

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

UBICACION DE POZOS DE RELLENO EN EL CAMPO SACHA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS

DIEGO ARMANDO GONZALEZ ALMEIDA

DIRECTOR: ING. VLADIMIR CERÓN G.

JULIO DEL 2007

DECLARACION

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

A través de la presente declaración cedo el derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normalidad institucional vigente.

Diego González Almeida

CERTIFICACION

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego González Almeida, bajo mi supervisión.

Ingeniero Vladimir Cerón
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

*En primer lugar a Dios, a mis padres y
hermanos que me han dado un apoyo
constante durante toda mi vida.*

*A mi hija que me ha dado fuerza
Para salir adelante.*

*A Miry que con apoyo ha logrado en mi
que en los momentos difíciles encuentere
el camino que me conducirá al éxito*

*A mis profesores, mis compañeros y amigos
que de una u otra manera contribuyeron para la
realización de este trabajo.*

D.A.G.A.

DEDICATORIA

*El presente trabajo va dedicado con mucho
cariño a mis padres Edgar González y
Marcia Almeida quienes me dieron la vida, a
mis hermanos Jefferson y Leonardo que han
sido el pilar fundamental de mi vida, y;
a mi hija Salome que se ha convertido en razón de mi ser.*

*Gracias
D.A.G.A.*

INDICE

Capítulo 1	1
Descripción Geológica Del Campo Sacha	1
1.1. Antecedentes Del Campo Sacha	1
1.2. Ubicación Del Campo	2
1.3. Geología Del Campo Sacha	3
1.3.1. Descripción Estructural, Estratigráfica Y Litológica Del Campo Sacha	5
1.3.1.1. Descripción Estructural	5
1.3.1.2. Descripción Estratigráfica	5
1.3.1.3. Descripción Litológica	8
1.4. Fundamentos Y Conceptos Basicos	11
1.4.1. Pozo De Relleno	11
1.4.2. Propiedades Petrofísicas	11
1.4.2.1. Porosidad	11
1.4.2.1.1. Porosidad Absoluta	11
1.4.2.1.2. Porosidad Efectiva	12
1.4.2.2. Permeabilidad	12
1.4.2.2.1. Permeabilidad Absoluta	13
1.4.2.2.2. Permeabilidad Efectiva (Ke)	13
1.4.2.2.3. La Permeabilidad Relativa	14
1.4.2.2.4. Factores Que Influyen En La Porosidad Y Permeabilidad	16
1.4.2.3. Saturación	17
1.4.2.4. Heterogeneidad Del Yacimiento	18
1.4.2.5. Propiedades De Los Fluidos	18
1.4.2.5.1. Factor Volumétrico	19
1.4.2.5.2. Viscosidad Del Agua Y Del Petroleo	19
1.4.2.5.3. Razón De Movilidades	20
1.4.2.5.4. Compresibilidad	21
1.4.2.5.5. Factor De Recobro De Petróleo	22
 Capítulo 2	
Reservas Del Campo Sacha	23
2.1. Características Del Campo	23
2.1.1. Topes Y Bases	23
2.1.2. Caracterización De Los Crudos	25
2.1.3. Datos P.V.T.	25
2.1.4. Mecanismos De Producción	26
2.2. Análisis De Presiones En El Campo Sacha	27
2.2.1. Basal Tena	29
2.2.2. Napo	30
2.2.2.1. Zonas De Baja Presión	30
2.2.2.1.1. Arena “U”	31
2.2.2.1.2. Arena “T”	32
2.2.2.1.3. Análisis De Los Pozos Influenciados Por Los Inyectores	33
2.2.3. Hollín	34
2.3. Desarrollo Del Campo	35
2.3.1. Pozos Perforados	35
2.3.2. Pozos Produciendo	36

2.3.3. Pozos Verticales	37
2.3.4. Pozos Direccionales	37
2.3.5. Pozos Horizontales	37
2.3.6. Pozos Cerrados	37
2.3.7. Pozos Abandonados O Por Abandonarse	37
2.3.8. Pozos Inyectores	38
2.4. Sistemas De Levantamiento Usados En El Campo Sacha	39
2.4.1. Bombeo Electrosumergible	39
2.4.1.1. Componentes Del Equipo	40
2.4.1.1.1. Equipo Superficial	40
2.4.1.1.2. Equipo Subsuperficial	40
2.4.2. Bombeo Hidráulico	41
2.4.2.1. Componentes Del Equipo	41
2.4.2.1.1. Fluido Motriz	41
2.4.2.1.2. Equipo Subsuperficial	41
2.5. Análisis De Reservas	43
2.5.1. Petróleo En Sitio (Poes)	44
2.5.2. Reservas Originales	44
2.5.3. Reservas Remanentes	45
Capítulo 3	
Determinación De La Ubicación De Los Pozos De Relleno En El Campo Sacha	46
3.1. Desarrollo Histórico De El Campo	46
3.1.1. Basaltena	47
3.1.2. Napo	47
3.1.3. Hollín	47
3.2. Análisis De Las Zonas Propuestas	47
3.2.1. Zona Norte	48
3.2.1.1. Análisis De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 1	49
3.2.1.1.1. Conclusión De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 1	55
3.2.1.2. Análisis De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 2	56
3.2.1.2.1. Conclusión De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 2	59
3.2.2. Zona Centro	60
3.2.2.1. Análisis De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 3	61
3.2.2.1.1. Conclusión De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 3	66
3.2.2.2. Análisis De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 4	71
3.2.2.2.1. Conclusión De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 4	72
3.2.3. Zona Sur	72
3.2.3.1. Análisis De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 5	73
3.2.3.1.1. Conclusión De Los Pozos Vecinos Al Pozo De Relleno # 5	77
3.3. Área De Drenaje	77
3.3.1. Determinación Del Área De Drenaje	78
3.4. Continuidad	81
3.4.1 Anisotropía	81
3.4.1.1.1. Continuidad Para El Pozo De Relleno N° 1	81
3.4.1.1.2. Continuidad Para El Pozo De Relleno N° 2	82
3.4.1.1.3. Continuidad Para El Pozo De Relleno N° 3	84
3.4.1.1.4. Continuidad Para El Pozo De Relleno N° 4	85
3.4.1.1.5. Continuidad Para El Pozo De Relleno N° 5	87
3.5. Análisis De Interferencia Entre Pozos	88

3.5.1. Tiempo De Retardo	90
3.6. Coordenadas De Los Pozos De Relleno	91
3.7. Reservas Estimadas De Los Pozos Propuestos	92
3.7.1. Parámetros Petrofísicos Para Los Pozos De Relleno	92
3.7.2. Área De Drenaje De Los Pozos De Relleno	94
3.7.3. Reservas Para El Pozo De Relleno N° 1	95
3.7.4. Reservas Para El Pozo De Relleno N° 2	95
3.7.5. Reservas Para El Pozo De Relleno N° 3	96
3.7.6. Reservas Para El Pozo De Relleno N° 4	96
3.7.7. Reservas Para El Pozo De Relleno N° 5	96
3.8. Proyecciones De Producción	97
3.8.1. Bases Teóricas Del Programa Predprod	97
3.8.1.1. Declinación Exponencial	97
3.9. La Inyección De Agua Como Método De Restauración De Presión	101
3.9.1. Heterogeneidad Del Yacimiento	102
3.9.2. Efecto De La Variación De La Tasa De Producción	103
3.10. Fuentes De Agua Para Inyección	103
3.10.1. Agua Salada	103
3.10.1.1. Agua Proveniente De La Formación Productora	103
3.10.1.2. Agua Procedente De Otras Formaciones Productoras	103
3.10.2. Agua De Lagos Y Océanos	104
3.10.3. Agua Dulce	104
3.10.3.1. Agua De Superficie	104
3.10.3.2. Agua Proveniente De Formaciones Someras	105
3.10.4. Agua De Acueductos	105
3.11. Compatibilidad Del Agua	105
3.12. Tratamiento Del Agua De Inyección	106
3.13. Modelos De Inyección	107
3.13.1. Modelos Geométricos De Línea Recta	107
3.13.1.1. Línea Directa	107
3.13.1.2. Línea Alterna	108
3.13.2. Arreglo De Cuatro Pozos Con Dos Inyectores	108
3.13.3. Modelos Geométricos En Redondo O Periféricos	109
3.13.3.1. Modelo De Cinco Pozos	109
3.13.3.2. Modelos De Siete Pozos	110
3.13.3.2.1. Modelo De Siete Pozos Normal	110
3.13.3.2.2. Modelo De Siete Pozos Invertido	110
3.13.3.2.3. Modelo De Siete Pozos Distorsionado	111
3.13.3.3. Arreglos De Nueve Pozos	112
3.13.3.3.1. Arreglo De Nueve Pozos Normal	112
3.13.3.3.2. Arreglo De Nueve Pozos Invertido	112
3.14. Factores Que Influyen En La Selección De Un Modelo De Inyección	113
Capítulo 4	117
Análisis Técnico-Económico	117
4.1. Conceptos Fundamentales	117
4.2. Cronograma De Inversiones	117
4.3. Inversión	118
4.3.1. Costos De Conversión De Productor A Inyector	119
4.3.2. Línea De Inyección Para El Inyector SAC-73	120

4.3.3. Facilidades De Superficie	121
4.3.3.1. Distancia A La Línea Principal De Producción	121
4.3.4. Costos De Perforación.	123
4.3.5. Costos De Producción	124
4.3.6. Costos Operativo	124
4.3.6.1. Costo De Procesos Extras	124
4.3.6.2. Costo De Mantenimiento	125
4.4. Ingresos	125
4.5. Métodos De Evaluación De Proyectos	125
4.5.1 Flujo De Caja	126
4.5.2 Valor Actual Neto (Van)	126
4.5.3. Tasa Interna De Retorno (TIR)	127
4.5.4. Relación Costo / Beneficio (RCB)	129
4.5.5. Periodo De Recuperación De Inversión (PRI)	130
Capítulo 5	
Conclusiones Y Recomendaciones	131
5.1. Conclusiones	131
5.2 Recomendaciones	133
ANEXOS	134-143

INDICE DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla 1.1. La Porosidad en el Yacimiento

Por: Diego González A.

Fuente: Apuntes de Simulación de Yacimientos I.

Tabla 1.2. Clasificación del Factor de Recobro

Por : Diego González A.

Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria. Ing. Raúl Valencia.

CAPITULO II

Tabla 2.1 Topes y Bases de las arenas productoras del Campo Sacha

Por : Diego Armando González Almeida

Fuente: Departamento de Ing. De Petróleos, Sacha.

Tabla 2.2. Parámetros Promedio para el Campo Sacha

Por : Diego González Almeida.

Fuente: Departamento de Yacimientos , Quito.

Tabla 2.3: Datos PVT del Campo Sacha

Por: Diego González Almeida.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito.

Tabla 2.4. Mecanismos de Producción

Por : Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito.

Tabla 2.5. Presiones por arenas

Por : Diego González A.

Fuente. Informe ejecutivo, Dep. Yacimientos Quito

Tabla 2.6. Estado de los Pozos Productores

Por: Diego González A.

Fuente. Ingeniería de Petróleos Sacha.

Tabla 2.7. Producción acumulada del Campo Sacha

Por : Diego González A.

Fuente. Ingeniería de Yacimientos, Quito.

Tabla 2.8. Datos de Inyección de Agua en el Campo Sacha

Por : Diego González A.

Fuente. Reporte de inyección de agua Diciembre del 2006, Campo Sacha

Tabla 2.9. Reservas del Campo Sacha

Por : Diego González A.

Fuente. Ingeniería de Yacimientos, Quito

CAPITULO III

Tabla 3.1: Areas de drenadas por los pozos vecinos a los de relleno para del Campo Sacha
Por: Diego González

Tabla 3.2: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.3: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.4: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.5: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.6: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.7: Interferencia de pozos de relleno del Campo Sacha
Por: Diego González A.

Tabla 3.8: Coordenadas de los pozos propuestos en el Campo Sacha
Por: Diego González A.

Tabla 3.9: Parámetros Petrofísicos Promedio para PR 1
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.10: Parámetros promedio para pozos de relleno del Campo Sacha
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.11: Espesores promedio de zonas productoras del Campo Sacha
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.12: Áreas de drenaje y reservas para pozos de relleno del Campo Sacha
Por: Diego González A.

Tabla 3.13: Factores de recobro y volumétricos para las Arenas Productoras del Campo Sacha
Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Tabla 3.14: Reservas para el Pozo de Relleno N°1 del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Tabla 3.15: Reservas para el Pozo de Relleno N° 2 del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Tabla 3.16: Reservas para el Pozo de Relleno N° 3 del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Tabla 3.17: Reservas para el Pozo de Relleno N° 4 del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Tabla 3.18: Reservas para el Pozo de Relleno N° 5 del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Tabla 3.19: Datos para el cálculo de Interferencia en incremento de presión el pozo de relleno 3

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

CAPITULO IV

Tabla 4.1 Cronograma de inversiones

Por: Diego González A.

Tabla 4.2: Resumen de costos (Inversión)

Por: Diego González

Tabla 4.3 Costos estimados para convertir un pozo productor en inyector

Por: Diego González A.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroproducción, Quito

Tabla 4.4 Características de la línea de inyección

Por : Diego Gonzalez A

Fuente: Departamento de Facilidades de Producción, PETROECUADOR

Tabla 4.5 Costo de Facilidades de Superficie

Fuente: Departamento de Facilidades de Producción, PETROECUADOR

Tabla 4.6: Distancia de los pozos propuestos hacia la estación Norte 1.

Por: Diego González

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, PETROECUADOR

Tabla 4.7 Costos unitarios para la construcción de líneas de producción

Por: Diego González A

Fuente: Ingeniería de Yacimientos. Quito.

Tabla 4.8 Costo total de líneas de producción

Por: Diego González

Fuente: Departamento de Facilidades de Producción, PETROECUADOR

Tabla 4.9: Costos para la perforación de un pozo vertical

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Tabla 4.10 Costos de producción por 1 barril de fluido

Por: Diego González A.

Fuente : Ingeniería de Yacimientos, PETROPRODUCCIÓN

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

Figura 1.1: Mapa de Ubicación del Campo Sacha

Fuente: Ingeniería de Petróleos Sacha, PETROPRODUCCIÓN,

Figura 1.2 : Mapa estructural a la Base Caliza “A”

Fuente : Ingeniería de Yacimientos, PETROPRODUCCIÓN

Figura 1.3 : Columna Estratigráfica del Oriente Ecuatoriano

Fuente : Ingeniería de Yacimientos, PETROPRODUCCIÓN

Figura 1.4. : Permeabilidad Relativa

Fuente : Análisis de Permeabilidades de Campo. Sacha

Figura 1.5: Influencia del tamaño y arreglo de los granos.

Fuente: Libro de Quiroga, Segunda Edición.

CAPITULO II

Figura 2.1. : Zona de Baja Presión, Arena U

Fuente : Ingeniería de Yacimientos, Agosto 2006, PETROPRODUCCIÓN

Figura 2.2. Zona de Baja Presión, Arena U

Fuente : Ingeniería de Yacimientos, Agosto 2006, PETROPRODUCCIÓN

Figura 2.3. Zona de Baja Presión, Arena T

Fuente : Ingeniería de Yacimientos, Agosto 2006, PETROPRODUCCIÓN

Figura 2.4. Zona de Baja Presión, Arena T

Fuente : Ingeniería de Yacimientos, Agosto 2006, PETROPRODUCCIÓN

Figura 2.5. Equipo de Superficie de Bombeo electrosumergible

Fuente : Manual de Centrilift

Figura 2.6. Bomba hidráulica tipo pistón

Fuente : Sistemas de Levantamiento Artificial, Kermit Brown

Figura 2.7. Bomba hidráulica tipo jet

Fuente : Sistemas de Levantamiento Artificial, Kermit Brown

CAPITULO III

Figura 3.1. Ubicación de Pozo de Relleno N°1

Por : Diego González Almeida

Figura 3.2. Ubicación de Pozo de Relleno N°2

Por : Diego González Almeida

Figura 3.3. Ubicación de Pozo de Relleno N°3

Por : Diego González Almeida

Figura 3.4. Ubicación de Pozo de Relleno N° 4

Por : Diego González Almeida

Figura 3.5. Ubicación de Pozo de Relleno N° 5

Por : Diego González Almeida

Figura 3.6 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N°1

Por: Diego González

Figura 3.7 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N° 2

Por: Diego González

Figura 3.8 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N° 3

Por: Diego González

Figura 3.9 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N° 4

Por: Diego González

Figura 3.10 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N° 5

Por: Diego González

Figura 3.11. Esquema de interferencia para pozos de relleno

Por Diego González A.

Figura 3.12: Períodos productivos – Análisis para predicción de producción

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroecuador -Quito

Figura 3.13 : Esquema de Inyección de Agua

Fuente : Waterflooding, Antonio Paradiso

Figura 3.14: Arreglo de Línea Recta

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.15 Disposición de los pozos en un arreglo de Línea Alterna

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.16 Disposición de los pozos en un arreglo de cuatro pozos con dos inyectoros

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.17. Disposición de los pozos en un arreglo de Cinco Pozos

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.18. Disposición de los pozos en un arreglo de Siete Pozos Normal

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.19 Disposición de los pozos en un arreglo de Siete Pozos Invertido

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.20 Disposición de los pozos en un arreglo de Siete Pozos Distorsionado
Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.21 Disposición de los pozos en un arreglo de Nueve Pozos Normal
Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.22 Disposición de los pozos en un arreglo de Nueve Pozos Invertido
Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

Figura 3.23. Modelo del Inyector SAC 73
Por : Diego González Almeida

RESUMEN

El presente proyecto tiene como finalidad ubicar pozos de relleno con el objetivo de recuperar reservas remanentes entre pozos productores en el Campo Sacha,

Se incluye en el estudio, descripción geológica del Campo Sacha, análisis de parámetros petrofísicos, cálculo de reservas, análisis de áreas de drenaje y el estudio técnico económico para determinar la rentabilidad del proyecto Ubicación de Pozos de Relleno en el Campo Sacha.

Las conclusiones y recomendaciones nos ayudaran a optimizar la explotación de los recursos naturales del País e incrementar los beneficios económicos con la implementación de los nuevos pozos.

PRESENTACION

El presente proyecto tiene como objetivo optimizar los recursos naturales, mediante la perforación de pozos de relleno con el fin de drenar las reservas remanentes entre pozos productores del Campo Sacha.

En el primer capítulo se presenta el análisis geológico del Campo Sacha, dando a conocer el análisis estructural, estratigráfico y litológico encontrado en el área de estudio.

En el segundo capítulo se presenta una descripción del estado técnico en el que se encuentra el Campo Sacha, los principales parámetros y propiedades del Campo, análisis de presiones, mecanismos de producción, reservas; entre otros.

así como también los procedimientos utilizados para determinar la Ubicación de Pozos de Relleno en el Campo Sacha.

El tercer capítulo nos describe el comportamiento de producción los pozos vecinos a los pozos propuestos de relleno, determinación de parámetros para evaluar zonas en las que se ubicara los pozos de relleno, análisis de interferencia de presión en los pozos vecinos a los propuestos, se determinara las coordenadas de ubicación de los pozos propuestos y se planteará una solución a los problemas de baja presión para las arenas U y T de la formación Napo en la Parte central del Campo.

El cuarto capítulo presenta un cronograma de desarrollo del proyecto, análisis de facilidades y medios de producción, costos y el análisis técnico-económico con diversos criterios de evaluar el mismo.

El quinto capítulo presenta las conclusiones que se obtuvieron del estudio de la Ubicación de Pozos de Relleno en el Campo Sacha. Además, se presenta las recomendaciones que deberían ser tomadas en cuenta para el desarrollo de nuevos proyectos en el Campo Sacha.

CAPITULO 1

1. DESCRIPCION GEOLOGICA DEL CAMPO SACHA

1.1. ANTECEDENTES DEL CAMPO SACHA

En el desarrollo histórico, este campo fue descubierto en el año 1969, por parte del consorcio Texaco Gulf que en la época operaba en el Ecuador. El primer pozo perforado fue exploratorio, denominado Sacha 1, cuya perforación inicio el 21 de enero de 1969, con una torre de perforación helitransportable la cual alcanzó una profundidad total de 10160 pies. Se inicia la explotación del campo, con una producción inicial de 1328 BPPD, con 29.9°API de calidad y un BSW de 0.1%.

El campo fue puesto en producción el 6 de julio de 1972 a una tasa promedia de 29269 BPD para ese mes e incrementándose en un 400% hasta 117591 BPD en noviembre del mismo año, tasa que se convirtió en la mas alta registrada en la producción del campo.

Para la recolección de datos de producción del Campo Sacha se dispone de 4 estaciones:

- Estación Central,
- Estación Norte-1; (Planta de tratamiento de agua),
- Estación Norte-2, y;
- Estación Sur.

Desde noviembre de 1986 se implementó la recuperación secundaria con inyección de agua para los dos yacimientos de Napo en la parte central con el fin de incrementar y/o mantener la presión, y mejorar la recuperación de los fluidos in situ, mediante un modelo de inyección periférica con un arreglo de seis pozos inyectoros (productores convertidos a inyectoros) ubicados al flanco de la estructura Sacha, cinco al Este del campo (WIW – 02, WIW – 03, WIW – 04, WIW – 05 Y WIW – 06) y uno más al Oeste (WIW - 01). Estos pozos fueron recomendados basándose en el Estudio de Simulación Matemática del campo realizada en el año 1982.

En el Campo Sacha se han perforado hasta la fecha 187 pozos, de los cuales 113 pozos se encuentran en producción, 52 cerrados de ellos 3 esperando workover, 6 pozos inyectoros: 2 a la arena U y los restantes a Napo U-T, 3 re-inyectoros: 2 a Tiyuyacu, 1 a Orteguaza y 11 abandonados: 4 por casing colapsado, 2 pescados y 2 inundados, se debe indicar que en la estación central del campo se recibe el aporte de producción de otros campos tales como: Pucuna, Huachito, MDC, Paraíso y Biguno. La producción promedio del Campo Sacha es de 44287 BPPD.

1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO

El Campo Sacha se encuentra ubicado en la Provincia de Orellana, al nororiente de la Región Amazónica, aproximadamente a 180 Km. en línea recta a Quito en dirección Sur-Este; dentro del área de operaciones de PETROECUADOR, constituyéndose en el segundo campo que aporta con mayor cantidad de producción de todo el Distrito Amazónico y el segundo más grande. Este campo se halla ubicado en la zona del Cantón “La Joya de los Sachas”, a 50 Km. al sur de Lago Agrio.

Geográficamente lo podemos ubicar dentro de las coordenadas: 00°11'00'' a 00°24'30'' Latitud Sur y 76°49'40'' a 76°54'16'' Longitud Oeste; teniendo una extensión areal alrededor de 124 Km², posee un relieve suave, con extensos valles relativamente planos debido a los últimos eventos geológicos

Geológicamente esta ubicado en la parte central y en el eje de la subcuenca del Napo, formando parte del tren de estructuras orientadas en sentido Norte-Sur. El campo Sacha posee los siguientes límites:

- Al Norte las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista,
- Al Sur los campos Culebra y Yulebra,
- Al Este los campos Shushufindi-Aguarico, Limoncocha y Pacay; y,
- Al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.



Figura 1.1: Mapa de Ubicación del Campo Sacha

Fuente: Ingeniería de Petróleos Sacha, PETROPRODUCCIÓN,

1.3. GEOLOGIA DEL CAMPO SACHA

Geológicamente el Campo Sacha se encuentra ubicado al Oeste del eje axial de la Cuenca Sedimentaria Cretácica Napo, incluido en el corredor Sacha-Shushufindi. La estructura se encuentra en el lado levantado de la falla de tendencia general noreste-suroeste, conectándose en el Sur con la Cuenca Marañón y al Norte con la Cuenca Putumayo, la misma que se encuentra ubicada al Este del Cinturón Andino.

Estructuralmente se define al campo como un anticlinal asimétrico de dirección NNE-SSO, integrado por un sistema de fallas de dirección Norte-Sur, las cuales cortan en el flanco Oeste a lo largo del campo. Posee un sistema de fallas secundarias de compensación como consecuencia del régimen transgresivo, las mismas que pueden alcanzar a la caliza "B" y un sistema adicional de compartimentos orientados en dirección Suroeste-Noroeste.

El tipo de falla que atraviesa el campo es posiblemente una antigua falla de tipo normal que luego fue invertida en el Cretácico Superior bajo un régimen transgresivo. Esta falla se profundiza en el basamento cristalino, reactivándose por

más de una ocasión, conforme a las diversas etapas de deformación que llega hasta la Formación Hollín y, en ocasiones, hasta la Caliza “M-2”.

Con una longitud de aproximadamente 31.5 Km., un ancho que varía de 4 Km. al norte, 8.5 Km. al centro y 6 Km. al sur, con un cierre vertical de 200 pies. El salto máximo es de alrededor de 200 pies a la altura del pozo Sacha Oeste-1. (Figura 1.2).

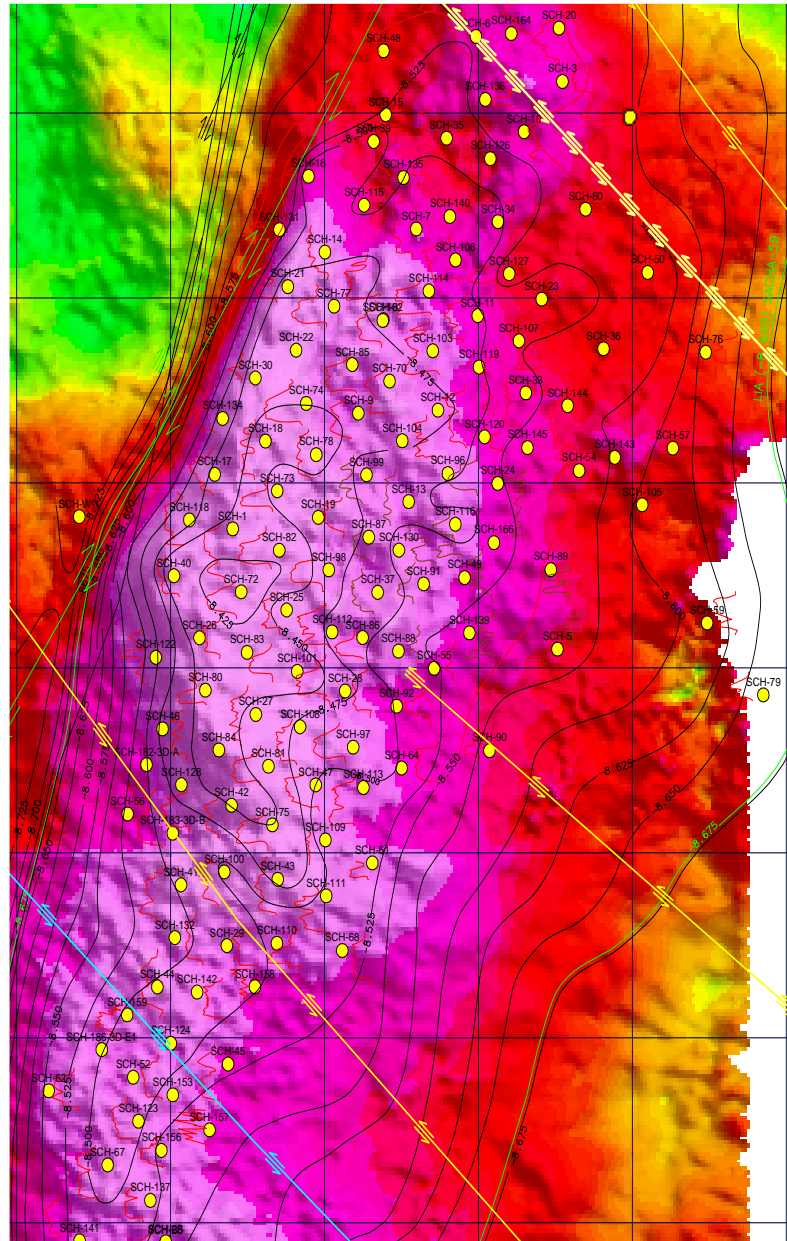


Figura 1.2 : Mapa estructural a la Base Caliza “A”
Fuente : Ingeniería de Yacimientos, PETROPRODUCCIÓN

1.3.1. DESCRIPCION ESTRUCTURAL, ESTRATIGRAFICA Y LITOLOGICA DEL CAMPO SACHA

Resulta básico poder reconocer la estructura, estratigrafía y litología en los principales yacimientos de los cuales el Campo Sacha esta produciendo, pensando en esta necesidad, se describirá a continuación la disposición típica de las estructuras geológicas, estratigrafía y litología del Campo Sacha con las principales características de los yacimientos y arenas de interés para el presente proyecto.

1.3.1.1. DESCRIPCION ESTRUCTURAL

Estructuralmente constituye un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección preferencial NE-SO y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca tiene un ancho de 4 km. al norte y 7 km. aproximadamente al centro y sur, con una longitud aproximada de 33 km. La estructura Sacha se formó en la primera etapa de inversión tectónica, en el huroniano Terminal y el Maastrichtiano¹. El Campo se encuentra cortado por una falla que se origina en el basamento, que posiblemente es reactivo en más de una ocasión y que también controló la deposición de los sedimentos; esta falla llega hasta la caliza M-2 con un salto de falla al nivel de la Formación Hollín de 10 a 35 pies al Norte, en el centro del Campo 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies.

1.3.1.2. DESCRIPCION ESTRATIGRAFICA

La Estratigrafía, como parte de la Geología, estudia aquellos estratos constituidos de cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, sucesiones originarias, relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero.

El comportamiento estratigráfico del Campo Sacha es generalizado a la Cuenca Oriental Ecuatoriana para la cual se han realizado muchos estudios sobre la forma que tienen los estratos y sus propiedades que van desde la superficie hasta las zonas de interés, para lo cual se ha diseñado una columna base de la estratigrafía del campo, de la cual podemos obtener información como: era y edad geológica,

formación a la que pertenece, ambiente de depositación, espesor promedio de cada formación, litología, etc.

A continuación se describirá los principales estratos de interés para el presente proyecto del Campo Sacha:

- **Orteguaza.-** Pertenece a la edad del Oligoceno dentro del periodo Paleógeno. Esta formación presenta un espesor aproximado de 50 a 500 pies. El ambiente de depositación en el que se dio esta formación es de agua salobre a Marina también conocido como “brake”.
- **Tiyuyacu.-** El espesor promedio de esta formación es de 100 a 1500 pies y pertenece a la edad del Oligoceno al Eoceno. El ambiente deposicional presente en esta formación es Continental. En la sísmica, el contacto Tiyuyacu-Orteguaza corresponde a un fuerte reflector que marca el paso de ambiente Continental a Marino.
- **Tena.-** La formación Tena tiene un espesor aproximado de 400 a 3200 pies, en este cuerpo se puede encontrar la subdivisión en dos miembros que son:
 - **“Tena Superior”** que pertenece a la edad del Paleoceno y constituye la base de la era Cenozoica. El ambiente de depositación aquí es Continental.
 - **“Tena inferior”** El ambiente de depositación de esta parte de la formación es Continental a Marina Somera. La era Mesozoica tiene sus comienzos en la parte inferior de Tena, además esta pertenece a la edad Cretácica.
- **Napo.-** Consiste en alrededor de 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. La formación Napo es fácilmente reconocible por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas. Esta formación pertenece al periodo que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica. Muchos autores dan a la formación Napo la categoría de grupo, dividiéndola en cuatro miembros (a los que se les asigna el nombre de formaciones), que corresponde a secuencias marinas de aguas poco profundas:

- **Napo superior.-** La formación Napo Superior incluye las calizas “ M-1” de la zona subandina (casi no expresadas en la mayor parte de la Cuenca Oriental), a las lutitas de Napo Superior, y a las areniscas superiores del Grupo Napo (areniscas M-1). La base de la formación Napo Superior esta definida por el tope del último banco calcárea de la caliza “ M-2”, mientras que su tope es la discontinuidad erosiva mayor de la base de la formación Tena, localmente expresada por las “areniscas Basal Tena”. La formación Napo Superior incluye tres o cuatro sedimentarias transgresivas – regresivas, cada una separada por discontinuidades a veces erosivas. Corresponden respectivamente a la caliza “M-1”, las lutitas M-1, la parte inferior de las areniscas “M-1” y a la parte superior de las areniscas M-1 .
- **Napo Medio.-** esta formación presenta a las calizas “A” y a las calizas “M-2” sin las calizas “M-1”, que tienen una gran extensión geográfica y pasaran rápidamente hacia el Este a lutitas y margas laminadas muy similares a las lutitas de la formación Napo Superior. La base de la formación esta definida por la base del primer banco calcáreo masivo de la caliza “A” y su tope esta definido por el tope del último banco masivo de las calizas “M-2”, bien reconocidas en el campo. La formación Napo Medio corresponde a dos secuencias de transgresión y progradación de plataforma carbonatada (caliza “A” y “M-2” respectivamente).
- **Napo Inferior.-** En el grupo Napo, la formación Napo Basal se encuentra bajo la formación Napo Inferior, que incluye las calizas “B”, las lutitas “U” y las areniscas “U”. Su base esta definida por el tope del último banco masivo de las areniscas “T” , que coinciden generalmente con la base de un nivel lutítico intercalado entre las areniscas “T” y las calizas “B”.
- **Napo basal.-** Esta incluye la arenisca Basal, las lutitas negras y las areniscas “T”. Su base esta definida por el tope del último banco arenoso masivo de la formación Hollín y su tope lo constituye el tope del último banco de areniscas masivas de la arenisca “T”. En la zona subandina en el Sur Oriente, el tope de las areniscas basales comprende un nivel calcáreo llamado calizas “C”. En las mismas zonas, la parte superior de las

lutitas Napo basal esta constituida por una secuencia o estrato creciente de margas y calizas que se pueden llamar calizas “T”, por su proximidad con las arenas “T”. La formación Napo Basal tal como esta definida ahora corresponde más o menos a un primer ciclo sedimentario transgresivo – regresivo, cuyo tope podría coincidir con una buena línea de tiempo.

