

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA
Y PETRÓLEOS**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CULEBRA-
YULEBRA APLICANDO TÉCNICAS DE GESTIÓN INTEGRADA DE
YACIMIENTOS**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

DIEGO VINICIO BASTIDAS VIZCAÍNO

bastidas.diego@gmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc

valentr@server.epn.edu.ec

Quito, Mayo 2008

DECLARACIÓN

Yo, Diego Vinicio Bastidas Vizcaíno, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Diego Vinicio Bastidas Vizcaíno

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Vinicio Bastidas Vizcaíno, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc.

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

La presente investigación no hubiera sido posible sin la ayuda de muchas personas por lo que quiero dar un agradecimiento especial a todas ellas que hicieron esto posible, en especial a la Compañía SCHLUMBERGER SURENCO S.A, representada por: Ph.D José G. Flores, Ing. Ana María Bustamante, Ing. Manuel Gustavo Torres, Ing. Manuel Ernesto Torres, Ing. Corina Rodríguez, Ing. María Janeth Bolaños, Ing. María Angélica García, Ph.D Mikael Frorup, Ing. Xavier Goddyn, Ing. Alberto Martelo, y a todo el equipo de Data and Consulting Services PCE. Como también a PETROPRODUCCIÓN y a sus funcionarios: Ph.D Melio Sáenz, Ing. Francisco Castillo, Ing. Pilar Astudillo, Ing. Henry Ramírez, Ing. Pablo Vásconez, Ing. Julio Orozco, Ing. Miguel Angel Orozco, Ing. Marco Gallegos, Ing. Alex Carrera, Ing. Raúl Valencia, director del proyecto y a un buen amigo, como a su familia Diego González.

Diego.

DEDICATORIA

A Dios que es un pilar fundamental en mí vida, por su amor, misericordia y fidelidad. Como también a mis amados padres Lidia y Vicente, a mis hermanos en especial a Patricio y a toda la familia.

Al final del proyecto solo puedo decir

DIOS HA SIDO FIEL.

Diego.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
RESUMEN.....	XVI
PRESENTACIÓN	XVII
CAPÍTULO 1.....	1
1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO	2
1.3 GEOLOGÍA LOCAL	3
1.3.1 ESTRATIGRAFÍA.....	3
1.4 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS YACIMIENTOS	5
1.4.1 AMBIENTES DEPOSICIONALES	5
1.5 LÍMITES DE LOS YACIMIENTOS.....	7
1.5.1 YACIMIENTO NAPO U.....	7
1.5.2 YACIMIENTO BASAL TENA.....	7
1.6 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO.....	7
1.6.1 YACIMIENTO BASAL TENA.....	8
1.6.2 YACIMIENTO NAPO U.....	8
1.6.3 YACIMIENTO NAPO T	8
1.6.4 YACIMIENTO HOLLIN SUPERIOR	8
1.6.5 YACIMIENTO HOLLIN INFERIOR.....	8
1.7 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO.....	9
1.7.1 POZOS PRODUCTORES E INYECTORES	9
1.7.2 REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN	9
1.7.3 FACILIDADES DE TRATAMIENTO	10
1.7.4 ESTADO ACTUAL DE LAS INSTALACIONES DE TRATAMIENTO....	11

CAPÍTULO 2.....	13
2.1 INTRODUCCIÓN.....	13
2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN EMPLEADO EN EL MANEJO DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA	16
2.2.1 SISTEMAS DE GERENCIAMIENTO	17
2.2.1.1 Sistema Integrado o Flexible	17
2.2.1.2 Sistema no Integrado o Tradiocional	18
2.2.2 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN	21
2.2.3 INFORMACIÓN DE YACIMIENTOS	21
2.2.4 INFORMACIÓN GEOLÓGICA.....	22
CAPÍTULO 3.....	23
3.1 INTRODUCCIÓN.....	23
3.2 SISTEMA ACTUAL DE MANEJO DE INFORMACIÓN.....	23
3.3 PLAN DE MANEJO DE INFORMACIÓN	24
3.3.1 ADQUISICIÓN DE LA INFORMACIÓN DE CAMPO	26
3.4 MANEJO DE LA INFORMACION DE CAMPO	27
3.4.1 CONTROL DE CALIDAD Y/O VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN	27
3.4.1.1 Planillas de Información.....	27
3.4.2 INFORMACIÓN ESTÁTICA	30
3.4.2.1 Ubicación de Pozos.....	30
3.4.2.2 Desviación de Pozos	30
3.4.2.3 Registros Eléctricos.....	30
3.4.2.4 Topes y Bases de los yacimientos.....	31
3.4.2.5 Petrofísica	31
3.4.3 INFORMACIÓN DINÁMICA	31
3.4.3.1 Presiones.....	32
3.4.3.1.1 Validación de la Información de Presión.....	32
3.4.3.2 Producción	37
3.4.3.2.1 Validación de la Información de Producción.....	37

3.4.3.3	PVT (Presión, Volumen, Temperatura).....	38
3.4.3.3.1	Validación de la Información de Análisis PVT.....	40
3.4.3.4	Información del Estado Mecánico Actual de los Pozos.....	41
3.4.3.5	Eventos	41
3.5	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN	42
3.5.1	TABLA DE DATOS	43
3.5.2	TABLA DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	43
3.5.3	TABLA MANEJADAS POR OFM™.....	45
3.5.4	PROYECTO CULEBRA-YULEBRA EN OFM™	45
3.5.4.1	Definición de Tablas.....	49
3.5.4.2	Tablas de Datos Generados en Oil Filed Manager™	50
3.5.4.2.1	Tabla Producción Mensual.....	50
3.5.4.2.2	Tabla Presión Estática.....	51
3.5.4.2.3	Tabla Sort.....	52
3.5.4.2.4	Tabla Propiedades del Pozo.....	53
3.5.4.3	Tablas Manejadas por Oil Field Manager™	54
CAPÍTULO 4	58
4.1	INTRODUCCIÓN.....	58
4.2	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	58
4.2.1	MECANISMO PRIMARIO DE PRODUCCIÓN	59
4.2.1.1	Mecanismo de Empuje por Gas en Solución	64
4.2.3	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PVT.....	64
4.2.3.1	Presión de Burbuja.....	64
4.2.3.2	Factor Volumétrico del Petróleo y Relación de Solubilidad.....	65
4.2.4	FACTOR DE RECOBRO PARA EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA....	68
4.2.5	PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN	70
4.2.5.1	Declinación Exponencial O Declinación a Porcentaje Constante.....	71
4.2.5.2	Procedimiento para determinar y aplicar Declinación Exponencial ..	71
4.2.6	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ACTUAL ..	72
4.2.6.1	Mapas de Movimiento.....	75
4.2.6.1.1	Mapas de Burbuja.....	75
4.2.6.1.2	Mapas de Grid.....	76

4.2.6.2	Representación Gráfica del Comportamiento de Producción.....	78
4.2.7	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	78
4.2.7.1	Mapa de Zona de Pago (Net-Pay).....	80
4.2.7.2	Mapa de Porosidad.....	80
4.2.7.3	Mapa de Saturación de Petróleo.....	81
4.2.8	PETRÓLEO ACTUAL EN SITIO (PAES).....	82
4.3	SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR.....	85
4.3.1	METODOLOGÍA.....	85
4.3.2	HETEROGENEITY INDEX –ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI).....	87
4.3.2.1	Definición.....	87
4.3.2.2	Metodología.....	88
4.3.2.3	Gráfica Índice de Heterogeneidad.....	89
4.3.3	COMPLETION EFFICIENCY INDEX-ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO (CEI).....	91
4.3.3.1	Metodología.....	92
4.3.3.2	Gráfica Eficiencia de Completamiento.....	94
CAPÍTULO 5.....		97
5.1	INTRODUCCIÓN.....	97
5.2	PROCESO DE CLASIFICACIÓN.....	98
5.3.1	INTERPRETACIÓN INTEGRADA.....	99
5.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	107
5.4.1	CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	108
5.4.1.1	Valor Actual Neto (VAN).....	108
5.4.1.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	110
5.4.1.3	Relación Beneficio-Costo (B/C).....	110
5.4.2	VALORES DE PREPRODUCCIÓN.....	111
5.4.3	INGRESOS.....	113
5.4.4	EGRESOS.....	114
5.4.5	CONSIDERACIONES.....	114
5.4.6	PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS.....	115
5.4.7	TABLA DE RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	123

CAPÍTULO 6.....	124
6.1 CONCLUSIONES.....	124
6.2 RECOMENDACIONES.....	127
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	130

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.- Estado Actual de los Pozos en el Campo	9
Tabla 3.1a.- Información de Yacimientos entregada por PETROPRODUCCION28	
Tabla 3.1b.- Información de Geología entregada por PETROPRODUCCION..	29
Tabla 3.2.- Presión Estática Corregidas a Datum	34
Tabla 3.3.- Presión de Yacimiento U Inferior	34
Tabla 3.4.- Tabla Master (HeaderId.xy)	48
Tabla 3.5.- Ejemplo Tabla Producción Mensual (Monthly Prod.prd)	51
Tabla 3.6.- Tabla Sort	53
Tabla 3.7.- Tabla de Propiedades del Pozo (Well_Properties.dat)	53
Tabla 3.8.- Ejemplo Tabla Notas OFM™ (Notes.dat)	57
Tabla 4.1.- Características de Varios Mecanismos de Empuje.....	60
Tabla 4.2.- Curvas Tipo Mecanismos de Producción de Fluidos	61
Tabla 4.3.- % Presión de Yacimiento versus % POES	62
Tabla 4.4.- Producción Acumulada de Petróleo y Agua.....	74
Tabla 4.5.- Información Dinámica y Estática graficada	77
Tabla 4.6.- Reservas -Yacimiento U Inferior	84
Tabla 4.7.- Identificación de Cuadrantes HI.....	89
Tabla 4.8.- Identificación de Cuadrantes CEI.....	96
Tabla 5.1.- Ubicación de Pozos en los Cuadrantes según Procesos HI & CEI.....	100
Tabla 5.2.- Identificación por Cuadrante Proceso HI & CEI	100
Tabla 5.3.- Producción Acumulada de Petróleo y Agua en Cuadrantes Proceso HI	101
Tabla 5.4.- Tabla de Identificación de Asignación de Pesos (Ranking)	101
Tabla 5.5.- Tabla de Condición Actual de Pozos Campo Culebra-Yulebra.....	102
Tabla 5.6.- Tabla Resultados Proceso de Clasificación.....	102
Tabla 5.7.- Pozos Candidatos y no Candidatos	103
Tabla 5.8.- Resultado Final Pozos Candidatos y no Candidatos	105
Tabla 5.9.- Trabajos de Reacondicionamiento.....	106
Tabla 5.10.- Incremental de Petróleo Pozos Candidatos.....	109
Tabla 5.11.- Costos Estimados de Trabajos de Fractura	112

Tabla 5.12.- Costos Estimados de Trabajos de Cañoneo.....	112
Tabla 5.13.- Costos Estimados de Trabajos de Estimulación	112
Tabla 5.14.- Costos de trabajos de Reacondicionamiento	113
Tabla 5.15.- Cronograma de Trabajos de Reacondicionamiento.....	115
Tabla 5.16.- Cálculo de la Producción Mensual (Incluye declinación mensual)	116
Tabla 5.17.- Cálculo del VAN y TIR 35 USD/BBL	117
Tabla 5.18.- Cálculo del VAN y TIR 45 USD/BBL	119
Tabla 5.19.- Cálculo del VAN y TIR 50 USD/BBL	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Ubicación Geográfica del Campo Culebra-Yulebra	2
Figura 1.2.- Mapa Estructural Campo Culebra-Yulebra	4
Figura 1.3.- Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.....	6
Figura 2.1.- Proceso en la Vida de un Yacimiento	13
Figura 2.2.- Equipo de Gerencia Integrada de Yacimientos	15
Figura 2.3.- Representación de Dos Sistemas de Gerenciamiento	19
Figura 3.1.- Plan de Manejo de Información de Producción	25
Figura 3.2.- Comportamiento de Presión U Inferior	35
Figura 3.3.- Comportamiento de Presión U Inferior	36
Figura 3.4.- Plan de Manejo de la Información de Producción.....	37
Figura 3.5.- Tabla de Datos generados	44
Figura 3.6.- Tabla de Configuración y del Sistema	44
Figura 3.7.- Tablas Manejadas por OFM™	46
Figura 3.8.- Mapa de Ubicación de Pozos del Campo Culebra-Yulebra.....	48
Figura 3.9.- Definición de la Tabla Monthly Production	50
Figura 3.10.- Tabla de Presión Estática.....	52
Figura 3.11.- Tabla Markers Registro Eléctrico pozo Culebra_3:U Inferior.....	55
Figura 3.12.- Registro Eléctrico pozo Culebra_3:U Inferior.....	56
Figura 4.1.- Relación Gas Petróleo versus Produccion Acumulada de Petroleo	63
Figura 4.2.- Presión de Burbuja Yacimiento “U” Inferior	65
Figura 4.3.- Relación de Solubilidad	66
Figura 4.4.- Factor Volumétrico del Petróleo.....	67
Figura 4.5.- Declinación de Producción Campo Culebra-Yulebra.....	73
Figura 4.6.- Mapa de Burbuja-Producción de Petróleo-Estado Final.....	76
Figura 4.7.- Mapa de Grid-Producción Acumulado de Petróleo-Estado Final...	77
Figura 4.8.- Comportamiento de Producción	79
Figura 4.9.- Mapa Net Pay	80
Figura 4.10.- Mapa Porosidad.....	81
Figura 4.11.- Mapa Saturación de Petróleo	81

Figura 4.12.- Mapa Petróleo Original En Sitio.....	83
Figura 4.13.- Reservas – Yacimiento U Inferior	84
Figura 4.14.- Concepto de Arbol de Sistemas	86
Figura 4.15.- Análisis Índice de Heterogeneidad Campo Culebra-Yulebra.....	90
Figura 4.16.- Análisis Eficiencia de Completamiento Campo Culebra-Yulebra.	95
Figura 5.1.- Valor Actual Neto para 35 USD/BBL	118
Figura 5.2.- Valor Actual Neto para 45 USD/BBL	120
Figura 5.3.- Valor Actual Neto para 50 USD/BBL	122

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A	133
Tabla A.1.- Tabla de Conversión Salinidad a Gravedad Específica.....	134
Tabla A.2.- Tabla de Corrección de Presión Yulebra.....	135
Tabla A.3.- Tabla de Corrección de Presión Culebra	136
ANEXO B	137
Tabla B.1.- Parámetros Normalizados de Petróleo del Yacimiento U Inferior del Campo Culebra-Yulebra	138
ANEXO C	139
Tabla C.1.- Ejemplo de Producción pozo Culebra 1 U Inferior.....	140
ANEXO D	144
MAPAS DE BURBUJA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA.....	145
MAPAS DE GRID PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA.....	146
Calculating Original Oil in Place using Grid Arithmetic in OFM.....	147

RESUMEN

El presente Proyecto de Titulación tiene como objetivo identificar las oportunidades para el incremento de producción de petróleo haciendo uso de una metodología analítica denominada *PASS™*, (*Performance Assessment Surveillance Systems*). La investigación ha sido tratada en cinco capítulos los cuales se describen brevemente a continuación:

El primer capítulo realiza una breve reseña histórica del Campo Culebra-Yulebra, empezando por describir la ubicación del campo, explicar la geología local, las características litológicas, ambientes deposicionales, mecanismos de desplazamiento, estado actual del campo, finalizando con una descripción de las instalaciones de superficie.

El segundo capítulo describe ampliamente la Gerencia Integrada de Yacimientos, como también trata de los sistemas de gerenciamiento existentes, para de esta manera entender el sistema usado actualmente en el manejo del campo.

El tercer capítulo describe brevemente la tecnología **AS/400**, usada por PETROPRODUCCION, como también presenta un plan de manejo de información, para continuar con un detalle de información necesaria para un gerenciamiento de yacimientos, para luego realizar el manejo de la información estática (geología) y dinámica (yacimientos), en donde se presentan los diferentes problemas encontrados en la información de producción, las correcciones de presión a un mismo nivel de referencia, así también se presenta un método gráfico analítico en función del Petróleo, para continuar con una descripción de la información ingresada a *OFM™*, en los diferentes formatos de acceso al mismo.

El cuarto capítulo es el proceso de análisis de la información adquirida, empezando por describir el mecanismo primario de producción de fluidos, que permitió observar el comportamiento de producción de fluidos para Culebra-

Yulebra, para continuar con el análisis de la información PVT disponible, la misma que fue utilizada para, determinar el factor de recobro del campo. Con la información de producción validada y almacenada en *OFM™*. Consecuentemente se realizó mapas de movimiento, con información dinámica (producción de petróleo y agua), estos mapas permitirán observar el comportamiento individual por pozo, siendo indicativos cualitativos del estado final de los mismos. Dentro de estos mapas de movimiento se generaron también mapas de grid que permiten observar el comportamiento de la información estática (net-pay, porosidad), con los diferentes mapas de porosidad, saturación de petróleo y zona de pago, *OFM™* permite calcular el Petróleo Original En Sitio (POES) del Campo Culebra-Yulebra. Una vez realizado el análisis de información el objetivo es determinar los posibles candidatos a trabajos de reacondicionamiento mediante la técnica *PASS* (*Performance Assessment and Surveillance Systems*- Sistema de Monitoreo y Evaluación de Desempeño)

El quinto capítulo presenta los resultados de los procesos *PASS* utilizados *Heterogeneity Index (HI)* y *Completion Efficiency Index (CEI)*, mostrando en forma detallada los resultados de los análisis, como también el proceso de selección de candidatos (*ranking*), la ubicación física de cada uno de los pozos de acuerdo a los procesos *HI* y *CEI*, obteniendo una tabla de resultados finales donde se muestra los pozos no candidatos y candidatos a posibles trabajos de fracturamiento, recañoneo, estimulación u otros, con un estudio más detallado previo.

El sexto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones de los resultados obtenidos.

PRESENTACIÓN

La principal tarea del ingeniero de petróleos es desarrollar un esquema para producir la mayor cantidad de hidrocarburos dentro de los límites económicos del reservorio. Desde el punto de vista operativo, la búsqueda de este esquema involucra la revisión y análisis de dos aspectos principales: el sistema de producción de la campo y el reservorio; presentando cada uno de estos aspectos, un amplio rango de variables.

El proceso de la Gerencia Integrada de Yacimientos, requiere integrar los aspectos técnicos, operativos y estratégicos, a través de una serie de pasos como: (1) adquisición y manejo de datos; (2) análisis e interpretación de cada tipo de datos; (3) integración de todos los datos disponibles y; (4) integración de resultados para predecir un perfil de producción ágil y económicamente rentable.

En este contexto, el proceso de Gerencia Integrada de Yacimientos, requiere para su buen funcionamiento una gran cantidad de información, dado que por su propia naturaleza, las variables del reservorio son inciertas con respecto a la estructura, reservorio, continuidad, área del reservorio, espesor de la formación, heterogeneidad, también los aspectos de producción tales como: niveles de producción, presencia y tipo de fluidos, eficacia de recuperación, volumen de reservas, disponibilidad de infraestructura y regulaciones económicas (precios del petróleo).

Para el caso particular del campo Culebra-Yulebra, el Sistema escogido para almacenamiento y análisis de la información de producción es **Oil Field Manager™** (OFM™) de la compañía Schlumberger.

OFM™ es el resultado de la integración de dos aspectos – base de datos y aplicación. En donde, la base de datos maneja la parte correspondiente a la data, mientras que la aplicación controla la interfase de usuario, así como el procesamiento de la información o data solicitada.

El estudio presenta flujos de trabajo que permitirán optimizar la adquisición, manejo y análisis de la data; describe brevemente la teoría de Gestión Integrada de Yacimientos y muestra el modelo digital real que usa *OFM™*.

En cada etapa de ingreso de información se explica como son tratados los diferentes datos disponibles, los formatos de ingreso de datos y de presentación de resultados.

Este análisis se realiza a un caso real, a la arena "U" Inferior del campo Culebra-Yulebra debido a que esta arena muestra el mayor desarrollo hidrocarburífero, lo que con lleva a la arena con la mayor cantidad de datos disponibles.

Finalmente en esta investigación se realizó la determinación de pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento para mejora de producción, en donde se presentan de mejor manera el estado individual de cada pozo, como también el estado global del campo.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA

1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El campo Culebra-Yulebra fué descubierto por el Consorcio CEPE-Texaco en Noviembre de 1973 con la perforación del pozo Culebra-1, el cual alcanzó una profundidad final de 10,626 pies en la formación pre-Cretácea Chapiza, y produjo durante las pruebas iniciales 360 barriles de petróleo por día (BPPD) del yacimiento Napo-U. Adicionalmente, se recuperaron por pistoneo (swab), 60 barriles de petróleo de la formación Hollín y aproximadamente 100 barriles de petróleo del yacimiento Napo-T. La interpretación geológica inicial consideró lo que hoy se denomina campo Culebra-Yulebra como conformada por tres campos independientes, a saber, Culebra, Yulebra y Anaconda.

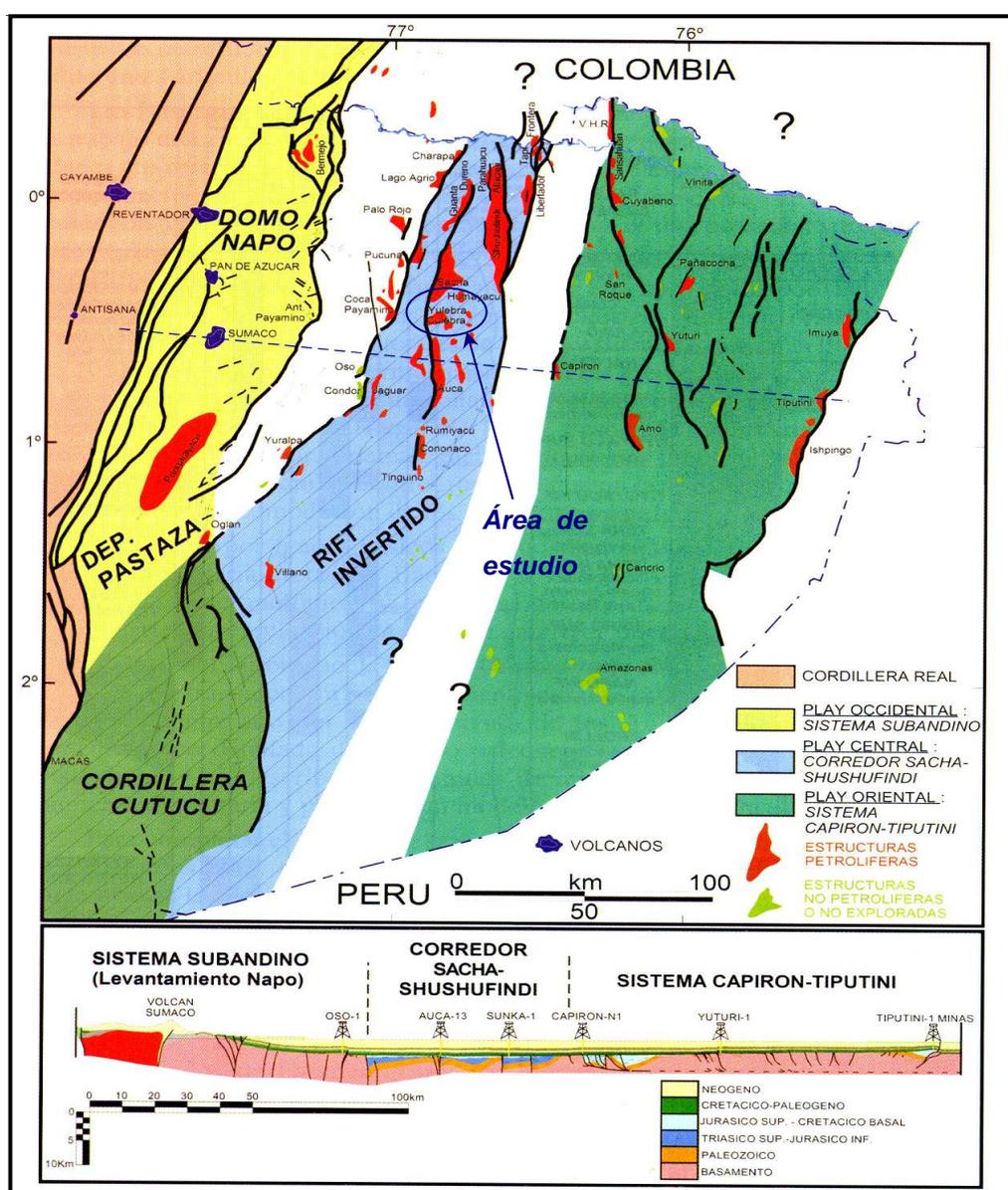
En 1980, la compañía Texaco perforó el pozo Yulebra-1, el cual alcanzó una profundidad de 10,345 pies y produjo durante las pruebas iniciales 189 BPPD del yacimiento Hollín y 1,614 BPPD del yacimiento Basal Tena. Adicionalmente, se recuperaron por pistoneo 252 barriles del yacimiento Napo-U y 63 barriles de la Caliza M2. El nuevo modelo geológico y los trabajos de simulación numérica de yacimientos llevados a cabo en los años 1997 y 1998 determinaron que los campos Culebra, Yulebra y Anaconda constituyen un único campo.

El campo Culebra-Yulebra inició su producción en marzo de 1981, mostrando una tendencia incremental continua en el tiempo, alcanzando una producción estabilizada de 7,000 a 8,000 BPPD entre diciembre de 1995 hasta el primer trimestre del 2003, cuando se inicia la declinación de la producción. El pico de producción fué de 8,328 BPPD, alcanzado en junio de 1997. El yacimiento principal en términos de producción acumulada a la fecha es Napo-U y secundarios, los yacimientos Basal Tena y Hollín.

1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Culebra-Yulebra se encuentra ubicado a unos 12 Km al Este de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca) en la Provincia de Orellana, Oriente Ecuatoriano. Se halla localizado en la parte Centro-Occidental de la Cuenca Oriente, al Sur del campo Sacha, tal como se muestra en la Figura 1.1.

Figura.1.1.- Ubicación Geográfica del Campo Culebra-Yulebra



Fuente: Patrick Baby et al., 2004

1.3 GEOLOGÍA LOCAL

1.3.1 ESTRATIGRAFÍA

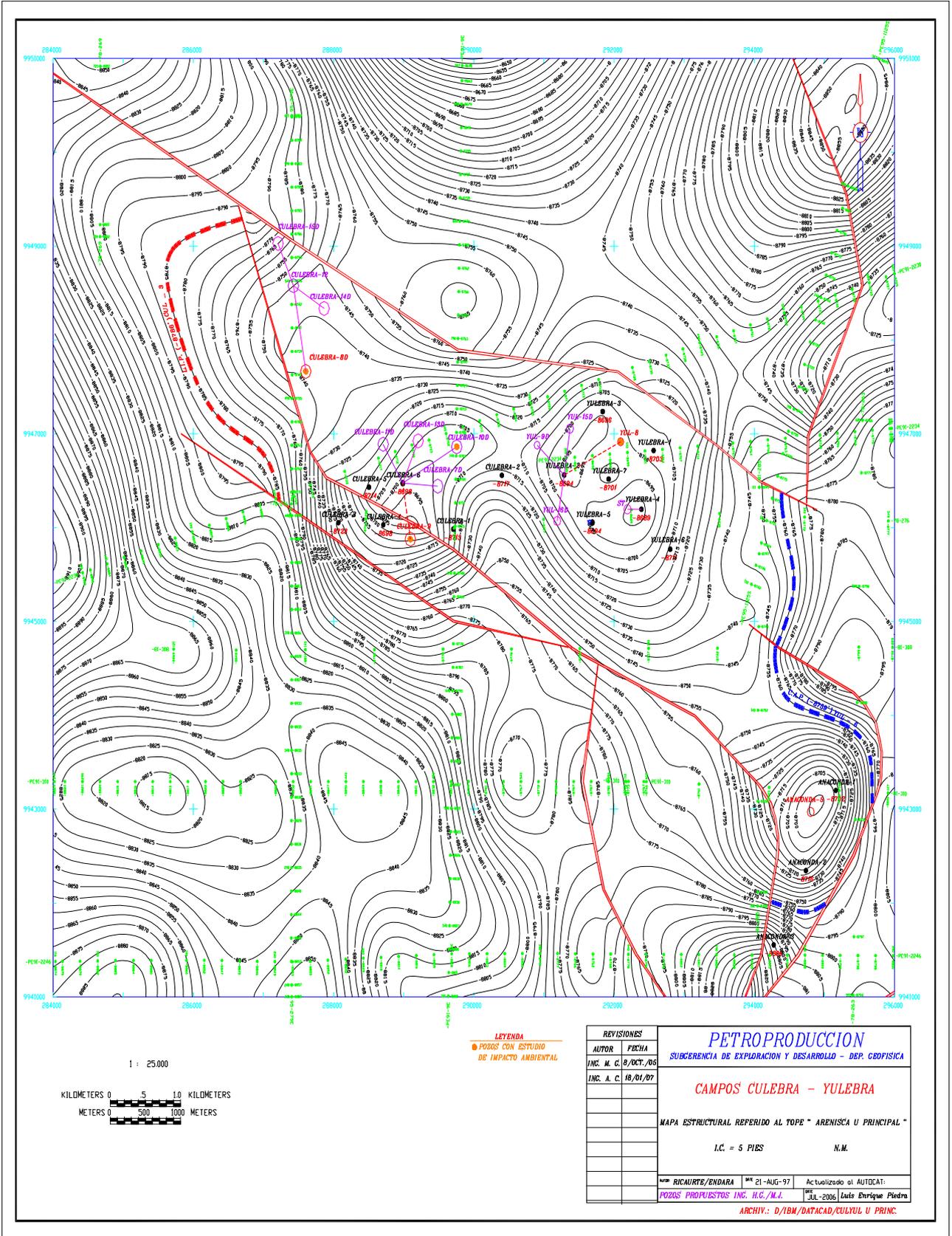
La estructura Culebra–Yulebra constituye un anticlinal asimétrico con dos altos estructurales separados por una pequeña silla estructural localizada a la altura de los pozos Culebra 2 y Yulebra 2, con una orientación estructural general de dirección Este-Oeste, como se indica en el Mapa Estructural referido al Yacimiento “U” Inferior de la Figura 1.2, lo que marca un drástico cambio de la dirección de la estructura, probablemente asociada a eventos (lineamientos) estructurales profundos transversales a la dirección andina; y un eje secundario de dirección Sur-Este en el que se encuentra el alto de Anaconda.

La estructura Culebra-Yulebra ha sido detectada por las líneas sísmicas (**Interpretación Sísmica al Tope de la Arenisca "U" Principal. diciembre 2007**); la falta de información sísmica en sus flancos Norte y Sur, no permite tener la certeza de sus cierre en estas direcciones, por lo que es necesario realizar un levantamiento sísmico 3-D, que aclare el conocimiento y las características geológicas de los antes mencionados campos, tanto en su aspecto estructural como estratigráfico.

Es una de las pocas estructuras en la Cuenca Oriente con orientación O-E-SE, lo que constituye una anomalía estructural en la cuenca, por cuanto la absoluta mayoría de las estructuras productivas y no productivas tiene orientación paralela a los Andes.

Inicialmente se consideraba a Culebra-Yulebra-Anaconda como tres campos independientes. PETROPRODUCCION, con un nuevo modelo geológico y los trabajos de simulación desarrollados entre 1997 y 1998, define que Culebra-Yulebra-Anaconda constituyen un solo campo. El último trabajo realizado en el campo en estudio se lo data en enero de 1998. Por interés de PETROPRODUCCION, ha sugerido la realización del presente proyecto únicamente para el área Culebra Yulebra.

Figura.1.2- Mapa Estructural Campo Culebra-Yulebra



Fuente: Departamento de Geología PETROPRODUCCION.

1.4 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS YACIMIENTOS

Sobre la base de limitada información de núcleos de la arenisca Napo-T se encuentra una descripción de una arenisca cuarzosa, con estratificación cruzada a la base, sobre la que se desarrollan areniscas de grano fino con estratificación tipo “flasher”, grano decreciente hasta un cambio abrupto a una lodolita laminada. Desafortunadamente, se carece de núcleos para los demás yacimientos productores del campo Culebra-Yulebra.

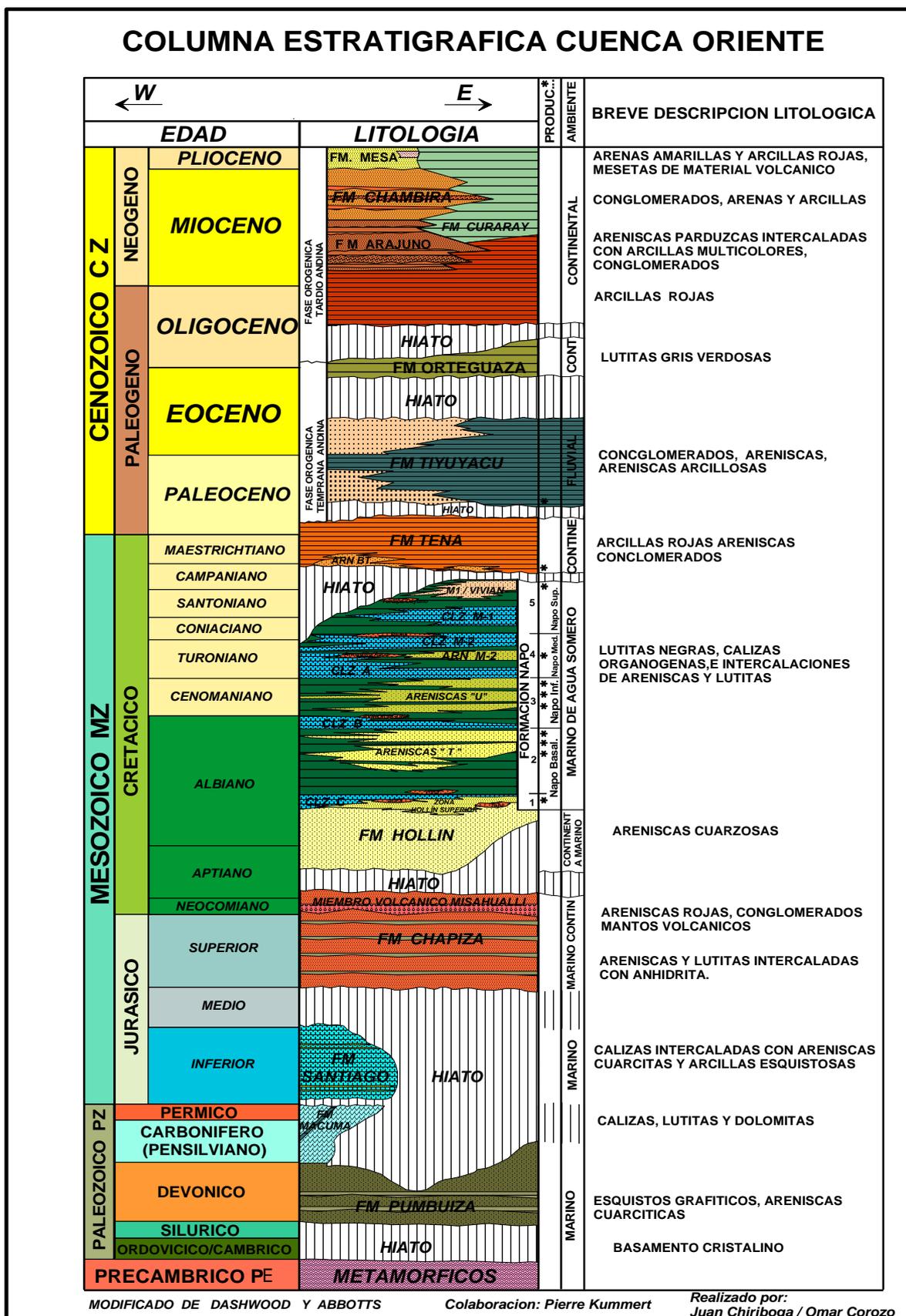
Litológicamente, los yacimientos Napo-T y Napo-U están constituidos por areniscas cuarzosas de color marrón por la presencia de hidrocarburos, de grano fino a medio, sub-angulares a sub-redondeadas, de regular a buena clasificación, cemento silicio a veces calcáreo-siderítico, ocasionalmente glauconítico hacia el tope con presencia de carbón, azufre y yeso.

1.4.1 AMBIENTES DEPOSICIONALES

El ambiente deposicional de la arenisca Napo-T fue analizada a partir del análisis de núcleos del pozo Yulebra-1. White y Barragán et al., observaron un ambiente de marea (sub-ambiente de banco de marea), el cual evolucionó hacia una plataforma marina lodosa. Se indica que este perfil se puede también atribuir a un complejo de canal de marea (barra de punta), con un ambiente lagunar similar cercano a la línea de costa. Es decir, correspondiente a la parte superior de una secuencia de relleno de valle socavado.

Por su parte, estudios sedimentológicos realizados en los núcleos de corona de la arenisca Napo-U sugieren un ambiente de estuarios influenciados por mareas con sub-ambientes de depósitos de barra de marea, planicie arenosa y de plataforma marina. La Figura 1.3 muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente Ecuatoriana donde se resaltan las características sedimentológicas y litológicas principales.

