

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA SEPARACIÓN AGUA- PETRÓLEO EN EL FONDO DEL POZO PARA LA REDUCCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO

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

JOSÉ LUIS FREIRE NÚÑEZ

Josefreire_epn@hotmail.com

DIRECTOR: ING. ÁNGEL USHIÑA

afup_1957@yahoo.com

Quito, Abril 2010

DECLARACIÓN

Yo, José Luis Freire Núñez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado 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 mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

JOSÉ LUIS FREIRE NÚÑEZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por José Luis Freire Núñez, bajo mi supervisión.

ING. ÁNGEL USHIÑA
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Al finalizar mi carrera Universitaria quiero agradecer a las personas e instituciones sin las cuales no hubiera sido posible la realización de este proyecto.

A mi profesor y director de tesis, Ing. Ángel Fernando Ushiña Puma, gracias a su incentivo en el aula fue el mentor de este trabajo de investigación.

A la compañía SCHLUMBERGER SURENCO S.A, en especial al equipo de Artificial Lift representado por: Ing. Fernando Carreño, Ing. Carlos Ortiz, Ing. Rodrigo Reinoso, Ing. Marco Ledesma; así como al equipo de Data and Consulting Services, Ing. Gustavo Marín e Ing. Diego Bastidas.

A la Empresa PETROECUADOR con su filial PetroProducción con especial agradecimiento en las oficinas de Quito al Ing. Jorge Dután, Dra. Mariana Mores, Ing. Julio Orosco y en el Campo Cuyabeno-Sansahuari a: Ing. Milton Freire, Ing. Freddy Molina.

A la Escuela Politécnica Nacional en especial al personal docente y administrativo de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, representado por: Ing. Gerardo Barros, Ing. Johnny Zambrano, Ing. Vinicio Melo, Ing. Raúl Valencia.

José Luis.

DEDICATORIA

A quien me dio toda la fuerza y sabiduría en mi carrera universitaria para culminar con éxito y no desmayar en el camino, DIOS.

Con inmenso cariño a mis padres Juana Inés y Rolando que con mucho esfuerzo me apoyaron para alcanzar mis objetivos a pesar de las adversidades; a mis hermanos Juan, Verónica, Javier quienes estuvieron conmigo en todo momento.

A quien me brindo su amor, respeto y apoyo cuando más lo necesitaba, Anabel.

José Luis.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
INDICE DE TABLAS	XVIII
INDICE DE FIGURAS	XXII
INDICE DE GRÁFICAS.....	XXIII
RESUMEN	XXIVV
PRESENTACIÓN.....	XXV
CAPITULO 1	1
DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL CAMPO CUYABENO- SANSAHUARI.	1
1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.	1
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.	3
1.3 GEOLOGÍA LOCAL.	4
1.3.1 ESQUEMA TECTÓNICO ESTRUCTURAL.....	4
1.4 ESTRATIGRAFÍA.	5
1.4.1 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL.....	5
1.4.1.1 Ciclo I:.....	5
1.4.1.2 Ciclo II:.....	5
1.4.1.3 Ciclo III:.....	6
1.4.1.4 Ciclo IV:	6
1.4.1.5 Ciclo V:	6

1.5 CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES DE INTERÉS.	6
.....	6
1.5.1 FORMACIÓN HOLLÍN.	6
1.5.2 FORMACIÓN NAPO.	8
1.5.2.1 Napo Superior.....	8
1.5.2.2 Napo Medio.	8
1.5.2.3 Napo Inferior.	8
1.5.2.3.1 Arena U Superior.	8
1.5.2.3.2 Arena U Medio.	8
1.5.2.3.3 Arena U Inferior.	9
1.5.2.3.4 Arena T Superior.	9
1.5.2.3.5 Arena T Inferior.	9
1.5.2.4 Formación Tena.....	9
1.6 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS YACIMIENTOS DE INTERÉS. .	9
1.6.1 RESERVORIO U SUPERIOR.	10
1.6.2 RESERVORIO U MEDIO.	11
1.6.3 RESERVORIO U INFERIOR.....	12
1.6.4 RESERVORIO T SUPERIOR.	13
1.6.5 RESERVORIO T INFERIOR.	14
1.7 TOPES Y BASES DE LOS ESTRATOS.....	15
1.8 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	18
1.8.1 SATURACIÓN.....	18
1.8.2 POROSIDAD.....	18
1.8.2.1 Reservorio U Superior.	19
1.8.2.2 Reservorio U Medio.	20

1.8.2.3 Reservoirio U Inferior.....	21
1.8.2.4 Reservoirio T Superior.....	22
1.8.2.5 Reservoirio T Inferior.	23
1.8.3 PERMEABILIDAD.	24
1.9 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.	24
1.10 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.	25
1.10.1 POZOS PRODUCTORES, REINYECTORES, CERRADOS Y MUERTOS.	25
1.10.2 PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.	27
CAPITULO 2	29
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....	29
2.1 INTRODUCCIÓN.....	29
2.2 ANÁLISIS DE PRESIONES.....	29
2.2.1 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.....	30
2.3 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN PVT.	36
2.3.1 PRESIÓN DE BURBUJA.	36
2.3.1.1 Separación Flash.....	36
2.3.2 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO Y RELACIÓN DE SOLUBILIDAD.	37
2.4 MECANISMO NATURAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO U INFERIOR.....	38
2.5 EFICIENCIA DE RECOBRO DEL YACIMIENTO U INFERIOR.....	39
2.6 CÁLCULO DEL POES.....	45
2.6.1 RESERVAS RECUPERABLES.....	49

2.6.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA.	50
2.6.3 RESERVAS REMANENTES.....	50
2.7 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.	50
2.7.1 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.	52
2.7.1.1 Períodos desiguales entre pruebas.	52
2.7.1.2 Cambio de productividad en los pozos.	53
2.7.1.3 Completación de nuevos pozos.....	53
2.7.1.4 Interrupción de los programas de producción.....	53
2.7.1.5 Veracidad de datos.....	53
2.7.1.6 Prorratio.....	54
2.7.2 VENTAJAS DEL MÉTODO GRÁFICO.....	54
2.7.3 DECLINACIÓN EXPONENCIAL.	54
2.7.3.1 Declinación Exponencial del Yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari.....	56
2.7.3.1.2 Declinación exponencial del yacimiento U Inferior.	56
2.8 PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.	56
CAPITULO 3	58
TEORÍA DE LA SEPARACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN EL FONDO DEL POZO Y DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DOWNHOLE FLUID PROCESSING (DFPS) PROPUESTA POR SCHLUMBERGER.	58
3.1 INTRODUCCIÓN.....	58
3.2 CONFIGURACIONES.....	58
3.3 MECANISMOS DE LA SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN EL FONDO DEL POZO.....	61
3.3.1 MECANISMO PUSH THROUGH.....	62

3.3.2 MECANISMO PULL THROUGH.....	62
3.4 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA.....	62
3.4.1 EQUIPO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.....	63
3.4.1.1 Operación.....	63
3.4.2 SEPARADOR (TIPO HIDROCICLÓN).....	63
3.4.2.1 Descripción del Hidrociclón.....	64
3.4.2.2 Operación.....	65
3.4.2.2.1 Coalescencia.....	65
3.4.2.2.2 Vórtice.....	65
3.4.2.3 Principio Físico de Operación del hidrociclón.....	67
3.4.2.3.1 Velocidad Tangencial.....	68
3.4.2.3.2 Comportamiento hiperbólico de la velocidad tangencial.....	69
3.4.2.3.3 Velocidad Radial.....	70
3.4.2.3.4 Velocidad Axial.....	71
3.4.2.3.4.1 Comportamiento de la velocidad axial.....	71
3.4.3 DISPOSITIVO RE-DIRECTOR.....	72
3.4.3.1 Operación.....	72
3.4.4 DISPOSITIVO DE CONTROL DE FLUJO.....	73
3.4.4.1 Operación.....	75
3.4.4.1.1 Efecto de la presión de retorno.....	75
3.4.4.1.1.1 Presión de Retorno.....	75
3.4.4.2 Principio Físico de Operación.....	76
3.4.4.2.1 Placa Orificio.....	76
3.4.5 SISTEMA DE RE-INYECCIÓN DE AGUA.....	79
3.4.5.1 Operación.....	80

3.4.6 SISTEMA DE SENSORES.....	80
3.4.6.1 Sensores de Presión.	81
3.4.6.2 Sensores de composición química.	81
3.4.6.3 Sensores de BSW.	81
3.4.6.4 Sensores de flujo.	82
3.4.6.5 Sensores de partículas.	82
3.4.6.6 Dispositivo de toma de muestras.....	82
3.4.7 TRANSMISIÓN DE LAS SEÑALES DE LOS SENSORES	83
3.4.8 UBICACIÓN DEL SISTEMA DE SENSORES.....	83
3.5 ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA.....	83
3.6 COMPLETACIONES DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS EN EL FONDO DEL POZO.	84
3.6.1 COMPLETACIÓN CON LA ZONA DE INYECCIÓN SOBRE LA ZONA DE PRODUCCIÓN.....	84
3.6.2 COMPLETACIÓN CON LA ZONA DE INYECCIÓN BAJO LA ZONA DE PRODUCCIÓN.....	84
CAPITULO 4	87
SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS Y SIMULACIÓN DE LA TECNOLOGÍA. ..	87
4.1 INTRODUCCIÓN.....	87
4.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	87
4.2.1 CORTE DE AGUA. (MAYOR AL 80 %).	88
4.2.1.1 Definición de los parámetros en la separación.	89
4.2.1.1.1 Razón de Separación en Fondo.....	89
4.2.1.1.2 Capacidad de manejo de fluidos del hidrociclón.	90
4.2.2 PRUEBAS DE INYECTIVIDAD Y DE SEPARACIÓN.	91

4.2.2.1 Prueba de inyectividad.	91
4.2.2.1.1 Inyectividad.	91
4.2.2.2 Prueba de Separación.	92
4.2.3 INTEGRIDAD DEL CEMENTO.	92
4.2.4 TUBERÍA PRODUCCIÓN (7" O MÁS).	93
4.2.5 SEPARACIÓN ZONA PRODUCTORA – INYECTORA.	93
4.2.5.1 Integridad mecánica.	93
4.2.5.2 Integridad geológica.	93
4.2.6 SISTEMA PRODUCCIÓN (BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE) Y TIEMPO DE VIDA (RUN LIFE).	94
4.2.7 CARACTERIZACIÓN DE ZONA PRODUCTORA E INYECTORA. (K, Φ , PI, H, ETC.)	94
4.2.8 EMULSIÓN PETRÓLEO EN AGUA.	94
4.2.8.1 Emulsión.	94
4.2.8.2 Emulsión agua en petróleo.	95
4.2.8.3 Emulsión petróleo en agua.	95
4.2.9 COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ZONA PRODUCTORA CON LA ZONA INYECTORA NO PRODUCCIÓN DE ESCALA Y SÓLIDOS.	95
4.2.9.1 Formación de Escala y Corrosión.	96
4.2.9.1.1 Escala.	96
4.2.9.1.2 Corrosión.	97
4.2.9.2. Producción de Sólidos.	97
4.2.10 NO PRODUCCIÓN DE GAS.	97
4.2.11 RESERVAS SUFICIENTES EN LA ZONA PRODUCTORA.	97

4.2.12 INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO.	98
4.2.13 GRADO API > 20.	98
4.2.14 SUFICIENTE PRESIÓN PARA INYECCIÓN.	98
4.2.15 PRODUCCIÓN MENOR A 8000 BFPD.	98
4.2.16 DATOS DE GEOMECÁNICA.	99
4.2.16.1 Presión de fractura.	99
4.2.16.2 Potencial de arena.	99
4.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS EN EL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.	99
4.3.1 POZOS CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.	100
4.3.2 SEPARACIÓN ZONA PRODUCTORA Y ZONA INYECTORA.	100
4.3.3 CORTE DE AGUA MAYOR AL 80%.	101
4.3.4 PRUEBAS DE INYECTIVIDAD Y SEPARACIÓN.	103
4.3.4.1 Pruebas de inyectividad yacimiento T Inferior.	103
4.3.4.2 Pruebas de inyectividad conglomerado Tiyuyacu.	104
4.3.4.2 Prueba de separación.	104
4.3.5 INTEGRIDAD DEL CEMENTO.	105
4.3.6 TUBERÍA PRODUCCIÓN (7" O MÁS).	105
4.3.7 CARACTERIZACIÓN DE ZONA PRODUCTORA E INYECTORA.	105
4.3.8 EMULSIÓN PETRÓLEO EN AGUA.	106
4.3.9 COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ZONA PRODUCTORA CON LA ZONA INYECTORA. NO PRODUCCIÓN DE ESCALA Y SÓLIDOS.	106
4.3.10 NO PRODUCCIÓN DE GAS.	107

4.3.11 RESERVAS SUFICIENTES EN LA ZONA PRODUCTORA.	108
4.3.12 INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO.	108
4.3.13 GRADO API > 20.	108
4.3.14 SUFICIENTE PRESIÓN PARA INYECCIÓN.	108
4.3.15 PRODUCCIÓN MENOR A 8000 BFPD.....	109
4.3.16 DATOS DE GEOMECÁNICA.	109
4.4 RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE CANDIDATOS.	109
4.5 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE INVASIÓN DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS.	111
4.5.1 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.	112
4.5.1.1 Pozo Cuyabeno-21.	112
4.5.1.2 Pozo Cuyabeno-23.	113
4.5.2 ANÁLISIS MEDIANTE MAPAS DE MOVIMIENTO TIPO BURBUJA.	116
4.5.2.1 Análisis del pozo Cuyabeno-21.	116
4.5.2.2 Análisis del pozo Cuyabeno-23.	116
4.5.3 ANÁLISIS DE REGISTROS DE CEMENTACIÓN.	120
4.5.4.1 Pozo Cuyabeno-21.	120
4.5.4.1 Pozo Cuyabeno-23.	120
4.5.5 ANÁLISIS DEL ESTADO MECÁNICO.	120
4.5.5.1 Pozo Cuyabeno-21.	120
4.5.5.2 Pozo Cuyabeno-23.	121
4.5.6 ANÁLISIS MEDIANTE CURVAS DE CHANG.	121
4.5.6.1 Pozo Cuyabeno-21.	122
4.5.6.2 Pozo Cuyabeno-23.	122

4.6 DETERMINACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS.	122
4.6.1 Pozo Cuyabeno-21.....	122
4.6.2 Pozo Cuyabeno-23.....	125
4.7 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN EL FONDO DEL POZO.....	125
4.7.1 RESULTADOS ESPERADOS EN LOS POZOS ELEGIDOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN.....	126
4.7.1.1 Escenario óptimo (P90).	126
4.7.1.2 Escenario estándar (P50).	126
4.7.1.3 Escenario pésimo (P10).	126
4.7.2 RESULTADOS DE PREDICCIÓN DE ESCENARIOS ESPERADOS.....	127
4.7.2.1 Candidato # 1 pozo Cuyabeno-21.	127
4.7.2.2 Candidato # 2 pozo Cuyabeno-23.	128
4.8 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE FONDO PARA LOS POZOS CANDIDATOS.	128
4.8.1 DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POZO CUYABENO-21 INYECCIÓN INFERIOR.	129
4.8.2 DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POZO CUYABENO-23 INYECCIÓN INFERIOR.	131
4.8.3 DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POZO CUYABENO-21 INYECCIÓN SUPERIOR.....	133
4.8.4 DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POZO CUYABENO-23 INYECCIÓN SUPERIOR.....	135
CAPITULO 5	137
ANÁLISIS ECONÓMICO.....	137

5.1 INTRODUCCIÓN.....	137
5.2 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	137
5.2.1 FLUJO DE CAJA.....	137
5.2.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	137
5.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	138
5.2.4 RELACIÓN COSTO / BENEFICIO (RCB).....	138
5.3 INVERSIÓN.....	139
5.3.1 COSTOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN.....	139
5.4 INGRESOS DEL PROYECTO.....	141
5.5 EGRESOS DEL PROYECTO.....	141
5.6 CONSIDERACIONES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	141
5.7 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	142
5.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	157
5.8.1 RESULTADOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO CUY-21	157
5.8.2 RESULTADOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO CUY-23.	158
CAPITULO 6	159
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	159
6.1 CONCLUSIONES.....	159
6.2 RECOMENDACIONES.....	161
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	163
GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS.....	165
ANEXOS	167
ANEXO No 1.....	168

ANEXO 1.1 ANÁLISIS PVT DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.....	169
ANEXO 1.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.....	170
ANEXO No 2.....	171
ANEXO 2.1 DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.....	172
ANEXO 2.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.....	173
ANEXO No 4.....	174
ANEXO 4.1 REGISTRO DE CEMENTACIÓN POZO CUYABENO-21	176
ANEXO 4.2 REGISTRO DE CEMENTACIÓN POZO CUYABENO-23	177
ANEXO 4.3 ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DE AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO CUYABENO YACIMIENTO T.....	176
ANEXO 4.4 ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO DE AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO CUYABENO YACIMIENTO U INFERIOR.....	177
ANEXO 4.5 DECLINACIÓN EXPONENCIAL DEL POZO CUYABENO-21.....	178
ANEXO 4.6 DECLINACIÓN EXPONENCIAL DEL POZO CUYABENO-23.....	179
ANEXO 4.7 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUYABENO-21 YACIMIENTO U INFERIOR	180
ANEXO 4.8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO CUYABENO-23 YACIMIENTO U INFERIOR.....	181
ANEXO 4.9 DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO CUYABENO-21..	182
ANEXO 4.10 DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL DEL POZO CUYABENO-23.	183

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Fracciones de facies del reservorio U Superior.....	10
Tabla 1.2 Fracciones de facies del reservorio U Medio.....	11
Tabla 1.3 Fracciones de facies del reservorio U Inferior.	12
Tabla 1.4 Fracciones de facies del reservorio T Superior.	13
Tabla 1.5 Fracciones de facies del reservorio T Inferior.....	14
Tabla 1.6 Topes de formación Área Cuyabeno.....	15
Tabla 1.7 Topes de formación Área Cuyabeno.....	15
Tabla 1.8 Topes de formación Área Cuyabeno.....	16
Tabla 1.9 Topes de formación Área Cuyabeno.....	16
Tabla 1.10 Topes de formación Área Sansahuari.	17
Tabla 1.11 Topes de formación Área Sansahuari.	17
Tabla 1.12 Valores de saturación del Campo Cuyabeno-Sansahuari.....	18
Tabla 1.13 Valores de porosidad del Yacimiento U Superior.	19
Tabla 1.14 Valores de porosidad del Yacimiento U Medio.....	20
Tabla 1.15 Valores de porosidad del Yacimiento U Inferior.	21
Tabla 1.16 Valores de porosidad del Yacimiento T Superior.....	22
Tabla 1.17 Valores de porosidad del Yacimiento T Inferior.....	23
Tabla 1.18 Valores de Permeabilidad.	24
Tabla 1.19 Caracterización de los fluidos.....	24
Tabla 1.20 Estado actual de los pozos en el campo.	25
Tabla 1.21 Sistema de levantamiento artificial de los pozos en Área Cuyabeno.	26
Tabla 1.22 Sistema de levantamiento artificial de los pozos en Área Sansahuari.....	27
Tabla 2.1 Cálculo de presión al datum del Yacimiento U Inferior	32

Tabla 2.2.- Ajuste de presiones del Yacimiento U Inferior.....	33
Tabla 2.3.- Presión de Yacimiento U Inferior a 31 de diciembre del 2009.....	33
Tabla 2.4 Característica de varios mecanismos de empuje.....	47
Tabla 2.5 Curvas tipo de los mecanismos de producción de fluidos.....	48
Tabla 2.6. Datos de presión y producción del Yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari.....	39
Tabla 2.7 Parámetros de estimación de POES.....	46
Tabla 2.8 Reservas recuperables Yacimiento U Inferior	49
Tabla 2.9 Producción acumulada del Campo Cuyabeno-Sansahuari	50
Tabla 2.10 Reservas remanentes del Campo Cuyabeno-Sansahuari.....	50
Tabla 2.11 Datos producción del Yacimiento U Inferior.	57
Tabla 3.1 Especificaciones del sistema DFPS.	83
Tabla 4.1 Pozos con levantamiento artificial tipo bombeo eléctrico sumergible.....	102
Tabla 4.2 Pozos con zona de producción U Inferior y zona de inyección T Inferior.	101
Tabla 4.3 Pozos con zona de producción U Inferior y zona de Inyección Tiyuyacu.	101
Tabla 4.4 Pozos con corte de agua mayor al 80%.....	103
Tabla 4.5 Prueba de ratas múltiples del pozo CuyRw-01.....	104
Tabla 4.6 Prueba de ratas múltiples del pozo Cuy-05.....	104
Tabla 4.7 Características de casing de producción de los pozos CUY-21 y CUY23.	105
Tabla 4.8 Caracterización de reservorios.....	106
Tabla 4.9 Tendencia de incrustaciones Campo Cuyabeno.	107
Tabla 4.10 Producción de fluidos de los pozos CUY-21 y CUY-23.....	109
Tabla 4.11 Resultados de la selección de candidatos Campo Cuyabeno-Sansahuari.	110

Tabla 4.12 Datos y características de los pozos seleccionados.....	111
Tabla 4.13 Historial de producción pozos Cuyabeno-21 y Cuyabeno-23.....	115
Tabla 4.14. Predicciones de trabajo del sistema DFPS Pozo Cuyabeno-21.....	127
Tabla 4.15. Predicciones de trabajo del sistema DFPS Pozo Cuyabeno-23.....	128
Tabla 4.16 Descripción de la completación cuy-21 INYECCIÓN INFERIOR.	130
Tabla 4.17 Descripción de la completación cuy-23 INYECCIÓN inferior.	132
Tabla 4.18 Descripción de la completación cuy-21 INYECCIÓN superior.	134
Tabla 4.19 Descripción de la completación CUY-23 INYECCIÓN superior.	136
Tabla 5.1 Costos estimados de trabajos adicionales a la implementación del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo.	140
Tabla 5.2 Resumen del análisis económico para el pozo CUY-21 escenario P90..	145
Tabla 5.3 Resumen del análisis económico para el Pozo CUY-21 escenario P50..	147
Tabla 5.4 Resumen del análisis económico para el Pozo CUY-21 escenario P10..	149
Tabla 5.5 Resumen del análisis económico para el Pozo CUY-23 escenario P90..	151
Tabla 5.6 Resumen del análisis económico para el Pozo CUY-23 escenario P50..	153
Tabla 5.7 Resumen del análisis económico para el Pozo CUY-23 escenario P10..	155
Tabla 5.8 Evaluación económica del Pozo CUY-21.....	157
Tabla 5.9 Evaluación económica del Pozo CUY-23.....	158

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1.- Ubicación geográfica del Campo Cuyabeno-Sansahuari.	3
FIGURA 1.2.- Mapa estructural del Campo Cuyabeno-Sansahuari.	4
FIGURA.1.3. Columna estratigráfica de los yacimientos de interés del campo cuyabeno-sansahuari.	7
FIGURA 1.4.- Vista 3D facies U Superior k=14.....	10
FIGURA 1.5.- Vista 3D facies U Medio k=39.....	11
FIGURA 1.6.- Vista 3d facies u inferior k=55.....	12
FIGURA 1.7.- Vista 3D facies T Superior k=74	13
FIGURA 1.8 Vista 3D facies T Inferior k=94.....	14
FIGURA 1.9 Vista 3D porosidad efectiva U Superior k=14	19
FIGURA 1.10 Vista 3D porosidad efectiva U Medio k=39	20
FIGURA 1.11 Vista 3D porosidad efectiva U Inferior k=55.....	21
FIGURA 1.12 Vista 3D porosidad efectiva T Superior k=74.....	22
FIGURA 1.13 Vista 3D porosidad efectiva T Inferior k=94	23
FIGURA 2.1 Diagrama de bloques de análisis de producción del Yacimiento U Inferior.	29
FIGURA 3.1 Primera configuración de re-inyección.....	60
FIGURA 3.2 Segunda configuración de re-inyección.....	60
FIGURA 3.3 Tercera configuración de re-inyección.....	61
FIGURA 3.4 Descripción de las secciones del hidrociclón.....	64
FIGURA 3.5 Descripción de la entrada de fluidos al hidrociclón	65
FIGURA 3.6 Posiciones radiales y dirección de los fluidos.....	66
FIGURA 3.7 Descripción de la operación del hidrociclón.....	67