- **Hollín.-** Es la base de la edad del Cretácico dentro de la edad del Mesozoico, el ambiente de depositación es Marino Transgresivo, Las areniscas gruesas de la parte inferior son Continentales en tanto que la parte superior de grano más fino fue depositada en medio Marino Litoral.

1.3.1.3. DESCRIPCION LITOLÓGICA

- **Yacimiento “Basal Tena”** Posee un espesor neto promedio de 10 a 15 pies, porosidad de 18%, saturación de agua de 31 %, salinidad promedio que va de 24000 a 36000 PPM de NaCl y un °API de 25.1. Mayoritariamente está formado por secuencias de grano fino a muy fino y secuencias de grano fino a medio y ocasionalmente grano grueso; lo que indica un desarrollo en forma irregular, propiciando la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas en el campo y en la Cuenca Amazónica.
- **Yacimiento “U”**, está constituida por una arenisca cuarzosa, blanca, translúcida, transparente, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano fino a medio, matriz calcárea, cemento silicio, inclusiones de glauconita y pirita, trazas de gilsonita. La arenisca “U” Inferior constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, friable, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silicio, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo-blanquecino, corte lento, residuo café claro. Este yacimiento tiene un espesor neto promedio de 23 pies, porosidad de 20%, saturación de agua de 25% y una salinidad promedio de 30000-35000 PPM de NaCl y un °API de 28.6.
- **Yacimiento “T”** es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, cemento calcáreo, inclusiones de glauconita, manchas de hidrocarburo

café oscuro, corte instantáneo, residuo café claro. Tiene un espesor que oscila entre 30 y 100 pies. "T" Inferior se trata de una arenisca cuarzosa, café clara, cemento silicio, grano medio a fino, localmente grano grueso, buena saturación de hidrocarburos, corte rápido, residuo café muy claro. Forma la sección arenosa de la secuencia "T" de mayor continuidad vertical y lateral. Con espesor neto saturado de entre 20 y 90 pies y se encuentra mas desarrollada en la parte central del campo, siendo menor su desarrollo en el norte y sur del mismo, posee una porosidad promedio de 21%, una saturación de agua de 14.8%, una salinidad promedio de 20000 a 25000 PPM de NaCl y un °API de 28.

- **Yacimiento Hollín Superior.** Constituido por una arenisca cuarzosa parda oscura, gris oscura, gris verdosa, translúcida, consolidada, dura, grano muy fino, subredondeado, subangular, buena selección, matriz arcillosa, cemento silicio, con inclusiones de glauconita y clorita. Presenta una buena saturación de hidrocarburos con °API de 27. Su espesor saturado es en promedio de 7.5 pies al centro del campo, de porosidad 12%, saturación de agua 35% y salinidad de 3891 PPM de NaCl, se puede identificar en la zona lentes de caliza y lutita intercalados. Hacia la parte Norte del Campo, este yacimiento se presenta en forma estratigráfica, disminuyendo el espesor neto saturado a 25 pies en promedio.
- **Yacimiento Hollín Inferior.** Constituido por una arenisca cuarzosa, parda no muy oscura, consolidada, en parte friable, grano fino a medio y muy fino, ocasionalmente grano grueso, subredondeada a subangular, buena selección, matriz y cemento silicio, inclusiones locales de carbón, ámbar y caolín. De edad Cretácica Inferior. Buena saturación de hidrocarburos con °API de 29, tiene un espesor promedio saturado de 45 a 55 pies, porosidad de 15%, saturación de agua entre el 20 y 40 % y una salinidad de 500 PPM de NaCl. El ambiente de depositación que posiblemente se presenta es del tipo fluvial.
-

A continuación en la figura 1.3. se puede observar la secuencia generalizada para el campo Sacha de la Columna Estratigráfica.

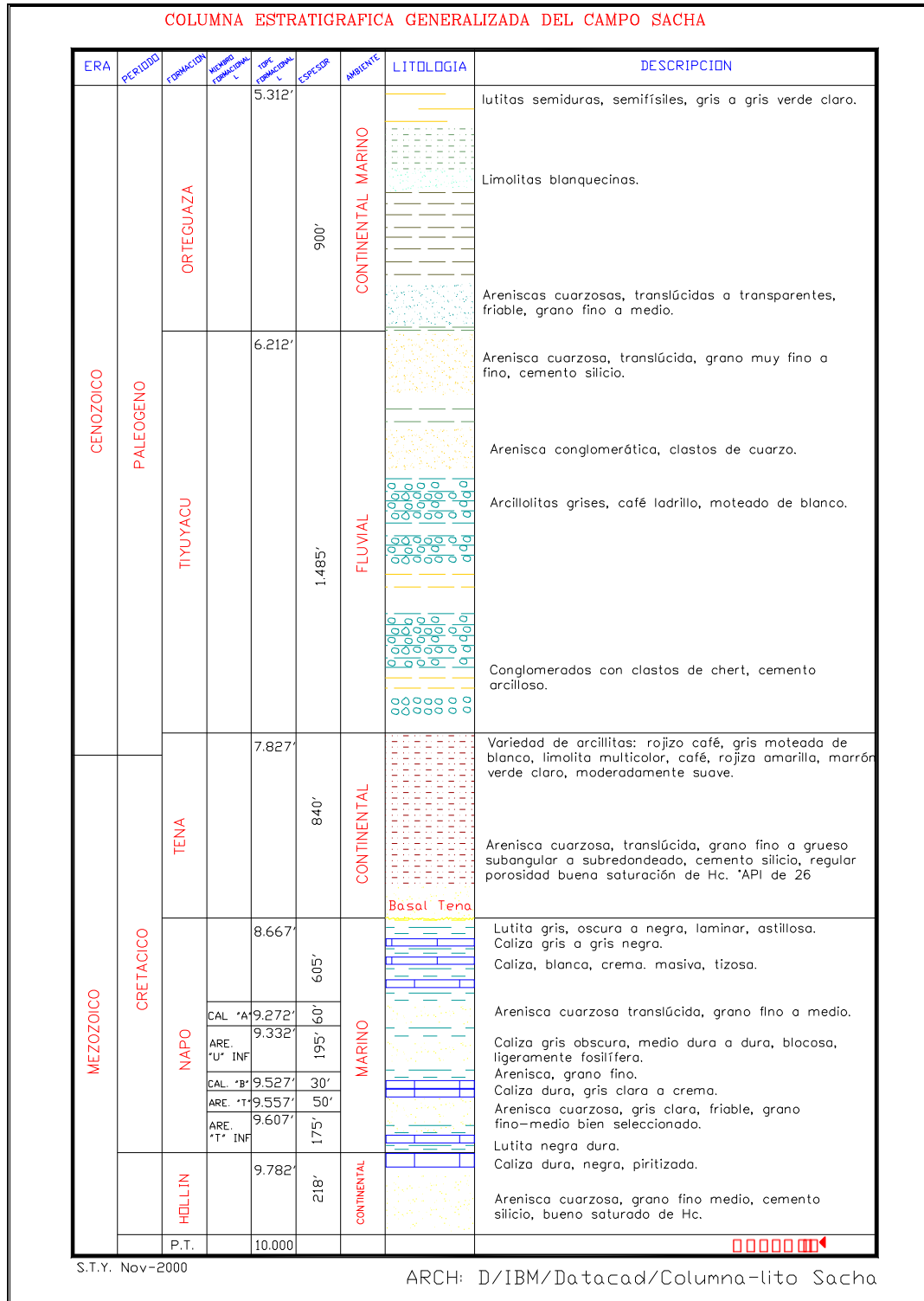


Figura 1.3 : Columna Estratigráfica del Oriente Ecuatoriano
Fuente : Ingeniería de Yacimientos, PETROPRODUCCIÓN

1.4. FUNDAMENTOS Y CONCEPTOS BASICOS PARA LA IMPLEMENTACION DE LOS POZOS DE RELLENO.

1.4.1. POZO DE RELLENO.

Es aquél que se perfora en un campo, entre dos o más pozos de desarrollo para recuperar los hidrocarburos remanentes en las zonas no drenadas, logrando optimizar de esa manera las reservas recuperables y el área de drenaje e incrementando la producción del campo en el que se ubiquen.

1.4.2. PROPIEDADES PETROFISICAS

1.4.2.1. POROSIDAD

Es uno de los principales parámetros utilizados para la evaluación de todo reservorio. Las arenas petrolíferas, como todas las arenas, están compuestas por millones de granos que por lo general no son redondos pues su forma depende de la erosión que les dio origen, los cuales nunca se ajustan completamente unos a otros por su compactación o geometría y los espacios que quedan entre ellos forman la porosidad en la cual se ubican los fluidos, así pues se entiende por porosidad a la capacidad de una roca para almacenar un fluido.

En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Esta propiedad física de la roca determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se la expresa como porcentaje, fracción o decimal. Existen dos clases de porosidad: absoluta y efectiva.

1.4.2.1.1. POROSIDAD ABSOLUTA

Es el porcentaje del espacio poroso total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están intercomunicados entre si o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no poseer conductividad a los fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros.

1.4.2.1.2. POROSIDAD EFECTIVA

Es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca; por consiguiente, es una indicación de la conductividad a los fluidos, aunque no una medida de ellos necesariamente

La porosidad se expresa como porcentaje o como fracción:

$$\phi = \frac{\text{VolumenPoroso}}{\text{VolumenTotal}} * 100 \dots\dots\dots(1)$$

Existen rangos en función de la porosidad efectiva para clasificarla de acuerdo a la tabla 1.1.

LA POROSIDAD EN EL YACIMIENTO	
POROSIDAD (%)	CALIFCACION
<i>De 0% a 5%</i>	<i>Pésima</i>
<i>De 5% a 10%</i>	<i>Pobre</i>
<i>De 10% a 20%</i>	<i>Buena</i>
<i>De 20% en adelante</i>	<i>Muy buena</i>

Tabla 1.1. La Porosidad en el Yacimiento
Por: Diego González A.
Fuente: Apuntes de Simulación de Yacimientos I.

La garganta poral es definida como el espacio interconectado entre poro y poro, a través de éstas es que se desplazan los fluidos

1.4.2.2. PERMEABILIDAD

Puede definirse como la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de los de poros interconectados, la unidad usada para medir la permeabilidad es el "DARCY" (D), y por necesidad de una medida menor se emplea el "MILIDARCY" (md), que es la milésima parte de un Darcy.

La permeabilidad de la roca, comúnmente representada por la letra "K", puede ser: absoluta, efectiva y relativa.

El estudio de la permeabilidad es como consecuencia de un descubrimiento empírico realizado por Darcy, en el cual se pudo observar que esta propiedad esta en directa relación entre el caudal de flujo del fluido en movimiento q , la viscosidad μ que causa el flujo sobre un trayecto de longitud L , e inversamente a la carga hidrostática del fluido sobre una área A de la superficie de un liquido con un diferencial de presión ΔP .

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \dots\dots\dots(2)$$

1.4.2.2.1. PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Esta propiedad de la roca se considera cuando un fluido homogéneo satura 100% el espacio poroso de la misma, de esta manera es el único y absoluto fluido que se podría mover dentro del espacio poroso efectivo.

1.4.2.2.2.- PERMEABILIDAD EFECTIVA (K_e)

Es la propiedad que permite el paso de los fluidos a través de la roca sin modificar la estructura de ésta ni desplazar las partículas. Una roca es permeable si permite el paso de una cantidad apreciable de fluido en un tiempo determinado.

La velocidad de los fluidos a través de la roca no depende únicamente de las propiedades de la roca en si, depende también del fluido almacenado y de la presión. La fórmula para el cálculo de la velocidad es:

$$V = \frac{Q}{A} = -\frac{K}{\mu} \times \frac{dP}{dL} \dots\dots\dots(3)$$

Donde:

V: velocidad aparente de flujo (cm/s)

Q: tasa de flujo (cm³/s)

A: área (cm²)

K: permeabilidad (darcys)

μ : viscosidad (centipoises)

dP/dL: gradiente de presión (cm/s)

La permeabilidad se la puede medir mediante registros de pozos o pruebas de restauración de presión en el campo y mediante el Permeámetro Estándar en el laboratorio. Las variaciones en la permeabilidad en el campo juegan un papel importante al determinar las cantidades de agua necesarias en las operaciones de inyección de agua.

1.4.2.2.3. LA PERMEABILIDAD RELATIVA

Esta propiedad es la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta, consecuentemente habrán permeabilidades relativas al agua (K_{rw}), al petróleo (K_{ro}) y al gas (K_{rg}).

$$\left. \begin{aligned} K_{ro} &= \frac{K_o}{K} \\ K_{rw} &= \frac{K_w}{K} \\ K_{rg} &= \frac{K_g}{K} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(4)$$

La importancia de la permeabilidad relativa es que se la considera en función de todos los fluidos o fases existentes en el yacimiento, que generalmente son dos y algunas veces pueden ser tres (gas, petróleo, agua). Entonces, la permeabilidad relativa a un fluido particular depende de la saturación de ese fluido en la roca o sea de la fracción del espacio poroso ocupada por dicho fluido. Como se formuló anteriormente, la permeabilidad relativa es la razón de la permeabilidad de la roca a un fluido determinado (permeabilidad efectiva).

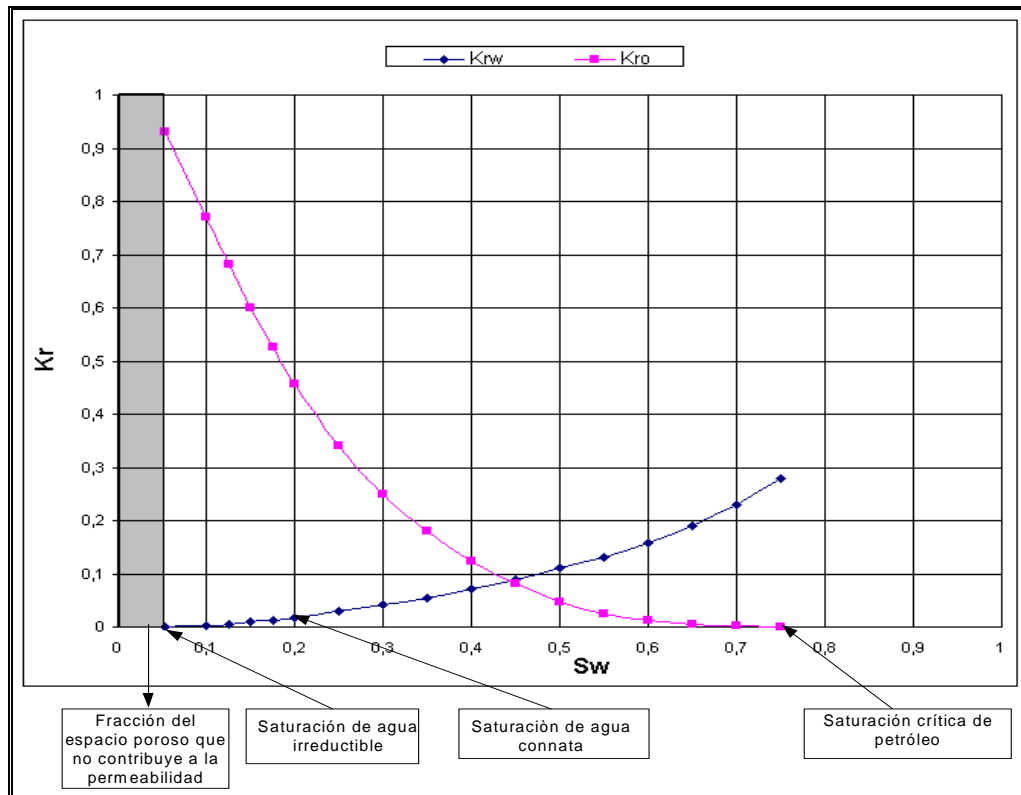


Figura 1.4. : Permeabilidad Relativa
Fuente : Análisis de Permeabilidades de Campo. Sacha

Así la forma de las curvas de permeabilidad relativa son funciones de la distribución del fluido en el medio poroso estudiado. La segregación de fluidos en la red porosa de la roca reservorio es función de la saturación de fluidos, así como de las características humectativas, es decir si es que la roca reservorio es oleófila (humectada por petróleo) o hidrófila (humectada por agua).

En el punto donde se encuentra la saturación de agua con nata se sabe que la movilidad de esta aumenta de tal manera que este fluido comienza a desplazarse en forma continua con el crudo producido.

Se puede hacer varias observaciones con respecto a la curva de permeabilidad relativa como son:

- ❖ La permeabilidad relativa siempre es menor que la unidad.
- ❖ La suma de las permeabilidades relativas también es siempre menor que la unidad.

- ❖ La permeabilidad relativa a un determinado fluido es cero en el momento en que se alcanza un cierto valor mínimo de la saturación de dicho fluido, llamada saturación irreductible.

1.4.2.2.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Los factores que influyen en la porosidad también influyen en la permeabilidad: tamaño y forma de los granos, variaciones en el tamaño y el arreglo en que los granos fueron depositados y compactados, y la cantidad de material cementado en la forma de arcilla o esquisto que juntan los granos de arena manteniéndolos unidos. Rara vez se encuentran arenas puras, la mayoría están mezcladas con arcilla u otros elementos que determinan su pureza.

El tamaño de los granos de arena en si mismo no influyen en la porosidad tanto como lo hacen las distribuciones de los tamaños; por ejemplo, el espacio poroso entre esferas de una pulgada, será el mismo que el espacio poroso entre esferas de media pulgada, tomando en cuenta que ambas agrupaciones de esferas están compactada de la misma manera. Si están en un arreglo cúbico, como lo demuestra la figura 8, la porosidad será de 48% mientras que en un arreglo romboidal será de 26%

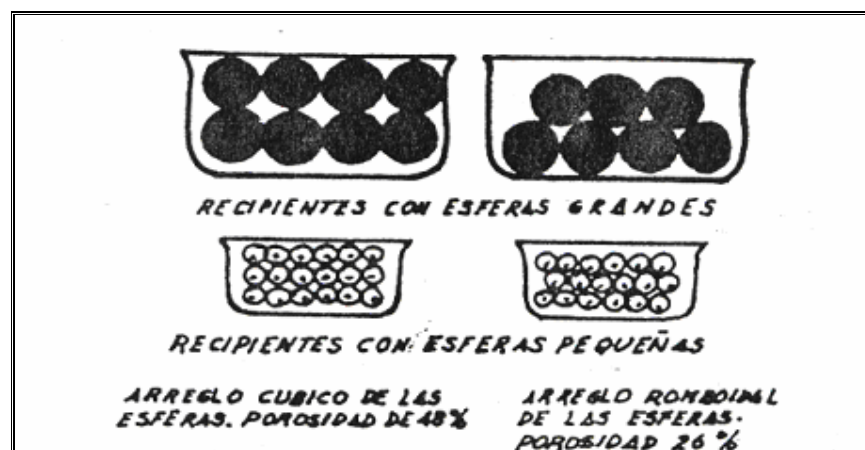


Figura 1.5: Influencia del tamaño y arreglo de los granos.
Fuente: Libro de Quiroga, Segunda Edición.

Otros factores que influyen en la porosidad y permeabilidad de los granos de arena es su disposición longitudinal y superficial, cuando son largos y planos de superficies

empacadas paralelamente, pueden tener poca porosidad y permeabilidad. La permeabilidad horizontal, a lo largo de las superficies planas probablemente sea más alta que la permeabilidad vertical, de arriba hacia abajo, perpendicular a las superficies planas. Esto es lo que generalmente pasa en un yacimiento petrolífero, la permeabilidad horizontal excede a la vertical, ya que los granos de arena depositados en el agua tienden a acomodar horizontalmente sus superficies. Sin embargo, los mismos granos de arena, en otras condiciones, pueden acomodarse de tal manera que las superficies de mayor tamaño se orienten en distintas direcciones logrando mayor porosidad, porque así la forma y el tamaño del espacio poroso será más grande y el paso de los fluidos a través de ellos puede ser mayor.

A más del tamaño de los granos, debemos considerar el tamaño de las aberturas por las cuales los espacios porosos están conectados y dan paso a los fluidos de los yacimientos. El tamaño de los espacios de comunicación es determinado por el tamaño, forma y distribución de los granos mismos. En agrupaciones de granos de arena grandes y largos, la permeabilidad horizontal será mayor que la vertical. Con granos casi redondos, las permeabilidades horizontal y vertical serán casi iguales. La permeabilidad se reduce a medida que el tamaño de los granos también se reduce y por consiguiente se impide el paso de los fluidos.

La índole o composición del material de cementar o de compactación de los granos de arena y que ocupa los espacios porosos, impidiendo el movimiento de los fluidos, determina en cierto grado la porosidad y permeabilidad de las rocas.

1.4.2.3. SATURACION

Dentro de una formación petrolífera, la saturación existente en un determinado volumen de roca puede ser gas, petróleo o agua, se determinó como la relación del espacio ocupado por el fluido y el espacio poroso total este valor del espacio ocupado por ese fluido de la formación.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \dots\dots\dots(5)$$

Donde :

S_o = Saturación de Petróleo

S_w = Saturación de Agua

S_g = Saturación de Gas

1.4.2.4. HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO

Es la no uniformidad de las propiedades intensivas del yacimiento como resultado de la reorganización física y química de las partículas constituyentes del reservorio, entre las causas de esta reorganización está la compactación, solución, dolomitización y cementación. Entonces, la heterogeneidad del reservorio es fundamentalmente producto del ambiente de depositación y los eventos subsecuentes que lo afecten, así como también de la naturaleza de las partículas constitutivas del sedimento. Existen tres tipos de heterogeneidades que son:

- Variaciones Areales.
- Variaciones Verticales.
- Fracturas.

1.4.2.5. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.4.2.5.1. FACTOR VOLUMETRICO

Debido a la variación en el volumen de un fluido puede presentar dependiendo de las condiciones a las que se le somete, se ha implantado el factor volumétrico el cual se puede definir a cualquier presión como el volumen de un fluido a condiciones estándar ocupa en la formación, esto se puede entender debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen del fluido por lo que en superficie el volumen obtenido será mayor que el volumen de yacimiento por lo que el factor volumétrico será siempre mayor que la unidad.

También se trabaja con el término Factor Volumétrico Total, de dos fases o bifásico, definido como el volumen de barriles que ocupa un barril fiscal junto con su volumen inicial de gas disuelto a cualquier presión o temperatura.

$$\beta_o = \frac{V_y}{V_{cs}} \dots\dots\dots(6)$$

Donde:

Bo = Factor Volumétrico del Petróleo

Vy = Volumen de Yacimiento

Vcs = Volumen a Condiciones Estándar

1.4.2.5.2. VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL PETROLEO

Se define la viscosidad como la resistencia que tiene un fluido ante el desplazamiento. De acuerdo a la fuerza de atracción en las moléculas de un fluido en particular, esa fuerza puede ser mayor o menor. La fuerza necesaria para poder vencer la resistencia e iniciar el movimiento del fluido se denomina fuerza de corte. La unidad de medida para la viscosidad es el *Poise*.

Para el caso del petróleo, la viscosidad disminuye cuando la temperatura aumenta debido a que aumenta la actividad molecular. Bajo el punto de burbuja la viscosidad aumenta con la disminución de la presión por la liberación del gas que posee el petróleo y sobre ese punto el aumento de presión provoca un incremento en la viscosidad del petróleo.

La viscosidad del agua aumenta con la disminución de la temperatura, con el aumento de presión y el aumento de salinidad. La tasa de flujo en medios porosos es inversamente proporcional a la viscosidad.

La viscosidad es una medida de la fricción interna del fluido, esto es, la resistencia a la deformación. El mecanismo de la viscosidad en gases se entiende razonablemente bien, pero la teoría se ha desarrollado muy poco para los líquidos, no es posible estimar teóricamente las viscosidades para líquidos con exactitud.

El fenómeno de la transferencia de momento por medio de colisiones moleculares parece oscurecerse en líquidos por efecto de los campos de fuerza que interactúan

entre las moléculas líquidas apiñadas y muy cercanas unas a otras. Las viscosidades de líquidos son afectadas drásticamente por la temperatura.

De esta manera cuando la temperatura aumenta la viscosidad disminuye, así el valor de la medida de viscosidad del petróleo se la puede obtener a condiciones de laboratorio asumiendo propiedades y características propias de la formación, con el fin de obtener datos acorde a la realidad de la situación de la zona de interés a ser analizado del yacimiento

1.4.2.5.3. RAZON DE MOVILIDADES

La movilidad de un fluido se obtiene de la razón entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad del mismo. El concepto de razón de movilidades se utiliza cuando en un medio poroso un fluido es desplazado por otro, en ese caso la máxima eficiencia se obtiene cuando la movilidad del fluido desplazado es mayor que la del fluido desplazante.

Cuando dos fluidos se encuentran en movimiento simultaneo hacia el pozo, la razón de movilidad determina las ratas de flujo de dicho fluido, esta razón de movilidad afecta de forma directa a la eficiencia de desplazamiento de los fluidos en un yacimiento.

Cabe indicar que para una buena movilidad de agua la movilidad relativa al petróleo debe ser alta, mientras que la movilidad relativa al agua debe ser baja. La razón fluyente agua petróleo depende de la razón de viscosidades y de la razón de permeabilidades efectivas, es decir, de la razón de movilidades, que la podemos deducir así:

$$\frac{Q_w}{Q_o} = \frac{\frac{k_w A \Delta P}{\mu_w L}}{\frac{k_o A \Delta P}{\mu_o L}} = \frac{k_w / \mu_w}{k_o / \mu_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = M_{w,o} = \frac{K_w / v_w}{K_o / v_o} \dots\dots\dots(7)$$

Donde:

$M_{w,o}$ = Razón de movilidad agua-petróleo.

K_w = Permeabilidad al agua.

ν_w = Viscosidad al agua.

K_o = Permeabilidad al petróleo.

ν_o = Viscosidad al petróleo.

K_o , K_w y ν_o , ν_w se miden a condiciones promedio en la zona invadida

El valor de la movilidad viene expresada en fracción adimensional.

1.5. COMPRESIBILIDAD

La compresibilidad o modulo volumétrico de elasticidad, se define como el cambio en volumen por unidad de presión, aumentando a medida que la presión disminuye. La expresión que representa a las compresibilidades promedias y desde la que se parte para obtener las diferentes ecuaciones de compresibilidad para las diferentes clases de fluidos.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T \dots\dots\dots(8)$$

Donde:

C = Compresibilidad

dV = Variación de Volumen

dP = Variación de Presión

V = Volumen del fluido

1.6. FACTOR DE RECOBRO DE PETROLEO

Es la fracción del Petróleo Original *in situ* que se lo puede recuperar en un proceso de producción.

Al Factor de Recobro se lo puede dividir en función de las etapas de recuperación de hidrocarburo como se muestra en la Tabla 1.2.

CLASIFICACION DEL FACTOR DE RECOBRO SEGÚN LA ETAPA DE RECUPERACION	
Factor de Recobro Primario	$\frac{RESERVAS PRIMARIAS}{POES}$
Factor de Recobro Secundario	$\frac{RESERVAS SECUNDARIAS}{POES}$
Factor de Recobro Terciario	$\frac{RESERVAS TERCARIAS}{POES}$

Tabla 1.2. Clasificación del Factor de Recobro

Por : Diego González A.

Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria. Ing. Raúl Valencia.

CAPITULO 2

2. ESTADO TECNICO ACTUAL DEL CAMPO

Se debe tener en cuenta el estado actual del Campo tanto en propiedades, como en condiciones técnicas; con el fin de poder determinar las zonas óptimas para desarrollar el presente proyecto.

Se pasará entonces a analizar la condición del Campo luego de casi 34 años de producción continua por diversos métodos, de varios yacimientos y arenas productoras.

2.1. PARAMETROS DEL CAMPO

Es conveniente trabajar con un conocimiento claro del las propiedades campo, debido a que estas describen la zona de interés de manera básica, para lo cual se cita a continuación los principales parámetros y características promedio por arenas.

2.2. TOPES Y BASES

Los yacimientos que conforman el Campo Sacha pertenecen a tres formaciones claramente identificadas que son:

- La Formación Hollín que se divide en dos areniscas productoras, Hollín Principal y la Hollín Superior (-8975 ft),
- La Formación Napo que al igual que Hollín posee dos arenas productoras: la Napo "T" (-8765 ft.), Napo "U" (-8530 ft.) y por último,
- La Formación Tena que posee una sola arena productora que es Basal Tena (-7800 ft.).

En la **Tabla 2.1** detalla a continuación se presenta las arenas productoras presentes con sus topes de formación y espesores promedio para el Campo Sacha.

FORMACIÓN	ARENA	TOPE (pies)	BASE (pies)
TENA		-7827	-8481
BT NAPO		-8667	-9213
	Caliza."A"	-9272	-9326
	"U" Inf.	-9332	-9510
	Caliza."B"	-9527	-9546
	"T"	-9557	-9596
	"T" Inf.	-9607	-9752
HOLLIN		-9782	-9965

Tabla 2.1 Topes y Bases de las arenas productoras del Campo Sacha
Por : Diego Armando González Almeida
Fuente: Departamento de Ing. De Petróleos, Sacha.

En la tabla 2.2. se detalla para todas las arenas productoras del Campo Sacha parámetros referentes promedio como son: DATUM, Espesor neto promedio, Porosidad (%), Saturación de agua inicial, Permeabilidad y Salinidad.

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BT	U	T	Hs	Hi
DATUM (pies)	-7800	-8530	-8765	-8975	-8975
Espesor neto promedio (pies)	9	23	21	12	12
Porosidad (%)	18.0	16.7	14.5	14.2	17.1
Saturación de agua inicial (%)	25	20 – 25	15 - 20	30 -40	30 - 40
Permeabilidad (mD)	433	425	240	130	350
Salinidad (PPM Cl)	>20000	>35000	12000-22000	3400-8000	<500

Tabla 2.2. Parámetros Promedio para el Campo Sacha

Por : Diego González Almeida.

Fuente: Departamento de Yacimientos , Quito.

2.3. CARACTERIZACION DE LOS CRUDOS

Mediante la toma de muestras se ha podido determinar varias propiedades de los crudos presentes entre ellas; la gravedad del crudo, contenido de azufre para cada zona productora obteniendo de esta manera los siguientes datos promedio.

La gravedad del crudo de Hollín Principal varía entre 27 y 28 °API, el de Hollín Superior entre 27 y 29 °API, la de T entre 27 y 28° API, la de U entre 27 y 29°API y la de Tena Basal entre 27 y 29 °API.

El contenido de azufre determinado para el crudo de Hollín varía entre 0.40 y 1.10%, el crudo de la arena T posee un 0.88% y de U 1.15 y 1.23%. Los contenidos de S, Ni y V del petróleo del yacimiento T en general tienden a ser menores que los de U y Tena Basal, mientras que Hollín muestra resultados muy variables, con una variación fuerte de contenido de azufre, Ni y V, a pesar de tener la misma gravedad.

2.4. DATOS P.V.T.

Para los yacimientos U y T solo se disponen de datos P.V.T. para el Norte del campo, y entre esos los del pozo SAC-3 son poco confiables, el análisis histórico de presión de reservorio nos muestra mayor frecuencia en repetición de datos que corresponde a la presión estabilizada de los yacimientos, sobre todo para los bloques del centro del campo, que están en explotación desde un mayor tiempo.

Tomando en consideración los resultados obtenidos a partir de los análisis de PVT, realizados en varios pozos del campo y haciendo una generalización se obtienen los siguientes parámetros:

PARÁMETRO	RESERVORIO				
	BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLÍN SUPERIOR	HOLLÍN INFERIOR
Temperatura (°F)	181	219	221	225	225
Presión inicial (psi)	3587	4054	4146	4450	4450
Presión burbuja (psi)	870	1170	1310	550	80
GOR (PCS/BN)	150	284	389	93	93
Gravedad API	24.1	22.8	30.3	27.3	29.7
Coi ($\times 10^6 \text{ psi}^{-1}$)	7	8.02	9.02	9.2	5.7
Boi (BY/BN)	1.117	1.2302	1.3726	1.1334	1.1625
Uoi (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7

Tabla 2.3: Datos PVT del Campo Sacha

Por: Diego González Almeida.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito.

2.5. MECANISMOS DE PRODUCCION

El comportamiento primario de los reservorios de petróleo es dictado por fuerzas naturales de viscosidad, gravedad y capilares. Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del reservorio son los siguientes:

- Expansión de flujo y de la roca
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidráulico
- Segregación gravitacional

Para determinar el mecanismo de producción de cada uno de los reservorio se analizó: la historia de presiones, y de producción de fluidos, pues durante el desarrollo de un reservorio debe considerarse que en su etapa inicial se produce una expansión de fluidos, de gas y de roca debido al diferencial de presión creado con la perforación del pozo productor, luego se tiene un estado en el cual el reservorio empieza a estabilizarse, es entonces donde se puede determinar cual es el mecanismo de producción predominante, para lo cual es necesario analizar el comportamiento productivo de los fluidos y su declinación anual, ya que en este período el mecanismo de producción es directamente proporcional con la producción.

En el campo Sacha se ha establecido la presencia de acuíferos laterales para los yacimientos de la formación Napo. La arena "U" inferior presenta dos acuíferos laterales claramente definidos, uno se inicia por el flanco Nor-Este afectando la parte Norte y el otro en la parte Sur-Oeste afectando la parte central del campo.

En el reservorio "T" inferior existe un acuífero lateral que viene del Nor-Este del campo afectando en mayor grado el área Norte.

El acuífero lateral del yacimiento "U" es el principal mecanismo de producción, con el tiempo ha venido inundando y disminuyendo la parte Centro-Noreste del reservorio; además, en esta área se ubican los pozos inyectores, los que estarían alimentando al acuífero.

En Hollín se tiene la participación de un acuífero de fondo activo, para el Campo, el cual contribuye a la producción.

MECANISMOS DE PRODUCCION POR ARENAS

HOLLÍN	Empuje Hidráulico
NAPO	Gas en solución y empuje parcial de agua
TENA	Gas en solución y empuje parcial de agua

Tabla 2.4. Mecanismos de Producción

Por : Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito.

