURAL

	DRENAJE NATURAL		
	Tarbert	Ness	Observación
DATOS			
N (10^6 m^3)	29,19	2,54	
So (%)	89	70	
Swi (%)	11	30	
Boi	1,589	1,589	Compuesto
Bob	1,664	1,664	Compuesto
Bwi	1,030	1,03	Desde una muestra
Bwb	1,037	1,037	Desde una muestra
Co ($\times 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$)	2,52	2,52E	Calculada
Cp ($\times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$)	2,40	2,40	Dato del modelo
Cw ($\times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$)	4,50	4,50	Desde una muestra a 350 bar y 110°C
Ce ($\times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$)	2,84	3,05	Calculada
Pi (bar)	446	446	
Pb (bar)	258,5	258,5	
Delta-P (bar)	187,5	187,5	
Bw	1,037	1,037	Desde una muestra a Pb y 110°C
W (10^6)	173,8	86,5	
RESULTADOS	Acuífero inactivo		
Np (10^6 m^3)	1,49	0,14	
RF por reservorio (%)	5,1	5,5	
RF Tarbert & Ness (%)	5,1		
RESULTADOS	Acuífero activo		
Np (10^6 m^3)	2,9	0,8	
RF para cada reservorio (%)	9,9	32,7	
RF Tarbert & Ness (%)	11,7		



CIB-ESPOL

A.2 SÍNTESIS DE RESULTADOS, INYECCIÓN DE AGUA Y DE GAS

			+ INYECCION DE AGUA
Eficiencia superficial (%)	99,0	99,0	fw=97%
Kro (Swi)	0,8	0,8	
Krw (Somw)	0,093	0,093	
Krw (Sorw)	0,25	0,25	
Mhu w	0,28	0,28	A 110°C
Mhu o a Pb	0,269	0,269	
Mobility Ratio	0,11	0,11	Cambia muy poco con la corrección Sorw/Somw
Reciproco de Mob	8,95	8,95	
Eficiencia Microscópica (%)	59,0	46,4	Cambia bp con la corrección Sorw/Somw
Swi	0,11	0,3	
Swm	0,635	0,625	Swm evaluado por el método de Welge
Sorw	0,2	0,25	con BSW lim = 97%
Eficiencia vertical (%)	90,0	45,0	función de la homogeneidad de las capas
Eficiencia total (%)	52,6	20,7	
N (x 10 ⁵ m ³)	29,19	2,54	
Np (ND) a Pb (10 ⁵ m ³)	1,49	0,14	
N a Pb (10 ⁵ m ³)	27,7	2,40	
Npwi a Pb (10 ⁵ m ³)	14,6	0,50	
Np (ND + WI) a Pb (10 ⁵ m ³)	16,05	0,64	
RF (ND + WI) a Pb (%)	55,0	25,0	
RF (ND + WI) a Pb GLOBAL (%)	47,4		
			+ INYECCION DE GAS
Eficiencia Superficial (%)	78,0	84,0	Tomando del Cossé p249 a fg 78%
kro (Soi)	0,8	0,8	Sensibilidad a estudiar Kro a Sg=0 o Sg=Sgc=7,5%
krg (Sgm)	0,17	0,08	De las curvas de Kr G/O
krg (Sorg)	0,68	0,4	
Mhu g	0,0168	0,0168	A 110°C = 233°F
Mhu o	0,269	0,269	
Relación de Movilidad (M)	3,40	1,60	
Reciproco de (M)	0,29	0,62	
Eficiencia Microscópica (%)	47,2	40,0	
Soi	0,89	0,7	
Sgm	0,42	0,28	Del método de Welge con GOR lim = 1500
Sorg	0,26	0,45	
Eficiencia vertical (%)	90,0	45,0	Areniscas homogéneas y buenas
			Arcillas y areniscas alternadas
Eficiencia total (%)	33,1	15,1	
N (10 ⁵ m ³)	29,19	2,54	
Np (ND) a Pb (10 ⁵ m ³)	1,49	0,14	
N a Pb (10 ⁵ m ³)	27,70	2,40	
Np (GI) a Pb (10 ⁵ m ³)	9,18	0,36	
Np (ND + GI) a Pb	10,67	0,50	
RF (ND + GI) a Pb (%)	36,5	19,8	
RF (ND + GI) GLOBAL (%)	35,2		