FIGURA 3.8 Comportamiento hiperbólico de la velocidad tangencial	70
FIGURA 3.9 Comportamiento velocidad tangencial y radial	71
FIGURA 3.10 Comportamiento velocidad axial.	72
FIGURA 3.11 Operación del dispositivo re-director.....	74
FIGURA 3.12 Corte Transversal del controlador de flujo.	77
FIGURA 3.13 Representación de la placa orificio.	77
FIGURA 3.14 Valor de K en base al grosor del orificio.	78
FIGURA 3.15 Completación en una zona de inyección bajo la zona de producción.	85
FIGURA 3.16 Completación en una zona de inyección sobre la zona de producción.	86
FIGURA 4.1.- Beneficios de la Separación a cortes de agua mayores al 80%.	90
FIGURA 4.2. Equipo de separación de fluidos.....	92
FIGURA 4.3.- Fotografía de una tubería con problema de escala	96
FIGURA 4.4. Mapas de movimiento tipo burbuja pozo Cuyabeno-21.....	117
FIGURA 4.5 Mapa de movimiento tipo burbuja del pozo Cuyabeno-23.....	118
FIGURA 4.5 Continuación.....	119

INDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA 2.1 Comportamiento de presión deL yacimiento U Inferior.....	34
GRÁFICA 2.2 Ajuste de presiones del yacimiento U Inferior.....	35
GRÁFICA 2.3 Presión de burbuja Yacimiento U Inferior.	37
GRÁFICA 2.4 Factor volumétrico Yacimiento U Inferior.....	40
GRÁFICA 2.5 Relación de solubilidad Yacimiento U Inferior.	41
GRÁFICA 2.6 Determinación del mecanismo primario de producción de fluidos deL yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari.....	42
GRÁFICA 2.7 Comportamiento de declinación Exponencial.....	55
GRÁFICA 4.1 Comportamiento de RAP del pozo CUY-23 en función del tiempo...	123
GRÁFICA 4.2 Comprtamiento de RAP' del pozo CUY-23 en función del tiempo....	124
GRÁFICA 5.1 Recuperación de valores V.A.N. Vs. tiempo pozo CUY-21 escenario P90.....	146
GRÁFICA 5.2 Recuperación de valores V.A.N. Vs. tiempo pozo CUY-21 escenario P50.....	148
GRÁFICA 5.3 Recuperación de valores V.A.N. Vs. tiempo pozo CUY-21 escenario P10.....	150
GRÁFICA 5.4 Recuperación de valores V.A.N. Vs. Tiempo pozo CUY-23 escenario P90.....	152
GRÁFICA 5.5 Recuperación de valores V.A.N. Vs. Tiempo pozo CUY-23 escenario P50.....	154
GRÁFICA 5.6 Recuperación de valores V.A.N. Vs. Tiempo pozo CUY-23 escenario P10.....	156

RESUMEN

El incremento de la producción de agua de formación en pozos petroleros maduros es un fenómeno que se presenta constantemente en los campos del Distrito Amazónico, como es el caso del Campo Cuyabeno-Sansahuari, haciendo necesario un estudio técnico-económico para el control de la producción de agua de formación. Para lo cual la compañía Schlumberger ha desarrollado un método innovador dando solución a este problema por medio de la tecnología Downhole Fluid Processing (DFPS).

La producción de agua de formación en los campos del Oriente Ecuatoriano se incrementa a medida que avanza el tiempo de explotación. Esto implica que cada vez se requiera de métodos o tecnologías que permitan optimizar la reducción de agua e incrementar la vida productiva de los campos petroleros del distrito amazónico y del mundo.

El proyecto busca seleccionar los pozos que cumplan con los requerimientos de aplicación de esta tecnología, con el objetivo de reducir el volumen de agua de formación en superficie, mediante la separación de petróleo y agua de formación en el fondo del pozo, para posteriormente re-inyectar el agua en una formación receptora sobre o bajo la zona de producción.

Permitiendo así reducir el volumen de agua de formación en superficie, ahorro en los costos de operación, manejo y disposición del agua de formación, así como un impacto ambiental positivo.

PRESENTACIÓN

El proyecto consta de 6 capítulos, en el primer capítulo se realiza una breve descripción de la ubicación geográfica e historia del Campo Cuyabeno-Sansahuari, así como también la caracterización de las arenas productoras, en lo que se refiere a la geología de los reservorios, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos que presenta las arenas productoras, y la descripción de los sistemas de levantamiento con los que los pozos producen actualmente.

En el segundo capítulo se realiza un análisis de producción del Campo que consta de análisis histórico de presiones, determinación del mecanismo primario de producción de fluidos, cálculo del factor de recobro, petróleo original en sitio (POES), reservas producidas así como remanentes, y mediante la predicción del comportamiento de la producción dará una visión general de la producción futura del yacimiento U Inferior.

En el tercer capítulo se describe el funcionamiento del sistema Downhole Fluid Processing, desarrollado por la compañía Schlumberger, desde su principio físico y modo de operación de cada una de las partes que constituyen el ensamblaje de fondo, teniendo en cuenta que parte de la información no se describe a detalle debido a la confidencialidad que maneja la empresa en el desarrollo de esta tecnología.

En el cuarto capítulo se estudia cada uno de los requisitos que debe cumplir un pozo para ser candidato en la instalación del sistema de tratamiento de fluidos en el fondo del pozo, además la selección de pozos candidatos para el Campo Cuyabeno-Sansahuari, con su respectivo diseño del diagrama de fondo de el o los pozos.

En el quinto capítulo se realiza un análisis económico del proyecto donde se verifica la rentabilidad y el tiempo estimado de recuperación de la inversión una vez que se implemente la tecnología.

Finalmente en el sexto capítulo se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del proyecto.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL CAMPO CUYABENO- SANSAHUARI.

1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.

Las interpretaciones estructurales iniciales mostraban dos estructuras independientes, una septentrional a la que se la denominó Sansahuari, y otra meridional llamada Cuyabeno, sobre las cuales se perforaron los pozos exploratorios:

El pozo Cuyabeno-1 fue perforado a partir del 23 de octubre de 1972, por la compañía Texaco, el cual alcanzó una profundidad de 8157 pies y su producción fue de 648 BPPD de 26 grados API del reservorio U.

El pozo Sansahuari-1, perforado entre el 25 de octubre y el 12 de noviembre de 1979 por CEPE, alcanzó una profundidad de 8268 pies y produjo 2098 BPPD de 26 grados API del reservorio U.

Comprobándose así el entrapamiento de hidrocarburos en las areniscas de la formación Napo.

El Campo Cuyabeno-Sansahuari produce de la formación Napo, yacimientos U y T desde el año de 1984. En los años 1991 y 1992 se realiza una nueva adquisición de sísmica 2D que permitió realizar nuevos estudios geológicos y estructurales que

llegaron a definir que las estructuras Cuyabeno Sansahuari son una sola, lo cual se confirmó con la perforación de los pozos de avanzada Cuyabeno-21 y Sansahuari-10 en septiembre y octubre de 1995 respectivamente.

En el año 2009 se realiza un estudio de sísmica 3D, en el cual se determina que en el sector oriente del Campo, por efectos de presión, se forman las estructuras Cuyabeno-Sansahuari y SINGUE. Luego de la interpretación geológica se concluye que la estructura Cuyabeno-Sansahuari y SINGUE son una sola.

En el Campo se han perforado un total de 41 pozos, 28 en el área Cuyabeno y 13 en el área de Sansahuari. A diciembre del 2009 se encuentran en producción 20 pozos en Cuyabeno y 7 en Sansahuari.

En lo referente al volumen de agua manejada, en las arenas U el volumen ha crecido de manera sostenida desde un 18% en el año 1998 hasta el 65% en diciembre de 2006; en las arenas T sin embargo en el año 1998 producían con un 50%, en la actualidad lo hacen con un 75%.

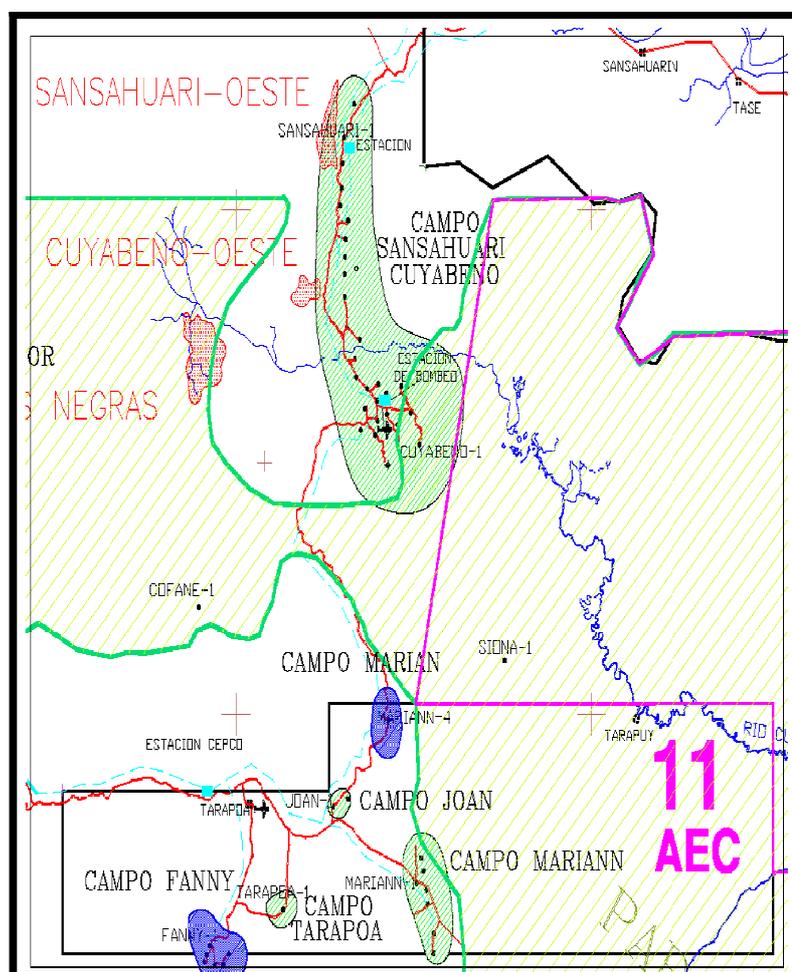
El análisis detallado de las secuencias sedimentarias ha permitido subdividir en tres eventos a U y dos a T; lo cual ha sido posible mediante el análisis de las respuestas de los registros de: rayos gamma, densidad, neutrón, sónico y resistividad. Los cinco principales reservorios de tope a base son:

- U Superior
- U Media
- U inferior
- T Superior
- T Inferior

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO.

El campo Cuyabeno-Sansahuari está localizado en la región Amazónica Ecuatoriana, al noreste de la provincia de Sucumbíos, aproximadamente a 23 Km al noreste de la población de Tarapoa, con una extensión aproximada de 95,91 Km², tal como se muestra en la figura 1.1.

FIGURA 1.1.- UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.



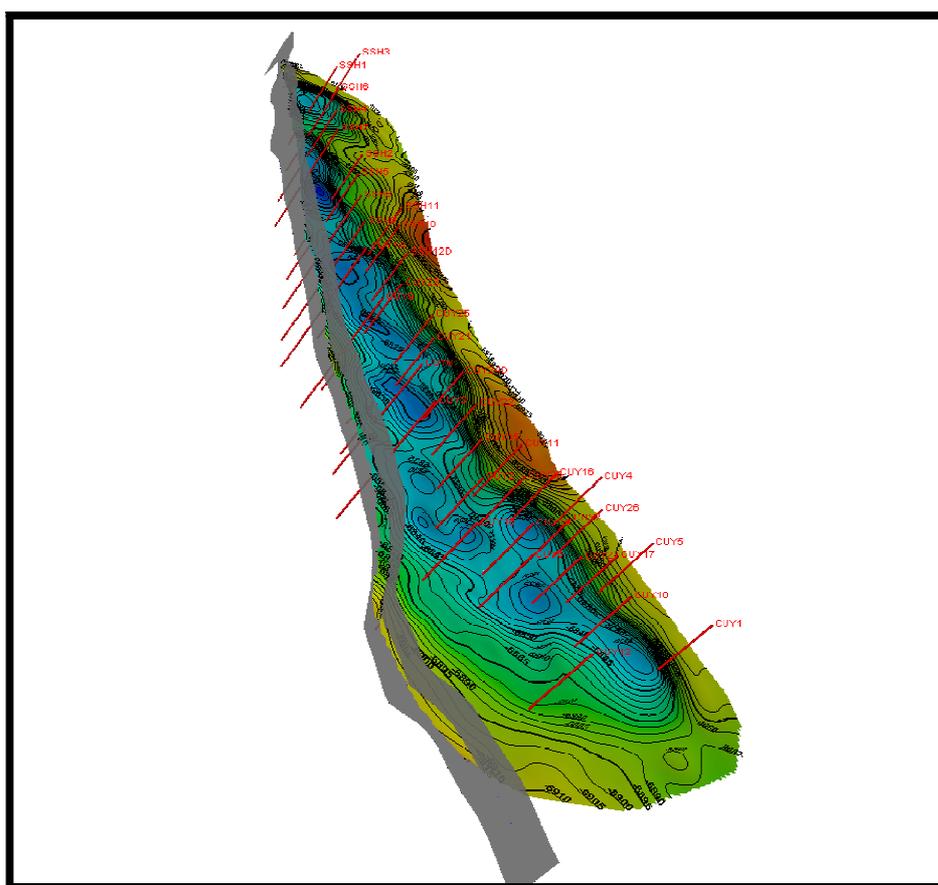
FUENTE: Archivo Técnico de PetroProducción.

1.3 GEOLOGÍA LOCAL.

1.3.1 ESQUEMA TECTÓNICO ESTRUCTURAL.

Los yacimientos del Campo Cuyabeno-Sansahuari están entrampados en una estructura tipo anticlinal alargado. Este pliegue se encuentra cortado al Oeste por una falla inversa, la misma que es de carácter sellante y representa el límite oeste de los yacimientos. Los límites este, norte y sur del entrampamiento vienen dados por el cierre estructural del pliegue, como se muestra en la figura 1.2.

FIGURA 1.2.- MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.



FUENTE: Schlumberger, Data Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.4 ESTRATIGRAFÍA.

Clásicamente la estratigrafía de la Cuenca Oriental, ha sido definida como de relleno cretácico y ha sido subdividida en tres formaciones. Hollín, Napo y la arenisca basal de la formación Tena, como se muestra en la figura 1.3. La Formación Hollín ha sido subdividida en dos miembros: Hollín Principal y Hollín Superior. La Formación Napo se subdivide en tres miembros: Napo Inferior, Medio y Superior.

La formación Napo en la cuenca Oriente consiste de una sucesión de lutitas, calizas y areniscas, depositadas principalmente en ambientes marinos. Caídas importantes del nivel del mar, dieron lugar a la depositación de los ciclos arenosos transgresivos denominados T y U.

1.4.1 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL.

En cuanto a la historia depositacional y basándose en estudios de estratigrafía secuencial la Cuenca Oriental se divide en cinco ciclos:

1.4.1.1 Ciclo I:

Se tienen los sedimentos arenosos de la formación Hollín, con los sedimentos lutíticos del miembro Napo Inferior.

1.4.1.2 Ciclo II:

Sobre el límite de secuencia anterior, se tienen cronológicamente y de forma concordante la arenisca T Principal, T Superior, y el miembro lutítico Napo Medio.

1.4.1.3 Ciclo III:

Sobre la secuencia anterior se tiene los sedimentos arenosos de U Inferior, Superior y de manera concordante los sedimentos de la caliza A.

1.4.1.4 Ciclo IV:

Sobre estas se encuentran las calizas M2 y M1, y de manera concordante se tienen las lutitas de Napo Superior.

1.4.1.5 Ciclo V:

Se tienen de forma cronológica y de manera concordante la arenisca M1 y la arenisca de Basal Tena.

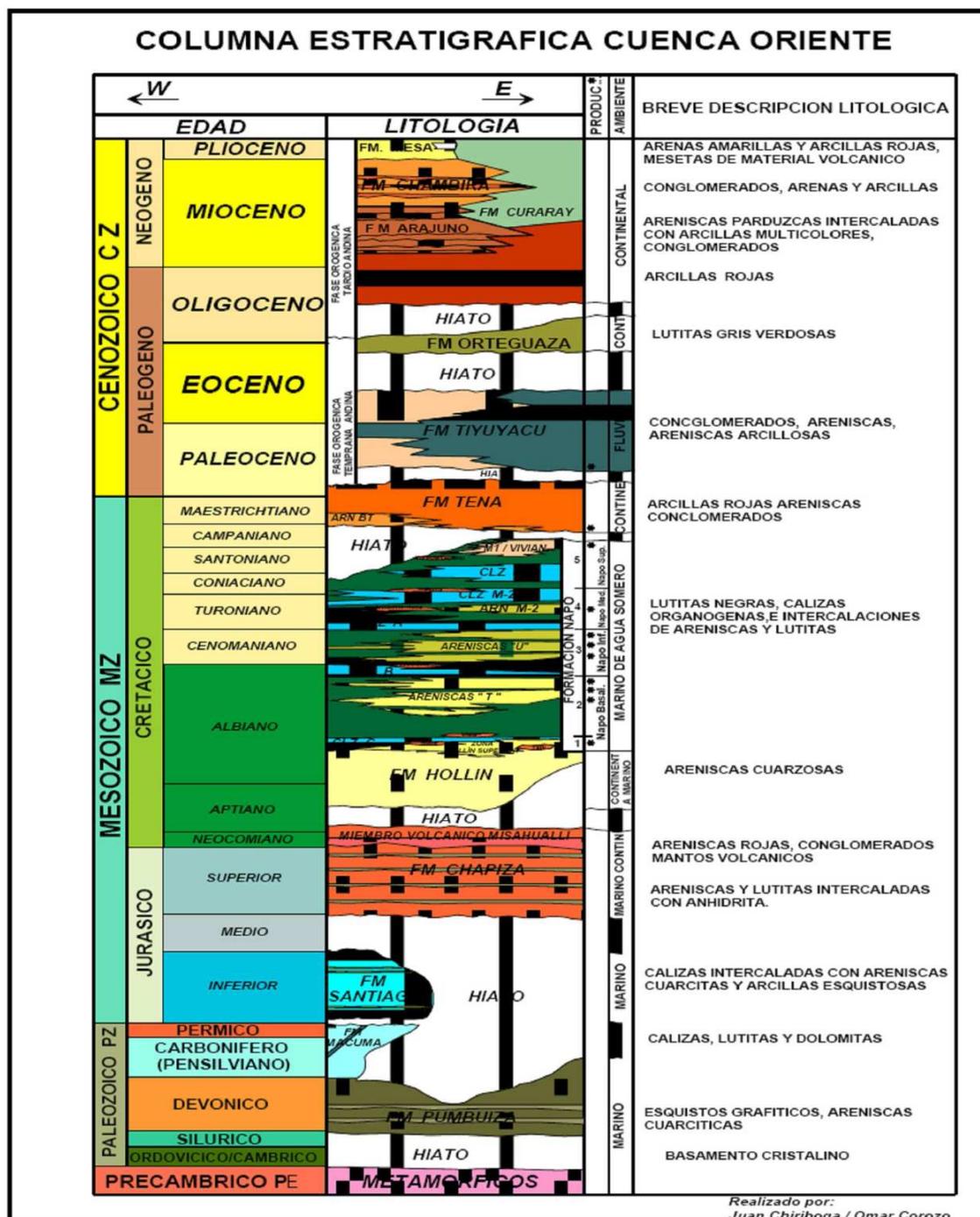
1.5 CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES DE INTERÉS.

La continuidad de las formaciones fue analizada basándose en correlaciones estratigráficas, registros eléctricos y análisis de núcleos; permitiendo definir propiedades geológicas de las formaciones.

1.5.1 FORMACIÓN HOLLÍN.

Compuesta por areniscas cuarzosas de color blanco, traslucidas de grano medio a grueso con buena clasificación y cemento silíceo, con un espesor promedio de 85 pies.

FIGURA.1.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LOS YACIMIENTOS DE INTERÉS DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.



ELABORACIÓN: Chiriboga, J. y Corozo, O

1.5.2 FORMACIÓN NAPO.

Constituida por niveles de areniscas y calizas con intercalaciones de lutitas oscuras con un espesor aproximado de 912 pies. El cual se lo ha dividido en: Napo Superior, Medio e Inferior.

1.5.2.1 Napo Superior.

Este miembro está conformado por la arenisca M1 con un espesor de 430 pies.

1.5.2.2 Napo Medio.

De espesor casi uniforme de 152 pies, la constituyen arenisca M2, y la caliza A.

1.5.2.3 Napo Inferior.

Aproximadamente tiene un espesor de 330 pies y está constituida por la areniscas U Superior, Medio e Inferior, caliza B, areniscas T Superior e Inferior.

1.5.2.3.1 Arena U Superior.

Tiene un espesor de 36 pies y se la puede sintetizar como un cuerpo arenoso casi homogéneo, se presenta como una arenisca cuarzosa de grano fino a medio con cemento calcáreo y trazas de glauconita.

1.5.2.3.2 Arena U Medio.

Compuesta de una arena de grano fino, arcilloso con cemento ligeramente calcáreo y con presencia de glauconita y mica.

1.5.2.3.3 Arena U Inferior.

Con un espesor aproximado de 72 pies, se identifica como una arenisca de grano medio a grueso sub-redondeado con cemento silícico con presencia de glauconita.

1.5.2.3.4 Arena T Superior.

Con un espesor aproximado de 50 pies, este es un miembro arenoso de grano fino.

1.5.2.3.5 Arena T Inferior.

Con un espesor promedio de 67 pies, esta unidad se caracteriza por la presencia de grano grueso muy bien seleccionado de cemento cuarzoso.

1.5.2.4 Formación Tena.

Con un espesor promedio de 350 pies, representada por arcillas predominantemente de color café chocolate y gris verdoso ocasionalmente calcárea.

1.6 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS YACIMINETOS DE INTERÉS.

Resulta necesario mencionar la proporción de arena y lutita de cada uno de los reservorios de interés, a razón de identificar si la arena productora es limpia o tiene contaminación de lutita.

1.6.1 RESERVOIRIO U SUPERIOR.

El reservorio U Superior de ambiente depositacional de plataforma marina. La tabla 1.1 muestra las fracciones de facies del reservorio U Superior.