2.6. ANÁLISIS DE PRESIONES EN EL CAMPO SACHA

En el campo el comportamiento de la presión es poco predecible las pruebas proceden casi todas de la parte Norte del campo, y como los yacimientos U y T no son continuos, solo son representativas de esa parte del campo para el caso de esos yacimientos.

En el resto del campo, los yacimientos U y T tienen presiones menores y casi todos los pozos que producen por debajo de la presión de burbuja correspondiente a los yacimientos de la parte Norte del campo, sin que eso afecte la producción; la única prueba que se tiene de la arena U en el Sur del campo es procedente del pozo SAC 56, en donde la presión de reservorio en esta zona es menor a la presión de burbuja, la cual probablemente no es tampoco representativa del campo, porque este pozo está situado en una escama al Oeste de la falla principal que forma un pequeño yacimiento aislado de los yacimientos principales de la arena U, en cuanto a la arena T no se tienen datos del centro ni del Sur del campo.

Los valores reales de esa presión de saturación en los principales yacimientos que producen de U y T deben estar comprendidos entre los valores anormalmente altos de la parte Norte y el valor muy bajo del pozo SAC-56 en la arena U.

En el campo se ha dividido en bloques de Norte a Sur. Los dos bloques del Norte están separados entre si y de la parte central por fallas laterales noroeste-sureste bien marcadas sobre el mapa estructural, con un bajo estructural al norte de esas fallas.

El bloque Sur está separado del centro del campo por una falla similar, con un bajo estructural al sur de la falla.

En Hollín inferior esa presión esta casi igual a la presión inicial del yacimiento, la cual se mantiene debido al empuje del acuífero de fondo. En Hollín superior una parte importante de los datos muestran el mismo comportamiento, con una presión estabilizada similar, lo que indica que ambos yacimientos están intercomunicados en muchos sitios, las presiones menores observadas en Hollín superior corresponden a pozos que están alejados de los sitios de interconexión entre los dos yacimientos.

En los valores de presión de fondo fluente se nota una amplia dispersión de valores con mas de 3000 PSI, con la presión estabilizada del yacimiento, esa gran diferencia indica que muchos pozos que producen de Hollín están sobre-explotados, lo que explica que gran parte de ellos se conificaron rápido.

En los yacimientos U y T la presión estabilizada está mas de 2000 psi por debajo de la presión inicial de los yacimientos, lo que indica que al inicio de la explotación los pozos han producido por expansión de gas en solución, sin embargo los yacimientos tienen acuíferos activos que estabilizaron la presión después de que la expansión de gas se volvió insuficiente como mecanismo de producción, y el cambio de mecanismo a empuje lateral por el acuífero se produjo a una presión superior a la presión de burbuja en ambos yacimientos.

Los datos de presión de fondo fluente tienen un pico entre 400 y 500 psi por debajo de la presión estabilizada de los reservorios, pero en cerca del 30 % de los pozos la

caída de presión de fondo es mayor debido al daño de formación y en algunos de estos se ha observado un aumento de la relación gas-petróleo y un efecto de bloqueo de producción por liberación de gas.

Esos datos indican que en caso de pozos en buen estado la presión se mantiene por encima de la presión de burbuja o cerca de esa, no hay liberación de gas en el yacimiento o la hay solo a nivel de los disparos, muy cerca de la pared del pozo.

Dentro del presente proyecto se debe tener muy en cuenta este factor ya que es uno de los principales parámetros para cumplir el objetivo de ubicación de Pozos de Relleno. Por lo que se analizará por arenas con el fin de determinar la zona óptima dentro del Campo para implementar pozos de relleno.

2.6.1. BASAL TENA

La determinación del comportamiento de la presión del reservorio se logró con la compilación de los resultados de las pruebas de restauración de presión.

Siendo en el campo un yacimiento discontinuo que solo aparece desarrollado en algunos pozos del mismo y con un espesor promedio de 7 pies y una porosidad 15.57% en promedio se ha obtenido mediante la toma de pruebas de Build Ups.

La interpretación de las pruebas con respecto al tiempo nos han arrojado valores promedios de presión de 1244,8 PSI, se debe tener en cuenta la presencia de acuífero lateral en la parte Centro Nor-Oeste en la parte Sur Oeste.

2.6.2. NAPO

La determinación del comportamiento de la presión del reservorio en las arenas Napo "U" y "T" se logró con la compilación de los resultados de las pruebas de restauración de presión, donde se observa el comportamiento de la presión a lo largo del tiempo de inyección de agua.

Según la historia de presiones de la arena “U”, la presión de reservorio ha variado a medida que el yacimiento ha sido drenado. Esto indica un pobre sostenimiento de presiones en las zonas productoras.

El mantenimiento de la presión en la parte Centro-Norte de los yacimientos “U” y “T” se debe a los acuíferos laterales, lo cual no sucede en la parte Centro-Oeste.

En el área Centro-Oeste del yacimiento “U” se requiere ayudar a mantener la presión, ya que la mayor cantidad de pozos productores del Campo se encuentran ubicados en esta zona.

En el yacimiento “T” es necesario ayudar a mantener la presión en la parte Central del campo.

2.6.2.1. ZONAS DE BAJA PRESION

Los Mapas Isóbaricos y de datos de pruebas de presión recopilados con el paso del tiempo se ha podido observar e identificar que en las arenas “U” y “T” de las arenas Napo “U” y “T” se muestran las siguientes zonas de baja presión:

2.6.2.1.1 ARENA “U”

Presenta dos zonas de baja presión, la primera ubicada en el sector Centro-Norte del Campo en donde se tienen presiones de reservorio que van desde 1000 PSI hasta 1500 PSI. Los pozos que se encuentran dentro de esta zona son: 07, 08, 09, 11, 12, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 30, 33, 34, 36, 50, 70, 73, 74, 77, 78, 82, 85, 96, 99, 102, 103, 104, 106, 107, 114, 119, 120, 127, 134, 144 y 145; Figura. 2.1.

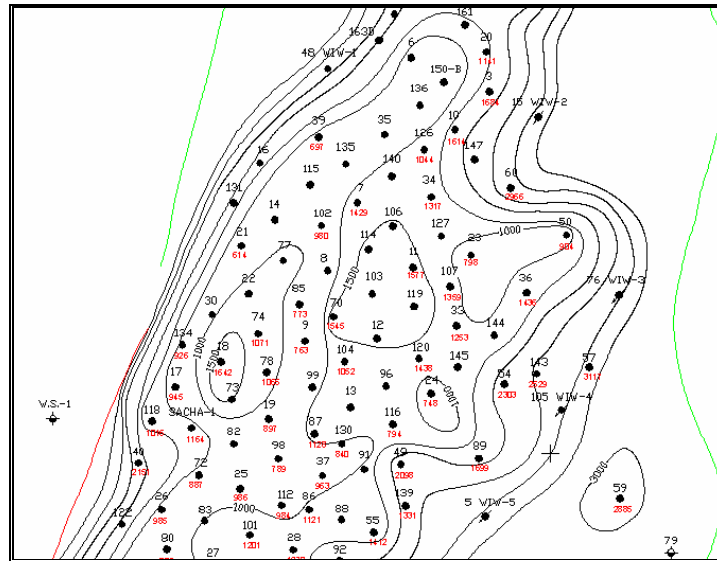


Figura 2.1 : Zona de Baja Presión, Arena U
Fuente : Ingeniería de Yacimientos, Agosto 2006, PETROPRODUCCIÓN

La segunda zona se encuentra en el sector Centro–Sur del Campo se encuentra gran parte de los pozos productores. Se tiene una presión promedio de 1000 PSI. Los pozos que se encuentran dentro de esta zona son: 01, 13, 17, 19, 25, 26, 27, 28, 29, 32, 37, 41, 42, 43, 44, 46, 47, 52, 56, 72, 73, 75, 78, 80, 81, 82, 83, 84, 86, 87, 88, 91, 97, 98, 99, 100, 101, 108, 109, 110, 111, 112, 116, 118, 124, 128, 130, 142, 158 y 159; Figura 2.2.

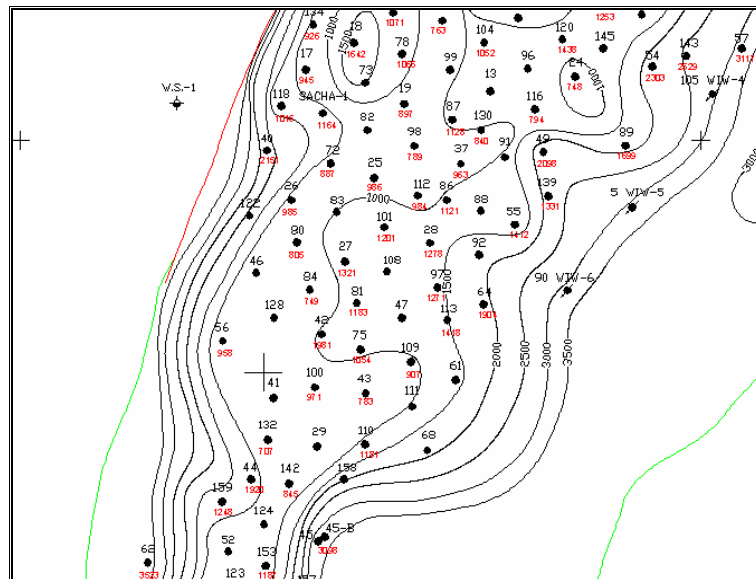


Figura 2.2. Zona de Baja Presión, Arena U
Fuente : Ingeniería de Yacimientos, Agosto 2006, PETROPRODUCCIÓN

2.6.2.1.2. ARENA “T”

Presenta dos zonas de baja presión, la primera ubicada en el sector Norte del Campo entre los pozos 6 - 29 – 15, se caracteriza por ser la zona que ha presentado la mayor caída de presión con valores promedios de 1000 PSI, Los pozos que se encuentran dentro de esta zona son: 06, 07, 35, 39, 102, 115, 126, 136, 135, 148, 150-B y 163-D;

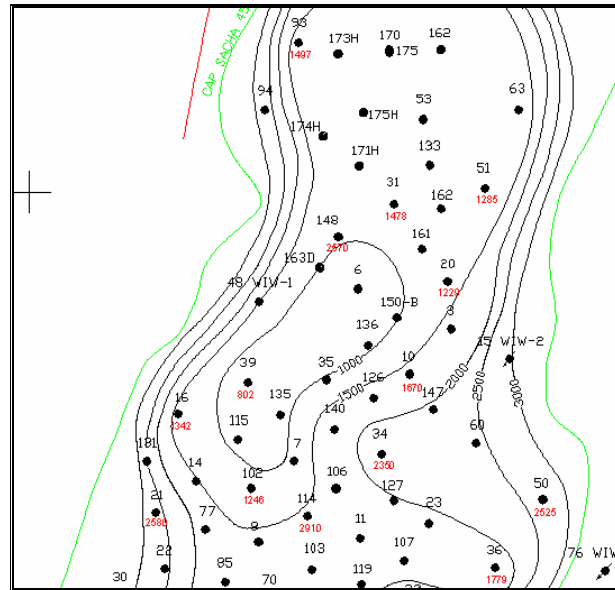


Figura 2.3. Zona de Baja Presión, Arena T
Fuente : Ingeniería de Yacimientos, Agosto 2006, PETROPRODUCCIÓN

La segunda zona ubicada en el sector Centro-Este del Campo, con presiones promedios de 1000 PSI, esta zona se caracteriza por encontrarse en la parte superior de pozos que actualmente están produciendo como son: 37, 88, 91, 139. Los pozos que se encuentran dentro de esta zona son: 13, 49, 91, 96, 104, 116 y 130; Figura 2.4.

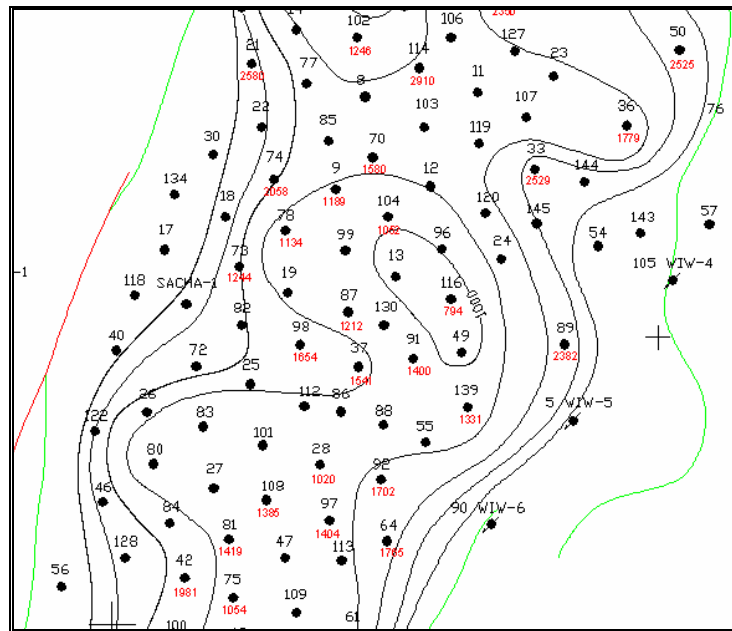


Figura 2.4. Zona de Baja Presión, Arena T
Fuente : Ingeniería de Yacimientos, Agosto 2006, PETROPRODUCCIÓN

2.6.3. ANALISIS DE PRESION DE LOS POZOS INFLUENCIADOS POR LOS INYECTORES DE LAS ARENA “U” Y “T”

- Para los pozos SA-6, SA-136, SA-35 y SA-39 cercanos al WIW-1, en “U” se tienen presiones bajas con promedios de 1150 PSI, cercano a la Presión de burbuja y para “T” se registran valores en promedio de 1280 PSI ; tomando en cuenta este comportamiento de presión no se nota una influencia marcada en este parámetro por parte del inyector WIW-1.
- Para los pozos SA-20, SA-3, SA-10, SA-147 y SA-60 cercanos al WIW-2, el soporte de presión es sostenido; la influencia del acuífero lateral presente en esta zona del campo, el rango de presión es de 1100-2500 PSI.
- Para los pozos SA-50, SA-36 y SA-144, cercanos al WIW-3, el soporte de presión es bajo en “U” con presiones variables en el orden de 1000 a 1500 PSI. Para “T” el soporte de presión es mayor debido a la presencia del acuífero que afecta a esta parte del campo, teniendo presiones en el orden de 1500-2500 PSI.
- Para los pozos SA-57, SA-143 y SA-54 cercanos al WIW-4, se siente la influencia del inyector presentándose un soporte de presión: para “U” se tiene

presiones del orden de 2300 a 3000 PSI y para “T” no existen datos de esta zona, pero los datos extrapolados del mapa indican presiones del orden de 3000 PSI.

- Para los pozos SA-89, SA-49 y SA-139, cercanos al inyector WIW-5, el soporte de presión es moderado; para “U” se tienen presiones del orden de 1300 a 2100 PSI, mientras para “T” del orden de 1300 a 2400 PSI.
- Para los pozos SA-55, SA-92 y SA-64 se siente una ligera influencia del inyector 6, pues el soporte de presión para la arena “U” es moderado de 1400 a 1900 PSI.

(ANEXO 1 Salinidades del Campo Sacha)

2.6.4. HOLLIN

En este yacimiento se tiene la presencia de dos zonas productoras que son Hollín inferior y Hollín superior con un valor de 4450 PSI, estas zonas han producido desde el inicio del campo una gran cantidad de hidrocarburos y posee acuífero de fondo que contribuye a la restauración de presión ubicándose en la actualidad en un promedio de 3300 para Hollín Superior y 4200 para Hollín inferior.

Resumiendo y tabulando los valores antes anotados en promedio se tiene en la tabla 2.5. las presiones de burbuja por arenas.

ARENA	PRESION INICIAL	PRESION ACTUAL	PRESION DE BURBUJA
NAPO U	4054	1460	1170
NAPO T	4116	1411	1310
HOLLIN SUPERIOR	4450	2389	2389
HOLLÍN INFERIOR	4450	3008	88

Tabla 2.5. Presiones promedio por arenas

Por : Diego González A.

Fuente. Informe ejecutivo, Dep. Yacimientos Quito

2.7. DESARROLLO DEL CAMPO

2.7.1. POZOS PERFORADOS

El campo Sacha fue descubierto mediante el pozo exploratorio Sacha-1 perforado en febrero de 1969, durante 1969 a 1970 fueron perforados 3 pozos de avanzada SA-2, SA-3, SA-4 con resultado positivo. El desarrollo del campo comenzó en marzo de 1971 con un espaciamiento de 250 – 100 acres. Hasta diciembre del 2006 se han perforado 187 pozos: tres han resultado secos, 6 se usan como inyectores de agua para el mantenimiento de presión de los Yacimientos “U” y “T” de la formación Napo y 113 pozos se encuentran en producción. En la tabla 2.7 se presenta un resumen del estado de los pozos.

ESTADO DE POZOS	COND. OPERAC.	# POZOS
Pozos en Producción	Flujo Natural	1
	Bombeo Hidráulico	91
	BES	21
Pozos Cerrados	Cerrados o W.O.	52
Pozos de agua	Inyectores	6
	Reinyectores	3
Pozos Abandonados	Csg. Malo colapsado o pescado	11
	Pozos Secos	2

Tabla 2.6. Estado de los Pozos Productores

Por: Diego González A.

Fuente. Ingeniería de Petróleos Sacha.

2.7.2. POZOS PRODUCIENDO

A Diciembre del 2006 el campo Sacha produce de 113 pozos de las arenas Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín. El sistema de producción del campo es principalmente por Bombeo Hidráulico con 91 pozos, también posee 1 pozo produciendo a flujo natural, 23 pozos produciendo con bombeo electrosumergible.

ARENA	PRODUCCION ACUMULADA A DICIEMBRE DE 2006		
	PETROLEO	AGUA	GAS

	BLS	BLS	MPC
BASAL TENA	15771662	1962859	2411980
NAPO U	176320446	24245480	39694132
NAPO T	83419766	14082653	24090113
HOLLIN	430687635	365044300	14309965
TOTAL	706,199.509	405,335.293	80,506.190

Tabla 2.7. Producción acumulada del Campo Sacha

Por : Diego González A.

Fuente. Ingeniería de Yacimientos, Quito.

2.7.3. POZOS VERTICALES

Desde 1969 se han perforado 173 pozos verticales, siendo el objetivo principal el incremento de producción del campo incrementando de esta manera pozos productores de las diversos como son yacimiento Hollín Inferior, Hollín Superior, Napo "U", Napo "T" y Basal Tena.

2.7.4. POZOS DIRECCIONALES

Se han perforado en el campo Sacha siete pozos direccionales: SA-154D, 155D, 163D, 172D, 174D, 176D y 177D encontrándose en producción seis menos el 174D.

2.7.5. POZOS HORIZONTALES

Se perforaron tres pozos Horizontales: SA-171H, 173H, 175H, cuyo principal objetivo fue la arena Hollín inferior (años 2001 y 2002).

2.7.6. POZOS CERRADOS

En el campo Sacha existen 47 pozos cerrados , por las siguientes causas:

- 15 CERRADOS POR ESPERA DE REACONDICIONAMIENTO
- 14 CERRADOS POR BAJO APORTE
- 18 CERRADOS POR ALTO BSW

2.7.7. POZOS ABANDONADOS O POR ABANDONARSE

Existen trece pozos abandonados, los cuales poseen placas de abandono y otros con abandono temporal, que esperan reacondicionamiento para ser abandonados definitivamente

2.7.8. POZOS INYECTORES

Preocupados por el comportamiento del Campo Sacha se realizó la primera simulación en 1982, obteniendo como resultado la posibilidad de implantar un modelo de inyección de agua. Desde Noviembre de 1986 se está inyectando agua a los reservorios Napo "U" y "T", con la finalidad de mejorar el barrido areal e incrementar el recobro de fluido in situ.

Con estos antecedentes se ha desarrollado un modelo periférico de inyección que consiste de 6 pozos ubicados al flanco de la estructura, distribuidos cinco en el Este del campo (WIW-2, WIW-3, WIW-4, WIW-5, WIW-6) y uno al oeste (WIW-1).

Hasta enero del 2003 se inyectaba a las arenas "U" y "T" agua limpia, procedente del río siendo tratada su turbidez, con el objeto de bajar el contenido de sólidos, actualmente se inyecta un 50% de agua dulce y un 50% de agua de formación producto del proceso productivo del campo, la cual proviene de la Estación Norte- 1.

En la Tabla 2.7. se muestra los volúmenes de inyección y presión de cabeza de los pozos convertidos a inyectores de agua del modelo periférico mantenido hasta la fecha:

POZO	ARENA	BLS	TOTAL	INY. DE AGUA	PRESION CABEZA
		BAPMes	BLS AGUA	BAPD	PSI
WIW-01 (antes SAC-48)	U	12.022	32.298	1002.00	920
	T	20.276		1690.00	1040
WIW-02 (antes SAC-15)	U	29.557	29.557	2463.00	720
WIW-03 (antes SAC-76)	U	38.12	73.465	3177.00	1130
	T	35.345		2945.00	500
WIW-04 (antes SAC-105)	U	36.72	57.362	3600.00	1200
	T	20.642		1720.00	1200
WIW-05 (antes SAC-05)	U	29.198	77.764	2433.00	930
	T	48.566		4047.00	850
WIW-06 (antes SAC-90)	U	31.585	31.585	2632.00	980
TOTAL INYECCION AGUA U+T				25709.00	

Tabla 2.8. Datos de Inyección de Agua en el Campo Sacha
Por : Diego González A.

Fuente. Reporte de inyección de agua Diciembre del 2006, Campo Sacha

En la Actualidad se tiene una inyección de agua a los reservorios “U” y “T” con una participación de un 20% de agua dulce y el otro 80% es el agua de formación obtenida del proceso productivo del campo y proveniente de la estación Norte-1. Se debe considerar que hasta Enero del 2003, se inyectaba únicamente agua de río a la que se le trataba su turbidez con la finalidad de disminuir la cantidad de sólidos.

2.8. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO USADOS EN EL CAMPO SACHA

Con la finalidad de extraer el mayor porcentaje de las reservas de crudo total existente en el Campo Sacha con un recobro promedio del 35%, en la actualidad, del petróleo in situ; las arenas productoras de petróleo han estado sujetas a uno o más de los métodos de producción como el levantamiento artificial que se usa cuando la energía natural de la zona de interés ya no es suficiente para fluir hasta la superficie, y; tratando de drenar una mayor área y recuperar presión se aplicó un modelo periférico de Recuperación secundaria de seis pozos.

Estos métodos contribuyen a la actividad Hidrocarburífera reflejándose directamente en el incremento de producción.

Entre los sistemas de levantamiento que tenemos en el campo se encuentran:

- **Bombeo Electrosumergible, y;**
- **Bombeo Hidráulico.**

2.8.1. Bombeo Electrosumergible

El principio de operación se basa en el movimiento centrífugo de la bomba subsuperficial, que se produce por medio de un motor eléctrico. La bomba centrífuga convierte la energía proveniente del motor eléctrico en energía dentro del fluido a ser bombeado hasta la superficie.

2.8.1.1. Componentes del Equipo

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible se pueden dividir en equipo superficial y equipo subsuperficial.

2.8.1.2. Equipo superficial

Fundamentalmente, el equipo de superficie se compone de un banco de transformación eléctrica, un panel de control, una caja de conexiones, y un cabezal de boca de pozo.

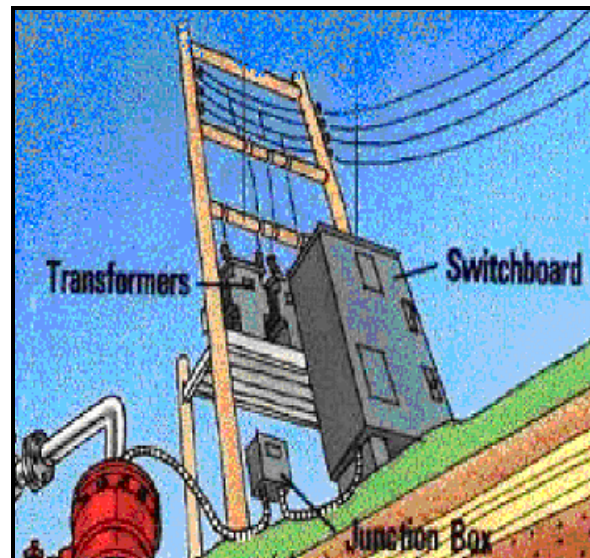


Figura 2.5. Equipo de Superficie de Bombeo electrosumergible
Fuente : Manual de Centrilift

2.8.1.3. Equipo subsuperficial

De manera general, el equipo empleado en el subsuelo se compone fundamentalmente de una válvula de retención, una válvula de drenaje, el cable de potencia, la bomba, "intake" o separador de gas, una sección sellante, el motor eléctrico y sensores.

2.8.2. Bombeo Hidráulico

El principio fundamental aplicado al bombeo hidráulico en el subsuelo es la Ley de Pascal, la misma que explica que: “La presión aplicada sobre cualquier punto de un líquido contenido se transmite, con igual intensidad, a cada porción de fluido y a las paredes del recipiente que lo contiene”.

La aplicación de este principio permite transmitir presión desde la superficie, mediante una tubería llena de líquido, hasta cualquier número de puntos dentro de un pozo de petróleo.

2.8.2.1. Componentes del equipo

Los Componente del sistema de bombeo hidráulico se pueden dividir para fines de estudio en equipo superficial y en equipo subsuperficial.

Equipo Suerficial.- Se describen lo componentes en superficie de una unidad situada en el pozo o en la estación de bombeo, la misma que consiste de:

- Tanques de fluido motriz
- Bombas múltiples de alta presión
- Válvula de control de cabeza

2.8.2.1.1. Fluido motriz

En el bombeo hidráulico, el proceso de generación y transmisión de energía requerida para levantar el petróleo hasta la superficie, se lo realiza mediante un fluido, conocido como “fluido motriz”, el mismo que es inyectado a presión por medio de una unidad de potencia. Se puede utilizar petróleo o agua como fluido motriz.

2.8.2.2. Equipo subsuperficial

El principal elemento del equipo subsuperficial es la Bomba Hidráulica que se la tiene de dos clases:

- **Tipo de Pistón.-** Esta unidad de bombeo consta de tres elementos básicamente: un motor hidráulico con pistón de doble acción, una válvula motriz que regula el flujo de fluido motriz al motor, y una bomba hidráulica también como pistón de doble acción.

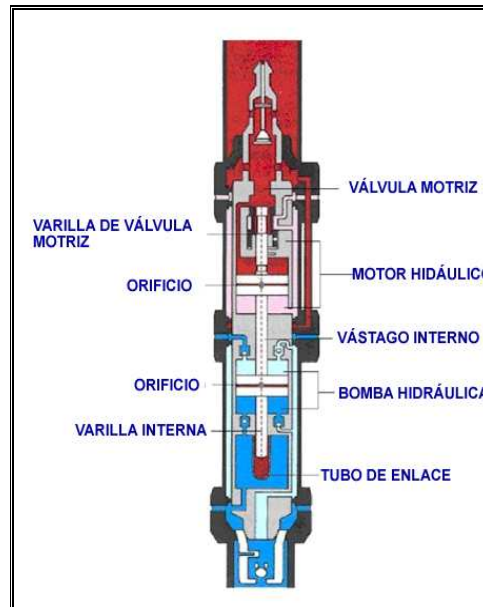


Figura 2.6. Bomba hidráulica tipo pistón

Fuente : Sistemas de Levantamiento Artificial, Kermit Brown

- **Tipo Jet.-** Esta unidad de bombeo consta de tres elementos básicos una tobera o jet, una cámara de mezclado o garganta y un difusor.

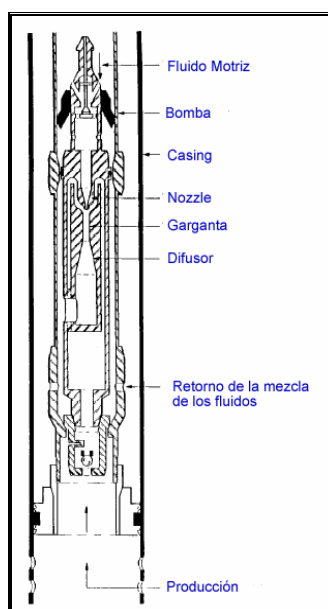


Figura 2.7. Bomba hidráulica tipo jet
Fuente : Sistemas de Levantamiento Artificial, Kermit Brown

Las areniscas productoras del Campo Sacha provienen de depósitos marinos de edad cretácica, entre las principales arenas productoras son Hollín, Areniscas Napo “T” y “U” , de la formación Napo y, además también se tiene producción del yacimiento Basal Tena de manera aislada ya que aparece como una capa discontinua en el campo.

A la fecha se posee una producción promedio de 45700 BPPD , que provienen de los reservorios Basal Tena, “U” y “T” de la formación Napo y de la formación Hollín.

Se han realizado varios trabajos con el fin de incrementar la producción de este Campo, el segundo más grande y productivo del Distrito Amazónico superado solo por Shushufindi.

Se empieza a producir en 1972, con todas las facilidades que ofrece un campo nuevo, pero el paso del tiempo, explotación y por ende la depletación de las arenas productoras logran cambiar presiones de fondo y propiedades que facilitan la producción del Campo.

2.9. ANALISIS DE RESERVAS

El Campo Sacha es el segundo campo más grande de la Cuenca Oriente, con un total calculado del Petróleo Original en Sitio (POES) de 3451 millones de barriles distribuidos de la siguiente manera: el 61,93% localizado en Hollín, el 36% en Napo y el 2% en Basal Tena; las reservas recuperables se han calculado en 1198 millones de barriles con un factor de recobro en promedio del 34.13%, las reservas recuperadas acumuladas son de 706,2 millones de barriles.

Tomando en cuenta el porcentaje de reservas recuperado menor al 35% se recomienda la ubicación de pozos de relleno con el fin de extraer reservas entrampadas por el proceso de producción entre pozos productores, logrando de

esta manera incrementar el volumen de reservas recuperadas de las arenas productoras.

2.9.1. PETRÓLEO EN SITIO (POES)

Es el volumen almacenado total de petróleo almacenado en el espacio poroso de un yacimiento, puede variar a medida que se dispone de mayor información, usando inicialmente métodos volumétricos y luego balance de materiales.

$$N(\text{POES}) = 7,758 * A * h * \Phi * (1 - S_w) \dots \dots \dots (9)$$

N = Petróleo original en sitio (Bls)

A = área (acres)

H = espesor (pies)

Φ = porosidad (%)

S_w = saturación de agua (%)

2.9.2. RESERVAS ORIGINALES

Son los volúmenes de hidrocarburos que pueden ser extraídos como resultado de la producción económica. Estas reservas se determinan multiplicando el petróleo en sitio calculado a condiciones de superficie por un factor de recobro (FR) así:

$$N_{\text{ORIGINAL}} = (\text{POES} / \beta_{oi}) * FR \dots \dots \dots (10)$$

N_{ORIGINAL} = Reservas Originales (Blsn)

POES = Petróleo original en sitio (Bls yac)

β_{oi} = Factor volumétrico de petróleo inicial (Bls yac/Blsn)

FR = factor de Recobro (%)

2.9.3. RESERVAS REMANENTES:

Son los volúmenes de hidrocarburos recuperables cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

$$R \text{ REM} = N \text{ ORIGINAL} - \text{Producción . Acumulada} \dots\dots\dots(11)$$

R REM = Reservas Remanentes (Blsn)

N ORIGINAL = Reservas Originales (Blsn)

Produc. Acum. = (Blsn)

Las reservas oficiales originales y remanentes al 1 de enero del 2007 para cada arena se encuentran determinadas en la siguiente tabla:

YACIMIENTO	VOLUMEN IN SITU (BLS)	FACTOR RECOBRO (%)	RESERVAS ORIGINALES (BLS)	PRODUCCION ACUMULADA (BLS)	RESERVAS REMANENTES (BLS)	% RECUPERADO
BASAL TENA	67,692,332	26.03	17,620,314	15'771.662	1'848.305	23.3
NAPOU	762,615,924	39.92	304,436,277	176'320.446	128'115.831	23.12
NAPOT	483,325,941	38.26	184,920,505	83'419.766	101'500.739	17.26
HOLLIN	2,137,516,953	32.33	691,059,231	430'687.635	260'371.596	20.15
TOTAL	3,451,151,150		1,198,036,327	706'199.509	491'836.471	20.46

Tabla 2.9. Reservas del Campo Sacha
Por : Diego González A.
Fuente. Ingeniería de Yacimientos, Quito

CAPITULO 3

3. DETERMINACION DE LA UBICACIÓN DE LOS POZOS DE RELLENO EN EL CAMPO SACHA

En el desarrollo del campo Sacha en principio se tuvo como principal objetivo la explotación de las arenas Hollín y Napo que luego de ser probados en sus diferentes zonas productoras resultaron muy buenas, la producción conjunta de varias arenas en un mismo pozo simultáneamente trajo como resultado la conificación de los pozos haciendo que este comportamiento se repita en la mayoría de los pozos de la parte central del campo quedando por sobre entendido que debido a este criterio utilizado en el inicio del desarrollo del campo quedaron gran cantidad de reservas entrampadas entre los pozos productores, cuando el campo paso a manos del estado ecuatoriano y con la creación de PETROECUADOR, la Dirección Nacional de Hidrocarburos se realizo un análisis técnico sobre el aporte que pueden tener los pozos cuidando la energía del yacimiento como prioridad del Estado.

El presente proyecto se determinaron posibles zonas para perforar con el objetivo de recuperar reservas entrampadas entre pozos productores las cuales serán analizadas de forma técnica en el desarrollo del presente capítulo.

Dentro de las condiciones óptimas para poder definir zonas que se ajusten a los posibles lugares para ubicar pozos de relleno podemos definir los siguientes objetivos a cumplir:

- Que garanticen aceleración de la producción,
- Que impliquen incremento de producción inmediata.
- Que representen seguridad de presencia de hidrocarburos(Buena cantidad de hidrocarburos entrampada),
- Que sean económicamente Rentables (Representen una inversión justificada con relación al recobro de capital).
- Que se incremente el volumen de reservas recuperables y aumentar el factor de recobro.