Tabla1.3.- Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca Oriente Ecuatoriana



Fuente: Archivo Técnico PETROPRODUCCION

1.5 LÍMITES DE LOS YACIMIENTOS

1.5.1 YACIMIENTO NAPO U

Los flancos Norte y Sur del yacimiento Napo-U están delimitados por fallas normales detectadas por sísmica. El flanco Oeste ha sido delimitado por el Límite Inferior de Petróleo (LIP), a -8,786 pies bajo el nivel del mar (pbnm), encontrado en el pozo Culebra 3, mientras que hacia el Este el límite lo constituye el Contacto Agua–Petróleo (CAP) a -8,759 pbnm, encontrado en el pozo Yulebra 6. Cabe mencionar que según estudios geofísicos, las fallas normales mencionadas bien podrían ser flexuras que no constituirían una barrera al flujo, en cuyo caso sería posible mediante sísmica 3D determinar de manera precisa las fallas presentes en el campo.

1.5.2 YACIMIENTO BASAL TENA

La zona de transición presente en el pozo Culebra 4 sugiere que el CAP (Contacto Agua Petróleo), estaría ubicado a -8,010 pbnm. Este hallazgo permite delimitar al yacimiento en casi la totalidad de su extensión areal, excepto al Norte-Este y Sur-Este, donde las curvas se abren y no se encuentra cierre estructural. La interpretación actual prolonga las fallas observadas en Napo-U y las considera como límites en estas dos regiones. Esta suposición, claro está, introduce incertidumbres en el cálculo del Petróleo Original En Sitio (POES), sin embargo al momento se considera que proporciona una representación confiable del yacimiento Basal Tena.

1.6 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

Tal como se indicó anteriormente, los principales yacimientos del campo Culebra-Yulebra son las areniscas cretácicas Basal Tena de la formación Tena, U-Inferior de la formación Napo y el miembro Inferior de la formación Hollín. De menor relevancia es el miembro Superior de la formación Hollín. Los estudios y análisis

PVT realizados en el campo indican que en todos los casos se trata de petróleos sub-saturados, con relativamente baja relación gas-líquido y presiones de saturación. La continuidad areal y soporte de presión varía en cada yacimiento.

1.6.1 YACIMIENTO BASAL TENA

Como es tradicional en la cuenca Oriente, el yacimiento Basal Tena es de moderado espesor y limitada continuidad areal. El principal mecanismo de desplazamiento lo constituye la expansión de la roca y fluidos y del gas en solución. Como tal, este yacimiento se caracteriza por una disminución rápida de presión a medida que se producen los fluidos.

1.6.2 YACIMIENTO NAPO U

El principal mecanismo de desplazamiento del Yacimiento Napo-U lo constituyen la expansión de roca y fluidos, gas en solución y una entrada parcial de agua del acuífero.

1.6.2 YACIMIENTO NAPO T

El mecanismo de desplazamiento para este yacimiento lo constituyen la expansión de roca y fluidos, gas en solución y una entrada parcial de agua, la cual ayuda a sostener la presión del yacimiento.

1.6.3 YACIMIENTO HOLLIN SUPERIOR

El Yacimiento Hollín Superior combina la expansión de roca y fluidos con una entrada lateral de agua.

1.6.4 YACIMIENTO HOLLIN INFERIOR

Como también es tradicional en la cuenca Oriente, el yacimiento Hollín Inferior presenta una gran extensión areal y un acuífero activo en el fondo el cual

constituye el principal mecanismo de desplazamiento, a la vez que mantiene de forma efectiva la presión en este yacimiento.

1.7 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

1.7.1 POZOS PRODUCTORES E INYECTORES

Al 30 de noviembre del 2006, fecha en la cual se realizó el cierre de información para fines de la presente investigación, el campo Culebra–Yulebra consta de 13 pozos, 6 de los cuales se ubican en el área Culebra y 7 en el área Yulebra del campo. La Tabla 1.1 muestra el estado de los pozos en el campo al 30 de noviembre del 2006.

Tabla 1.1- Estado Actual de los Pozos en el Campo

AREA	POZOS	PRODUCTORES	INYECTORES
Culebra	6	6	0
Yulebra	7	6	1

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos Auca

El mecanismo de levantamiento artificial en todos los pozos del campo Culebra-Yulebra es mediante Bombeo Electrosumergible (BES).

1.7.2 RE-INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

Siguiendo las normas ambientales vigentes en el país, el agua de formación producida en el campo Culebra-Yulebra es inyectada en la formación Tiyuyacu por medio del pozo Yulebra-6.

El equipo de superficie necesario para la inyección del agua se encuentra en la mini-estación Yulebra-1, de la cual se envía al pozo Yulebra-6 a través de una línea de 6 pulgadas de diámetro.

El pozo Yulebra-6 inyecta a la fecha 2,800 barriles de agua por día (BAPD) con una presión en la cabeza del pozo de 900 libras por pulgada cuadrada (PSI). Los mayores problemas en el sistema de inyección de agua del campo Culebra-Yulebra han sido ocasionados por la proliferación de bacterias sulfato reductoras; por un alto contenido de oxígeno disuelto y por la presencia de sulfuro de hierro, óxido de hierro y de otros tipos de sólidos orgánicos e inorgánicos en el agua a inyectar. Esto es causado al operar con sistemas abiertos y tiene como consecuencia la presencia de corrosión, erosión y taponamiento en equipos de fondo y de superficie y taponamiento de los punzados y gargantas porales en la formación Tiyuyacu, los cuales impiden la normal operación del proceso de re-inyección de agua de formación. En previsión de futuras necesidades de inyección se planea actualmente la perforación de dos pozos inyectoras para el campo.

1.7.3 FACILIDADES DE TRATAMIENTO

Los fluidos producidos en los pozos del campo Culebra-Yulebra son procesados en una planta de tratamiento ubicada en la proximidad el pozo Yulebra-1. Dicha planta cuenta con las facilidades necesarias para la separación y tratamiento de los fluidos hasta cumplir con la especificación requerida. El petróleo producido en el campo Culebra-Yulebra se envía a la estación Sacha Sur. Los tratamientos que se llevan a cabo a los fluidos producidos en el campo Culebra-Yulebra incluyen los siguientes:

- Deshidratación de crudo
- Control de corrosión en líneas de flujo
- Control de escala
- Inyección de agua de formación

Estos tratamientos requieren del empleo de productos químicos especializados. La selección de los productos químicos está orientada a optimizar los costos operacionales, pretendiendo los mayores rendimientos técnico-económicos para proteger las instalaciones de fondo y superficie, cumpliendo con parámetros

preestablecidos y manteniendo siempre presente la preservación del medio ambiente. La variable principal es el costo por barril de fluido tratado.

Se emplean actualmente los siguientes productos genéricos:

- Deshidratación: de-mulsificante, anti-parafínico y anti-espumante
- Control de escala: inhibidor de escala
- Control de corrosión: inhibidor de corrosión
- Agua para inyección: inhibidor de escala, inhibidor de corrosión, biocidas, dispersante de sólidos
- Otros: dispersante de sólidos

1.7.4 ESTADO ACTUAL DE LAS INSTALACIONES DE TRATAMIENTO

Se observa los siguientes problemas e inconvenientes en las instalaciones y equipos de tratamiento del campo Culebra-Yulebra:

- Funcionamiento irregular de calentadores, lo que ocasiona una disminución en la temperatura del colchón de agua del tanque de lavado, con la consiguiente acumulación de parafina y sólidos en el interior del tanque. Estos sólidos producen posteriormente taponamientos en las líneas de flujo y daños en equipos y accesorios, restringiendo la producción. Adicionalmente, se observan efectos negativos en el tratamiento de agua de inyección por un mayor contenido de aceite residual y de sólidos.
- No se dispone de materiales e infraestructura para la instalación y mantenimiento de puntos de aplicación, lo que impide inyectar químicos en todos los puntos requeridos. Esto ocasiona que los tratamientos químicos no sean lo más efectivos.
- Baja eficiencia y daños en separadores y bota de gas, lo que hace que el gas disuelto que ingresa al tanque de lavado sea excesiva por una separación mecánica ineficiente, dificulta la libre decantación del agua y

- ocasiona un flujo ascendente con un mayor BS&W en los niveles medios y superiores.
- Presencia de sólidos en tanques dadas las limitaciones existentes en los programas de mantenimiento de tanques de lavado, de reposo y almacenamiento. Se observa una acumulación importante de sólidos en el fondo de los tanques, lo que influye negativamente en el funcionamiento de estos equipos y de manera directa en el tratamiento químico, disminuyendo el tiempo de residencia y promoviendo la proliferación de bacterias.

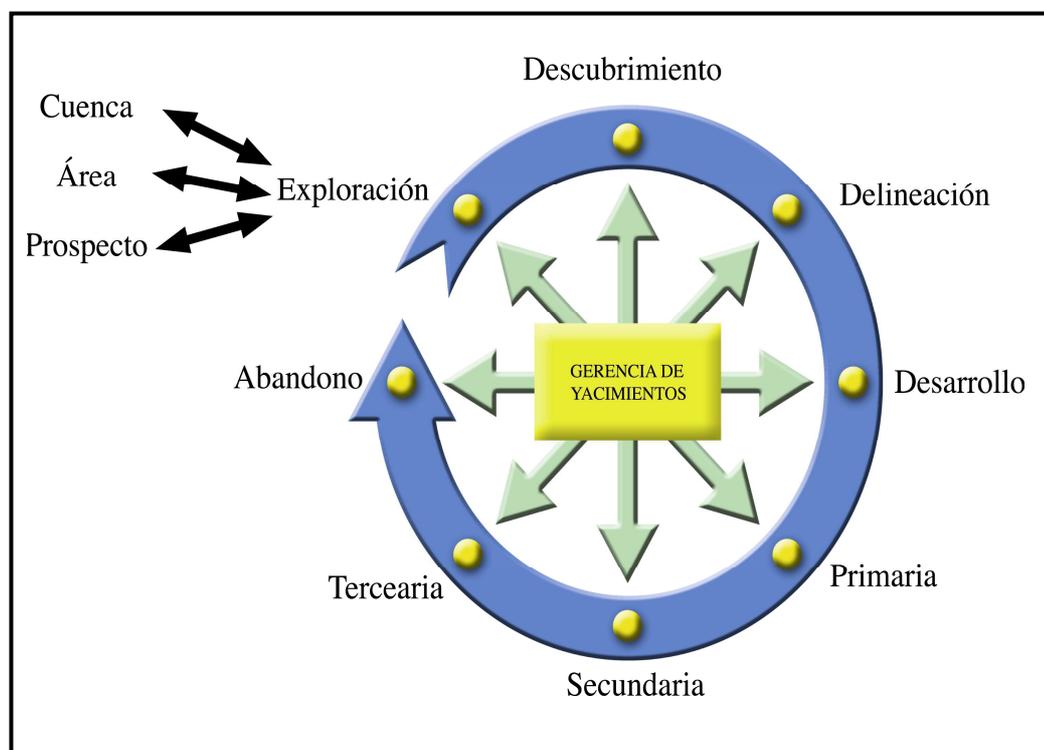
CAPITULO 2

GESTIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS

2.1 INTRODUCCIÓN

La Gestión o Gerencia Integrada de Yacimientos puede definirse como: “las acciones o prácticas idóneas que permitan la utilización de los recursos disponibles de una Empresa, tanto humanos como tecnológicos, financieros y de información, con la finalidad de maximizar las ganancias, mediante la optimización del recobro de las reservas, inversiones de capital y costos de operación, reduciendo el riesgo, desde el descubrimiento hasta el abandono, siendo una actividad constantemente en ejecución y no un proceso de aplicación aislado” (Abdus Satter et al., 1996; Ganesh Thakur et al., 2004). Una representación esquemática de la Gerencia Integrada de Yacimientos aplicada al proceso en la vida de un yacimiento se muestra en la Figura 2.1

Figura 2.1 - Proceso en la Vida de un Yacimiento



Fuente: SPE, 2004. Documento 22350

La Gestión Integrada de Yacimientos busca mejorar el rendimiento de los yacimientos con la finalidad de maximizar el valor de los activos petroleros. Los objetivos en materia de productividad y recuperación final son generalmente difíciles de alcanzar debido a la carencia de tecnologías y herramientas, o bien al empleo inadecuado de estas. Sin embargo, hoy en día, los avances tecnológicos y los enfoques rigurosos de los procesos brindan la posibilidad de alcanzar objetivos de producción y llevar la eficiencia de campos petroleros a niveles significativamente más altos que en el pasado. Dentro de este contexto y como premisa fundamental, es necesario considerar la incertidumbre en cada una de los componentes del proceso de evaluación de yacimientos.

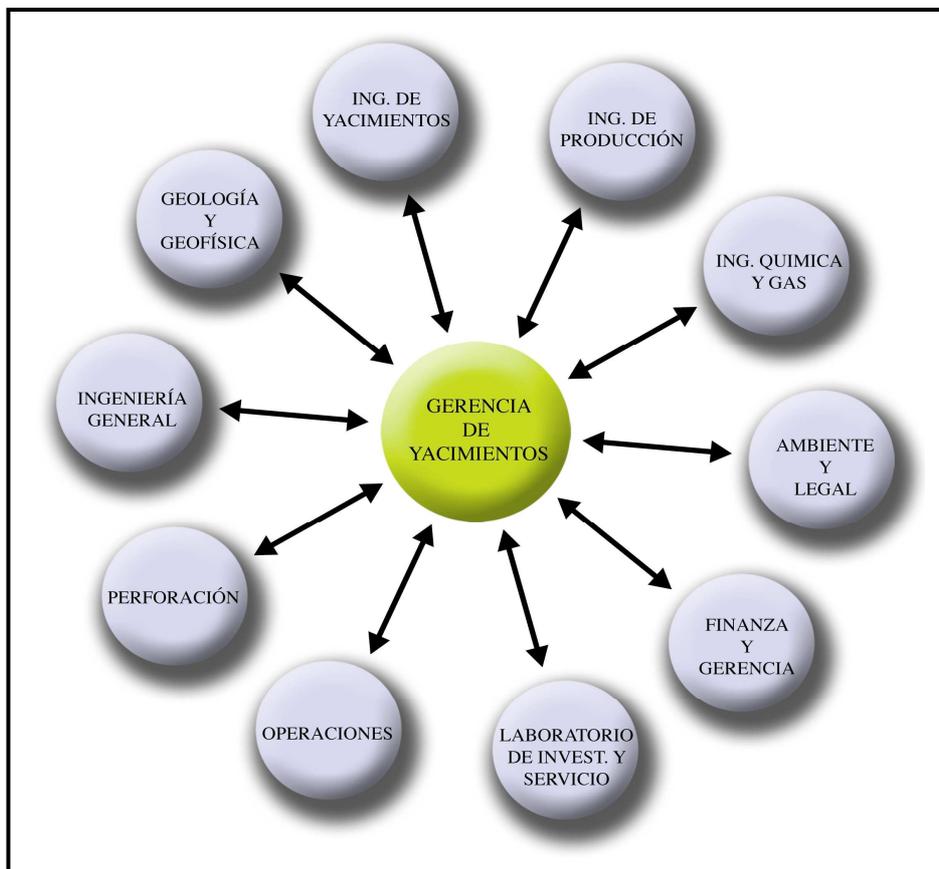
Para el proceso de toma de decisiones, el Gerenciamiento Integrado de Yacimientos relaciona circunstancias pasadas y presentes con acciones futuras, de modo de dar solución a las incógnitas. Un inconveniente surge cuando el estado real de las cosas no se ajusta al estado deseable, por lo que generalmente, un problema abre una oportunidad para mejorar. Por ejemplo, la pérdida de productividad en un pozo puede conducir a un nuevo diseño de estimulación de pozos, y por lo tanto a futuros incrementos de producción en el mismo y otros pozos.

El éxito de la integración depende de factores, tales como:

- Entendimiento global del proceso de la gerencia integrada del yacimiento, de la tecnología, de las herramientas y de la información, lo cual se obtiene a través de una capacitación integrada y de asignaciones de trabajo en equipo.
- Coordinación efectiva de las actividades del proceso.
- Persistencia.
- Comunicación entre las varias disciplinas de la ingeniería, la geología y el personal de operaciones, mediante: (a) reuniones periódicas, (b) cooperación interdisciplinaria, (c) objetivos y plazos claramente definidos, y (d) el establecimiento de confianza mutua entre los integrantes del equipo de trabajo.

La sinergia y el concepto de equipo son elementos esenciales para la integración, incluyendo recursos humanos, tecnología, herramientas e información, tal como se muestra esquemáticamente en la Figura 2.2.

Figura 2.2.- Equipo de Gerencia Integrada de Yacimientos



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

En resumen, se busca a través de la Gerencia Integrada de Yacimientos alcanzar una sinergia entre los componentes del equipo de trabajo, de manera que el resultado sea mayor que la suma de sus partes.

En el campo Culebra-Yulebra de la Cuenca Oriente, muchos de los principios fundamentales de la Gerencia Integrada de Yacimientos pueden ser aplicados. Se hará énfasis en la renovación o rejuvenecimiento del campo, en el aumento de la producción, y las acciones correctivas para mejorar la productividad, extender la vida útil del campo, aumentar la recuperación final y sobre todo, mejorar los resultados financieros de la compañía operadora.

El enfoque integrado para lograr la optimización de yacimientos del campo Culebra-Yulebra consiste en elaborar procedimientos específicos orientados al desarrollo y manejo óptimo de los yacimientos. Se identifica además la falencia de recursos tecnológicos, y de los servicios necesarios para incrementar la productividad del campo y la recuperación de las reservas. Este estudio está orientado a la identificación de oportunidades para reacondicionamiento de pozos, con miras a mejorar la producción del campo Culebra-Yulebra, de forma eficiente y con una relación costo-beneficio favorable para el operador. La metodología y recomendaciones específicas son presentadas en este estudio.

Un equipo multi-disciplinario con conocimiento cabal de técnicas probadas de mejoramiento de producción constituye la herramienta esencial para el manejo del yacimiento, así como para la administración de los activos. Se debe tomar en consideración que este proceso representa un compromiso a largo plazo, el cual se extiende generalmente a la vida útil del activo petrolero.

El análisis de los datos del campo Culebra-Yulebra proporcionados por PETROPRODUCCION, servirá para proponer proyectos de inversión que mejoren la productividad y el recobro final del campo, mediante trabajos de reacondicionamiento.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN EMPLEADO EN EL MANEJO DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA

La Gerencia de Yacimientos para el Campo Culebra-Yulebra plasmará de forma integral la información, historia y conocimiento de los yacimientos del campo y por lo tanto se convertirá en el componente esencial para el control de las operaciones y la maximización del recobro de los hidrocarburos. El esquema de Gerencia de Yacimientos enfatizará la interacción entre las diferentes disciplinas tecnológicas, como también entre el grupo de profesionales encargados del desarrollo y manejo del campo.

Idealmente, la metodología seleccionada para la Gerencia Integrada de Yacimientos debió haber empezado en el momento del descubrimiento del campo Culebra-Yulebra. De esta manera se pudo aplicar un programa coordinado y establecerlo como una herramienta de control y evaluación a corto, mediano y largo plazo. Dicho plan debió contemplar la optimización de los recursos humanos y financieros disponibles.

Sin embargo, nunca es tarde en la vida de un activo para iniciar un proceso moderno de Gerencia Integrada de Yacimientos, que incluya la efectiva comunicación entre los grupos funcionales interesados, incluyendo Geología, Geofísica, Perforación, Ingeniería de Petróleos, Ingeniería de Producción e Ingeniería de Yacimientos. El proceso deberá establecer procesos de trabajo en equipo a fin de integrar conocimientos, experiencias y habilidades, con la finalidad de alcanzar resultados superiores para la compañía operadora, sobre la base de incrementar la producción y el recobro de las reservas de hidrocarburos.

2.2.1 SISTEMAS DE GERENCIAMIENTO

2.2.1.1 Sistema Integrado o Flexible

En un sistema integrado o flexible de gerenciamiento de yacimientos se fijan las estrategias de desarrollo y producción dentro de los parámetros económicos de la compañía operadora. Se abarcan las actividades relacionadas con el recobro del petróleo por métodos primarios, como función de la tasa de depletación de los yacimientos, así como las tecnologías aplicables para la recuperación secundaria.

Una vez establecidas las estrategias de desarrollo, el siguiente paso dentro de este eslabón es la puesta en marcha o ejecución de los planes, los cuales estarán en permanente revisión por parte del equipo profesional multidisciplinario. La misión del equipo de trabajo consistirá en la evaluación de los planes y estrategias, presentando el resultado de sus análisis en dos escenarios independientes, tal como se describe a continuación.

El primer escenario se basa en la consideración de que los resultados económicos obtenidos coinciden con los resultados anticipados, y por lo tanto se continuará con el plan original, siempre y cuando las condiciones iniciales no hayan cambiado. Por ejemplo, no se incluya la perforación de pozos nuevos. El segundo escenario, por el contrario, se basa en la consideración de que los resultados obtenidos no han sido los esperados, para lo cual necesariamente se revisará el plan original, de manera de identificar deficiencias y realizar acciones correctivas, o diseñar un nuevo plan que posibilite optimizar los réditos económicos.

2.2.1.2 Sistema no Integrado o Tradicional

Los sistemas tradicionales fueron desarrollados con el único objetivo de encontrar y producir hidrocarburos, considerándose esta condición la esencia de la industria del petróleo. En este caso no era necesario tomar en cuenta la revisión estratégica del plan de desarrollo. El esquema planteado era inutilizado en gran porcentaje, como de la misma manera la sinergia y el aporte de cada miembro del equipo de trabajo.

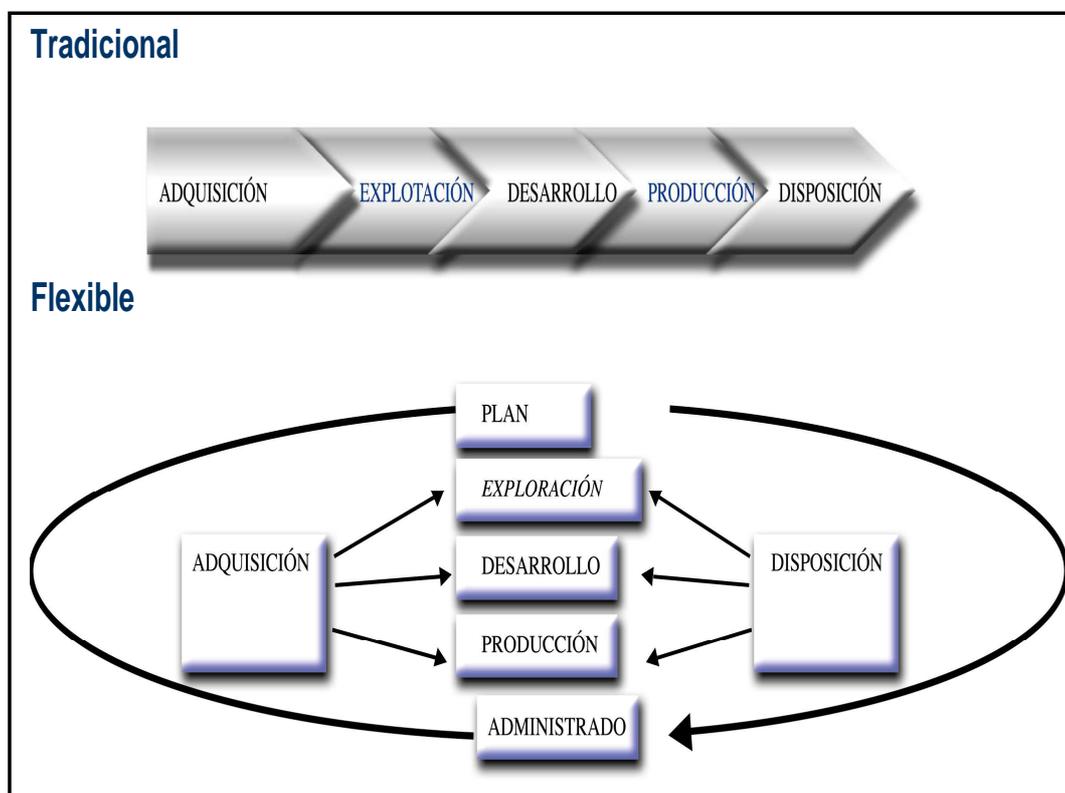
Para el caso del campo Culebra-Yulebra, la revisión crítica del plan de desarrollo y estrategias de producción fue consistentemente postergada, debido principalmente a restricciones en recursos humanos y financieros, y dada su menor prioridad en la asignación de dichos recursos frente a campos de mayor producción.

De lo anotado anteriormente, en el campo Culebra-Yulebra se observa un sistema gerencial no integrado o clásico, donde las diferentes actividades técnicas se encuentran reunidas, más no integradas. Bajo esta modalidad, las apreciaciones complementarias de las disciplinas se diluyen y una descripción real de las complejas características de los yacimientos y su comportamiento en el tiempo difícilmente pueden ser reunidas.

Por tal razón, y a fin de lograr los beneficios de la gestión integrada de yacimientos, la empresa PETROPRODUCCIÓN, operadora del campo Culebra-Yulebra asignó el presente proyecto de investigación. Este trabajo proporcionará los parámetros y conceptos necesarios para optimizar las estrategias de re-desarrollo del campo Culebra-Yulebra a todo nivel.

Como es usual en proyectos no integrados, se observan trabajos de muy buena calidad en ciertas disciplinas o componentes técnicos, sin embargo y desafortunadamente, estos son esfuerzos aislados, no integrados en el proceso de gestión permanente de desarrollo de un campo petrolero. Es posible que una de las razones por las que no se desarrolló un programa integrado fue debido a la carencia de un grupo técnico, por lo que las decisiones operacionales se fueron tomando dentro del contexto de limitaciones de la operadora. A modo de ilustración, la Figura 2.3 muestra un esquema de los sistemas integrados y no integrados.

Figura 2.3.- Representación de Dos Sistemas de Gerenciamiento



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Como se trató anteriormente, la gerencia integrada requiere de una definición y evaluación temprana del sistema de los yacimientos. En esto juega un papel importante la adquisición y el manejo de la información, la cual deberá ser validada y depositada en una base central receptora de datos, en este caso en el campo Auca Central. En este punto de control se depositará la totalidad de la información requerida para realizar los diferentes planeamientos y estrategias para el desarrollo del campo.

El personal técnico basa sus consideraciones en reportes diarios suministrados por los encargados de cada estación de producción. Estos reportes son almacenados en archivos físicos debidamente estandarizados que contienen datos de pozos, incluyendo el sistema de levantamiento artificial, presiones, producción diaria real y parámetros complementarios, los cuales se ingresan a un sistema administrador de información digital denominado **AS/400**. Dicho sistema permite obtener información a nivel de pozo para la totalidad de campos operados por PETROPRODUCCION. Esta información se encuentra disponible a los usuarios autorizados.

Dentro de este proceso el Departamento de Ingeniería de Procesos Técnicos se encarga de administrar y direccionar la información del sistema **AS/400**, siendo sus funciones:

- Recopilar la información de los diferentes campos.
- Almacenar y custodiar la información.
- Suministrar información a los diferentes departamentos.
- Generar reportes diarios.
- Realizar los informes de producción mensual para la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH).

Si bien el sistema de manejo de los datos se encuentra estructurado adecuadamente, es muy importante conocer además el alcance, contenido e incertidumbre de los datos a utilizar en los diferentes estudios. Un análisis básico de la información llevado a cabo en el presente estudio, indicó que la información

del campo Culebra-Yulebra presenta falencias serias de carácter organizacional en parámetros técnicos esenciales. Por ejemplo; se encontró que la producción de petróleo, presiones, petrofísica, entre otros, se encuentra indebidamente procesada, desactualizada, incompleta, lo cual retrasa o imposibilita análisis técnicos confiables. Fueron necesarios 6 meses para entender, procesar, normalizar, completar y poner los datos en forma útil para el análisis a desarrollar en este proyecto.

Cabe anotar que gran parte de la información técnica de yacimientos requiere procesamiento y análisis, como por ejemplo la petrofísica y los análisis de transientes de presión. En estos casos, es necesario incorporar especialistas con la debida habilidad, experiencia y conocimiento de los campos. Se tiene entendido que en muchos casos PETROPRODUCCION contrata compañías de servicio, las cuales se encargan de la adquisición e interpretación, y que los resultados obtenidos son validados por personal capacitado de la empresa Estatal, antes de ser incorporados como datos oficiales del campo Culebra-Yulebra.

2.2.2 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN

PETROPRODUCCION lleva un registro calendario de la producción de petróleo, agua y gas, lo que permite a los especialistas de la empresa conocer el estado de los pozos. Es necesario recalcar que la información de producción del campo Culebra-Yulebra fue encontrada incompleta y con una variedad de errores. Para fines de este estudio, fue necesario re-procesarla debidamente, actualizarla y ordenarla, de manera de poder emplearla de manera efectiva para los análisis a efectuar.

2.2.3 INFORMACIÓN DE YACIMIENTOS

Uno de los parámetros más importantes para el manejo de los yacimientos es un registro correcto y periódico de la Presión del Yacimiento (Pws). PETROPRODUCCION maneja esta información como un registro de eventos, el

cual incluye: yacimiento, fecha de la medición, pozo, caudal total, caudal de petróleo y presiones medidas y calculadas, entre otros valores.

No se registra calidad de los datos, nombre del intérprete ni metodología del análisis. Las presiones están reportadas al punto medio de las perforaciones (pmp), por lo que se hace necesario realizar correcciones a un nivel de referencia (Datum), que en el Capítulo IV del presente proyecto se muestra más detalladamente.

2.2.4 INFORMACIÓN GEOLÓGICA

La información geológica es en general escasa para este campo. La información petrofísica es prácticamente inexistente. Para fines de este proyecto se emplearon los datos encontrados en el “Estudio de Simulación Matemática del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda”.

CAPITULO 3

ADQUISICIÓN Y MANEJO DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA

3.1 INTRODUCCIÓN

La gerencia integrada del yacimiento requiere del conocimiento cabal del campo, el cual se obtiene a través de un programa sistemático de adquisición y manejo de la información.

Este capítulo presenta los objetivos del programa de adquisición de información para el Campo Culebra-Yulebra, las diferentes disciplinas involucradas y el impacto de su correcta aplicación.

Dentro de este contexto, conocer la manera en que PETROPRODUCCION administra la información, permitirá un mejor entendimiento de las condiciones actuales, para luego, poder implantar un plan estratégico que permita manejar la información del campo y continuar con la adquisición, manejo y validación de la información.

3.2 SISTEMA ACTUAL DE MANEJO DE INFORMACIÓN

PETROECUADOR, para un adecuado manejo, almacenamiento y rápido acceso a la información utiliza la tecnología **AS/400**, la cual se basa en un sistema multiusuario con una interfaz controlada mediante menús y comandos intuitivos.

La **AS/400** utiliza terminales y un sistema operativo basado en objetos y directorios integrados donde se ingresa toda la información necesaria (objetos) que el usuario defina.

Es importante mencionar que AS/400 maneja la información de todas las filiales de PETROECUADOR. Cada filial mantiene directorios con la información competente. Así por ejemplo, el Departamento de Ingeniería de Petróleos de PETROPRODUCCION alimenta el directorio SISPET (Sistemas de Petróleos) donde consta la siguiente información:

- Producción Diaria de Petróleo, Agua y Gas
- Resultado de las Pruebas de Presión
- Eventos mayores

Para el funcionamiento adecuado de AS/400 se utiliza un Servidor Central a fin de controlar, almacenar y direccionar la información ingresada mediante la utilización de conexiones WAN (World Area Network), y LAN (Local Area Network).

Con la finalidad de mantener la confidencialidad de la información, PETROPRODUCCION asigna una clave de acceso a los usuarios autorizados. Así, el personal con este privilegio ingresa y/o recupera información para análisis posterior.

3.3 PLAN DE MANEJO DE LA INFORMACIÓN

El objetivo de un plan de manejo de información es estructurar los datos disponibles a diferentes niveles (cuena, campo y pozos) con la finalidad de facilitar su análisis e interpretación.

El plan diseñado debe ser flexible para que este pueda adaptarse a las circunstancias actuales y permita involucrar a todas las disciplinas. La Figura 3.1 muestra un plan de selección de candidatos para optimización de producción mediante intervenciones. Se observa que un componente esencial del flujo de trabajo mostrado consiste en la adquisición, manejo y análisis de la información.

3.3.1 ADQUISICIÓN DE LA INFORMACIÓN DE CAMPO

Al iniciar el presente estudio “Incremento de la Producción del Campo Culebra-Yulebra Aplicando Técnicas de Gestión Integrada de Yacimientos”, se procedió a la recopilación de la información disponible.

La información típicamente requerida para manejar los diferentes yacimientos de un campo, se lista a continuación:

A. Información de Yacimientos (Dinámica)

- Información histórica de presiones dinámicas y estáticas
- Información de Producción
- Análisis PVT (Presión, Volumen, Temperatura)
- Análisis Convencionales y Especiales de Núcleos
- Estado mecánico actual de pozos
- Historia de reacondicionamiento de pozos
- Intervalos disparados
- PLT (*Production Log Tool*) o ILT (*Injection Log Tool*)
- DST (*Drill Steam Testing*)

B. Información de Geología (Estática)

- Localización de pozos (coordenadas de superficie y fondo)
- Desviación de Pozos
- Registros eléctricos de pozos (formato ASCII)
- Topes y bases de los yacimientos de interés
- Mapas estructurales y de fallas
- Mapas de Superficie
- Contactos de los fluidos CAP (Contacto Agua Petróleo), LIP (Límite Inferior de Petróleo), CGP (Contacto Gas Petróleo)

Para el caso particular de Culebra-Yulebra, se lista la información recopilada de los archivos de las oficinas centrales y de campo de PETROPRODUCCION en las Tablas 3.1 a y 3.2 b.

El desarrollo y producción del Campo Culebra-Yulebra se ha concentrado en la arena U Inferior, ya que los resultados de los análisis técnicos iniciales demuestran que es el yacimiento con mayor potencial para producción.

Una vez finalizada la fase de recopilación de la información disponible, se procedió a realizar la validación y/o Control de Calidad (CC) de los datos estáticos y dinámicos facilitados por PETROPRODUCCION.

3.4 MANEJO DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO

3.4.1 CONTROL DE CALIDAD Y/O VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN

El Control de Calidad es un componente esencial dentro de un Plan de Manejo de Información, puesto que abarca procedimientos y técnicas para verificar la calidad, precisión y consistencia de los datos adquiridos.

Una de las técnicas comunes para validar la información es la construcción de planillas utilizando archivos planos; sin embargo, para facilitar el manejo de información, las plantillas de información inicialmente se crearon en el programa Excel, y posteriormente, se cambiaron de extensión para ser fácilmente cargadas en el software *OFM™*.

Es importante aclarar que el Control de Calidad y/o Validación de la información, se realizó con información obtenida en las oficinas de Campo y de Quito de PETROPRODUCCION.

3.4.1.1 Planillas de Información

Las Planillas de Información u hojas de control, sirven para revisar y clasificar los datos para su ingreso, según categorías determinadas por los usuarios (técnicos de PETROPRODUCCION). Entre sus principales funciones se encuentran:

- Recolección de la información

- Comparación de datos reportados a las autoridades de Hidrocarburos con los almacenados por PETROPRODUCCION en el programa Oil Field Manager (*OFM*TM).
- Determinación de inconsistencias

Para el presente estudio, se generaron planillas con el propósito de manejar la Información disponible de Presión, Producción, Análisis PVT, entre otras. El formato utilizado y el control de calidad, se describe en las siguientes secciones.

3.2.2 INFORMACIÓN ESTÁTICA

La información estática corresponde a los datos geológicos, entre los que se incluye los perfiles eléctricos, topes y bases de las formaciones, interpretaciones petrofísicas y análisis de núcleos.

3.4.2.1 Ubicación de Pozos

Se solicitaron las coordenadas de superficie de los pozos de Culebra – Yulebra, para ubicarlos en el mapa base.

3.4.2.2 Desviaciones de Pozos (Surveys)

Constituyen una información importante para definir las coordenadas de los puntos medios de perforación en los yacimientos productores. En el caso del campo Culebra-Yulebra, los pozos perforados son verticales, por lo que las coordenadas de superficie son iguales a las de fondo (puntos medios de perforación).

3.4.2.3 Registros Eléctricos

La información de Registros Eléctricos se adquirió en formatos ASCII, y se la utiliza para corroborar si la información geológica (topes de formación y arena productora) se encuentran consistentes con la información de producción (intervalos punzados y producción).

3.4.2.4 Topes y Bases de los yacimientos

La información de topes y bases de las diferentes arenas productoras del campo es importante para corroborar la correcta distribución de producción en la base de datos.

3.4.2.5 Petrofísica

Las propiedades petrofísicas para los pozos del campo Culebra-Yulebra se recopilaron del “*Estudio de Simulación Matemática del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda*” de Enero 1998.

Específicamente los valores obtenidos fueron: espesor neto, net-to-gross (NTG), porosidad, y saturación de agua para las arenas Hollín Superior, Basal Tena y Napo-U Inferior.

En lo concerniente a permeabilidades, los valores referenciales para el Yacimiento Napo - U Inferior se obtuvieron del “*Modelo Geoestadístico en Base a Registros Eléctricos del Reservorio “U” Inferior de la Formación Napo del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda*” presentado por el Ing. Juan Francisco Sandoval en Julio 2005.

No se obtuvo valores referenciales de permeabilidad para las demás arenas del Campo Culebra-Yulebra.