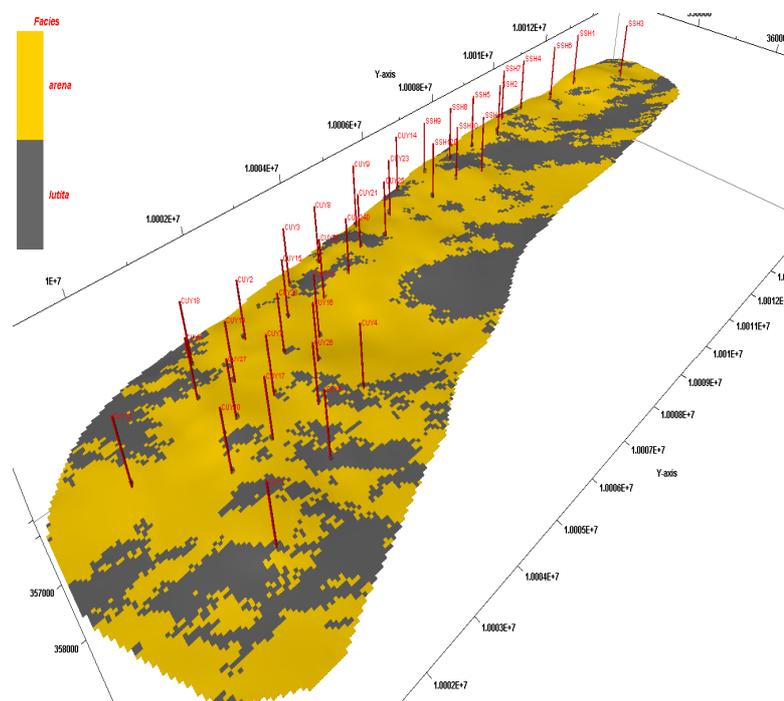
TABLA 1.1 FRACCIONES DE FACIES DEL RESERVOIRIO U SUPERIOR.

Facies	% proporción U Superior
Arena	41.61
Lutita	58.4

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.4.- VISTA 3D FACIES U SUPERIOR K=14



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.6.2 RESERVORIO U MEDIO.

El reservorio U Medio de ambiente depositacional de plataforma marina poco profunda. La tabla 1.2 muestra las fracciones de facies del reservorio U Medio.

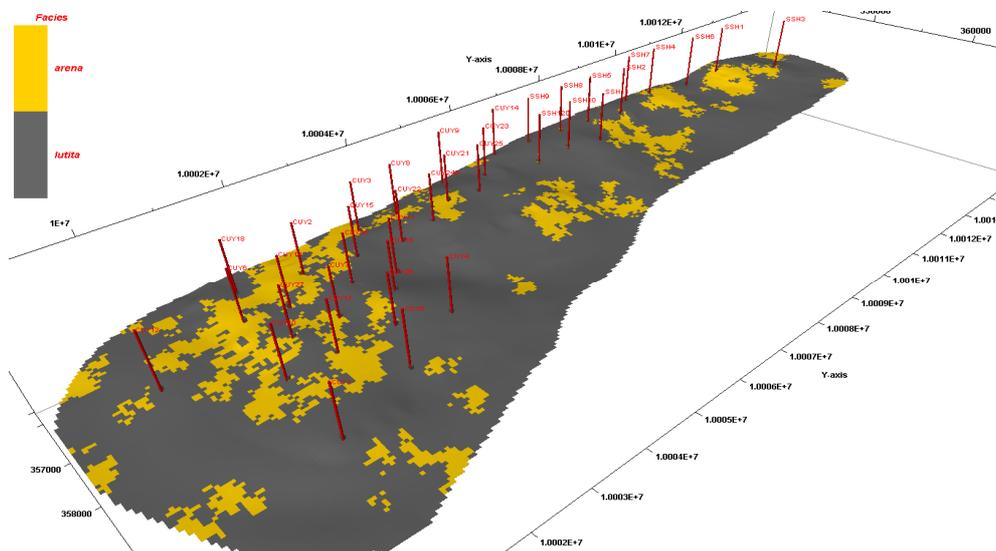
TABLA 1.2 FRACCIONES DE FACIES DEL RESERVORIO U MEDIO.

Facies	% proporción U Medio
Arena	13.03
Lutita	86.97

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.5.- VISTA 3D FACIES U MEDIO K=39



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.6.3 RESERVORIO U INFERIOR.

El reservorio U Inferior de ambiente depositacional predominantemente fluvial. La tabla 1.3 muestra las fracciones de facies del reservorio U Inferior.

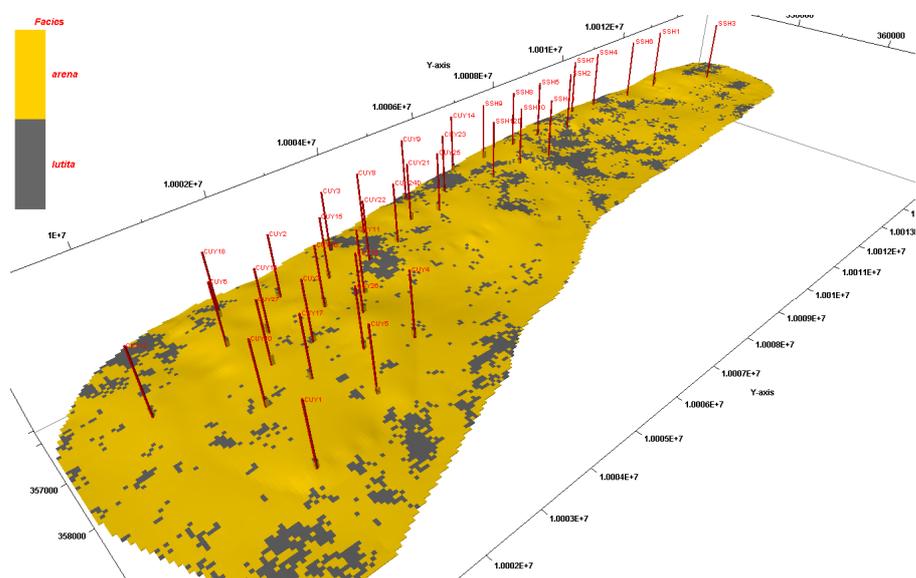
TABLA 1.3 FRACCIONES DE FACIES DEL RESERVORIO U INFERIOR.

Facies	% proporción U Inferior
Arena	83.68
Lutita	16.32

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.6.- VISTA 3D FACIES U INFERIOR K=55



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.6.4 RESERVOIRIO T SUPERIOR.

El reservorio T Superior pertenece a un ambiente deposicional de plataforma marina. La tabla 1.4 muestra las fracciones de facies del reservorio T Superior.

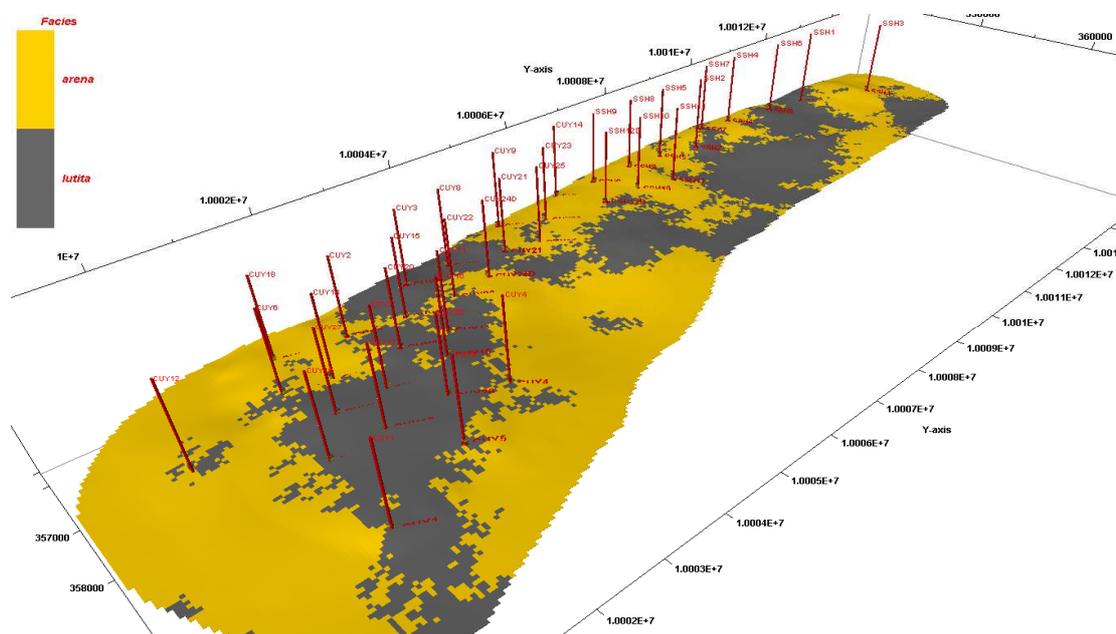
TABLA 1.4 FRACCIONES DE FACIES DEL RESERVOIRIO T SUPERIOR.

Facies	% proporción T Superior
Arena	49.51
Lutita	50.49

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.7.- VISTA 3D FACIES T SUPERIOR K=74



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.6.5 RESERVORIO T INFERIOR.

El reservorio T Inferior pertenece a un ambiente de canales de marea y fluviales influenciados por marea. La tabla 1.5 muestra las fracciones de facies del reservorio T Inferior.

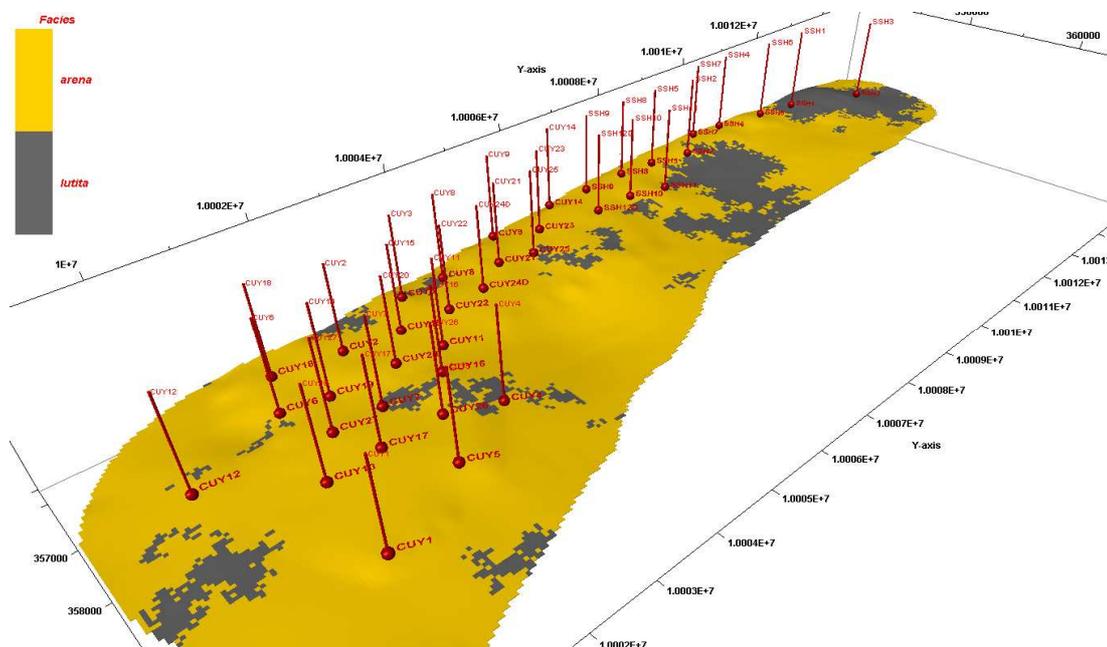
TABLA 1.5 FRACCIONES DE FACIES DEL RESERVORIO T INFERIOR.

Facies	% proporción T Inferior
Arena	83.90
Lutita	16.10

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.8 VISTA 3D FACIES T INFERIOR K=94



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.7 TOPES Y BASES DE LOS ESTRATOS.

La información de los topes y bases de las formaciones del Campo Cuyabeno-Sansahuari son importantes para corroborar la correcta distribución de la producción. Los datos se presentan para cada uno de los pozos del Campo.

TABLA 1.6 TOPES DE FORMACIÓN AREA CUYABENO.

Topes	Cuyabeno-1		Cuyabeno-2		Cuyabeno-3		Cuyabeno-4		Cuyabeno-5		Cuyabeno-6		Cuyabeno-7	
	Z	MD												
t f ORTEGUAZA			-3643	4504	-3669	4465	-3639	4490	-3644	4525	-3646	4526	-3638	4490
t f TIYUYACU			-4447	5308	-4469	5265	-4454	5305	-4459	5340	-4450	5330	-4448	5300
t f TENA	-5950	6834	-5959	6820	-5944	6740	-5967	6818	-5939	6820	-5932	6812		
t a BT	-6266	7150	-6269	7130	-6274	7070	-6285	7136	-6285	7166	-6254	7134	-6258	7110
b a BT	-6291	7175	-6295	7156	-6308	7104	-6311	7162	-6303	7184	-6280	7160	-6284	7136
t f NAPO	-6291	7175	-6295	7156	-6308	7104	-6311	7162	-6303	7184	-6280	7160	-6284	7136
t c M2	-6661	7545	-6664	7525	-6675	7471	-6693	7544	-6693	7574	-6688	7568	-6666	7518
t a Us	-6836	7720	-6831	7692	-6835	7631	-6863	7714	-6874	7755	-6842	7722	-6834	7686
t a Um	-6873	7757	-6865	7726	-6873	7669	-6893	7744	-6900	7781	-6872	7752	-6867	7719
t a Ui	-6911	7795	-6899	7760	-6894	7690	-6923	7774	-6934	7815	-6908	7788	-6895	7747
b a Ui	-6986	7870	-6975	7836	-6963	7759	-7009	7860	-6995	7876	-6980	7860	-6971	7823
MARCADOR_CALIZA_B	-7028	7912	-7021	7882	-7006	7802	-7048	7899	-7030	7911				
t a Ts	-7036	7920	-7022	7883	-7004	7800	-7049	7900	-7037	7918	-7028	7908	-7017	7869
t a Tm	-7074	7958	-7067	7928	-7038	7834	-7092	7943	-7071	7952	-7069	7949	-7062	7914
t a Ti	-7112	7996	-7085	7946	-7065	7861	-7127	7978	-7097	7978	-7119	7999	-7093	7945
b a Ti	-7164	8048	-7133	7994	-7127	7923	-7165	8016	-7152	8033	-7151	8031	-7135	7987
t f HOLLIN	-7188	8072									-7190	8070	-7178	8030
b f HOLLIN														

FUENTE: Departamento de Yacimientos de PetroProducción.

TABLA 1.7 TOPES DE FORMACIÓN AREA CUYABENO.

Topes	Cuyabeno-8		Cuyabeno-9		Cuyabeno-10		Cuyabeno-11		Cuyabeno-12		Cuyabeno-14		Cuyabeno-15	
	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD
t f ORTEGUAZA	-3686	4530	-3686	4534	-3644	4540	-3630	4444	-3660	4470	-3697	4454	-3645	4440
t f TIYUYACU	-4456	5300	-4494	5342	-4474	5370	-4436	5250	-4470	5280	-4495	5252	-4438	5233
t f TENA	-5948	6792	-6028	6876	-5936	6832	-5956	6770	-5948	6758	-5925	6682	-5947	6742
t a BT	-6276	7120	-6320	7168	-6281	7177	-6266	7080	-6298	7108	-6273	7030	-6269	7064
b a BT	-6297	7141	-6352	7200	-6302	7198	-6290	7104	-6318	7128	-6293	7050	-6291	7086
t f NAPO	-6297	7141	-6352	7200	-6302	7198	-6290	7104	-6318	7128	-6293	7050	-6291	7086
t c M2	-6670	7514	-6708	7556	-6684	7580	-6670	7484	-6710	7520	-6680	7437	-6677	7472
t a Us	-6836	7680	-6878	7726	-6848	7744	-6855	7669	-6877	7687	-6837	7594	-6831	7626
t a Um	-6869	7713	-6918	7766	-6879	7775	-6886	7700	-6910	7720	-6884	7641	-6860	7655
t a Ui	-6906	7750	-6932	7780	-6915	7811	-6926	7740	-6943	7753	-6897	7654	-6891	7686
b a Ui	-6972	7816	-6979	7827	-6968	7884	-6975	7789	-7014	7824	-6961	7718	-6967	7762
MARCADOR_CALIZA_B														
t a Ts	-7016	7860	-7021	7869	-7039	7935	-7016	7830	-7060	7870	-7003	7760	-7015	7810
t a Tm	-7053	7897	-7059	7907	-7078	7974	-7058	7872	-7102	7912	-7050	7807	-7063	7858
t a Ti	-7085	7929	-7087	7935	-7115	8011	-7084	7898	-7144	7954	-7075	7832	-7081	7876
b a Ti	-7128	7972	-7140	7988	-7148	8044	-7136	7950	-7182	7992	-7127	7884	-7131	7926
t f HOLLIN					-7179	8075	-7160	7974			-7158	7915	-7159	7954
b f HOLLIN													-7205	8000

FUENTE: Departamento de Yacimientos de PetroProducción.

TABLA 1.8 TOPES DE FORMACIÓN AREA CUYABENO.

Topes	Cuyabeno-16		Cuyabeno-17		Cuyabeno-18		Cuyabeno-19		Cuyabeno-20		Cuyabeno-21		Cuyabeno-22	
	Z	MD												
t f ORTEGUAZA	-3640	4436	-3636	4504	-3676	4552	-3592	4542	-3635	4502	-3661	4434	-3661	4452
t f TIYUYACU	-4442	5238	-4447	5315	-4474	5350	-4440	5390	-4437	5304	-4441	5214	-4437	5228
t f TENA	-5942	6738	-5966	6834	-5994	6870	-5946	6896	-5951	6818	-5941	6714	-5933	6724
t a BT	-6234	7030	-6252	7120	-6304	7180	-6264	7214	-6265	7132	-6245	7018	-6279	7070
b a BT	-6256	7052	-6280	7148	-6328	7204	-6284	7234	-6286	7153	-6289	7062	-6297	7088
t f NAPO	-6256	7052	-6280	7148	-6328	7204	-6284	7234	-6286	7153	-6289	7062	-6297	7088
t c M2	-6639	7435	-6668	7536	-6708	7584	-6679	7629	-6664	7531	-6652	7425	-6672	7463
t a Us	-6825	7621	-6834	7702	-6862	7738	-6838	7788	-6837	7704	-6816	7589	-6842	7633
t a Um	-6855	7651	-6864	7732	-6896	7772	-6867	7817	-6861	7728	-6848	7621	-6876	7667
t a Ui	-6880	7684	-6891	7759	-6924	7800	-6898	7848	-6886	7753	-6883	7656	-6908	7699
b a Ui	-6948	7744	-6970	7838	-6996	7872	-6986	7936	-6974	7841	-6950	7723	-6955	7746
MARCADOR_CALIZA_B														
t a Ts	-6995	7791	-7014	7882	-7042	7918	-7034	7984	-7014	7881	-6997	7770	-7002	7793
t a Tm	-7040	7836	-7058	7926	-7084	7960	-7084	8034	-7049	7916	-7034	7807	-7038	7829
t a Ti	-7068	7864	-7082	7950	-7118	7994	-7113	8063	-7079	7946	-7063	7836	-7073	7864
b a Ti	-7121	7917	-7134	8002	-7152	8028	-7142	8092	-7139	8006	-7117	7890	-7127	7918
t f HOLLIN	-7149	7945	-7167	8035	-7189	8065	-7171	8121	-7173	8040	-7161	7934	-7153	7944
b f HOLLIN	-7214	8010					-7252	8202	-7232	8099	-7203	7976	-7189	7980

FUENTE: Departamento de Yacimientos de PetroProducción.

TABLA 1.9 TOPES DE FORMACIÓN AREA CUYABENO.

Topes	Cuyabeno-23		Cuyabeno-24D		Cuyabeno-25		Cuyabeno-26		Cuyabeno-27	
	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD
t f ORTEGUAZA	-3653	4506	-4547.57	5619.69	-3658	4449	-4459	5318	-3611	4506
t f TIYUYACU	-4455	5308			-4449	5240			-4450	5345
t f TENA	-5929	6782	-6007.23	7179.86	-5943	6734	-5955	6814	-5970	6865
t a BT	-6267	7120	-6250.94	7426	-6269	7060	-6242	7101	-6257	7152
b a BT	-6299	7152	-6292.74	7468	-6303	7094	-6281	7140	-6284	7179
t f NAPO	-6299	7152	-6311.13	7486.46	-6303	7094	-6281	7140	-6284	7179
t c M2	-6675	7528	-6659.93	7836	-6672	7463	-6656	7515	-6667	7562
t a Us	-6833	7686	-6857.79	7994	-6833	7624	-6837	7696	-6819	7714
t a Um	-6884	7737	-6854.76	8031	-6859	7650	-6865	7724	-6852	7747
t a Ui	-6903	7756	-6871.75	8048	-6890	7681	-6899	7758	-6889	7784
b a Ui	-6957	7810	-6959.7	8136	-6965	7756	-6963	7822	-6983	7878
MARCADOR_CALIZA_B										
t a Ts	-7002	7855	-7004.67	8181	-7009	7800	-7006	7865	-7028	7923
t a Tm	-7047	7900	-7042.66	8219	-7057	7848	-7053	7912	-7065	7960
t a Ti	-7074	7927	-7069.63	8246	-7086	7877	-7085	7944	-7097	7992
b a Ti	-7122	7975	-7119.61	8296	-7117	7908	-7124	7983	-7142	8037
t f HOLLIN	-7150	8003	-7147.59	8324	-7147	7938	-7144	8003	-7164	8059
b f HOLLIN	-7233	8086			-7199	7990	-7210	8069	-7215	8110

FUENTE: Departamento de Yacimientos de PetroProducción.

TABLA 1.10 TOPES DE FORMACIÓN AREA SANSAHUARI.

Topes	Sansahuari-1		Sansahuari-2		Sansahuari-3		Sansahuari-4		Sansahuari-5		Sansahuari-6		Sansahuari-7	
	Z	MD												
t f ORTEGUAZA	-3700	4694	-3673	4518	-3671	4626	-3692	4606	-3674	4499	-3715	4675	-3688	4560
t f TIYUYACU	-4482	5476	-4467	5312	-4489	5444	-4486	5400	-4471	5296	-4488	5448	-4396	5268
t f TENA	-5914	6908	-5997	6842	-6001	6956	-5928	6842	-5944	6769	-5981	6941	-5955	6827
t a BT	-6281	7275	-6261	7106	-6310	7265	-6296	7210	-6271	7096	-6294	7254	-6258	7130
b a BT	-6321	7315	-6299	7144	-6348	7303	-6317	7231	-6297	7122	-6328	7288	-6301	7173
t f NAPO	-6321	7315	-6299	7144	-6348	7303	-6317	7231	-6297	7122	-6328	7288	-6301	7173
t c M2	-6687	7681	-6657	7502	-6715	7670	-6659	7573	-6669	7494	-6692	7652	-6645	7517
t a Us	-6842	7836	-6817	7662	-6863	7818	-6824	7738	-6837	7662	-6857	7817	-6820	7692
t a Um	-6910	7904	-6891	7736	-6935	7890	-6892	7806	-6880	7705	-6935	7895	-6879	7751
t a Ui	-6936	7930	-6924	7769	-6971	7926	-6929	7843	-6912	7737	-6972	7932	-6922	7794
b a Ui	-7019	8013	-6977	7822	-7023	7978	-6962	7896	-6964	7789	-6998	7958	-6956	7828
MARCADOR_CALIZA_B														
t a Ts	-7048	8042	-7016	7861	-7057	8012	-7014	7928	-7003	7828	-7034	7994	-6991	7863
t a Tm	-7101	8095	-7048	7893	-7100	8055	-7049	7963	-7040	7865	-7062	8022	-7021	7893
t a Ti	-7124	8118	-7080	7925	-7120	8075	-7071	7985	-7072	7897	-7090	8050	-7053	7925
b a Ti	-7155	8149	-7135	7980	-7167	8122	-7143	8057	-7131	7956	-7139	8099	-7115	7987
t f HOLLIN	-7186	8180			-7190	8145								
b_f_HOLLIN	-7236	8230			-7239	8194								

FUENTE: Departamento de Yacimientos de PetroProducción.

TABLA 1.11 TOPES DE FORMACIÓN SANSAHUARI.