CIB-ESPOL

A.3 ANÁLISIS PVT DE LAS DIFERENTES FUENTES DE DATOS

	Pozo 39-A2 - Octubre 1976				Pozo 39-N3 - Agosto 1987				Pozo 39-A4				Muestreo de fondo			
	FIT 14	FIT 15	MFE	PCT 1	PCT 2	Separador crudo	1116-36 Separador Gas	12119 Separador Gas	15788 Separador Gas	4478 Separador Gas	4479 Separador Gas	1024 Separador Crudo		20475-61 Separador Crudo	22478-141 Separador crudo	22024-40 Separador crudo
Condiciones de muestreo y trensp.	Ok	Ok				Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok		
Presión de muestreo de fondo superior a la presión de burbuja	Ok	Ok				Sin muestreo de fondo										
Presión de fondo en producción superior a la presión de saturación	Sin muestreo de superficie					Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	-
Análisis Composicional Coherente	ND	ND	Ok	ND	ND	Ok	ND	ND	Ok	Ok	Ok	Ok	ND	ND	Ok	ND
GOR <small>Reconstrucción = GOR separador</small>	Sin muestreo de superficie						Ok						Ok			-
Profundidad	3253 m	3227 m	3207 m	ND	ND	ND - 3930 - 4000 m (bajo mesa rotatoria)						3136,3 m				ND
Presión RFT	6640 psi	6516 psi	-	-	-		446 bar					444,5 bar				ND
Presión de Yacimiento	6530 psi	6503 psi	ND	ND	ND		445 bar					445,5 bar				ND
Coherencia de presiones de yacimientos con las presiones RFT	Ok	Ok	ND	ND	ND		Ok					Ok				ND

ND: No Disponible



B INTERPRETACIÓN DEL ENSAYO DISPONIBLE DEL POZO N11

Objetivo del análisis de los ensayos

Validación de la hipótesis de $Kv/Kh = 0.1$ utilizada en el modelo numérico



Datos

Se dispone de un juego de mediciones de presión (build-up y draw-dawn) proporcionado por un test efectuado sobre el pozo N11 en producción (1500 horas de registros introducidas en el PIE). Se sabe que el pozo N11, del cual no se posee ningún dato del pozo, estratigráficamente es muy parecido al A4.

Se piensa igualmente que la altura perforada sobre este pozo era de 26 m, porque es el valor introducido en el PIE que se nos ha dado. Por el contrario, no se tiene información sobre el nivel del reservorio ensayado pero se hace la hipótesis de que se trata del Tarbert 3 porque a priori un pozo productor se perfora sobre la mejor zona reservorio.

No se sabe tampoco como está posicionado el intervalo perforado sobre el reservorio. Se asumirá que se trata de 26 m situados en el tope del mismo. PIE se retomó íntegramente sin validación de los datos introducidos.

Primera aproximación

Un análisis de tipo quick-look de la derivada de la subida de presión indica que :

- Ha habido verdaderamente problemas de pozo, porque al final de la subida de presión los datos son de mala calidad (ruido)
- La forma de la derivada no muestra claramente una perforación parcial
- La subida de la derivada al final del ensayo puede indicar la presencia de una falla que podría corresponder a la falla mayor N-S situada al este del pozo A4

Interpretación

- Una primera hipótesis consistió en suponer que el flujo radial circular se haya dado sobre la totalidad del Tarbert (es decir 64 m) pero esta hipótesis conduce a un valor de $k_v k_h$ mucho más grande para que esta hipótesis pueda ser aceptada (un valor cercano a la unidad).
- La segunda hipótesis consiste en suponer que el flujo radial circular se desarrolla únicamente a la derecha del nivel Tarbert 3 (es decir una altura de 38 m). Esta hipótesis lleva a un valor de $k_v k_h$ de 0,12 que es coherente.

Resultados

Esta hipótesis conduce a los resultados siguientes:

Presión inicial	452 bar
Capacidad de pozo	0.0103 m ³ /bars
Skin (perfo.)	19.5
Kabs	21 mD
Kv/Kh	0.12
Hu	42 m
Skin(Global)	34.7
Distancia de la falla al pozo	Unos 150 m



La distancia a la falla encontrada es coherente con la distancia leída sobre la carta. Por otro lado, se observa un skin particularmente elevado, para este tipo de formación consolidada. Se puede utilizar, el tipo de lodo utilizado en la perforación.