3.4.3 INFORMACIÓN DINÁMICA

La información dinámica agrupa los datos necesarios para la construcción de un modelo de Simulación Matemática, como son: presión, producción, entre otros.

3.4.3.1 Presiones

La limitada información de presiones estáticas para el campo Culebra-Yulebra, y

la multiplicidad de intérpretes y metodologías de análisis empleadas, conllevan a una incertidumbre significativa en los valores de presión a emplear en este proyecto.

La información base se sometió a un proceso de control de calidad, que incluyó el ajuste al datum o nivel de referencia y posterior filtro, con la finalidad de determinar el comportamiento de presión para la arena “U” Inferior.

3.2.3.1.1 Validación de la Información de Presión

Los datos de presión estática proporcionados por el Departamento de Ingeniería se llevaron a un mismo nivel de referencia (*datum*), el cual se obtuvo del “*Estudio de Simulación Matemática del Área Culebra-Yulebra-Anaconda*”, Enero 1998.

El proceso toma en cuenta la presión del reservorio registrada a profundidad del sensor, la gravedad específica de la mezcla, la salinidad del agua de formación, y otros parámetros que se presentan en las siguientes ecuaciones:

$P_{ws \ datum} = P_{ws} + \Delta P$	(3-1)
$P_{ws \ datum} = P_{ws} + \rho_m g \Delta h$	(3-2)
$\rho_m = \rho_o (1 - BSW) + \rho_w (BSW)$	(3-3)
$\Delta h = h(datum) - h(pmp)_{ss}$	(3-4)
$h(pmp)_{ss} = h(pmp) - MR$	(3-5)

Donde:

- P_{ws} = Presión estática de yacimiento, psi
- ρ_m = Gravedad específica de la mezcla, adimensional (ver Anexo A)
- ρ_o = Gravedad específica del petróleo, adimensional
- ρ_w = Gravedad específica del agua, adimensional
- BSW = Sedimentos básicos y agua, fracción
- $h(pmp)$ = profundidad del punto medio de las perforaciones, pies

$h(pmp)_{ss}$ = profundidad punto medio de perforación bajo el nivel del mar, pies

$h(\text{datum})$ = profundidad del datum bajo el nivel del mar, pies

MR = elevación de la mesa rotaria sobre el nivel del mar, pies

Ejemplo de Cálculo Pozo Culebra 6:

$P_{ws}(\text{datum}) = P_{ws} + \Delta P$ $\Delta P = \rho_m * g * \Delta h$ $\nabla m = 0.433 [\rho_o (1 - BSW) + \rho_w (BSW)]$ $\nabla m = 0.433 [0.8865 (1 - 0.381) + 1.03 (0.381)]$ $\nabla m = 0.4075 \text{ lpc}$	$\Delta h = (\text{datum} + MR) - \text{profundidad sensor}$ $\Delta h = (8730 - 956) - 9563 = 123 \text{ ft}$ $\Delta P = \nabla m * \Delta h$ $\Delta P = 0.4075 * 123 = 50.122$ $P_{ws}(\text{datum}) = 1716 + 50.122 = 1766 \text{ (PSI)}$
---	--

Como resultado de este proceso se obtienen las presiones estáticas corregidas al datum (P_{ws}) para el Campo Culebra-Yulebra que se presentan en la Tabla 3.2.

Luego de la revisión y obtención de los datos de presión, se procedió a graficar la presión estática (P_{ws}) versus el tiempo, como se observa en la Figura 3.2.

Los puntos de presión existentes presentan una tendencia marcada. Sin embargo, se distinguieron valores no consistentes con el comportamiento de presión del yacimiento (tendencia), los cuales fueron eliminados. Dichos valores corresponden a fallas ocurridas en las memorias durante la toma de datos de pruebas de restauraciones de presión.

Las tablas de corrección de presión se presentan en el Anexo A, junto con las tablas de conversión de salinidad a gravedad específica usadas.

El valor de presión inicial (3800 psi), fue obtenido de los archivos de perforación del Archivo Técnico Quito de PETROPRODUCCION.

Tabla 3.2. – Presión Estática Corregidas al Datum

Fecha	Pws(PSI)	Pozo	Np(MBIs)
Mar-81	3800	Culebra-1*	0
Jun-95	2475	Yulebra-5	7463
Apr-96	2108	Yulebra-2	8840
Jan-00	1979	Yulebra-4	16697
Aug-01	1859	Culebra-4	20099
Apr-02	1843	Culebra-3	21437
May-02	1766	Culebra-6	21615
Nov-02	1713	Yulebra-7	22641
May-03	1615	Culebra-4	23614

* Valor obtenido de archivo de Perforación

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Finalmente, la curva de tendencia (fit de presiones) se utiliza para hacer un pronóstico de presión actual del yacimiento. La Tabla 3.3 muestra los valores de presión inicial y a la fecha de corte para la realización del estudio.

Tabla 3.3.- Presiones de Yacimiento U Inferior

YACIMIENTO U INFERIOR	
Presión Inicial (PSI)	Presión @ Nov/2006 (PSI)
3800	1480*

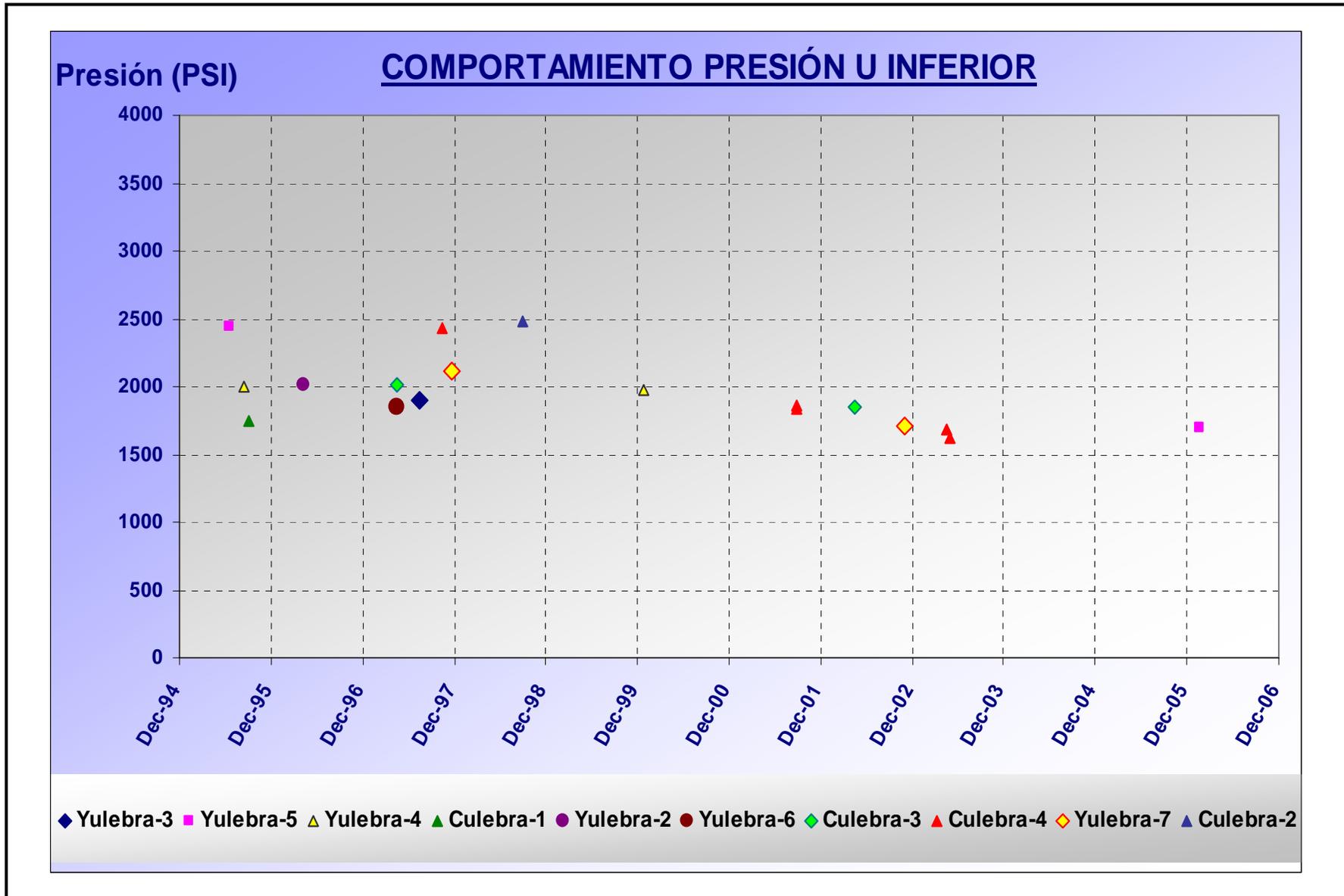
* Obtenido *Figura 3.3.*

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

De acuerdo al comportamiento de presión en “U” Inferior, se observan patrones de comunicación entre pozos vecinos.

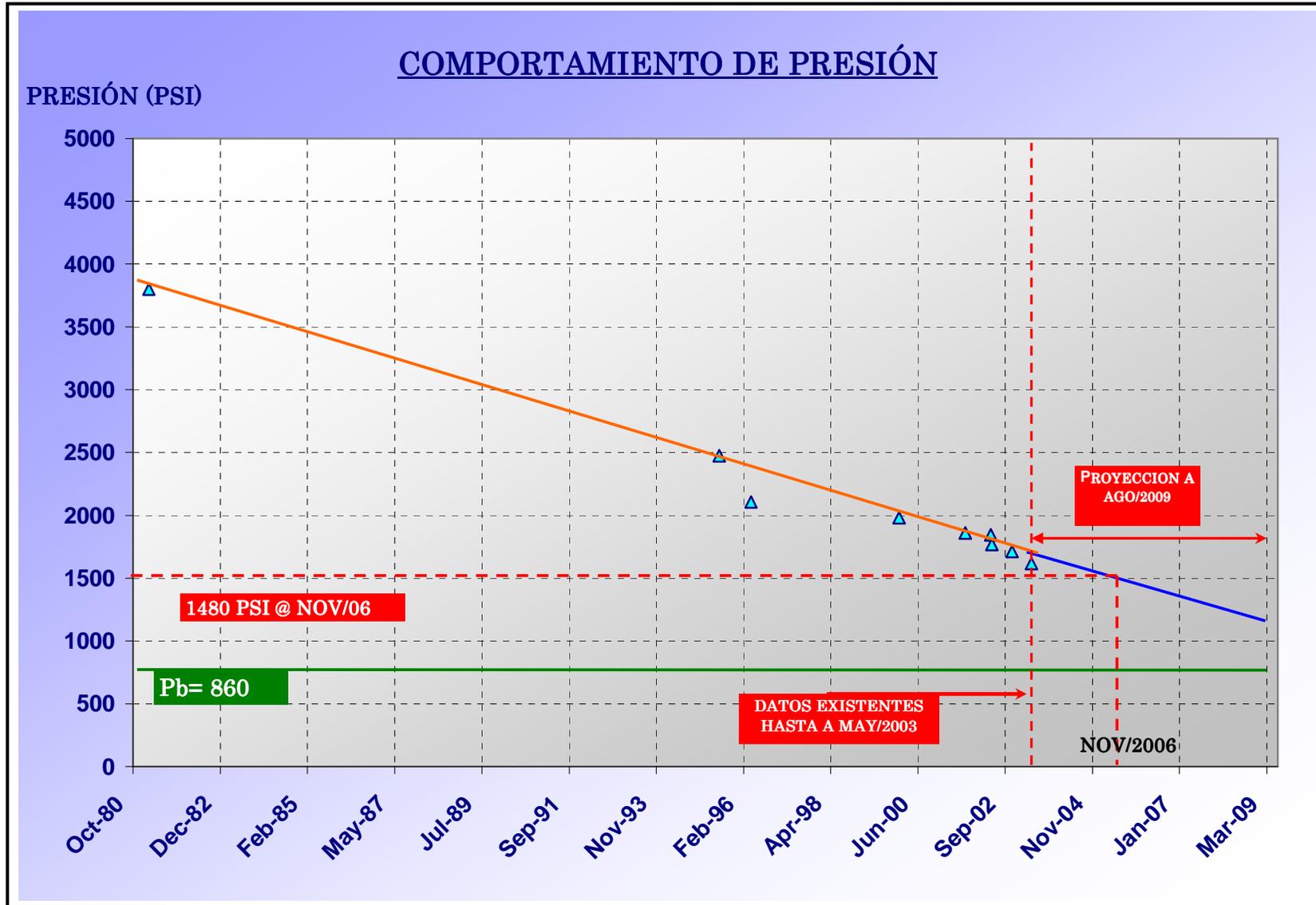
Es decir, cuando se perfora un pozo nuevo, la presión inicial observada en él, presenta un valor consistente con la curva de tendencia a la fecha de perforación, y si se compara con el comportamiento de presión de los pozos vecinos.

Figura 3.2. Comportamiento de Presión U Inferior



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Figura 3.3. Comportamiento de Presión Yacimiento U Inferior

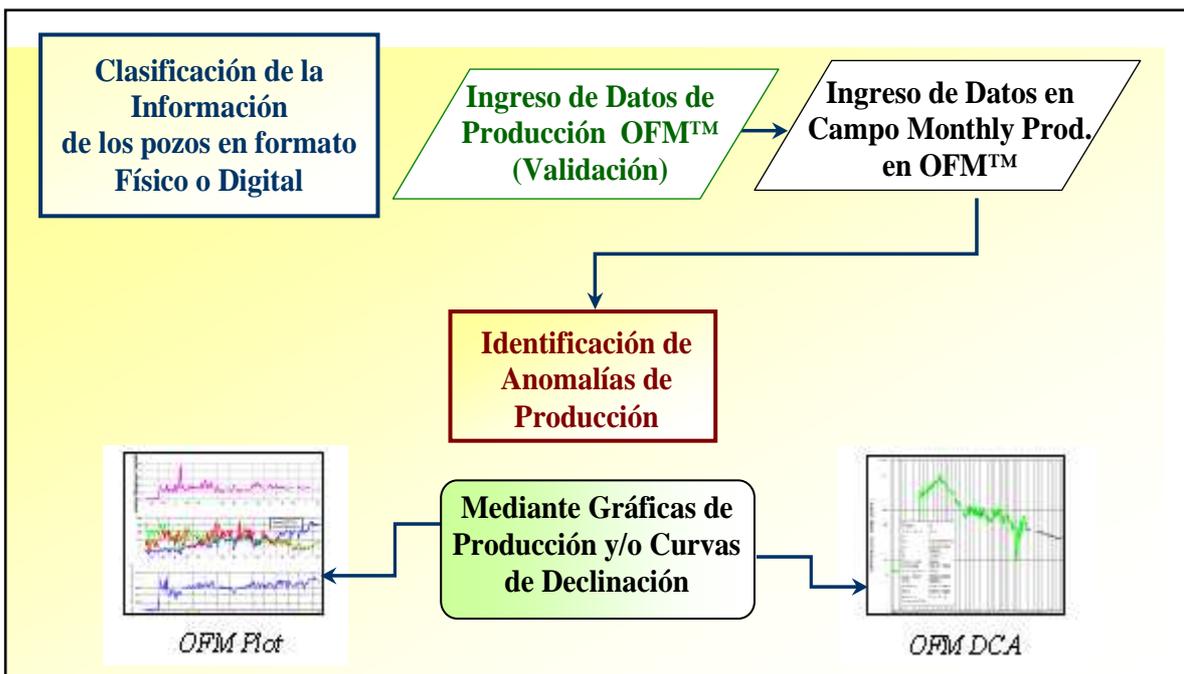


Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

3.4.3.2 Producción

Para un adecuado manejo de la información de producción, a continuación (ver Figura 3.4), se sugiere un plan estratégico que permitirá optimizar los diferentes trabajos que se requieran realizar en el campo.

Figura 3.4 Plan de Manejo de Información de Producción



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Las fuentes utilizadas fueron el sistema **AS/400**, la base de datos disponible por el Departamento de Yacimientos, y el registro diario de operaciones.

La información de producción se recopiló en las oficinas de campo y Quito de PETROPRODUCCION.

3.4.3.2.1 Validación de la Información de Producción

Un manejo de información efectivo requiere datos completos y confiables, a fin de usar la data para posterior análisis. Por esta razón, se revisó si la información

registrada en **AS/400** y la base de datos de Yacimientos se encontraban actualizadas, comparando con los registros diarios de producción.

Para este caso particular, se completó la información hasta la fecha de corte (Noviembre 2006), y luego se revisó la distribución de producción.

En el campo Culebra – Yulebra existen pocos pozos que han producido de diferentes arenas a lo largo de su historia. La distribución original se efectúa entre las arenas Napo, U y Basal Tena. Comúnmente, la arena Napo incluye la producción de U y T, y las arenas U y T también se subdividen en unidades menores.

A fin de distribuir la producción adecuadamente, se solicitaron los topes oficiales al Departamento de Geología. Para esto, se revisó si los intervalos disparados en los diagramas mecánicos son consistentes con los reportados en los historiales de reacondicionamiento (archivos de pozos), y a qué arena o arenas productoras corresponde ese aporte.

Así por ejemplo, se registra en ambas fuentes que la producción del pozo *Culebra 1*, desde Marzo de 1981 hasta Diciembre de 1993, corresponde a la arena *Napo*. Con ayuda de los perfiles de pozos y los topes proporcionados, se observó que los intervalos cañoneados corresponden a *U Inferior*, la cual está localizada a una profundidad de 9,716-9,753 pies.

Una vez finalizada la revisión de distribución de producción pozo a pozo, se concluyó que todo el aporte señalado inicialmente como Napo, corresponde a la arena U Inferior.

3.4.3.3 PVT (Presión, Volumen, Temperatura)

Los análisis PVT (Presión-Volumen-Temperatura) se realizan en laboratorio con la finalidad de caracterizar las propiedades del fluido a condiciones del

yacimiento. El muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento.

Para el presente estudio, se utilizó la información PVTs disponible de los pozos: Yulebra 3 (septiembre 1997) y Culebra 6 (julio 2002), correspondiente al fluido de la arenisca "U" Inferior.

Es importante considerar que para un confiable muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento. Para el presente estudio, se utilizó la información PVT disponible de los pozos: Yulebra 3 (septiembre 1997) y Culebra 6 (julio 2002), correspondiente al fluido de la arenisca "U" Inferior.

- **Análisis PVT: Pozo Culebra 6 - Napo U**

La muestra de fondo se tomó a 9,529 pies en julio del 2002, y el fluido se llevó a laboratorio, donde se colocó en una celda con mercurio a la temperatura del yacimiento, que en este caso particular es 220°F.

La presión de burbuja observada es de 860 PSI. Durante la liberación diferencial, el fluido produjo un total de 163 pies cúbicos de gas a condiciones de superficie (14.7 PSI y 60°F por barril de petróleo residual a 60°F). El factor volumétrico de formación asociado es 1.1999 barriles de petróleo saturado por barril de petróleo residual a 60°F, y la gravedad del petróleo es de 19.4 °API a 60°F.

Se realizaron tres (3) pruebas del separador a 100°F variando las presiones de separación, con la finalidad de obtener la composición de los gases liberados y la gravedad API del Stock-Tank.

- **Análisis PVT: Pozo Yulebra 3 Napo U**

La muestra de fondo fue tomada en septiembre de 1997, el fluido del yacimiento fue cargado a una celda de alta presión y llevado a la temperatura del yacimiento 223°F. El punto de burbuja se determinó a 860 PSI.

Durante la liberación diferencial de presión a 223°F, el fluido produjo un total de 147 pies cúbicos de gas a 14.7 PSI y 60°F, por barril de petróleo residual a 60°F. El factor volumétrico de formación asociado fue de 1.1558 barriles de petróleo saturado por barril de petróleo residual a 60°F y la gravedad del petróleo residual fue de 18.4 °API a 60°F.

De la misma manera que en la muestra anterior (Culebra 6), se efectuaron tres pruebas del separador a 100°F variando las presiones de separación, para obtener la composición de los gases.

3.4.3.3.1 Validación de la Información de los Análisis PVT

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se realizó la validación tomando en cuenta la condición actual del yacimiento y el método usado para la toma de muestras.

Como preámbulo, es importante notar que para obtener muestras PVT confiable, estas deben obtenerse al comienzo de las operaciones de producción del yacimiento, preferiblemente del primer pozo en producción, para que de esta forma la muestra sea lo más representativa del fluido original que se encuentra en el yacimiento, y también es importante:

1. Considerar el método de extracción de la muestra (fondo o separador)
2. La temperatura del yacimiento (método de medida)
3. Profundidad de toma de muestras
4. Si se trata de muestras para un mismo yacimiento
5. La fecha de inicio de producción del primer pozo del campo
6. La fecha de toma de la muestra

A más de los puntos antes descritos, en un análisis PVT, es importante considerar la diferencia entre la presión de burbuja (P_b) de la muestra y la presión estática del pozo (P_{ws}), la cual se mide antes de tomar la muestra, a la profundidad de obtención de la misma.

El conocimiento de las propiedades PVT, permite caracterizar el fluido del yacimiento, como también determina el tipo de yacimiento presente, para esto se debe tomar en cuenta lo siguiente:

$P_b \neq P_{ws}$	Pero exista poca diferencia entre ambas.	Con Casquete de Gas	Si la R.G.P. tiende a subir y la presión declina suavemente, el petróleo es saturado y se debe tomar $P_b = P_{ws}$. Inicial del Yacimiento
$P_b \ll P_{ws}$	Existe mucha probabilidad de que el petróleo sea subsaturado	Sin casquete de Gas	Si al principio de la vida del yacimiento la R.G.P. se mantiene constante y la presión declina rápidamente, el petróleo es subsaturado.
$P_b \gg P_{ws}$	Indica que la muestra no es representativa. Se debe repetir la toma de muestras		

3.4.3.4 Información del Estado Mecánico Actual de los Pozos

El conocimiento de los estados mecánicos (completaciones) actual de los pozos, adquiere un valor significativo, ya que los diagramas proveerá de un discernimiento de las actividades ocurridas en los pozos. La información de los estados mecánicos para los pozos del área Culebra-Yulebra fue entregada por el Departamento de Ingeniería de Petróleos de Auca, la cual se procedió a revisar cada uno de las carpetas de los pozos individualmente, donde se encontró las diferentes completaciones bajadas y con sus respectivos mecanismos de levantamiento artificial.

3.4.3.5 Eventos

Este tipo de información PETROPRODUCCION, la almacena en la tecnología **AS/400**, para cada uno de los pozos.

El archivo de eventos es de gran importancia debido a que los diferentes eventos son comparados con la producción, para así asociarlos a caídas de producción significativas.

El campo de notas sirve para almacenar los diferentes eventos ocurridos en los pozos, como por ejemplo: trabajos de estimulación, cambios de unidad de levantamiento, paros de plantas, etc.

3.5 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN

Un componente esencial dentro del proceso de Gestión Integrada de Yacimientos consiste en disponer de un Sistema Administrador de Información (SAI) que permita manejar eficientemente la información técnica.

La finalidad de SAI es captar, almacenar y distribuir información con el propósito de apoyar a la comunicación, coordinación, control, análisis y visualización de resultados.

Estos Sistemas transforman los datos puros en información útil mediante actividades básicas: *ingreso, almacenamiento, procesamiento y salida*, pero para ser útiles, deben reflejar los requerimientos necesarios para su posterior análisis.

El contar con un adecuado Banco o Base de Datos hoy en día es uno de los puntos más importantes para el desempeño integral de un campo, en especial en la economía tan altamente globalizada y basada en la información, teniendo en cuenta que las tecnologías son cada día más poderosas, y que las nuevas aplicaciones requieren de una interacción entre los expertos técnicos profesionales y la administración general.

Actualmente, gracias al desarrollo de software con gran capacidad de almacenamiento para diferentes tipos de información, se puede visualizar en tiempo real o no, la data a ser utilizada.

Para el caso particular del campo Culebra-Yulebra, el Sistema escogido para almacenamiento y análisis de la información de producción es **Oil Field Manager™ (OFM™)** de la compañía Schlumberger.

OFM™ es el resultado de la integración de dos aspectos – base de datos y aplicación. En donde, la base de datos maneja la parte correspondiente a la data, mientras que la aplicación controla la interfase de usuario, así como el procesamiento de la información o data solicitada.

“OFM™ usa como base Microsoft Access y gracias a ello, almacena la información en tablas. Consecuentemente, la base de datos OFM™ tiene las características de una base de datos relacional, incluyendo restricciones, claves e índices.”

Existen tres tipos de tablas que puede manejar una base de datos OFM™.

1. Tabla de datos
2. Tablas de configuración y del sistema
3. Tablas manejadas por OFM™

3.5.1 TABLAS DE DATOS

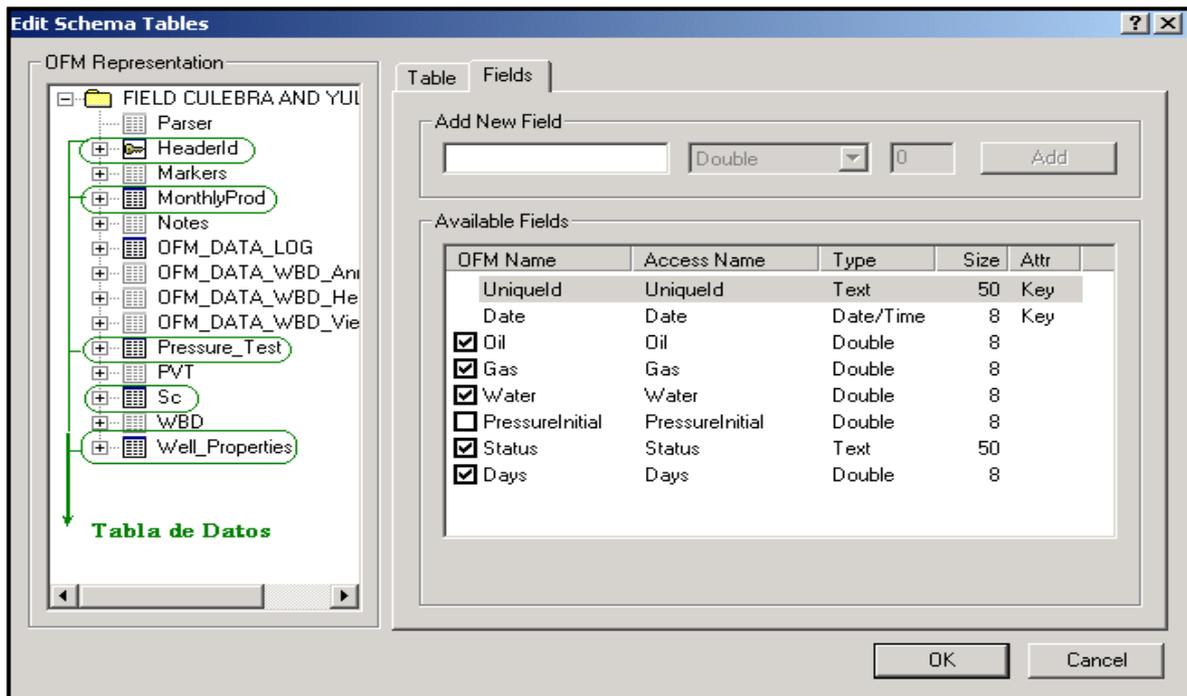
Como lo sugiere su nombre, estas tablas contienen datos. Estas deben tener por lo menos una clave (clave primaria) y pueden tener límites o información por índices.

Cada tabla puede obtener dos o más campos. Un Campo es la unidad mínima de una base de datos para almacenamiento de información. Así por ejemplo (ver Figura 3.5), el nombre de un pozo, la producción de aceite correspondiente a hoy día. La definición de un campo requiere: un nombre, tipo, y tamaño.

3.5.2 TABLAS DE CONFIGURACIÓN Y DEL SISTEMA

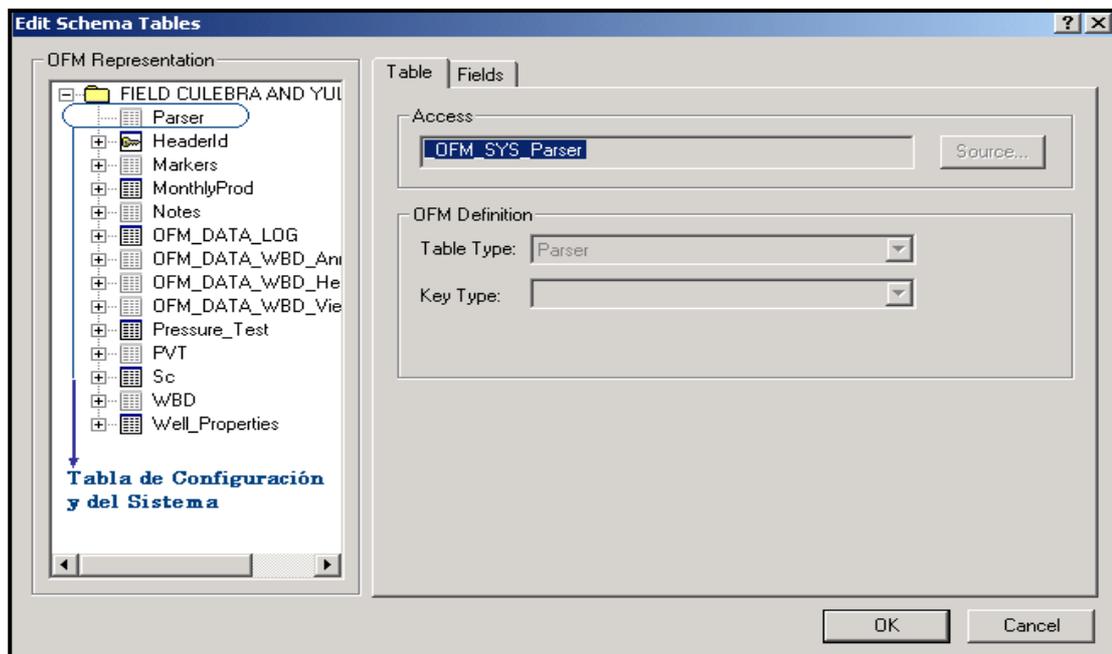
Estas tablas (ver Figura 3.6), contienen el prefijo “_OFM_SYS”, y no se puede alterar sus nombres. Se generan automáticamente el momento que se crea un proyecto. Contienen información específica como la definición de las variables calculadas, definición de las funciones de usuarios, información de adaptación de la interfase, etc.

Figura 3.5. – Tablas de Datos generados



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno
Fuente: Oil Field Manager™

Figura 3.6.- Tabla de Configuración y del Sistema



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaino
Fuente: Oil Field Manager™

La información que contienen es crítica, de allí, que estas tablas no se deben manipular para evitar problemas con **OFM™**. Ejemplos de estas tablas son:

- **_OFM_SYS_Configuration** (para configuración de información)
- **_OFM_SYS_DateRange** (para rango de datos de Usuario)
- **_OFM_SYS_FieldProp** (Tabla de propiedades de los campos)

3.5.3 TABLAS MANEJADAS POR OFM™

Las tablas manejadas por OFM™ tienen el prefijo **OFM_DATA_**, y almacenan la información ya sea cargada o ingresada de los resultados de los análisis efectuados en OFM™, como lo sugiere su nombre.

Estas tablas (ver Figura 3.7), se generan automáticamente cuando se crea un proyecto, aún cuando existe la posibilidad de que no contengan datos hasta cuando se realiza un análisis. Un ejemplo es la tabla de Declinación de producción (DCA). Para esta tabla en particular, el nombre no puede ser alterado para mantener la información resultante, mientras que existen otro tipo de tablas, cuyos nombres pudiesen ser alterados, como Registros, Trayectorias de pozos, información de marcadores, etc, las cuales se obtienen cargando información entregada por Geología.

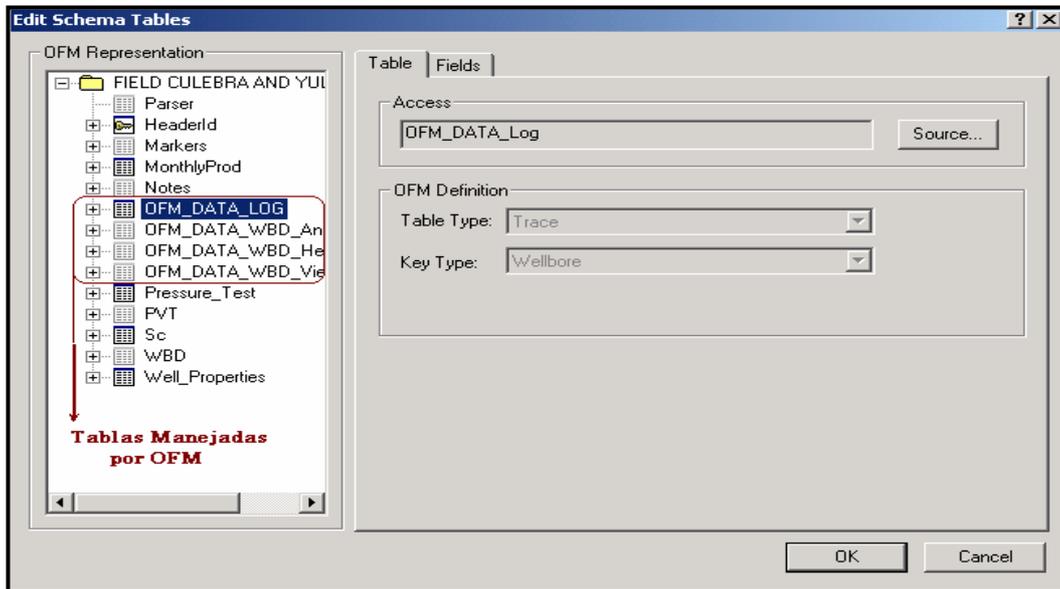
3.5.4 PROYECTO CULEBRA-YULEBRA EN OFM™

Un proyecto **OFM™** puede ser generado de diferentes formas:

- a. Usando una base de datos Access
- b. A través de Hipervínculos a una base ODBC, utilizando tablas de Hipervínculos o Conectividad Abierta a Base de datos (ODBC)
- c. Utilizando una lista de plantillas y fuentes de datos con formatos especiales, como archivos de producción PI/Dwights dmp2
- d. Diseño de forma interactiva, con la posibilidad de que el usuario tenga la posibilidad de adaptar el proyecto a sus necesidades, paso a paso

e. Crear un proyecto usando archivos ASCII.

Figura 3.7.- Tabla Manejadas por OFM



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno
Fuente: Oil Field Manager™

El proyecto para el campo Culebra-Yulebra se creó a través de la última opción mencionada, siendo el primer paso para la generación del proyecto, la definición de tablas, la cual puede efectuarse cargando un archivo pre-establecido de definiciones, o generando las tablas de forma interactiva.

En este caso, se crearon las tablas de forma interactiva, definiéndose cada una de las entidades o claves para asociación, para cargar la data a través de archivos planos ASCII.

OFM™ reconoce automáticamente a qué tabla corresponden los datos a través de extensiones específicas, por lo que es importante verificar que cada archivo plano tenga la extensión correcta de acuerdo a la definición de las tablas.

Si no se cumple este requerimiento, la información no se cargará en el proyecto. La primera tabla definida en **OFM™** es la Tabla Master o HeaderId. En ella se definen los siguientes campos:

- a. UniqueID
- b. Alias
- c. WellType
- d. Wellbore
- e. XCOORD
- f. YCOORD
- g. ReferenceDepth

En ella, se consigue la siguiente información:

- a. Identificación de la completación (pozo y arena productora) mediante el campo **UniqueID**
- b. Alias (identificación corta del pozo y completación) usado como referencia por la compañía operadora, a través del campo **Alias**.
- c. Tipo de pozo mediante el campo **WellType**
- d. Identificación del pozo **WellBore**
- e. Ubicación del pozo en coordenadas UTM a través de los campos **XCOORD**, **YCOORD**.
- f. Profundidad de Referencia que en este caso son los puntos medios de perforación, **Reference Depth**.

La tabla Master del proyecto se muestra en la Tabla 3.4.

La información ingresada en la Tabla *HeaderId* (ver Tabla 3.4) sirve para generar el mapa base de ubicación de pozos (ver Figura 3.8), y definir los pozos, las completaciones, y el tipo de pozo.