Topes	Sansahuari-8		Sansahuari-9		Sansahuari-10		Sansahuari-11		Sansahuari-12D		Sansahuari-W1	
	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD	Z	MD
t f ORTEGUAZA	-3675	4454	-3693	4444	-3655	4416	-3657	4454	-5935	7163.47	-3774	4700
t f TIYUYACU	-4473	5252	-4487	5238	-4454	5215	-4451	5248				
t f TENA	-5951	6730	-5949	6700	-5945	6706	-5973	6770			-6141	7067
t a BT	-6285	7064	-6271	7022	-6283	7044	-6287	7084	-6272.27	7508	-6614	7540
b a BT	-6313	7092	-6317	7068	-6311	7072	-6315	7112	-6290.05	7526		
t f NAPO	-6313	7092	-6317	7068	-6311	7072	-6315	7112	-6290	7525.95	-6638	7564
t c M2	-6669	7448	-6671	7422	-6681	7442	-6687	7484	-6683.4	7921	-7077.17	8003.17
t a Us	-6828	7607	-6819	7570	-6825	7586	-6843	7640	-6834.36	8072	-7264	8190
t a Um	-6871	7650	-6865	7616	-6873	7634	-6896	7693	-6880.36	8118	-7314.75	8240.75
t a Ui	-6901	7680	-6889	7640	-6915	7676	-6912	7709	-6928.36	8166	-7331.89	8257.89
b a Ui	-6951	7730	-6962	7713	-6969	7730	-6989	7786	-6962.36	8200	-7403	8329
MARCADOR_CALIZA_B												
t a Ts	-6991	7770	-7001	7752	-7006	7767	-7025	7822	-7004.35	8242	-7448	8374
t a Tm	-7036	7815	-7035	7786	-7058	7819	-7067	7864	-7038.35	8276	-7488.75	8414.75
t a Ti	-7058	7837	-7064	7815	-7076	7837	-7090	7887	-7058.35	8296	-7524.66	8450.66
b a Ti	-7119	7898	-7118	7869	-7135	7896	-7149	7946	-7122.34	8360	-7569.69	8495.69
t f HOLLIN	-7171	7950	-7164	7915	-7169	7930	-7183	7980	-7152.33	8390	-7609	8535
b_f_HOLLIN	-7198	7977	-7197	7948	-7229	7990			-7220.32	8458		

FUENTE: Departamento de Yacimientos de PetroProducción.

1.8 PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

A continuación se presenta el resumen de la evaluación Petrofísica correspondiente al Campo Cuyabeno-Sansahuari, los datos de petrofísica incluyen valores de: saturación, porosidad, y permeabilidad.

1.8.1 SATURACIÓN.

Los valores de saturación se presentan en la tabla 1.12, obtenidos tomando en cuenta la porosidad de las rocas y los valores de saturación de agua irreductible.

TABLA 1.12 VALORES DE SATURACIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.

Yacimiento	Swi [%]
U Superior	32.8
U Media	23.5
U Inferior	22.2
T Superior	25.3
T Media	36.4
T Inferior	44.9

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.
FUENTE: Archivo Técnico PetroProducción.

1.8.2 POROSIDAD.

Se presentan 2 tipos de valores de porosidad, uno obtenido del estudio de simulación matemática del Campo y otro obtenido de la interpretación de los registros eléctricos.

1.8.2.1 Reservorio U Superior.

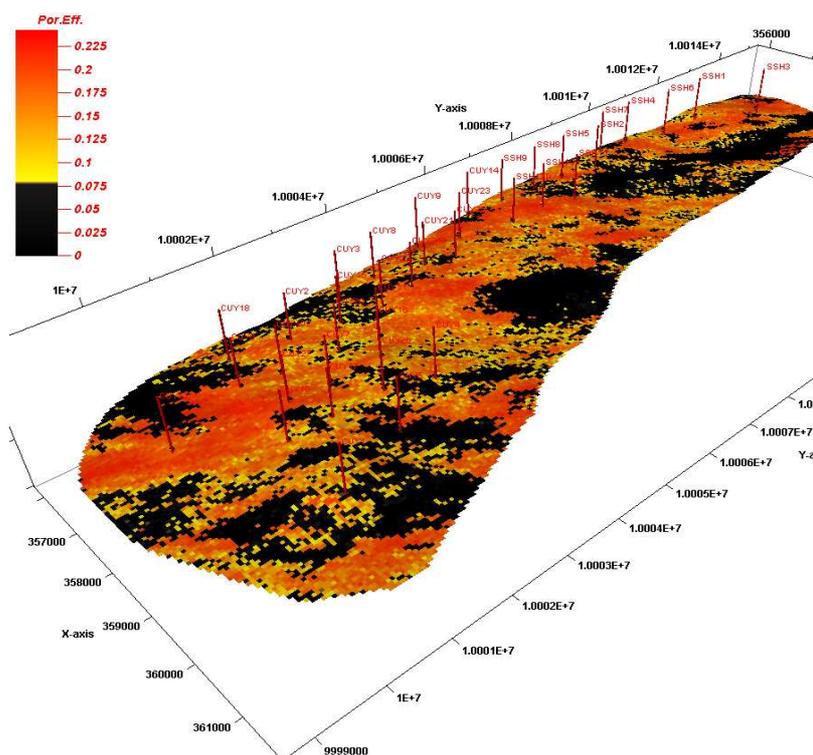
TABLA 1.13 VALORES DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO U SUPERIOR.

Valores de Porosidad Reservorio U Superior		
Tipo	Min	Max
Simulación Matemática	0	0.22
Registros Eléctricos	0	0.24

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.9 VISTA 3D POROSIDAD EFECTIVA U SUPERIOR K=14



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.8.2.2 Reservorio U Medio.

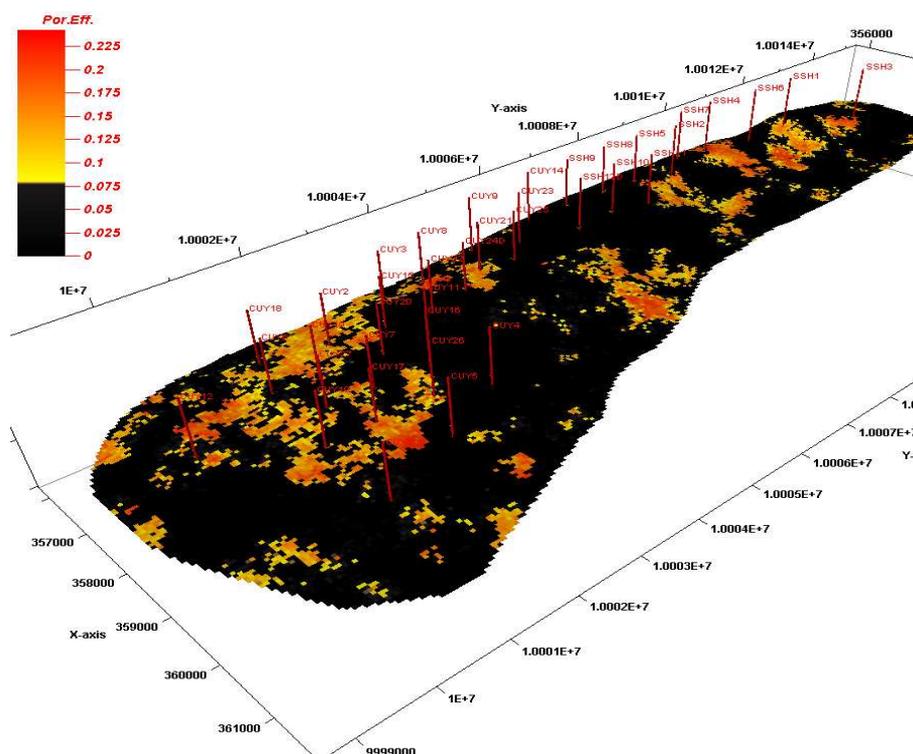
TABLA 1.14 VALORES DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO U MEDIO.

Valores de Porosidad Reservorio U Medio		
Tipo	Min	Max
Simulación Matemática	0	0.22
Registros Eléctricos	0	0.22

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.10 VISTA 3D POROSIDAD EFECTIVA U MEDIO K=39



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.8.2.3 Reservoirio U Inferior.

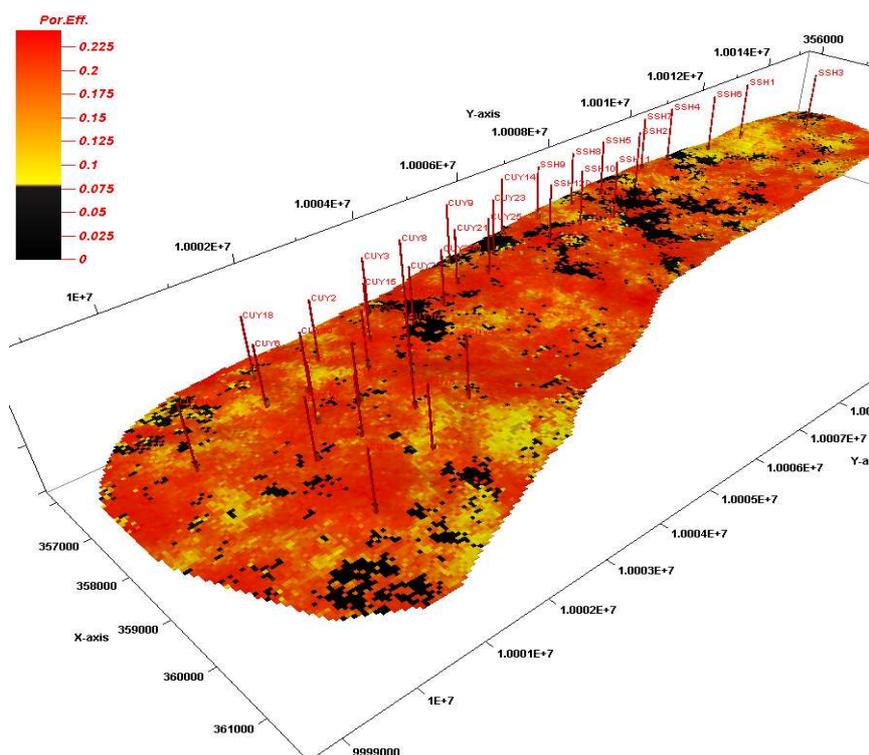
TABLA 1.15 VALORES DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO U INFERIOR.

Valores de Porosidad Reservoirio U Inferior		
Tipo	Min	Max
Simulación Matemática	0	0.24
Registros Eléctricos	0	0.25

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.11 VISTA 3D POROSIDAD EFECTIVA U INFERIOR K=55



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.8.2.4 Reservorio T Superior.

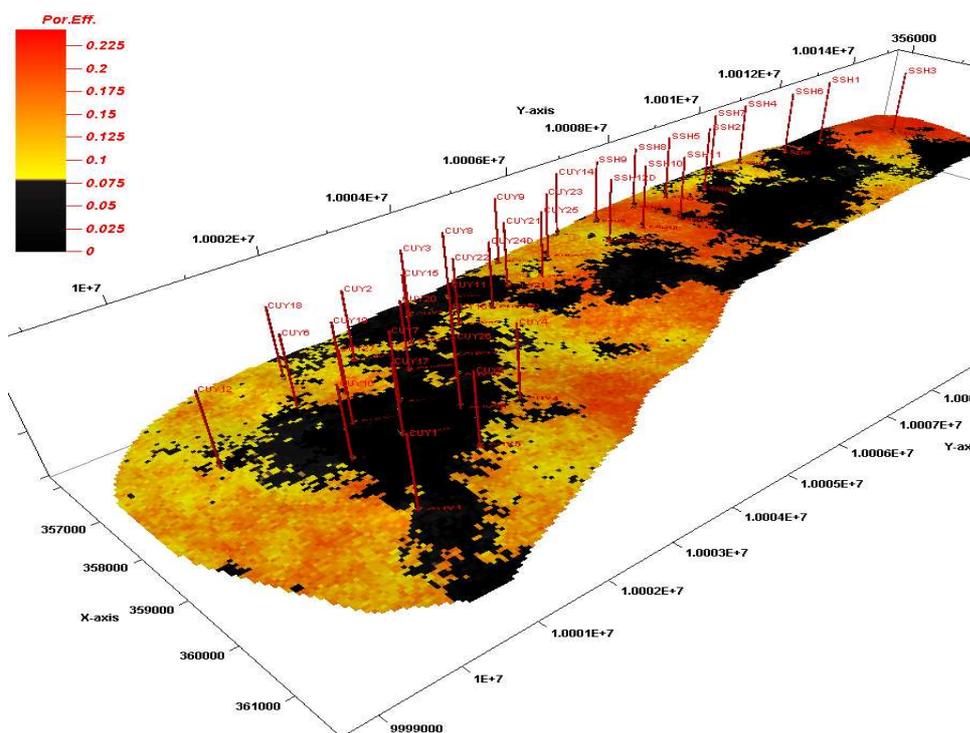
TABLA 1.16 VALORES DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO T SUPERIOR.

Valores de Porosidad Reservorio T Superior		
Tipo	Min	Max
Simulación Matemática	0	0.22
Registros Eléctricos	0	0.23

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.12 VISTA 3D POROSIDAD EFECTIVA T SUPERIOR K=74



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.8.2.5 Reservorio T Inferior.

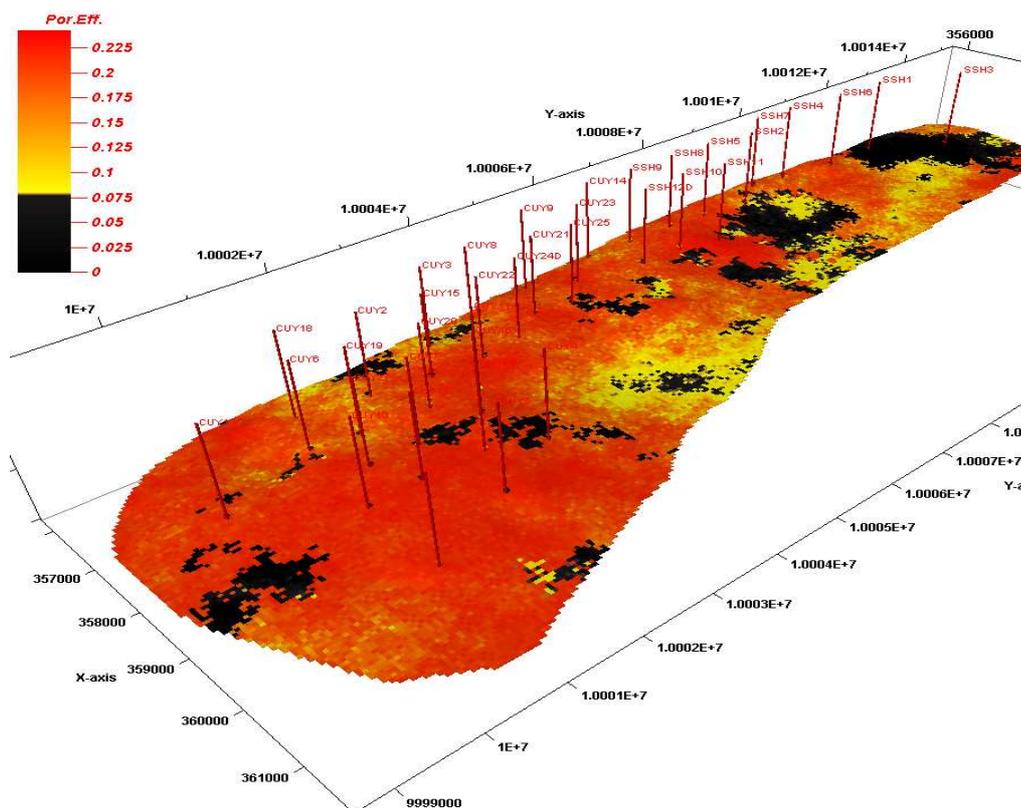
TABLA 1.17 VALORES DE POROSIDAD DEL YACIMIENTO T INFERIOR.

Valores de Porosidad Reservorio T Inferior		
Tipo	Min	Max
Simulación Matemática	0	0.24
Registros Eléctricos	0	0.24

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

FIGURA 1.13 VISTA 3D POROSIDAD EFECTIVA T INFERIOR K=94



FUENTE: Schlumberger, Data and Consulting Services, Simulación Matemática del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.8.3 PERMEABILIDAD.

Los valores de permeabilidad del Campo han sido obtenidos de los análisis de núcleos y en la actualidad de las pruebas de presión realizadas en los pozos, los valores presentados fueron entregados por el Departamento de Yacimientos de PetroProducción en Quito.

TABLA 1.18 VALORES DE PERMEABILIDAD.

Yacimiento	K [mD]
U Superior	451
U Inferior	233
T Superior	235
T Inferior	250

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Departamento de Yacimientos de PetroProducción en Quito.

1.9 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.

Se revisó un análisis PVT (ver anexo 1.1), correspondientes a los reservorios U y T, los valores de presión inicial y presión de burbuja confirman que los reservorios son altamente subsaturados. Los datos se presentan en la tabla 1.19.

TABLA 1.19 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.

Pozo	Reservorio	Pi [psia]	T [°F]	Boi [bbl/BN]	Pb [psia]	Bob [bbl/BN]	Rs [PCS/BN]	°API
Cuy-5	U Inf	3243	194	1.136	570	1.159	155	27.3
Muestra Campo	T	3402	205	1.193	1020	1.219	357	29.4

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Archivo Técnico PetroProducción.

1.10 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.

1.10.1 POZOS PRODUCTORES, REINYECTORES, CERRADOS Y MUERTOS.

Al 31 de Diciembre del 2009, fecha en la cual se realizó el cierre de la información para fines de la presente investigación, el Campo Cuyabeno-Sansahuari consta de 41 pozos 28 de los cuales se encuentran en al área Cuyabeno y 13 en el área Sansahuari.

La Tabla 1.20 muestra el estado de los pozos en el Campo al 31 de diciembre de 2009.

TABLA 1.20 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS EN EL CAMPO.

Área	Pozos	Productores	Re-inyectores	Cerrados	Muertos
CUYABENO	28	20	4	3	1
SANSAHUARI	13	7	1	5	0

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Campo Cuyabeno-Sansahuari.

El mecanismo de levantamiento artificial con que cuentan los pozos productores en el Campo Cuyabeno-Sansahuari es mediante Bombeo Eléctrico Sumergible y Bombeo Hidráulico. La tabla 1.21 esquematiza los pozos con su respectivo sistema de levantamiento artificial.

TABLA 1.21 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS EN
ÁREA CUYABENO.

Pozo	Sistema de levantamiento
CUY-RW01	Re-inyector
CUY-1	Muerto
CUY-2	Cerrado Alto BSW
CUY-3	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-4	Re-inyector
CUY-5	Re-inyector
CUY-6	Cerrado Alto BSW
CUY-7	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-8	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-9	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-10	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-11	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-12	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-14	Bombeo Eléctrico Sumergible
CUY-15	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-16	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-17	Cerrado
CUY-18	Re-inyector
CUY-19	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-20	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
CUY-21	Bombeo Eléctrico Sumergible
CUY-22	Bombeo Eléctrico Sumergible
CUY-23	Bombeo Eléctrico Sumergible
CUY-24	Bombeo Eléctrico Sumergible
CUY-25	Bombeo Eléctrico Sumergible
CUY-26	Bombeo Eléctrico Sumergible
CUY-27	Bombeo Eléctrico Sumergible
CUY-28D	Bombeo Eléctrico Sumergible

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.
FUENTE: Ingeniería de Petróleos Campo Cuyabeno-Sansahuari.

TABLA 1.22 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS EN
ÁREA SANSAHUARI.

Pozo	Sistema de levantamiento
SSH-1	Re-inyector
SSH-2	Cerrado Posible Re-Inyector
SSH-3	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
SSH-4	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
SSH-5	Cerrado Alto BSW
SSH-6	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
SSH-7	Cerrado Alto BSW
SSH-8	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
SSH-9	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
SSH-10	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
SSH-11	Cerrado Espera W.O.
SSH-12D	Bombeo Eléctrico Sumergible
SSH-SO-01	Cerrado Alto BSW

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

FUENTE: Ingeniería de Petróleos Campo Cuyabeno-Sansahuari.

1.10.2 PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.

La producción de fluidos al 31 de diciembre del 2009 del Campo Cuyabeno-Sansahuari es de 8978 BPPD y de 31678 BAPD, de los cuales el área Cuyabeno aporta con 7068 BPPD y 26751 BAPD y el área Sansahuari con 1910 BPPD y 4927 BAPD; estos datos son tomados del reporte de producción del Campo del mes de diciembre de 2009.

Además el Campo tiene un corte de agua promedio del 75,6%, con un total de fluido producido de 40656 BFPD, estos datos se presentan en el anexo 1.2.

CAPITULO 2

ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO.

2.1 INTRODUCCIÓN.

El análisis de la diferente información adquirida requiere de esfuerzo, control e innovación, teniendo como enfoque el análisis de producción del yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari, con un adecuado análisis histórico de presiones, determinación del mecanismo primario de producción de fluidos, cálculo del factor de recobro, petróleo original en sitio (POES), reservas producidas así como remanentes, y mediante la predicción del comportamiento de la producción darán una visión general de la producción futura del yacimiento U Inferior.

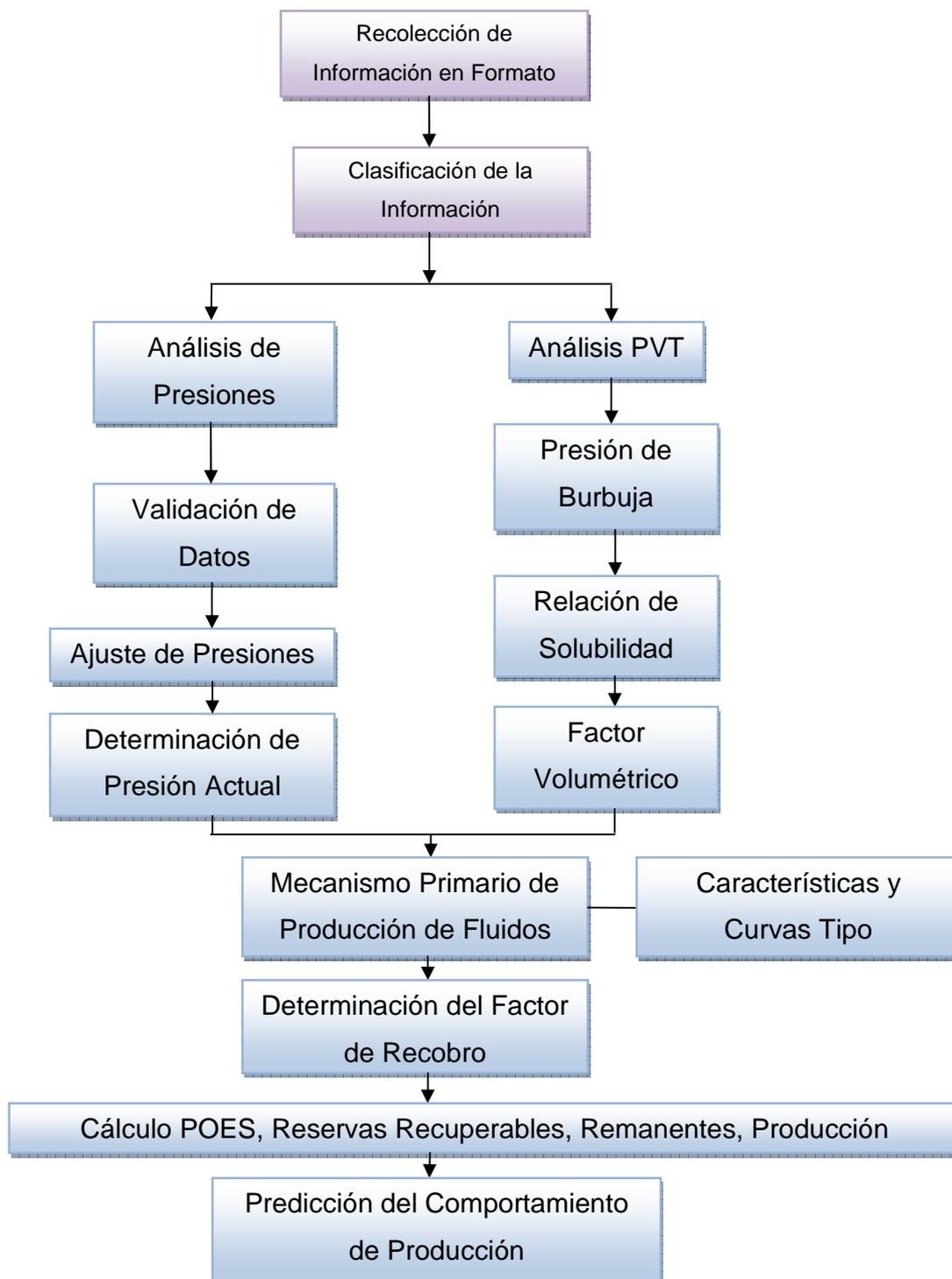
En la figura 2.1 se muestra los pasos a seguir para el análisis de producción del yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

2.2 ANÁLISIS DE PRESIONES

La información de presiones estáticas se encuentra sometida a múltiples interpretaciones y metodologías, por lo que existe una incertidumbre en cuanto a los valores obtenidos.