C FIGURAS

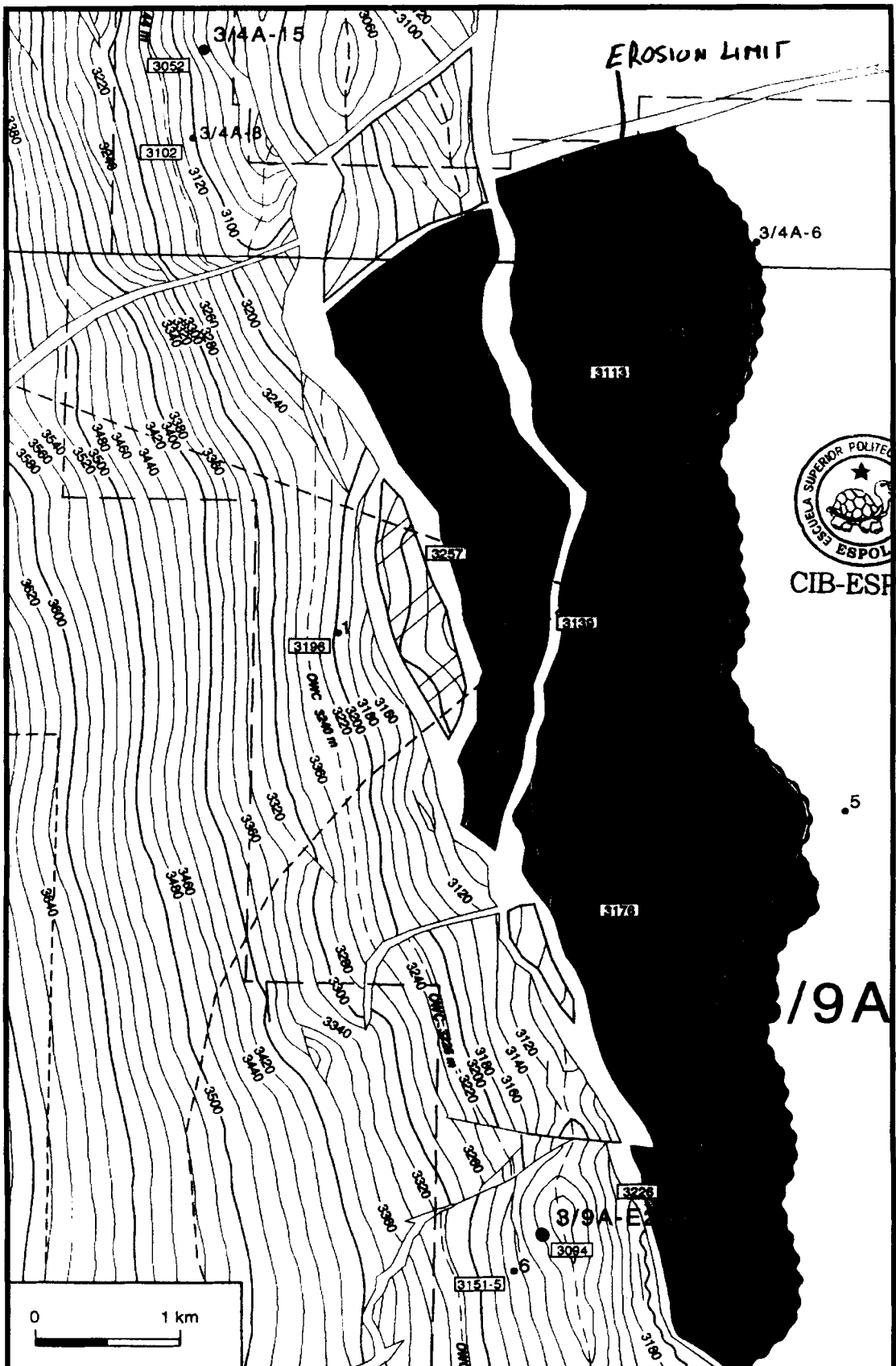


Figura C.1: Curvas de iso profundidades en el Tope del Brent

ALWYN NORTH FIELD SCHEMATIC STRUCTURAL CROSS-SECTION



Figura C-2: Corte Esquemático del Campo Alwyn North