Tomando en cuenta estos términos se analizará el Campo con el fin de determinar zonas en las cuales se puede ubicar pozos que cumplan con las condiciones expuestas de manera técnica y económicamente óptima.

3.2.2. ZONA CENTRO

Esta es la parte mas alta del campo, se sabe que los pozos han producido de las arenas U y T; y en su totalidad han tenido producción de la arena Hollin, la mayoría han sido cambiados de zona productora antes de haber alcanzado un alto corte de agua y todos tienen reservas no explotadas en ese yacimiento, en esta zona también se encuentran los mejores productores de U y T, para esta zona se encuentra orientado el pozo 5 que esta completado como inyector pero esta demostrado que no actúa, al no tener influencia sobre los pozos vecinos descartando problemas en los pozos planteados para esta zona, también se sabe que la zona del yacimiento Hollín esta muy poco explotada por lo que se justifica la perforación de los pozos de relleno.

Debido a que la zona en la que se encuentran los pozos de relleno 3 y 4 propuestos en el presente proyecto están ubicados en una zona de baja presión se ha analizado la posibilidad de implementar para esta zona un pozo vecino que seria recompletado como inyector de agua para las arenas U y T, teniendo en cuenta que la ubicación de este facilitara la eficiencia de barrido areal para los pozos antes mencionados.

De esta manera se ha visto como candidato al pozo SAC-73 debido a que su historial de producción nos indica que es un pozo ya cerrado desde 1993 por bajo aporte, aun armado con líneas de producción y en conexión con la estación Central desde donde se bombea el agua para los demás pozos que se encuentran desarrollados en el modelo periférico de inyección diseñado para Sacha convirtiéndose en buen candidato para convertirse en inyector.

3.2.2.1. ANALISIS DE LOS POZOS VECINOS AL POZO DE RELLENO # 3

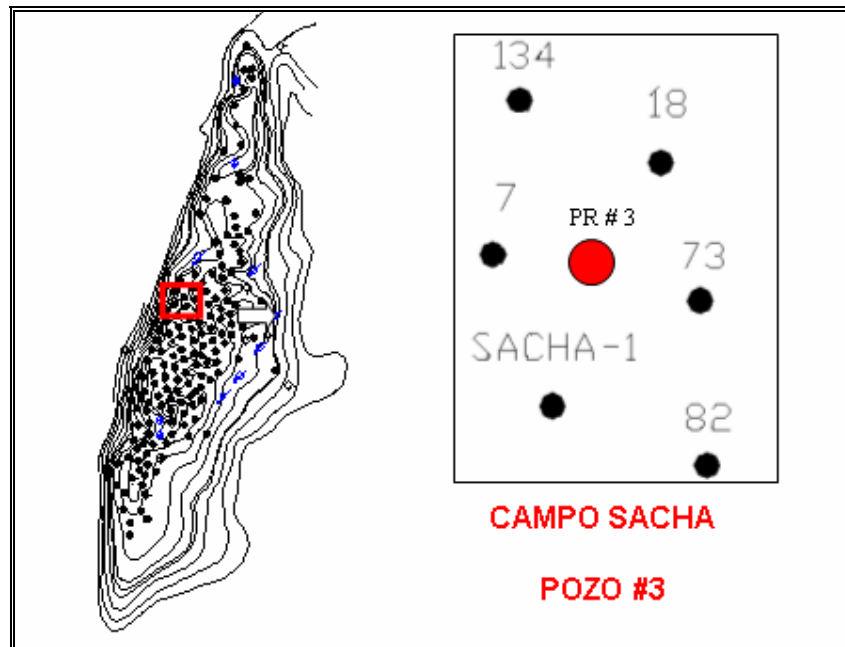


Figura 3.3. Ubicación de Pozo de Relleno N°3
 Por : Diego González Almeida

CONCLUSION DE LOS POZOS VECINOS AL POZO DE RELLENO # 3

El comportamiento de la producción de los pozos vecinos al pozo de relleno 3 es normal, las principales arenas puestas en producción en la zona son las arenas U, T y H, las que poseen una presión promedio de 1050 PSI para la arena U, 1180 PSI para la arena T y 2043 PSI para Hollín esta con la presencia de un acuífero activo de fondo respectivamente, con reservas explotables en las arenas presentes el BSW ha ido creciendo paulatinamente con la producción de los pozos vecinos conificando algunas arenas de los pozos productores. La baja presión en la zona nos obliga incrementar la presión de fondo mediante la ubicación de un pozo inyector que será el SAC-73, el mismo que ayudara a producir de mejor manera haciendo mas eficaz el barrido areal e incrementando la presión de fondo con la inyección de agua para las arenas U y T.

3.2.2.2. ANALISIS DE LOS POZOS VECINOS AL POZO DE RELLENO # 4

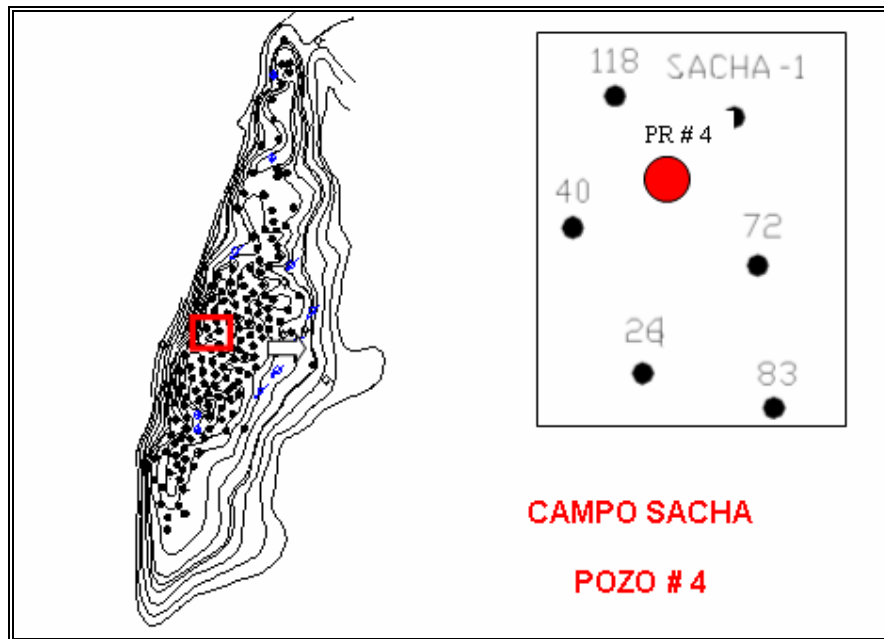
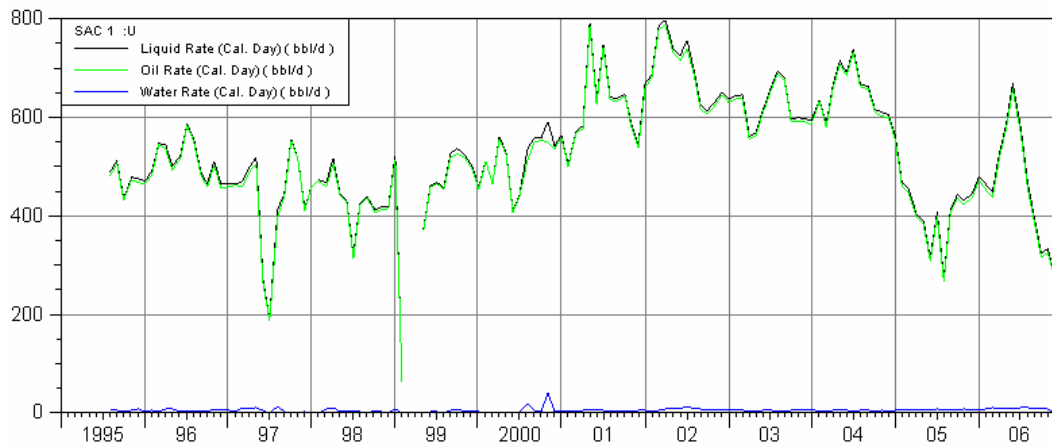


Figura 3.4. Ubicación de Pozo de Relleno N° 4
 Por : Diego González Almeida

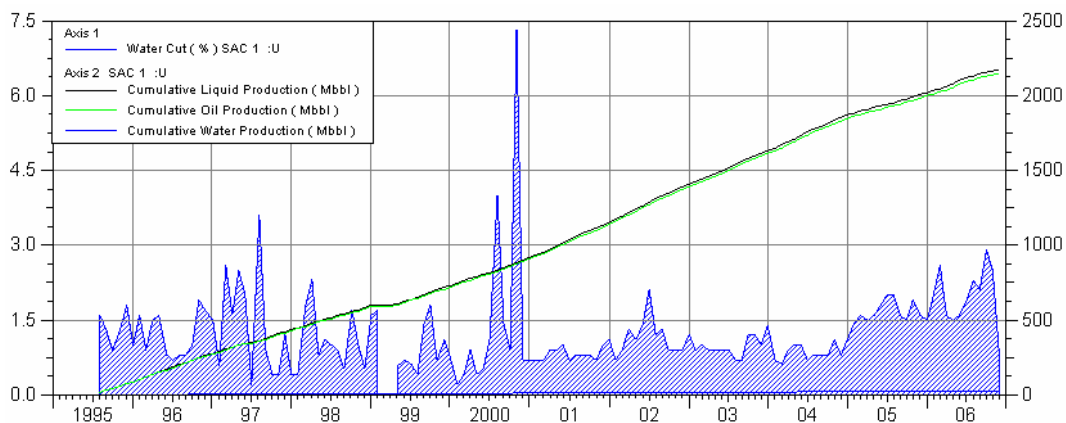
ANALISIS DEL POZO SACHA 1

Se perfora en octubre 25 de febrero de 1969 comienza su producción de la arena Hollín con 2880 BPPD con 9.5% de BSW en marzo de 1973 se suman a producción las arenas U+T+H incrementándose la producción hasta alcanzar los 3448 BPPD con 14% de BSW luego de haber producido casi por 6 años de estas arenas, se aila las zonas por el alto corte de agua que alcanzo un 80% y se produce solo de Hollín, en marzo de 1993 empieza a producir de Hi con 1968 BPPD y un BSW de 18% a flujo natural produce con declinación normal hasta octubre del 2001, en abril del 2002 se encontraba produciendo 159 BPPD con 90% de BSW, se somete a W.O. para sacar BHA de fondo, correr registro de casing y desviación e inclinación, en las operaciones se encontró varias obstrucciones al realizar limpieza , al sacar la herramienta luego de haber bajado broca PDC y SCRAPER teniendo varias obstrucciones el pozo no aporta y queda cerrado. En la actualidad esta produciendo de la arena U con un cauda de 370BPPD y un 2% de BSW.



Historial de Producción, Arena U, Sacha 1

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito.



Producción Acumulada, Arena U, Sacha 1

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito.

CONCLUSION DE LOS POZOS VECINOS AL POZO DE RELLENO # 4

El comportamiento de la producción de los pozos vecinos al pozo de relleno 4 es normal, las principales arenas puestas en producción en la zona son las arenas U, T y H, las que poseen una presión promedio de 1050 PSI para la arena U, 1180 PSI para la arena T y 1760 PSI para Hollín, posee reservas explotables en las arenas presentes, el BSW ha crecido directamente con la producción de los pozos productores existentes.. La baja presión en la zona obliga la ubicación de un pozo inyector, SAC-73, el mismo que influenciara a los pozos SAC- 1, SAC-40, SAC-26 y SAC-72 existentes como pozos de segunda línea logrando luego de su ejecución

hacer que el pozo de relleno #4 pueda producir de mejor manera haciendo mas eficaz el barrido areal e incrementando la presión de fondo con la inyección de agua para las arenas U y T.

3.2.3. ZONA SUR

En esta zona se ha analizado los pozos vecinos y su producción de la arena Hollín inferior, en la cual se nota una declinación normal de la producción con un brusco aumento en septiembre del 2004 y en mayo del 2006. Ese fuerte aumento de producción de petróleo coincide con una baja importante del corte de agua, de 9 a 0.5 % en el primer caso y de 40 a 0.4 % en el segundo. Ese fenómeno corresponde probablemente al rompimiento de un bloqueo de agua que se debía a un daño de perforación, en ese caso no hubo una lenta declinación negativa de la producción como en el yacimiento T que tiene baja presión, el yacimiento Hollín superior mantiene una presión alta durante su explotación porque tiene un acuífero muy activo, eso puede explicar la diferencia de comportamiento entre los pozos que producen de T y los de Hollín cuando proceden a eliminar naturalmente el daño de perforación.

3.2.3.1. ANALISIS DE LOS POZOS VECINOS AL POZO DE RELLENO # 5

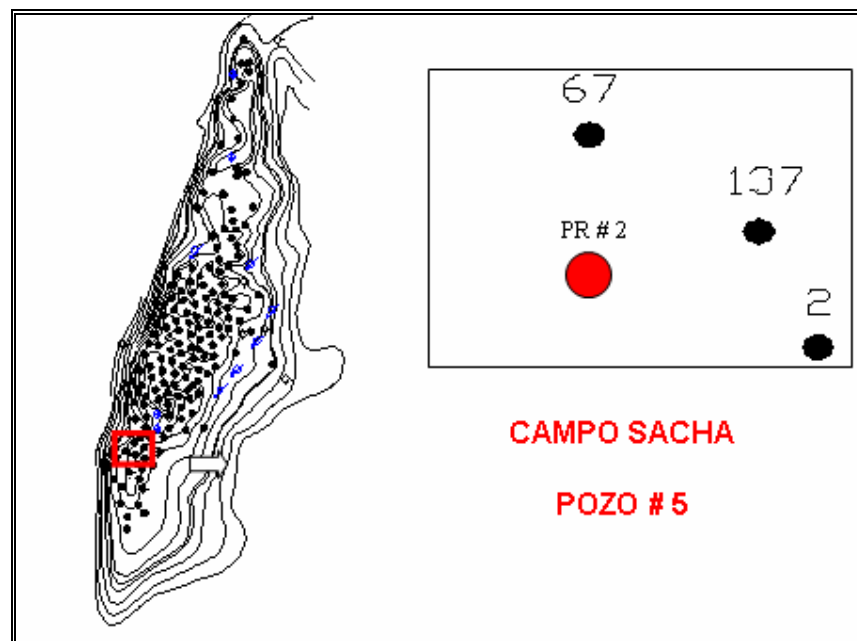


Figura 3.5. Ubicación de Pozo de Relleno N° 5
Por : Diego González Almeida

CONCLUSION DE LOS POZOS VECINOS AL POZO DE RELLENO # 5

El comportamiento de la producción de los pozos vecinos al pozo de relleno 5 es muy buena teniendo potenciales bastante significativos con altos aportes restringidos por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, en esta zona se ha producido de todas las arenas con una presión promedio de 1250 PSI para la arena U, 1480 PSI para la arena T y 2760 PSI para Hollín, sin presentar problemas de presión para la producción, el BSW ha crecido directamente con la producción de los pozos productores existentes. Se encuentra limitada la zona de influencia en la parte sur por una falla, que nos permite tratar a esta zona como una escama independiente de la parte Sur del Campo Sacha.

3.3.1. DETERMINACIÓN DEL ÁREA DE DRENAJE

Cuando el área de drenaje es determinada a través de su radio de drenaje la fórmula a usar es la siguiente:

$$A = \frac{\pi * (Rd)^2}{C} [acres] \dots \dots \dots (12)$$

$$C_1 \text{ es un factor de conversión} = 4.047 \left[\frac{m^2}{acres} \right]$$

Rd = Radio de drenaje (m)

Para el presente trabajo el cálculo del área de drenaje se lo realizó considerando la producción acumulada de cada uno de los pozos vecinos por arena productora, y del despeje de la ecuación de producción de petróleo mediante el método volumétrico, que es la siguiente:

$$Np = \frac{7758 * Ax * h * \Phi * (1 - Sw)}{\beta o} * FR \dots \dots \dots (13)$$

Los datos de obtención de las áreas drenadas son detallados en el ANEXO 2

3.4. CONTINUIDAD

3.4.1 ANISOTROPIA

Considerando el comportamiento real de la arena productora se debe tener en consideración los criterios de anisotropía en la cual las propiedades varían con la dirección, tomando en cuenta que propiedades como la permeabilidad y la porosidad no son las mismas en todas las direcciones. De esta manera la ubicación del pozo de relleno se la realizara en la zona que tenga menor interferencia, pero que garantice continuidad de las arenas a ser evaluadas.

Los valores de permeabilidad y de porosidad se han obtenido de las pruebas de presión y del estudio de simulación del campo del año 1999.

3.4.1.1. CONTINUIDAD DE LA ARENA PRODUCTORA

Para la determinación de la continuidad de la arena productora se trabaja con la interpretación de los registros eléctricos de los pozos vecinos a los propuestos como de relleno, de tal manera que la ubicación para la perforación de este sea donde exista continuidad de la arena productora, asegurando la producción de petróleo con parámetros similares a los que producen en las zonas contiguas a los pozos propuestos.

3.4.1.1.1. CONTINUIDAD PARA EL POZO DE RELLENO N ° 1

Entre los vecinos al pozo de relleno N° 1 se tiene los pozos 125, 117, 71, 177, 121 y 66, en todos los pozos de esa zona existe la presencia de la arena U, la cual tiene un espesor bastante constante en el área, entre 25 y 35 pies, casi a la misma profundidad en todos, las propiedades petrofísicas de estos son muy similares, en la tabla 3.7. se presentan los datos de profundidad de los topes a las arenas de estos pozos.

TOPES ZONAS PRODUCTORAS					
Zona	66	71	117	121	125
Hollín inferior	9937	9952	9965	9967	9948
Hollín Superior	9897	9889	9916	9923	9904
T inferior	9752	9726	9748	9754	9739
T Superior	9702	9672	9693	9700	9688
U inferior	9534	9496	9526	9536	9528

Tabla 3.2: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

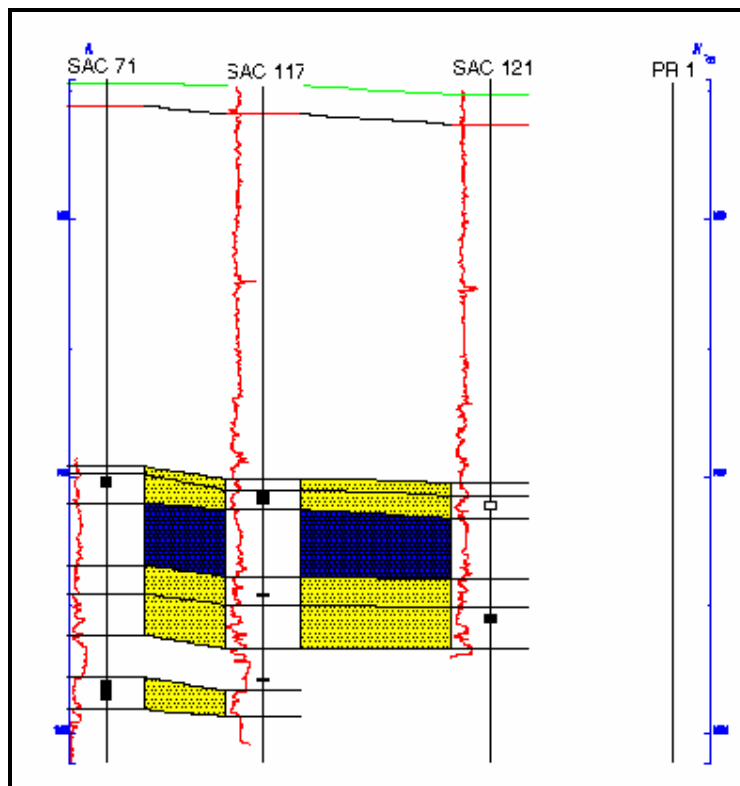


Figura 3.6 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N°1

Por: Diego González

3.4.1.1.2. CONTINUIDAD PARA EL POZO DE RELLENO N° 2

Entre los pozos vecinos al pozo de relleno N° 2 se tiene los pozos 117, 71 y 38, para esta zona se tiene la presencia de las arenas U y T donde todas las zonas productivas se encuentran casi a la misma profundidad, la orientación de la perforación del pozo se la da para el sur este de la ubicación de los pozos 117 y 71 donde ya se tiene la presencia de la arena T muy bien definida, que serviría para la optimización de drenaje de esta zona, la cual es drenada solo por el pozo 38, las propiedades petrofísicas de estos son muy similares, en la tabla 3.3 se presenta los datos de profundidad de los topes de las arenas de estos pozos.

TOPES ZONAS PRODUCTORAS			
Zona	38	71	117
H inferior	9898	9952	9965
H superior	9862	9889	9806
T inferior	9718	9726	9748
T superior	9666	9672	9693
U inferior	9493	9496	9526

Tabla 3.3: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

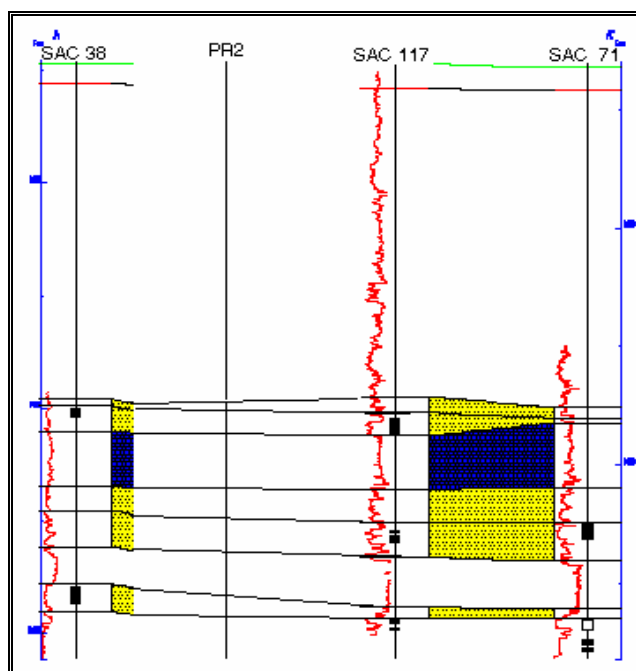


Figura 3.7 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N° 2

Por: Diego González

3.4.1.1.3. CONTINUIDAD ENTRE LAS ARENAS U Y T PARA EL POZO DE RELLENO N° 3

Para el análisis de este pozo se ha tomado los pozos vecinos 1 , 18, 73, 82, 117 y 134, el indicativo de la parte mas alta es el pozo 117 el cual registra los topes y bases de las arenas existentes en la zona a menor profundidad pero con propiedades similares y espesores de arena similares, es una zona con la arena U muy bien definida y continua y se tiene la presencia de todas las arenas productoras del distrito pero de U se ha producido sin dificultad durante mucho tiempo, garantizando la existencia de hidrocarburo en la zona.

ZONAS PRODUCTORAS						
Zona	1	18	73	82	117	134
H inferior	9814	9800	9806	9816	9965	9890
H superior	9743	9745	9748	9754	9826	9820
T inferior	9587	9588	9580	9593	9748	9644
T Superior	9528	9509	9505	9528	9693	9574
U inferior	9337	9348	9358	9335	9526	9415

Tabla 3.4: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

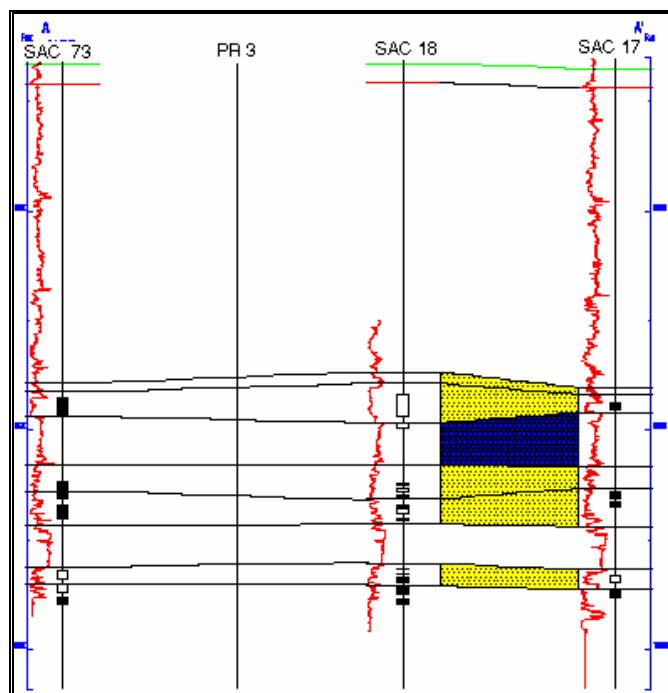


Figura 3.8 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N° 3
Por: Diego González

3.4.1.1.4. CONTINUIDAD ENTRE LAS ARENAS U Y T PARA EL POZO DE RELLENO N° 4

Para el análisis de este pozo se ha tomado los pozos vecinos 26 , 40, 72, 83, 118 y 1, el indicativo de la parte mas alta es el pozo 117 el cual registra los topes y bases de las arenas existentes en la zona a menor profundidad pero con propiedades similares y espesores de arena similares, es una zona con la arena U muy bien definida y continua y se tiene la presencia de todas las arenas productoras del distrito pero de la arena U se ha producido sin dificultad, garantizando la existencia de hidrocarburo en la zona.

TOPES ZONA PRODUCTORA						
Zona	26	40	72	83	118	1
H inferior	9801	9871	9802	9872	9869	9814
H superior	9764	9812	9746	9822	9816	9743
T inferior	9601	9661	9578	9650	9670	9587
T superior	9524	9584	9537	9596	9610	9528
U inferior	9350	9399	9316	9401	9413	9337

Tabla 3.5: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

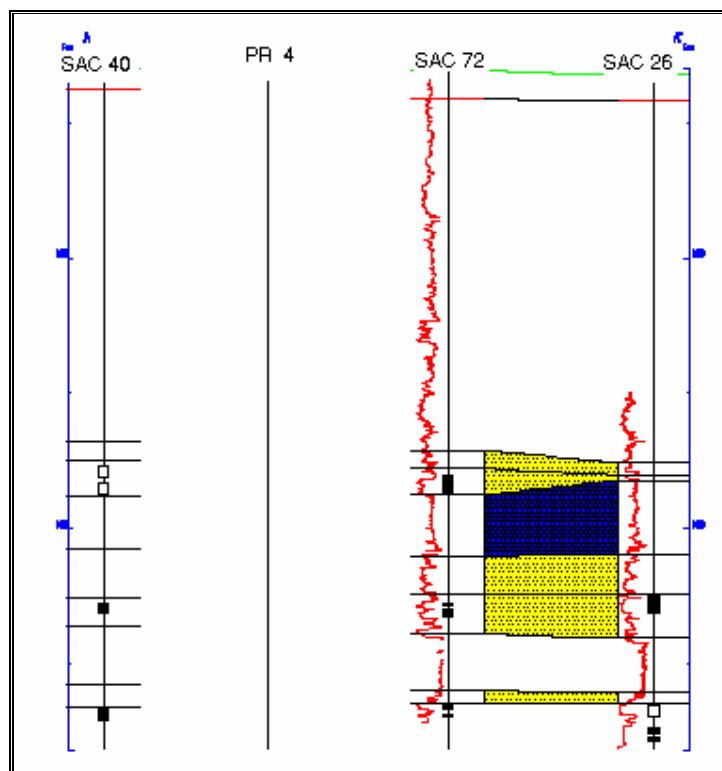


Figura 3.9 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N° 4
Por: Diego González

3.4.1.1.5. CONTINUIDAD ENTRE LAS ARENAS U Y T PARA EL POZO DE RELLENO N° 5

El pozo de relleno N° 5 se encuentra ubicado en la parte sur del campo, zona en la que mediante el análisis de registros eléctricos se determina la existencia de todas las arenas productoras, para esta zona se tiene la presencia de una falla en el cruce del río donde aísla a la zona en análisis que proyecta como principal objetivo la arena U, con parámetros muy similares entre los pozos vecinos.

TOPES ZONA PRODUCTORA			
Zona	2	67	137
Hollín inferior	9843	9819	9829
Hollín Superior	9769	9796	9782
T inferior	9632	9615	9618
T Superior	9557	9545	9542
U inferior	9412	9367	9386

Tabla 3.6: Topes de las Arenas Productoras del Campo Sacha

Por: Diego González A.
Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

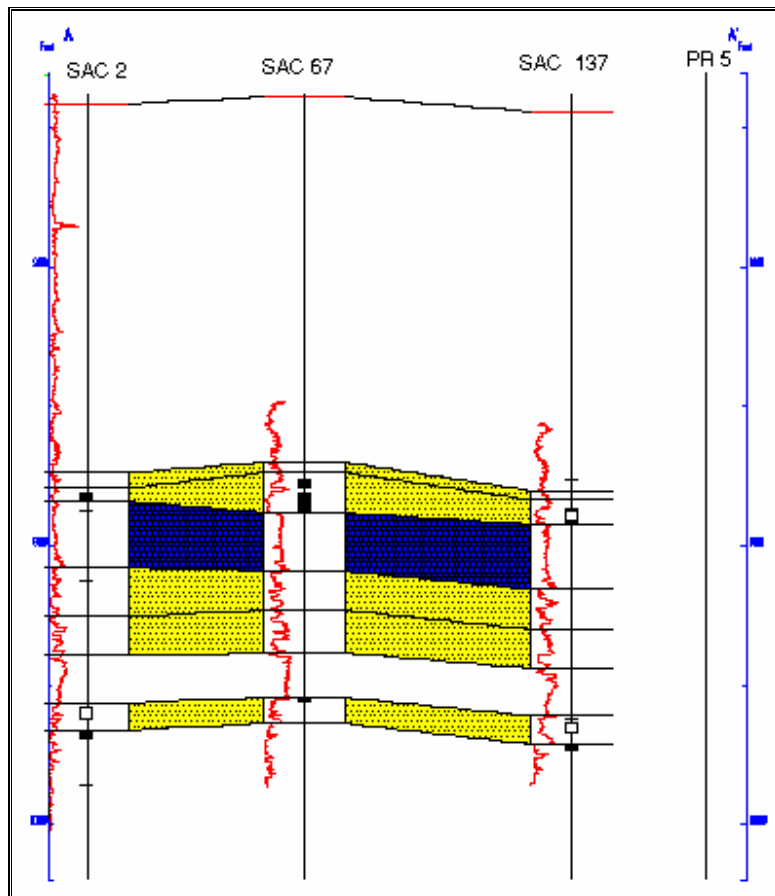


Figura 3.10 Continuidad de las arenas para el pozo de relleno N° 5
 Por: Diego González

3.5. ANALISIS DE INTERFERENCIA ENTRE POZOS

El objetivo fundamental en el análisis de interferencia de pozos es determinar si dos o más pozos tienen comunicación de presión en el mismo yacimiento, si la comunicación existe podremos verificar cuantitativamente el valor de la caída de presión en los pozos vecinos por la producción de el pozo de relleno propuesto.

En estos tipos de pruebas se requiere al menos un pozo activo que en nuestro caso será el pozo propuesto y al menos un pozo de observación, que en nuestro caso serán los pozos vecinos al pozo propuesto.

Una prueba de interferencia se efectúa inyectando o produciendo fluidos desde uno o más pozos (pozo activo) y observando la respuesta de la presión de fondo en otro

u otros pozos (pozo de observación). En la figura 3.11 se representa esquemáticamente el comportamiento de drenaje que espera un pozo de relleno.

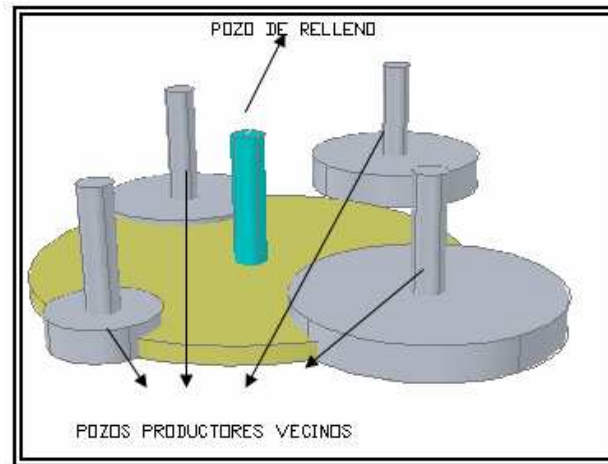


Figura 3.11. Esquema de interferencia para pozos de relleno
Por Diego González A.

El análisis de la interferencia de pozos puede resultar sencillo si se considera que la zona en la que se va a trabajar es homogénea, pero en la realidad la heterogeneidad del yacimiento nos juega un papel sumamente importante en el análisis de interferencia.

El comportamiento de la presión en el transcurso del tiempo si existiera interferencia será directamente proporcional a la producción del pozo que vaya a entrar en actividad.

La caída de presión a un radio r (en el pozo de observación) resultante de la producción del pozo activo que produce a un caudal q , en un yacimiento que esta inicialmente a una presión uniforme P_i , puede calcularse cuantitativamente mediante la ecuación 14.

$$\Delta P = \frac{qx\mu\beta_0}{14.16xKxh} x Ei\left(\frac{-r^2}{4x\eta xt}\right) \quad \eta = \left(\frac{6.32xK}{\mu C_e x \phi}\right) \dots\dots\dots(15)$$

si

$$Ei\left(\frac{-r^2}{4x\eta xt}\right) = Ln\left(\frac{r^2}{4x\eta xt}\right) + 0.577 \quad \text{si} \quad \left(\frac{-r^2}{4x\eta xt}\right) < 0.02 \dots\dots\dots(16)$$

Donde:

Q = Caudal de petróleo (bls)

U = viscosidad (cp)

Bo = Factor Volumétrico del petróleo (BY/BF)

K = Permeabilidad (Darcys)

H = Espesor de la zona productora (ft)

R = Distancia entre el pozo de relleno y los pozos vecinos (ft)

T = tiempo de retardo (días)

Ce = Compresibilidad efectiva del petróleo (psi-1)

Por = Porosidad (%)

Es sumamente importante realizar el análisis de interferencia con respecto a los pozos a perforarse, ya que estos indicarán el grado de comunicación de fluidos.