Es importante mencionar que en la Tabla 3.4, el pozo Yulebra 6, se presenta como un pozo productor de petróleo, existiendo una disconformidad con la Figura 3.8 para el mismo pozo. Esta particularidad se presenta debido a que la Yulebra 6, fue un pozo productor de petróleo desde octubre 1995 hasta diciembre 1998 del yacimiento “U” Inferior y por problemas de saturación de agua (100%),

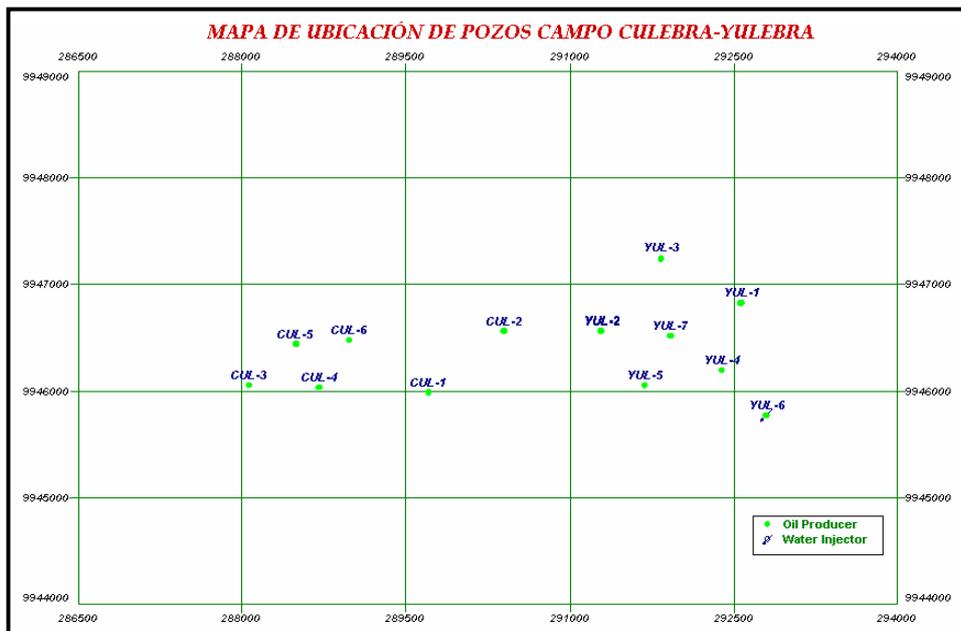
PETROPRODUCCION, decidió hacerlo inyector de agua hacia la formación Tiyuyacu, por tal motivo en la Figura 3.8 (Mapa Base), presenta gráficamente información del comportamiento final de los pozos (productor o inyector).

Tabla 3.4. – Tabla Master (HeaderId.xy)

FIELD CULEBRA AND YULEBRA.mdb OFM						
*TableName	HeaderId					
*Uniqueld	*Alias	*WellType	*WellBore	*X Coord	*Y Coord	*Reference Depth (ft)
Culebra_1:UI	CUL-1	OIL	CULE_1	289707.66	9945984	9738.5
Culebra_2:BT	CUL-2	OIL	CULE_2	290400	9946560	8855
Culebra_2:UI	CUL-2	OIL	CULE_2	290400.34	9946557	9606.5
Culebra_3:UI	CUL-3	OIL	CULE_3	288067.47	9946052	9693
Culebra_4:UI	CUL-4	OIL	CULE_4	288709.41	9946029	9719.5
Culebra_5:UI	CUL-5	OIL	CULE_5	288494.47	9946438	9743
Culebra_6:UI	CUL-6	OIL	CULE_6	288987.13	9946474	9700
Yulebra_1:BT	YUL-1	OIL	YUL_1	292568.94	9946822	8792.5
Yulebra_2:HS	YUL-2	OIL	YUL_2	291289	9946560	9992
Yulebra_3:UI	YUL-3	OIL	YUL_3	291837.03	9947237	9576
Yulebra_4:UI	YUL-4	OIL	YUL_4	292390.44	9946195	9577
Yulebra_5:UI	YUL-5	OIL	YUL_5	291689.06	9946054	9666
Yulebra_6:UI	YUL-6	OIL	YUL_6	292801.44	9945770	9648.5

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno
 Fuente: Oil Field Manager™

Figura 3.8. - Mapa de Ubicación de Pozos del Campo Culebra- Yulebra



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno
 Fuente: Oil Field Manager™

3.5.4.1 Definición de Tablas

La definición de tablas se realizan en la opción *Schema Tables* de *OFM™*, con la finalidad de clasificar el tipo de variable (numérico o texto) que contendrá el campo, considerando la información disponible y la necesidad de los usuarios en visualizar algún tipo detallado de información.

En consecuencia, es importante notar que cada Tabla contiene Campos y la generación de los Campos esta asociada directamente al tipo de variable que se desea ingresar. En resumen la generación de los Campos se la realiza conjuntamente con la definición de la variable.

Entre los tipos de variables que ofrece *OFM™* se tiene:

- Texto (*Text*)
- Simple (*Single*)
- Doble (*Double*)
- Número Entero (*Integer*)
- Número Entero Largo (*Long Integer*)
- Byte
- Fecha / Tiempo (*Data/Time*)
- Calculado (*Calculated (Double)*)

Los tipos de variables generadas para el presente proyecto en OFM fueron:

Texto (Text).- Como su nombre lo indica, permite ingresar datos textuales hasta 130 caracteres (tamaño del campo).

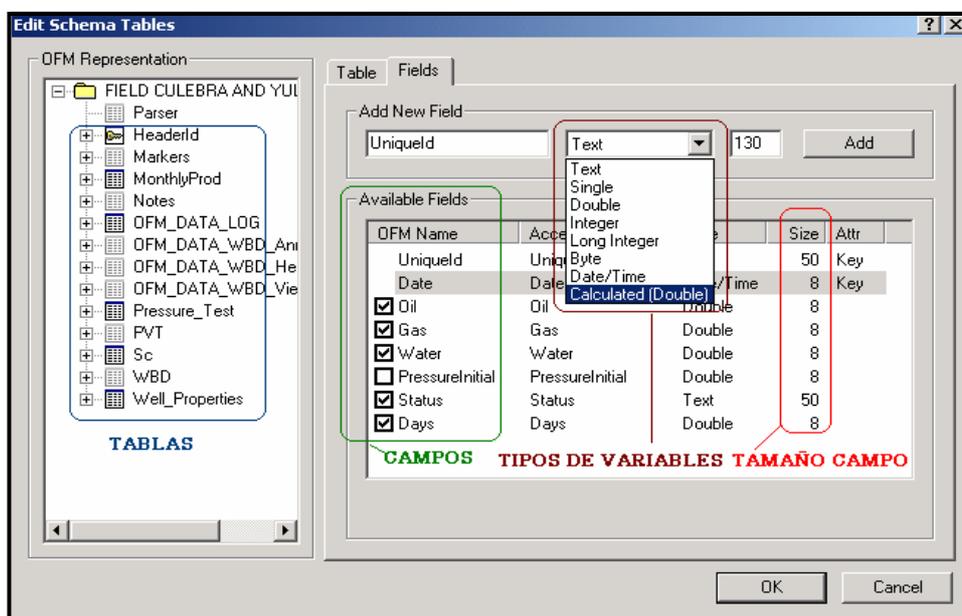
Simple (Single).- Permite ingresar información numérica hasta con un máximo de cuatro caracteres o dígitos.

Doble (Double).- Permite ingresar información numérica hasta con un máximo de ocho caracteres o dígitos.

Fecha (Date/Time).- Permite ingresar la fecha de producción mes/día/año.

En la Figura 3.9 presenta un ejemplo de los diferentes campos y el tipo de variable generados en la Tabla **Monthly Production** de *OFM™*.

Figura 3.9. – Definición de la Tabla Monthly Production



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno
Fuente: Oil Field Manager™

3.5.4.2 Tablas de Datos Generadas en Oil Field Manager™

En este tipo de tablas la diferente información ingresada adquiere un carácter organizacional de acuerdo a fechas de producción, reparto de producción, pruebas de presión. Las tablas de datos generadas incluyen:

- Tabla Master (HeaderId.xy)
- Producción mensual (*MonthlyProd.prd*)
- Pruebas de presión (*Pressure_Test.dat*)
- Filtros (*Sc.dat*)
- Propiedades del pozo (*Well_Properties.dat*)

3.5.4.2.1 Tabla Producción Mensual (Monthly Prod.prd)

En esta tabla se ingresan los datos de producción de petróleo, gas y agua por mes. Se ingresó además el estado del pozo (abierto, cerrado, inyector), como también los días efectivos de producción, como se puede observar en el archivo plano (.txt) que se muestra como ejemplo en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. – Ejemplo Tabla Producción Mensual (MonthlyProd.prd)

FIELD CULEBRA AND YULEBRA.mdb OFM					
*TableName MonthlyProd (bls)					
*KeyName "Culebra_1:UI"					
*Date	*Oil	*Gas	*Water	*Status	*Days
19810301	4031	354	40	open	5
19810401	21443	1886	218	open	28
19810501	9061	794	92	open	31
19810601	5142	441	49	open	30
19810701	3704	311	30	open	31
19810801	5500	473	140	open	16
19810901	22103	1902	226	open	30
19811001	6217	535	299	open	17
19811101	24875	2139	446	open	30
19811201	22773	1957	325	open	31
19820101	4370	375	55	open	21
19820201	5807	498	83	open	25
19820301	25633	2203	499	open	29
19820401	23511	2020	478	open	30
19820501	15071	1295	313	open	30
19820601	6330	543	144	open	30
19820701	7277	626	144	open	31
19820801	13451	1156	254	open	20
19820901	24160	2077	327	open	30
19821001	26973	2318	271	open	31

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno
Fuente: Oil Field Manager™

Con la información de producción procesada e ingresada en *OFM™*, se procedió a generar gráficos de producción diaria, como también gráficos de producción acumulada en función del tiempo. Los gráficos de producción en función del tiempo son empleados tradicionalmente para dar una idea clara y rápida del comportamiento productivo del pozo. La evaluación del comportamiento pasado y presente, y la predicción del comportamiento futuro de un pozo son procesos esenciales dentro del gerenciamiento integrado de yacimientos.

3.5.4.2.2 Tabla de Presión Estática (*Pressure_Test.prd*)

En esta tabla, se ingresaron los datos de presión estática referidos a un mismo nivel de referencia (*datum*). A continuación se presenta un ejemplo en la Figura 3.10, de como *OFM™*, presenta este tipo de información.

Figura 3.10. – Tabla de Presión Estática

Uniqueid	Date	PwfSensor	DepthSensor	Datum	PressureVariation	AltitudeVariation	MR	PwsCorre
Culebra_1:Ul	1/1/1981						1003	4200
Culebra_1:Ul	2/1/1981						1003	3600
Culebra_1:Ul	6/1/1981						1003	3860
Culebra_1:Ul	8/1/1981						1003	3250
Culebra_1:Ul	9/1/1995	3317	9600	8730	54.09750781	133	1003	3371
Culebra_1:Ul	4/1/2001	1810	9610	8730	51.07890782	123	1003	1861
Culebra_2:BT	4/1/1996	1003	8680	7985	69.338513	163	858	1072
Culebra_2:BT	7/1/1997	1279	8660	7985	74.34075215	183	858	1353
Culebra_2:Ul	3/1/1987			8730			858	3316
Culebra_2:Ul	6/1/1987			8730			858	3780
Culebra_2:Ul	9/1/1987			8730			858	3100
Culebra_2:Ul	2/1/1991			8730			858	1850
Culebra_2:Ul	7/1/1997	2751	9430	8730	63.82395136	158	858	2815
Culebra_2:Ul	9/1/1998	2320	9195	8730	159.0225907	393	858	2479
Culebra_3:Ul	4/1/1997	0	0	8730	3679.139812	9663	933	3679
Culebra_3:Ul	4/1/2002	1832	9635	8730	11.04606043	28	933	1843
Culebra_4:Ul	9/1/1995	3101	9568	8730	56.26966126	148	986	3157
Culebra_4:Ul	10/1/1997	0	0	8730	3674.657173	9716	986	3675
Culebra_4:Ul	8/1/2001	1477	8841	8730	382.4613484	875	986	1859
Culebra_4:Ul	9/1/2001	1492	0	8730	3674.657173	9716	986	5167
Culebra_4:Ul	4/1/2003	1628	9591	8730	52.35420133	125	986	1680
Culebra_4:Ul	5/1/2003	1235	8787	8730	379.7385839	929	986	1615
Culebra_5:Ul	8/1/2000	1872		8730	3775.269863	9722	992	5647
Culebra_6:Ul	5/1/2002	1772	9529	8730	62.22626388	157	956	1834
Culebra_6:Ul	10/1/2002	1704	9583	8730	39.79839874	103	956	1744
Culebra_6:Ul	1/1/2004	1597	9555	8730	54.55450212	131	956	1652
Yulebra_1:BT	1/1/1981			7985			842	3700
Yulebra_1:BT	6/1/1981			7985			842	3716
Yulebra_1:BT	9/1/1984			7985			842	3580

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno
Fuente: Oil Field Manager™

Los resultados de la corrección de presión se presentaron anteriormente (ver Tabla 3.2)

3.5.4.2.3 Tabla Sort

La tabla Sort, (ver Tabla 3.6), define datos dependientes por categorías con información disponible de *OFM™*. Las categorías son usadas para crear los

subconjuntos (filtros) de datos en cualquier grupo significativo para el análisis, por ejemplo: reservorio, área, estatus, tipo de pozo.

Es importante mencionar que la Tabla Sort permite ingresar un máximo de 50 caracteres por campo.

3.5.4.2.4 Tabla de Propiedades del Pozo (*Well_Properties.dat*)

En este tipo de tabla se ingreso información petrofísica como por ejemplo: espesor neto, zona de pago, porosidad, saturación inicial de agua, permeabilidad.

Tabla 3.6. – Tabla Sort.dat

*TableName	Sc	*Reservoir	*Area	*Status	*WellType
Culebra_1:U		U_INFERIOR	CULEBRA	OPEN	oil
Culebra_2:U		U_INFERIOR	CULEBRA	OPEN	oil
Culebra_3:U		U_INFERIOR	CULEBRA	OPEN	oil
Culebra_4:U		U_INFERIOR	CULEBRA	CLOSED	oil
Culebra_5:U		U_INFERIOR	CULEBRA	OPEN	oil
Culebra_6:U		U_INFERIOR	CULEBRA	OPEN	oil
Yulebra_1:U		U_INFERIOR	YULEBRA	CLOSED	oil
Yulebra_2:U		U_INFERIOR	YULEBRA	OPEN	oil
Yulebra_3:U		U_INFERIOR	YULEBRA	OPEN	oil
Yulebra_4:U		U_INFERIOR	YULEBRA	OPEN	oil
Yulebra_5:U		U_INFERIOR	YULEBRA	OPEN	oil
Yulebra_6:U		U_INFERIOR	YULEBRA	CLOSED	oil
Yulebra_7:U		U_INFERIOR	YULEBRA	OPEN	oil

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno
Fuente: Oil Field Manager™

En la Tabla 3.7, se presenta la información adquirida e ingresada.

Tabla 3.7. – Tabla de Propiedades del Pozo (Well_Properties.dat)

*TableName	Well_Properties						
*Uniqueld	*Total_Thickness	*Net_Thickness	*NTG	*Porosity	*Sw	*Permeability	
Culebra_1:UI	37	29.5	0.797297	16.84	26.91	87.07	
Culebra_2:UI	53	37.5	0.707547	14.15	23.13	88.15	
Culebra_3:UI	63	54	0.857143	16.9	11.36	87.51	
Culebra_4:UI	74	59.5	0.804054	16.9	21.95	87.32	
Culebra_5:UI	68	58	0.852941	15.46	21.23	86.81	
Culebra_6:UI	122	80	0.655738	14.86	23	87.19	
Yulebra_1:UI	31	16.5	0.532258	19.58	19.53	89.42	
Yulebra_2:UI	62	51.5	0.830645	17.6	20	87.39	
Yulebra_3:UI	63	50.5	0.801587	16.88	10.86	86.89	
Yulebra_4:UI	61	52	0.852459	16.16	9.47	88.11	
Yulebra_5:UI	62	45	0.725806	13.34	8.93	87.46	
Yulebra_6:UI	59	52.5	0.889831	17.3	38.6	87.39	
Yulebra_7:UI	59	49	0.830508	16.69	17.66	87.39	

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Oil Field Manager™

Para el caso particular del presente estudio se generó la Tabla Parser, como se trató anteriormente son tablas que se generan automáticamente.

3.5.4.3 Tablas Manejadas por Oil Field Manager™

Estas tablas tienen la característica, particular de generarse automáticamente, en estas tablas se ingresa información de registros eléctricos, estado mecánico de los pozos, notas (eventos ocurridos en los pozos). Entre ese tipo tablas se tienen:

TABLA	CONTENIDO
OFM_DATA_LOG	<i>Información de Registros Eléctricos</i>
OFM_DATA_WDB	<i>Estados Mecánicos de los pozos (Completaciones)</i>
OFM_DATA_Notes	<i>Eventos (W.O, cirres, aperturas de producción)</i>
OFM_DATA_Markers	<i>Información Profundidad de pozos, arenas productoras.</i>

La Figura 3. 11 presenta como *OFM™* presenta en su interfase la Tabla Markers (Marcadores).

Esta tabla permitirá visualizar en los registros eléctricos generados en *OFM™* la ubicación de las diferentes arenas, como también los intervalos cañoneados.

Al contar con la diferente información registrada en las tablas antes mencionadas *OFM™* permite, con los archivos LAS proporcionados por PETROPRODUCCION, generar registros eléctricos, en los cuales se indican los marcadores (arenas), intervalos perforados, profundidad, como se muestra en la Figura 3.12.

Figura 3.11. Tabla Markers (Marcadores)

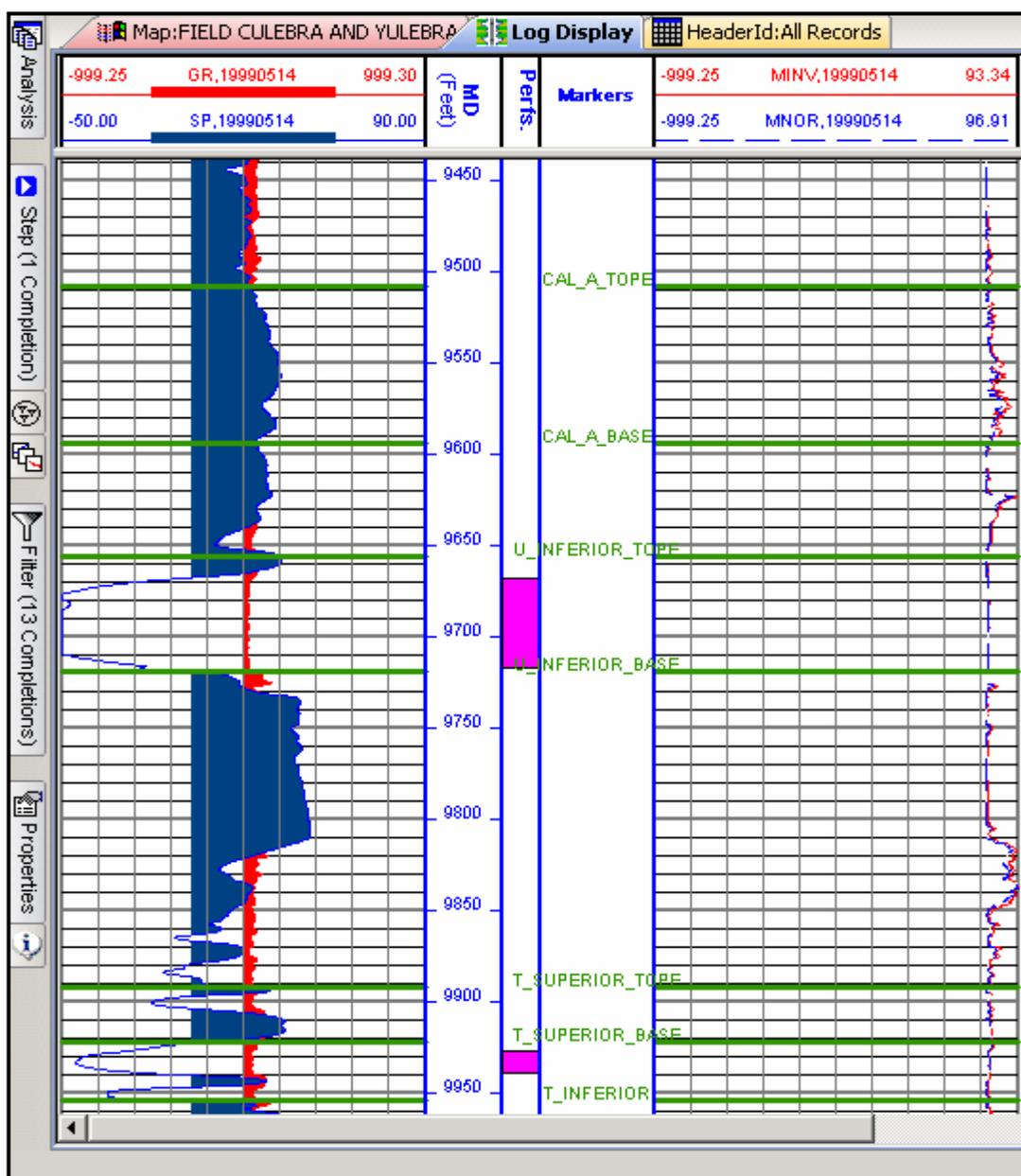
Wellbore	Name	Date date	Depth ft
Cule_1	Basal_Tena_Base	3/19/2007	8994
Cule_1	Basal_Tena_Tope	3/19/2007	8970
Cule_1	Cal_A_Base	3/19/2007	9660
Cule_1	Cal_A_Tope	3/19/2007	9572
Cule_1	Cal_M-1_Base	3/19/2007	9240
Cule_1	Cal_M-1_Tope	3/19/2007	9184
Cule_1	Cal_M-2_Base	3/19/2007	9454
Cule_1	Cal_M-2_Tope	3/19/2007	9404
Cule_1	Hollin_Inferior	3/19/2007	10494
Cule_1	Hollin_Superior_Base	3/19/2007	10167
Cule_1	Hollin_Superior_Tope	3/19/2007	10127
Cule_1	Orteguaza	3/19/2007	5655
Cule_1	T_Inferior	3/19/2007	10010
Cule_1	T_Superior_Base	3/19/2007	9980
Cule_1	T_Superior_Tope	3/19/2007	9956
Cule_1	Tiyuyacu	3/19/2007	6539
Cule_1	U_Inferior_Base	3/19/2007	9753
Cule_1	U_Inferior_Tope	3/19/2007	9716
Cule_2	Basal_Tena_Base	3/19/2007	8863
Cule_2	Basal_Tena_Tope	3/19/2007	8842
Cule_2	Cal_A_Base	3/19/2007	9523
Cule_2	Cal_A_Tope	3/19/2007	9442
Cule_2	Cal_M-1_Base	3/19/2007	9100
Cule_2	Cal_M-1_Tope	3/19/2007	9054
Cule_2	Cal_M-2_Base	3/19/2007	9330
Cule_2	Cal_M-2_Tope	3/19/2007	9724
Cule_2	Hollin_Inferior	3/19/2007	10060
Cule_2	Hollin_Superior_Base	3/19/2007	10040

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaino

Fuente: Oil Field Manager™

La Tabla **OFM_DATA_Notes**, de notas es un archivo de texto muy útil al momento de realizar los pronósticos de producción, ya que al originarse algún cambio importante de producción el campo de notas nos permitirá encontrar lo sucedido (ver Tabla 3.8).

Figura 3.12.- Registro Eléctrico pozo Culebra_3: U Inferior



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Oil Field Manager™

Tabla 3.8. – Ejemplo Tabla Notas OFM™ (Notes.dat)

FIELD CULEBRA AND YULEBRA.mdb OFM	
*TableName	Notes
*Date	*Notes
*KeyName	Culebra_1:UI
19810208	WO_1 Bajan equipo BES (Arena no produce). Bomba
19810806	WO_2 Reparación Equipo BES
19810830	WO_3 Reparación de Tubería de Producción.
19811028	WO_4 Reparación Equipo BES (Se incrementa la pr
19820303	WO_5 Reparación Equipo BES (Se incrementa la pr
19820815	WO_6 Reparación Equipo BES (Se incrementa la p
19831013	WO_7 Estimulan con Solventes a la Arena U
19860105	WO_8 Estimulan con Solventes a la Arena U
19880206	WO_9 Estimulan con Solventes a la Arena U
19880801	WO_10 Realizan Tratamiento Antiescala y Reparar
19890316	WO_11 Realizan Tratamiento Antiescala y Repara
19900317	WO_12 Realizan Tratamiento Antiescala y Reparar
19901028	WO_13 Reparar bomba de equipo BES. Presencia d
19910126	WO_14 Realizan Tratamiento Antiescala y Repara
19910706	WO_15 Reparar bomba de equipo BES.
19920517	WO_16 Reparar bomba de equipo BES

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Oil Field Manager™

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO CULEBRA-YULEBRA

4.1 INTRODUCCIÓN

Un factor clave para mejorar la producción de pozos existentes, es un adecuado análisis y evaluación de la condición de los mismos. A pesar de que muchos datos se pueden inferir a partir de las mediciones de superficie, del estudio de la historia de producción y del conocimiento general del campo, existen muchas ambigüedades que solo se pueden resolver examinando el estado del pozo.

El análisis de la diferente información adquirida requiere de esfuerzo, control e innovación, teniendo como enfoque el incremento de producción que se pueden alcanzar en pozos individuales, considerando el efecto que puede causarse en los pozos vecinos.

Al contar con toda la información debidamente procesada y almacenada, todos los esfuerzos se inclinan a identificar aquellos pozos que se presentan como posibles candidatos para mejorar su producción, utilizando tecnologías adecuadas.

4.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Los esfuerzos para el análisis de la información de yacimientos abarcan actividades que se extienden desde las formaciones en producción y equipos de completación de pozos.

En los pozos antiguos, por lo general se dispone de datos limitados, por lo que también se hace necesario determinar condiciones litológicas.

El primer paso dentro del análisis, consiste en conocer el comportamiento del yacimiento; que empieza por definir el mecanismo primario, responsable de la producción de fluidos.

4.2.1 MECANISMO PRIMARIO DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS

La predicción del comportamiento primario de producción de fluidos del yacimiento “U” Inferior, está caracterizado por variaciones en la presión del yacimiento, las tasas de producción, las relaciones, gas-petróleo (RGP), y agua petróleo (RAP), sin olvidar las características geológicas, como también las propiedades de la roca y los fluidos.

La Presión Inicial (P_i), el Petróleo Original En Sitio (POES), y el conocimiento de las características de cada uno de los mecanismos de empuje (ver Tabla 4.1); son condiciones importantes, que permitirán establecer el mecanismo primario de producción de fluidos para “U” Inferior.

Al conocer las diferentes características de los mecanismos de empuje, es preciso construir *Curvas Tipo de la Influencia del Mecanismo Primario de Producción sobre la Presión del Yacimiento*.

Las curvas tipo son trazadas en función de la *Presión del Yacimiento, (% P_i) versus Eficiencia de Recuperación de Petróleo Producido Acumulado (%POES)*, (ver Tabla 4.2) que caracterizan a cada uno de los diferentes mecanismos, en base a análisis experimentales (Et al., *Satter Abduz & Ganesh Thakur, pág. 103*)

Al trasladar los resultados de la Tabla 4.3, de presión (P_{ws}) y producción de petróleo (N_p), en la Curva Tipo el Yacimiento “U” Inferior, exhibe un comportamiento muy semejante al de un mecanismo por Empuje Gas en Solución. Se hizo necesario graficar la Relación Gas-Petróleo para observar su comportamiento y proveer de un soporte técnico de los resultados obtenidos de la Tabla 4.3. (ver Figura 4.1)

Tabla 4.1.- Características de Varios Mecanismos de Empuje

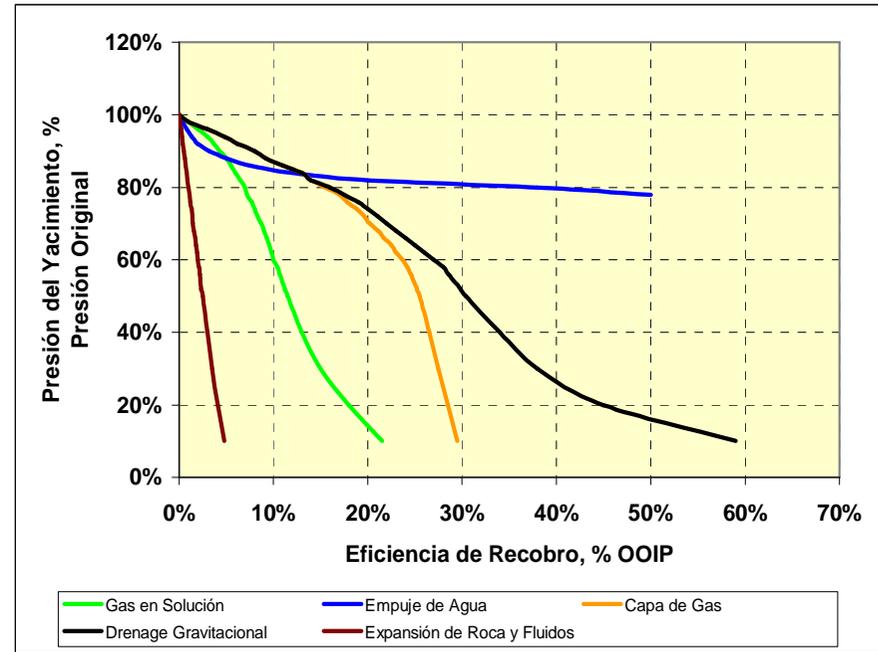
CARACTERÍSTICAS					
Mecanismos	Presión del Yacimiento	RGP	Producción de Agua	Eficiencia	Otros
1. Expansión de Roca y Flúidos	$P_i > P_b$. Declina rápida y continuamente	Permanece baja y constante	Ninguna (Excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1% - 10% Promedio 3%	
2. Gas en Solución	Declina rápida y continuamente	Primero bajo, luego sube hasta un máximo	Ninguna (Excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5% - 20% Promedio 18%	Requiere L.A. en etapa muy temprana
3. Casquete de Gas	Declina lenta y continuamente	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	20% - 40% Promedio 30%	La irrupción de gas en pozos buzamiento abajo indica empuje por casquete de gas
4. Empuje Hidráulico	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, gas y agua	Permanece baja si la presión se mantiene alta	Los pozos buzamiento abajo producen agua temprano y la producción de agua tiende a aumentar en forma apreciable	35% - 80% Promedio 50%	N Calculado por B.M. aumenta si no se considera el influjo de agua
5. Drenaje Gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	40% - 80% Promedio 60%	Cuando $K > 200$ mD, el buzamiento > 10 y Viscosidad de Petróleo baja ($< 5C_p$)

Elaborado por; Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management. Abduz Setter & Ganesh Thakur. Pag 104

Tabla 4.2. Curvas Tipo Mecanismos de Producción de Fluidos

Presión	Gas en Solución	Empuje de Agua	Capa de Gas	Drenaje Gravitacional	Expansión de Roca y Fluidos
100%	0%	0%	0%	0%	0%
98%	1%	0%	1%	1%	0%
96%	2%	1%	3%	3%	0%
94%	3%	1%	5%	5%	0%
92%	4%	2%	6%	6%	0%
90%	4%	3%	8%	8%	1%
88%	5%	5%	9%	9%	1%
86%	6%	8%	11%	11%	1%
84%	6%	12%	13%	13%	1%
82%	7%	20%	14%	14%	1%
80%	7%	38%	16%	16%	1%
78%	7%	50%	17%	18%	1%
76%	8%		18%	19%	1%
74%	8%		19%	20%	1%
72%	8%		20%	21%	1%
70%	9%		20%	22%	1%
68%	9%		21%	23%	2%
66%	9%		22%	24%	2%
64%	10%		23%	25%	2%
62%	10%		23%	26%	2%
60%	10%		24%	27%	2%
58%	10%		24%	28%	2%
56%	11%		25%	29%	2%
52%	11%		25%	30%	2%
50%	12%		26%	30%	3%
40%	13%		27%	34%	3%
30%	15%		28%	38%	4%
20%	18%		29%	45%	4%
10%	22%		30%	59%	5%



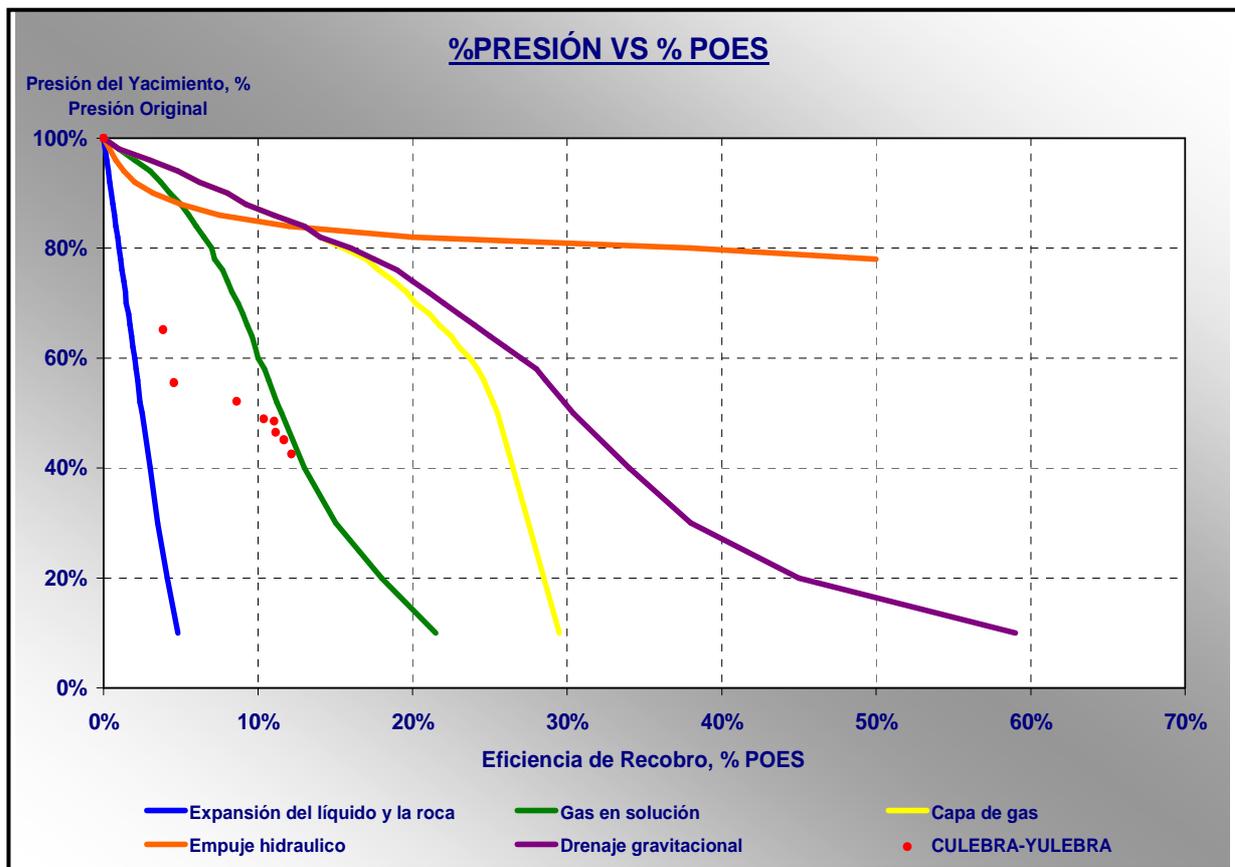
Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management, Adduz Setter&Ganesh Thakur. Pag 103

Tabla 4.3. % Presión de Yacimiento versus % POES

CULEBRA-YULEBRA						
Ps (psi)	FECHA	Pi (psi)	POES (MBbls)	% Presión	Np (M bls)	% POES
3800	Mar-81	3800	194,000	1.000	0	0.000
2475	Jun-95			0.651	7463	0.038
2108	Apr-96			0.555	8840	0.046
1979	Jan-00			0.521	16697	0.086
1859	Aug-01			0.489	20099	0.104
1843	Apr-02			0.485	21437	0.110
1766	May-02			0.465	21615	0.111
1713	Nov-02			0.451	22641	0.117
1615	May-03			0.425	23614	0.122

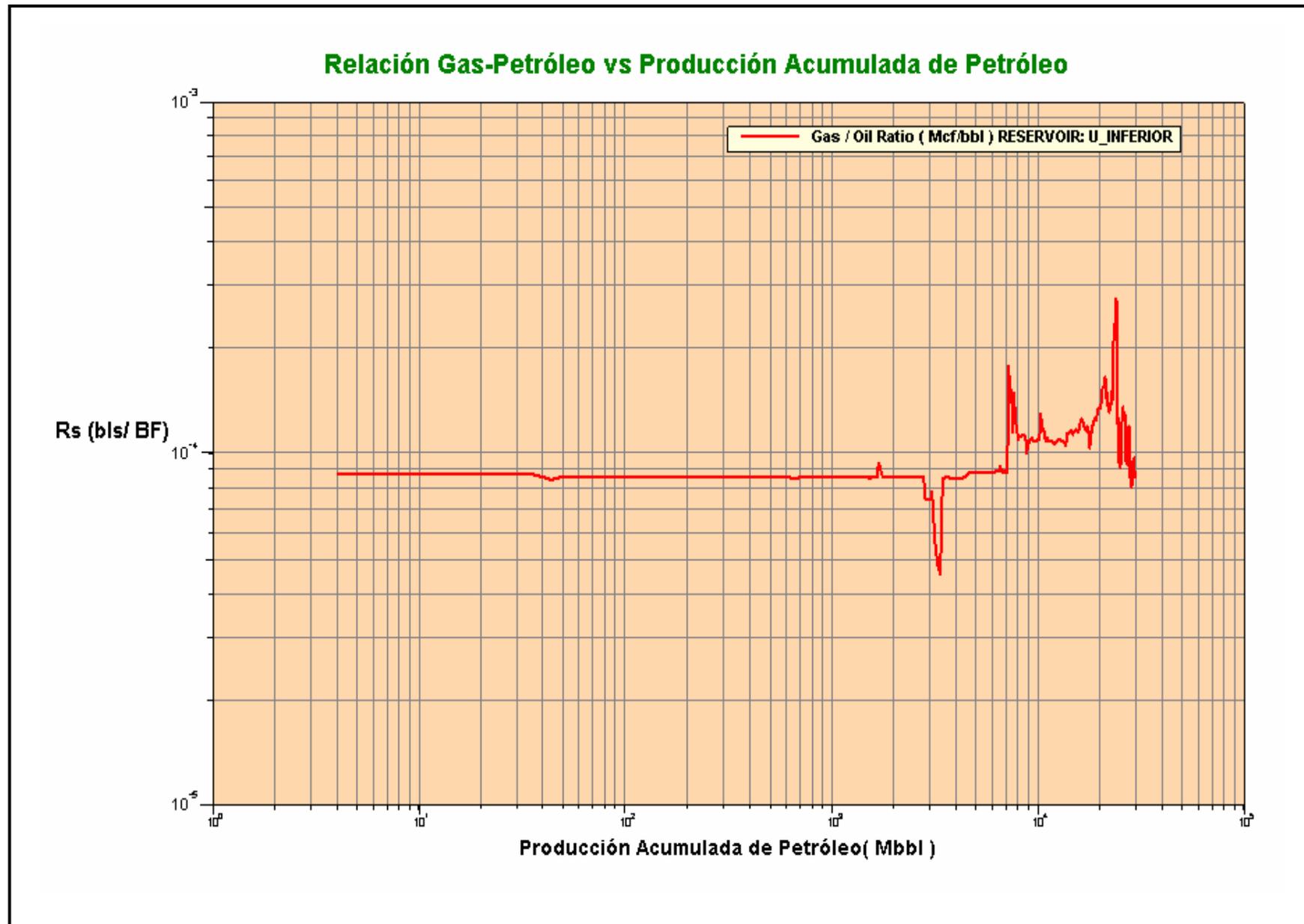
Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

- Resultado de superponer resultados Tabla 4.3 en Curvas Tipos



Fuente: Integrated Petroleum Reservoir Management. Abdus Satter&Ganesh Thakut. Pag

Figura 4.1. Relación Gas Petróleo versus Producción Acumulada de Petróleo



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Oil Field Manager™

4.2.1.1 Mecanismo de Empuje por Gas en Solución

El Empuje por Gas en Solución conocido también como *Empuje por Gas Interno*, *Empuje por Gas Disuelto*, *Empuje por Depletación*, *Empuje Volumétrico* o *Empuje por Expansión de Fluidos*, constituye el mecanismo principal de empuje para el Yacimiento “U” Inferior del Campo Culebra-Yulebra.