Por esta razón la información que sirvió como base al estudio fue sometida a un control de calidad el cual consta del ajuste a un mismo nivel de referencia (Datum), para así establecer el comportamiento de presión del yacimiento U Inferior.

FIGURA 2.1 DIAGRAMA DE BLOQUES DE ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.



ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

Los valores de presión disponibles para el yacimiento U Inferior datan desde el año 1991 hasta abril del 2006. En donde se registra una presión inicial de 3243 psi.

2.2.1 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.

Los valores de presión estática obtenidos de los archivos de pruebas de restauración de presión del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Cuyabeno-Sansahuari, se calcularon a un mismo nivel de referencia (6930 pies), en base al estudio “Prestación de Servicios de Certificación de Reservas de los Campos de PetroProducción Ubicados en el Distrito Amazónico Campo Cuyabeno-Sansahuari”. El proceso matemático que se llevo a cabo fue posible mediante la utilización de las siguientes ecuaciones:

$$Pws \text{ Datum} = Pws + \Delta P \quad (2.1)$$

$$\nabla \text{ Fluido} = 0.433 [\rho_o(1 - BSW) + \rho_w(BSW)] \quad (2.2)$$

$$\Delta H = (\text{Datum} + MR) - (\text{Prof sensor}) \quad (2.3)$$

$$\Delta P = \nabla \text{ Fluido} \times \Delta H \quad (2.4)$$

Donde:

Pws = Presión estática de yacimiento, [psi]

∇ Fluido = Gradiente del fluido [psi/pie]

ρ_o = Gravedad específica del petróleo, [adimensional]

ρ_w = Gravedad específica del agua, [adimensional]

BSW = Sedimentos básicos y agua, [%]

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

Prof. Sensor = Profundidad del sensor [pies]

Ejemplo de cálculo para el pozo CUY-17.

$$\nabla \text{ Fluido} = 0.433 [\rho_o(1 - \text{BSW}) + \rho_w(\text{BSW})]$$

$$\nabla \text{ Fluido} = 0.433 [0.89(1 - 0.65) + 1.03(0.65)]$$

$$\nabla \text{ Fluido} = 1.56 \text{ [psi/pie]}$$

$$\Delta H = (\text{Datum} + \text{MR}) - (\text{Prof sensor})$$

$$\Delta H = (6930 + 780) - (7708)$$

$$\Delta H = 2 \text{ [pies]}$$

$$\Delta P = \nabla \text{ Fluido} \times \Delta H$$

$$\Delta P = 1.56 \times 2$$

$$\Delta P = 1.35 \text{ [psi]}$$

$$P_{ws} \text{ Datum} = P_{ws} + \Delta P$$

$$P_{ws} \text{ Datum} = 3171 + 1.35$$

$$P_{ws} \text{ Datum} = 3172.5 \text{ [psi]}$$

Como resultado de este proceso se obtienen las presiones estáticas corregidas del yacimiento U Inferior que se presentan en la tabla 2.1.

TABLA 2.1 CÁLCULO DE PRESIÓN AL DATUM DEL YACIMIENTO U INFERIOR

Pozo	Fecha	Pws Datum [psi]
CUYABENO 17	2/17/1991	3172.35
CUYABENO 14	1/30/1994	3118.06
CUYABENO 8	3/11/1994	3213.95
CUYABENO 19	1/18/1995	3189.38
CUYABENO 15	3/12/1995	3227.6
CUYABENO 21	12/14/1995	3233.07
CUYABENO 19	8/24/1996	2519.75
CUYABENO 20	9/5/1996	3229.19
CUYABENO 2	6/13/1997	3185.81
CUYABENO 23	7/28/1997	3244.32
CUYABENO 14	10/15/2002	3235.97
CUYABENO 11	10/15/2003	3192.28
CUYABENO 7	3/30/2004	3018.31
CUYABENO 27	4/4/2006	3080.92
CUYABENO 24 D	7/28/2006	2934

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

Los valores obtenidos en la tabla 2.1 se representaron en la grafica 2.1; en donde el valor correspondiente a las abscisas es el tiempo expresado en años mientras que el valor de las ordenadas son los valores de presión corregidos. El siguiente paso que se realizó es el trazar una recta con la mejor tendencia, es decir detectar los puntos que coinciden con una directriz los cuales se presentan en la tabla 2.2.

Una vez obtenidos los valores que cumplen con esta tendencia se los representa en la gráfica 2.2, el cual sirve para pronosticar la presión actual del yacimiento que en este caso es de 2992 psi al 31 de diciembre del 2009 presentado en la tabla 2.3.

Este estudio permite concluir que cada vez que se perfore un nuevo pozo se obtendrá un valor de presión de yacimiento equivalente al pronosticado (existe una comunicación hidráulica entre pozos vecinos).

TABLA 2.2.- AJUSTE DE PRESIONES DEL YACIMIENTO U INFERIOR

Pozo	Fecha	Pws Datum [psi]
CUYABENO 8	3/11/1994	3213.95
CUYABENO 15	3/12/1995	3227.60
CUYABENO 21	12/14/1995	3233.07
CUYABENO 19	3/6/1996	3214.89
CUYABENO 20	9/5/1996	3229.19
CUYABENO 2	6/13/1997	3185.81
CUYABENO 7	3/30/2004	3018.31
CUYABENO 24 D	7/28/2006	2934.00

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

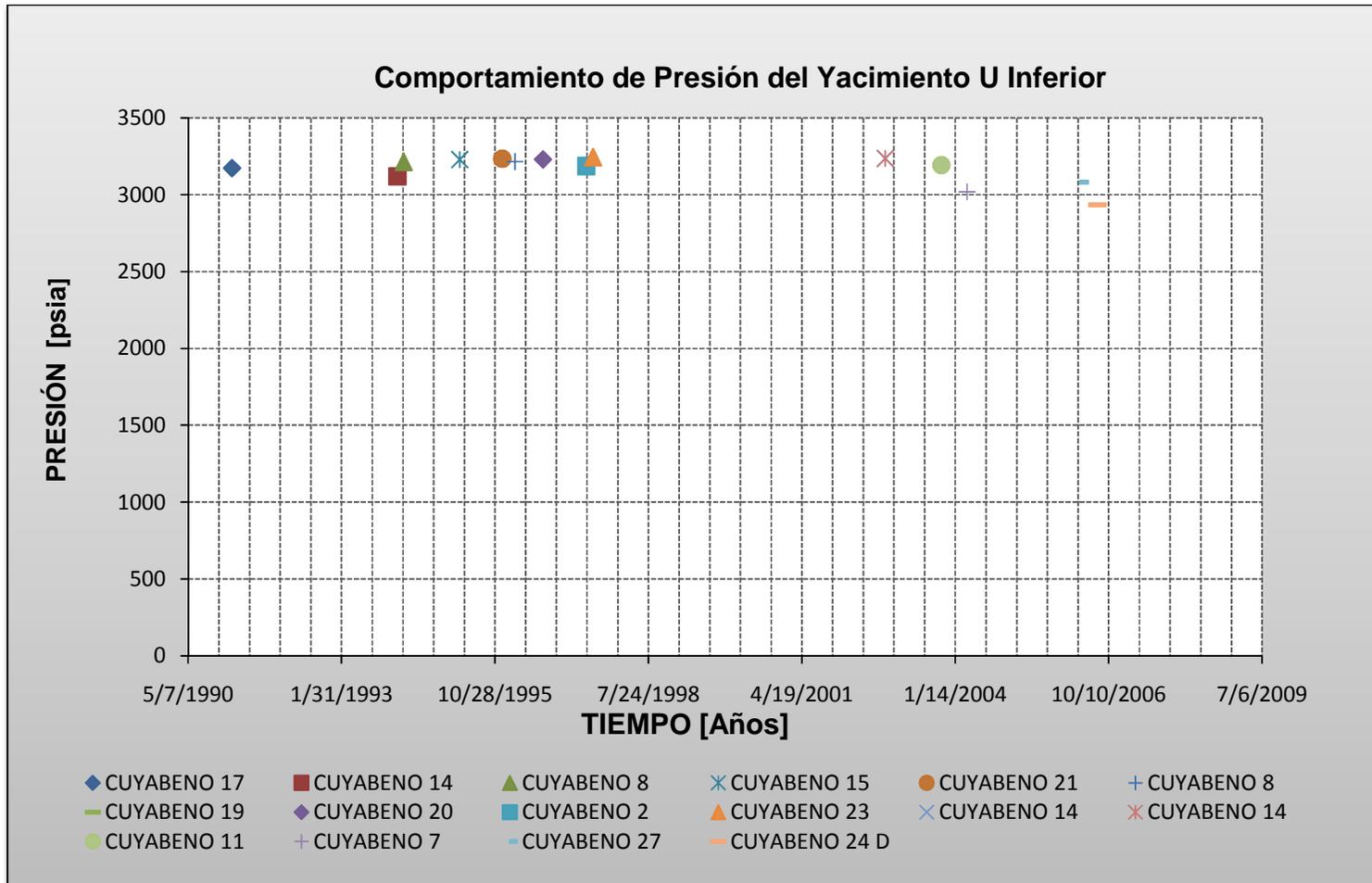
TABLA 2.3.- PRESIÓN DE YACIMIENTO U INFERIOR A 31 DE DICIEMBRE DEL 2009.

Yacimiento U Inferior	
Presión Inicial [psi]	Presión @ 31 de diciembre 2009 [psi]
3243	2992

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

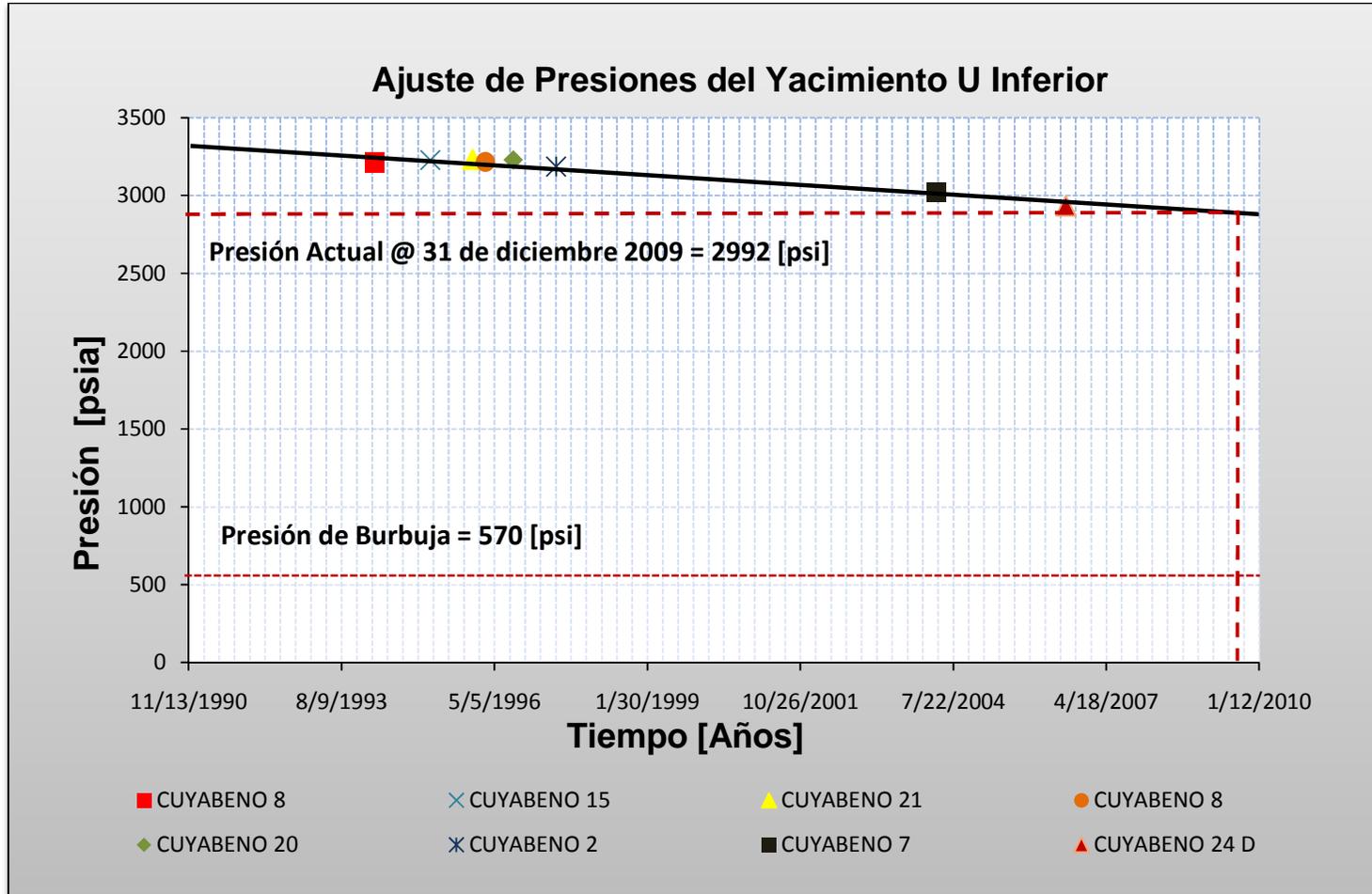
La caída de presión aproximada es muy baja de 15 psi por año, esto debido a que el yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari está influenciado por un acuífero de fondo muy activo.

GRÁFICA 2.1 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.



ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

GRÁFICA 2.2 AJUSTE DE PRESIONES DEL YACIMIENTO U INFERIOR.



ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez

2.3 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN PVT.

2.3.1 PRESIÓN DE BURBUJA.

En base al estudio “Normalización de Análisis PVT para el Yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari” presentado en el anexo 1.1, realizado en julio de 1999 por PetroProducción, y haciendo uso de los valores obtenidos en el proceso de separación flash se determinó que la presión de burbuja o presión de saturación tiene un valor de 570 psi.

2.3.1.1 Separación Flash.

Conocida como separación a composición constante, consiste en colocar una muestra de fluido del pozo en una celda cilíndrica a una presión igual o mayor a la presión de reservorio.

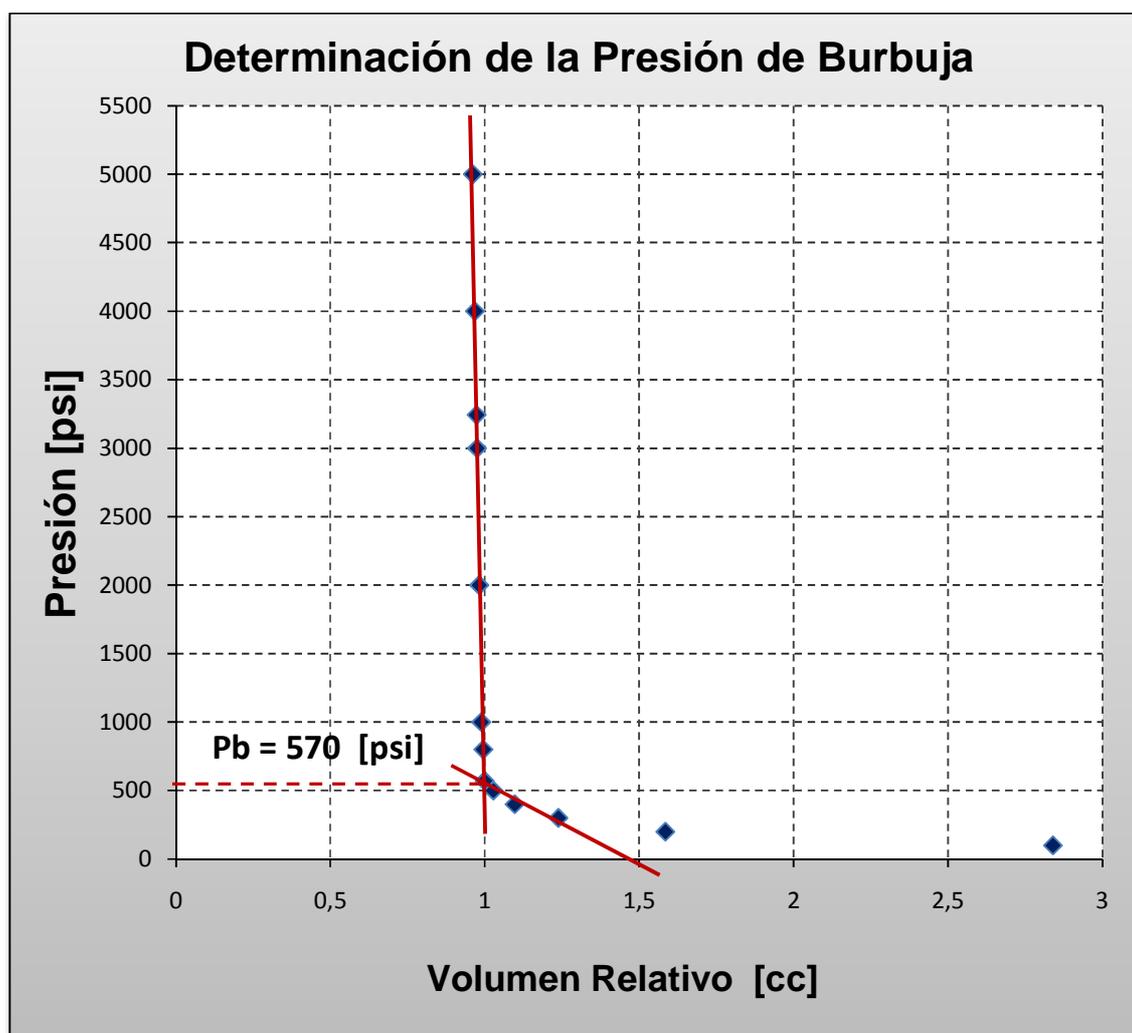
La presión en el cilindro se reduce de manera gradual cuyo efecto es la expansión del fluido dentro de la celda, esta variación de presión y volumen es medida y almacenada. El valor de presión al cual la pendiente de la curva (presión - volumen relativo) cambia de manera súbita es la presión de punto de burbuja, como se observa en la gráfica 2.3.

Además este valor de presión puede comprobarse como el punto donde el volumen relativo adquiere el valor de 1, este punto donde se produce el cambio drástico de pendiente se lo conoce como presión de burbuja de la mezcla, que señala la presión a la cual se evidencia la presencia de gas en el fluido.

2.3.2 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO Y RELACIÓN DE SOLUBILIDAD.

El yacimiento U Inferior posee un Factor Volumétrico (B_{oi}) de 1.136 bbl/BF y una Relación de Solubilidad (R_{si}) de 155 PCS/BF a condiciones iniciales de yacimiento. Al mes de diciembre de 2009 el Factor Volumétrico del petróleo es de 1.139 bbl/BF a una presión de 2992 psi, la Relación de Solubilidad se mantiene en 155 PCS/BF como se muestra en las gráficas 2.4 y 2.5 respectivamente.

GRAFICA 2.3 PRESIÓN DE BURBUJA YACIMIENTO U INFERIOR.



ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez

2.4 MECANISMO NATURAL DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO U INFERIOR.

“El comportamiento primario de producción de fluidos de un reservorio de petróleo y gas está gobernado por fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Y está caracterizado por variaciones en la presión del yacimiento, tasas de producción, relaciones gas-petróleo (RGP) y agua-petróleo (RAP), empuje hidráulico de un acuífero muy activo, y la expansión de una capa de gas. Factores que influyen el desempeño del reservorio son características geológicas, propiedades de la roca y fluido, mecanismos de flujo de fluidos, y las facilidades de producción”¹.

“El estudio de las características de cada uno de los mecanismos de empuje (ver tabla 2.4 y 2.5) y curvas tipo; permiten conocer las tendencias de los mecanismos de producción primaria de fluidos en un yacimiento”².

Con el fin de determinar el mecanismo de producción primario de fluidos del Yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari se graficaron los resultados de la tabla 2.6, de presión estática de fondo corregida al datum (P_{ws}) y producción de petróleo (N_p), en el gráfico de curvas tipo como se observa en la gráfica 2.4, los cuales exhiben un comportamiento muy semejante al de un mecanismo por empuje combinado de expansión de roca y fluido y empuje hidráulico.

En base al análisis de presiones, la verificación de los análisis PVT, se concluye que el yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari, es un Yacimiento Sub-

¹ Satter, Abduz y Ganesh, Thakur, (1994). *INTERGRATED PETROLEUM RESERVOIR MANAGEMENT A TEAM APPROACH*. Tulsa Oklahoma, Penn Well Publishing Company, pp 101-102.

² Ibid.

Saturado ($P_r \gg P_b$), influenciado por un empuje hidráulico proveniente de un acuífero de fondo muy activo.

TABLA 2.6. DATOS DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.