Se dice que existe interferencia cuando la producción de un pozo vecino disminuye la presión del pozo, necesitando una mayor presión diferencial para producir a una rata fijada, en comparación con la de otro pozo que no estuviera en producción.

Para la determinación de este parámetro se realizó el cálculo promedio de distancias a las que se encuentra el pozo de relleno propuesto; el valor de la permeabilidad se lo calculó mediante las ecuaciones que definen el comportamiento de esta según la simulación del Campo Sacha del año 1999.

3.5.1. TIEMPO DE RETARDO

Es el tiempo transcurrido para que el radio de investigación correspondiente al cambio de tasa en el pozo activo alcance al pozo de observación, este valor modula la influencia del diferencial de presión entre los pozos, para nuestro análisis será de 10 días, tiempo otorgado por el Departamento de Yacimientos según la simulación del campo en parámetros de continuidad y movilidad de fluidos.

En el caso de existir discontinuidades en el reservorio causada por fallas geológicas o estratigráficas entre el pozo productor y el de observación no se podrá grabar un incremento o decremento de presión. Por otro lado, la permeabilidad direccional no

es confiable cuando existe una diferencia sustancial entre el incremento o decremento de presión entre presiones grabadas en pozos que equidistan al pozo productor o inyector.

Ejemplo de Cálculo

Donde:

$$Q = 700 \text{ (bls)}$$

$$U = 2.49 \text{ (cp)}$$

$$Bo = 1.203 \text{ (BY/BF)}$$

$$K = 0.424 \text{ (Darcys)}$$

$$H = 30 \text{ (ft)}$$

$$R = 2903 \text{ (ft)}$$

$$T = 10 \text{ (días)}$$

$$Ce = 4.49 \times 10^{-6} \text{ (psi-1)}$$

$$Por = 15.36 \text{ (\%)}$$

$$\eta = \left(\frac{6.32 \times 0.424}{2.49 \times 4.49 \times 10^{-6} \times 0.1536} \right) = 1562276,39$$

$$\Delta P = \frac{700 \times 2.49 \times 1.203}{14.16 \times 0.424 \times 30} \times Ei \left(\frac{-2903^2}{4 \times 1562276,39 \times 10} \right)$$

$$= 16.58 \text{ psi}$$

Con este procedimiento los valores obtenidos para los pozos de relleno son los siguientes:

INTERFERENCIA	
Pozo	ΔP en pozos vecinos
1	35.78232918
2	51.22292102

3	49.96096886
4	52.43544157
5	55.32227434

Tabla 3.7: Interferencia de pozos de relleno del Campo Sacha

Por: Diego González A.

En el ANEXO 3 se detalla los datos para el cálculo de la Interferencia usados en la tabla 3.7.

3.6. COORDENADAS DE LOS POZOS DE RELLENO

Luego de haber realizado el análisis de interferencia, se pudo observar que no existe mayor incidencia de caída de presión en los pozos vecinos si se los ubica en las coordenadas detalladas en la tabla 3.12. (ANEXO 4, mapa de ubicación de pozos de relleno).

POZO	COORDENADAS EN X	COORDENADAS EN Y
PR 1	295248.04	9978323.32
PR 2	294717.37	9977508.64
PR 3	290973.59	9964030.64
PR 4	290495.38	9962901.9
PR 5	289271.96	9956111.58

Tabla 3.8: Coordenadas de los pozos propuestos en el Campo Sacha

Por: Diego González A.

3.7. RESERVAS ESTIMADAS DE LOS POZOS PROPUESTOS

Para el calculo de reservas se uso el método volumétrico mediante la aplicación de la ecuación 15 para la cual necesitamos valores estimados de variables calculadas mediante promedios de los pozos vecinos. Los parámetros usados en la formula volumétrica son:

$$N(\text{BN}) = \frac{7,758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w) \times \text{FR}}{\text{Boi}} \dots\dots\dots(17)$$

N = Petróleo original en sitio (BN)

A = área (acres)

h = espesor (pies)

Φ = porosidad (%)

S_w = saturación de agua (%)

Fr = Factor de recobro (%)

Boi = Factor volumétrico del petróleo (bls/bf)

3.7.1. PARÁMETROS PETROFÍSICOS PARA LOS POZOS DE RELLENO

Los parámetros petrofísicos que se necesitan para el cálculo de las reservas se los obtuvo realizando una correlación de los valores de los pozos vecinos, ya que se determinó continuidad en estas arenas y los parámetros son similares para estas zonas.

En el ANEXO 5 se detallará los parámetros de los pozos vecinos usados para correlacionar los de los pozos propuestos de relleno.

Como ejemplo de cálculo de los valores se muestra en la tabla 3.13, los valores promedio para PR 1

ARENA	Pozos Vecinos										Pozo de Relleno	
	125		117		71		121		66		PR 1	
	Por	Sw	Por	Sw	Por	Sw	Por	Sw	Por	Sw	Por	Sw
U	11.3	16.7	13.3	21.7	13.8	26.5	13.6	12.9	16.2	25.8	13.64	20.72

Tabla 3.9: Parámetros Petrofísicos Promedio para PR 1

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

De esta manera los valores petrofísicos usados para el cálculo de reservas en los pozos de relleno son:

POZO	PARAMETROS		
	ARENA	Por	Sw
PR 1	U	13	15
PR 2	U	13.5	24.1

	T	12.5	60
PR 3	U	15.17	12.55
	Hi	15.12	42.57
PR 4	U	16.72	12.42
	Hi	15.32	23.02
PR 5	U	13.76	17.5
	Hi	14.46	55.4

Tabla 3.10: Parámetros promedio para pozos de relleno del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

El espesor de la zona productora de los pozos de relleno se lo obtuvo de la interpretación de mapas y correlaciones de los espesores de los pozos vecinos obteniendo como resultado los valores tabulados en la tabla 3.15:

POZO	ESPEORES	
	ARENA	H
PR 1	U	22.04
PR 2	U	19.56
	T	60
PR 3	U	34.37
	Hi	100.7
PR 4	U	45.77
	Hi	76.15
PR 5	U	30.2
	Hi	110.8

Tabla 3.11: Espesores promedio de zonas productoras del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

3.7.2. ÁREA DE DRENAJE DE LOS POZOS DE RELLENO.

El área de drenaje es calculada del promedio de las distancias geoméricamente organizadas de las áreas de drenaje de los pozos vecinos al pozo de relleno propuesto tomando en consideración la distancia existente a los pozos vecinos con respecto al de relleno, así se detalla las distancias en la tabla 3.16. En el ANEXO 6 se ilustra las distancias de los pozos propuestos a los pozos vecinos.

POZO	AREA DE DRENAJE
	ACRES
PR 1	43.23
PR 2	80.49
PR 3	42.69
PR 4	56.11
PR 5	62.41

Tabla 3.12: Áreas de drenaje y reservas para pozos de relleno del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Los factores volumétricos iniciales y factores de recobro son obtenidos de los datos que usa en el departamento de yacimientos para cada arena, listados a continuación en la tabla 3.17:

ARENA	FR %	Boi(bl/Bf)
U	39.92	1.230
T	38.26	1.372
Hi	32.33	1.162

Tabla 3.13: Factores de recobro y volumétricos para las Arenas Productoras del Campo Sacha

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Una vez obtenido ya todos los datos usados en la ecuación 17 de cálculo de reservas mediante el método volumétrico se obtiene los siguientes valores:

3.7.3. RESERVAS PARA EL POZO DE RELLENO Nº 1

POZO	Arena	Area	Ho	Por.	Sw	Boi	V insitu	FR	Reservas Iniciales
PR1	BT	43.2372	6.333	16	24.233	1.117	230560.1549	0.2603	60014.81
PR1	H INF.	43.2372	70	13.57	49.767	1.203	1330161.836	0.3233	430041.3
PR1	H SUP.	43.2372	30	12.03	49.4	1.373	446087.2191	0.3233	144220
PR1	T INF.	43.2372	23.5	12.38	60.08	1.373	283819.3254	0.3826	108589.3
PR1	T SUP.	43.2372	10.5	9.567	63.7	1.133	107914.6176	0.3826	41288.13
PR1	U INF.	43.2372	30	13.64	20.72	1.163	936080.5539	0.3992	373683.4
Total							3334623.707		1157837

Tabla 3.14: Reservas para el Pozo de Relleno Nº1 del Campo Sacha

Por: Diego González A.

3.7.4. RESERVAS PARA EL POZO DE RELLENO Nº 2

POZO	Arena	Area	Ho	Por.	Sw	Boi	V insitu	FR	Reservas Iniciales
PR 2	BT	80.49	5.00	15.33	31.03	1.12	295588.34	0.26	76941.65
PR 2	H INF.	80.49	54.10	15.40	54.00	1.16	2058626.28	0.32	652172.80
PR 2	H SUP.	80.49	19.90	12.33	44.40	1.13	751830.23	0.32	238179.82
PR 2	T INF.	80.49	17.50	13.13	49.47	1.37	528374.22	0.33	176794.02
PR 2	T SUP.	80.49	12.83	10.00	61.77	1.37	223219.59	0.33	74689.27
PR 2	U INF.	80.49	19.57	9.03	16.07	1.16	796894.90	0.40	317004.79
TOTAL							4654533.56		1535782.35

Tabla 3.15: Reservas para el Pozo de Relleno Nº 2 del Campo Sacha**Por:** Diego González A.**3.7.5. RESERVAS PARA EL POZO DE RELLENO Nº 3**

POZO	Arena	Area	Ho	Por.	Sw	Boi	V insitu	FR	Reservas Iniciales
PR 3	BT	42.6929	11	16.75	23.25	1.117	419313.025	0.2603	109147.2
PR 3	H INF.	42.6929	100.7	15.13	42.58	1.203	2408052.08	0.3233	778523.2
PR 3	H SUP.	42.6929	12.167	11.87	46.47	1.373	186503.201	0.3233	60296.48
PR 3	T INF.	42.6929	12.125	12.85	30	1.373	263174.96	0.3826	100690.7
PR 3	T SUP.	42.6929	10.75	7.775	55.55	1.133	108568.307	0.3826	41538.23
PR 3	U INF.	42.6929	34.375	15.18	12.55	1.163	1299702.35	0.3992	518841.2
TOTAL							4685313.93		1499890

Tabla 3.16: Reservas para el Pozo de Relleno Nº 3 del Campo Sacha**Por:** Diego González A.**3.7.6. RESERVAS PARA EL POZO DE RELLENO Nº 4**

POZO	Arena	Área	Ho	Por.	Sw	Boi	V insitu	FR	Reservas Iniciales
PR 4	BT	56.11	8	17.25	32.625	1.117	362376.472	0.26	94326.5957
PR 4	H INF.	56.11	71.53	14.9	30.7	1.203	2672991.88	0.323	864178.275
PR 4	H SUP.	56.11	19.4	12.5	31.9	1.3726	523781.508	0.323	169338.561
PR 4	T INF.	56.11	14.5	12.78	25.75	1.3726	436231.151	0.383	166902.039
PR 4	T SUP.	56.11	5	7.225	46.55	1.1334	74166.4784	0.383	28376.0946
PR 4	U INF.	56.11	45.77	16.73	12.425	1.1625	2510828.01	0.399	1002322.54
TOTAL							6580375.5		2325444.11

Tabla 3.17: Reservas para el Pozo de Relleno Nº 4 del Campo Sacha**Por:** Diego González A.

3.7.7. RESERVAS PARA EL POZO DE RELLENO N° 5

POZO	Arena	Área	Ho	Por.	Sw	Boi	V insitu	FR	Reservas Iniciales
PR 5	BT	62.4111	0.6667	4.3333	23	1.117	9642.285203	0.2603	2509.88684
PR 5	U INF.	62.4111	30.2	13.767	17.533	1.203	1379939.784	0.3978	548940.046
PR 5	T SUP.	62.4111	0.4333	6.3	45	1.373	5296.548147	0.3346	1772.22501
PR 5	T INF.	62.4111	14.667	11.167	50.567	1.373	285589.6461	0.3346	95558.2956
PR 5	H SUP.	62.4111	11.567	9.8333	43.2	1.133	275985.1352	0.3168	87432.0908
PR 5	H INF.	62.4111	110.8	14.467	55.4	1.163	2977568.181	0.3168	943293.6
TOTAL							4934021.579		1679506.14

Tabla 3.18: Reservas para el Pozo de Relleno N° 5 del Campo Sacha

Por: Diego González A.

3.8. PROYECCIONES DE PRODUCCION

Las proyecciones de producción se las realizará tomando en cuenta el porcentaje de declinación que se tiene para el campo al cierre de balance de producción al mes de diciembre del 2006, al ser pozo de relleno se considera todas las reservas de las arenas productoras existentes en el pozo propuesto con una producción de abandono de 50 BPPD, y utilizando el programa otorgado por PETROECUADOR llamado Predprod.

El perfil de producción utilizado es obtenido a partir de las curvas de declinación de cada pozo. Estas curvas han sido construidas con el propósito de estimar las proyecciones de producción de cada pozo, además de realizar curvas de corte de agua versus tiempo para determinar el comportamiento del agua en los pozos.

Es importante conocer cuando la producción de hidrocarburo terminará o dejará de ser económicamente rentable. La tasa de abandono en muchos casos es determinada antes de que cese la producción debido a causas naturales, ya que puede suceder que los costos de producción sean mayores al valor del hidrocarburo producido. Este es el límite económico, es decir el punto en que estos dos costos son iguales, más allá de este límite se estaría produciendo con pérdidas económicas.

La predicción de producción se la realizó en función de las fórmulas a continuación considerando que son las que utiliza el programa OFM para realizar las predicciones.

3.8.1. Bases Teóricas de PREDPROD

3.8.1.1. Declinación exponencial

Para cualquier tipo de declinación debe considerarse que dentro de la vida productiva existen diferentes períodos que corresponden a: período de estabilización y abandono, también lo que ocurre después de este período, como se muestra en la figura 3.12

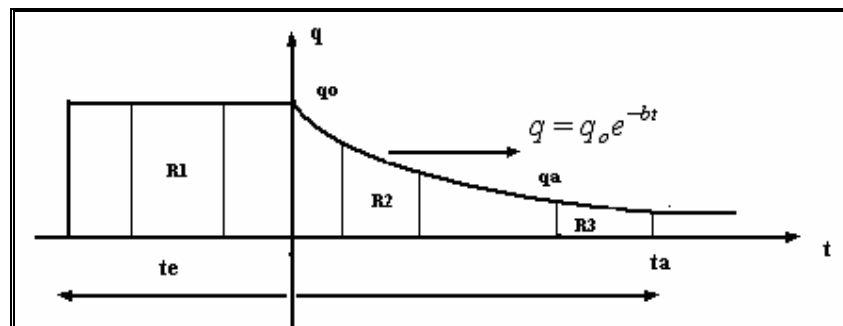


Figura 3.12: Períodos productivos – Análisis para predicción de producción

Fuente: Departamento de Yacimientos Petroecuador -Quito

La expresión matemática general para la tasa de declinación, puede ser expresada como.

$$\frac{dq}{dt} = -\frac{1}{\alpha} * q \dots\dots\dots(18)$$

La tasa de declinación ($1/\alpha$) en esta ecuación puede ser constante o variable con el tiempo; si se integra esta expresión asumiendo la **declinación constante** se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{dq}{q} &= -\frac{1}{\alpha} dt \\ \int \frac{dq}{q} &= -\int \frac{1}{\alpha} dt \\ \ln q &= -\frac{1}{\alpha} t + C \end{aligned}$$

Si las condiciones iniciales son a $t=0$, entonces $q=q_0$ y reemplazando en la ecuación anterior encontramos el valor de la constante de integración.

$$\ln q_0 = -\frac{1}{\alpha}(0) + C$$

$$\ln q_0 = C$$

Reemplazando el valor de la constante de integración se deduce:

$$\ln q = -\frac{1}{\alpha}t + \ln q_0$$

$$\ln q - \ln q_0 = -\frac{1}{\alpha}t$$

$$\ln\left(\frac{q}{q_0}\right) = -\frac{1}{\alpha}t$$

$$\frac{q}{q_0} = e^{-\frac{1}{\alpha}t}$$

La ecuación para la declinación exponencial está expresada de la siguiente forma:

$$q = q_0 e^{-Dt} \dots\dots\dots(19)$$

Donde:

- q = Tasa de producción en cualquier instante (bbl/d)
- q₀ = Tasa de producción inicial (bbl/d)
- e = base de los logaritmos neperianos (e=2.7182)
- D = Factor constante de declinación anual de producción expresado en Fracción
- t = Tiempo en años

Sin embargo también puede obtenerse una tasa de declinación a partir de:

$$d = \frac{q_t - q_{t+1}}{q_t} \dots\dots\dots(20)$$

Siendo q_t y q_{t+1} , tasas de producción medidas a un intervalo de tiempo de un año. Esta tasa de declinación d no es igual a D , pero están relacionadas de la siguiente forma:

$$d = 1 - e^{-D} \dots\dots\dots(21)$$

Dentro de los cálculos importantes tenemos el factor de abandono expresado por:

$$f_a = \frac{q_a}{q_o} = \text{Factor de abandono} = \frac{\text{Producción de abandono}}{\text{Producción inicial}} \quad (22)$$

Al determinar el factor de abandono es importante conocer el tiempo de abandono, para determinar cada uno de los períodos productivos en la proyección

$$f_a = \frac{q_o e^{-D t_a}}{q_o} = e^{-D t_a}$$

$$t_a = -\ln(f_a) / D \dots\dots\dots(23)$$

Considerando el período de producción estabilizado y sus reservas se tiene:

$$R_1 = q_o \times t_e \dots\dots\dots(24)$$

Para el período de abandono:

$$R_2 = R_o^{t_a} = \frac{q_o}{D} (1 - e^{-D t_a}) \dots\dots\dots(25)$$

Período infinito después del tiempo de abandono

$$R_3 = R_{t_3}^{\infty} = \frac{q_0}{D} (e^{-D t_3}) \dots \dots \dots (26)$$

Considerando estos tres períodos las reservas totales son la suma de las reservas obtenidas en cada uno de ellos.

$$R_t = R_1 + R_2 + R_3 \dots \dots \dots (27)$$

$$R_t = q_0 \times t_e + \frac{q_0}{D} \dots \dots \dots (28)$$

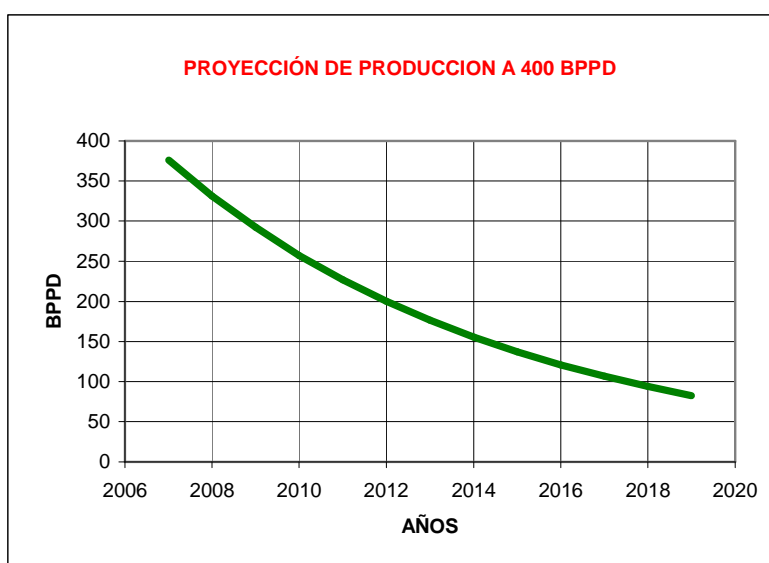
$$t_e = \frac{R_t}{q_0} - \frac{1}{D} \dots \dots \dots (29)$$

POZO DE RELLENO 1

CAMPO SACHA
PERFIL DE PRODUCCION

POZO DE RELLENO 1

RESERVAS ORIGINALES (BLS.)					1,157,837
PERIODO DE PRODUCCION (AÑOS)					15
PRODUCCION MAXIMA DIARIA (BLS)					400
DECLINACION (%)					4.00
	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION ANUAL	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADO
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
2007	376	137,170	137,170	1,020,667	11.8
2008	331	120,919	258,089	899,748	22.3
2009	292	106,594	364,683	793,154	31.5
2010	257	93,966	458,649	699,188	39.6
2011	227	82,833	541,482	616,355	46.8
2012	200	73,020	614,502	543,335	53.1
2013	176	64,369	678,872	478,965	58.6
2014	155	56,743	735,615	422,222	63.5
2015	137	50,021	785,636	372,201	67.9
2016	121	44,095	829,731	328,106	71.7
2017	106	38,871	868,602	289,235	75.0
2018	94	34,266	902,868	254,969	78.0
2019	83	30,206	933,074	224,763	80.6
2020	73	26,628	959,702	198,135	82.9
2021	64	23,473	983,175	174,662	84.9
2022	57	20,692	1,003,868	153,969	86.7

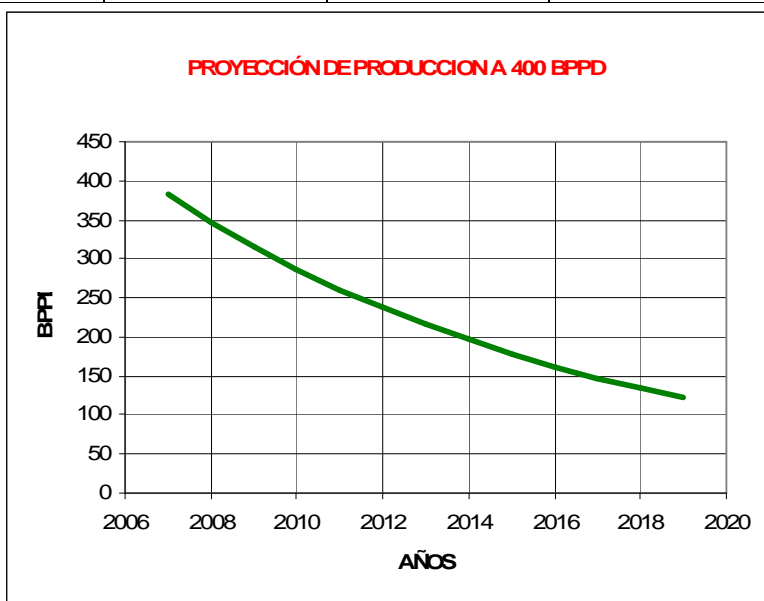


POZO DE RELLENO 2

CAMPO SACHA
PERFIL DE PRODUCCION

POZO DE RELLENO 2

RESERVAS ORIGINALES (BLS.)					1,535,782
PERIODO DE PRODUCCION (AÑOS)					15
PRODUCCION MAXIMA DIARIA (BLS)					400
DECLINACION (%)					4.00
	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION ANUAL	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADO
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
2007	382	139,275	139,275	1,396,507	9.1
2008	347	126,645	265,920	1,269,863	17.3
2009	316	115,160	381,079	1,154,703	24.8
2010	287	104,716	485,795	1,049,987	31.6
2011	261	95,220	581,015	954,767	37.8
2012	237	86,585	667,600	868,182	43.5
2013	216	78,733	746,332	789,450	48.6
2014	196	71,593	817,925	717,857	53.3
2015	178	65,100	883,025	652,757	57.5
2016	162	59,196	942,222	593,561	61.4
2017	147	53,828	996,050	539,733	64.9
2018	134	48,947	1,044,996	490,786	68.0
2019	122	44,508	1,089,504	446,278	70.9
2020	111	40,472	1,129,975	405,807	73.6
2021	101	36,801	1,166,777	369,006	76.0
2022	92	33,464	1,200,241	335,542	78.2
2023	83	30,429	1,230,670	305,113	80.1
2024	76	27,670	1,258,339	277,443	81.9
2025	69	25,160	1,283,500	252,283	83.6
2026	63	22,879	1,306,378	229,404	85.1
2027	57	20,804	1,327,182	208,600	86.4
2028	52	18,917	1,346,100	189,683	87.6

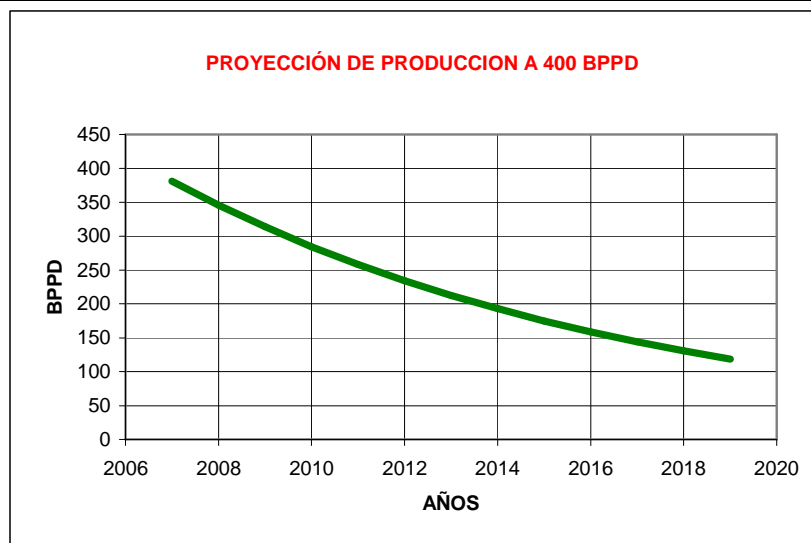


POZO DE RELLENO 3

CAMPO SACHA
PERFIL DE PRODUCCION

POZO DE RELLENO 3

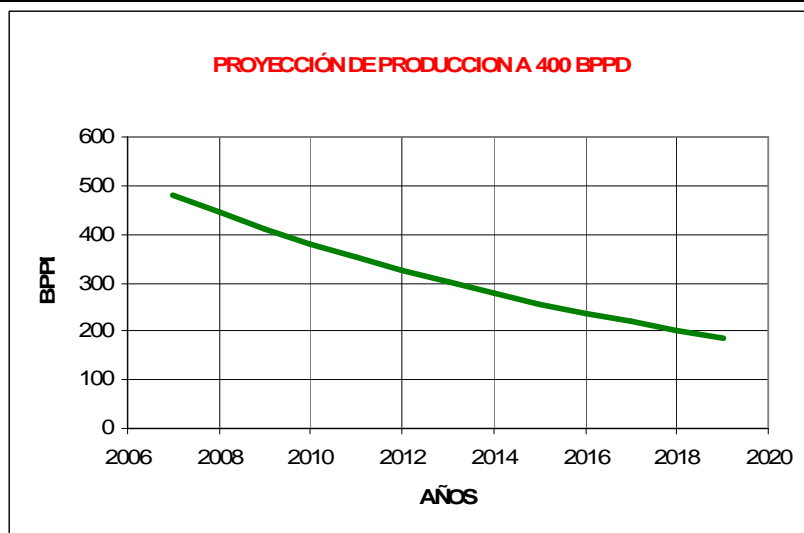
RESERVAS ORIGINALES (BLS.)					1,499,890
PERIODO DE PRODUCCION (AÑOS)					15
PRODUCCION MAXIMA DIARIA (BLS)					400
DECLINACION (%)					4.00
	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION ANUAL	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADO
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
2007	381	139,119	139,119	1,360,771	9.3
2008	346	126,215	265,335	1,234,555	17.7
2009	314	114,509	379,843	1,120,047	25.3
2010	285	103,888	483,731	1,016,159	32.3
2011	258	94,252	577,983	921,907	38.5
2012	234	85,510	663,492	836,398	44.2
2013	213	77,578	741,071	758,819	49.4
2014	193	70,383	811,453	688,437	54.1
2015	175	63,855	875,308	624,582	58.4
2016	159	57,932	933,240	566,650	62.2
2017	144	52,558	985,798	514,092	65.7
2018	131	47,684	1,033,482	466,408	68.9
2019	119	43,261	1,076,742	423,148	71.8
2020	108	39,248	1,115,991	383,899	74.4
2021	98	35,608	1,151,598	348,292	76.8
2022	89	32,305	1,183,903	315,987	78.9
2023	80	29,309	1,213,212	286,678	80.9
2024	73	26,590	1,239,802	260,088	82.7
2025	66	24,124	1,263,926	235,964	84.3
2026	60	21,886	1,285,813	214,077	85.7
2027	54	19,856	1,305,669	194,221	87.1



POZO DE RELLENO 4

CAMPO SACHA
PERFIL DE PRODUCCION
POZO DE RELLENO 4

RESERVAS ORIGINALES (BLS.)					2,325,444
PERIODO DE PRODUCCION (AÑOS)					15
PRODUCCION MAXIMA DIARIA (BLS)					500
DECLINACION (%)					4.00
	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION ANUAL	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADO
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
2007	481	175,522	175,522	2,149,922	7.5
2008	445	162,274	337,797	1,987,647	14.5
2009	411	150,026	487,822	1,837,622	21.0
2010	380	138,702	626,525	1,698,920	26.9
2011	351	128,233	754,757	1,570,687	32.5
2012	325	118,554	873,312	1,452,133	37.6
2013	300	109,606	982,917	1,342,527	42.3
2014	278	101,333	1,084,250	1,241,194	46.6
2015	257	93,684	1,177,934	1,147,510	50.7
2016	237	86,613	1,264,547	1,060,897	54.4
2017	219	80,076	1,344,623	980,821	57.8
2018	203	74,032	1,418,654	906,790	61.0
2019	188	68,444	1,487,098	838,346	63.9
2020	173	63,278	1,550,376	775,069	66.7
2021	160	58,501	1,608,877	716,567	69.2
2022	148	54,086	1,662,963	662,481	71.5
2023	137	50,003	1,712,966	612,478	73.7
2024	127	46,229	1,759,196	566,248	75.6
2025	117	42,740	1,801,936	523,509	77.5
2026	108	39,514	1,841,450	483,995	79.2
2027	100	36,531	1,877,981	447,463	80.8
2028	93	33,774	1,911,755	413,689	82.2
2029	86	31,225	1,942,980	382,464	83.6
2030	79	28,868	1,971,848	353,596	84.8
2031	73	26,689	1,998,537	326,907	85.9

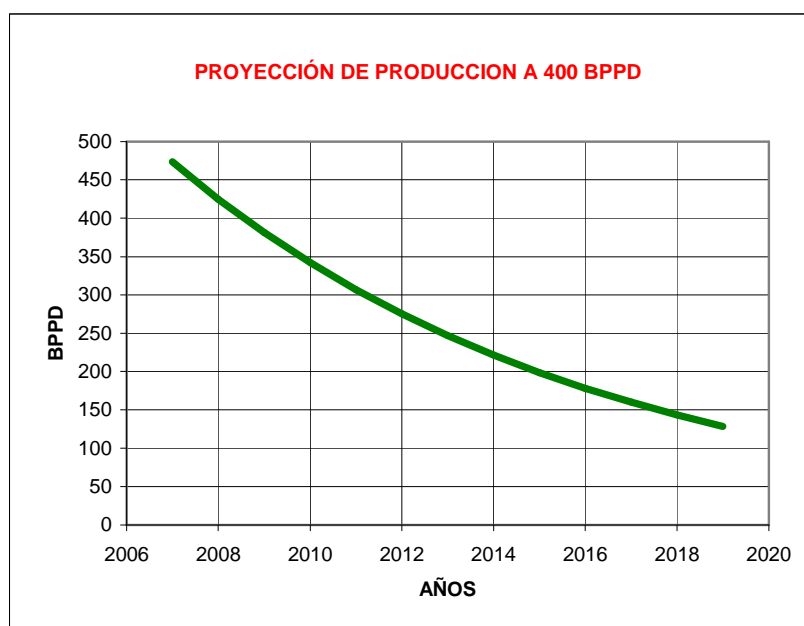


POZO DE RELLENO 5

CAMPO SACHA
PERFIL DE PRODUCCION

POZO DE RELLENO 5

RESERVAS ORIGINALES (BLS.)					1,679,506
PERIODO DE PRODUCCION (AÑOS)					15
PRODUCCION MAXIMA DIARIA (BLS)					500
DECLINACION (%)					4.00
	PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION ANUAL	PRODUCCION ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES	RESERVAS RECUPERADO
AÑO	BPPD	BLS	BLS	BLS	%
2007	474	172,934	172,934	1,506,572	10.3
2008	425	155,128	328,062	1,351,444	19.5
2009	381	139,155	467,216	1,212,290	27.8
2010	342	124,826	592,042	1,087,464	35.3
2011	307	111,973	704,015	975,491	41.9
2012	275	100,444	804,459	875,047	47.9
2013	247	90,101	894,560	784,946	53.3
2014	221	80,824	975,384	704,122	58.1
2015	199	72,502	1,047,885	631,621	62.4
2016	178	65,036	1,112,922	566,584	66.3
2017	160	58,340	1,171,261	508,245	69.7
2018	143	52,333	1,223,594	455,912	72.9
2019	129	46,944	1,270,538	408,968	75.6
2020	115	42,110	1,312,648	366,858	78.2
2021	103	37,774	1,350,423	329,084	80.4
2022	93	33,885	1,384,307	295,199	82.4
2023	83	30,396	1,414,703	264,803	84.2
2024	75	27,266	1,441,969	237,537	85.9
2025	67	24,459	1,466,428	213,078	87.3
2026	60	21,940	1,488,368	191,138	88.6
2027	54	19,681	1,508,049	171,457	89.8



3.9. LA INYECCION DE AGUA COMO METODO DE RESTAURACION DE PRESION

En la etapa de recuperación primaria el flujo del pozo se debe a la energía natural de los yacimientos producto de la expansión del sistema roca-fluido, a la expansión del gas, empuje de agua y los sistemas de levantamiento artificial, estos mecanismos de producción primaria son muy ineficientes por que sólo se ha producido una pequeña fracción del total de hidrocarburos al momento en que el petróleo deja de fluir por si mismo hacia el pozo.