ESQUEMA DEL CORTE GEOLÓGICO NORTE - SUR

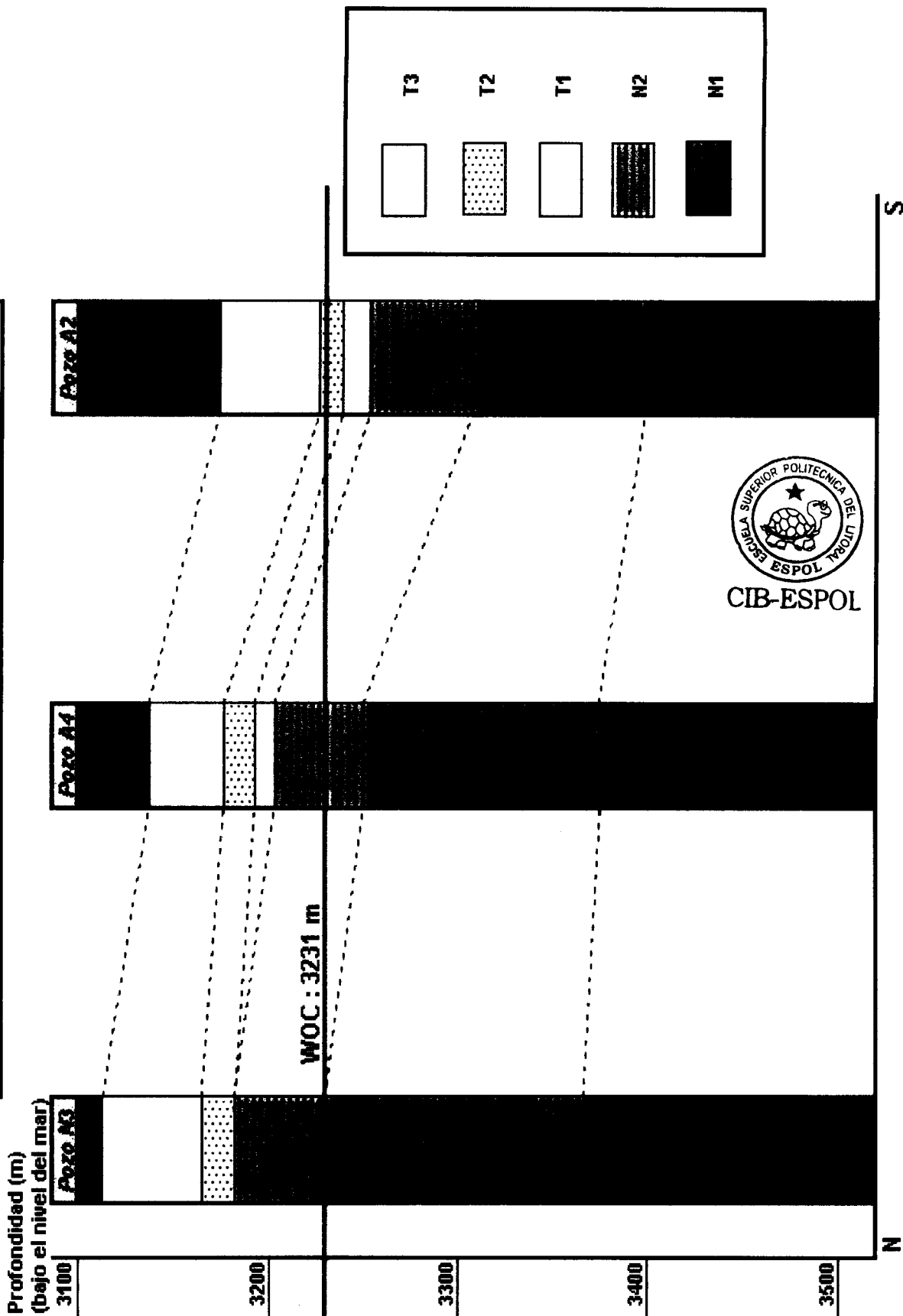


Figura C-3: Esquema de los Estratos por cada pozo en la dirección N-S

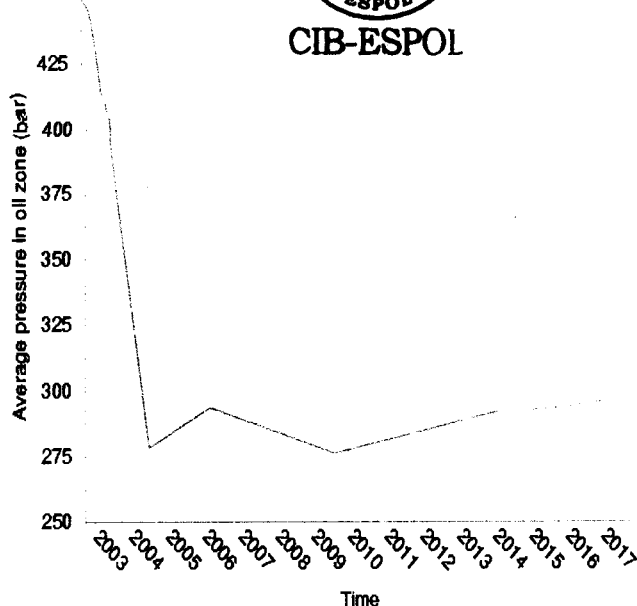
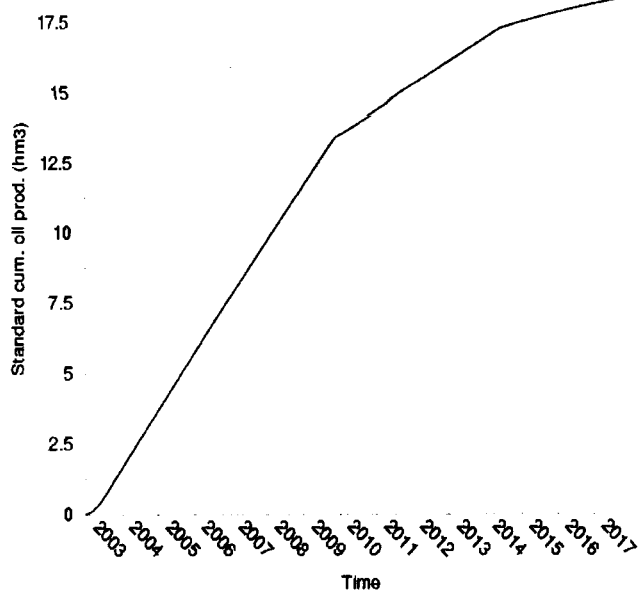