Datos de Presión y Producción del yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari							
Pi [psi]	Pozo	Fecha	Py [psi]	POES [MMBF]	Np [BF]	% Presión	% POES
3243	CUYABENO 8	3/11/1994	3213.95	200	2107493	99.10	1.05
	CUYABENO 15	3/12/1995	3227.60		2325062	99.53	1.16
	CUYABENO 21	12/14/1995	3233.07		2509243	99.69	1.25
	CUYABENO 8	3/6/1996	3214.89		2575067	99.13	1.29
	CUYABENO 20	9/5/1996	3229.19		2713985	99.57	1.36
	CUYABENO 2	6/13/1997	3185.81		2953294	98.24	1.47
	CUYABENO 7	3/30/2004	3018.31		19121779	93.07	9.55
	CUYABENO 24 D	7/28/2006	2934.00		25789373	90.47	12.88

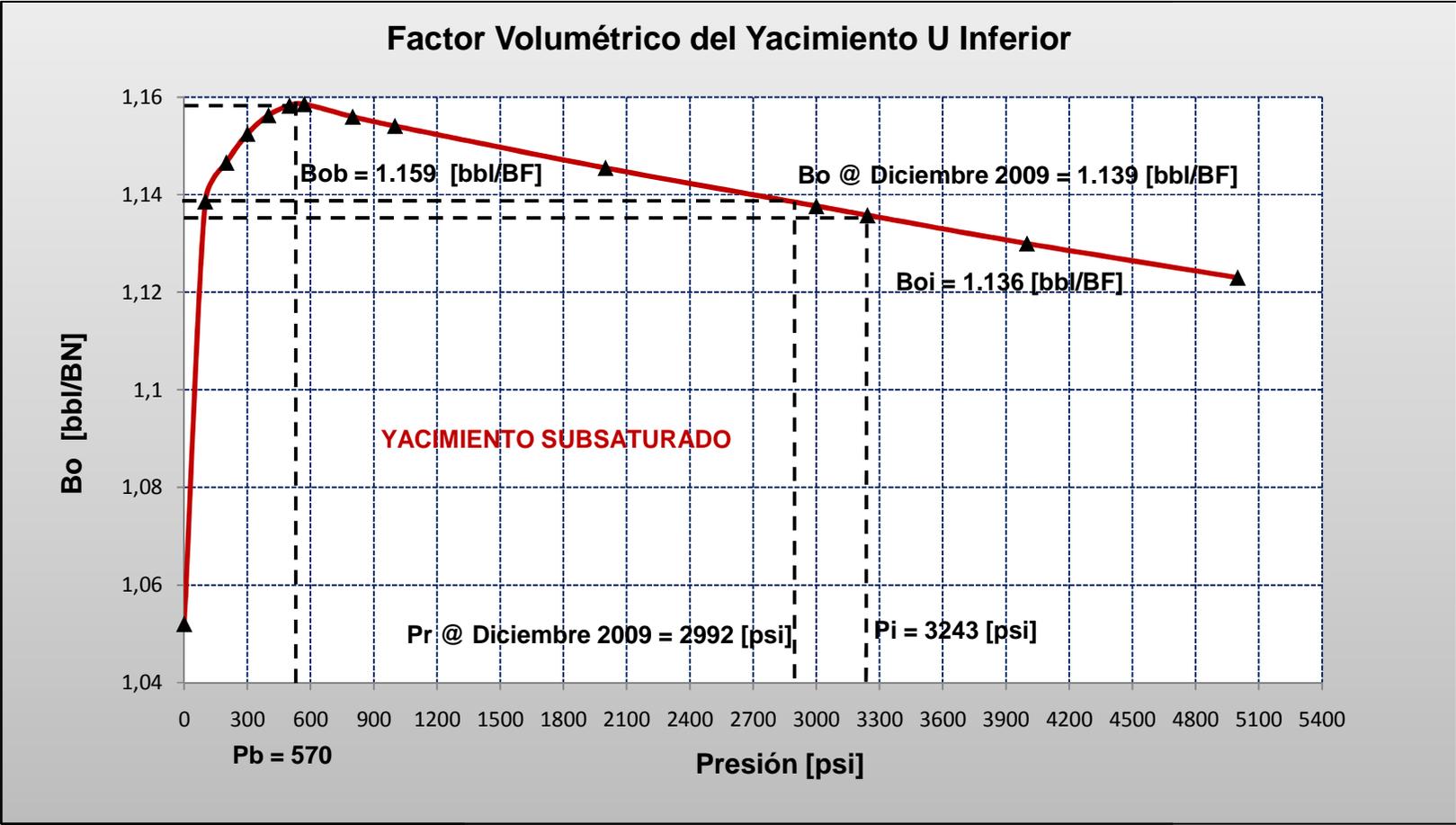
ELABORACIÓN: Jose Luis Freire Núñez.

2.5 EFICIENCIA DE RECOBRO DEL YACIMIENTO U INFERIOR.

La eficiencia de recobro o también llamado factor de recobro, es el porcentaje del petróleo original en sitio que se prevé recuperar en referencia al POES. Depende de:

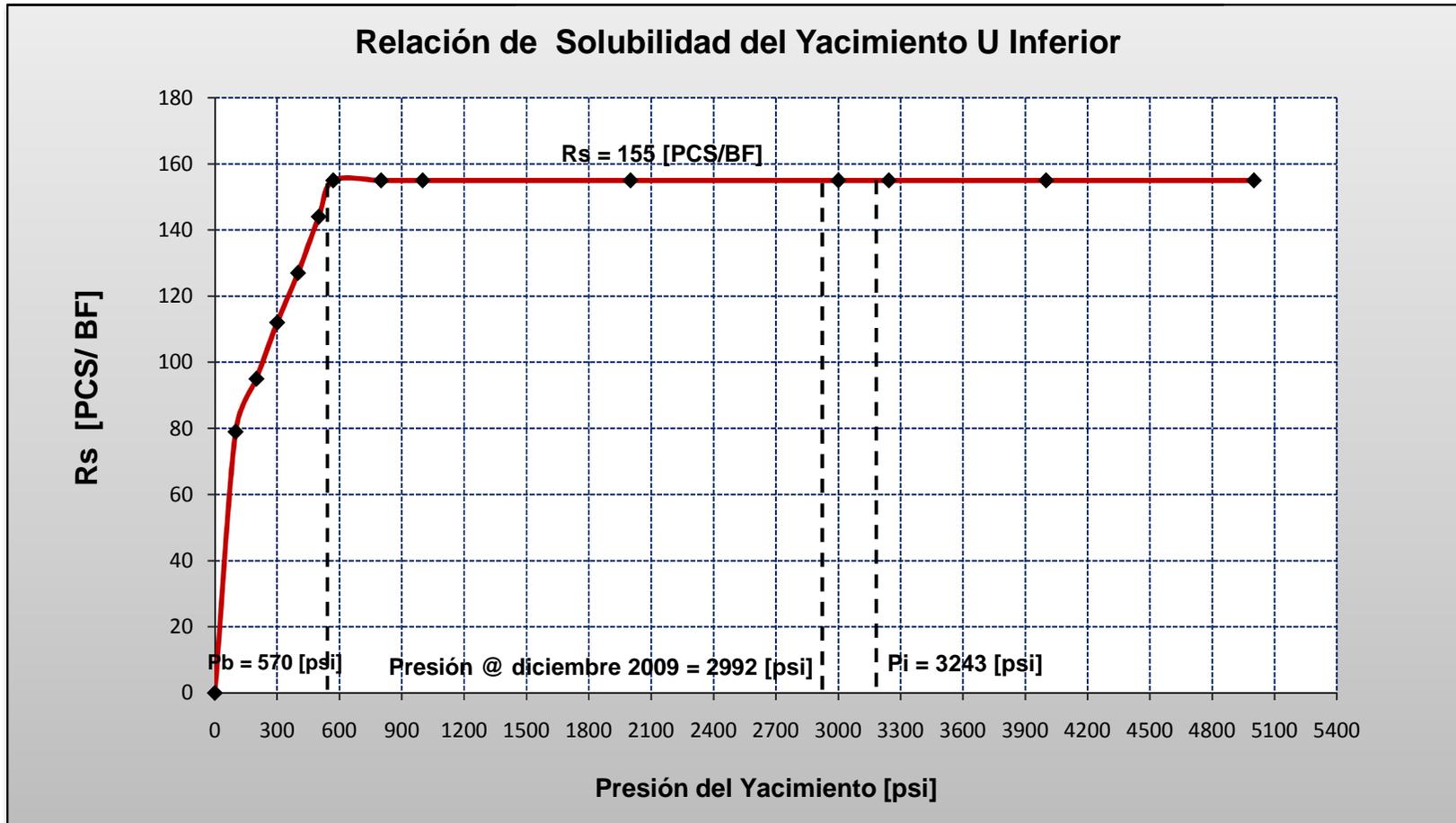
- Mecanismo primario de producción del yacimiento,
- La movilidad del los fluidos del yacimiento,
- Permeabilidad y la variación de la permeabilidad en el yacimiento,
- Inclinación y estratificación de las capas productoras,
- Estrategias y métodos del desarrollo y explotación del Campo.

GRÁFICA 2.4 FACTOR VOLUMÉTRICO YACIMIENTO U INFERIOR



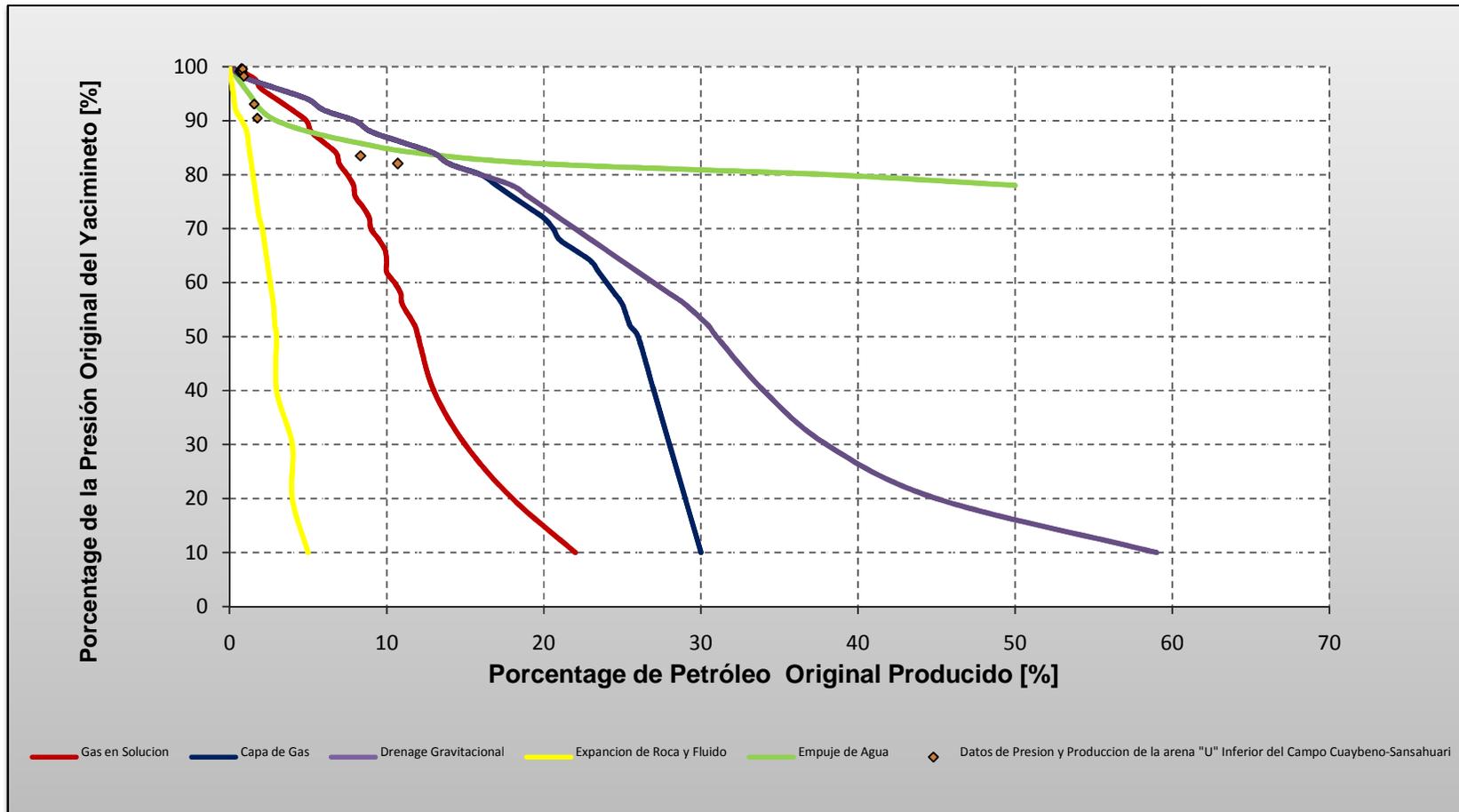
ELABORACIÓN: Jose Luis Freire Núñez.

GRAFICA 2.5 RELACIÓN DE SOLUBILIDAD YACIMIENTO U INFERIOR.



ELABORACIÓN: Jose Luis Freire Núñez.

GRÁFICA 2.6 DETERMINACIÓN DEL MECANISMO PERIMARIO DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO U INFERIOR DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.



ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

A las condiciones definidas en diciembre del 2009 se calculó el factor de recobro antes de alcanzar la presión de burbuja.

El factor de recobro sobre la presión de burbuja, donde el petróleo es producido debido a la expansión de roca y fluido en el yacimiento cuando se reduce la presión, está normalmente en el rango de 1 a 5%. Y para este caso está gobernado por la ecuación 2.5.

$$FR = \frac{B_{ob} - B_{oi}}{B_{ob}} \quad (2.5)$$

Donde:

FR= Factor de Recobro [%]

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

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

Cálculo del factor de recobro para el yacimiento U Inferior.

$$FR = \frac{B_{ob} - B_{oi}}{B_{ob}} \times 100$$

$$FR = \frac{1.159 - 1.136}{1.136} \times 100$$

$$FR = 2.024 \text{ [%]}$$

La recuperación de petróleo en el mecanismo de empuje hidráulico usualmente oscila en un rango de 28 a 50% del Petróleo Original En Sitio.

Arps analizó una variedad de yacimientos influenciados por empuje hidráulico, sus resultados están publicados en el Instituto Americano del Petróleo (API) conocidos como las formulas API para la determinación del Factor de Recobro, la ecuación 2.6

muestra el resultado del estudio desarrollado por Arps para yacimientos con mecanismo primario de empuje hidráulico.³

$$FR = 54.898 \times \left[\frac{\phi \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \right]^{0.0422} \times \left[\frac{K}{\mu_{oi}} \cdot \mu_{wi} \right]^{0.0979} \times [S_{wi}]^{-0.1903} \times \left[\frac{P_i}{P_a} \right]^{-0.2159} \quad (2.6)$$

Donde:

FR= Factor de Recobro, [%].

ϕ = Porosidad [%]

Sw= Saturación de Agua connata. [%]

B_{oi} = Factor Volumétrico del Petróleo [bbl/BF] @ Presión Inicial.

K= Permeabilidad promedia de la formación, [Darcys]

μ_{ob} = Viscosidad del Petróleo @ Presión de Burbuja, [cp]

μ_{oi} = Viscosidad del Petróleo @ Presión Inicial, [cp]

P_i= Presión Inicial, [psi]

P_a=Presión de Abandono, [psi]

De manera práctica la presión de abandono se estima como el 10% de la presión inicial del campo.

Ejemplo de cálculo para el yacimiento U Inferior.

³ Heinemann, Zoltán E.,(2003). *Petroleum Recovery*. Leoben, Text Book Series, January. pp 8.

$$FR = 54.898 \times \left[\frac{\phi \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \right]^{0.0422} \times \left[\frac{K}{\mu_{oi}} \cdot \mu_{wi} \right]^{0.0979} \times [S_{wi}]^{-0.1903} \times \left[\frac{P_i}{P_a} \right]^{-0.2159}$$

$$FR = 41.815 \times \left[\frac{0.25 \times (1 - 0.26)}{1.136} \right]^{-0.0422} \times \left[\frac{0.233}{3.5} \cdot 0.29 \right]^{0.0979} \times [0.26]^{-0.1903} \times \left[\frac{3243}{350} \right]^{-0.2159}$$

$$FR = 29.98[\%]$$

Al conocer los factores de recobro para cada etapa de producción es preciso obtener el factor de recobro total para el yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari; que es igual a la suma de los dos valores obtenidos, ya que este yacimiento produce mediante un empuje combinado: Expansión de roca y fluido y Empuje hidráulico.

$$FR = \text{Expansión de roca y fluido} + \text{Empuje hidráulico.} \quad (2.7)$$

$$FR = 2.024 + 29.98$$

$$FR = 32.0068 [\%]$$

El factor de recobro del Yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno Sansahuari es de 32.0068 [%].

2.6 CÁLCULO DEL POES.

El POES fue estimado mediante el método volumétrico, para el yacimiento U Inferior y los parámetros utilizados para la estimación se presentan en la tabla 2.7.

TABLA 2.7 PARÁMETROS DE ESTIMACIÓN DE POES.

Yacimiento	Área (acres)	h _o (pies)	Φ (%)	S _o (%)	β _{oi} (bbl/BF)	POES Volumétrico (MMBF)
U Inferior	7032.97	27.2	0.197	77.8	1.136	200

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez

FUENTE: Departamento de Ingeniería de Petróleo del Campo Cuyabeno-Sansahuari

La ecuación utilizada para la determinación del POES es la siguiente:

$$POES = \frac{7758 \times A \times h_o \times \Phi \times S_o}{\beta_{oi}} \quad (2.8)$$

Donde:

POES = Petróleo Original en Sitio. [BF]

A = Area de extencion de la arena. [Acres]

h_o = Espesor saturado de petroleo. [pies]

Φ = Porosidad. [%]

S_{oi} = (1 - S_{wi}) = Saturacion Inicial de Petróleo. [Adiminecional]

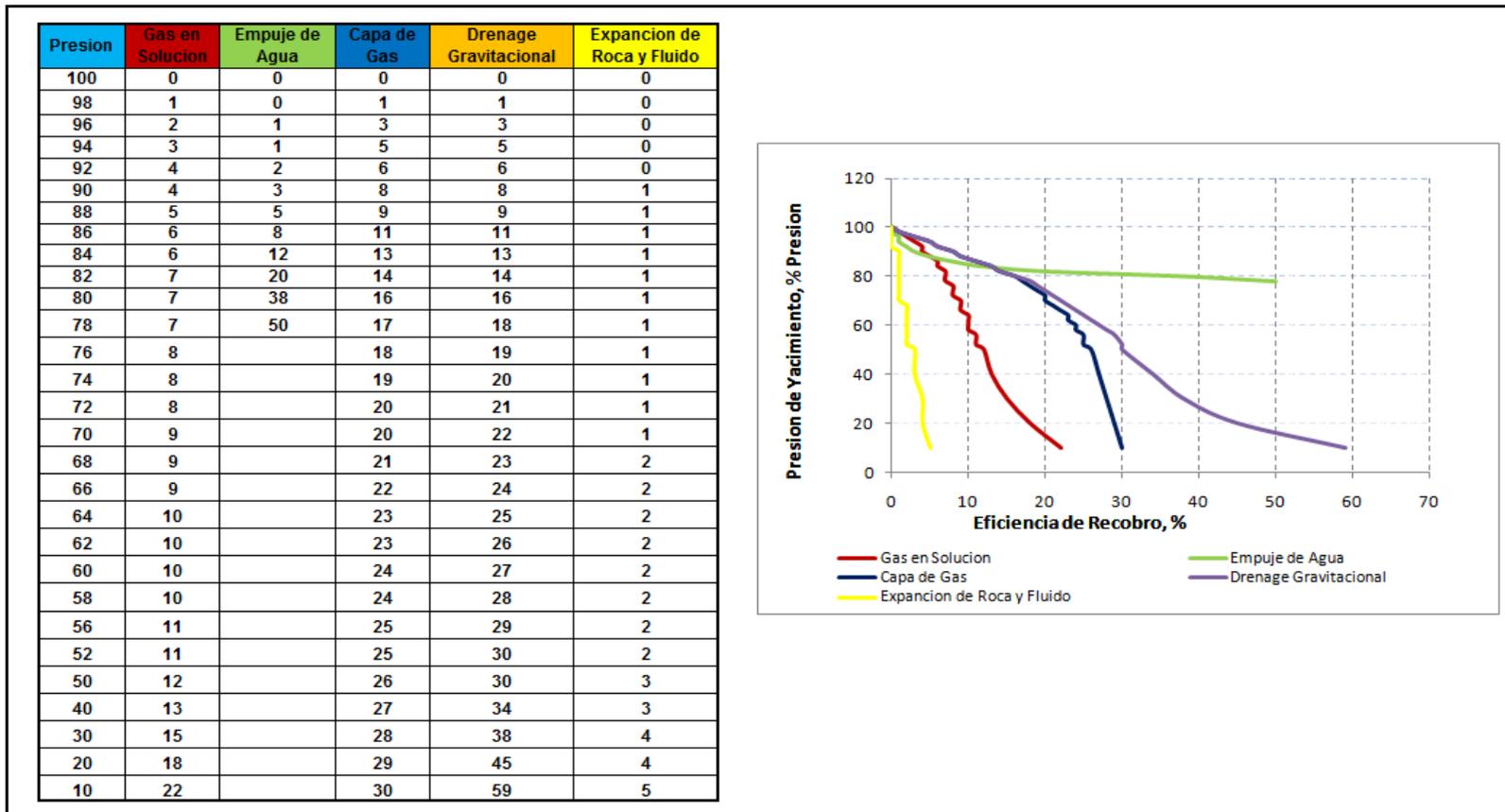
β_{oi} = Factor volumetrico de Fromacion del Petróleo. [bbl/BF]

TABLA 2.4 CARACTERÍSTICA DE VARIOS MECANISMOS DE EMPUJE.

Características					
Mecanismos	Presión del yacimiento	RGP	Producción de agua	Eficiencia	Otros
1.- Expansión de Roca y Fluidos	$P_i > P_b$ Declina rápida y continuamente	Permanece baja y constante	Ninguna. Excepto en yacimientos con alta Swi	1% - 10% Promedio 3%	
2.-Gas en Solución	Declina rápida y continuamente	Primero bajo luego sube hasta su máximo	Ninguna. Excepto en yacimientos con alta Swi	5% - 20% Promedio 18%	Requiere L.A. muy temprano
3.- Casquete de Gas	Declina rápida y continuamente	Aumenta continuamente con pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	20% - 40% Promedio 30%	La irrupción de gas en pozos buzamiento abajo indica empuje por casquete de gas
4.-Empuje Hidráulico	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, gas y agua.	Permanece baja si la presión se mantiene alta	Los pozos buzamiento abajo producen agua temprano y la producción de agua tiende a aumentar en forma apreciable	28% - 50% Promedio 50%	N Calculado por B.M. aumenta si no se considera el influjo de agua.
5.- Drenaje Gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	40% - 80% Promedio 60%	Cuando $k > 200$ mD el buzamiento > 10 y la Viscosidad de petróleo es baja (< 5 cp)

FUENTE: Satter, Abduz y Ganesh, Thakur, (1994). *INTERGRADED PETROLEUM RESERVOIR MANAGEMENT A TEAM APPROACH*. Tulsa Oklahoma, Penn Well Publishing Company, pp. 104.

TABLA 2.5 CURVAS TIPO DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS.



FUENTE: Bastidas, Diego, (2008). *Optimización de la Producción del Campo Culebra Yulebra Aplicando Técnicas de Gestión Integrada de Yacimientos*. Quito, 2008. pp. 61.

Ejemplo de cálculo de POES correspondiente al Yacimiento U Inferior.

$$POES = \frac{7758 \times A \times h_o \times \phi \times S_o}{\beta_{oi}}$$

$$POES = \frac{7758 \times 7032.97[Acre] \times 27.2[pies] \times 0.197 \times 0.778}{1.136[BN/BY]}$$

$$POES = 200228058.355 [BF]$$

$$POES = 200 [MMBF]$$

2.6.1 RESERVAS RECUPERABLES.

Las reservas recuperables se presentan en la tabla 2.8 junto con el POES y el factor de recobro del yacimiento U Inferior.

TABLA 2.8 RESERVAS RECUPERABLES YACIMIENTO U INFERIOR

Yacimiento	POES [MMBF]	Factor de Recobro [%]	Reservas Recuperables [MMBF]
U Inferior	200	32.0068	64.08 MMbbl

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez

2.6.2 PRODUCCIÓN ACUMULADA.

La producción acumulada al 31 de diciembre del 2009 se presenta en la tabla 2.9 para el yacimiento U Inferior.

TABLA 2.9 PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

Yacimiento	Producción Acumulada [MMBF]
U Inferior	35.20

FUENTE: Base de Datos de Producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari OFM™

2.6.3 RESERVAS REMANENTES.

Las reservas remanentes del Campo Cuyabeno-Sansahuari se presentan en la tabla 2.10 para el yacimiento U Inferior.

TABLA 2.10 RESERVAS REMANENTES DEL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

Yacimiento	Reservas Recuperables [MMBF]	Producción Acumulada [MMBF]	Reservas Remanentes [MMBF]
U Inferior	64.08	35.20	28.88

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez

2.7 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.

La viabilidad económica para la implementación de un proyecto en un Campo petrolero esta mayormente influenciado por el desempeño de producción bajo las actuales y futuras operaciones.