El objetivo fundamental de la Recuperación Secundaria es incrementar la producción de petróleo en yacimientos en los que la energía natural que lo movilizan no son las adecuadas para obtener niveles de producción óptimos, teniendo en cuenta esto y que el método más común empleado para incrementar la energía del yacimiento es la inyección de agua, debido a su disponibilidad, bajo costo y fácil manejo en la inyección. En la Figura 3.13 se muestra un esquema de un yacimiento parcialmente explotado y que se encuentra sometido a inyección de agua.

Para aplicar la Técnica de Recuperación Secundaria en un yacimiento que posee varios reservorios superpuestos en forma vertical con dimensiones diferentes, se requiere de la conversión de pozos productores a inyectores afectando inmediatamente en la producción normal, reduciéndola temporalmente. Adicionalmente, ocasionará una pérdida de producción permanente de los yacimientos pertenecientes a los nuevos inyectores.

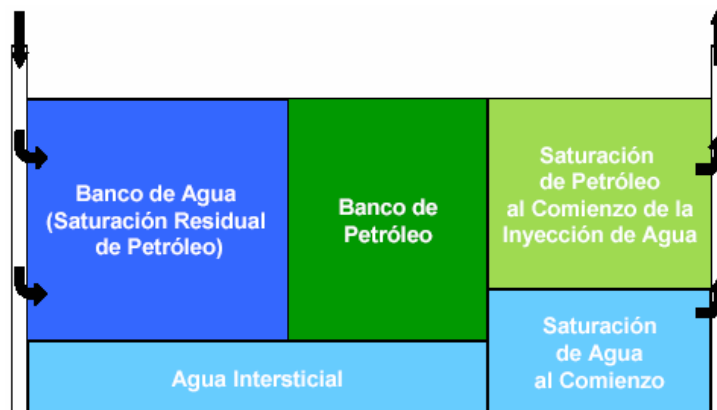


Figura 3.13 : Esquema de Inyección de Agua

Fuente : Waterflooding, Antonio Paradiso

El volumen de reservorio que se verá influenciado con la aplicación de este tipo de técnica es aquel comprendido entre el pozo inyector y el productor. Se debe tomar en cuenta que dentro del volumen de reservas que se espera recuperar aplicando esta técnica, está incluido aquel que se hubiere obtenido si se continuaba con los métodos de explotación empleados hasta ese momento.

3.9.1. HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO

Es la no uniformidad de las propiedades del yacimiento como resultado de la reorganización física y química de las partículas constituyentes del reservorio, entre las causas de esta reorganización está la compactación, solución, dolomitización y cementación. Entonces, la heterogeneidad del reservorio es fundamentalmente producto del ambiente de depositación y los eventos subsecuentes que lo afecten, así como también de la naturaleza de las partículas constitutivas del sedimento.

Existen tres tipos de heterogeneidades:

- Variaciones Areales.
- Variaciones Verticales.
- Fracturas.

3.9.2. EFECTO DE LA VARIACION DE LA TASA DE PRODUCCION

Cuando en un yacimiento sometido a recuperación secundaria, se alcanza un punto en el cual la tasa de producción de fluido total es directamente proporcional a la tasa de inyección de agua (posterior al proceso de llene, donde el gas libre inicial ya fue producido o disuelto en el petróleo), la producción total de fluidos se la debe controlar, limitando el volumen de agua a inyectarse o creando una contrapresión en los pozos productores reduciendo así su producción. Estas medidas se las toma basándose en el criterio de que con altas tasas de inyección no necesariamente se pueda obtener una recuperación máxima, ya que se podrían producir adedamientos. Por lo tanto si se reduce la tasa de inyección de agua adecuadamente, se reducirá también la tasa del frente de inundación con lo que posiblemente se obtendría una recuperación de petróleo más eficiente.

3.10. FUENTES DE AGUA PARA INYECCION

3.10.1. Agua Salada

3.10.1.1. Agua proveniente de la formación productora

Se tienen las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Costos relativamente bajos.
- Se la puede reinyectar a la misma formación productora luego de ser tratada o, incluso, sin previo tratamiento.

Desventaja:

- En ocasiones el volumen producido no es suficiente para abastecer los requerimientos del proyecto.

3.10.1.2. Agua procedente de otras formaciones productoras.

Se tienen las siguientes ventajas y desventajas:

Ventaja:

- Se la puede emplear en sistemas cerrados sin someterla a tratamiento previo.

Desventaja:

- Como provienen de otras formaciones productoras, se pueden presentar incompatibilidades con el agua intersticial del yacimiento sometido a inyección.

3.10.2. Agua de lagos y océanos

Se tienen las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Costos relativamente bajos en el bombeo.
- Constituyen una fuente inagotable de agua de características uniformes.

Desventajas:

- Se la debe someter a tratamiento para reducir sus características corrosivas y la contaminación de bacterias, lo que implica costos adicionales.
- Pueden ser incompatibles con el agua intersticial del yacimiento sometido a inyección.

3.10.3. Agua Dulce

3.10.3.1. Agua de superficie

Se tienen las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Constituye una excelente fuente de abastecimiento y, debido a la facilidad de obtención, sus costos son reducidos.
- Bajo costo de bombeo.

Desventajas:

- Se la debe someter a tratamiento para reducir sus características corrosivas por su alto contenido de oxígeno y para evitar la contaminación de bacterias. Acciones que conllevan una gran inversión.

3.10.3.2 Agua proveniente de formaciones someras

Se tienen las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Constituye una excelente fuente de abastecimiento.
- Escasos requerimientos de tratamientos físicos y químicos, pero requiere el uso de bactericidas.
- Bajo costo de bombeo.

Desventajas:

- Puede ser perjudicial en yacimientos con presencia de arcillas que al ponerse en contacto con el agua dulce, éstas se expanden.

3.10.4. Agua de acueductos

Se tienen las siguientes ventajas y desventajas:

Ventaja:

- No requieren tratamientos químicos y físicos.

Desventajas:

- Costosa, escasa y de difícil disponibilidad.

3.11. COMPATIBILIDAD DEL AGUA

La incompatibilidad del agua de inyección con la formación suele generar problemas que ocasionan una baja en la eficiencia del sistema de inyección como son la disminución del gasto o el aumento de la presión. Esto se debe a la precipitación de compuestos insolubles dentro de los poros de la roca y del hinchamiento de las arcillas. La precipitación de compuestos insolubles ocurre al variar las condiciones de presión y temperatura de la formación o por la reacción de los compuestos disueltos en el agua de inyección con los del agua intersticial o con los constituyentes de la roca.

Dados los compuestos presentes en las aguas de inyección y la del yacimiento puede presentarse reacciones que generen la precipitación de sulfatos de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio, óxido férrico, sulfuro de hierro, sulfuro de magnesio, etc.

3.12. TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCION

Para el tratamiento del agua destinada a la inyección se consideran aspectos como la remoción de material suspendido, la prevención de precipitado, el control del yacimiento de microorganismos, la protección para la corrosión, la mejora de la permeabilidad efectiva al agua y el control de la expansión de las arcillas en las rocas.

Los tratamientos dependerán del tipo de agua empleada y de las características del yacimiento a ser sometido a inyección.

En el diseño de una planta de inyección de agua se debe considerar el sistema de tratamiento que se va a emplear, abierto o cerrado, si se va a efectuar aereación, el tipo y la intensidad del tratamiento químico, la sedimentación, la filtración y el almacenamiento.

Dentro de los análisis químicos comúnmente realizados al agua destinada para la inyección, están: determinación de gases disueltos (CO_2 , H_2S , O_2 y C_{12}), sabor, olor, temperatura, pH, turbidez, hierro, manganeso, alcalinidad, sulfatos, cloruros, dureza, calcio, magnesio, sólidos suspendidos, sólidos disueltos, sólidos totales, bacterias y examen microscópico.

3.13. MODELOS DE INYECCION

Un Modelo de Inyección se define según la geometría existente entre los pozos perforados en yacimientos desarrollados.

El Modelo o Arreglo de los pozos puede tener una forma geométrica o irregular:

- Arreglos Geométricos. Los pozos de producción e inyección se encuentran colocados de tal manera que se asemejan a ciertas formas geométricas conocidas. La mayoría de los estudios realizados se han dedicado a este tipo de arreglos, a través de modelos o con las matemáticas aplicadas.
- Arreglos Irregulares. Los pozos de producción e inyección están colocados en forma desordenada; son casos particulares que necesitan análisis especiales.

3.13.1. MODELOS GEOMETRICOS DE LINEA RECTA

En el análisis de los modelos geométricos se tiene las siguientes definiciones:

- “x” representa un pozo productor.
- “o” representa un pozo inyector.
- “a” representa la distancia más corta entre pozos del mismo tipo que se encuentren en una misma fila, uno a continuación de otro.

- “d” representa la distancia más corta entre líneas de pozos de distinto tipo, ubicados uno a continuación de otro, en una misma columna.

3.13.1.1. Línea Directa

Los pozos de producción e inyección presentan la forma geométrica mostrada en la Figura 3.14.

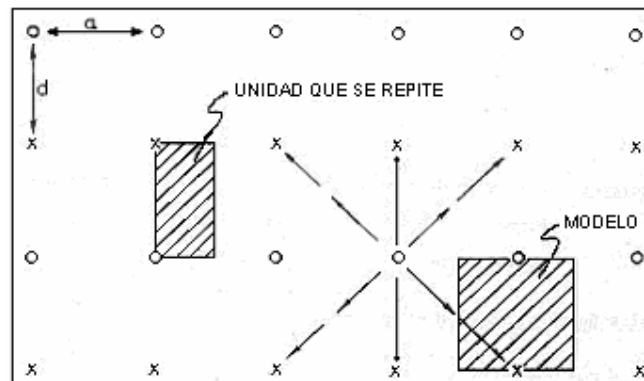


Figura 3.14: Arreglo de Línea Recta

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

3.13.1.2. Línea Alternada

Los pozos de producción e inyección presentan la distribución mostrada en la Figura 3.15.

3.13.2. Arreglo de Cuatro Pozos con dos Inyectores

Existe otra variante de un arreglo de línea recta alternada en el que dispuestos en forma de rombo se tiene dos pozos inyectores hacia la parte central y cuatro pozos productores en las esquinas del arreglo (Fig. 3.16).

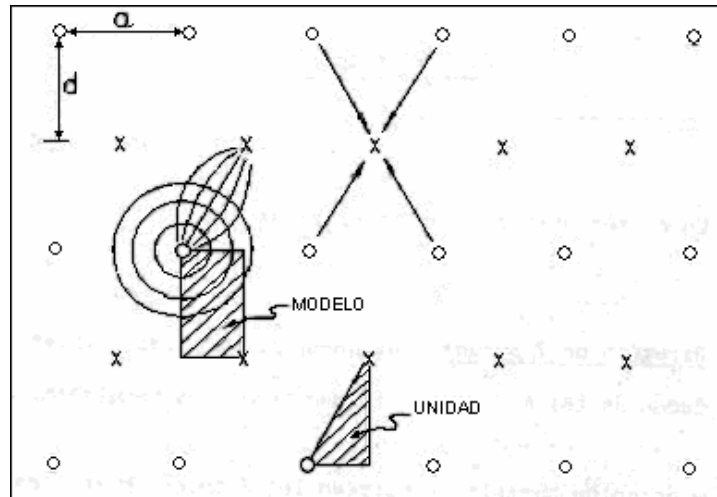


Figura 3.15 Disposición de los pozos en un arreglo de Línea Alterna
Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

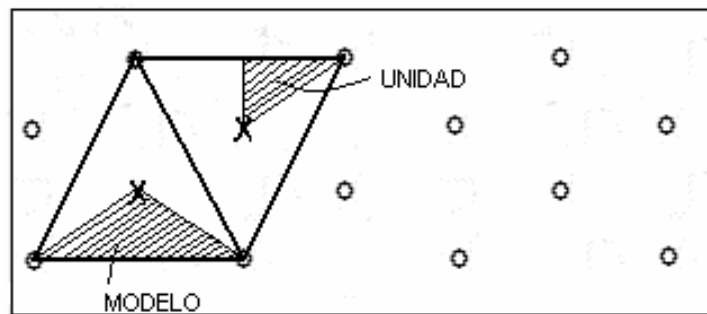


Figura 3.16 Disposición de los pozos en un arreglo de cuatro pozos con dos
inyectores

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

3.13.3. MODELOS GEOMETRICOS EN REDONDO O PERIFERICOS

3.13.3.1. Modelo de Cinco Pozos

Este modelo es mucho más eficiente que los dos casos anteriores debido a que sus pozos son equidistantes debido a que se perforan los cuatro pozos de inyección en los vértices de un cuadrado y un pozo de producción en el centro de dicho cuadrado. Es un caso particular del arreglo en la línea alterna, cuando $d=1/2 a$. Este modelo es el más utilizado hasta la actualidad, la disposición de los pozos es como se indica en la Figura 3.17.

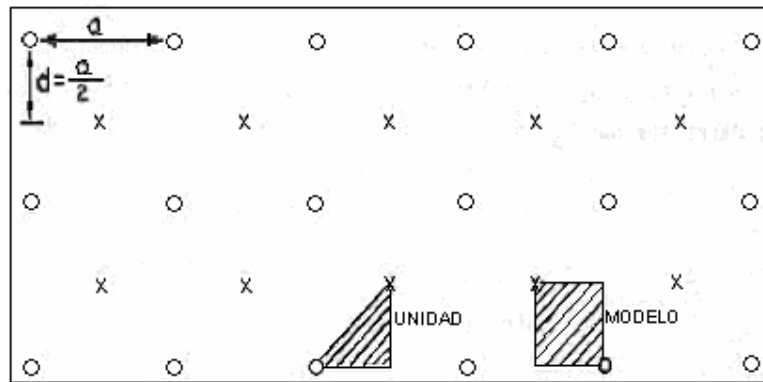


Figura 3.17. Disposición de los pozos en un arreglo de Cinco Pozos
Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

3.13.3.2. Modelos de Siete Pozos

La posición de los pozos productores e inyectores es de tal manera que forman hexágonos regulares.

3.13.3.2.1. Modelo de Siete Pozos Normal

Se colocan los seis pozos inyectores en los vértices del hexágono y el productor en el centro como se muestra en la figura 3.18.

3.13.3.2.2. Modelo de Siete Pozos Invertido

Los pozos de inyección se colocan en el centro del hexágono y los de producción en los vértices, tal como se indica en la Figura 3.19.

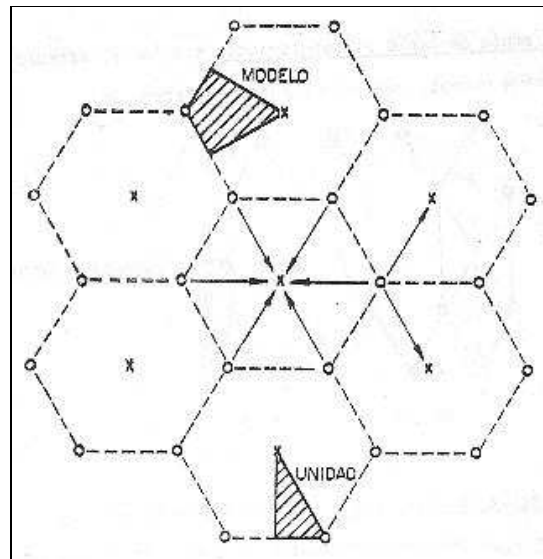


Figura 3.18. Disposición de los pozos en un arreglo de Siete Pozos Normal

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

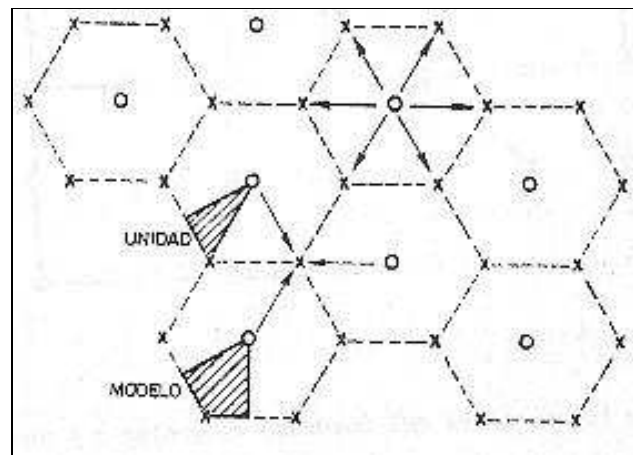


Figura 3.19 Disposición de los pozos en un arreglo de Siete Pozos Invertido

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

3.13.3.2.3. Modelo de Siete Pozos Distorsionado

Similar al modelo de siete pozos normal, pero el hexágono es irregular. Como lo muestra la Figura 3.20.

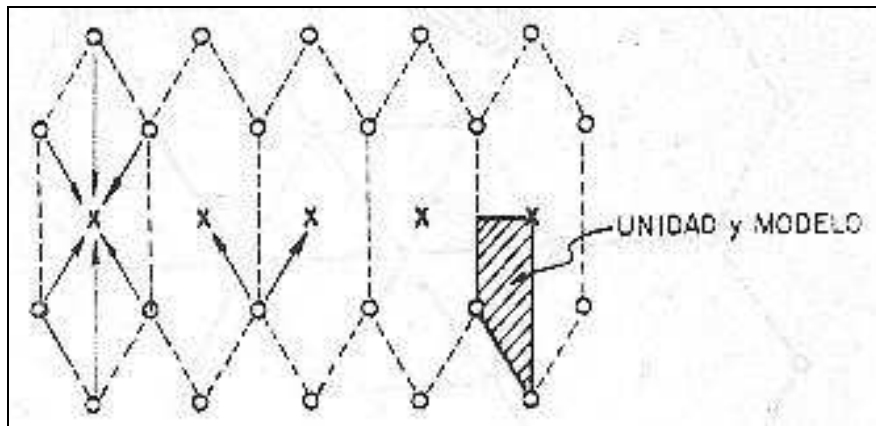


Figura 3.20 Disposición de los pozos en un arreglo de Siete Pozos Distorsionado
Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

3.13.3.3. Arreglos de nueve pozos

3.13.3.3.1. Arreglo de nueve pozos normal

Los pozos forman un cuadrado, con pozos de inyección en los vértices y en los puntos medios de los lados y el pozo productor en el centro del cuadrado, como se aprecia en la Figura 3.21.

Los pozos de los vértices del cuadrado influyen a 4 pozos de producción mientras que los pozos de los puntos medios influyen a 2 pozos de producción.

3.13.3.3.2. Arreglo de Nueve Pozos Invertido

El pozo inyector va en el centro, en los vértices y puntos medios de los lados del cuadrado van los pozos productores, como lo muestra la Figura 3.22.

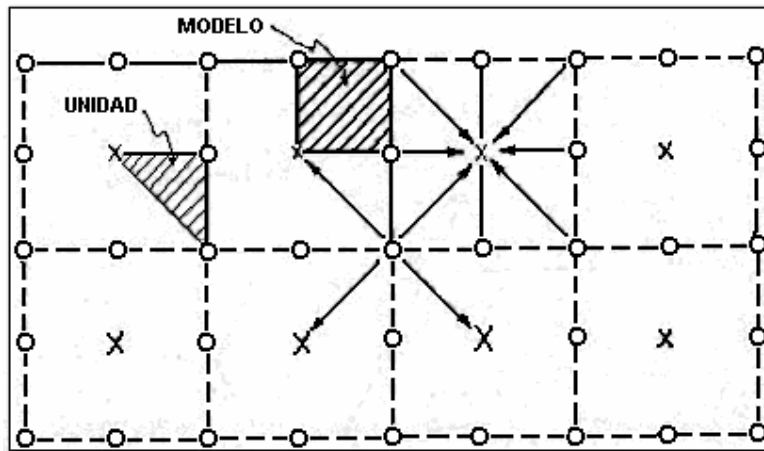


Figura 3.21 Disposición de los pozos en un arreglo de Nueve Pozos Normal

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

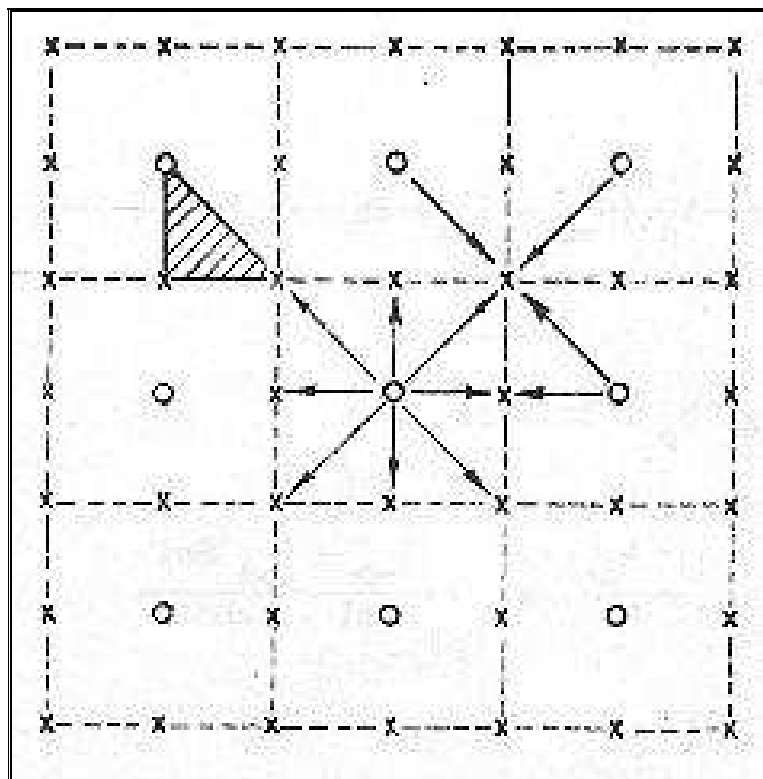


Figura 3.22 Disposición de los pozos en un arreglo de Nueve Pozos Invertido

Fuente : Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci

3.14.FACTORES QUE INFLUYEN EN LA SELECCION DE UN MODELO DE INYECCION

El modelo de inyección más óptimo que se seleccione debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Proporcionar una capacidad productiva deseada.
- Proporcionar la suficiente tasa de inyección de agua para un adecuado rendimiento en la productividad de petróleo.
- Maximizar el recobro de petróleo con un mínimo de producción de agua.
- Tomar ventajas de las anomalías conocidas el yacimiento como: permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, fracturas, etc.
- Ser compatible con el patrón de pozos existentes y requerir de un mínimo de nuevos pozos.
- Ser compatible con modelos de inyección ya existentes en el yacimiento.

La topología en la superficie y bajo ella, así como el uso de técnicas de perforación de pozos desviados pueden provocar que los pozos de inyección y producción se ubiquen de manera no uniforme o geométrica para uno o más casos de los arreglos propuestos en un proyecto.

La zona definida para la ubicación del pozo inyector de agua es en la parte central del campo, el pozo previsto para este trabajo como se había anotado anteriormente es el pozo SAC-73 y se ha dividido la zona de influencia en dos líneas de pozos productores que son

- Primera Línea de Pozos :SAC-18, SAC-78, SAC-19, SAC-82, SAC-1,y PR3
- Segunda Línea de Pozos : SAC- 99, SAC-97, SAC-98, SAC-25, SAC-72, PR4, SAC- 118, SAC- 17 y SAC-134

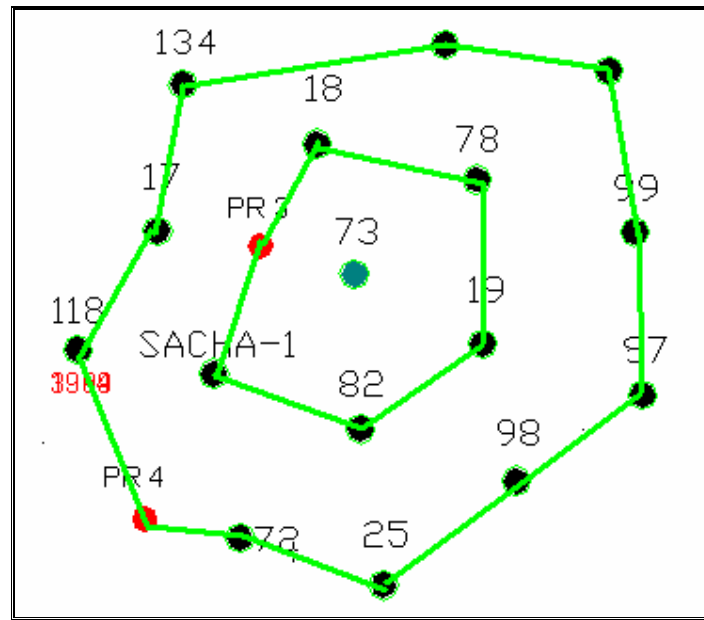


Figura 3.23. Modelo del Inyector SAC 73
 Por : Diego González Almeida

El modelo propuesto para el inyector SAC-73 es de siete pozos inverso; las necesidades para poder cambiar es pozo SAC-73 a inyector están detalladas en el Capítulo 4 de análisis técnico-económico ya que el pozo necesitaría cambiar su completación y facilidades de producción ya que antes era productor.

El Inicio de la Inyección se formara un frente de inundación con las siguientes características:

- Tasa de producción de petróleo constante,
- El agua producida es la original del pozo
- La presión se mantendrá constante.
- La relación gas petróleo (GOR) se mantendrá equilibrada
- La producción de petróleo se deberá al empuje frontal

El caudal de inyección se base en experiencias de los pozos inyectores del modelo periférico aplicado en el Campo Sacha, las facilidades existentes y se usará el criterio de balance de materiales.

Para el uso de balance de materiales, se considerará el potencial de producción de los pozos propuestos, con lo cual se estaría asegurando el mantenimiento de producción y el comportamiento de la presión podría ser estimado.

Para el modelo en estudio, la tasa de inyección se la estableció en 3000 BFPD; por lo tanto, la tasa de producción de petróleo se establece en:

$$Q_{wi} = 3000 \text{ BFPD} / 6 = 500 \text{ BFPD}$$

Tasa de inyección de agua = Tasa de producción de fluidos

$$\text{Tasa de inyección de agua} = 3000 \text{ BFPD}$$

Se realizara además el análisis de interferencia con el caudal de inyección para cuantificar la incidencia del inyector con respecto al PR3 en el incremento de presión en el pozo de observación (pozo de relleno 3), para lo cual necesitaremos datos como:

Distancia al pozo	Area	Por.	Per.	Visc.	Ce
metros	Acres	%	Md	Cp	Psi-1
202	31,19	18	425	2,49	9,8e-6

Tabla 3.19: Datos para el cálculo de Interferencia en incremento de presión el pozo de relleno 3

Por: Diego González A.

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, Quito

Usando la Ecuación 15 se calcula el incremento de presión para el pozo de relleno en 212.2 PSI lo que facilita la producción en esta zona de baja presión, alcanzando 1250 PSI.

Así con la implantación de los 5 pozos de relleno se espera recuperar un total de 8198459.6 BLS de petróleo calculadas con un FR = 34% en promedio de todas las arenas productoras.

CAPITULO 4

4. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Previo a un estudio económico es importante conocer algunos términos que se utilizan para determinar de una manera técnica un proyecto y cuyos conceptos se aplican en el estudio económico.

Factor de Recuperación de petróleo.- Es el porcentaje de petróleo producido final con respecto al volumen de petróleo original en sitio.

Tasa de abandono.- Es la tasa de producción de petróleo más baja a la que puede operar económicamente un pozo; es decir, si la tasa de producción deviene inferior a la tasa de abandono; el pozo debe ser abandonado o cerrado.

Producción inicial.- Es el volumen que un pozo es capaz de producir durante las primeras 24 horas de producción estabilizado.

Inversión.- Es cualquier aplicación de recursos que se hace con el propósito de obtener un beneficio económico, una utilidad en un plazo razonable y que el análisis de los proyectos de inversión, implica una serie de eventos que van desde la identificación de mejores alternativas de inversión, hasta los respectivos estudios técnicos de mercadotecnia, de ingeniería, jurídico y de administración.

4.1 CRONOGRAMA DE INVERSIONES

El análisis económico involucra la perforación de 5 pozos verticales de relleno, así como también considera los costos de reacondicionamiento del pozo productor SAC-73 en inyector para lo cual será necesario retirar los equipos de fondo para adecuarlo a su nueva función. Se detalla a continuación el cronograma de inversiones para el proyecto de pozos de relleno en el campo Sacha:

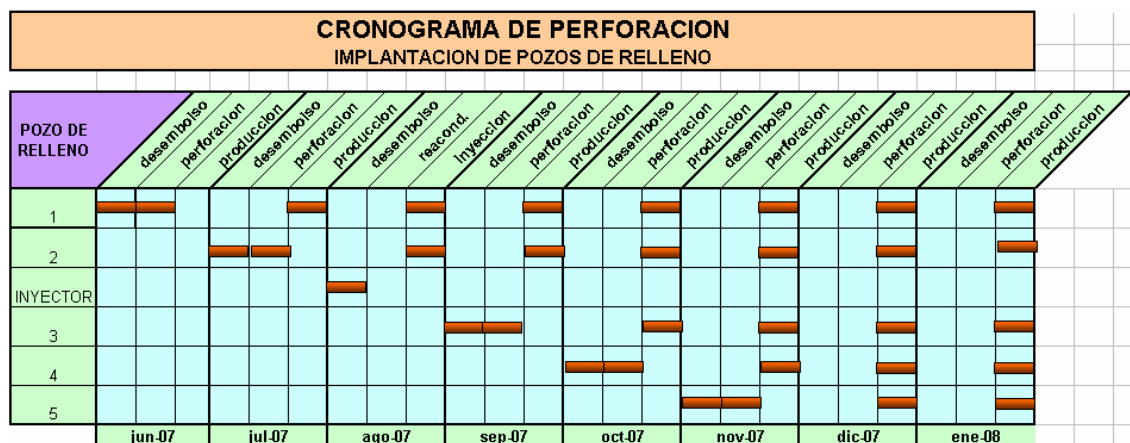


Tabla 4.1 Cronograma de inversiones

Por: Diego González A.

4.2 INVERSION

La inversión que involucra el proyecto consiste en el capital necesario para cubrir los costos de la perforación de los 5 pozos verticales, el valor para cubrir la adecuación para un pozo inyector, facilidades de superficie para los pozos productores y nuevas líneas de alta presión para el inyector. (En lo referente a bombas de captación e inyección es suficiente con las facilidades ya existentes detalladas en el ANEXO 6.)

COSTO TOTAL DEL PROYECTO – INVERSIÓN	
DESCRIPCIÓN	COSTOS
Conversión de Pozo productor en inyector	729,600
Facilidades de producción	30,000
Perforación de pozos (5 Pozos verticales)	14,938,465
Líneas de flujo (Desde los pozos a la estación)	96,788.16
Varios (Incluye protección ambiental, y cualquier Otro rubro no presupuestado)	250,000
TOTAL	16,044,853

Tabla 4.2: Resumen de costos (Inversión)

Por: Diego González

El costo total del proyecto con la adecuación del pozo a inyector, la perforación hasta su finalización de 5 pozos verticales y requerimientos de producción se estima en 16,044,853 USD los mismos que deben ser recuperados de la producción

obtenida, que inicia en la producción en el mes de julio del 2007 con la perforación e incremento de producción mes a mes de los nuevos pozos productores de relleno. Para el efecto de nuestro análisis consideraremos constante el costo del barril de petróleo en 55 USD precio oficial fijado por el Estado Ecuatoriano, costo de operación 4.5 USD/bls, costo de transporte de 1.65 USD/bls, con una tasa de actualización anual de 10%, este valor es otorgado por la SUBGERENCIA DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO para el análisis.

4.2.1 COSTOS DE CONVERSION DE PRODUCTOR A INYECTOR

El pozo propuesto para ser inyector requiere de un taladro de reacondicionamiento con el fin de cambiar la completación de producción a inyección. Los costos involucrados en estos trabajos se detallan en la Tabla 4.2 para un tiempo promedio de operación de 20 días. Se debe tener en cuenta que los costos como el del taladro, combustible, catering, seguridad y otros, están en función del tiempo y si éste se extiende, el costo aumentará.

DESCRIPCIÓN	COSTO(USD)
Costo del taladro y operación	100000
Catering	15000
Combustible	12000
Maquinaria y camiones	30000
Comunicaciones	2000
Seguridad física e industrial	8000
Brocas de perforación	5000
Registros eléctricos	50000
Equipo Slick line	8000
Pruebas de producción	11000
Registros con wireline (LWD)	12000
Colgador de tubing	35000
Tubería de producción	75000
Packers de producción	35000
Supervisión	25000
Servicios varios	20000
Imprevistos (20% subtotal)	88600
TOTAL (\$/pozo)	531600

Tabla 4.3 Costos estimados para convertir un pozo productor en inyector

Por: Diego González A.

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroproducción, Quito

Dado que el proyecto involucra la conversión de un pozo (SA-73), se necesitará una inversión de aproximadamente 531600 dólares.

4.2.2. LINEA DE INYECCION PARA EL INYECTOR SAC-73

En el diseño de la línea de inyección hay que considerar parámetros como espesor, material, diámetro de la tubería, caudal de operación, distancia entre el pozo inyector y la estación Sacha Norte 1 y cédula para estimar su precio.

Origen-Destino	Longitud (km)	OD (in)	Caudal (BPD)	P _{wh} (psi)	P _i @ "U" (psi)	Cédula
N1/SA-73	3,3	3	2500	800	4800	80

Tabla 4.4 Características de la línea de inyección

Por : Diego Gonzalez A

Fuente: Departamento de Facilidades de Producción, PETROECUADOR

El costo total aproximado por kilómetro de una tubería de las características mencionadas en la Tabla 4.3 es 60000 dólares. La longitud total de tubería a instalarse es de 3.3 km; entonces, la inversión en línea es:

$$\text{Inversión}_{\text{línea}} = 198000 \text{ USD}$$

El total estimado de inversiones se compone de:

$$\text{Inversión}_{\text{total}} = \text{Inversión}_{\text{completaciones}} + \text{Inversión}_{\text{líneas}}$$

$$\text{Inversión}_{\text{total}} = 531600 + 198000$$

$$\text{Inversión}_{\text{total}} = 729600 \text{ USD}$$

Este valor se lo tomara como inversión antes de poner en producción los pozos de relleno PR3 y PR4 que la zona a la que beneficia la ubicación de este pozo inyector.