Como es característica de este tipo de mecanismos, la presión inicial del reservorio se encuentra sobre la presión de burbuja; entonces la presión como consecuencia de la producción declina rápidamente (ver Figura 3.3), hasta alcanzar la presión de burbuja.

Durante este periodo, todo el gas en el yacimiento permanece en solución, una vez que la presión decline hasta la presión de burbuja, la producción adicional causará que ésta decline por debajo de la presión de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el yacimiento. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, éste se hace móvil.

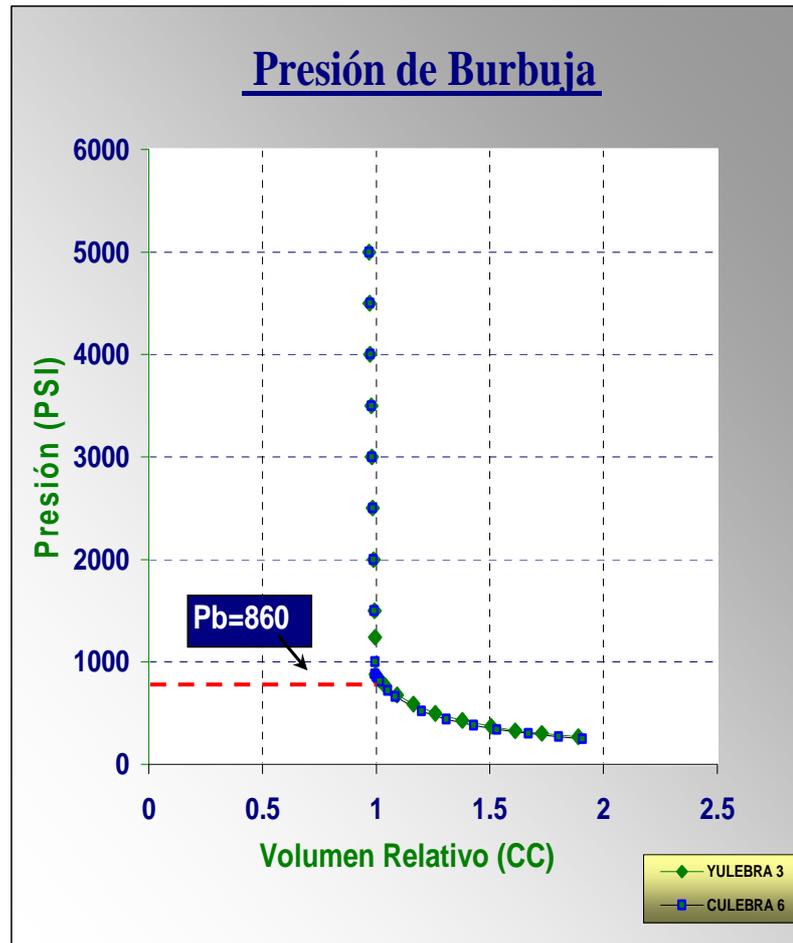
Arps desarrolló una ecuación para estimar la eficiencia de recuperación para reservorios con empuje por gas en solución, que se encuentran con una presión igual a la presión de burbuja y declinan hasta la presión de abandono.

4.2.3 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN PVT

4.2.3.1 Presión de Burbuja

Como resultado de graficar la presión (PSI) de la prueba de laboratorio (Separación Flash) versus volumen relativo (CC), se observa en la Figura 4.3, un cambio de pendiente en el punto donde el volumen crítico, adquiere el valor de 1, este punto donde se produce este drástico cambio se lo conoce como **Presión de Burbuja** de la mezcla y el volumen en este punto es el volumen del punto de burbuja que señala la presencia de líquido.

Figura 4.2.- Presión de Burbuja Yacimiento "U" Inferior



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

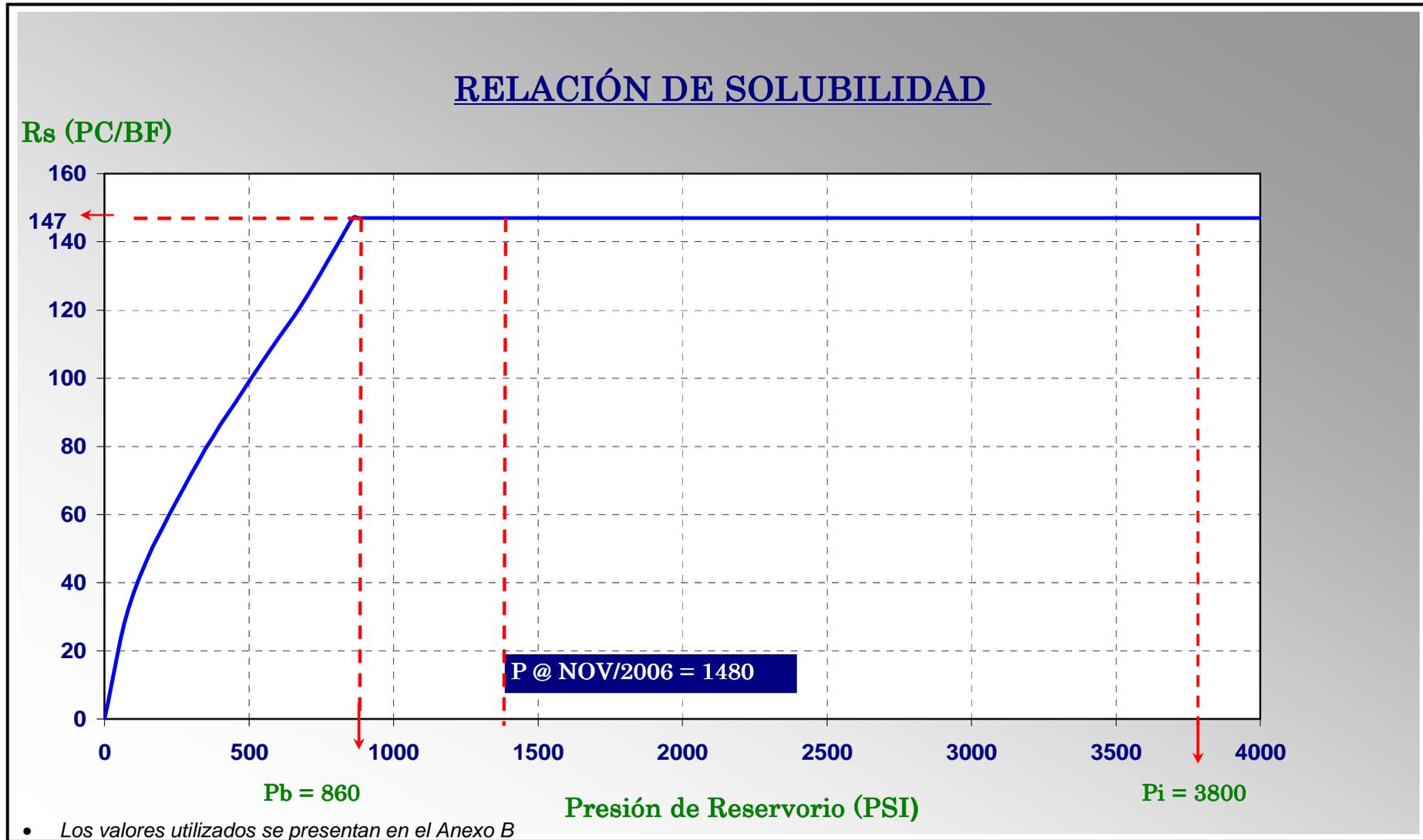
Fuente: Departamento de Yacimientos PETROPRODUCCION

- Los valores utilizados en la generación de la Figura 4.2 se presentan en el Anexo B

4.2.3.2 Factor Volumétrico del Petróleo y Relación de Solubilidad

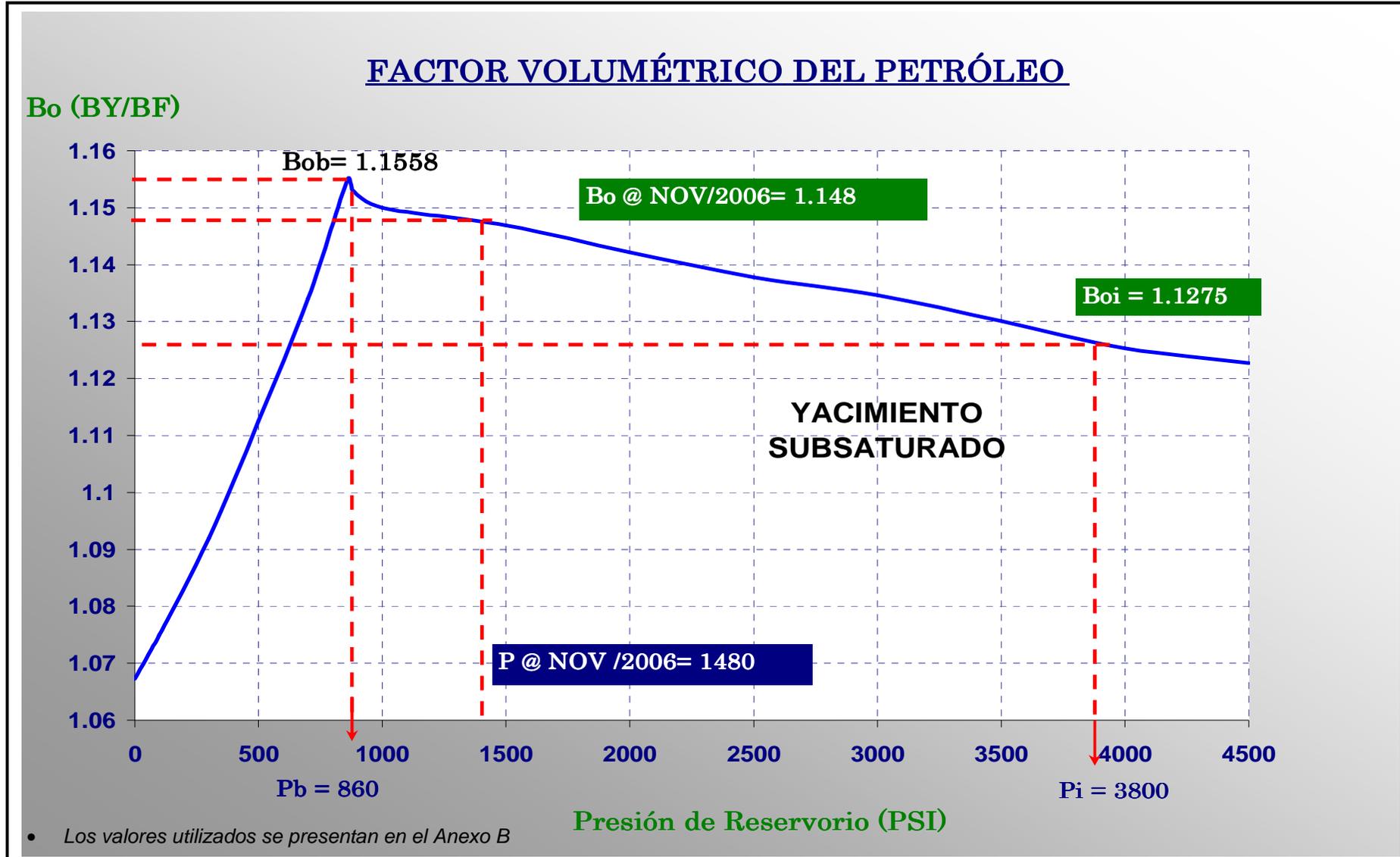
De acuerdo a la tendencia de presión y al comportamiento de producción de fluidos; la arenisca "U" Inferior se presenta como un yacimiento *Subsaturado*, con una Relación de Solubilidad (R_s) de 147 PC/BF y un Factor Volumétrico (B_o) de 1.1275 BY/BF a condiciones iniciales de reservorio; al mes de noviembre del 2006 se mantiene la Relación de Solubilidad con un Factor Volumétrico del petróleo de 1.148 BY/BF a una presión de 1480 PSI (ver Fig. 4.4 y 4.5).

Figura 4.3- Relación de Solubilidad



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Figura 4.4.- Factor Volumétrico del Petróleo



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno.

FORMA DE REPRODUCCIÓN

La caída de presión aproximada es de 140 PSI/Año, pronosticándose que alcanzará la *Presión de Burbuja*, alrededor del año 2010, considerando que se mantuvieren las condiciones actuales de producción.

4.2.4 FACTOR DE RECOBRO PARA EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA

Es el porcentaje del petróleo original en sitio que se estima recuperar con referencia al POES (Petróleo Original En Sitio); el factor de recobro depende de los mecanismos primarios de producción y del comportamiento del reservorio (ver Tabla 4.3) a lo largo de la vida productiva del mismo.

A las condiciones definidas en noviembre del 2006 se calculó el factor de recobro antes y después de alcanzada la presión de burbuja.

El factor de recobro sobre la presión de burbuja, donde el petróleo es producido por la expansión del fluido líquido en el reservorio cuando se reduce la presión, está normalmente en el rango de 1 a 5%.

Sobre el punto de burbuja, la compresibilidad del petróleo es baja, tal como 5×10^{-6} PSI⁻¹, lo cual quiere decir que el petróleo posee una expansión volumétrica pequeña, y la producción de petróleo de este reservorio (subsaturado), resultará en una rápida declinación de la presión.

El factor de recobro para este caso está gobernado por la siguiente ecuación (4-1):

$$FR = \frac{Bob - Boi}{Bob} \quad (4-1)$$

Donde:

FR= Factor de Recobro, porcentaje.

Boi= Factor Volumétrico del Petróleo bbl/BF @ Presión Inicial de Yacimiento

Bob= Factor Volumétrico del Petróleo bbl/BF @ Presión de Burbuja

A continuación se presentan los valores usados en la ecuación (4-1).

FACTOR DE RECOBRO	
Información Ingresada	$FR = \frac{Bo - Boi}{Bo}$
Factor Volumétrico del Petróleo bbl/BF@ Pb: 1.1558	FR= 2.45%
Factor Volumétrico del Petróleo @ Pi: 1.1275	

La recuperación de petróleo para el mecanismo de gas en solución, es decir cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja, usualmente está en el rango de 5 a 20% del Petróleo Original En Sitio.

Arps desarrolló una ecuación para estimar el factor de recobro para reservorios que se encuentran con una presión igual a la presión de burbuja y declinan hasta la presión de abandono. Esta ecuación fue derivada de un estudio estadístico de 67 reservorios de arenisca y 13 reservorios de carbonato y es aplicable solo para reservorios donde el empuje por gas en solución es el mecanismo predominante de recuperación, la ecuación 4-2, muestra el resultado del estudio desarrollado por Arps:

$$FR = 41.815 \times \left[\frac{\phi(1 - Swi)}{Bob} \right]^{0.1611} \times \left[\frac{K}{Uob} \right]^{0.0979} \times [Swi]^{0.3722} \times \left[\frac{Pi}{Pa} \right]^{0.1741} \quad (4-2)$$

Donde:

FR= Factor de Recobro, porcentaje.

Φ= Porosidad, fracción.

Sw= Saturación de Agua connata.

Bob= Factor Volumétrico del Petróleo bbl/BF @ Presión de Burbuja.

K= Permeabilidad promedia de la formación, darcys

μ_{ob}= Viscosidad del Petróleo @ Presión de Burbuja, centipoise

Pb= Presion de Burbuja, psi, y

Pa= Presion de Abandono, psi.

A continuación se presenta los valores ingresados en la ecuación 4-2.

FACTOR DE RECOBRO - MECANISMO DE EMPUJE DE GAS	
<u>Método de Arps</u>	
Ingreso de Datos	
Porosidad (fracción)	0.1604
Saturación inicial de agua Sw (fracción)	0.22
Bob (BY/BF)	1.13
Permeabilidad absoluta (Darcy)	1.30
Viscosidad inicial de agua Uwi (CP)	0.45
Viscosidad del petróleo Uob (CP)	15.80
Presión inicial de reservorio Pi (PSI)	3,800
Presión de abandono Pa (PSI)	400

$$FR = 41.815 \times \left[\frac{\phi(1-S_{wi})}{Bob} \right]^{-0.1611} \times \left[\frac{K}{Uob} \right]^{-0.0979} \times [S_{wi}]^{0.3722} \times \left[\frac{Pi}{Pa} \right]^{0.1741}$$

$$FR = 19.5\%$$

La presión de abandono, generalmente es el 10% de la presión inicial para fines prácticos (depende del interprete).

Al conocer los factores de recobro para cada etapa de producción es necesario obtener el Factor de Recobro Total para el campo que es igual:

FACTOR DE RECOBRO TOTAL DEL CAMPO	
Información Ingresada	
Factor de Recobro bajo Pb:	19.50%
Factor de Recobro sobre Pb:	2.45%

$$FR_{TOTAL} = FR_{BAJO} Pb + FR_{SOBRE} Pb$$

$$FR_{TOTAL} = 21.95\%$$

4.2.5 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

Después de haber identificado el mecanismo responsable de la producción de fluidos en el yacimiento; resulta necesario dar los pasos requeridos para predecir su comportamiento de producción: Determinar la declinación de la producción de fluidos, en función del tiempo, hasta alcanzar el agotamiento económico del yacimiento.

4.2.5.1 Declinación Exponencial o Declinación a Porcentaje Constante

Es la declinación más ampliamente usada, probablemente por ser la más sencilla y de fácil aplicación, aun cuando no se acepta que la mayoría de los pozos y yacimientos declinan en forma hiperbólica. Sin embargo, cuando las tasas de declinación son pequeñas, puede que el uso de la declinación hiperbólica no sea muy significativo.

Se dice que ocurre declinación exponencial o declinación a porcentaje constante si la tasa de declinación D , no cambia con el tiempo, matemáticamente se expresa así:

$$D = - \frac{(dq/dt)}{q}$$

Donde:

q = tasa de declinación, bls/d

t = tiempo de producción, d

D = constante de declinación exponencial, d^{-1}

Se reconoce que un pozo que un pozo o un yacimiento esta declinando exponencialmente, si al graficar $\log q$ contra tiempo t , se obtiene una línea recta.

4.2.5.2 Procedimiento para determinar y aplicar Declinación Exponencial

Para el Campo Culebra-Yulebra, al momento de graficar caudal de petróleo en función del tiempo (Q_o vs t), se observó la presencia de declinación exponencial en el comportamiento de la producción, para lo cual se realizó lo siguiente:

- **Procedimiento Gráfico**
 - a. Se procedió a graficar la tasa de producción de petróleo del pozo Q_o (Bls/día) en función del tiempo, t (escala semilog)

- b. Se observó el comportamiento del gráfico. Al tomar todos los puntos una tendencia lineal (*esta tendencia puede darse en todo el gráfico, en la parte inicial o en la parte final*).
- c. Se trazó la mejor recta que se adapte a este comportamiento.
- d. Se extrapoló la línea hasta el tiempo cuando se requiere predecir la tasa de producción de petróleo (*o hasta el límite económico*).

Las curvas de declinación puede ser una de las técnicas de Ingeniería de Yacimientos más usadas en la actualidad, tomando en cuenta que estas solo pueden usarse mientras las condiciones mecánicas y el drenaje del yacimiento permanezcan constantes en un pozo (condiciones ideales).

El análisis típico de las curvas de declinación consiste en graficar la producción del pozo (*escala semilog*), contra el tiempo y tratar de ajustar esta información a una línea recta, la cual es extrapolada a futuro.

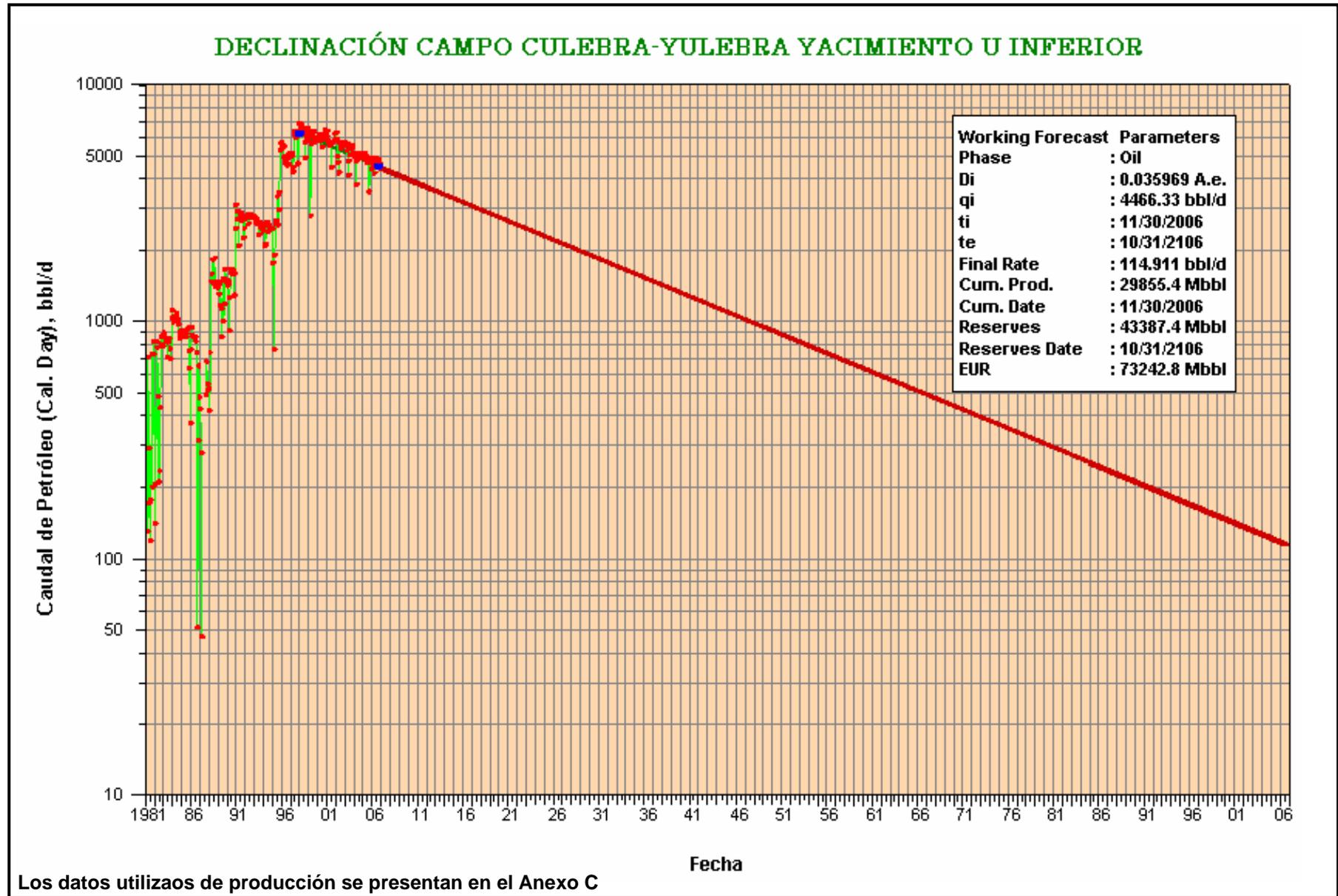
Cuando se dispone de suficiente información de producción y su comportamiento declina, las curvas de producción pasada de pozos individuales, se puede extender para indicar el comportamiento futuro.

Tomando en consideración, lo antes mencionado, la declinación para el Campo Culebra-Yulebra se realizó utilizando **Oil Field Manager™**, la Figura 4.5 presenta los resultados obtenidos del graficar la producción de petróleo versus tiempo.

4.2.6 COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ACTUAL

El yacimiento, "U" Inferior, con una producción acumulada de petróleo, aproximadamente de 30 MM Bls @ noviembre del 2006, (ver Tabla 4.4 y Figura 4.5), proveniente tanto de Culebra como de Yulebra, se presenta como un yacimiento con gran potencial a seguirse desarrollando.

Figura 4.5. Declinación de Producción Campo Culebra-Yulebra



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Oil Field Manager™

Tabla 4.4. Producción Acumulada de Petróleo y Agua

PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO Y AGUA				
Fecha	Pozo: Arena	N_p(M bbl)	W_p (M bbl)	Q_t(M bbl)
11/01/2006	Culebra_1:UI	5718.6	1226.0	6944.6
11/01/2006	Culebra_2:UI	1764.7	35.5	1800.2
11/01/2006	Culebra_3:UI	3232.6	65.5	3298.1
11/01/2006	Culebra_4:UI	1683.4	609.2	2292.6
11/01/2006	Culebra_5:UI	1126.8	12.9	1139.7
11/01/2006	Culebra_6:UI	546.5	5.8	552.3
11/01/2006	Yulebra_2:UI	3900.3	1720.8	5621.1
11/01/2006	Yulebra_3:UI	4597.8	23.9	4621.8
11/01/2006	Yulebra_4:UI	2518.8	1876.1	4394.9
11/01/2006	Yulebra_5:UI	2315.6	1442.3	3757.9
12/01/1998	Yulebra_6:UI	562.9	371.6	934.5
11/01/2006	Yulebra_7:UI	1887.2	382.1	2269.3

N_p M (bls)	29855.4	W_p M (bls)	7771.6
------------------------------	----------------	------------------------------	---------------

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno.

Es muy importante recordar que este acumulado de petróleo se presenta en circunstancias en donde los pozos mantienen sus condiciones actuales de producción.¹

La producción del Campo Culebra-Yulebra puede mejorarse por medio de diferentes métodos, que incluyen las técnicas de gerenciamiento de yacimientos.

¹ Condiciones Actuales de Producción: Parámetro mediante el cual se mantiene el tipo de levantamiento artificial actual y no se perforen más pozos que afectarían el Acumulado de Petróleo del Campo.

Dentro de este contexto, es importante conocer el comportamiento de los pozos, en donde el sistema de producción de los pozos puede verse como una cadena de elementos, la cual permite que el petróleo fluya desde el yacimiento hasta los equipos instalados en superficie. Para conocer el comportamiento productivo de cada pozo, se hace necesario generar mapas de estado en función del tiempo (*Mapas de Movimiento*)

4.2.6.1 Mapas de Movimiento

Un medio adecuado para conseguir un entendimiento del comportamiento de las características dinámicas y estáticas del reservorio consiste en representar gráficamente la información dinámica y estática disponible. Este tipo de análisis es conocido como mapas de movimiento. Es necesario subrayar que los mapas de movimiento, **son técnicas cualitativas**, que se sirven de una escala de colores (*grupo de colores primarios y secundarios, que permiten observar el comportamiento de producción de petróleo y agua*), los cuales se muestran en cada mapa.

Los mapas de movimiento permiten representar la Información Dinámica (presión, producción, etc.), mediante los **mapas de burbuja y de grid**, como también es posible representar la Información Estática (propiedades del reservorio), únicamente mediante los mapas de grid.

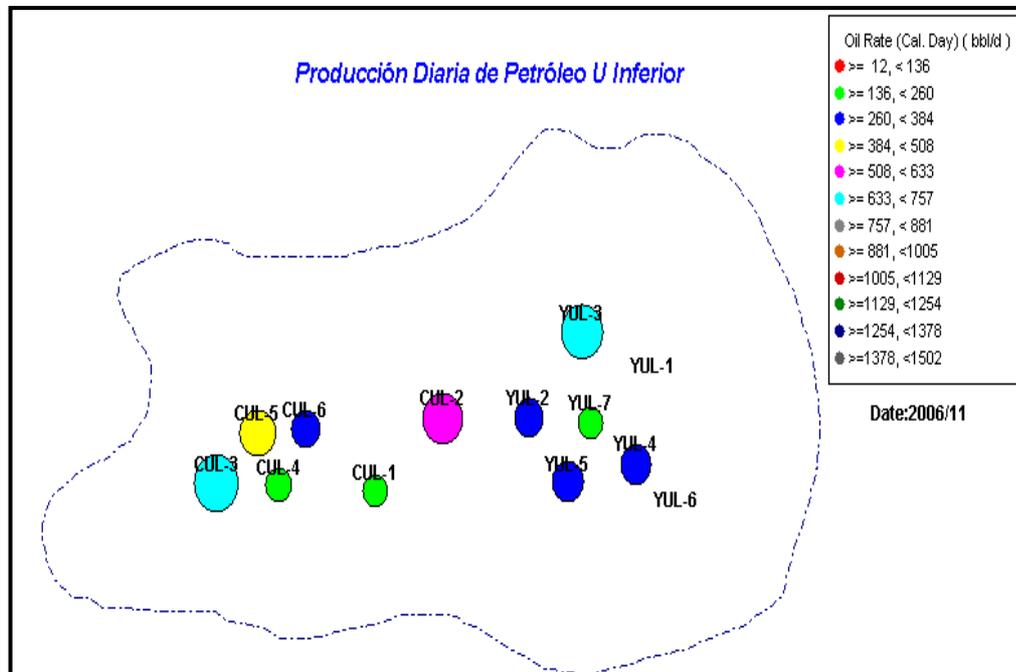
Para una representación adecuada, tanto de la información estática y dinámica los mapas de burbuja y grid, son excelentes indicativos del estado de producción.

4.2.6.1.1 Mapas de Burbuja

El Mapa de Burbuja es una herramienta de análisis utilizada para identificar tendencias y anomalías en el comportamiento de los pozos, como se puede observar en la Figura 4.6.

La producción de cada pozo es representada por un círculo (burbuja) u otro símbolo definido, que varía en el tamaño y el color en relación con la cantidad de petróleo producido.

Figura 4.6.- Mapa de Burbuja – Producción de Petróleo - Estado Final



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Ingeniería de Yacimientos PETROPRODUCCION

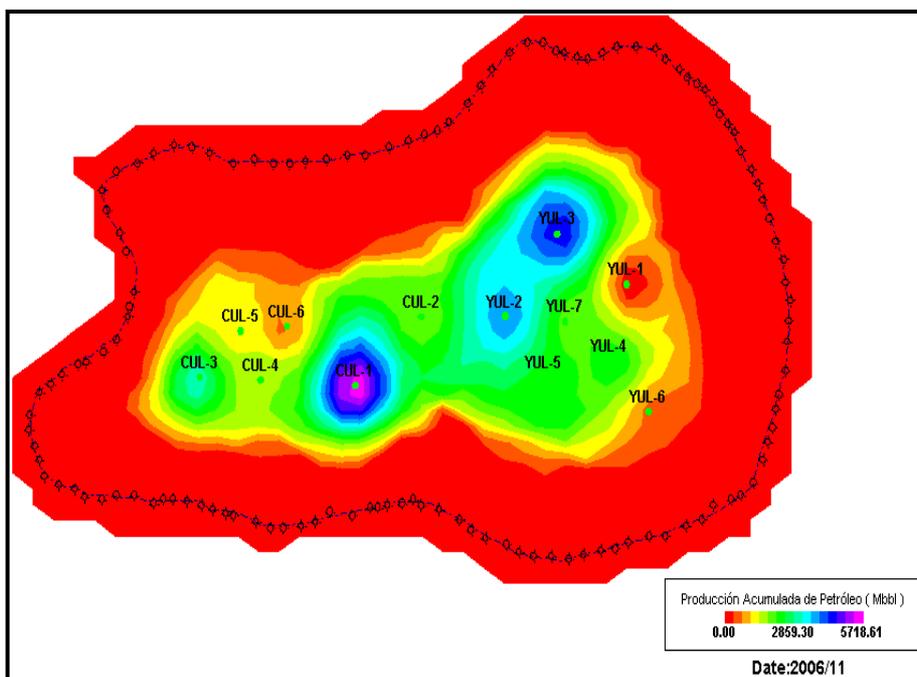
Los mapas de burbuja permiten observar los cambios que ocurren en los pozos, de acuerdo a la información ingresada en la base de datos, al ser mapas dinámicos y generados en función del tiempo estos pueden ser animados lo que permite observar su comportamiento individual y global. Es necesario mencionar que los mapas de burbuja únicamente se los realiza para información dinámica (ver Anexo D Mapas de Burbuja y Grid de Producción de Petróleo y Agua)

4.2.6.1.2 Mapas de Grid

El Mapa de Grid es una herramienta cualitativa, que mediante técnicas de interpolación diseña un conjunto de líneas las cuales mediante escalas de colores permite observar el comportamiento de la información dinámica y también estática para el Campo Culebra-Yulebra (ver Figura 4.7 y Anexo D)

La Tabla 4.5, de manera resumida los diferentes mapas de burbuja y grid, graficados en función del tiempo, con la información adquirida, procesada y validada para el Campo en estudio.

Figura 4.7.- Mapa de grid - Producción Acumulado de Petróleo - Estado Final



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: Ingeniería de Yacimientos PETROPRODUCCION

Tabla 4.5.- Información Dinámica y Estática graficada

<u>Datos Dinámicos</u>				<u>Datos Estáticos</u>
Tiempo	Acum Petróleo	Acum Agua	Corte de Agua	
1981-1986				Net Pay
1986-1991				So
1991-1996				Porosidad
1996-2001				Permeabilidad
2001-2006				

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

4.2.6.2 Representación Gráfica del Comportamiento de Producción

Las gráficas de producción consisten en un método analítico que permite observar el comportamiento de producción que los diferentes pozos han tenido en el transcurso del tiempo. La Figura 4.8 presenta el comportamiento de producción de petróleo y agua para el Campo Culebra-Yulebra, yacimiento “U” Inferior.

4.2.7 PETRÓLEO ORIGINAL EN-SITIO (POES)

Es la cantidad de petróleo que ocupa inicialmente una fracción del espacio poroso.