Figura C-4: Evolución de Np durante la producción

Figura C-5: Presión media con respecto al tiempo

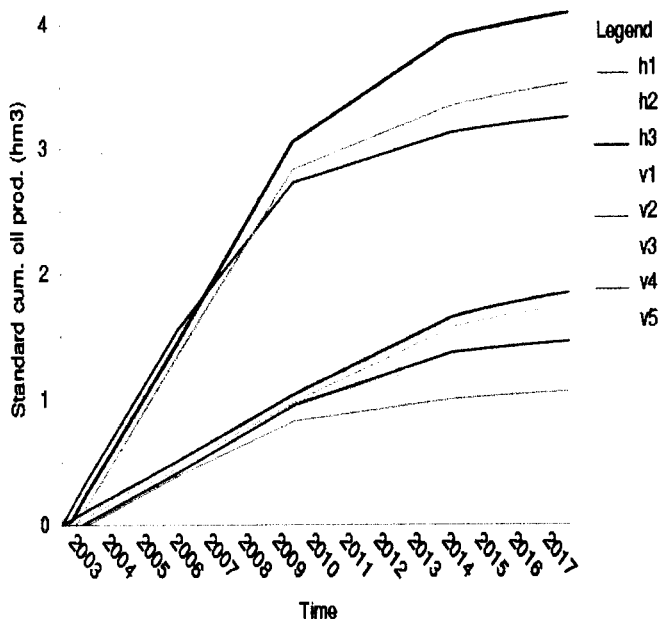


Figura C-6: Np por cada pozo productor

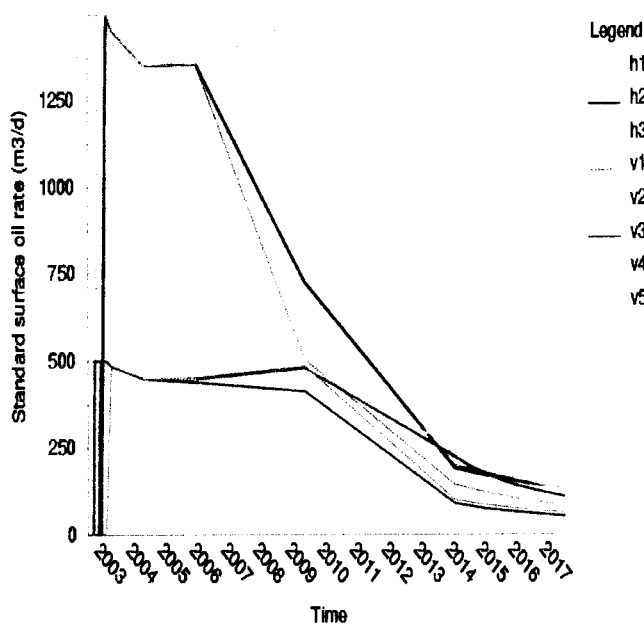


Figura C-7: Qo en pozos productores

Figura C-10: Water-cut de pozos productores

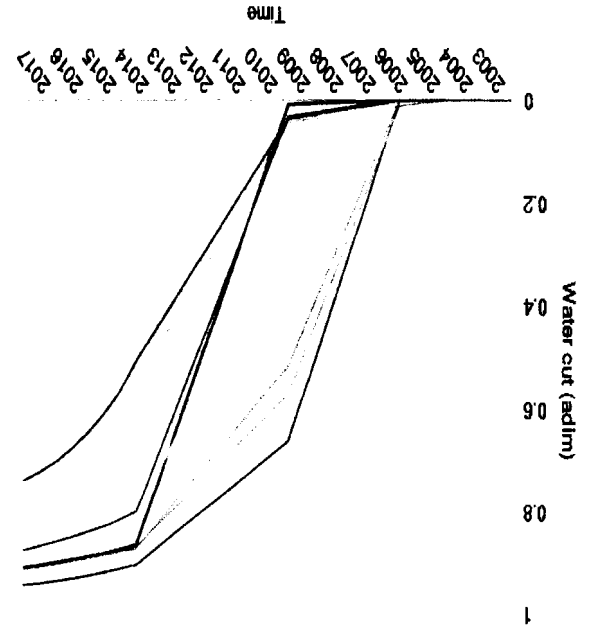


Figura C-11: GOR de los pozos productores

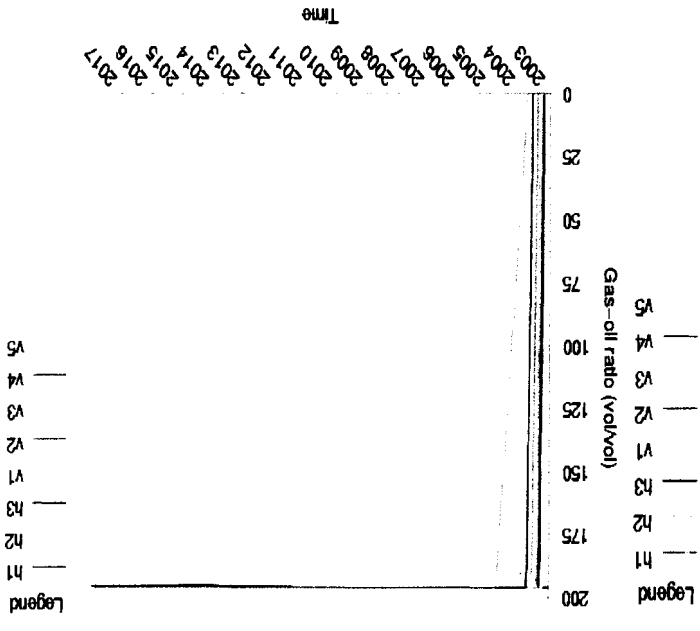


Figura C-8: Qo y GOR

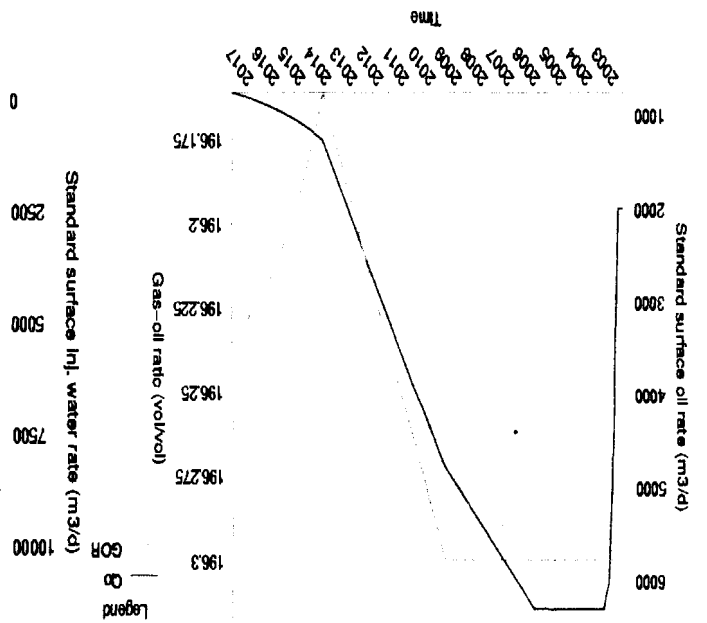
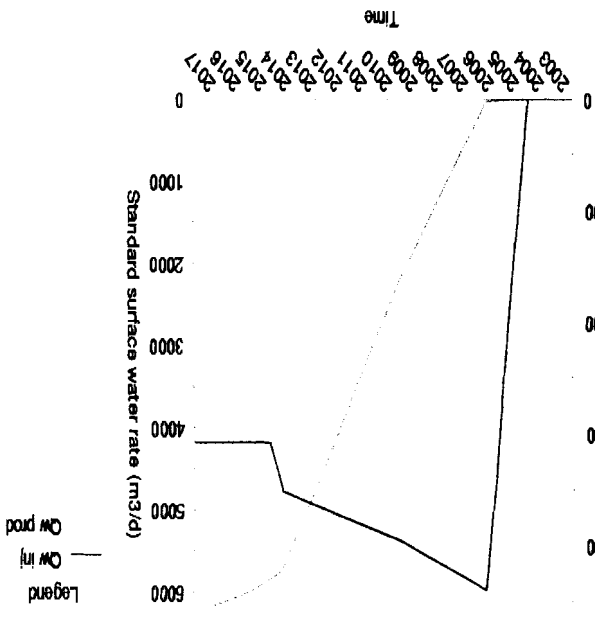


Figura C-9: Flujo Total Agua en pozos prod. e iny.



CIB-ESPOL



D ARCHIVO .EDO PARA EL PROGRAMA ATHOS

Aquí se muestra el listado de comandos y la estructura del archivo con el que trabaja el programa ATHOS para conseguir la modelización de este proyecto.

```

<*****GENERAL DATA*****>
  USERNAME = "LAMBDA"
  TITLE    = "Brent East Alwyn North "
           = "Tarbert (3, 1+2), Ness (2)"
  UNIT     = PMU
  Z-AXIS   = UP
  RESTART  = NO
<*****GEOMETRY*****>
>
  LAYER1   = TOP
  GRIDTYPE = XYZ
  GRIDSTRUCT = REG
  NXYZ     = 19 46 3
<-----
CALL geom.key
<-----
<
KZHRATIO 1:19 1:46 1:2 = 0.1
KZHRATIO 1:19 1:46 3   = 0.1
ROCKCOMP  = 0.24E-4
<*****THERMODYNAMICS*****>
<
TEMP      = 111.
<
<----WATER
<
SALINITY  = 17.E-3
<
<----OIL
<
RHOO      = 0.827
<-----SATURATED OIL
PVTDIFBO =
<
  P          BO          RS          MU
<  bara      rm3/Sm3     Sm3/m3     cP
  258.5      1.928       264.7       0.269
  248.8      #           #           0.274
  240.5      #           #           0.283
  211.5      1.744       205.1       #
  205        #           #           0.317
  186.1      #           #           0.336
  169.5      1.623       164.1       #
  157.3      #           #           0.378
  137        #           #           0.409
  128        1.525       129         #
  99         #           #           0.482
  86.5       1.439       97.7        #
  62         #           #           0.556
  43         1.374       65.2        #
  20.7       #           #           0.713
  8.3        #           #           0.797