Los requerimientos para la estación con la perforación de 5 pozos son:

4.2.3. FACILIDADES DE SUPERFICIE

Las facilidades de superficie existentes son detalladas en el ANEXO 7, haciendo falta líneas de alta presión para la inyección.

Líneas de flujo de 4 ½" para 5 pozos nuevos

DESCRIPCIÓN	COSTO
Manifold para 5 pozos	30.000
TOTAL	30.000

Tabla 4.5 Costo de Facilidades de Superficie

Fuente: Departamento de Facilidades de Producción, PETROECUADOR

4.2.3.1. DISTANCIA A LA LINEA PRINCIPAL DE PRODUCCION

La distancia necesaria para poner en producción el pozo de relleno es tomada a la tubería principal que lleva el crudo a la estación más cercana a excepción del pozo de relleno 5 que es empatada a la del pozo 67 debido que la cercanía al río dificulta la ubicación de la línea de producción principal orientada hacia el pozo 141.

POZO	DISTANCIA (METROS)
PR 1	325
PR 2	530
PR 3	217
PR 4	421
PR 5	350

Tabla 4.6: Distancia de los pozos propuestos hacia la estación Norte 1.

Por: Diego González

Fuente: Ingeniería de Yacimientos, PETROECUADOR

También se debe tener en cuenta el costo de la implementación de las líneas de producción para los pozos productores.

DESCRIPCIÓN	COSTO
Movimiento de tierras.	20.000 \$/km
Líneas de flujo (línea de 4 ½ ")	16 \$/m
Tendido de líneas	10 \$/m
Marcos H (60 marcos/Km.)	200 \$/marco
Bloques (100 bloques/Km.)	10 \$/bloque

Válvulas y conexiones para 1 pozo	5.000
Pruebas para 1 pozo	2.500
Contingencias (12 %)	8976

Tabla 4.7 Costos unitarios para la construcción de líneas de producción

Por: Diego González A

Fuente: Ingeniería de Yacimientos. Quito.

COSTO TOTAL= Unitarios DISTANCIA	POZOS DE RELLENO				
	POZO 1	POZO 2	POZO 3	POZO 4	POZO 5
DESCRIPCIÓN					
Líneas de flujo (línea de 4 ½ ")	5200	8480	3472	6736	5600
Tendido de líneas	3250	5300	2170	4210	3500
Marcos H (60 marcos/Km.)	200	200	200	200	200
Válvulas y conexiones para 1 pozo	5000	5000	5000	5000	5000
Pruebas hidrostáticas para 1 pozo	2500	2500	2500	2500	2500
Contingencias (12 %)	1938	2577.6	1601.04	2237.52	2016
TOTAL POR POZO	18088	24057.6	14943	20883.5	18816
TOTAL	96788.16				

Tabla 4.8 Costo total de líneas de producción

Por: Diego González

Fuente: Departamento de Facilidades de Producción, PETROECUADOR

4.2.4. COSTOS DE PERFORACION.

Los rubros para la perforación y completación de dos pozos verticales de 10000 pies de profundidad estimada, se presentan en la tabla 4.8.

TRABAJO O SERVICIO	COSTO (USD)
Locación (Plataforma + piscina)	250.000
Vías de acceso 163400 USD/km	163400
Movilización del taladro 0 – 50 Km. 80000 USD 50.1 – 75 Km. 110000 USD 75.1 – 100 Km. 130000 USD Desde 100.1 Km. en adelante por Km. adicional 915 USD	80.000
Costo por perforación Tarifa por profundidad en pies 92 USD/pies	920000
Registros eléctricos	100.000
Trabajo de cementación y cemento	130.000
Análisis de ripios	15.000
Estudio ambiental, control de efluentes, Mitigación social	250.000
Materiales: Lodos y químicos	0
Brocas	0

Toma de cores	0
Servicios de perforación direccional	0
Supervisión de trabajos	0
Completación y pruebas	0
Fluidos de completación	0
	Continua.....
TRABAJO O SERVICIO	COSTO (USD)
Torre de reacondicionamiento del pozo 5000 USD/día	75.000
Punzonamientos	40.000
Trabajo de cementación (squeeze de la completación)	0
Levantamiento artificial eléctrico	220.000
Tubería de revestimiento 10 3/4" 66 USD/m 7" 50 USD/ m	351.831
Árbol de navidad	25.000
Tubería de producción 3 1/2" 16 USD/m	46690
Completación de fondo (instalación)	0
Contingencias (IVA 12%)	320.722
TOTAL	2'987.693
TOTAL (5 POZOS VERTICALES)	14'938.465

Tabla 4.9: Costos para la perforación de un pozo vertical

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

4.2.5. COSTOS DE PRODUCCION

En la industria del petróleo los costos de producción se refieren al capital que hay que invertir para la producción de petróleo una vez que un proyecto se ha ejecutado, el mismo que tiene un valor de \$ 4.5 por barril de crudo producido que cubre los siguientes rubros:

- Costo operativo
- Costo de mantenimiento
- Transporte del crudo
- Costo de procesos extras

Operativo	3,26
Procesos Extras	0,45
Mantenimiento (Facilidades de superficie)	0,45
Mantenimiento (Reacondicionamientos)	0,34
TOTAL	4,50

Tabla 4.10 Costos de producción por 1 barril de fluido

Por: Diego González A.

Fuente : Ingeniería de Yacimientos, PETROPRODUCCIÓN

4.2.6. COSTOS OPERATIVO

El costo operativo se refiere al personal e instalaciones necesarias para la producción del fluido, entre otros se considera: personal de operación, personal de seguridad industrial y física, personal de logística, combustible y energía, seguros, laboratorios, químicos para el tratamiento del agua para inyección y para la separación del crudo producido. También se incluye el costo de transporte hasta el punto de fiscalización y entrega al cliente.

4.2.6.1. COSTO DE PROCESOS EXTRAS

Aquí se consideran los costos de trabajos que se realizan eventualmente y que contribuyen al proceso de producción. Como por ejemplo: cuidado del medio ambiente, chanchos para limpiar la tubería y equipos de vacuum.

4.2.6.2. COSTO DE MANTENIMIENTO

Este costo se refiere a los gastos extras que se requieren para mantener en buen estado las instalaciones y equipo de superficie necesarios para el proyecto.

4.3 INGRESOS

En la actividad comercial que realiza la empresa, los ingresos económicos provienen de la venta del petróleo producido, en la actualidad el precio internacional del crudo es alto y su tendencia es a subir el precio hay que ser conservadores y en este análisis se asumirá un precio referencial de 55 USD, esperando que el precio de este producto, no caiga debajo de ese límite que se ha mantenido por mas de 16 meses según datos referenciales del BANCO CENTRAL DEL ECUADOR.

4.4. MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, destacando el intuitivo, sin embargo es importante la aplicación de métodos objetivos, entre los que usaremos:

- Valor actual neto
- Tasa interna de retorno
- Tasa promedio de rentabilidad,
- Tiempo o período de recuperación de la inversión
- Relación Costo/Beneficio

De entre estos métodos se utilizarán el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rendimiento o Retorno (TIR) y la Relación Costo/Beneficio (RCB) y Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) puesto que son los más utilizados y flexibles para la evaluación de proyectos.

4.4.1 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja es un análisis de la variación de la inversión y costos de producción frente a los ingresos a medida que transcurre el tiempo de ejecución del proyecto. De acuerdo a los trabajos necesarios para poner en marcha el proyecto, se estima un lapso de un mes para tener listo el sistema de el primer pozo y trabajar mes a mes en incorporación de los otros pozos, durante este tiempo se registrarán valores negativos en el flujo de caja denotando que los egresos son mayores que los ingresos; luego se igualará a cero en el momento en que se recupera la inversión, sin obtenerse aún ganancias. Cuando los ingresos sean mayores que los egresos, se obtienen valores positivos indicando que existen ganancias.

4.4.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se entiende por VAN a la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasiona. Al ser un método que tiene en cuenta el valor tiempo de dinero, los ingresos futuros

esperados, como también los egresos, deben ser actualizados a la fecha del inicio del proyecto.

La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina “tasa de descuento”. La tasa de descuento va a ser fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión. La expresión para llevar un valor a su futuro se expresa de la siguiente manera:

$$VF = VP * (1 + i)^n$$

Para el cálculo del VAN se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1 + I)^n}$$

Donde:

VP	=	Valor presente
VF	=	Valor futuro
FNC	=	Flujo neto de caja
i	=	tasa de actualización o descuento
n	=	período de análisis

Se realiza la sumatoria de los valores actualizados de los ingresos obtenidos o del flujo de caja y se resta la inversión.

Con el uso del VAN se tiene los siguientes criterios de aceptación o rechazo de un proyecto:

Si VAN > 0 (positivo)	entonces	se acepta el proyecto
Si VAN = 0	entonces	solo recupero la inversión
Si VAN < 0 (negativo)	entonces	no se acepta el proyecto

La tasa de interés escogida será de 10% anual (0,008333% mensual). Con este valor construye la Tabla 4.10 Como ejemplo de cálculo, para el mes 17 se tiene el siguiente procedimiento:

$$V_{17} = \frac{\$2778775}{(1 + 0,008332)^{17}} = \$2413158$$

El resultado de nuestra evaluación de este parámetro es:

$$VAN = \$ 167,326,718.27$$

4.4.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Con este método se descuentan los flujos de cada período para determinar su valor neto en el momento de tomar la decisión, con lo que se está en la posibilidad de evaluar sobre una misma base de tiempo los beneficios y gastos que ocurren en periodos diferentes, con el objeto de determinar su rentabilidad, como la aplicación real del criterio que sirve para la determinación de la aceptación o rechazo.

La TIR se define como aquella tasa de descuento (porcentaje que representa una tasa de interés o rentabilidad) que "igualar el valor presente de los flujos en efectivo de ingresos con el valor presente de los flujos en efectivo de egresos", siendo esa tasa la que se busca, una vez que se satisface la condición de igualdad a la que se hace referencia.

La TIR es la suma de los flujos netos descontados de cada periodo, desde el origen, considerándose desde el año o periodo 0 (cero o inicial), hasta el año o periodo n (último).

Para la búsqueda de la tasa de descuento que iguale los flujos positivos con el (los) negativo(s), se recurre al método de prueba y error, hasta encontrar la tasa que satisfaga esta condición.

Tradicionalmente, se asigna la tasa intuitivamente y se aplica a los flujos una y otra vez, hasta que se percibe que el resultado es cercano al valor del flujo origen (negativos, ya que corresponde a la suma de egresos que se efectúan durante el proceso de inversión), que bien puede ser el del período "cero" o "uno".

Para determinar el valor correspondiente al TIR se aplica la fórmula similar al VAN y se expresa por:

$$I_0 = \sum_{n=0}^n \frac{FNC}{(1 + TIR)^n}$$

Donde:

I_0	=	Inversión a realizarse en el período “cero”
FNC	=	Flujo neto de caja
n	=	período de análisis

Ventajas:

- Toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo.
- Su cálculo es relativamente sencillo.
- Señala exactamente la rentabilidad del proyecto y conduce a resultados de más fácil interpretación para los inversionistas.

Desventajas:

- En algunos proyectos no existe una sola TIR sino varias, tantas como cambios de signo tenga el flujo de efectivo (TIR modificado)
- Por la razón anterior la aplicación de la TIR puede ser incongruente si antes no se corrige el efecto anterior.
- La TIR califica individualmente al proyecto, por lo que no siempre su utilización es válida para comparar o seleccionar proyectos distintos.

Para aceptar un proyecto evaluado usando la TIR se tiene:

Si $TIR > r$ entonces acepto el proyecto

Si $TIR < r$ entonces no acepto el proyecto

El valor obtenido del TIR es la máxima tasa de retorno requerida (o costo del capital) que la empresa puede aceptar para financiar el proyecto, sin perder dinero obteniendo un $TIR = 21,64\%$ mensual o 259.7% anual, para nuestro proyecto y con ese valor obtenemos un $VAN=0$

La tasa de referencia fijada es del 10% y el valor obtenido del TIR es de 259.7% lo que cumple la condición de un proyecto aceptable por este indicador.

4.4.4. Relación costo / Beneficio (RCB)

La relación Costo/Beneficio (RCB), es otro método de evaluación de proyectos que al igual que los anteriores nos muestra de forma clara la rentabilidad de un proyecto considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, todos calculados en el período de la inversión, este método es relativamente simple y se tiene los siguientes criterios de aceptación del proyecto:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}}$$

Si $RCB > 1$ Proyecto es aceptable (los ingresos son mayores que los egresos)

Si $RCB = 1$ Proyecto es indiferente (los ingresos son iguales a los egresos)

Si $RCB < 1$ Proyecto no es aceptable (los ingresos son menores que los egresos)

En la evaluación del presente proyecto nos da como resultado RCB de 5.37 indicándonos que los ingresos son mayores que los egresos, por lo cual el proyecto es aceptable.

4.4.5. Periodo de Recuperación de Inversión (PRI)

El período de recuperación de la inversión de un proyecto es simplemente el tiempo necesario para recuperar la inversión mediante los flujos neto de caja de acuerdo a esto, se tiene que:

$$SFNC = \sum_{n=0}^{PRI} FNK_n = 0$$

Donde:

PRI = Período de Recuperación de la Inversión

SFNC = Suma Acumulada de los Flujos Netos de Caja

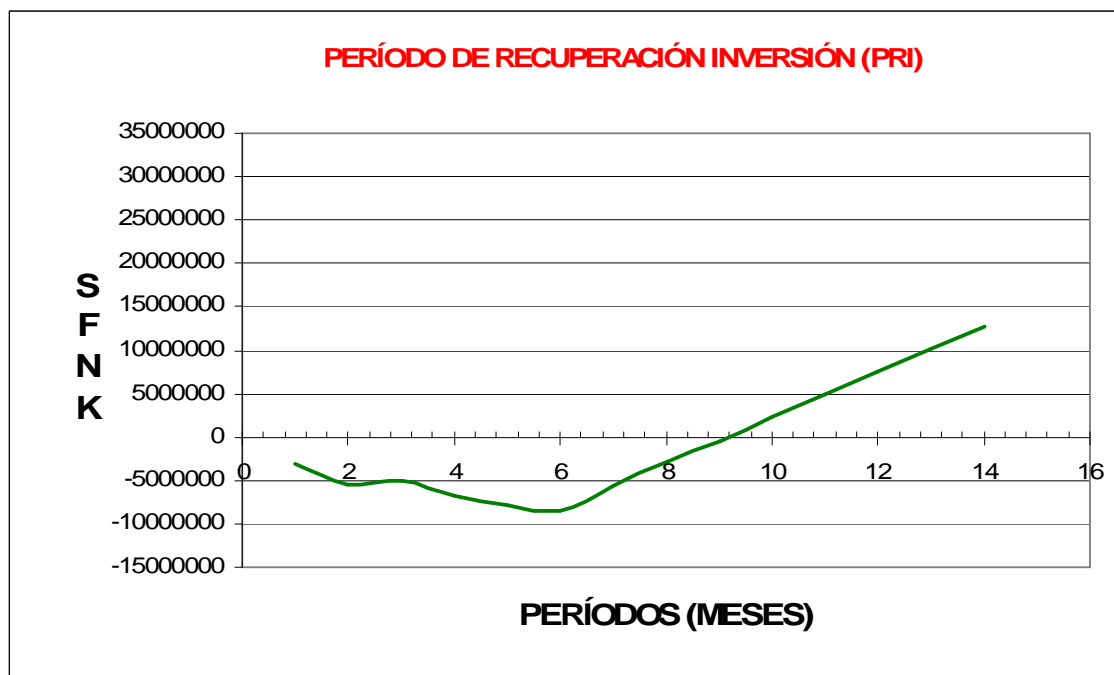
FNCK = Flujo Neto de Caja al año K

El PRI no es un valor explícito por lo que está sujeto a procesos iterativos con las sumatorias de los flujos de caja que comprendan al PRI entre ellos hasta encontrar el período buscado.

Para realizar el cálculo del PRI (período de recuperación de la inversión, es necesario tener la sumatoria del flujo de fondos en valor presente o actualizados de tal manera que por el método analítico se determinó:

$$PRI = T_1 + \frac{SFNC_1(T_2 - T_1)}{SFNC_1 + SFNC_2}$$

$$PRI = 8 \text{ meses} + \frac{443332(9 \text{ meses} - 8 \text{ año})}{443332 + 2293436} = 8.19 \text{ meses}$$



CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Siendo uno de los Campos denominados como “maduros” debido al tiempo de explotación de los yacimientos, se debe considerar nuevos proyectos que alarguen la vida productiva ya que se ve que el comportamiento de las declinaciones en la presión y producción tienden a aumentar en los yacimientos con más desarrollo productivo.
- La sobre explotación de las arenas productoras principalmente en la parte central del campo durante los primeros años (cuando el Campo Sacha estaba aun en las manos de TEXACO) causó que la cantidad de agua producida sea alta alcanzando la conificación entre pozos productores con reservas recuperables entre los pozos perforados en la época, reservas que serán recuperadas con el presente proyecto mediante la perforación de pozos de relleno.
- El gran espacio areal existente entre los pozos inyectores del diseño periférico aplicado en el campo con los productores más cercanos genera una gran incertidumbre en cuanto al comportamiento del desplazamiento del agua de los inyectores a los productores.
- El modelo periférico actualmente implementado para la Recuperación Mejorada por inyección de agua en el Noreste del Campo Sacha no ha sido eficiente ya que se encuentra en una zona donde se tiene la presencia de un acuífero de empuje lateral, lo que ha provocado el incremento acelerado del corte de agua en los pozos cercanos a la zona influenciada de forma natural por la actividad del acuífero lateral.

- Los mapas de la distribución de la saturación de agua de los yacimientos del campo Sacha sometidos a la recuperación secundaria por inyección de agua en las arenas U inf y T inf, muestran un comportamiento incierto sobre la distribución de agua inyectada alrededor de la línea de pozos inyectoras, ya que en los diversos trabajos realizados como análisis de salinidad, izo trazadores, etc. no muestran con certeza resultados que puedan garantizar el movimiento del agua inyectada en el yacimiento. Los actuales pozos inyectoras que actúan sobre zonas que no presentan problemas de baja presión.
- La conversión del pozo SAC-73 servirá para incrementar la presión en la zona centro-oriental del campo donde se ha determinado baja presión y se ha ubicado dos de los cinco pozos de relleno propuestos para recuperar reservas entrampadas entre pozos productores.
- El total del petróleo que se espera producir con los 5 pozos de relleno propuestos, luego de 10 años de iniciar el proyecto, es de 5.86 MM BPPD, premisa bajo la cual se ha realizado el análisis económico.
- El análisis económico indica que es rentable invertir en la ejecución del proyecto con el fin de aumentar la recuperación total en la zona. Se tiene la ventaja de disponer con capacidad necesaria en las facilidades de superficie por ello la inversión no sería muy significativa
- El periodo de recuperación de la inversión indica que se percibiría ganancias luego del octavo mes de iniciado el proyecto.

5.2. RECOMENDACIONES

Entre las recomendaciones se tiene:

- Realizar un nuevo modelo de inyección con el fin de recuperar la energía perdida por diferencial de presión que no permite extraer reservas remanentes en zonas de baja presión en el Campo Sacha.
- Trabajar en la realización de un nuevo modelo geológico de las Arenas “U” y “T” con el fin de poder trabajar con mayor certeza las zonas donde exista continuidad de las arenas productoras y trabajar en modelos de inyección de agua que beneficien la recuperación de crudo en el campo.
- Desarrollar nuevos modelos de recuperación secundaria por inyección de agua que garanticen las condiciones adecuadas para aplicar Recuperación Secundaria en las zonas de baja presión ya que no se cuenta con una base de datos actualizada de la condición de la arena.
- Organizar una base de datos con el seguimiento de la Presión, BSW, Salinidad y características del agua de formación de los pozos que se supone influenciados por los inyectores desarrollados en el modelo periférico del Campo.
- Realizar estudios de los pozos del Campo con el objeto de buscar los candidatos idóneos para realizar trabajos de estimulación de reservorios, nuevas tecnologías (completaciones duales) entre otros, con el fin de tener todos los datos y parámetros que ayudarán a tomar las decisiones finales.
- Tomando en cuenta la existencia de la data de sísmica 3D del Campo Sacha se deberá trabajar en una nueva interpretación sísmica.
- Mediante la organización de los datos de salinidad y BSW obtenidos de los pozos productores realizar mapas para estudiar si existe influencia de los inyectores en los diferentes pozos productores y satisfacer la incertidumbre de la orientación del agua inyectada.

ANEXOS

ANALISIS DE BSW Y SALINIDADES

POZO	ARENA	SALINIDAD	OBSERVACION
SA C 1	U		BSW BAJO
SA C 2- B	U	5950	NO CORRESPONDE @ U, POSIBLE COMUNICACIÓN CON HOLLIN
SA C 3	Hs	8100	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SA C 6	U		BSW BAJO
SA C 7	U+T	8600	
SA C 8	BT	27650	
SA C 9	T		BSW BAJO
SA C 12	T	2900	HS=1800; T=4500; BT=BSW BAJO, SALINIDAD NO CORRESPONDE
SA C 13	Hs+i		BSW BAJO
SA C 14	Hi	3150	
SA C 17	U		BSW BAJO
SA C 18	Hs+i	4800	
SA C 19	U		BSW BAJO
SA C 22	U	19800	SALINIDAD NO CORRESPONDE A "U" ; T=14500 PPMCL-; POSIBLE COMUNICACIÓN
SA C 23	U	3300	NO CORRESPONDE @ U, POSIBLE COMUNICACIÓN CON HOLLIN
SA C 25	U	10700	NO CORRESPONDE @ U
SA C 26	U	20750	NO CORRESPONDE @ U
SA C 27	BT	2400	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SA C 28	T		BSW BAJO
SA C 30	BT	25350	T=14800 PPMCL-; Hs+i=7200
SA C 31	Hs		BSW BAJO
SA C 32	T	45200	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SA C 33	T	3600	
SA C 34	U	5800	SALINIDAD NO CORRESPONDE, POSIBLE COMUNICACIÓN CON LA ARENA T
SA C 36	H	1300	
SA C 37	T		BSW BAJO
SA C 38	T	8600	

C				
SA C	39	U	2150	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SA C	40	Hs	12700	SALINIDAD NO CORRESPONDE, POSIBLE COMUNICACIÓN ENTRE ARENAS " H " y " T "
SA C	41	BT	23000	
SA C	42	BT	12300	NO CORRESPONDE
SA C	43	U	7900	NO CORRESPONDE @ U
SA C	44	Hs+i		(22-ABR-05 Hs+i=4850)
SA C B	45	Hs		BSW BAJO
SA C	49	U+T	11200	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SA C	50	T	12800	U=37500 ppmcl-
SA C	51	T		DETERMINAR SALINIDAD
SA C	53	U		BSW BAJO
SA C	55	Hs+i	6250	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SA C	56	U		BSW BAJO
SA C	59	T	5250	
SA C	61	Hs	1100	
SA C	62	Hs		BSW BAJO
SA C	63	Hi	1100	
SA C	64	HS		PISTONEO DE POZO, BSW BAJO
SA C -B	66	U		(SAL=4400 9-DIC-05)

ANALISIS DE BSW Y SALINIDADES

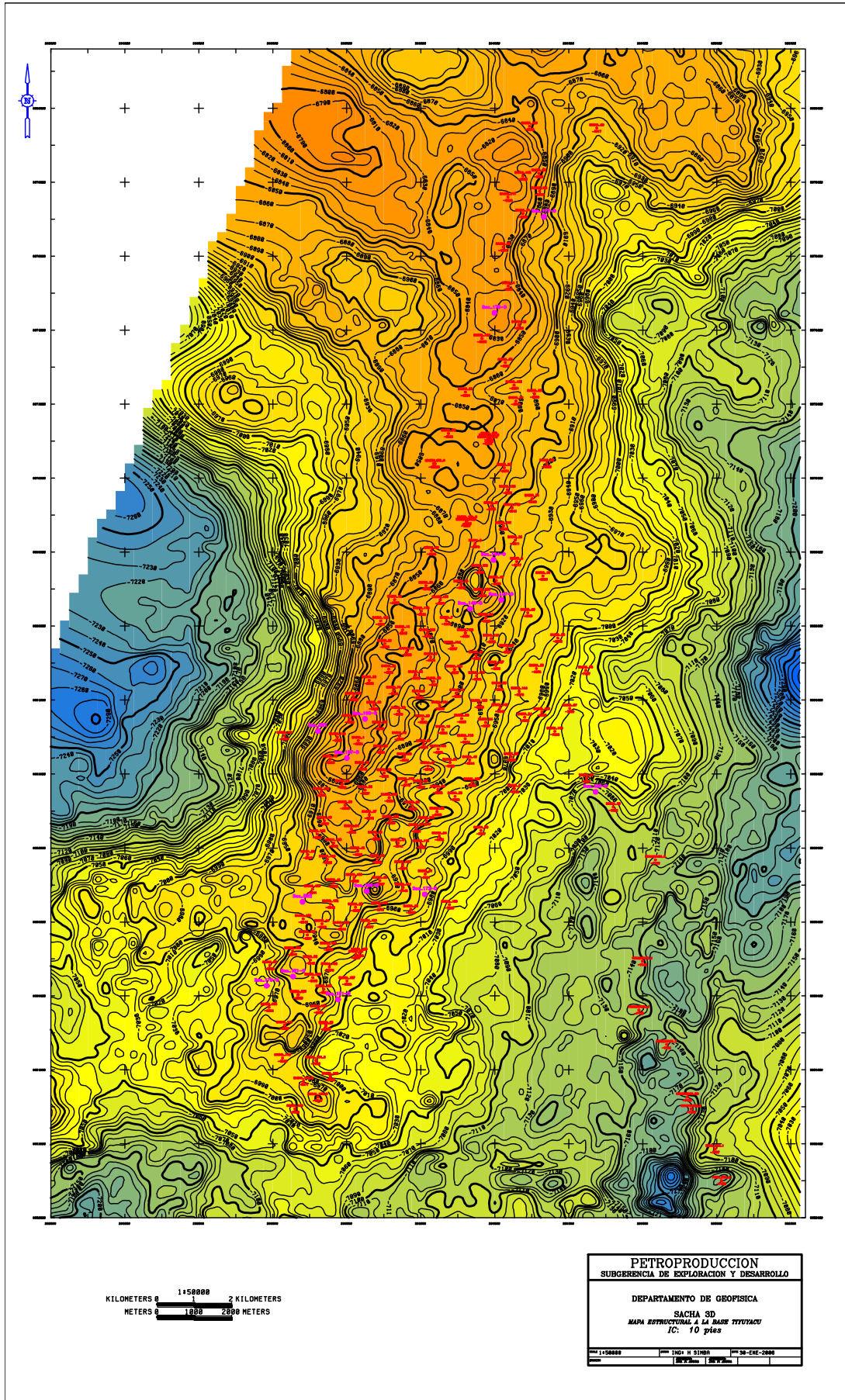
2/3

22 de noviembre de 2006

POZO	ARENA	SALINIDAD	OBSERVACION
SAC 67 B	U		BSW BAJO
SAC 68	U		BSW BAJO
SAC 70	Hi	1250	T=14500
SAC 72	U	15100	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC 74	U+T		BSW BAJO
SAC 75	T	U=4250	T=38900, U=3850, SALINIDAD NO CORRESPONDE, POSIBLE COMUNICACIÓN ENTRE ARENAS "U" y "T", CERRADO EWO

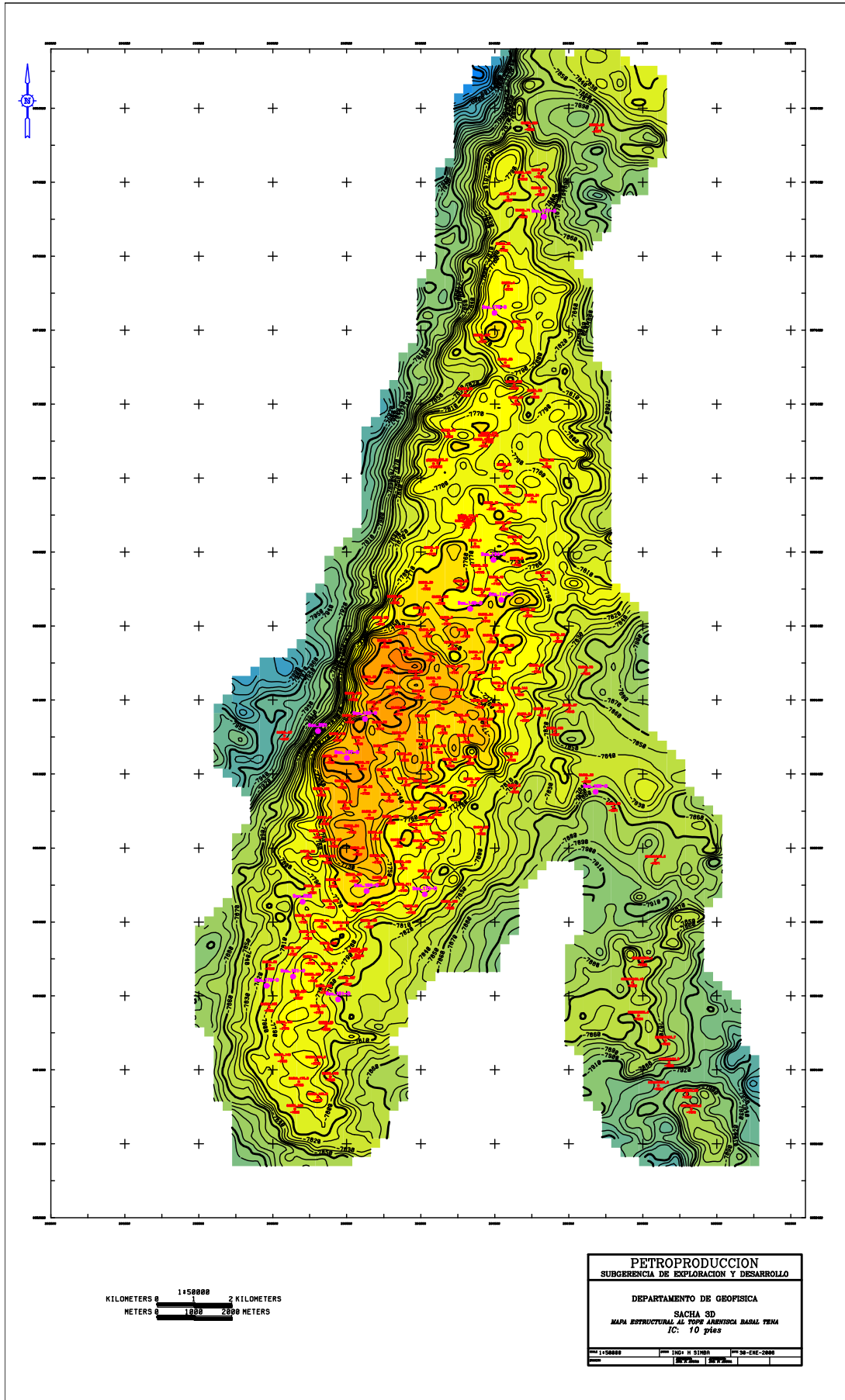
SAC	77	U	9700	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC	78	U	20200	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC	80	T		DETERMINAR LA SALINIDAD
SAC	81	U	3600	NO CORRESPONDE, POSIBLE COMUNICACIÓN CON NAPO " T"
SAC	82	U		BSW BAJO
SAC	83	Hs	2900	
SAC	87	U		BSW BAJO
SAC	88	T		BSW BAJO
SAC	89	Hs	3400	POZO CERRADO
SAC	91	T		BSW BAJO
SAC	93	U	34700	
SAC	95	T	39450	POZO CERRADO, SAL NO CORRESPONDE
SAC	96	BT		BSW BAJO
SAC	97	BT	23700	
SAC	98	U		BSW BAJO
SAC	99	Hs+i		BSW BAJO
SAC	102	T	5650	
SAC	103	Hs+i	1600	
SAC	104	BT	24600	
SAC	106	Hs	7400	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC	107	BT	4750	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC	108	T		DETERMINAR LA SALINIDAD
SAC	109	U+T	3350	EVAL CON WTF
SAC	110	U+T	42500	
SAC	111	T	36900	POSIBLE COMUNICACIÓN CON NAPO "U"
SAC	114	Hi	1100	
SAC	115	Hi	1200	
SAC	118	U		BSW BAJO
SAC	119	Hs		BSW BAJO
SAC	121	U		BSW BAJO
SAC	123	Hs	2500	
SAC	124	U	21000	
SAC	125	Hs	1700	CERRADO, EWO
SAC	126	BT	25200	
SAC	127	Hs	3200	
SAC	128	Hi	1200	
SAC	130	U	16700	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC	132	U		BSW BAJO
SAC	133	U		BSW BAJO
SAC	134	U		BSW BAJO
SAC	135	Hs	1500	