Es importante mencionar que para el cálculo del Petróleo Original En Sitio, se obtuvo arbitrariamente un área, tomando en consideración el L.I.P (Límite Inferior de Petróleo), encontrado en Culebra 3 y el C.A.P (Contacto Agua Petróleo) encontrado en Yulebra 6.²

Para la generación del POES, se utilizó el programa Oil Field Manager™, el cual permite calcular el Petróleo Original En Sitio, con la información disponible, registrada y validada anteriormente. Esta técnica hace uso de mapas de grid (net pay, porosidad y saturación de petróleo) en conjunto con la ecuación volumétrica. (Anexo D Calculating Original Oil in Place using Grid Arithmetic)

$$OOIP = \frac{(Area * Net Pay * Porosidad * Saturación Petróleo)}{(\beta_{oi} * 5.615)}$$

A= Área del Yacimiento especificada en OFM™, ft².

h= Net Pay, ft

Φ= Porosidad

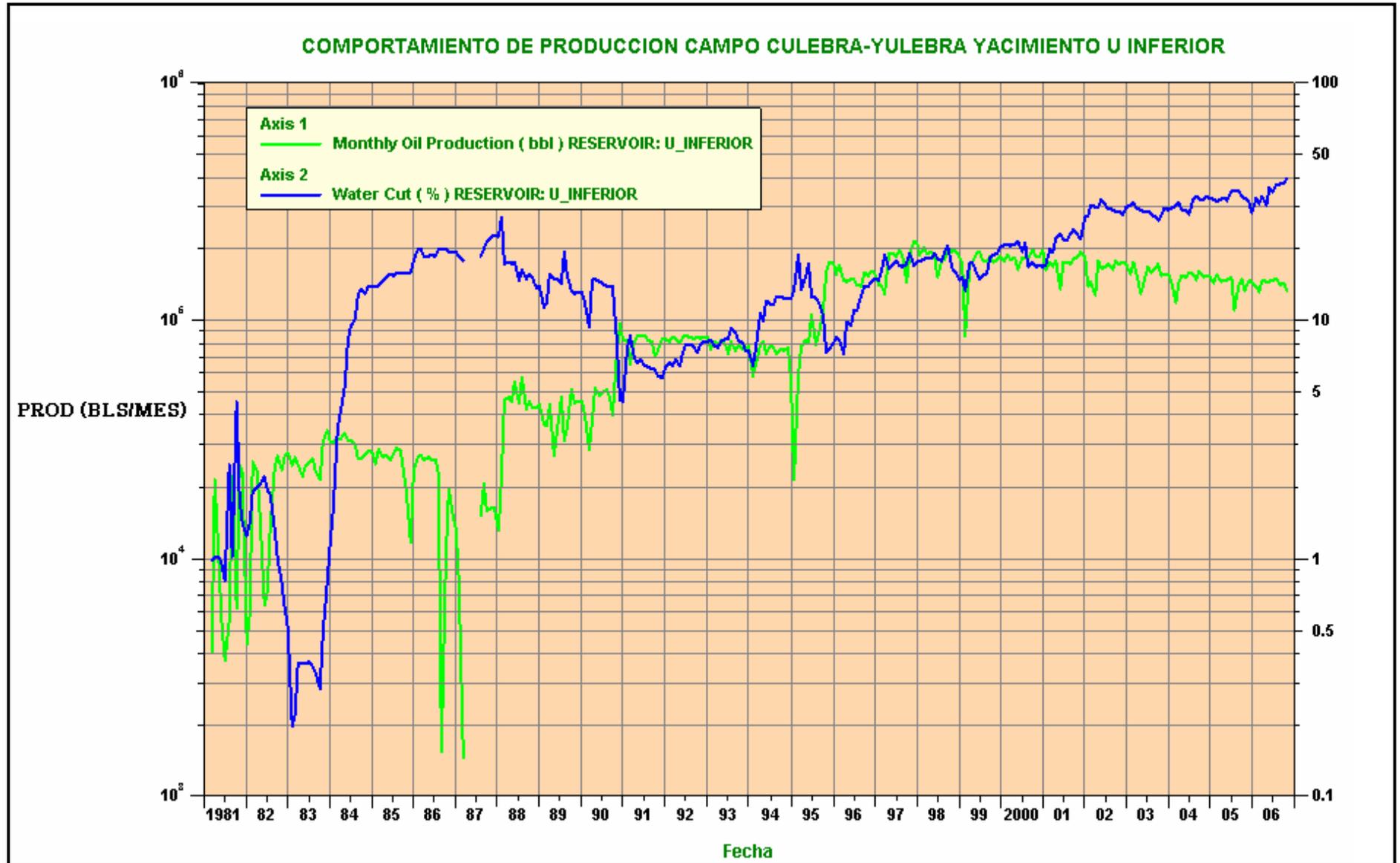
Soi= Saturación Petróleo

5.615= Factor de conversión, ft³/ bbl

Boi= Factor Volumétrico de Petróleo Inicial, 1.1275 bbl / BF

² Referencia Estudio de Simulación Matemática Campo Culebra-Yulebra-Anaconda, Enero 1998.

Figura 4.8.- Comportamiento de producción

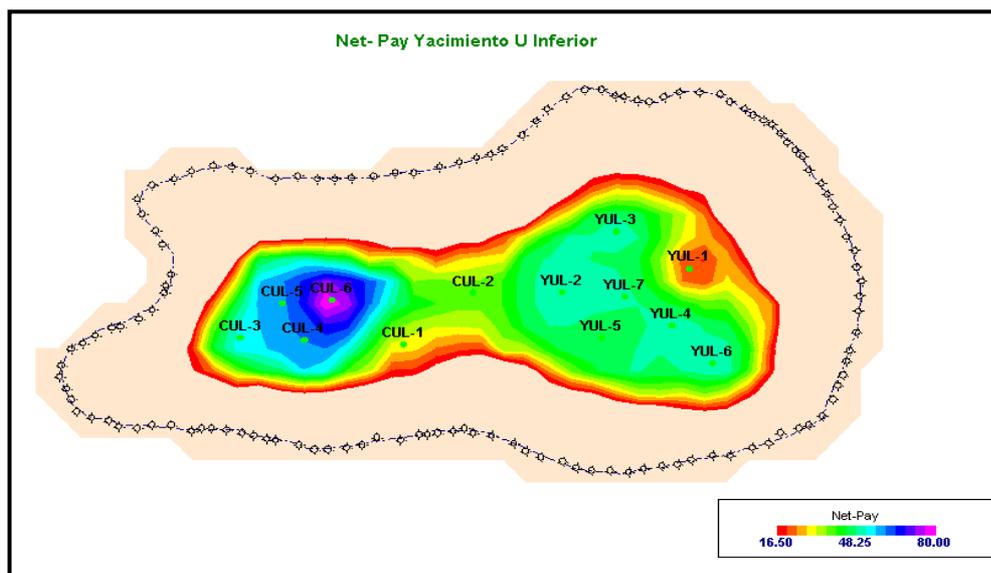


Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

4.2.7.1 Mapa de Zona de Pago (Net-Pay)

En un pozo considerando, una única formación con la relación “*Net-Pay to Gross Pay*”, relaciona la fracción del intervalo total de hidrocarburos, que esta contribuyendo efectivamente en la recuperación. Es por esto que las líneas de contorno de un mapa de “*Net to Gross*”, ilustran cuan limpia esta la formación y como esta distribuida. La sección de “*Net-Pay*”, se determina, usando registros eléctricos, los cuales permiten determinar zonas de arcilla, baja porosidad y alta saturación de agua. Los espesores de esta zona son restados del espesor total, lo cual da como resultado el espesor Neto de pago. Es por esto que para cualquier caso la relación de “*Net to Gross*” en cualquier caso, la relación “*Net to Gross*” es netamente el “*Net-Pay*” dividido para el “*Gross Pay*” (ver Figura 4.9)

Figura 4.9.- Mapa Net Pay



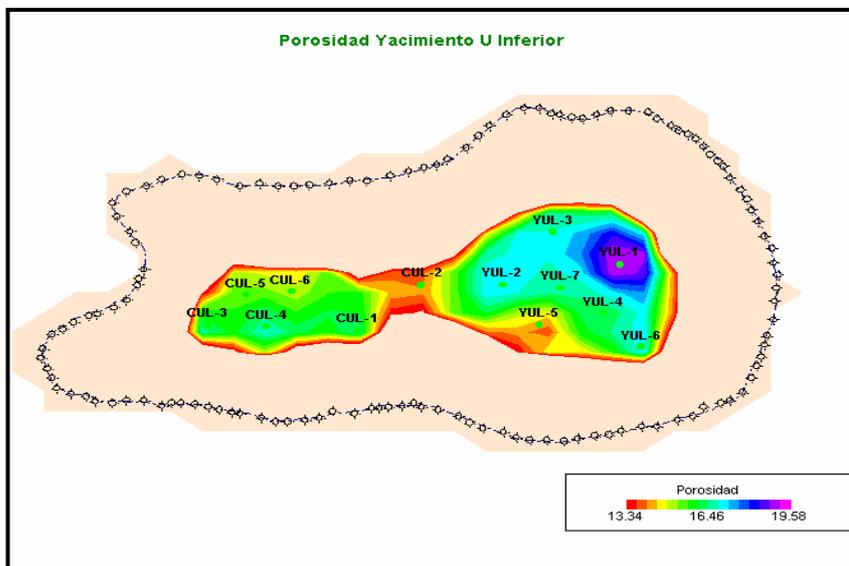
Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

4.2.7.2 Mapa de Porosidad

Para preparar esta clase de mapas, se calcula la porosidad promedio de las porciones de “*Net-Pay*”, de la formación de interés. De esta manera un número representa la porosidad promedio para cada ubicación de pozo. Entonces los

contornos que se dibujan ilustran las tendencias de porosidad en el “Net-Pay” del yacimiento.

Figura 4.10.- Mapa Porosidad

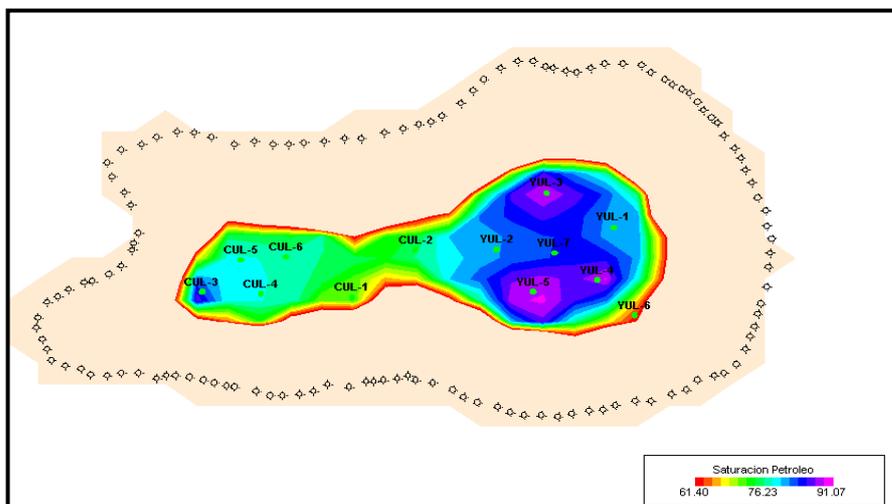


Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

4.2.7.3 Mapa Saturación de Petróleo

Con los pozos suficientes, es posible dibujar líneas de contorno, las mismas que ilustran la distribución (mediante una escala de colores), de la saturación de petróleo en el yacimiento (ver Figura 4.11).

Figura 4.11.- Mapa Saturación de Petróleo



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

En virtud de la información entregada por PETROPRODUCCION todos los análisis se presentan únicamente para el Yacimiento “U” Inferior, para lo cual se hizo necesario obtener el valor del petróleo original en el yacimiento.

El área del mapa de grid (ver Figura 4.11), se realizó tomando en cuenta los contactos agua-petróleo, como puntos de control dentro de la zona, permitiendo discretizar el área del Campo.

Este método confía solidamente en la información del pozo y naturalmente un estricto control de las propiedades del pozo permitirá obtener datos de mayor calidad lo que conduce a valoraciones mas precisas.

Resumiendo el Petróleo Original En-Sitio es calculado por la interpolación y multiplicación de distintos mapas de grid que se generan por separado, lo que implica que cada mapa tiene un efecto sobre el POES. En la Figura 4.12 se muestra el Petróleo Original En-Sitio calculado usando *OFM™*.

4.2.8. PETRÓLEO ACTUAL EN-SITIO (PAES)

Se define como la diferencia entre el Petróleo Original En Sitio y el petróleo acumulado fiscal medido en superficie. Es un valor estimado del volumen de crudo que podría encontrarse en la estructura geológica del yacimiento U Inferior.

$$PAES (@ nov / 2006) = POES - Np (@ nov / 2006)$$

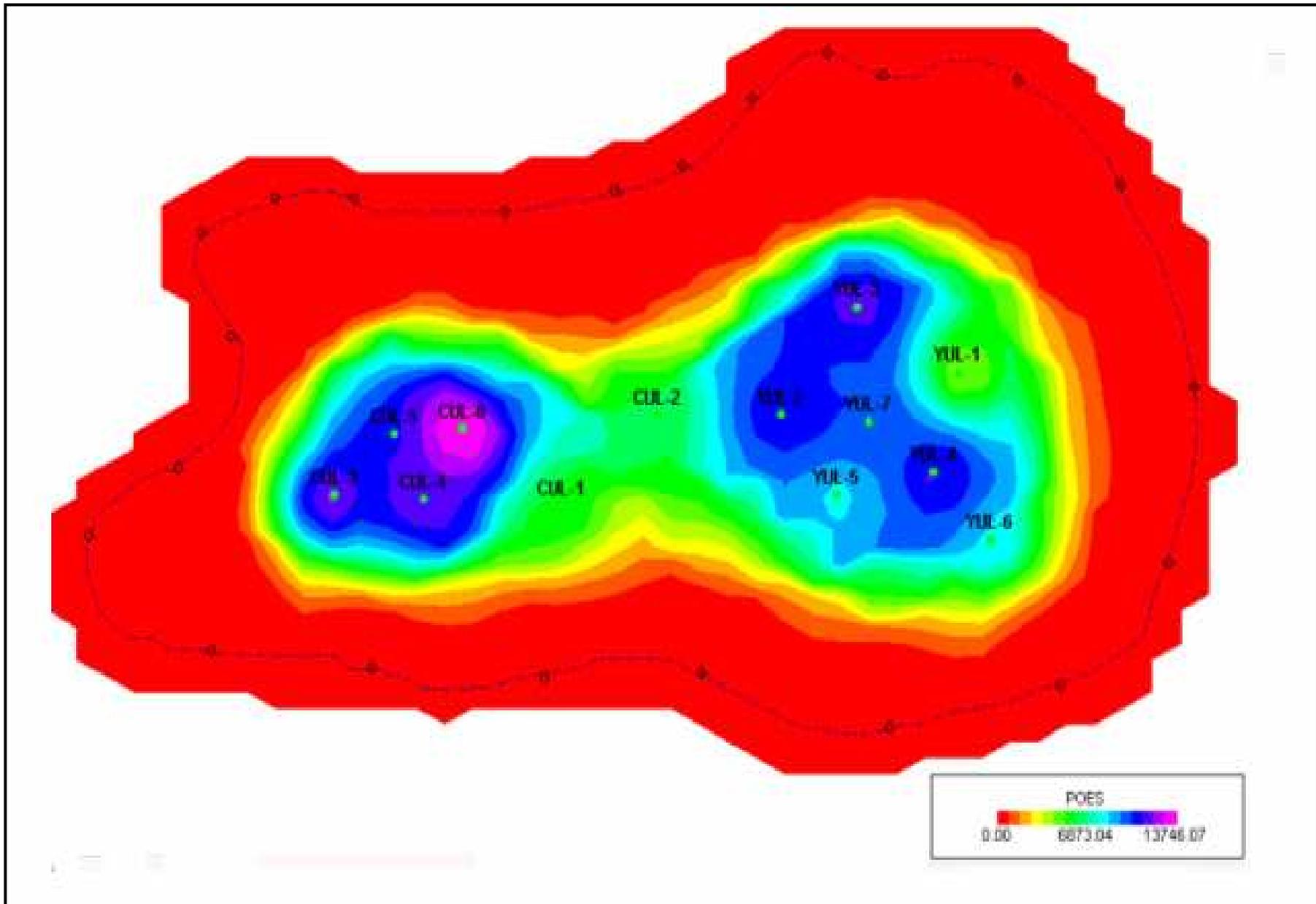
$$PAES (@ nov / 2006) = 194 \text{ MM (Bls)} - 30 \text{ MM (Bls)}$$

$$PAES (@ nov / 2006) = 164 \text{ MM (Bls)}$$

El Campo Culebra-Yulebra, con una vida productiva de 26 años presenta un volumen de petróleo producido acumulado del yacimiento “U” Inferior de 30 MM (BF), registrados hasta noviembre del 2006. Con los sistemas de superficie actualmente existentes se lograría recuperar hasta 143 MM BF; pero, el factor de

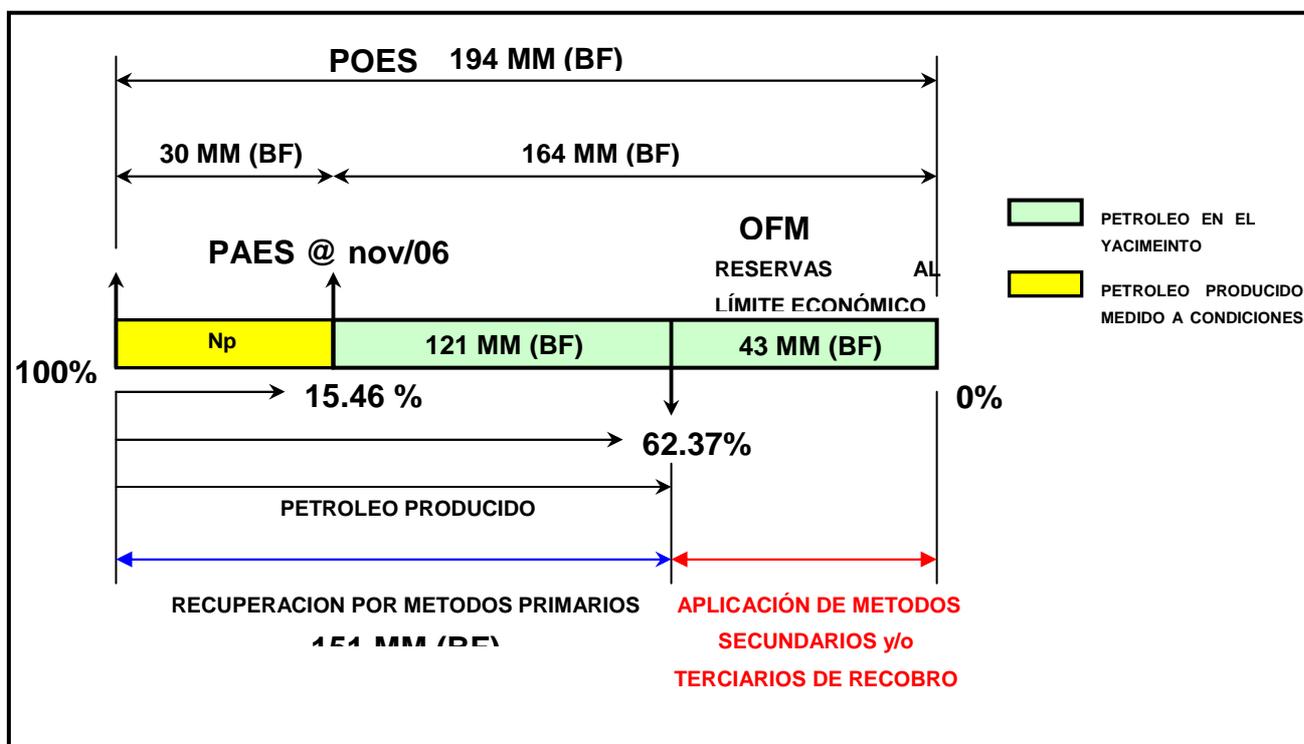
recobro se incrementaría con el estudio de métodos secundarios o terciarios de recobro.

Figura. 4.12. Mapa Petróleo Original En Sitio



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Figura 4.13. Reservas – Yacimiento U Inferior



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

De lo expuesto anteriormente del cálculo se resume lo siguiente:

Tabla 4.6. Reservas – Yacimiento U Inferior

	MM (BF)
POES	194*
PAES @ nov/06	164
Np @ nov/06	30**
N prim	151

* Valor obtenido de Cálculo con Oil Field Manager

** Fuente: PETROPRODUCCION

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

4.3 SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR

La selección de posibles candidatos se basa en Estudios Integrados usando procesos *PASS* (*Performance Assessment and Surveillance Systems – Sistema de Monitoreo y Evaluación de Desempeño*), que se desarrolló con el programa Oil Field Manager (*OFM™*).

El objetivo es evaluar en forma sistemática y estructurada el desempeño del yacimiento “U” Inferior, para presentar recomendaciones de posibles trabajos de estimulación y recompletamientos de pozos.

Para cumplir este objetivo se estudiaron los archivos de los pozos y se identificaron un grupo de posibles candidatos, tomando en consideración anomalías de producción en estimados de petróleo remanente en sitio, y otros factores.

En forma desglosada, dichos objetivos fueron:

- Identificar desempeños anómalos entre pozos de un mismo yacimiento productor.
- Definir las mejores prácticas de estimulación para reacondicionamientos futuros.
- Implementar esta técnica (procesos *PASS*), que puede ser usada por PETROPRODUCCION en el futuro para un análisis continuo de desempeño del Campo Culebra-Yulebra u otros campos.

La selección de los diferentes pozos y los posibles trabajos se obtiene en función de técnicas propias de procesos *OFM PASS™*.

4.3.1 METODOLOGÍA

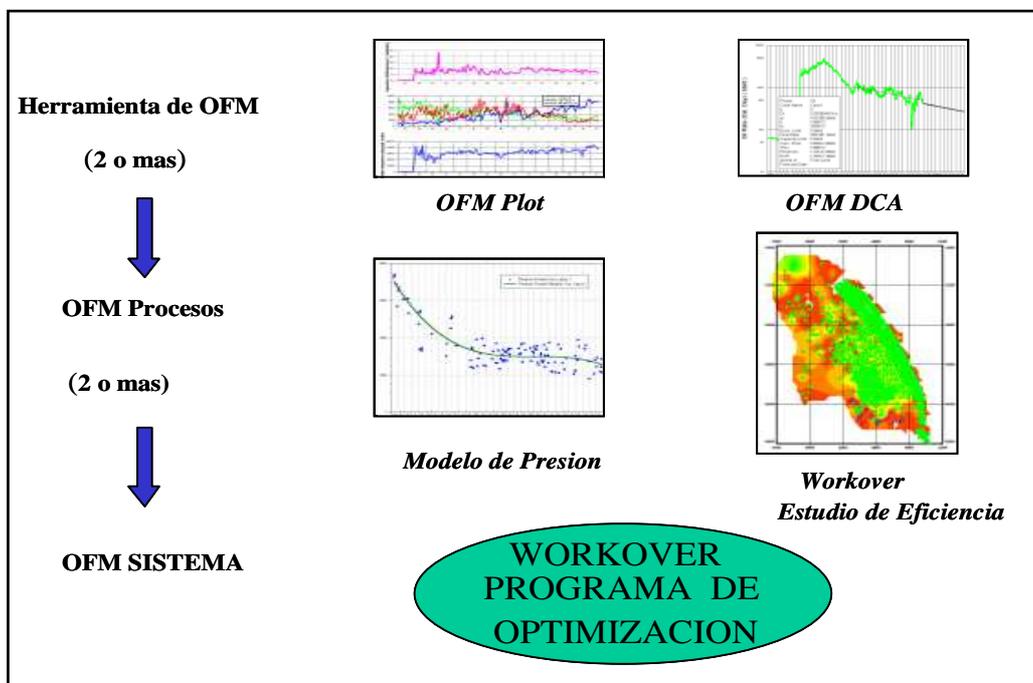
El estudio analizó, primero el desempeño del yacimiento “U” Inferior, por tratarse de la arena con mayor información disponible. Luego, se integró la información dinámica y estática de la zona productora. Para el análisis, el procedimiento

básico, consistió en construir una base de datos con indicadores geológicos, y datos de producción.

Los estudios del yacimiento realizados con la técnica *PASS*, siguieron las pautas de un “árbol de sistema” (Ames). Este árbol comienza con las herramientas *OFM*™, disponibles en el programa. Un *proceso* se forma al combinar dos o más de dichas herramientas. El proceso comienza a resaltar puntos claves para una evaluación del desempeño, tomando en consideración que deben ser combinados con otros procesos para realizar un análisis integral.

La combinación de dos o más procesos forma un *sistema*. Es preferible tomar decisiones y hacer recomendaciones a este nivel de sistema para poder tener bases sólidas de ingeniería que las respalden. Los procesos individuales pueden conllevar a resultados erróneos. La Figura 4.14 muestra en forma gráfica este concepto.

Figura 4.14.- Concepto del Árbol de Sistemas



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: OFM™/PASS SYSTEM TREE

4.3.2 HETEROGENITY INDEX- INDICE DE HETEROGENEIDAD (HI)

4.3.2.1 Definición

El análisis del *Heterogeneity Index- Índice de Heterogeneidad* (HI) es el proceso de comparar el desempeño de un pozo, con respecto al de todos los pozos para obtener el desempeño promedio de dicho grupo. En este análisis comparamos las tasas de petróleo y agua a nivel de pozo. Permitiendo identificar aquellos pozos con sub-desempeño y sobre-desempeño.

La idea es comparar cada pozo individual en el Campo Culebra-Yulebra con el comportamiento del promedio de todos los pozos de dicho campo a nivel de la misma área. Esto fue posible hacerlo aplicando la siguiente ecuación:

$$HI_{Fluido} = \frac{Fluido_{Acumulado\ well}}{Fluido_{Acumulado\ Pr\ omedio\ Pozo}} - 1$$

Donde:

Uno es restado de la proporción para normalizar el Índice de Heterogeneidad, ya que el promedio de todos los pozos es igual al cero.

Los pozos que muestren valores para HI sobre el promedio, (HI mayor que cero), serán aquellos que tengan un comportamiento por encima del promedio. De igual manera los pozos que muestran valores para HI bajo el promedio indican pozos que funcionan por debajo del promedio.

Las diferentes anomalías observadas en la producción de pozos de petróleo se atribuyen posiblemente a uno o más de los siguientes factores:

1. Tiempo de producción de los pozos.
2. Presión de Reservorio
3. Método de Completación
4. Calidad de Reservorio

4.3.2.2 Metodología

Se siguió los siguientes pasos para realizar el análisis HI.

1. Normalizar los datos de producción a la fecha de la primera producción de petróleo para todos los pozos en La base de datos.
2. Calcular la producción promedio de todos los pozos y guardarla.
3. Obtener la relación entre la producción de cada pozo y la producción promedia del paso 2.
4. Restar uno (1) de la relación para normalizar los valores a cero.
5. Sumar los valores HI a través del tiempo.

Los valores que se usan con mayor frecuencia para indexar la heterogeneidad (HI) son las producciones de petróleo, agua; permitiendo así la evaluación del pozo desde el punto de vista petróleo versus agua y agua versus petróleo. Otros valores que se pueden usar para calcular el HI son parámetros como K o KH (pueden ser o no dependientes con el tiempo). La limitación siempre será la disponibilidad de datos.

Las gráficas de heterogeneidad se denominan “Cross Hair” (Cabellos Cruzados). Son gráficos de dispersión (o gráficas X-Y) con el valor acumulado a través del tiempo de los Índices de Heterogeneidad (HI) en los dos ejes.

Los Índices de Heterogeneidad y las gráficas de “Cross Hair” de producción identificarán cuatro cuadrantes en el yacimiento.

Estos cuadrantes se descomponen en área de producción: alta producción de petróleo y alta producción de agua; baja producción de agua y alta producción de petróleo; baja producción de agua y baja producción de petróleo; y alta producción de agua y baja producción de petróleo. (ver Tabla 4.7).

Se puede entonces visualizar los pozos con mejores tasas de desempeño y los pozos con “malas” tasas de desempeño.

Tabla 4.7. Identificación de Cuadrantes HI

INDICE DE HETEROGENEIDAD		
	CUADRANTE IV	CUADRANTE I
Net HI Producción de Agua	Alta Producción de Agua & Baja Producción de Petróleo	Alta Producción de Agua & Alta Producción de Petróleo
	CUADRANTE III	CUADRANTE II
	Baja Producción de Agua & Baja Producción de Petróleo	Baja Producción de Agua & Alta Producción de Petróleo


Net HI Producción de Petróleo

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

La Figura 4.15 muestra la gráfica de “Cross Hair” de HI de petróleo para los pozos sin tomar en consideración la campaña de perforación.

4.3.2.3 Gráfica Índice de Heterogeneidad

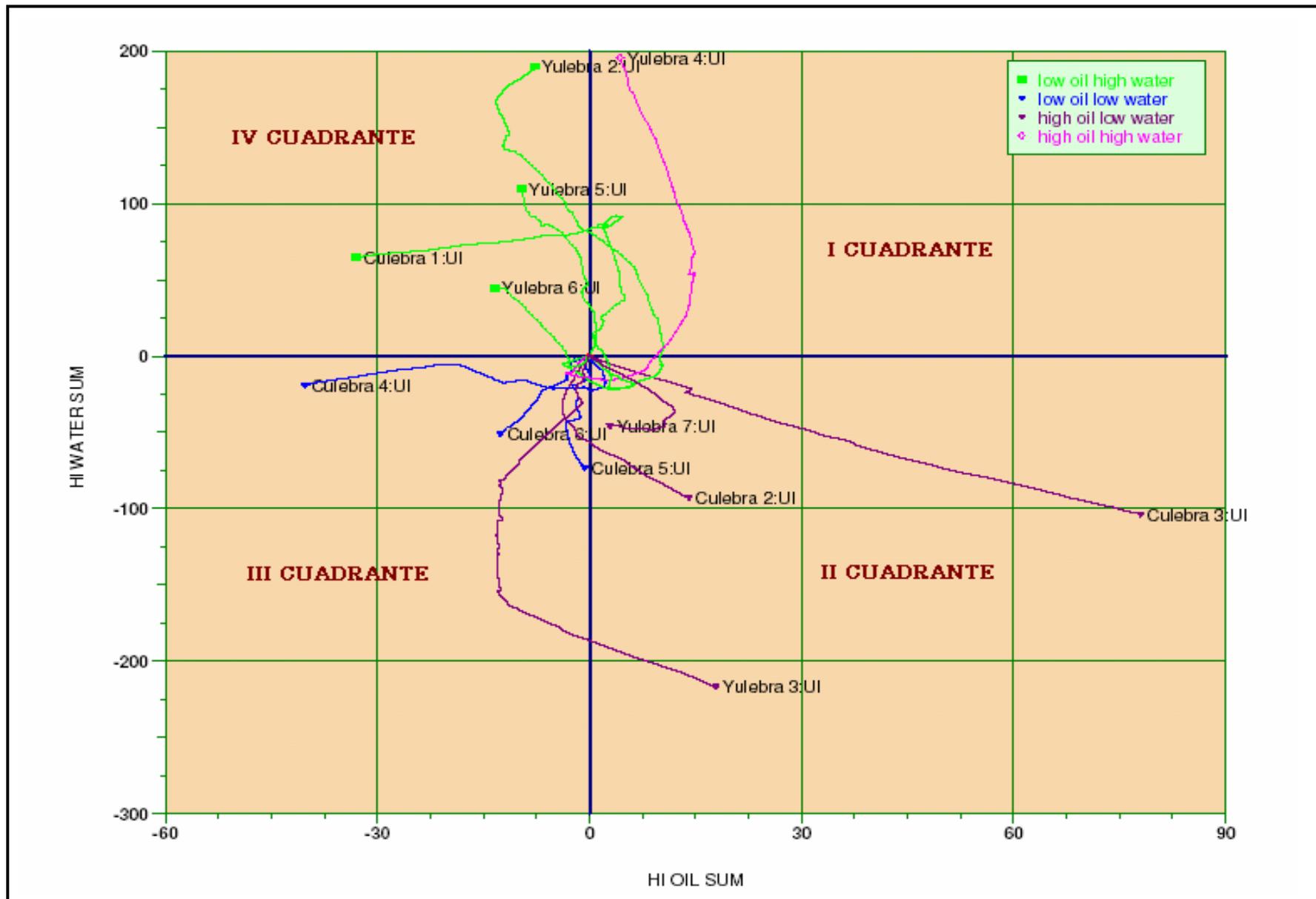
Primer Cuadrante

El primer cuadrante muestra aquellos pozos con productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a estimular, sin embargo pueden ser candidatos para control de agua.

Segundo Cuadrante

Los pozos en el segundo cuadrante tienen el mejor desempeño, ya que tienen tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a ningún trabajo.

Figura 4.15.- Análisis Índice de Heterogeneidad Campo Culebra-Yulebra



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tercer Cuadrante

El tercer cuadrante muestra los pozos con tasa de petróleo por debajo y de agua por encima de promedio, siendo esos los peores pozos en términos de productividad total y candidatos potenciales a estimular.

Cuarto Cuadrante

En el cuarto cuadrante, los pozos con tasa de petróleo por debajo del promedio y tasa de agua por encima del promedio son generalmente los primeros candidatos para tratamientos de control de agua.

En general, las gráficas de “Cross Hair” de heterogeneidad se cuentan dentro de las herramientas más eficaces para detectar pozos con comportamientos anormales con respecto a la totalidad del campo o a un área específica del campo. Es evidente que entre más pozos haya en un campo, mejor será esta herramienta estadística.

4.3.3 COMPLETION EFFICIENCY INDEX - INDICE DE EFICIENCIA DEL COMPLETAMIENTO (CEI)

El *Completion Index Efficiency – Índice de Eficiencia de Completamiento (CEI)*, se define al *completamiento* como la comunicación entre cada uno de los yacimientos y el pozo. Esta técnica de análisis utiliza varios de los mismos cálculos desarrollados con el análisis HI anteriormente descrito.

El CEI es el proceso de integrar de las propiedades de la roca (HI de la propiedades de la roca) con la productividad (HI petróleo acumulado), tomando en consideración el grado o tipo de completamiento.

Este proceso identifica cuando al o a los pozos puede ser beneficioso someterlos a trabajos de estimulación.

El CEI es un análisis similar en concepto al de Índice de Heterogeneidad (HI), excepto que este incorpora propiedades petrofísicas para establecer una relación entre la calidad de la formación y el rendimiento de producción lo que permite identificar oportunidades de optimización.

En función de la información proporcionada por Petroproducción se realizó el análisis para el Yacimiento “U” Inferior, por ser la formación con la mayor cantidad de data disponible, como también al poseer la mayor cantidad de reservas en el yacimiento.

El CEI es también muy útil para identificar pozos específicos con un pobre o un adecuado desempeño de completación. Esto implica el análisis ordenado de la información de producción que se encuentra integrada con la información de completación disponible y la información de la roca lo que permite clasificar a los pozos de acuerdo a su comportamiento y así evaluar la efectividad de la herramienta usada.

Los resultados del análisis CEI se integraron con los obtenidos de la evaluación del Índice de Heterogeneidad (HI).

4.3.3.1 Metodología³

Se tomaron los siguientes pasos para realizar el análisis CEI:

1. Normalizar por Yacimiento los datos de producción en función del tiempo, hasta el punto de la primera producción de petróleo.
2. Filtrar la base de datos de acuerdo a los pozos a ser estudiados en *OFM™*.
3. Calcular la tasa de producción de petróleo promedio de todos los completamientos.

³ *Optimización de Producción mediante una Metodología Estructurada de Análisis de Información. Autores W. Gaviria. H. Borja, Hocol S.A., F Groff S. Gamble Schlumberger.*

4. Calcular el petróleo acumulado promedio por pozo a partir de la tasa promedio de petróleo por pozo.
5. Obtener la relación del petróleo acumulado de cada completamiento al petróleo acumulado promedio de todo los completamientos.
6. Restar el valor de uno (1) de la relación obtenida en el punto '5' para normalizar los valores HI de petróleo acumulado a cero.
7. Sumar los valores HI de petróleo acumulado en el tiempo.
8. Calcular la capacidad de flujo KH por cada completamiento.
9. Calcular el KH promedio de todos los completamientos.
10. Obtener la relación entre el KH de cada completamiento y el KH promedio.
11. Restar el valor de uno (1) de la relación obtenida en el punto '9' para normalizarla a cero.

Con base en las gráficas "Cross-Hair" del HI de las propiedades petrofísicas de la roca vs el HI del petróleo acumulado, en el Campo Culebra-Yulebra, los pozos se definen claramente en cuatro cuadrantes.

Los pozos en cada cuadrante se clasifican por categorías de desempeño en función de la producción de petróleo y de la calidad de la roca del yacimiento (Producto KH).

Estas gráficas "Cross-Hair" cuando se usan conjuntamente con mapas de ubicación de pozos, establecen una lista de candidatos potenciales para estimular. Al asociar un mapa de coordenadas X-Y de todos los pozos juntos con las gráficas "Cross-Hair" de CEI, se puede definir un comportamiento regional de productividad.

La Figura 4.16 y Tabla 4.8 muestran los resultados de la gráfica "Cross-Hair" del CEI y la representación detallada de cada cuadrante, para el Yacimiento "U" Inferior, y considerando a todos los pozos sin tomar en cuenta la fecha de perforación.

4.3.3.2 Gráfica Eficiencia de Completamiento

Primer Cuadrante

El primer cuadrante muestra que el petróleo acumulado y KH de los completamientos se encuentran por encima del promedio. Como estos completamientos tienen alto petróleo acumulado y buena capacidad de flujo realmente no necesitan reacondicionamiento.

Segundo Cuadrante

En el segundo cuadrante, el petróleo acumulado de los completamientos está por encima del promedio a pesar de que sus valores de KH son bajos. Aunque estos pozos tienen buena productividad, merecen una evaluación más en detalle para fracturarlos y así producir todavía más petróleo.