“Muchos años atrás fue descubierto que una grafica de la rata o caudal de producción en contra del tiempo de producción, para muchos pozos puede ser extrapolada hacia el futuro y así proveer un estimado de los caudales futuros de producción de un pozo”.⁴

Una vez estimado el POES, la producción acumulada y las reservas remanentes del yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari, el siguiente paso es el de analizar el desempeño futuro de la producción del yacimiento.

Mediante la utilización de un método empírico de predicción (Software Oil Field Manager **OFM**TM) se analizará el desempeño futuro de la producción del Yacimiento U Inferior.

Existen 2 métodos empíricos de predicción del comportamiento de producción.

- Método Matemático
- Método Gráfico (Curvas de declinación)

Las curvas de declinación de producción grafican la tasa de producción en función del tiempo. Se han reconocido tres tipos de curvas de declinación de producción: Exponencial, Hiperbólica y Armónica. “El análisis de producción mediante curvas de declinación puede ser una de las técnicas de ingeniería de reservorios mal usada, y al mismo tiempo se presenta como una de las técnicas de ingeniería de reservorios más negligentes”.⁵

⁴ Culter W, (1924). *Estimation of Underground Oil Reserves by Well Production Curves*, Bulletin, USBM 91.

⁵ Folkert, Brons, (1963). *On the Use and Misuse of Production Decline Curves*. API paper 801-39E.

Debido a que este método no está basado en principios físicos y exclusivamente puede ser usado si las condiciones mecánicas del pozo (completación, método de producción, entre otros.), y el mecanismo primario de producción del reservorio no cambian. El ignorar de estas limitaciones generalmente conlleva a fallas en el análisis.

2.7.1 FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE DECLINACIÓN.

Entre los muchos factores que afectan las curvas de declinación están los siguientes:

- 1.- Períodos desiguales.
- 2.- Cambio en la productividad de los pozos.
- 3.- Terminación (completación) de nuevos pozos.
- 4.- Interrupción de los programas de producción.
- 5.- Veracidad de la información disponible.
- 6.- Prorratio.

Existen otros factores que no pueden ser evaluados, pues su acción es constante y afectan siempre del mismo modo al comportamiento de las curvas de declinación.

2.7.1.1 Períodos desiguales entre pruebas.

Las pruebas, mediciones no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos entre una prueba y otra, lo que hace que los promedios entre diferentes tiempos no estén bien ponderados. Lo ideal es efectuar siempre las pruebas en lapsos iguales.

2.5.1.2 Cambio de productividad en los pozos.

La producción de los pozos tiene una declinación natural. Cuando en determinados pozos alcanza valores bajos, se somete a reparaciones con el objeto de incrementar nuevamente su producción. Generalmente estos cambios no pueden tomarse en cuenta, porque es impredecible cuándo ocurrirán.

2.7.1.3 Completación de nuevos pozos.

Al terminar un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento se incrementará. En este caso no se podrá extrapolar la curva porque no se sabe si la declinación de producción continuará según la misma ley de comportamiento.

2.7.1.4 Interrupción de los programas de producción

Esto sucede cuando dentro de la vida productiva de un yacimiento existen cierres de producción (total o parcial) por razones diversas como: carencia de mercados, problemas en los equipos de superficie, entre otros. Al reactivarlos se desconocerá su nueva tasa de producción lo que causa notables problemas en el estudio de las curvas de declinación. Una ayuda para resolverlos es conocer los mecanismos de producción del yacimiento que permitirá fijar criterios al respecto.

2.7.1.5 Veracidad de datos.

Cuando no se tiene certeza sobre la información disponible con respecto al comportamiento de un yacimiento. Este caso es frecuente en campos donde no se conoce la metodología utilizada para obtener las mediciones.

2.7.1.6 Prorrateo.

Es un factor importante en Ecuador. Se restringe la tasa de producción mediante leyes expresas, emitidas y fiscalizadas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, por lo cual los yacimientos no producen a su verdadero potencial y, en consecuencia, no se puede trabajar con las curvas de declinación hasta estar seguros de que comienza una verdadera declinación.

2.7.2 VENTAJAS DEL MÉTODO GRÁFICO.

En general, lo que se persigue con el método gráfico es encontrar, en algún tipo de escala (normal, semilog, log-log), que el comportamiento siga una línea recta. Esto tiene una ventaja inmediata: manejo fácil y rápido. Su uso es recomendable cuando no se requiere mucha precisión, ya que tiene como desventaja que el análisis depende del intérprete.

“La declinación exponencial se presenta como el método más usado mundialmente, a pesar de que los ingenieros en reservorios están de acuerdo que el comportamiento de declinación hiperbólica describe las características de declinación de la mayoría de pozos”.⁶ La simplicidad del método de declinación a porcentaje constante se muestra muy atractiva para todo ingeniero.

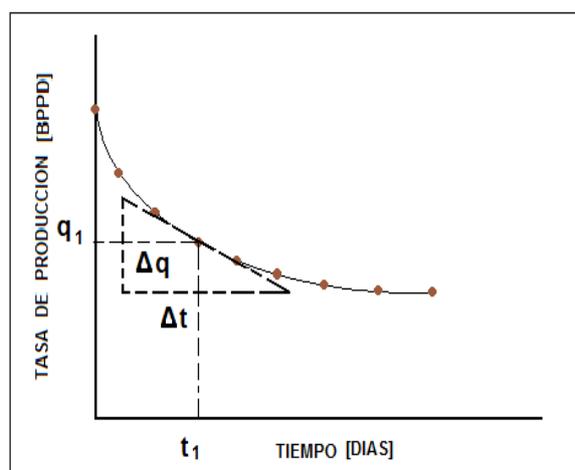
2.7.3 DECLINACIÓN EXPONENCIAL.

También conocido como Declinación a Porcentaje Constante, cuando la presión promedio del yacimiento declina con el tiempo al igual que la producción de hidrocarburo, se dice que ocurre declinación exponencial, si la tasa de declinación [D], no varía con el tiempo, y se comporta como se indica en la gráfica 2.6.

⁶ Folkert, Brons, (1963). *On the Use and Misuse of Production Decline Curves*. API paper 801-39E.

“La tasa de declinación puede ser definida como el cambio fraccional de caudal en función del tiempo.”⁷

GRÁFICA 2.6 COMPORTAMIENTO DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL.



FUENTE: Slider, H.C, (1983). *World Wide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. Penn Well Books, Tulsa Oklahoma pp. 516.

Matemáticamente se expresa con la ecuación:

$$D = \frac{(\Delta q/q)}{\Delta t} \quad (2.9)$$

Donde:

D = Constante de declinación exponencial [1/días]

t = Tiempo de producción [días]

q = Tasa de producción [bbbl]

⁷ Slider, H., (1983). *World Wide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. Tulsa Oklahoma. Penn Well Books, pp. 517.

Se reconoce si un pozo o un yacimiento están declinando exponencialmente si al graficar el caudal versus el tiempo de producción en un gráfico semilog se obtiene una línea recta.

2.7.3.1 Declinación Exponencial del Yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

Mediante la utilización del software OFMTM, en base a la información adquirida en el Departamento de ingeniería de Petróleos del Campo Cuyabeno-Sansahuari, y la interpretación de ingeniería de la línea Data and Consulting Services (DCS) de la compañía SCHLUMBERGER representado por el ingeniero Diego Bastidas Vizcaíno, se realizó el pronóstico de producción del yacimiento U Inferior.

2.7.3.1.2 Declinación exponencial del yacimiento U Inferior.

La declinación de producción para el yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari se presenta en el Anexo 2.1.

De acuerdo a los datos obtenidos de la curva de declinación, el yacimiento productor U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari presenta una declinación exponencial de 3.4865 % anual efectiva, con una producción acumulada (Np) de 35207.9 M bbl., con 28.88 MMBF de reservas remanentes y un recobro ultimo esperado de 46208,5 M bbl., a diciembre del 2009 todos estos valores son obtenidos del software OFMTM.

2.8 PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.

El yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari se explota desde mediados del año 1984, con una producción inicial de 1700 BPPD y con un corte de

agua del 6%. El yacimiento ha producido continuamente a una tasa promedio de 5000 BPPD con un corte de agua incremental desde 25 a 80%. En diciembre del 2008 la producción de petróleo estaba en el orden de 4900 BPPD con un corte de agua del 78%, este mantenimiento de producción se debe al incremento de los pozos activos en el yacimiento de 8 a 14 pozos en el año 2008. En la actualidad el yacimiento se encuentra produciendo un promedio de 3978 BPPD con un corte de agua del 82%, con un total de 14 pozos de los cuales ocho (8) producen con levantamiento artificial tipo bombeo eléctrico sumergible y seis (6) con bombeo hidráulico tipo jet. Con un recobro actual de petróleo del yacimiento del 17.58% de 200 MMBF de POES, cuenta con un total de 28.88 MMBF de reservas remanentes, todos estos datos se resumen en la tabla 2.11. Se Presentan las graficas del comportamiento de la producción de petróleo, agua de formación y gas en el anexo 2.2.

TABLA 2.11 DATOS PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U INFERIOR.

Yacimiento U Inferior						
POES [MMBF]	Factor de Recobro [%]	Reservas Recuperables [MMBF]	Producción Acumulada [MBF]	Recobro Actual [%]	No. Pozos	Reservas Remanentes [MMBF]
200	32.0068	64	35207	17.58	14	28

ELABORACIÓN: José Luis Freire Núñez.

CAPITULO 3

TEORÍA DE LA SEPARACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN EL FONDO DEL POZO Y DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DOWNHOLE FLUID PROCESSING (DFPS) PROPUESTA POR SCHLUMBERGER.

3.1 INTRODUCCIÓN

El sistema de Separación de Fluidos en el Fondo del Pozo, está configurado para proporcionar, la simultánea producción de petróleo e inyección de agua de formación previamente separada, en el fondo del pozo.

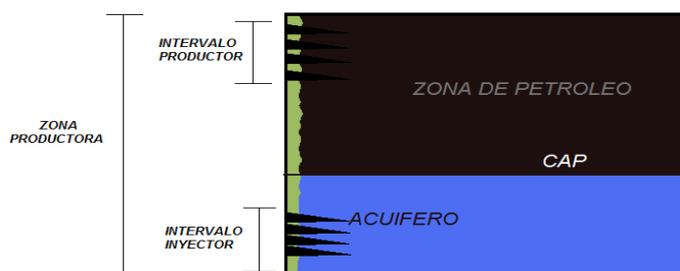
El objetivo fundamental de la tecnología, es la de separar en fondo una gran cantidad de agua de formación posible, y su posterior re-inyección en una zona receptora, permitiendo: reducir el volumen de agua de formación en superficie, ahorro en los costos de operación, manejo y disposición del agua de formación, así como un impacto ambiental positivo.

3.2 CONFIGURACIONES.

Existen tres configuraciones para procesar los fluidos en el fondo del pozo:

El primero re-inyecta el agua de formación previamente separada, en un intervalo inyector bajo la zona de producción, la zona de inyección es parte de la zona productora, como se muestra en la figura 3.1.

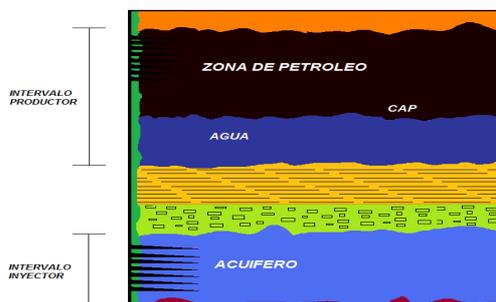
FIGURA 3.1 PRIMERA CONFIGURACIÓN DE RE-INYECCIÓN.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

El segundo re-inyecta el agua de formación previamente separada, a una zona de inyección completamente independiente, la cual se encuentra ubicada bajo la zona productora como se muestra en la figura 3.2.

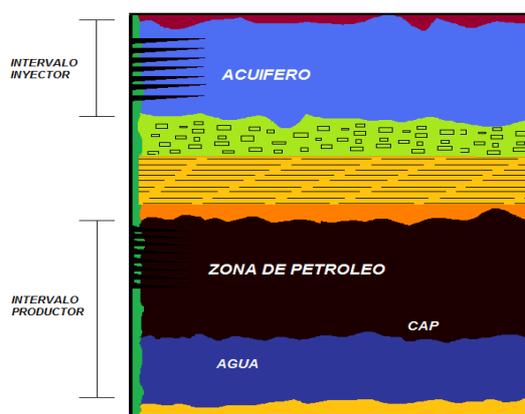
FIGURA 3.2 SEGUNDA CONFIGURACIÓN DE RE-INYECCIÓN.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

El tercero re-inyecta el agua de formación previamente separada, en una zona de inyección que es completamente independiente, sobre el intervalo productor como se muestra en la figura 3.3.

FIGURA 3.3 TERCERA CONFIGURACIÓN DE RE-INYECCIÓN.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

3.3 MECANISMOS DE LA SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN EL FONDO DEL POZO

Existen dos tipos de mecanismos utilizados para la Separación de Fluidos en el Fondo del Pozo⁸ siendo estos:

- PUSH THROUGH SYSTEM
- PULL THROUGH SYSTEM

⁸ SHAWN, C. y FOX, M., *Economics of Downhole Oil-Water Separation: A case history and implication for the North Sea*, SPE 50618.

3.3.1 MECANISMO PUSH THROUGH.

Este mecanismo es el más utilizado hasta la fecha, en el cual el fluido proveniente de la formación productora, es succionado a través del intake, hacia la bomba eléctrica sumergible pasa a través de ella y se descarga en el separador (hidrociclón), en este caso la presión de trabajo o de entrada al hidrociclón es la suma de la presión proveniente del reservorio (P_{wf}) y la presión de descarga de la bomba.

3.3.2 MECANISMO PULL THROUGH.

En este mecanismo el fluido proveniente de la formación productora entra en la camisa de producción, y pasa directamente al separador (hidrociclón), la presión de trabajo o de entrada es netamente la presión proveniente del yacimiento.

3.4 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA.

La tecnología se basa en el mecanismo de separación PUSH THROUGH SYSTEM debido a que aporta una energía adicional (presión de descarga de la bomba), necesaria para lograr una adecuada separación de los fluidos provenientes de la formación productora.

El sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo consiste principalmente de:

- Un equipo eléctrico sumergible convencional,
- Un separador tipo hidrociclón,
- Un dispositivo re-director,
- Un dispositivo de control de flujo,
- Un sistema de re-inyección de agua
- Un sistema de sensores.

“En la siguiente descripción, numerosos detalles se establecen para proporcionar una comprensión relacionada con la separación de fluidos en el fondo del pozo, y el manejo y control de la presión de retorno (contra presión)”.⁹

3.4.1 EQUIPO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.

Durante mucho tiempo el equipo eléctrico sumergible ha probado ser uno de los métodos de levantamiento artificial más confiable y eficiente. Es así que en la separación de fluidos en el fondo del pozo este es el tipo de levantamiento artificial utilizado, el cual consta de un motor, un protector, intake, y una bomba.

3.4.1.1 Operación.

El fluido proveniente de la formación productora entra por el intake el cual fluye a través de la bomba, pasando por las diferentes etapas las cuales transforman la energía cinética del fluido en energía potencial. El fluido con alta energía potencial se descarga en el separador (hidrociclón).

3.4.2 SEPARADOR (TIPO HIDROCICLÓN).

Es el principal componente del sistema DFPS el cual contiene un hidrociclón o también llamado ciclón hidráulico. El hidrociclón separa los fluidos mediante fuerza centrífuga provocando en el interior un vórtice¹⁰. El cual se presenta por la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo.

⁹ Schetz, J y Allen, E.(1996). *HANDBOOK OF FLUID DYNAMICS AND FLUID MACHINERY*, Vol. I, Canada, Wiley-Interscience Publication.

¹⁰ Schetz, J y Allen, E. (1996). *HANDBOOK OF FLUID DYNAMICS AND FLUID MACHINERY*, Vol. I, Canada, Wiley-Interscience Publication.

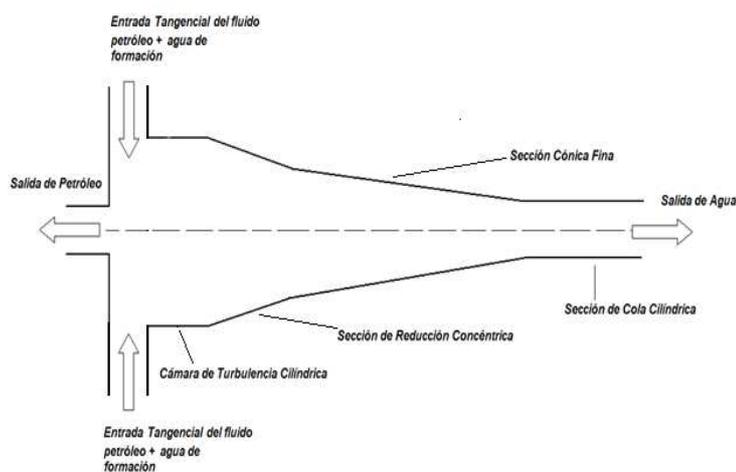
3.4.2.1 Descripción del Hidrociclón.

El hidrociclón estático está formado por cuatro secciones:

- Cámara de turbulencia cilíndrica
- Sección de reducción concéntrica
- Sección cónica fina
- Sección de cola cilíndrica

Cada una de las secciones del hidrociclón se presenta en la figura 3.4,

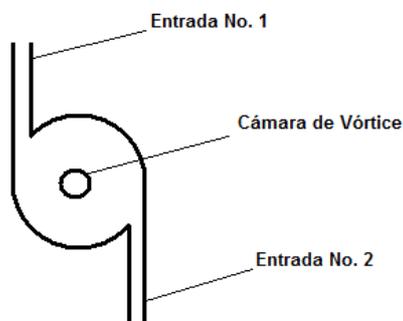
FIGURA 3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS SECCIONES DEL HIDROCIKLÓN



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

Las entradas tangenciales del fluido se esquematizan a continuación en la figura 3.5.

FIGURA 3.5 DESCRIPCIÓN DE LA ENTRADA DE FLUIDOS AL HIDROCICLÓN



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

3.4.2.2 Operación.

El fluido proveniente de la descarga de la bomba, entra al separador en forma tangencial, a través de dos entradas, pasando través de cada una de las secciones, el separador acelera y dirige la mezcla petróleo-agua en una trayectoria circular (vórtice), mediante la utilización de fuerzas centrífugas posiciona el fluido más denso (por ejemplo, agua) a una posición radial lejos del centro de rotación y el fluido menos denso (por ejemplo, petróleo) a una posición más cercana al centro de rotación, además las partículas de petróleo se unen en una fase continua mediante un proceso de coalescencia.

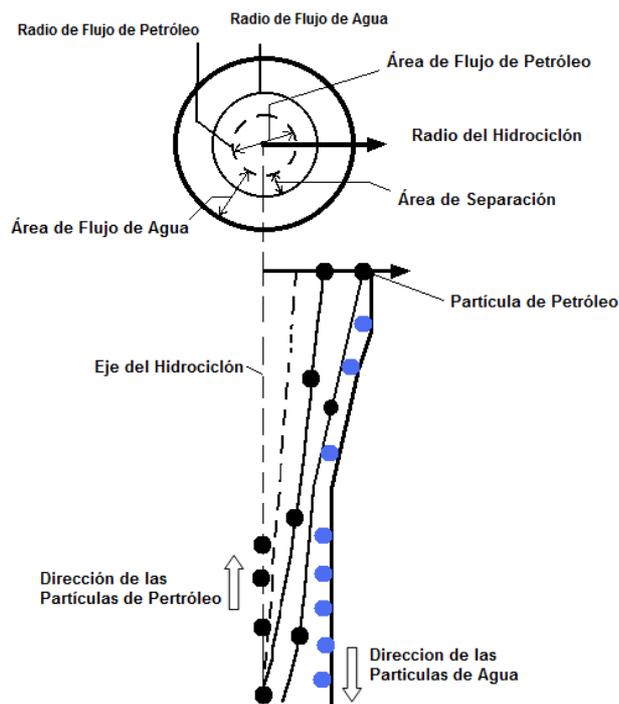
3.4.2.2.1 Coalescencia.- es la capacidad de dos o más sustancias de unirse en una sola fase continua.

3.4.2.2.2 Vórtice.- Un vórtice es un flujo turbulento en rotación espiral con trayectorias de corriente cerradas. Se puede relacionar con la cantidad de circulación o rotación de un fluido.

En el remolino de flujo creado por las grandes fuerzas centrífugas (aproximadamente 12 gs), que a su vez separa el agua de formación, cambia la posición de las partículas, este cambio radial de las partículas de los fluidos causa una reducción en

la velocidad axial cerca del eje del hidrociclón y cuando la intensidad de giro de la corriente de petróleo es suficientemente alta, el flujo inverso tiene efecto en las cercanías del eje del hidrociclón como se muestra en la figura 3.6.

FIGURA 3.6 POSICIONES RADIALES Y DIRECCIÓN DE LOS FLUIDOS.



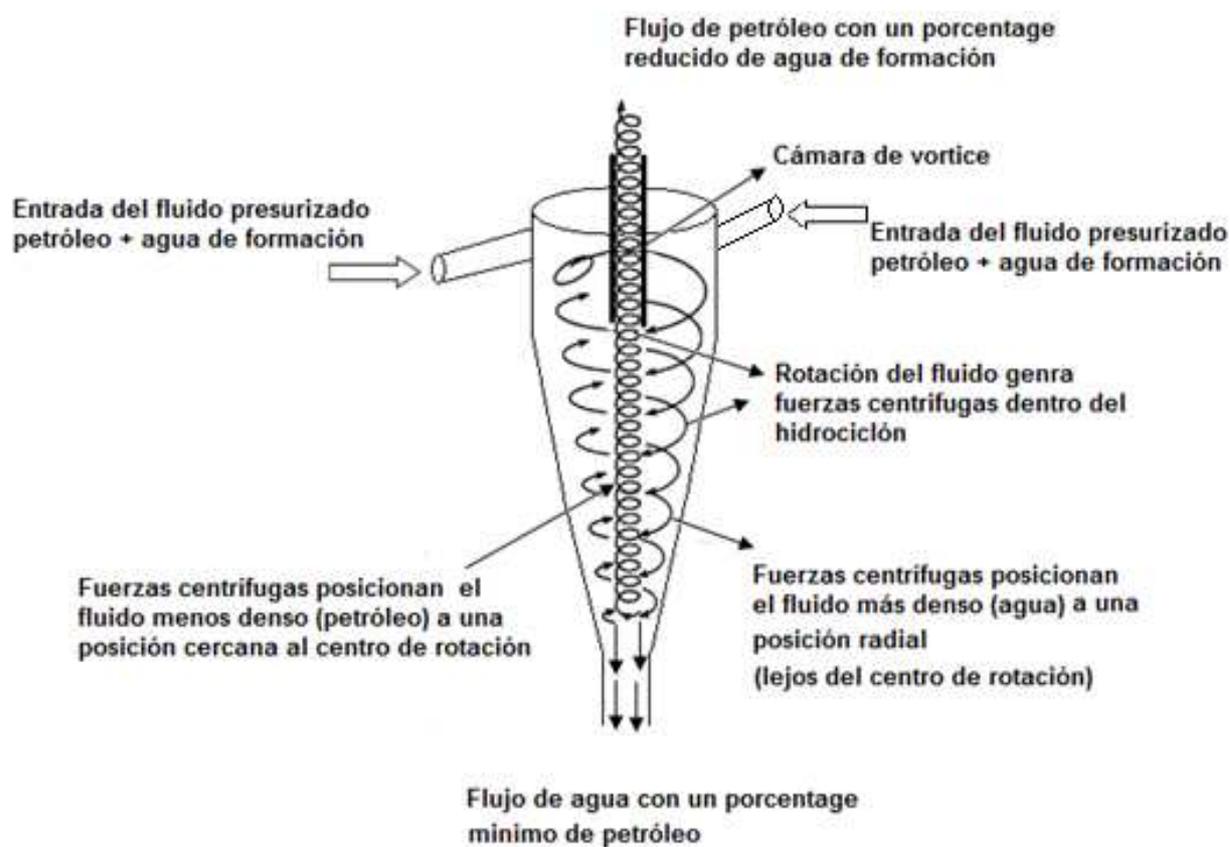
Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

Este fenómeno causa un flujo inverso alrededor del eje del hidrociclón, el cual permite la separación de los líquidos de diferente densidad al interior del hidrociclón.