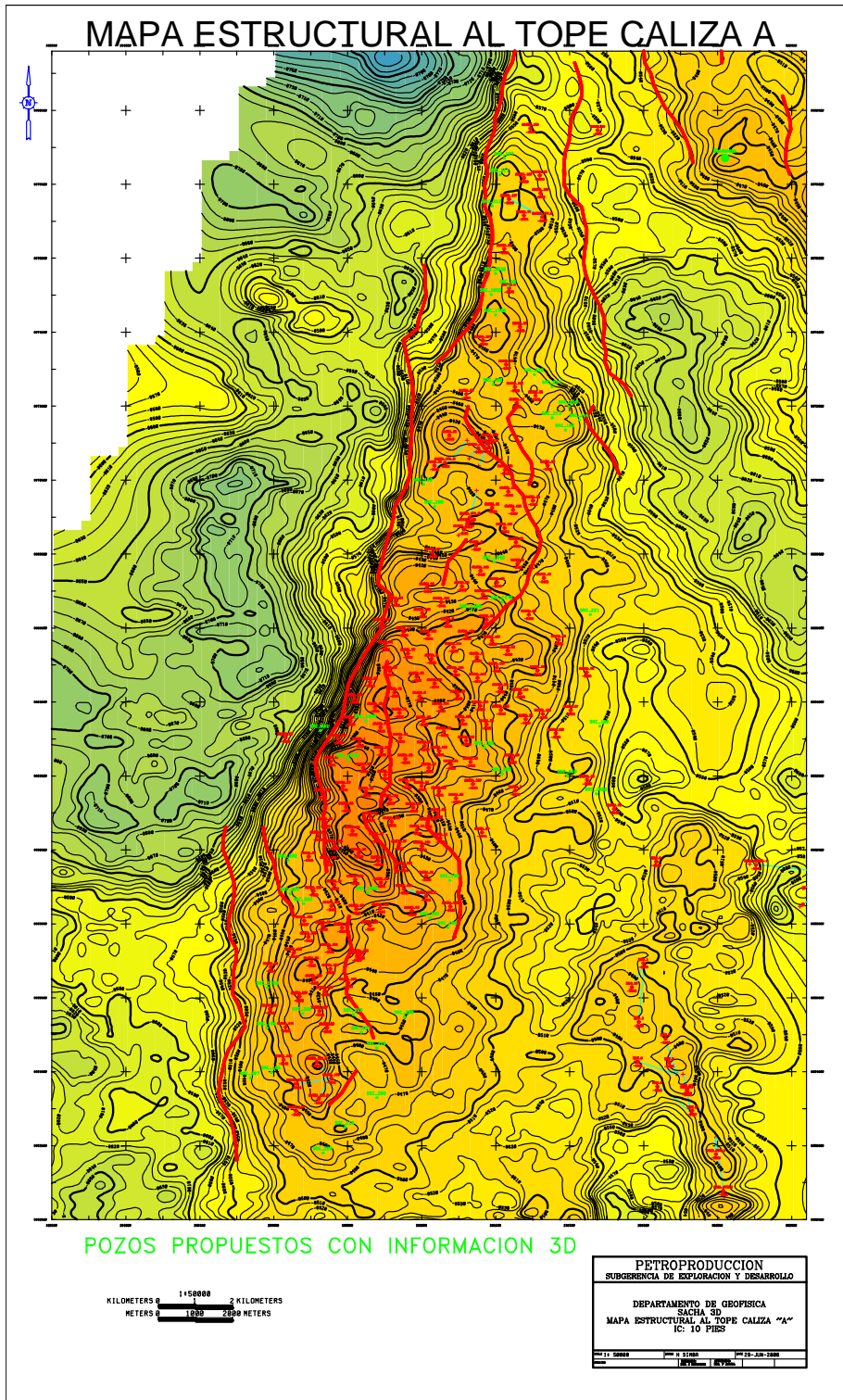
POZO	ARENA	SALINIDAD	OBSERVACION
SAC 136	HS	5500	Hi=1650 PPMCL-,
SAC 137	Ti		Hi=950 PPMCL-, BSW BAJO
SAC 138	T	1450	PISTONEO DE POZO CERRADO
SAC 139	T		BSW BAJO
SAC 141	Hs		BSW BAJO
SAC 142	U		BSW BAJO
SAC 143	Hi		CERRADO EWO
SAC 144	Hs	2000	
SAC 145	Hs	1100	Hs=1100; T=3900,
SAC 146	Hs	5800	
SAC 148	Hi+Ui	8600	EWO
SAC 153	U		(9-AGO-05 U=4750 PPMCL-)
SAC 154-D	Hi	4300	
SAC 155-D	Ui		BSW BAJO
SAC 156	Hi	1000	
SAC 157	Ts	24600	NO CORRESPONDE
SAC 158	Hi		BSW BAJO
SAC 159	Hs	5200	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC 161	Hs+i	1900	
SAC 162	Hs+i		BSW BAJO
SAC 163-D	Hi	1250	
SAC 167	Hi	1800	
SAC 170	T	11200	Hi=1600
SAC 171-H	Hi	1100	
SAC 172-D	Hi	1000	
SAC 173-H	U	13850	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC 175-H	Hs	3100	
SAC 176-D	Ti	45200	SALINIDAD NO CORRESPONDE
SAC 177-D	Us+i		(Ui=1400) , BSW BAJO
SAC 178-D	Ti	10900	COPLETACION Y PRUEBAS
SAC 182	U		BSW BAJO
SAC 183	Hs	700	REALIZAR NUEVO ANALISIS
SAC 184	Ui		BSW BAJO
SAC 185	Hi	1250	CERRADO, EWO
SAC 186	Ui		SALINIDAD NO REPORTADA
SAC 189	Hs	1400	
SAC 190-D	Ui	900	(Ti=1100, API=27.4), (Hi=1150,API=28)
SAC 191	Hs		(1-JUL-06 Hs=9300)
SAC 193	Hs	3000	
SAC 198	Hs		BSW BAJO

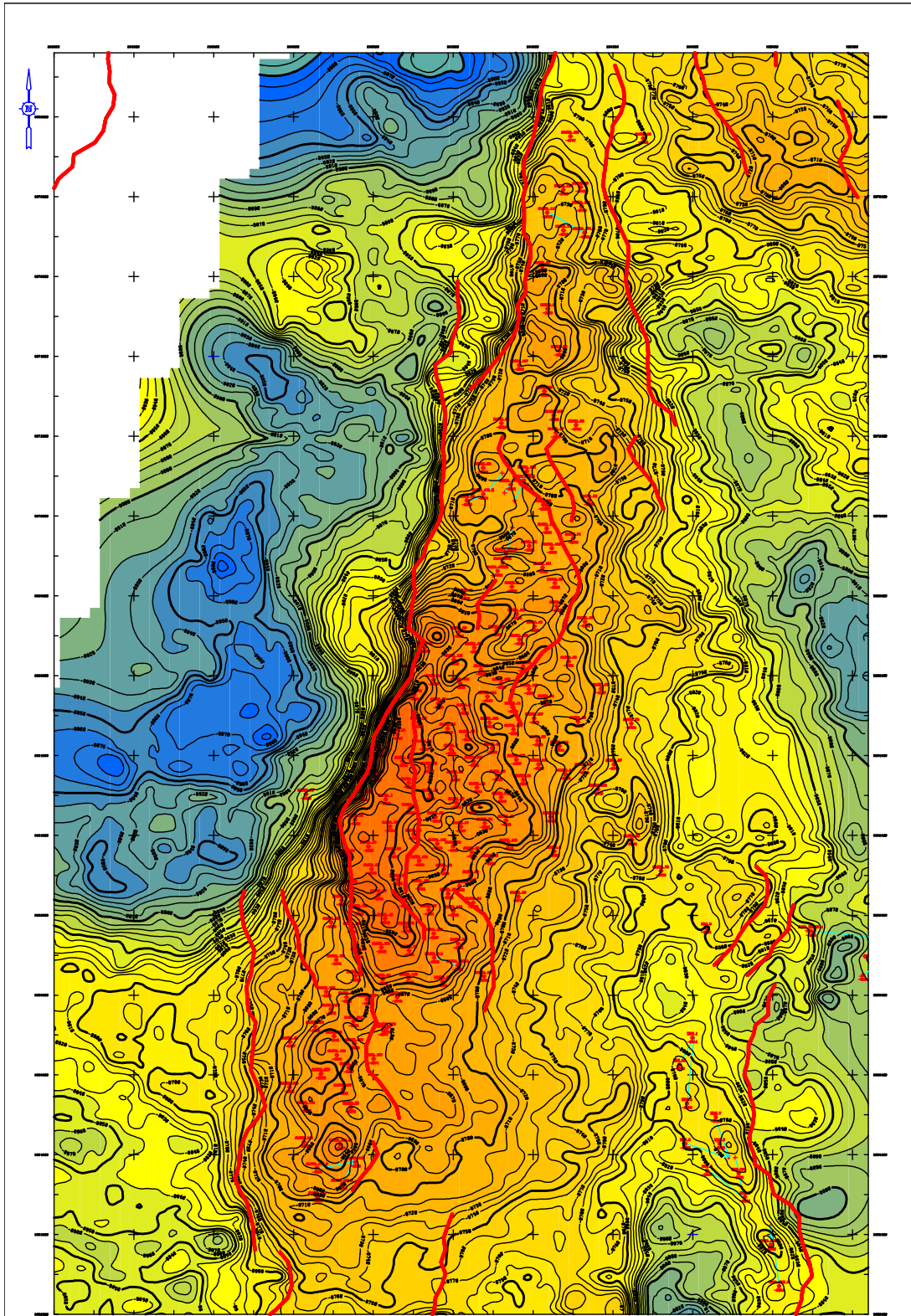


KILOMETERS 0 1 2
METERS 0 1000 2000

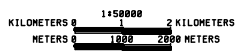
PETROPRODUCCION	
SUBGERENCIA DE EXPLORACION Y DESARROLLO	
DEPARTAMENTO DE GEOPISICA	
SACHA 3D	
MAPA ESTRUCTURAL A LA BASE TITUYACU	
IC: 10 pies	
1:50000	20-Ene-2000





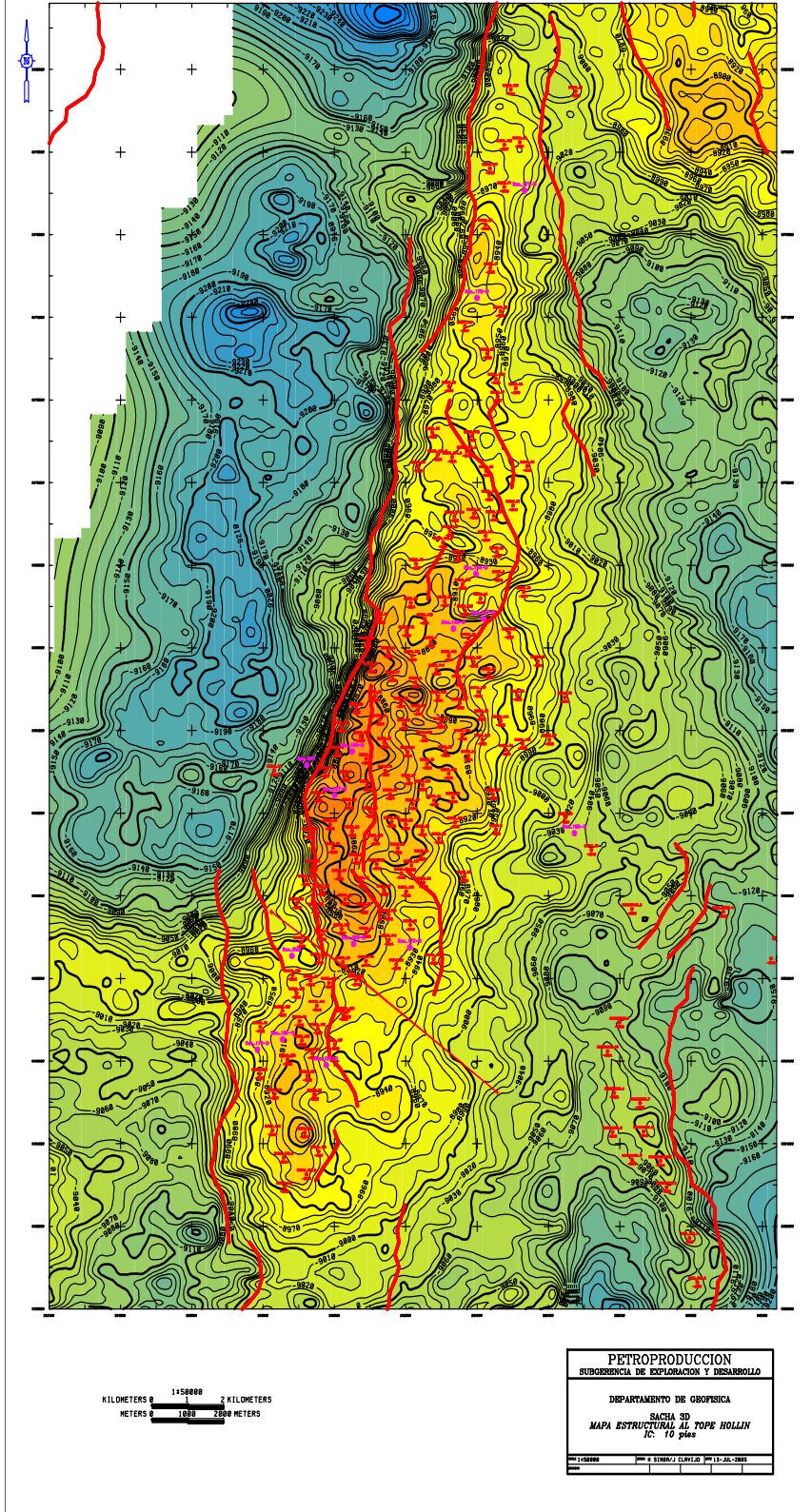


Actualizado en base a los 2 ultimos pozos perforados Sacha177D, Sacha 172D

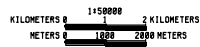
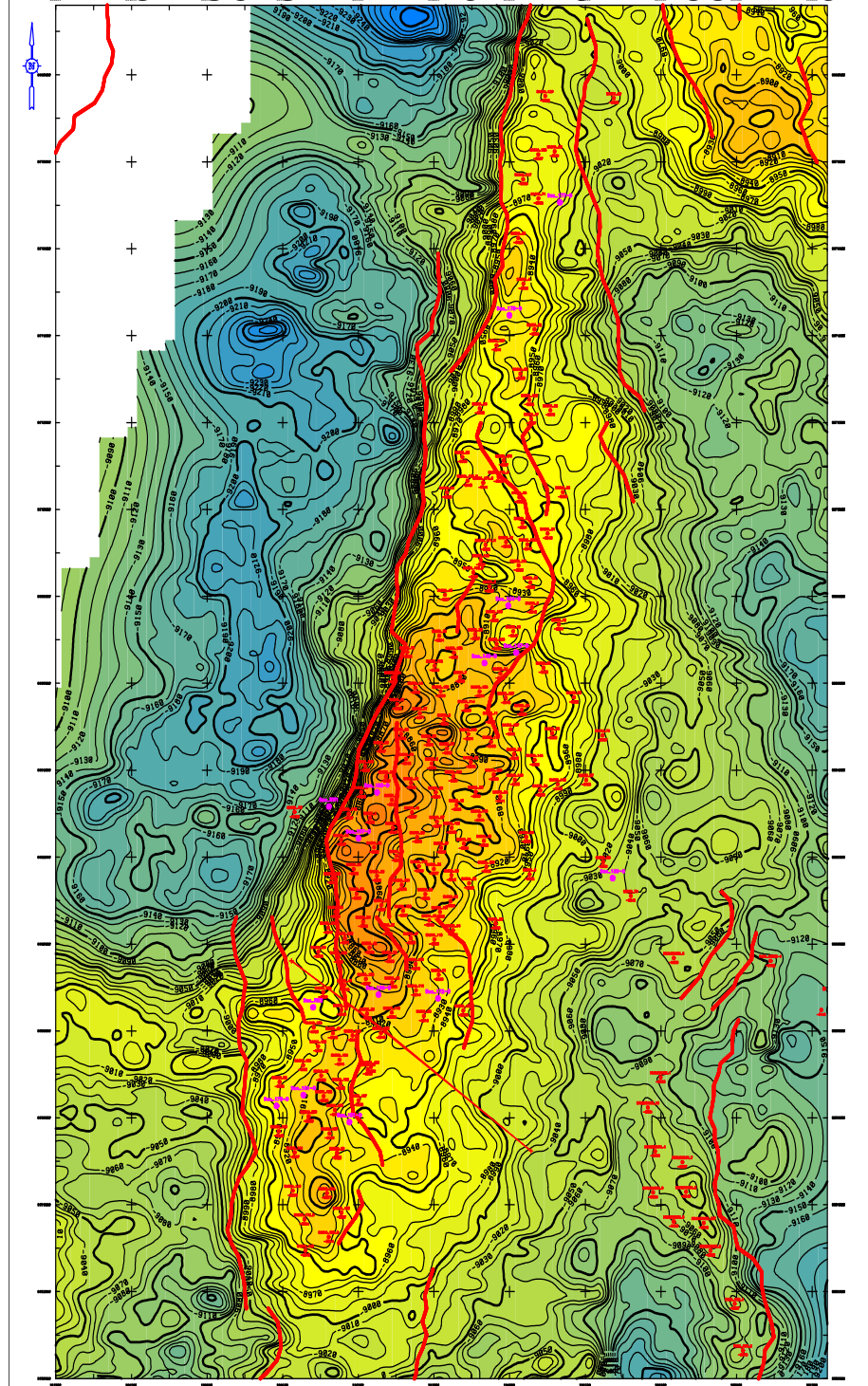


PETROPRODUCCION	
SUBGERENCIA DE EXPLORACION Y DESARROLLO	
DEPARTAMENTO DE GEOFISICA	
SACHA 3D	
MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE CALIZA "B"	
IC: 10 PIES	
1:50000	25-AUG-2008

MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE HOLLIN SUPERIOR

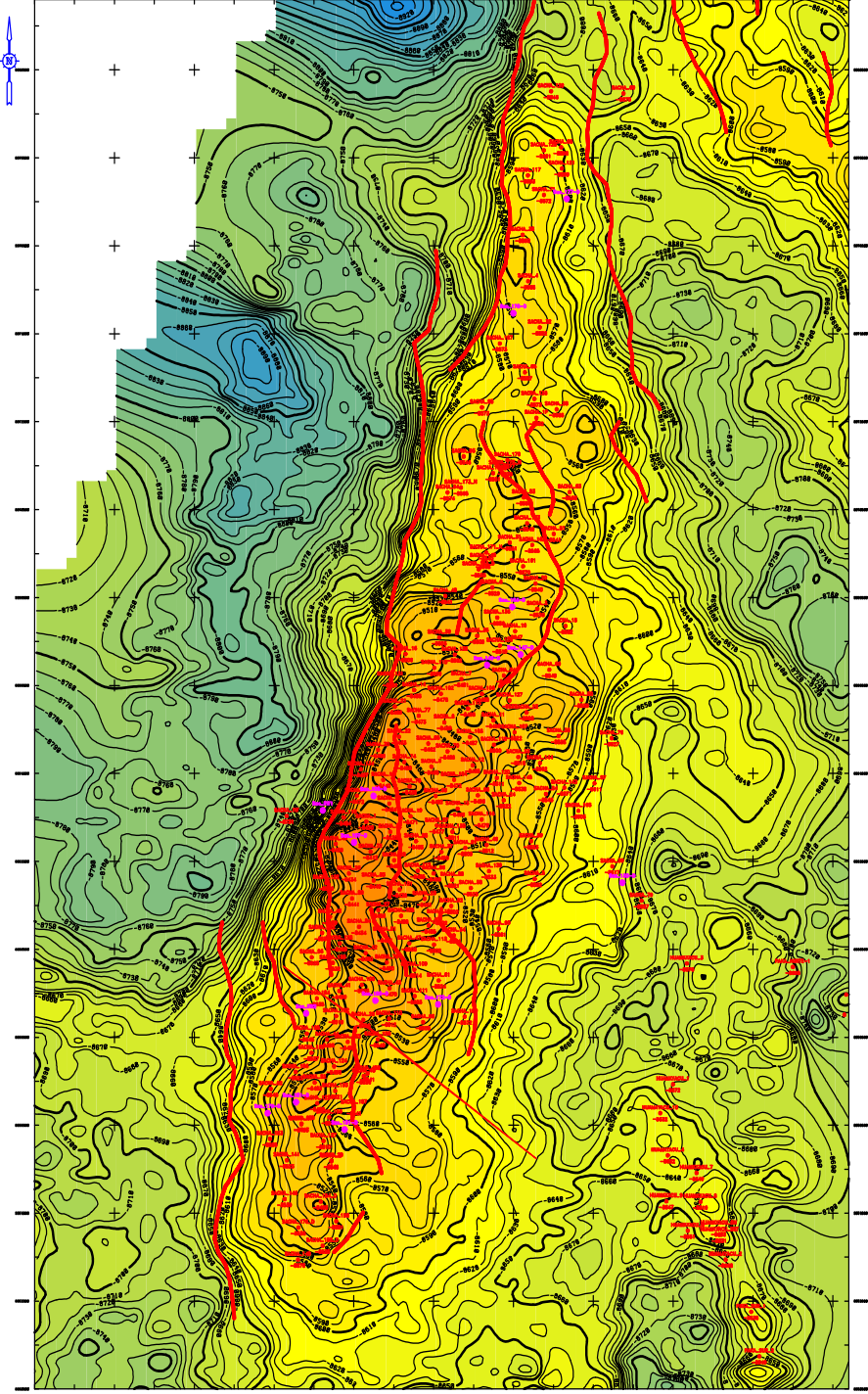


MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE HOLLIN SUPERIOR



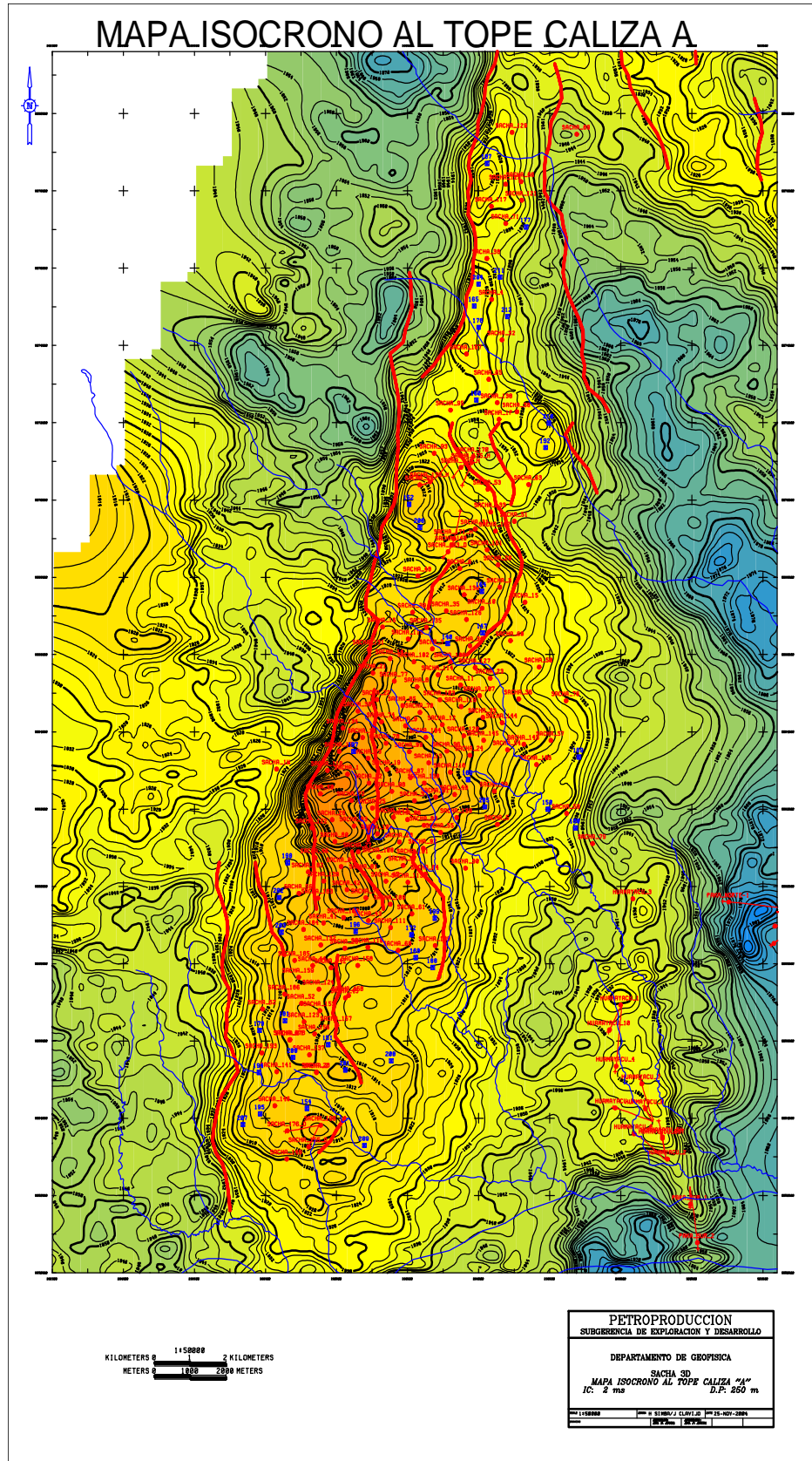
PETROPRODUCCION	
SUBGERENCIA DE EXPLORACION Y DESARROLLO	
DEPARTAMENTO DE GEOFISICA	
SACHA 3D	
MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE HOLLIN	
IC: 10 044	
1:50000	1:2000
15-06-2005	15-06-2005

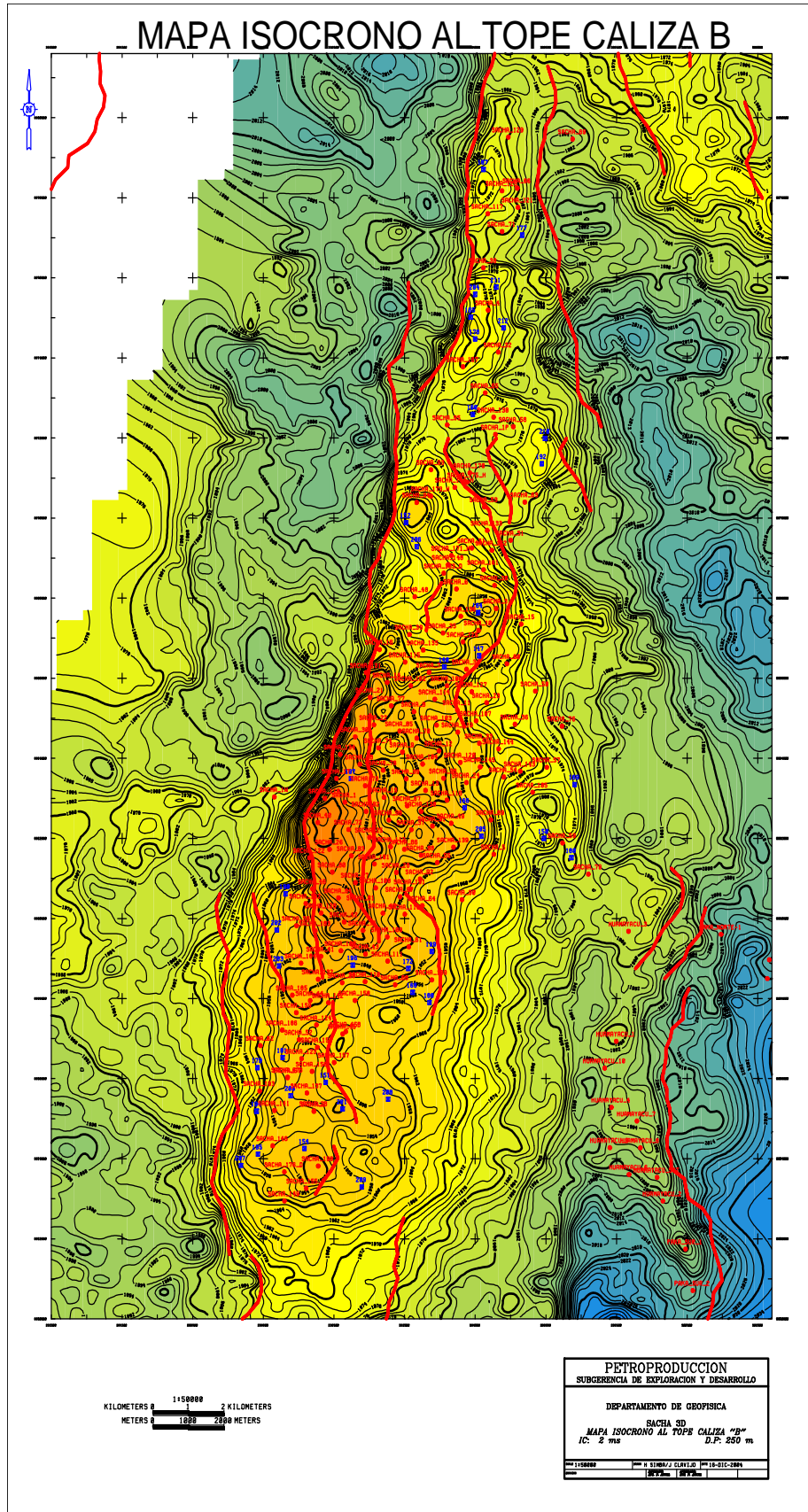
MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE U INFERIOR



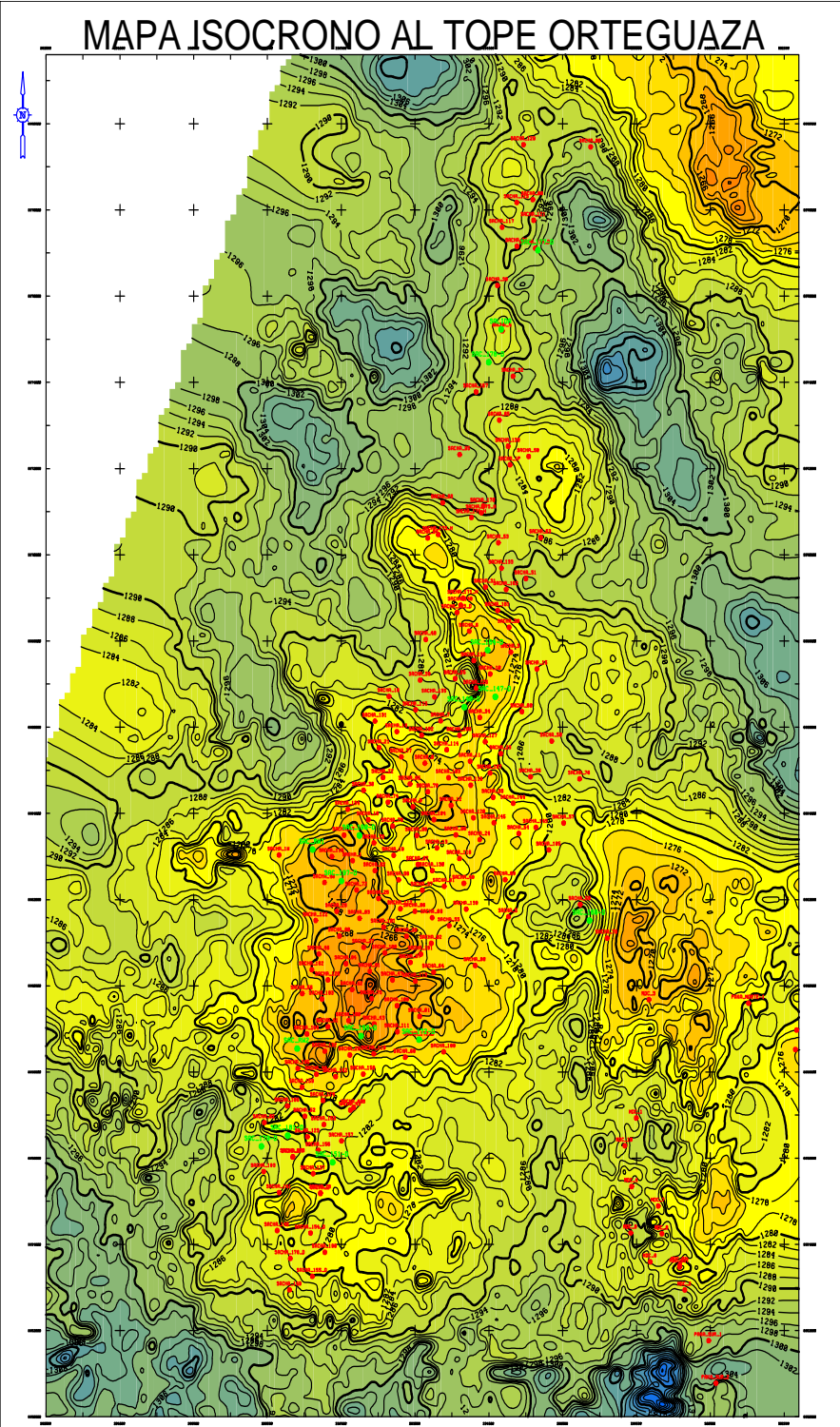
1:50000
 KILOMETERS 0 1 2 KILOMETERS
 METERS 0 1000 2000 METERS

PETROPRODUCCION SUBGERENCIA DE EXPLORACION Y DESARROLLO	
DEPARTAMENTO DE GEOFISICA	
SACHA 3D MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE U INFERIOR IC. 10 p002	
1:50000	ESCALA 1:50000
20-500-2000	20-500-2000
PPT	PPT





MAPA ISOCRONO AL TOPE ORTEGUAZA



1:50000
KILOMETERS 0 1 2 KILOMETERS
METERS 0 1000 2000 METERS

POZOS PERFORADOS
POZOS PROPUESTOS

PETROPRODUCCION SUBGERENCIA DE EXPLORACION Y DESARROLLO
DEPARTAMENTO DE GEOFISICA SACHA 3D MAPA ISOCRONO AL TOPE ORTEGUAZA IC: 2 mm
1:50000 1:50000 1:50000 1 JUN 2000

BIBLIOGRAFÍA

- ARCHER.J.S; WALL. C.G. **PETROLEUM ENGINEERING PRINCIPLES AND PRACTICE.** USA. 1986
- BAKER HUGHES. **Introduction to wireline log analysis.** 2002
- CORE LAB. *Estudio de simulación de reservorio Campo Sacha*, Reporte final, Core Lab, Febrero 2004
- CRUZ, Efraín. *Interpretación de registros de pozos a hueco abierto*, Schlumberger 2002
- FIALLOS, Mario. *Actualización de reservas del Campo Sacha.* Petroproducción. Quito. 2000
- GANESH, C. THAKUR Vaduz. *Integrated waterflood asset management.* Tulsa 1998.
- HALLIBURTON. *Control de calidad de registros.* Petroproducción. Quito. Abril 2005
- ARCHIVOS TÉCNICOS DEL CAMPO YUCA, Ingeniería de Yacimientos, Quito..