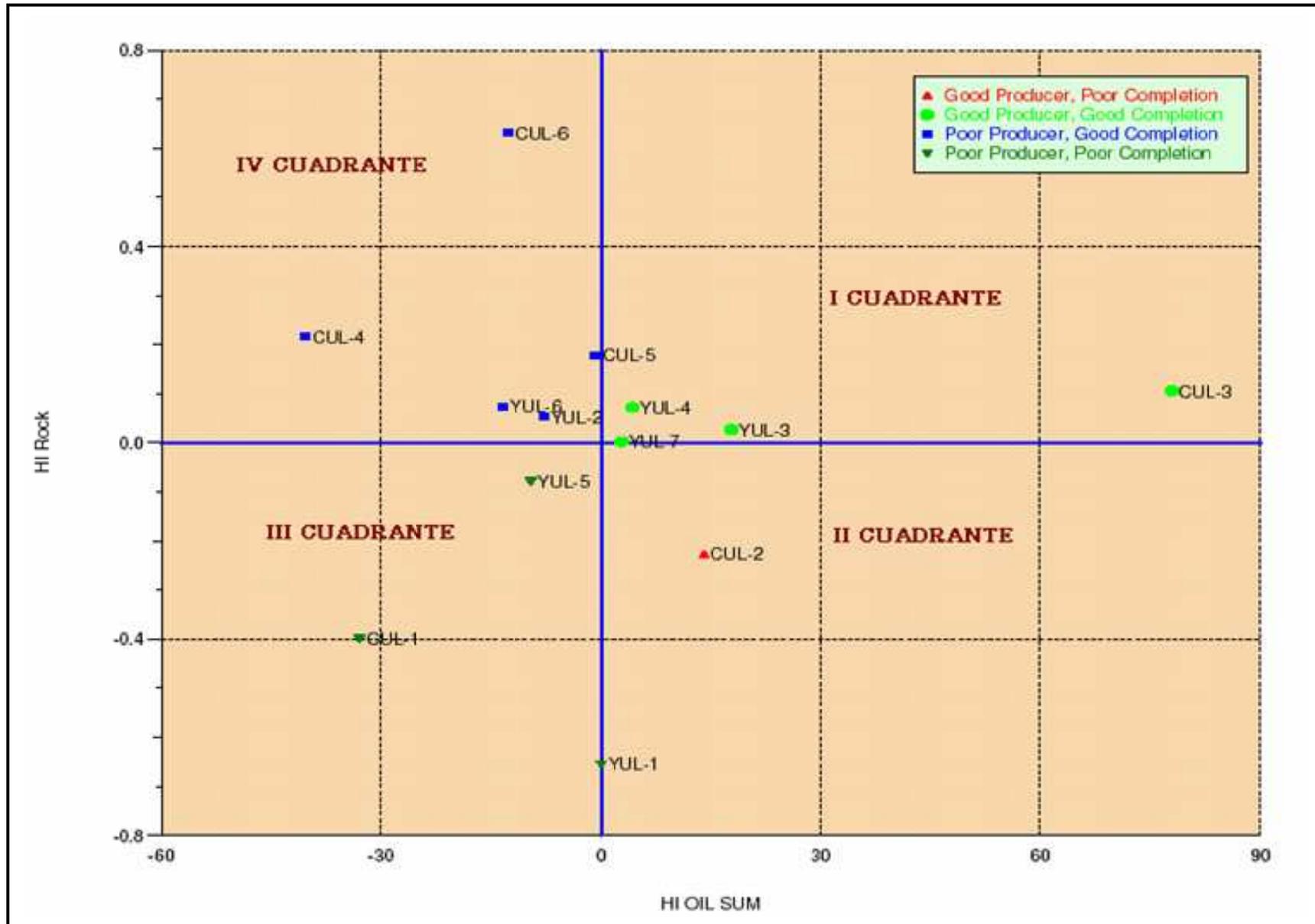
Tercer Cuadrante

En el tercer cuadrante el petróleo acumulado y el KH del completamiento están por debajo del promedio. Este cuadrante contiene los pozos que serían candidatos potenciales a fracturar.

Cuarto Cuadrante

Aunque el KH de los completamientos en el cuarto cuadrante está por encima del promedio, el petróleo acumulado está por debajo, lo cual indica una posible caída de presión (Skin) cerca del pozo. Estos pozos merecen una evaluación más en detalle para confirmar o no un daño de formación y la posible necesidad de reacondicionamiento.

Figura 4.16.- Análisis Eficiencia de Completamiento Campo Culebra-Yulebra



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 4.8. Identificación de Cuadrantes CEI

Completion Efficiency Index	
CUADRANTE IV	CUADRANTE I
Pobre Producción & Buena Completación*	Buena Producción & Buena Completación
CUADRANTE III	CUADRANTE II
Pobre Producción & Pobre Completación**	Buena Producción & Pobre Completación
Buena Completación*	Buena Eficiencia del producto KH
Pobre Completación**	Baja Eficiencia del producto KH

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

CAPITULO 5

DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES PARA EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y SU EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo principal para el mejoramiento de la producción consiste en la identificación de los pozos que muestran una diferencia importante entre su producción actual y su potencial, con la finalidad de incrementar o recuperar la producción de petróleo mediante el empleo de tecnologías adecuadas.

Los procesos PASS, proveen de un entendimiento global del comportamiento de los pozos en el yacimiento, por lo que se presenta alternativas de trabajos de reacondicionamiento (recañoneo, acidificación, fracturamiento), que permitan optimizar la producción de petróleo.

5.2 RESULTADOS DE LOS PROCESOS PASS UTILIZADOS

La evaluación del comportamiento de los pozos del Campo Culebra-Yulebra, incluye dos fases específicas de análisis: *Completion Efficiency Index* (CEI) y el *Heterogeneity Index* (HI).

Es necesario resaltar que *CEI* y *HI* son procesos de análisis cualitativos por lo que cada cuadrante de resultados obtenidos, presentan una característica particular de comportamiento asociado a la producción de petróleo, agua, y calidad de la roca del yacimiento KH (*transmisibilidad*).

El HI permite identificar aquellos pozos con sub-desempeño y sobre-desempeño, comparando cada pozo individualmente en un campo con el comportamiento promedio de todos los pozos del campo.

El CEI es una técnica de análisis que utiliza varios de los mismos cálculos desarrollados con el análisis HI.

En donde los pozos se clasifican por categorías de desempeño de producción de petróleo y calidad de la roca del yacimiento, lo que se conoce como el producto KH (transmisibilidad).

La Tabla 5.1, presenta de manera resumida, el resultado obtenido, tanto del *Heterogeneity Index* (HI), y *Completion Efficiency Index* (CEI), mostrando la ubicación de los pozos en cada uno de los cuadrantes respectivamente.

Consecuentemente la Tabla 5.2, presenta la identificación de comportamiento por cuadrante del CEI y HI.

5.3 PROCESO DE CLASIFICACION (RANKING)

Este proceso, para su correcta aplicación, se sirve de los mapas de comportamiento de acumulado de petróleo y agua (Mapas de Burbuja) (ver Anexo C y D), como también del mapa de la zona de pago (Mapa de Grid).

Cada mapa, posee para su interpretación una escala gráfica de colores (colores primarios y secundarios que permiten establecer un rango cualitativo de comportamiento), que permitirá clasificar (*ranking*) a cada pozo de acuerdo a su comportamiento de producción en el tiempo.

- Procedimiento de Clasificación

El proceso de clasificación, empieza por analizar:

1. El comportamiento individual de cada pozo de producción acumulado de petróleo y agua, utilizando Mapas de Burbujas, y el Mapa de Grid para el comportamiento de la zona de pago de cada pozo.

2. Para la producción acumulada de petróleo y reservas remanentes, se procedió a clasificar de acuerdo a la cantidad de petróleo producido y lo remanente en yacimiento.
3. Para una mejor (ver Tabla 5.3) visualización se ubico a cada pozo en su cuadrante respectivo de resultados del Heterogenity Index
4. Asignó un peso (de acuerdo a la escala de colores) al Qo, Qw, Net-Pay, Np, Petróleo Remanente, en función de los criterios indicados en la Tabla 5.4
5. Se procedió a generar la Tabla 5.5 con valores a Qo (bppd), Qw(bapd), BSW (%), EUR (M bls) (*Estimate Ultimate Recovery*), Np (M, bls), Reservas Remanentes Recuperables (M, bls) a la fecha de corte del presente proyecto (noviembre 2006).
6. Se procedió a realizar una **Totalización de Rankings** (ver Tabla 5.6)

5.3.1 INTERPRETACIÓN INTEGRADA

La determinación de pozos candidatos a reacondicionamiento para mejora de producción, se realizó con base al “ranqueo” del análisis de los procesos *PASS (HI y CEI)*.

Una vez que se totalizaron las calificaciones de cada pozo, se procedió a rankear la necesidad de intervención.

El objetivo de la totalización, es establecer pozos con valores *mayores o iguales a 5*, como *pozos no candidatos*, y los pozos con valores *menores o iguales a 4*, como *pozos candidatos a intervención para mejorar su producción de petróleo*.

La Tabla 5.7 presenta de manera resumida los pozos con las características antes mencionadas.

Tabla 5.1 Ubicación de Pozos en los Cuadrantes según Procesos HI & CEI

Arena	Pozo	Tipo Completación	Cuadrante (HI)				Cuadrante (CEI)			
			I	II	III	IV	I	II	III	IV
Yacimiento Napo U Inferior	Culebra 1	CH				X			X	
	Culebra 2	CH		X				X		
	Culebra 3	CH		X			X			
	Culebra 4	CH			X					X
	Culebra 5	CH			X					X
	Culebra 6	CH			X					X
	Yulebra 1	CH	BASAL TENA							
	Yulebra 2	CH				X				X
	Yulebra 3	CH		X			X			
	Yulebra 4	CH	X				X			
	Yulebra 5	CH				X			X	
	Yulebra 6	CH	INYECTOR							
	Yulebra 7	CH		X			X			

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 5.2. Identificación por Cuadrante Procesos HI & CEI

Heterogeneity Index		Completion Efficiency Index	
CUADRANTE IV	CUADRANTE I	CUADRANTE IV	CUADRANTE I
Alta Producción de Agua & Baja Producción de Petróleo	Alta Producción de Agua & Alta Producción de Petróleo	Pobre Producción & Buena Completación*	Buena Producción & Buena Completación
CUADRANTE III	CUADRANTE II	CUADRANTE III	CUADRANTE II
Baja Producción de Agua & Baja Producción de Petróleo	Baja Producción de Agua & Alta Producción de Petróleo	Pobre Producción & Pobre Completación**	Buena Producción & Pobre Completación

Buena Completación*	Buena Eficiencia del producto KH
Pobre Completación**	Baja Eficiencia del producto KH

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 5.3. Producción Acumulada de Petróleo y Agua en Cuadrantes Proceso HI

UBICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTES HI					
BAJO PETRÓLEO- ALTA AGUA			ALTO PETRÓLEO-ALTA AGUA		
IV CUADRANTE			I CUADRANTE		
POZO	Np M (bls) @ nov/06	Wp M (BLS) @ nov/06	POZO	Np M (bls) @ nov/06	Wp M (bls) @ nov/06
Cul_1:UI	5718.6	1226	Yul_4:UI	2518.8	1876.1
Yul_2:UI	3900.3	1720.8			
Yul_5:UI	2315.6	1442.3			
Yul_6:UI	562.9	371.6			
BAJO PETRÓLEO- BAJA AGUA			ALTO PETRÓLEO-BAJA AGUA		
III CUADRANTE			II CUADRANTE		
POZO	Np M (bls) @ nov/06	Wp M (bls) @ nov/06	POZO	Np M (bls) @ nov/06	Wp M (bls) @ nov/06
Cul_4:UI	1683.4	609.2	Yul_3:UI	4597.8	23.9
Cul_5:UI	1126.8	12.9	Cul_3:UI	3232.6	65.5
Cul_6:UI	546.5	5.8	Cul_2:UI	1764.7	35.5
			Yul_7:UI	1887.2	382.1

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 5.4. Tabla de Identificación de Asignación de Pesos (Ranking)

Caudal de Petróleo (Qo)			Caudal de Agua (Qw)		
Ranking	Condición		Ranking	Condición	
2	Alto	Pozos con alta producción de petróleo	0	Alto	Pozos con alta producción de agua
1	Medio	Pozos con mediana producción de petróleo	1	Medio	Pozos con mediana producción de agua
0	Bajo	Pozos con baja producción de petróleo	2	Bajo	Pozos con baja producción de agua
Net-Pay			Np		
Ranking	Condición		Ranking	Condición	
0	Alto	Pozos con buen espesor neto de pagp	0	Alto	Pozos con buen acumulado de petróleo
1	Medio	Pozos con mediano espesor neto de pago	1	Medio	Pozos con mediano acumulado de petróleo
2	Bajo	Pozos con bajo espesor neto de pago	2	Bajo	Pozos con bajo acumulado de petróleo
Petróleo Remanente					
Ranking		Condición			
0	Alto	Pozos con alto volumen remanente			
1	Medio	Pozo con mediano volumen remanente			
2	Bajo	Pozos con bajo volumen remanente			

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 5.5. Tabla de Condición Actual de Pozos Campo Culebra-Yulebra

Condiciones Actuales de Pozos						
Pozo	Qo @ Nov/06 (bppd)	Qw @ Nov/06 (bppd)	BSW @ Nov/06 (%)	EUR M (bls)	Np @ Nov/06 M (bls)	Reservas Remanentes Recuperables M (bls)
Yulebra 4	353	824	70	3235	2519	716
Culebra 2	607	25	4	6064	1765	4299
Culebra 3	734	39	5	8254	3233	5021
Yulebra 3	646	3	0.4	6991	4598	2393
Yulebra 7	194	119	38	2277	1887	390
Culebra 4	228	140	38	2510	1683	827
Culebra 5	492	1	0.2	4020	1127	2893
Culebra 6	315	1	0.3	2086	547	1539
Culebra 1	200	157	44	6012	5718	294
Yulebra 2	318	519	62	4829	3900	929
Yulebra 5	378	1134	75	3191	2315	876

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 5.6. Tabla Resultados Proceso de Clasificación

Resultados Proceso de Clasificación (Ranking)						
Pozo	Qo	Qw	Net Pay	Np @ M (bls) Nov/06	Petróleo Remanente	Sum
Culebra 1	0	0	2	0	2	4
Culebra 2	1	2	1	1	0	5
Culebra 3	1	2	1	1	0	5
Culebra 4	0	2	0	1	1	4
Culebra 5	0	2	1	1	0	4
Culebra 6	0	2	0	2	1	5
Yulebra 1	BASAL TENA					
Yulebra 2	0	1	1	0	1	3
Yulebra 3	1	2	1	0	1	5
Yulebra 4	2	1	1	1	2	7
Yulebra 5	0	0	1	1	1	3
Yulebra 6	INYECTOR					
Yulebra 7	0	2	1	1	2	6

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 5.7. Pozos Candidatos y no Candidatos

Pozo	Totalización	Candidato
Culebra 1	4	SI
Culebra 2	5	NO
Culebra 3	5	NO
Culebra 4	4	SI
Culebra 5	4	SI
<u>Culebra 6 *</u>	5 *	SI *
Yulebra 1	BASAL TENA	
Yulebra 2	3	SI
Yulebra 3	5	NO
Yulebra 4	7	NO
Yulebra 5	3	SI
Yulebra 6	INYECTOR	
Yulebra 7	6	NO

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

- **Nótese**

Es de especial interés, referirse al pozo **Culebra 6**, a pesar de ser un pozo con un valor de 5, es considerado como un *pozo candidato* a reacondicionamiento, a diferencia de otros pozos con puntaje similar (*Culebra 2, Culebra 3, Yulebra 3, Yulebra 4, y Yulebra 7*), que fueron considerados como **no candidatos**.

Las principales razones del por que se considera a Culebra 6, como pozo candidato se listan a continuación:

1. Los pozos Culebra 2, Culebra 3 y Yulebra 3, presentan tasas de producción de petróleo y agua por encima del promedio, el *espesor neto de pago presenta un mediano espesor neto*, con una producción acumulada media y

con un atractivo petróleo recuperable remanente. No será prudente exponer pozos con buen caudal de petróleo al riesgo que necesariamente implica un workover. Adicionalmente deben evitarse al máximo pérdidas de producción innecesarias.

2. El pozo Culebra 6, presenta una tasa de producción de petróleo y agua por debajo del promedio, pero **un espesor neto de pago superior al promedio** por lo que se supone que realizando un trabajo de reacondicionamiento (recañoneo), se obtendrá un mejor desempeño del pozo, tómesese en cuenta que antes, es necesario realizar un estudio más en detalle para la determinación del trabajo más conveniente en el pozo.

La Tabla 5.8 presenta el Resultado Final de Integrar los Procesos con sus respectivas observaciones y los posibles trabajos de reacondicionamiento.

- **Consideración**

Es importante indicar, que como resultado de integrar los procesos HI y CEI se obtuvieron seis pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento o alternativas (recañoneo, acidificación, fracturamiento), en donde no se precisa un trabajo de reacondicionamiento específico para cada pozo seleccionado, debido al alcance del presente estudio *“Plantear alternativas para incrementar la producción de petróleo por medio de técnicas analíticas usando criterios de Gestión Integrada de Yacimientos”*.

Por tal razón, el análisis económico se realizó, tomando en consideración los trabajos de reacondicionamientos realizados en el Campo Culebra-Yulebra y reportados por el Departamento de Ingeniería de Petróleos de PETROPRODUCCION. (ver Tabla 5.9)

En la Tabla 5.9 se observa los resultados de los trabajos de acidificación realizados a los pozos seleccionados. En función de estos resultados se establecerá el análisis económico para el presente estudio.

Tabla 5.8.- Resultado Final Pozos Candidatos y no Candidatos

Pozo	Ranking	BSW (%)	HI	CEI	Observación	Generalizando	Posibles Trabajos	Candidato
Yulebra 4	7	70	I	I	Pozo con productividad tanto de petróleo y agua por encima del promedio, el producto KH por encima del promedio.	En función de la información analizada, se ha podido determinar que la principal causa para realizar workovers en estos pozos ha sido la falla del equipo BES y no a problemas en el yacimiento. Es recomendable continuar con el monitoreo de la producción.		No
Culebra 2	5	4	II	II	Pozo con tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio, pero el producto KH es bajo .			No
Culebra 3	5	5	II	I	Pozo con tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio, el producto KH por encima del promedio			No
Yulebra 3	5	0.4	II	I	Pozo con mejor desempeño, con tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio, el producto KH por encima del promedio			No
Yulebra 7	6	38	II	I	Pozo con mejor desempeño, con tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio, el producto KH por encima del promedio			No
Culebra 4	4	38	III	IV	Pozo con tasa de petróleo y agua por debajo del promedio, malo en terminos de productividad total, el producto KH esta por encima del promedio .	Pozo merece una evaluación más en detalle para confirmar o no un daño de formación y posible necesidad de reacondicionamiento	Por las características de estos yacimientos: KH mayor al promedio, se podrían obtener incrementos de producción significativos con operaciones sencillas tales como: cañoneo, estimulación ácida, previo a un análisis más detallado.	Si
Culebra 5	4	0.2	III	IV	Pozo con tasa de petróleo y agua por debajo del promedio, malo en terminos de productividad total, el producto KH esta por encima del promedio .	Pozo merece una evaluación más en detalle para confirmar o no un daño de formación y posible necesidad de reacondicionamiento		Si
Culebra 6	5	0.3	III	IV	Pozo con tasa de petróleo y agua por debajo del promedio, malo en terminos de productividad total, el producto KH esta por encima del promedio .	Pozo merece una evaluación más en detalle para confirmar o no un daño de formación y posible necesidad de reacondicionamiento		Si
Yulebra 2	3	62	IV	IV	Pozo con tasa de petróleo por debajo y de agua por encima del promedio, el producto KH esta por encima del promedio .	Pozo merece una evaluación más en detalle para confirmar o no un daño de formación y posible necesidad de reacondicionamiento		Si
Culebra 1	4	44	IV	III	Pozo con tasa de petróleo por debajo y de agua por encima del promedio, el producto KH esta por debajo del promedio .	Pozo merece una evaluación más en detalle para confirmar o no un daño de formación y posible necesidad de reacondicionamiento		Debe evaluarse la posibilidad de realizar trabajo que permita mejorar significativamente la transmiisibilidad del yacimiento
Yulebra 5	3	75	IV	III	Pozo con tasa de petroleo por debajo y de agua por encima del promedio, el producto KH esta por debajo del promedio .	Pozo candidato a estimular y tratamiento de control de agua	Debe evaluarse la posibilidad de realizar trabajo que permita mejorar significativamente la transmiisibilidad del yacimiento	Si

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 5.9.- Trabajos de Reacondicionamiento

KH	Pozo	Fecha trabajo	Tipo Estimulación	Producción de Petróleo Pre-Estimulación (bpd)	Producción de Petróleo Post-Estimulación (bpd)	Incremental de Petróleo (bpd)	Observaciones	Total de Estimulaciones
Por encima del Promedio	Culebra 4	29-Oct-02	Tratam. Anti-Escala a Formac.	765	805	40		4
		23-Jun-00	Tratam. Anti-Escala a Formac.	717	655	-62		
		15-Jul-01	Solventes	365	398	33		
		9-May-03	Solventes (Ácido Acético)	256	273	17		
Por encima del Promedio	Culebra 5	20-Abr-04	Acidificación (HCl) y Redisparan 9714'-9772	640	670	30		1
Por encima del Promedio	Culebra 6	13-Octu-01	Solventes (Tuleno) y Redisparan 9660'-9740'	870	1010	140		1
Por encima del Promedio	Yulebra 2	18-Nov-02	Solventes (JP-1)	904	945	41	Comunicación Tubing-Casing.	1
Por bajo del Promedio	Culebra 1	10-Octu-84		680	810	130	Comunicación Tubing-Casing. Agosto 1988 Equipo BES pescado, no es posible sacarlo	7
		5-Ene-86	Solventes (JP-1)	465	612	147		
		6-Feb-88	Solventes (JP-1)	444	540	96		
		28-Octu-2001	Acidificación (HCl)	770	878	108		
		12-Sep-01	Solventes (JP-1)	800	765	-35		
		22-Abr-04	Solventes (JP-1)	875	835	-40		
Por bajo del Promedio	Yulebra 5	30-Ene-04	Tubería de completación ingresada con problemas.				Comunicación Tubing-Casing.	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleos PETROPRODUCCION

Para el caso del pozos Culebra 1, de acuerdo al historial de reacondicionamiento (Tabla 5.9), se observa que los últimos trabajos de acidificación realizados no han sido satisfactorios (no se incrementa producción). Por lo que es necesario un estudio más detallado que permita verificar el verdadero motivo de la caída de producción de petróleo, y para el Pozo Yulebra 5, de acuerdo al historial de reacondicionamiento no presenta trabajos de reacondicionamiento, más existe la determinación de comunicación tubing-casing, razón preponderante para que exista un alto corte de agua.

Tomando en consideración, los trabajos de reacondicionamiento reportados, la evaluación económica se presenta en función de los trabajos realizados, para los pozos Culebra 4, Culebra 5, Culebra 6, Yulebra 2, con excepción de los pozos Culebra 1, el cual con y Yulebra 5, *que de acuerdo al resultado de los procesos PASS, el producto KH de los pozos mencionados, se encuentran por debajo del promedio (condición no única para recomendar fracturamiento), se puede considerar la posibilidad de realizar un trabajo de fracturamiento, el cual permitiría mejorar significativamente la transmisibilidad del yacimiento, previo a un análisis más detallado de los mismo.*

Es importante mencionar que para los pozos Culebra 1 y Yulebra 5, el presente estudio no esta sugiriendo un trabajo de fracturamiento, ya que como se trato anteriormente, el alcance del proyecto no consta un análisis puntual de cada pozo seleccionado, por lo que es necesario realizar un estudio más en detalle del comportamiento individual de estos pozos, como de los pozos Culebra 4, Culebra 5, Culebra 6 y Yulebra 2, para de esta manera realizar el trabajo que representa más significativo en términos de incremento de petróleo.

5.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

El objetivo de la evaluación económica del presente estudio, es determinar si el proyecto es viable o no; y cuál es el beneficio económico que generará el mismo.

La información para la evaluación económica fue proporcionada por el Departamento de Ingeniería de Petróleos de Petroproducción – Quito. Los datos proporcionados fueron los costos de reacondicionamiento.

El estudio económico se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, Valor Actual Neto o Valor Presente Neto (VAN o VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Relación Costo – Beneficio (B/C) del proyecto; que determinarán si el proyecto es o no rentable.

La evaluación económica de los pozos seleccionados, se hace en base al incremento de producción que se logra mediante la implementación de los posibles trabajos de reacondicionamiento. Esto permitiría aumentar la producción de petróleo actual del Campo Culebra-Yulebra.

En la Tabla 5.10, se presenta el incremental de petróleo, tomando en consideración posibles trabajos de reacondicionamiento (acidificación, recañoneo, fracturamiento), que beneficiará al Campo Culebra-Yulebra, considerando que se hace imperativo realizar un análisis más detallado del comportamiento individual de los pozos, estudio que se encuentra fuera del alcance del presente estudio.

5.4.1 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.4.1.1 Valor Actual Neto (VAN): También es conocido como Valor Presente Neto (VPN) y es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en monedas actuales (monedas actuales es el valor del dinero medido al día de hoy).

El Valor Actual Neto, es igual a la sumatoria de los flujos de caja actualizados de cada mes, es decir los valores actuales de los ingresos menos los egresos, a una tasa de actualización i . Su ecuación es la siguiente:

Tabla 5.10. Incremento de Petróleo con posibles Trabajos de Reacondicionamiento

YULEBRA 5				
Condiciones Yacimiento @ Nov/06			Skin - 100%	
Pr	1500	psi	CON TRABAJO DE FRACTURA	
Pwf	1248	psi		
Q	378			
Bo	1.148	bls/BF	S	0 adm
uo	5	cp	Qo = 689.8 bppd	
ko	250	md	INCREMENTAL DE PETRÓLEO	
h	62	ft		
re	800	ft	Qo = 310 bppd	
rw	0.35	ft		
S	5.7	adim		
$q_o = \frac{7.08 \cdot 10e^{-3} h k_o (Pr - P_{wf})}{u_o B_o \{ \ln(re/rw) - 0.75 + S \}}$				
Qo=	379.82	Sin ningún trabajo de W.O @ Nov/06		

CULEBRA 6				
Condiciones Yacimiento @ Nov/06			Skin - 40%	
Pr	1500	psi	CON ACIDIFICACION, CAÑONEO U OTRO TRABAJO	
Pwf	1063	psi		
Q	315			
Bo	1.148	bls/BF	S	8.52 adm
uo	5	cp	Qo = 431.8 bppd	
ko	138	md	INCREMENTAL DE PETRÓLEO	
h	90	ft		
re	800	ft	Qo = 115.8 bppd	
rw	0.35	ft		
S	14.2	adim		
$q_o = \frac{7.08 \cdot 10e^{-3} h k_o (Pr - P_{wf})}{u_o B_o \{ \ln(re/rw) - 0.75 + S \}}$				
Qo=	316	Sin realizar ningun trabajo de W.O @ Nov/2006		

CULEBRA 1				
Condiciones Yacimiento @ Nov/06			Skin - 100%	
Pr	1500	psi	CON TRABAJO DE FRACTURA	
Pwf	1158	psi		
Q	200	bls		
Bo	1.148	bls/BF	S	0 adm
uo	5	cp	Qo = 290.5 bppd	
ko	130	md	INCREMENTAL DE PETRÓLEO	
h	37	ft		
re	800	ft	Qo = 87.28 bppd	
rw	0.35	ft		
S	3	adim		
$q_o = \frac{7.08 \cdot 10e^{-3} h k_o (Pr - P_{wf})}{u_o B_o \{ \ln(re/rw) - 0.75 + S \}}$				
Qo=	203.2212	Sin realizar ningún trabajo de W.O @ Nov 2006		

CULEBRA 5				
Condiciones Yacimiento @ Nov/06			Skin - 40%	
Pr	1500	psi	CON ACIDIFICACION, CAÑONEO U OTRO TRABAJO	
Pwf	953	psi		
Q	492			
Bo	1.148	bls/BF	S	2.16 adm
uo	5	cp	Qo = 577.7 bppd	
ko	87	md	INCREMENTAL DE PETRÓLEO	
h	90	ft		
re	800	ft	Qo = 78.6 bppd	
rw	0.35	ft		
S	3.6	adim		
$q_o = \frac{7.08 \cdot 10e^{-3} h k_o (Pr - P_{wf})}{u_o B_o \{ \ln(re/rw) - 0.75 + S \}}$				
Qo=	499.1	Sin realizar ningun de W.O @ Nov/06		

CULEBRA 4				
Condiciones de Yacimiento @ Nov/06			Skin - 40%	
Pr	1500	psi	CON ACIDIFICACION U OTRO TRABAJO	
Pwf	1153	psi		
Q	228			
Bo	1.148	bls/BF	S	0.72 adm
uo	5	cp	Qo = 253.3 bppd	
ko	60	md	INCREMENTAL DE PETRÓLEO	
h	76	ft		
re	800	ft	Qo = 32.2 bppd	
rw	0.35	ft		
S	1.2	adim		
$q_o = \frac{7.08 \cdot 10e^{-3} h k_o (Pr - P_{wf})}{u_o B_o \{ \ln(re/rw) - 0.75 + S \}}$				
Qo=	238.47	Sin realizar ningun trabajo de W.O @ Nov/06		

YULEBRA 2				
Condiciones Yacimiento @ Nov/06			Skin - 40%	
Pr	1500	psi	CON ACIDIFICACION U OTRO TRABAJO	
Pwf	1170	psi		
Q	318			
Bo	1.148	bls/BF	S	0.6 adm
uo	5	cp	Qo = 326.3 bppd	
ko	95	md	INCREMENTAL DE PETRÓLEO	
h	64	ft		
re	800	ft	Qo = 16.3 bppd	
rw	0.35	ft		
S	1	adim		
$q_o = \frac{7.08 \cdot 10e^{-3} h k_o (Pr - P_{wf})}{u_o B_o \{ \ln(re/rw) - 0.75 + S \}}$				
Qo=	309.95	Sin ningun trabajo de W.O @ Nov/06		

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

$$VAN = \sum_{j=0}^n VAI_j(i) - \sum_{j=0}^n VAE_j(i) \quad (5.1)$$

Donde: $VAI_j(i)$ = valor actual del ingreso neto del período j ; a una tasa de actualización i .

$VAE_j(i)$ = valor actual del egreso neto del período j ; a una tasa de actualización i .

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- **VAN** es menor que 0, el proyecto no es viable
- **VAN** es igual a 0, el proyecto es indiferente, y si
- **VAN** es mayor que 0, el proyecto es viable

El VAN, se ve afectado generalmente por el alto porcentaje en los costos de instalación y operación; la tasa de actualización y los precios de venta.

5.4.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR): También denominada Tasa Interna de Rendimiento. La Tasa Interna de Retorno no es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada de la rentabilidad de un proyecto.

Tasa Interna de Retorno de un proyecto, es la tasa de actualización que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero.

Si $VAN = 0$, entonces $TIR = i$

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- **TIR** es menor que i , el proyecto no es viable
- **TIR** es igual a i , el proyecto es indiferente, y si
- **TIR** es mayor que i , el proyecto es viable

5.4.1.3 Relación Beneficio – Costo (B/C): La Relación Costo – Beneficio a una tasa interna de actualización i es el cociente que resulta de dividir la sumatoria del

valor actual de los ingresos netos entre la sumatoria del valor actual neto de los egresos a una tasa de actualización i .

$$(B/C)(i) = \frac{\sum_{j=0}^n VAI_j(i)}{\sum_{j=0}^n VAE_j(i)} \quad (5.2)$$

Si i es la tasa de actualización, entonces:

(B/C) (i) es menor que 1, el proyecto no es viable

(B/C) (i) es igual a 1, el proyecto es indiferente, y si

(B/C) (i) es mayor que 1, el proyecto es viable

Resumiendo, un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El Valor Actual Neto (VAN) es mayor que 0.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización i .
- La Relación Beneficio – Costo (B/C) (i) es mayor que 1.

En el análisis económico se utilizó la ecuación de declinación exponencial para obtener los caudales en los diferentes meses de evaluación del proyecto:

$$q = q_1 \times e^{-Dt} \quad (5.3)$$

Donde: q = caudal esperado a cierto período de tiempo t [BFPD]

q_1 = caudal inicial [BFPD]

D = porcentaje de declinación anual del campo

t = tiempo al cual se desea calcular el nuevo caudal [años]

5.4.2 VALORES DE PREPRODUCCIÓN

Es el valor que representa implementar los trabajos de reacondicionamiento sugeridos. Los costos para realizar los trabajos de reacondicionamiento para fracturamientos, cañoneo, acidificación, se detallan en las Tablas 5.11, 5.12 y 5.13 respectivamente.

Tabla 5.11. Costos Estimados de Trabajos de Fractura

Descripción	Total USD
Total Tickets de Servicios	52269.28
Total Tickets de Productos	127731.73
Total	180001.01
Contingencias (+/- 30%)	54000.00
TOTAL	234001.01

Fuente: SCHLUMBERGER WELL SERVICES™

Tabla 5.12 Costos Estimados de Trabajos de Cañoneo de los

Descripción	Total USD
Total Tickets de Productos	34344.76
Total Tickets de Equipo	8923.34
Total Tickets de (3) Ingeniero Well Services	5401.54
Total Tickets de Transporte Equipo y Personal	1330.49
Total	50000.13
Contingencias (+/- 30%)	15000.00
TOTAL	65000.13

Fuente: SCHLUMBERGER WELL SERVICES™

Tabla 5.13 Costos Estimados de Trabajos de Estimulación

Descripción	Total USD
Total Tickets de Productos, Servicios, Equipo y Transporte	8552.52
Total	8552.52
Contingencias (+/- 30%)	2565.60
TOTAL	11118.12

Fuente: SCHLUMBERGER WELL SERVICES™

La Tabla 5.14 presenta la inversión y se detalla: el costo total por pozo y la producción a recuperarse.

Tabla 5.14. Costos de Trabajos de Reacondicionamiento

POZO	OBJETIVO DE POSIBLE REACONDICIONAMIENTO	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN bppd	COSTO ESTIMADO USD
Culebra 1	Fracturamiento	87.3	234,000.0
Yulebra 5	Fracturamiento	310.0	234,000.0
Culebra 4	Acidificación	32.2	11,118.1
Culebra 6	Acidificación y Recañoneo	115.8	76,118.3
Culebra 5	Acidificación y Recañoneo	78.6	76,118.3
Yulebra 2	Acidificación	16.3	11,118.1
TOTAL		640.2	642,472.8

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Fuente: SCHLUMBERGER WELL SERVICES™

5.4.3 INGRESOS

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo (por ejemplo 45 USD) por el número de barriles de petróleo producido en cada mes. Como en el primer mes empieza la ejecución del proyecto, no se tiene producción en el mismo, por lo tanto, los resultados de estos trabajos o la producción del primer pozo productor intervenido en el primer mes, empezará a principios del segundo mes.

Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de evaluación económica se considera una declinación de producción del 3.6% anual efectiva, que refleja el comportamiento del Campo Culebra-Yulebra en los últimos años (Valor Obtenido de la Curva de Declinación Oil Field Manager™).

5.4.4 EGRESOS

Los egresos mensuales, constituyen la suma entre los costos de reparación de los pozos productores, el costo operativo de producción de 7,24 \$/barril (valor obtenido del Departamento de Ingeniería en Petróleos, Petroproducción – Quito).

El monto total de inversión asciende a *642,472.8 USD*, para 24 meses que durará el período de evaluación económica del proyecto. Es necesario comprender que los pozos de este proyecto, puede necesitar intervenciones dentro del período de evaluación económica y costos de reacondicionamiento inesperados que no se incluyen en el proyecto.

5.4.5 CONSIDERACIONES

Las consideraciones en las que se basa la evaluación económica son las siguientes:

- Se estima a una tasa de actualización anual igual al 12%, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1% (valor sugerido por el “Departamento de Ingeniería de Petróleos” Petroproducción - Quito).
- No intervienen los impuestos fiscales, razón por la cual no se considera la depreciación contable de los equipos.
- No se incluye el costo de reparación de los pozos dentro del costo operativo, ya sea que algunos de estos se paren. La estimación del costo operativo es de 7,24 USD/BBL.
- Se determina un incremento de producción de 640 BPPD, que se obtendrán al implementar los posibles trabajos de reacondicionamiento.
- No se considera devaluación monetaria durante 2 años de duración del proyecto.
- Se estima un porcentaje de contingencias +/- 30%.

- El análisis económico del proyecto se realiza para precios de venta del petróleo de 35 USD/BBL y 45 USD/BBL, valores con los cuales se calcularon el presupuesto general del Estado para el año 2007 y 2008 respectivamente y 50 USD/BBL, valor estimado debido a las condiciones favorables del mercado.

5.4.6 PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS

Para la ejecución de los trabajos propuestos, se elaboró un cronograma que se fundamenta básicamente en la realización de un trabajo por mes y se detalla en la Tabla 5.15.

En la Tabla 5.16, se presenta el cálculo de la producción mensual estimada para realizar de todos los cálculos necesarios.

En las Tabla 5.17, 5.18 y 5.19, detallan el cálculo del VAN y TIR y en las Figuras 5.1, 5.2, y 5.3, detallan los resultados del análisis económico para los diferentes precios del barril de petróleo.