```



8.3 # # 0.797
 1 1.089 0 1.137

<-----UNDER SATURATED OIL

PVTMONO =

< P	BO	MU
< bara	rm3/Sm3	cP
475	1.804	0.368
446	1.841	#
421	1.849	#
401.5	1.857	#
378	1.866	#
351.5	1.878	#
343.6	#	0.298
331.6	#	0.293
311.5	1.898	#
304.8	#	0.284
273.1	#	0.273
266.5	1.923	#
258.5	1.928	0.269

< PVTCOMPOIL =

< P	Bo	Rs
< bara	rm3/Sm3	Sm3/m3
258.5	1.664	196.3
< 211.5	1.505	144.86
< 169.5	1.401	109.48
< 128	1.316	79.18
< 86.5	1.242	52.17
< 43	1.186	24.12



<-----GAS

< GRGAS = 0.907

< PVTGZG =

< P	MU	Z
211.5	0.0157	0.873
169.5	0.0142	0.862
128	0.0127	0.863
86.5	0.0115	0.88
43	0.0105	0.92
1	0.0098	#

< <*****KR-PC*****>

<-----KR WATER-OIL----->

< SWKWKO "t123" =

< Sw	Krw	Krow
0.11	0	0.8
0.24	0.005	0.489
0.31	0.011	0.308
0.38	0.017	0.187
0.45	0.031	0.082
0.52	0.049	0.031
0.59	0.073	0.012
0.66	0.113	0.005
0.8	0.25	0

SWKWKO "n2" =

< Sw	Krw	Krow
0.3	0	0.8
0.39	0.003	0.492

0.435	0.009	0.336
0.48	0.02	0.222
0.525	0.041	0.127
0.57	0.063	0.044
0.615	0.097	0.009
0.66	0.137	0.003
0.75	0.25	0

<-----KR GAS-OIL----->

SGKGKO "t123" =

< sg	Krg	Krog
0	0	0.8
0.075	0.01	0.7
0.1	0.015	0.68
0.2	0.045	0.6
0.3	0.1	0.5
0.4	0.18	0.34
0.5	0.29	0.1
0.6	0.4	0.02
0.7	0.52	0.005
0.74	0.68	0

SGKGKO "n2" =

< sg	Krg	Krog
0	0	0.8
0.075	0.01	0.7
0.1	0.015	0.65
0.2	0.045	0.34
0.3	0.1	0.1
0.4	0.18	0.02
0.5	0.29	0.005
0.55	0.4	0

<-----PC WATER----->

SWPCW "t123" =

< Sw	Pcow
0.11	0.6
0.199	0.3925
0.288	0.185
0.377	0.1135
0.466	0.042
0.555	0.026
0.62264	0.0138
0.644	0.01
0.733	0.0065
0.74724	0.006
0.822	0.003
0.911	0.0015
1	0

SWPCW "n2" =

< Sw	Pcow
0.3	0.6
0.37	0.3591
0.44	0.185
0.51	0.0906
0.58	0.042
0.65	0.026
0.72	0.01
0.79	0.0065
0.86	0.003
0.93	0.0015
1	0

<-----PC GAS----->

SGPCG "t123" =


```

<      sg      Pcgo
      0         0
    0.074     0.06
    0.148     0.12
    0.222     0.18
    0.296     0.24
      0.37     0.3
    0.444     0.36
    0.518     0.42
    0.592     0.48
    0.666     0.54
      0.74     0.6

```

```

SGPCG      "n2"      =
<      sg      Pcgo
      0         0
    0.055     0.06
      0.11     0.12
    0.165     0.18
      0.22     0.24
    0.275     0.3
      0.33     0.36
    0.385     0.42
      0.44     0.48
    0.495     0.54
      0.55     0.6

```



<-----CELL ASSIGNMENT----->

```

KRPC-MODEL "tarbert" = # # "t123" #
;          "ness"    = # # "n2"   #
KRPC-CELL  : : 1:2   = "tarbert"
;          : : 3     = "ness"

```

<*****TRAP*****>

```

TEMPRES      = 111.
TRAPZON : : 1:2 = "tarbert"
;          : : 3 = "ness"
ZOW         "tarbert","ness" = -3231
ZPDATUM    "tarbert","ness" = -3129  446
PSATZ      "tarbert","ness" = -3129  258.5

```

<----->

```

INIDATE = 01 01 2003 0 0 0.