Tabla 5.15. Cronograma de Trabajos de Reacondicionamiento

POZO	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN bppd	MESES					
		1	2	3	4	5	6
Yulebra 5	310						
Culebra 6	115.8						
Culebra 1	87.28						
Culebra 5	78.6						
Culebra 4	32.2						
Yulebra 2	16.3						
Incremento de Petróleo		640.2					

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Tabla 5.16. Cálculo de la Producción mensual (incluye declinación mensual)

Mes	Periodo	Producción del Yulebra 5 que entra a producir en el séptimo mes (incluye 10.9% anual) BPPD	Producción del Culebra 6 que entra a producir en el séptimo mes (incluye 4.21% anual) BPPD	Producción del Culebra 1 que entra a producir en el séptimo mes (incluye 11.7% anual) BPPD	Producción del Culebra 5 que entra a producir en el séptimo mes (incluye 4.83% anual) BPPD	Producción del Culebra 4 que entra a producir en el primer mes (incluye 5.49% anual) BPPD	Producción del Yulebra 2 que entra a producir en el séptimo mes (incluye 4.5% anual) BPPD	Producción Diaria[BPPD]	Producción Mensual con Declinación [BPPM]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	310	0	0	0	0	0	310	9300
3	2	309	116	0	0	0	0	424	12732
4	3	307	115	87	0	0	0	510	15294
5	4	306	115	87	79	0	0	586	17587
6	5	304	114	87	78	32	0	616	18480
7	6	303	114	86	78	32	16	630	18886
8	7	302	113	86	78	32	16	626	18795
9	8	300	113	86	77	31	16	624	18708
10	9	299	113	85	77	31	16	621	18623
11	10	297	112	85	77	31	16	618	18537
12	11	296	112	85	77	30	15	615	18452
13	12	295	111	85	76	30	15	612	18368
14	13	293	111	84	76	30	15	609	18283
15	14	292	110	84	76	29	15	607	18200
16	15	291	110	84	75	29	15	604	18116
17	16	289	109	83	75	29	15	601	18034
18	17	288	109	83	75	29	15	598	17951
19	18	287	109	83	75	28	14	596	17869
20	19	285	108	83	74	28	14	593	17787
21	20	284	108	82	74	28	14	590	17706
22	21	283	107	82	74	28	14	588	17625
23	22	282	107	82	73	27	14	585	17545
24	23	280	106	81	73	27	14	582	17465

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

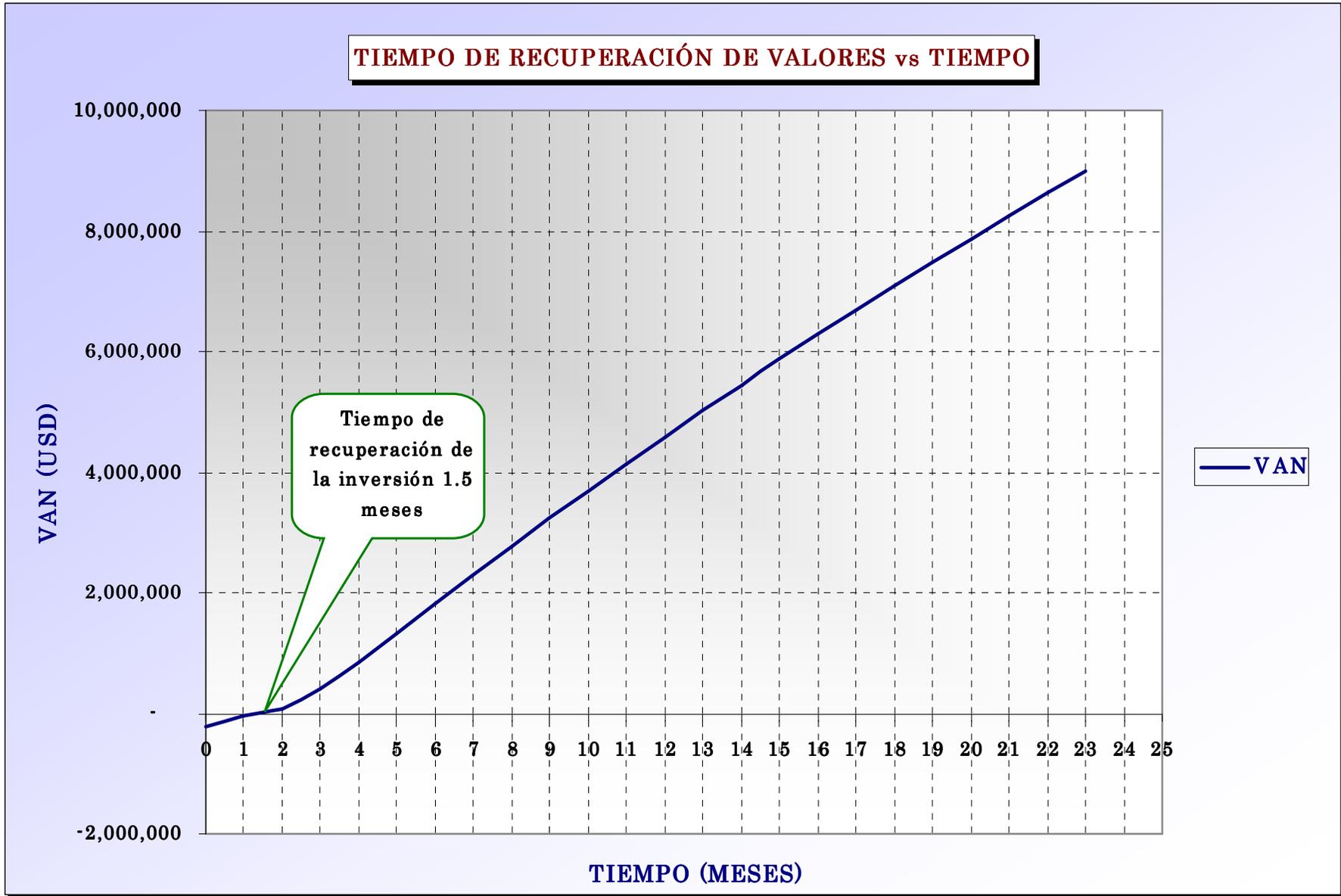
Tabla 5.17. Cálculo del VAN y TIR para 35 USD/BBL

Meses	Período	Número de pozos reparados por mes	Número de pozos produciendo en cada mes	Producción mensual con declinación (BPPM)	Ingresos totales/mes (DOLARES)	Ingresos totales acumulados (USD)	Costos de reparación de pozos	Costos operativos 7.24 \$/bbl	Egreso total/mes (DOLARES)	Flujo de caja (Dolares)	Ingresos total actualizado (USD)	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,01% mensual (DOLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0	0	-	-	234,000	0	234,000	-234,000	-	-	234,000	234,000	-234,000	-234,000
2	1	1	1	9300	325,500	325,500	76,118	67,332	143,450	182,050	322,440	322,440	142,102	376,102	180,339	-53,661
3	2	1	2	12690	444,147	769,647	234,000	91,875	325,875	118,272	435,836	758,277	319,778	695,879	116,059	62,397
4	3	1	3	15213	532,469	1,302,116	76,118	110,145	186,263	346,206	517,595	1,275,872	181,060	876,940	336,535	398,932
5	4	1	4	17451	610,795	1,912,911	11,118	126,347	137,465	473,330	588,152	1,864,024	132,369	1,009,309	455,783	854,715
6	5	1	5	18289	640,106	2,553,017	11,118	132,411	143,529	496,577	610,583	2,474,607	136,909	1,146,218	473,674	1,328,389
7	6	0	6	18646	652,605	3,205,622	0	134,996	134,996	517,609	616,654	3,091,260	127,559	1,273,777	489,094	1,817,483
8	7	0	6	18511	647,898	3,853,520	0	134,022	134,022	513,876	606,452	3,697,712	125,449	1,399,226	481,003	2,298,486
9	8	0	6	18380	643,293	4,496,814	0	133,070	133,070	510,223	596,481	4,294,193	123,386	1,522,612	473,095	2,771,581
10	9	0	6	18249	638,725	5,135,539	0	132,125	132,125	506,601	586,679	4,880,873	121,359	1,643,971	465,320	3,236,902
11	10	0	6	18120	634,195	5,769,734	0	131,188	131,188	503,007	577,042	5,457,915	119,365	1,763,336	457,677	3,694,578
12	11	0	6	17991	629,700	6,399,434	0	130,258	130,258	499,442	567,567	6,025,482	117,405	1,880,742	450,162	4,144,740
13	12	0	6	17864	625,242	7,024,677	0	129,336	129,336	495,907	558,252	6,583,734	115,478	1,996,220	442,774	4,587,514
14	13	0	6	17738	620,820	7,645,497	0	128,421	128,421	492,399	549,094	7,132,828	113,584	2,109,804	435,510	5,023,024
15	14	0	6	17612	616,434	8,261,931	0	127,514	127,514	488,920	540,089	7,672,917	111,721	2,221,525	428,368	5,451,392
16	15	0	6	17488	612,083	8,874,013	0	126,614	126,614	485,469	531,236	8,204,153	109,890	2,331,415	421,346	5,872,738
17	16	0	6	17365	607,767	9,481,780	0	125,721	125,721	482,046	522,532	8,726,685	108,089	2,439,505	414,442	6,287,180
18	17	0	6	17242	603,485	10,085,265	0	124,835	124,835	478,650	513,974	9,240,659	106,319	2,545,824	407,655	6,694,835
19	18	0	6	17121	599,238	10,684,504	0	123,957	123,957	475,282	505,560	9,746,219	104,579	2,650,403	400,981	7,095,816
20	19	0	6	17001	595,025	11,279,529	0	123,085	123,085	471,940	497,287	10,243,506	102,867	2,753,270	394,420	7,490,236
21	20	0	6	16881	590,846	11,870,375	0	122,221	122,221	468,626	489,153	10,732,659	101,185	2,854,455	387,968	7,878,204
22	21	0	6	16763	586,701	12,457,076	0	121,363	121,363	465,338	481,155	11,213,814	99,530	2,953,985	381,625	8,259,829
23	22	0	6	16645	582,589	13,039,665	0	120,513	120,513	462,076	473,292	11,687,106	97,904	3,051,889	375,388	8,635,217
24	23	0	6	16529	578,509	13,618,174	0	119,669	119,669	458,841	465,560	12,152,666	96,304	3,148,193	369,256	9,004,472
								2,817,017	3,459,489	97.06%	12,152,666	147,479,600	3,148,193	44,878,601	9,004,472	

INVERSION TOTAL (USD)	3,459,489
TASA INTERNA DE RETORNO(MENSUAL) (TIRm) %	97%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	9,004,472
BENEFICIO/COSTO	3.86

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Figura 5.1. Valor Actual Neto para 35 USD/BBL



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

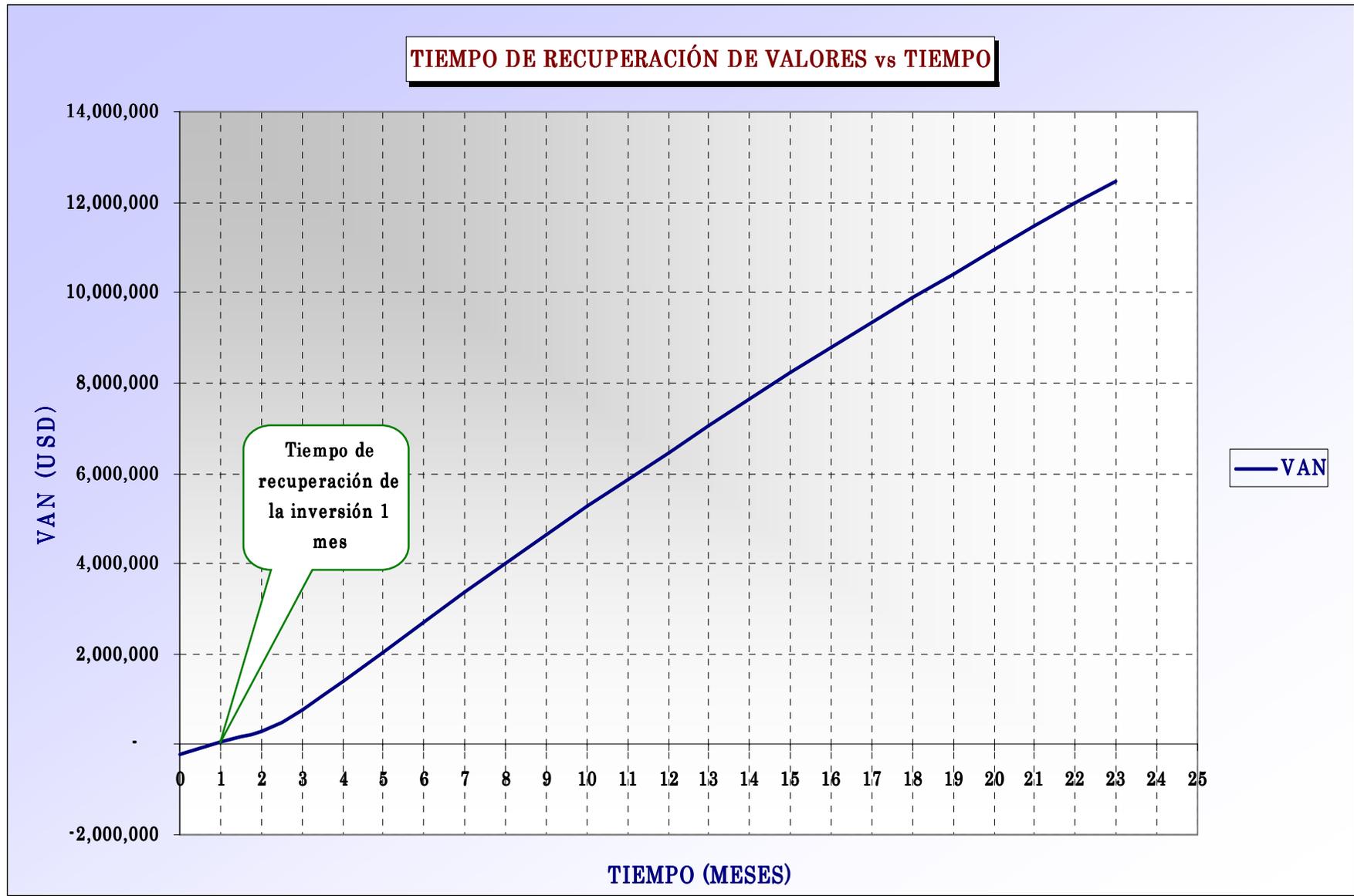
Tabla 5.18. Cálculo del VAN y TIR para 45 USD/BBL

Meses	Periodo	Número de pozos reparados por mes	Número de pozos produciendo en cada mes	Producción mensual con declinación (BPPM)	Ingresos totales/mes (DOLARES)	Ingresos totales acumulados (USD)	Costos de reparación de pozos	Costos operativos 7.24 \$/bbl	Egreso total/mes (DOLARES)	Flujo de caja (Dolares)	Ingresos total actualizado (USD)	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizados (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizados con 0,01% mensual (DOLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
1	0	1	0	0	-	-	234,000	0	234,000	-234,000	-	-	234,000	234,000	-234,000	-234,000
2	1	1	1	9300	418,500	418,500	76,118	67,332	143,450	275,050	414,566	414,566	142,102	376,102	272,464	38,464
3	2	1	2	12690	571,046	989,546	234,000	91,875	325,875	245,171	560,361	974,927	319,778	695,879	240,584	279,048
4	3	1	3	15213	684,603	1,674,149	76,118	110,145	186,263	498,340	665,479	1,640,407	181,060	876,940	484,419	763,467
5	4	1	4	17451	785,308	2,459,458	11,118	126,347	137,465	647,843	756,196	2,396,602	132,369	1,009,309	623,826	1,387,293
6	5	1	5	18289	822,994	3,282,451	11,118	132,411	143,529	679,465	785,035	3,181,637	136,909	1,146,218	648,126	2,035,419
7	6	0	6	18646	839,063	4,121,514	0	134,996	134,996	704,067	792,840	3,974,477	127,559	1,273,777	665,281	2,700,700
8	7	0	6	18511	833,012	4,954,526	0	134,022	134,022	698,990	779,724	4,754,201	125,449	1,399,226	654,275	3,354,975
9	8	0	6	18380	827,091	5,781,618	0	133,070	133,070	694,022	766,905	5,521,106	123,386	1,522,612	643,518	3,998,494
10	9	0	6	18249	821,218	6,602,836	0	132,125	132,125	689,094	754,302	6,275,408	121,359	1,643,971	632,943	4,631,437
11	10	0	6	18120	815,393	7,418,229	0	131,188	131,188	684,205	741,911	7,017,319	119,365	1,763,336	622,546	5,253,983
12	11	0	6	17991	809,615	8,227,844	0	130,258	130,258	679,357	729,729	7,747,049	117,405	1,880,742	612,324	5,866,307
13	12	0	6	17864	803,883	9,031,727	0	129,336	129,336	674,547	717,753	8,464,801	115,478	1,996,220	602,274	6,468,581
14	13	0	6	17738	798,198	9,829,924	0	128,421	128,421	669,776	705,977	9,170,779	113,584	2,109,804	592,394	7,060,975
15	14	0	6	17612	792,558	10,622,482	0	127,514	127,514	665,044	694,400	9,865,179	111,721	2,221,525	582,679	7,643,654
16	15	0	6	17488	786,964	11,409,446	0	126,614	126,614	660,350	683,018	10,548,197	109,890	2,331,415	573,128	8,216,782
17	16	0	6	17365	781,414	12,190,860	0	125,721	125,721	655,693	671,827	11,220,024	108,089	2,439,505	563,737	8,780,519
18	17	0	6	17242	775,910	12,966,770	0	124,835	124,835	651,074	660,824	11,880,847	106,319	2,545,824	554,504	9,335,023
19	18	0	6	17121	770,449	13,737,219	0	123,957	123,957	646,493	650,005	12,530,853	104,579	2,650,403	545,427	9,880,450
20	19	0	6	17001	765,033	14,502,252	0	123,085	123,085	641,947	639,369	13,170,222	102,867	2,753,270	536,501	10,416,952
21	20	0	6	16881	759,660	15,261,911	0	122,221	122,221	637,439	628,911	13,799,132	101,185	2,854,455	527,726	10,944,678
22	21	0	6	16763	754,330	16,016,241	0	121,363	121,363	632,966	618,628	14,417,761	99,530	2,953,985	519,098	11,463,775
23	22	0	6	16645	749,043	16,765,283	0	120,513	120,513	628,530	608,518	15,026,279	97,904	3,051,889	510,614	11,974,390
24	23	0	6	16529	743,798	17,509,081	0	119,669	119,669	624,129	598,577	15,624,856	96,304	3,148,193	502,273	12,476,663
									2,817,017	3,459,489	136.81%	15,624,856	189,616,628	3,148,193	44,878,601	12,476,663

INVERSION TOTAL (USD)	3,459,489
TASA INTERNA DE RETORNO(MENSUAL) (TIRm) %	137%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	12,476,663
BENEFICIO/COSTO	4.96

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Figura 5.2. Valor Actual Neto para 45 USD/BBL



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

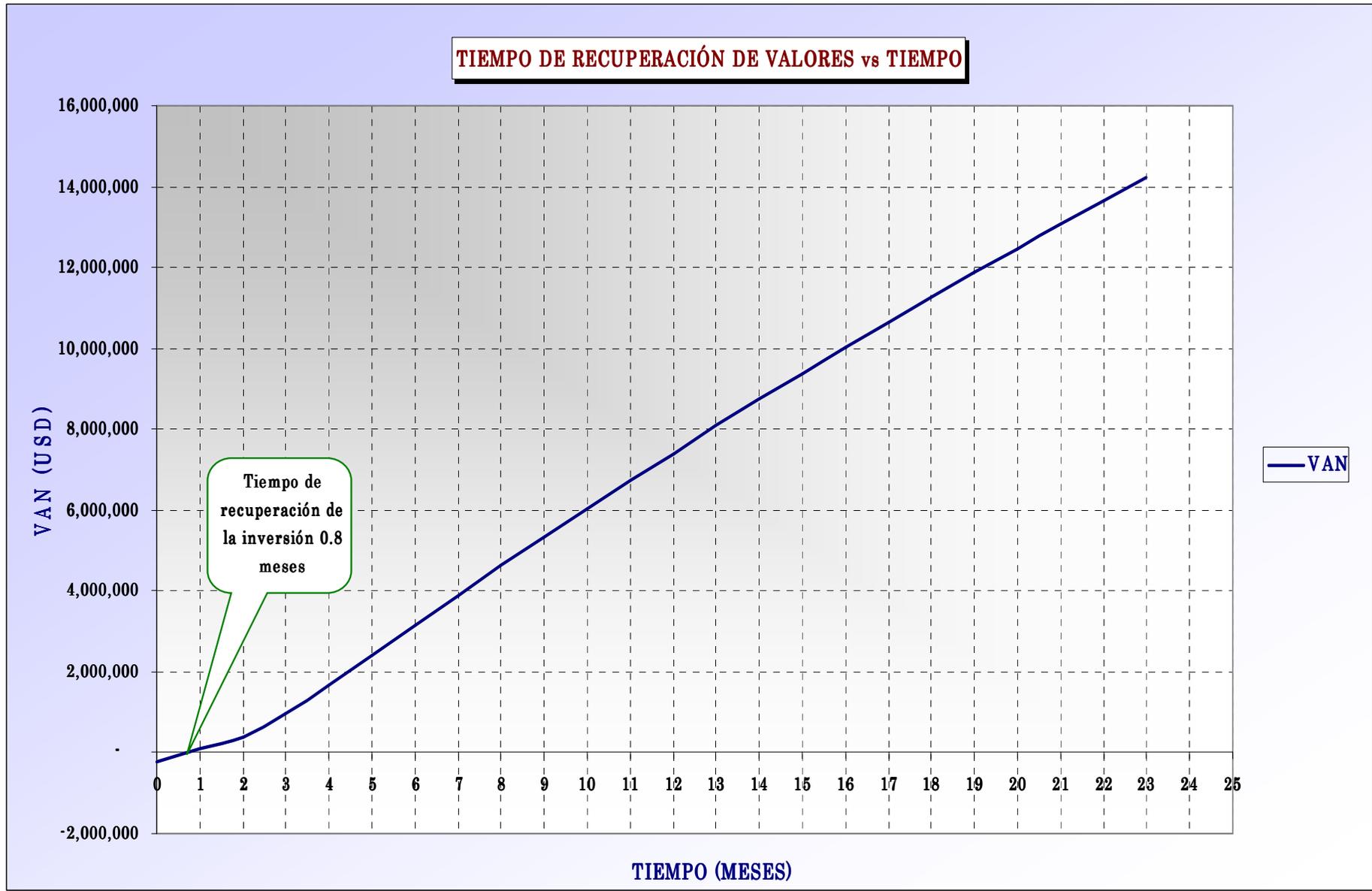
Tabla 5.19. Cálculo del VAN y TIR para 50 USD/BBL

Período	Número de pozos reparados por mes	Número de pozos produciendo en cada mes	Producción mensual con declinación (BPPM)	Ingresos totales/mes (DOLARES)	Ingresos totales acumulados (USD)	Costos de reparación de pozos	Costos operativos 7.24 \$/bbl	Egreso total/mes (DOLARES)	Flujo de caja (Dolares)	Ingresos total actualizado (USD)	Ingresos totales actualizados acumulados (USD)	Egresos totales actualizado (USD)	Egresos totales actualizados acumulados (USD)	Flujo de caja actualizado 0,01% mensual (DOLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado y acumulado (USD)
0	1	0	0	-	-	234,000	0	234,000	-234,000	-	-	234,000	234,000	-234,000	-234,000
1	1	1	9300	465,000	465,000	76,118	67,332	143,450	321,550	460,629	460,629	142,102	376,102	318,527	84,527
2	1	2	12690	634,495	1,099,495	234,000	91,875	325,875	308,620	622,623	1,083,253	319,778	695,879	302,846	387,373
3	1	3	15213	760,670	1,860,166	76,118	110,145	186,263	574,407	739,421	1,822,674	181,060	876,940	558,361	945,734
4	1	4	17451	872,565	2,732,731	11,118	126,347	137,465	735,099	840,217	2,662,891	132,369	1,009,309	707,848	1,653,582
5	1	5	18289	914,437	3,647,168	11,118	132,411	143,529	770,909	872,261	3,535,152	136,909	1,146,218	735,352	2,388,935
6	0	6	18646	932,293	4,579,460	0	134,996	134,996	797,297	880,934	4,416,086	127,559	1,273,777	753,374	3,142,309
7	0	6	18511	925,569	5,505,029	0	134,022	134,022	791,546	866,360	5,282,446	125,449	1,399,226	740,911	3,883,220
8	0	6	18380	918,990	6,424,020	0	133,070	133,070	785,921	852,116	6,134,562	123,386	1,522,612	728,730	4,611,950
9	0	6	18249	912,465	7,336,485	0	132,125	132,125	780,340	838,113	6,972,675	121,359	1,643,971	716,754	5,328,704
10	0	6	18120	905,992	8,242,477	0	131,188	131,188	774,805	824,346	7,797,021	119,365	1,763,336	704,981	6,033,685
11	0	6	17991	899,572	9,142,049	0	130,258	130,258	769,314	810,811	8,607,832	117,405	1,880,742	693,405	6,727,090
12	0	6	17864	893,203	10,035,252	0	129,336	129,336	763,868	797,503	9,405,335	115,478	1,996,220	682,025	7,409,115
13	0	6	17738	886,886	10,922,138	0	128,421	128,421	758,465	784,419	10,189,754	113,584	2,109,804	670,835	8,079,950
14	0	6	17612	880,620	11,802,758	0	127,514	127,514	753,106	771,556	10,961,310	111,721	2,221,525	659,835	8,739,785
15	0	6	17488	874,404	12,677,162	0	126,614	126,614	747,790	758,909	11,720,219	109,890	2,331,415	649,019	9,388,803
16	0	6	17365	868,238	13,545,400	0	125,721	125,721	742,517	746,474	12,466,693	108,089	2,439,505	638,385	10,027,188
17	0	6	17242	862,122	14,407,522	0	124,835	124,835	737,287	734,249	13,200,942	106,319	2,545,824	627,929	10,655,118
18	0	6	17121	856,055	15,263,577	0	123,957	123,957	732,098	722,228	13,923,170	104,579	2,650,403	617,650	11,272,767
19	0	6	17001	850,036	16,113,613	0	123,085	123,085	726,951	710,410	14,633,580	102,867	2,753,270	607,542	11,880,310
20	0	6	16881	844,066	16,957,679	0	122,221	122,221	721,845	698,790	15,332,369	101,185	2,854,455	597,605	12,477,915
21	0	6	16763	838,144	17,795,823	0	121,363	121,363	716,781	687,365	16,019,734	99,530	2,953,985	587,834	13,065,749
22	0	6	16645	832,269	18,628,093	0	120,513	120,513	711,757	676,131	16,695,865	97,904	3,051,889	578,227	13,643,976
23	0	6	16529	826,442	19,454,535	0	119,669	119,669	706,773	665,086	17,360,951	96,304	3,148,193	568,782	14,212,758
								2,817,017	3,459,489	156.95%	17,360,951	210,685,142	3,148,193	44,878,601	14,212,758

INVERSION TOTAL (USD)	3,459,489
TASA INTERNA DE RETORNO(MENSUAL) (TIR _m) %	157%
VALOR ACTUAL NETO (VAN) USD	14,212,758
BENEFICIO/COSTO	5.51

Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaíno

Figura 5.3. Valor Actual Neto para 50 USD/BBL



Elaborado por: Diego Bastidas Vizcaino

5.4.7 TABLA DE RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Como se observa La evaluación económica se realiza para 24 meses y al final de los 2 años para un precio de 35 USD/BBL, se tendrá una ganancia (VAN) de 9,004,472 USD, un B/C del proyecto de 3,86, el TIR mensual de 97% parámetros que demuestran, que el proyecto es rentable. La inversión del proyecto se recuperará en un período de 1.5 meses de ejecutado el mismo, tal como se indica a continuación:

PRECIO DEL PETRÓLEO (USD/BBL)	TIR MENSUAL (%)	VAN (USD)	BENEFICIO/ COSTO	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (MESES)
35	97	9,004,472	3.86	1.50
45	137	12,476,663	4,96	1.00
50	157	14,212,758	5.51	0.80

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El Gerenciamiento de Reservorios, que empieza desde el descubrimiento hasta el abandono de un yacimiento, requiere la participación de un equipo multidisciplinario, sistemático de Gerenciamiento que permitirá un manejo adecuado del campo incremento, conllevando a un incremento en el Factor de Recobro del petróleo.
- El formular un plan amplio de gerencia del yacimiento involucra las estrategias de desarrollo y agotamiento, la adquisición y el análisis de la información, pronósticos de producción y reservas, requerimientos de facilidades, optimización económica y sobre todo el compromiso del personal encargado del campo.
- Los procesos PASS, proveen de un entendimiento global del comportamiento de los pozos en el yacimiento, lo que permite observar conductas comunes de acuerdo a la ubicación de los pozos en los resultados presentados en los gráficos “ Cross Hair”.
- La evaluación económica, se presenta de manera general, atendiendo a los resultados obtenidos de integrar los procesos HI y CEI, de tal modo es necesario recalcar que de acuerdo al enfoque inicial del presente estudio y tomando en cuenta que los procesos PASS, únicamente se presentan los posibles trabajos de reacondicionamiento (recañoneo, acidificación, fracturamiento, etc)

- Los accidentes estructurales o geológicos controlan de alguna manera el flujo de fluidos dentro de la roca, de ahí su importancia en ser representados correctamente con la ayuda de un Estudio de Sísmica 3 D para el Campo Culebra-Yulebra.
- Las flexuras ubicadas en el mapa estructural, fueron diseñadas únicamente para efectos de poder trabajar con la Simulación Matemática realizada en enero de 1998.
- El área de la estructura del Campo Culebra-Yulebra, podría ampliarse, una vez que la información sísmica existente, sísmica 3D (a realizarse), información de yacimientos, geología, almacenada y validada sean integradas con el objetivo de obtener alternativas para el mejoramiento de la producción.
- La información proporcionada por PETROPRODUCCION, fue sometida a un proceso exhaustivo de control calidad, lo que permitió obtener una base de datos confiable, con información de producción de petróleo, agua y gas, discretizada por Área, Reservorio, Tipo de Pozo (inyector, productor), Estado de Pozo (abierto, cerrado). Lo que permitirá a PETROPRODUCCION, optimizar el tiempo de análisis de producción u otros que se necesiten realizar.
- El contar con un adecuado sistema de administración de información constituye un punto clave dentro del Gerenciamiento Integrado de Yacimientos. Para esto PETROPRODUCCION cuenta con el programa *Oil Field Manager™*, que permitirá la ejecución de la base de datos presentada en el presente estudio.
- El análisis de la información se realizó con el programa *Oil Field Manager™*, de la Compañía Schlumberger. *OFM™*, permite realizar análisis de yacimientos en función de la información disponible.

- El uso de mapas de Mapas de Burbuja y de Grid, son excelentes herramientas, que permiten observar el comportamiento de la información dinámica y estática respectivamente.
- El total calculado de, Petróleo Original En Sitio, utilizando *OFMTM*, mediante el uso de los mapas de grid (zona de pago, saturación de petróleo y porosidad), para el Campo Culebra-Yulebra es de 194 MM bls, tomando en cuenta que este método depende estrictamente de la área seleccionada y de los puntos de control usados para el cálculo.
- De acuerdo a los resultados obtenidos de las Curvas de Declinación el Campo Culebra-Yulebra presenta una declinación exponencial de 3.5969 % Anual Efectiva, con una producción acumulada a noviembre del 2006 (Np) de 29,855. 4 M bbls, con un factor de recobro total del Campo de 21.95%, con una cantidad de reservas de 43,387.4 M bbls, y con EUR (Estimate Ultimate Recovery) de 73,242.8 M bbls.
- Los Procesos *PASS* son análisis estrictamente **CUALITATIVOS**. Por lo que mucho de los análisis y resultados dependen del interprete
- Una metodología integrada de varios procesos, (Heterogeinity Index y Completion Efficiency Index), evaluando los datos disponibles de varios ángulos, es más eficiente que la aplicación de un solo criterio para determinar candidatos.
- El proceso de integrar las técnicas HI y CEI, permiten la determinación de alternativas para incrementar la producción mediante trabajos de reacondicionamiento (recañoneo, fracturamiento, acidificación), tomando que es imperativo realizar un análisis más detallado de cada pozo seleccionado.

- La metodología permite la efectiva integración de los elementos técnicos y económicos de manera de garantizar el recobro (definiendo el mejor esquema de explotación) maximizando el valor económico del negocio.
- La metodología permite la efectiva integración de los elementos técnicos y económicos, dando herramientas que ayudan a definir el mejor plan de acción que garantice un recobro sobre las inversiones.
- La evaluación económica, se presenta de acuerdo a los trabajos de reacondicionamiento realizados en el campo y atendiendo a los resultados obtenidos de integrar los procesos HI y CEI, de tal manera es necesario recalcar que de acuerdo al enfoque del presente estudio se plantean alternativas de trabajos de reacondicionamiento.

6.2 RECOMENDACIONES

- Tomar en consideración el plan de manejo de la información dinámica y estática sugerida en el presente proyecto.
- Contar con un análisis petrofísico para los el Campo Culebra-Yulebra, como también se recomienda realizar un muestreo de cores para la determinación de las condiciones actuales del yacimiento U Inferior.
- El pozo Yulebra 4, de acuerdo a los resultados obtenidos, presenta excelentes condiciones de producción de petróleo, pero también presenta un alto BSW (70%), a este pozo por condiciones de no alterar el caudal de de petróleo, es un buen candidato a control de agua, previo a un análisis más en detalle de la verdadera razón del avance agresivo de agua hacia el pozo.
- Para los pozos Culebra 2, Culebra 3, Yulebra 3, Yulebra 7, por sus buenas condiciones de producción de petróleo, se recomienda realizar una supervisión continua del equipo Electrosumergible instalado en el fondo.

- Para los pozos con un alto BSW Yulebra 4, Yulebra 7, Culebra 4, Culebra 1, Yulebra 5, se recomienda la realización de un registros de cementacion o un registro PLT, y de acuerdo a resultados, realizar un trabajo de control de agua.
- La determinación de los pozos candidatos a posibles trabajos de reacondicionamiento, necesitan un estudio más en detalle, para la aplicación del trabajo que mejor convenga en cada uno de los pozos.
- En los pozos Culebra 1 y Yulebra 5, es necesario realizar un registro de cementacion o a su vez correr un registro PLT, para verificar el motivo del avance agresivo de agua hacia los pozos.
- Ante la falta de pruebas de presión transitoria, se recomienda entonces llevar a cabo una de estas pruebas. Con la ayuda de estos estudios, es posible pronosticar realizar un trabajo de reacondicionamiento más adecuado. Es necesario realizar la toma de pruebas de restauración de presión para todos los pozos del Campo Culebra-Yulebra.
- La metodología de Estudios Integrados, permitirá obtener un conocimiento más profundo de los diferentes problemas del campo, que con ayuda de un equipo multidisciplinario, enfocado en dichos problemas, permitirán establecer trabajos adecuados, para cada pozo, con un análisis más profundo de los mismos.
- Iniciar un proceso de seguimiento de información dinámica y estática, para un mejor manejo del Campo, para así obtener una base de datos confiable a la cual tengan acceso todos los miembros de equipo de trabajo del campo.

- Mantener un control de la información ingresada en la Tecnología AS/400, para de esta manera contra con una misma base datos tanto en campo como en Quito.
- Los diferentes procesos realizados, proveerán de base para la realización de un proyecto general de Gerenciamiento de Yacimientos para PETROPRODUCCION.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. SATTER V. & THAKUR G. Integrated Petroleum Reservoir Management. Edicion Penn Well Books 2004; Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos.
2. CRAFT, B.C. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Edición Tecnos S.A. 1997; Madrid, España.
3. McCAIN, William. The Properties of Petroleum Fluids. Segunda Edición Penn Well Books 1990; Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos.
4. VEGA O. Celio. Ingeniería Económica. Instituto Francés del Petróleo, 1983.
5. LANG, Karl & DONOHUE, David. Reservoir Fluids: Sampling and Analysis. IHDRC Petroleum Engineering; Boston, Estados Unidos.
6. GURPINAR, Omer, SCHLUMBERGER S.A. DATA AND CONSULTING SERVICES. Processes for RAPID Projects[®]. 2003 Houston, Texas, Estados Unidos. (Derechos Reservados)
7. FETKOVICH, M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves. SPE 4629.
8. GAVIRIA, William ; BORJA, H; GROFF, F; GAMBLE, S. Optimización de Producción mediante una Metodología Estructurada de Análisis de Información[®]. ACIPET (Derechos Reservados)
9. SUAREZ, A; GAVIRIA, William; PAVAS, J; FRORUP, M. Beating the Marginal Well Performance in a Mature Field. SPE 49987

10. FETKOVICH, M.J. FETKOVICH E.J, FETKOVICH M.D. Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. SPE February 1996.
11. SCHLUMBERGER S.A. Technical Manual Oil Field Manager[®]. Reservoir and Production Analysis.
12. SMITH, Charles; TRACY, G; LANCE FARRAR, R. Applied Reservoir Engineering. Volume 1 and 2. Oil & Gas Consultants International, Inc, Tulsa. 2006.
13. SCHLUMBERGER S.A. Data & Consulting Services. Process Description for H-RT PASS.
14. SCHLUMBERGER S.A. Data & Consulting Services. Bubble Maps with Grid or Contour Maps.
15. REESE, R.D. Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing. SCHLUMBERGER GEOQUEST S.A.
16. AL-FATTAH, S; DALLAG, M; ABDULMOHSIN, W; AL-HARBI, W; ISSAKA, M. Intelligent Integrated Dynamic Surveillance Tool Improves Field Management Practices. SPE 99555.
17. PENARANDA. Roberto. Informe de Actividades del Estudio de Simulación Matemática del Área Culebra-Yulebra-Anaconda. PETROPRODUCCION. Enero 1998.
18. RINCON, Adarfel. Gerencia Integrada de Yacimientos. SCHLUMBERGER S.A. Data & Consulting Services.

19. SANDOVAL, F. Modelo Geoestadístico en Base a Registros Eléctricos del Reservorio "U" Inferior de la Formación Napo del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda. 2005.