```

<*****PERIOD 2*****>

<*****NUMERICAL DATA*****>

```

NUMSCHEME = SOLSS
RESOLUTION PRESSURE = CNDCGS
PARCNDCGS = 1.E-05 1.E-09 500 BLUCGS

```

```

<
VARP      = 4. 20.
VARSG     = .06 0.12
VARSW     = .06 0.12
<
NDTWRONG  = 10
NDTRERUN  = 9
DTCONTROL = SMOOTH 0.1
DTRATIO   = 2. 1.4
<
DT        = 0.01 0.1 90.
<

```

```

RETSAV    = YES
GRIDSAV   = YES
PRODSA    = YES

```

<*****WELL DATA*****>

```

WELLSTATUS = CLOSED

```

```

INJCOMP MASS          = 1.  0.  0.
INJMOB                = INJFLU
<*****>
<-----Reservoir----->
RESERVOIR CPF1-PROD = ALWYN
RESERVOIR CPF1-INJ = ALWYN
<
<-----Sector Production----->
SECTOR h1,h2,h3,v1,v2,v3,v4,v5 = CPF1-PROD
SECTSTATUS CPF1-PROD = PROD
QSECT CPF1-PROD = SURFACE O 10. 6300.
<
<-----Sector Injection----->
SECTOR i1,i2,i3,i4,i5,i6,i7,i8,i9,i10,i11 = CPF1-INJ
SECTSTATUS CPF1-INJ = INJ
QSECT CPF1-INJ = SURFACE W 10. 11000.
<*****WELLS*****>
<*****Well perforations*****>
<*****Producers*****>
<Horizontal wells>
WELL
  h1 = 10 11:12 1
WELL
  h2 = 9 20:21 1
WELL
  h3 = 8 17:18 1
<Vertical Wells>
WELL
  v1 = 12 28 1
      12 28 2
WELL
  v2 = 12 31 1
      12 31 2
WELL
  v3 = 12 34 1
      12 34 2
WELL
  v4 = 6 16 1
      6 16 2
WELL
  v5 = 8 14 1
      8 14 2
<*****Injectors*****>
WELL
  i1 = 9 6 1:2
WELL
  i2 = 14 9 1:2
WELL
  i3 = 15 19 1:2
WELL
  i4 = 15 24 1:2
WELL
  i5 = 18 30 1:2
WELL
  i6 = 17 32 1:2
WELL
  i7 = 12 38 1:2
WELL
  i8 = 7 32 1:2
WELL
  i9 = 7 27 1:2

```



```

WELL
  i10 = 2 19 1:2
WELL
  i11 = 2 13 1:2
AXIS-PERF h1,h2,h3 = Y
<*****Well Characteristics : radius skin*****>
NATPI = 8.89 0
<*****Well constrains*****>
<Well Activity
WELLACTIV h1,h2,h3,v1,v2,v3,v4,v5 = .9
WELLACTIV i1:i11 = 0.9
<
<Producers
< -----Vertical wells
QWELL v1,v2,v3,v4,v5 = SURFACE WO 10. 500.
WELLPLIM BOTTOM v1,v2,v3,v4,v5 = 150
< -----Horizontal wells
QWELL h1,h2,h3 = SURFACE WO 10. 1500.
WELLPLIM BOTTOM h1,h2,h3 = 150
<
<Injectors
WELLPLIM BOTTOM i1:i11 = 540
QWELL i1:i11 = SURFACE W 10. 1000.
<
<Water Cut
WELLWCUT h1,h2,h3,v1,v2,v3,v4,v5 = 0.97
<
<Gas Oil Ratio
WELLGOR h1,h2,h3,v1,v2,v3,v4,v5 = 1500
<*****SECTOR CONSTRAINS*****>
SECTGOR CPF1-PROD = 1500
SECTWCUT CPF1-PROD = 0.97
<*****TIMING*****>
<Drilling start-up>
<Takes 60 days for the first wells to be drilled>
<Production start-up>
WELLSTATUS h1 = OPEN
WELLSTATUS v2 = OPEN
TIME = 60
WELLSTATUS v3 = OPEN
TIME = 75
WELLSTATUS h3 = OPEN
TIME = 120
WELLSTATUS v1 = OPEN
TIME = 150
WELLSTATUS h2 = OPEN
TIME = 210
WELLSTATUS v4 = OPEN
TIME = 270
WELLSTATUS v5 = OPEN
<Injection start-up>
TIME = 640
WELLSTATUS i4 = OPEN
WELLSTATUS i2 = OPEN
WELLSTATUS i9 = OPEN
WELLSTATUS i11 = OPEN
WELLSTATUS i7 = OPEN
WELLSTATUS i10 = OPEN
WELLSTATUS i6 = OPEN
WELLSTATUS i3 = OPEN
WELLSTATUS i5 = OPEN

```



CIB-ESPOL

```
WELLSTATUS i8 = OPEN
WELLSTATUS i1 = OPEN
<Injection rate decrease>
TIME = 1250
QWELL i1:i11 = SURFACE W 10. 900.
TIME = 2500
QWELL i1:i11 = SURFACE W 10. 800.
TIME = 4200
QWELL i1:i11 = SURFACE W 10. 700.
<*****>
DT          = 0.01  0.1  90.
INTERDEP SEC = YES
RESOLUTION   =     DIRECT
RESTSAV      =     YES
GRIDSAV      = YES
PRODSA      = YES
TFPRODSA     = 182.5
TFGRIDSA     = 182.5
DATE         = 31 12 2017 0 0 0
<*****>
<*****END*****>
<*****>
```