Un flujo de petróleo y un flujo de agua salen del separador (hidrociclón), y viajan por separado a lo largo de caminos concéntricos a un redirector. La forma de operación del hidrociclón se presenta a continuación en la figura 3.7.

FIGURA 3.7 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL HIDROCICLÓN



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

Las corrientes se separan por un divisor (Cámara de Vórtice) que define el inicio de un conducto de petróleo. La presión de retorno de los flujos mejora el proceso de separación.

3.4.2.3 Principio Físico de Operación del hidrociclón.

El principio físico que rige este tipo de separación es la llamada Ley de Stokes.¹¹

¹¹ YLec Consultants. (1999). *A new concept in liquid-liquid separation*.

“Cuando una gota o una partícula se somete a una aceleración centrífuga, esta tiende a migrar a una velocidad relativa al volumen de líquido. Cuando la partícula de la fase dispersa es más densa que la fase continua, esta migrara a la sección de las presiones más altas y cuando es más ligera hacia las presiones bajas”

La cual dentro del hidrociclón las gotas de petróleo migran hacia arriba del eje de la cámara de turbulencia cilíndrica y son captadas por la cámara de vórtice, la velocidad radial o de migración (W) puede ser calculada con esta ley. La ecuación 3.1 que gobierna el proceso de separación se presenta:

$$W = \frac{\Delta\rho D^2 \gamma}{18 \mu} \quad (3.1)$$

En la cual:

W = Velocidad Radial.

$\Delta\rho$ = Diferencia entre la densidad del petroleo y agua [Kg/m^3].

D = Diametro de las particulas de petroleo (10 a 50 micrones).

γ = Aceleracion Centrífuga [m/s^2]

μ = Viscosidad del Agua o fase continua ($\mu = 0.001 \text{ Kg}/\text{m} \cdot \text{s}$)

Una aceleración elevada debe ser obtenida para tener una apropiada separación. Además altas velocidades tangenciales deben ser alcanzadas para tener altas aceleraciones centrífugas. Un parámetro importante en la separación de los fluidos es la llamada velocidad tangencial.

3.4.2.3.1 Velocidad Tangencial.

Velocidad tangencial de la partícula es la velocidad real de la partícula que efectúa el movimiento circular como se muestra en la ecuación 3.2. En un hidrociclón el

comportamiento de la velocidad tangencial en de tipo hiperbólico¹², como se muestra en la figura 3.8

3.4.2.3.2 Comportamiento hiperbólico de la velocidad tangencial.

Este tipo de comportamiento es casi lineal y se caracteriza porque la velocidad tangencial va en aumento a medida que las partículas se acercan al centro de rotación, es decir alcanza un su valor máximo cuando se encuentra en las cercanías del centro de rotación y tiene un valor mínimo si encuentra en la zona más alejada del centro de rotación.

$$V_T = V_{TO} \times \frac{R_o}{r} \quad (3.2)$$

Determinando la aceleración centrífuga:

$$\gamma_c = \frac{V_T^2}{r} = V_{TO}^2 \times \frac{R_o^2}{r^2} \frac{1}{r} = V_{TO}^2 \times \frac{R_o^2}{r^3} \quad (3.3)$$

Donde la velocidad radial de las partículas a un radio r es:

$$W = \frac{\Delta\rho D^2}{18\mu} V_{TO}^2 \times \frac{R_o^2}{r^3} \quad (3.4)$$

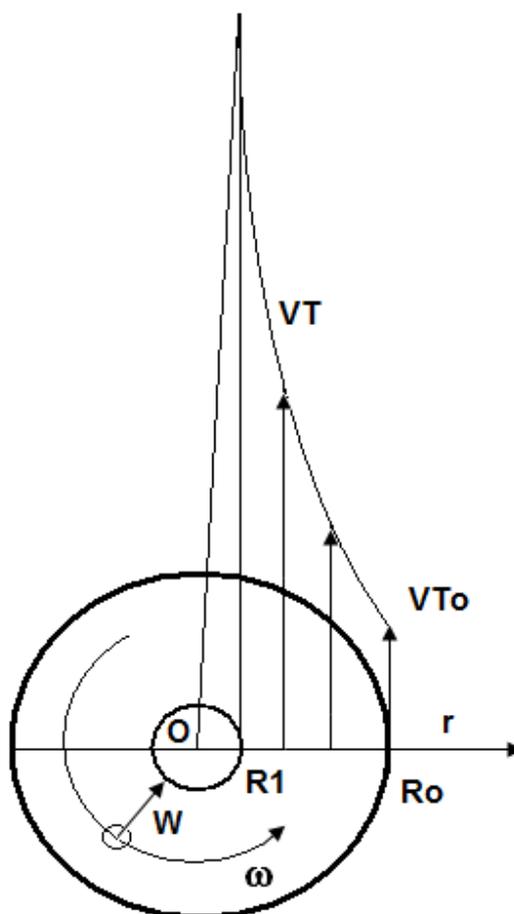
Y el tiempo en el cual una gota de petróleo migra de un radio R_o a uno R es:

$$t_{sep} = 4.5 R_o^2 \frac{\mu}{\Delta\rho D^2} \frac{1}{V_{TO}^2} \left[1 - \left(\frac{R}{R_o} \right)^4 \right] \quad (3.5)$$

Este es el llamado tiempo de separación o el tiempo de residencia de la partícula de petróleo en el hidrociclón.

¹² YLec Consultants. (1999). *A new concept in liquid-liquid separation*.

FIGURA 3.8 COMPORTAMIENTO HIPERBÓLICO DE LA VELOCIDAD TANGENCIAL



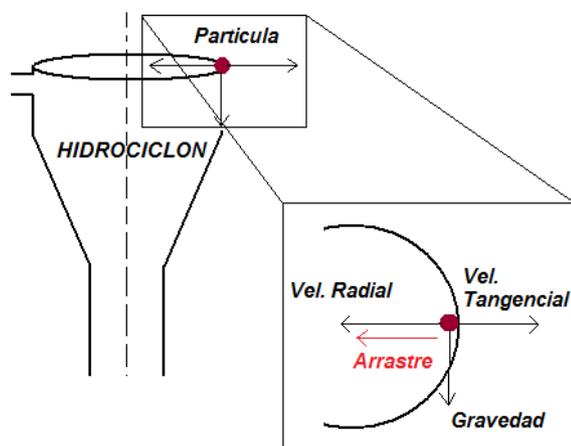
Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: YLec Consultants. (1999). *A new concept in liquid-liquid separation*.

3.4.2.3.3 Velocidad Radial.

Es la velocidad en la dirección del eje, la cual es perpendicular a la trayectoria del flujo como se muestra en la figura 3.9.

FIGURA 3.9 COMPORTAMIENTO VELOCIDAD TANGENCIAL Y RADIAL



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: YLec Consultants. (1999). *A new concept in liquid-liquid separation*.

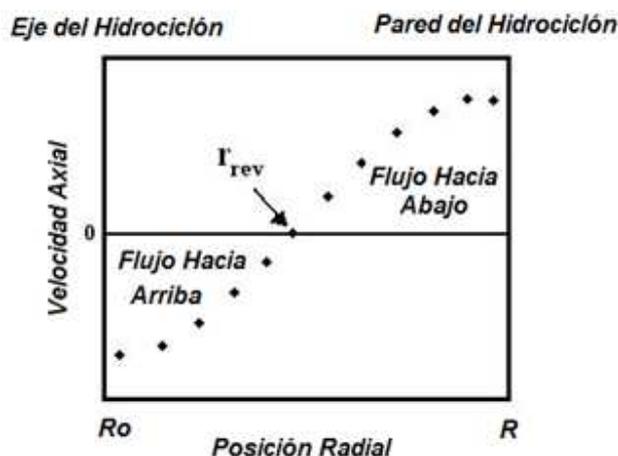
3.4.2.3.4 Velocidad Axial.

Es la magnitud de la velocidad de avance lineal del flujo, en dirección paralela al eje de rotación.

3.4.2.3.4.1 Comportamiento de la velocidad axial.

La velocidad axial tiene valores positivos, negativos y un valor de cero. Los valores positivos representan el flujo hacia abajo contra las paredes del hidrociclón la cual es la principal dirección del flujo, los valores negativos representan el flujo reverso hacia arriba cerca del eje del hidrociclón, el valor cero alcanzado por la velocidad axial se representa como el punto en el cual se forma el flujo inverso de la corriente de petróleo, la figura 3.10 representa el comportamiento de la velocidad axial.

FIGURA 3.10 COMPORTAMIENTO VELOCIDAD AXIAL.



Fuente: Oil-Water Separation in Liquid-Liquid Hydrocyclone (LLHC) –Experiment and Modeling, SPE 71538.

3.4.3 DISPOSITIVO RE-DIRECTOR.

Se encarga de direccionar las corrientes provenientes del separador (hidrociclón), en una tubería concéntrica, permitiendo que las corrientes no se mezclen y continúen su recorrido; la corriente de petróleo se dirige hacia la superficie y la corriente de agua de formación hacia el sistema de inyección.

3.4.3.1 Operación.

Luego que las diferentes corrientes (agua y petróleo), salen del separador (hidrociclón), llegan por caminos concéntricos a un dispositivo redirector de flujo como se muestra en la figura 3.11, el cual se encarga de re dirigir las corrientes. La corriente de petróleo sale a superficie por la tubería concéntrica interior y la corriente de agua sale por la tubería concéntrica exterior.

La forma y la función de controlar la presión de retorno y el flujo, depende de la orientación de la zona de inyección con respecto a la zona productora (zona de inyección arriba o debajo de la zona productora).

La selección de un controlador de flujo, de una serie de opciones puede tener diferentes variaciones de diámetro y permite la configuración de ajuste de la contrapresión en la corriente de agua. El controlador de flujo es reemplazable y esto hace que el desempeño de la separación sea manipulada, a medida que las condiciones del pozo cambian.

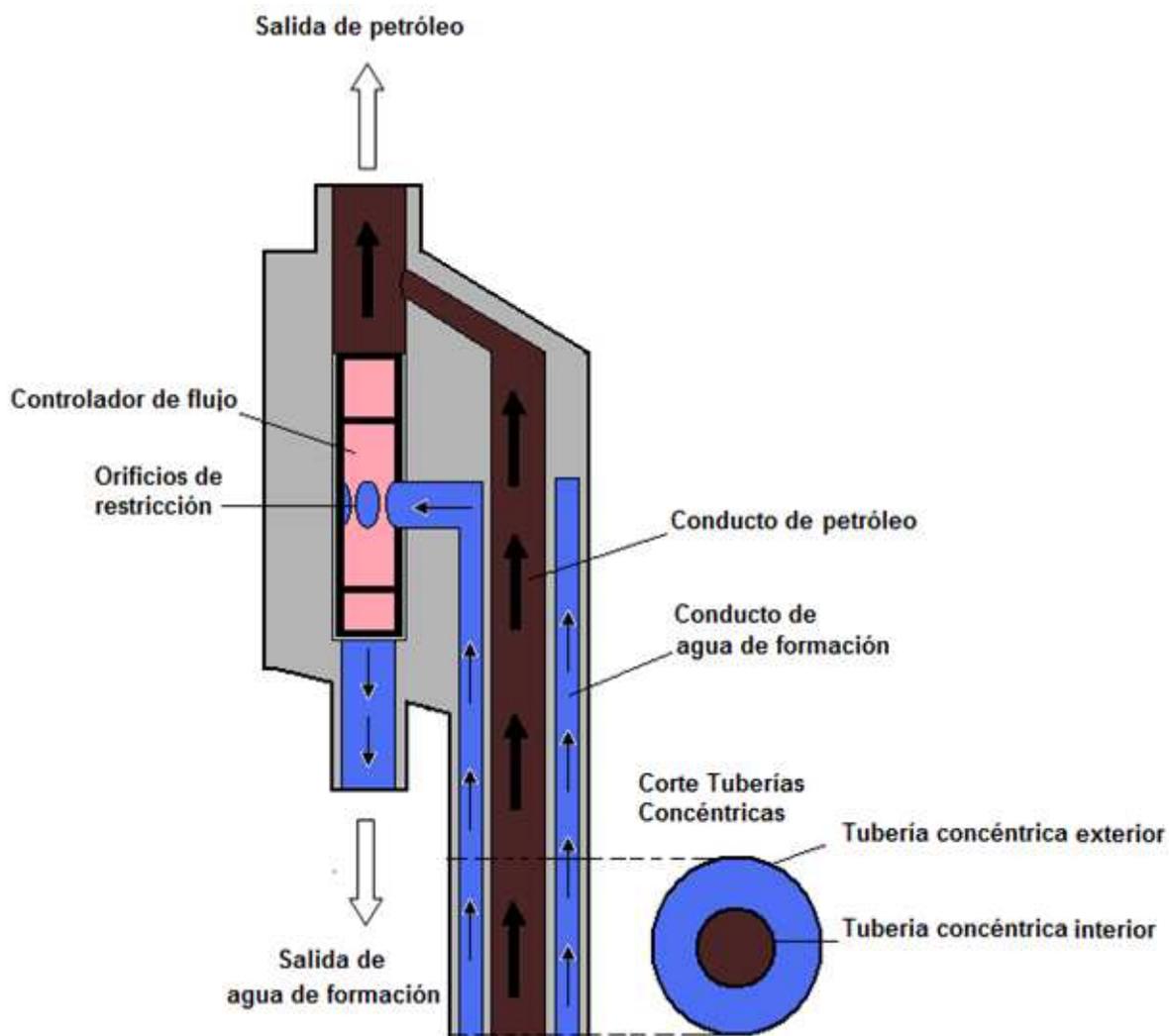
3.4.4 DISPOSITIVO DE CONTROL DE FLUJO.

Una forma de controlar la separación de fluidos en el fondo de pozo es mediante el control de la presión de retorno aplicada a la corriente de petróleo y/o a la corriente de agua. Una forma de regular la presión de retorno es mediante un *control de flujo* (restricción) de la corriente de petróleo y/o la corriente de agua que sale del separador.

Hay muchas maneras de reemplazar el controlador de flujo con otro de diferente diámetro, la magnitud de la restricción puede cubrir un rango desde 0.125 hasta 1.0 pulgadas de diámetro, con lo que se regula la presión. Por ejemplo, una herramienta de wireline se puede bajar para colocar o quitar un controlador. Se pueden insertar y quitar mediante Slickline, tubería flexible, o cualquier otro método de transporte aplicables. Slickline tiende a ser una opción económica en muchas aplicaciones.

Como alternativa, el controlador de flujo puede tener un orificio de tamaño variable, de modo que el no está obligado a realizar trabajos de reacondicionamiento. El tamaño del orificio puede ser variado mecánicamente por un motor eléctrico controlado por señales eléctricas en la superficie o mediante señales inalámbricas.

FIGURA 3.11 OPERACIÓN DEL DISPOSITIVO RE-DIRECTOR.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

Además el controlador de flujo puede ser reemplazado con un dispositivo que impida el flujo de fluidos hacia el separador (hidrociclón), y así inyectar fluidos de tratamiento en el sistema de re-inyección de agua.

3.4.4.1 Operación.

La corriente de agua llega al controlador de flujo, la cual pasa a través de los orificios del controlador y se dirige a través de una tubería paralela (by pass) al separador y al sistema eléctrico sumergible; terminando su recorrido en el sistema de re-inyección. Es decir, durante la operación, el flujo de agua hace aproximadamente un giro de 90 grados para ser enviada al sistema de re-inyección.

Este controlador de flujo se presenta a continuación en la figura No. 3.12

3.4.4.1.1 Efecto de la presión de retorno.

3.4.4.1.1.1 Presión de Retorno.- o también llamada contra presión; se refiere a la presión ejercida a un fluido en movimiento debido a obstáculos o curvas cerradas en el recipiente de confinamiento por el que fluye, como tuberías o accesorios, en contra de la dirección del flujo.

La presión de retorno juega el rol más importante en el momento de incrementar la eficiencia de separación, esta presión debe ser aplicada a la corriente de agua a la salida del hidrociclón con el fin de forzar a la corriente de petróleo a salir por la cámara de vórtice.

Es en este proceso la importancia del controlador de flujo el cual crea una presión de retorno mediante una restricción del flujo de la corriente de agua, el diámetro del orificio está diseñado para crear este efecto, además si después de la instalación del sistema DFPS se necesita crear una contra presión de diferente magnitud esta puede ser obtenida mediante la variación del diámetro del orificio.

De no existir esta contra presión todo el flujo saldría por la sección de cola cilíndrica sin obtenerse ninguna separación, por esta razón es crítico que se mantenga un valor constante de contra presión para así tener una eficiencia alta en el proceso de separación de petróleo y agua de formación.

3.4.4.2 Principio Físico de Operación.

El principio físico en el cual se basa la operación del controlador de flujo es la placa orificio.

3.4.4.2.1 Placa Orificio.

La placa orificio es un dispositivo mecánico que restringe u obstruye el paso de un fluido a través de una tubería. Existen varias razones para instalar un dispositivo de restricción en una tubería:

- Para incrementar la presión en la línea de flujo.
- Para disminuir el caudal a través de la línea.
- Para incrementar la velocidad del fluido en la línea.
- Para crear una presión de restricción en la línea.

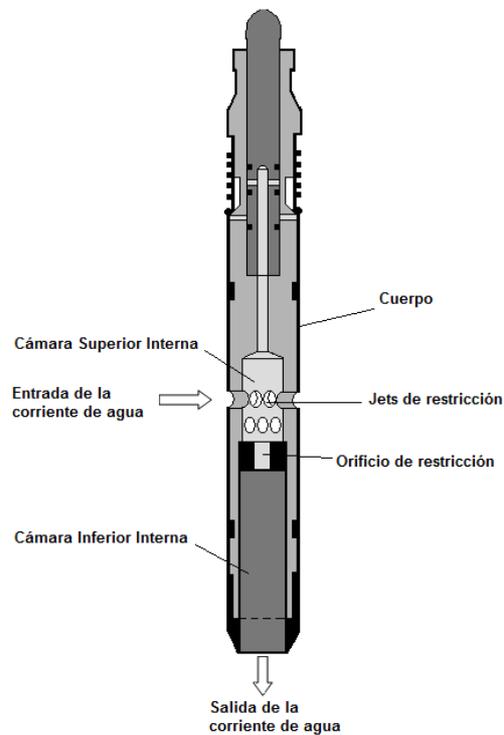
Este dispositivo se basa en el principio de Bernoulli, el cual enuncia:

“Existe una relación entre la presión y la velocidad del fluido; la presión es inversamente proporcional al cambio de velocidad”¹³.

La ecuación 3.6 representa el principio de Bernoulli, haciendo referencia a la figura 3.13.

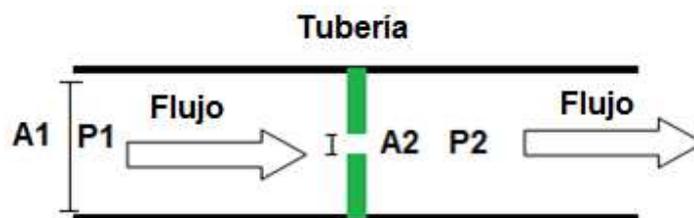
¹³ Schetz, J y Allen, E.(1996). *HANDBOOK OF FLUID DYNAMICS AND FLUID MACHINERY*, Vol. I, Canada, Wiley-Interscience Publication.

FIGURA 3.12 CORTE TRANSVERSAL DEL CONTROLADOR DE FLUJO.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

FIGURA 3.13 REPRESENTACIÓN DE LA PLACA ORIFICIO.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: *HANDBOOK OF FLUID DYNAMICS AND FLUID MACHINERY*, Joseph A., Schertz and Allen E Fush, Vol. I.

$$P_1 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_1^2 = P_2 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_2^2 \quad (3.6)$$

Donde:

$P_{1,2}$ = Presión en la posición 1 y 2 [psi]

ρ = Densidad del fluido [gr/cm³]

$V_{1,2}$ = Velocidad del fluido en la posición 1 y 2 [pie/s]

De la ecuación de la continuidad

$$Q = A_1 \cdot V_1 = A_2 \cdot V_2 \quad (3.7)$$

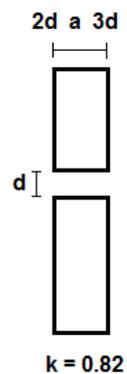
Donde:

A_1 = Área de la tubería [pulg²]

A_2 = Área del orificio [pulg²]

En base a la forma del orificio de restricción se agrega un coeficiente que depende del grosor o ancho del orificio K adimensional.

FIGURA 3.14 VALOR DE K EN BASE AL GROSOR DEL ORIFICIO.



Fuente: Schetz, J y Allen, E.(1996). *HANDBOOK OF FLUID DYNAMICS AND FLUID MACHINERY*, Vol. I, Canada, Wiley-Interscience Publication.

Como el grosor del controlador de flujo es aproximadamente de tres pulgadas el valor de **K** tiene un valor de 0.82 tomado de la figura 3.14.

$$Q = A_1 \cdot V_1 \cdot K \quad (3.8)$$

$$P_1 - P_2 = 1/2 \cdot \rho \cdot \left(\frac{Q}{A_2}\right)^2 - 1/2 \cdot \rho \cdot \left(\frac{Q}{A_1}\right)^2 \quad (3.9)$$

Remplazando la ecuación 3.8 en la ecuación 3.9.

$$Q = K \cdot A_2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (P_1 - P_2)}{\rho}} \quad (3.10)$$

Esta última es la ecuación de flujo volumétrico a través del orificio. Este dispositivo es básicamente una restricción concéntrica a la línea de flujo utilizado para crear una presión de restricción en la línea.

3.4.5 SISTEMA DE RE-INYECCIÓN DE AGUA.

El sistema de re-inyección cumple un papel importante al aislar las 2 zonas la productora y la inyectora además de permitir la re-inyección del agua separada. Aísla la zona productora de la inyectora con una empaadura, la cual contiene además una válvula check, para impedir que la corriente de agua separada retorne al sistema de control de flujo y posteriormente al separador, pudiendo así causar daños serios a estos dispositivos. La configuración de las empaaduras efectivamente aísla la succión de la bomba de la zona de re-inyección.

Alternativamente la empaadura puede ser colocada debajo de la bomba, permitiendo que el agua se inyecte por encima de la empaadura o por debajo de

ella. Se debe aislar adecuadamente la zona donde se producen los fluidos del pozo de la zona donde el agua se vuelve a re-inyectar.

También pueden ser utilizadas para inyectar fluidos de estimulación en el fondo del pozo.

3.4.5.1 Operación.

La corriente de agua proveniente del sistema de control de flujo para a través de tubería de inyección y a través de la empacadura dirigiéndose hacia la zona de inyección.

La válvula check cumple un papel importante al no permitir el retorno de la corriente de agua como lo explicado anteriormente.

3.4.6 SISTEMA DE SENSORES.

Un sistema de sensores se pueden utilizar para proporcionar información y facilitar el análisis de fluidos en el fondo del pozo, las características del sistema de sensores son útiles en el monitoreo de una serie de características relacionadas con la separación de fluidos en el fondo del pozo.

Las variables monitoreadas son:

- Presión,
- Composición química,
- BSW,
- Flujo,
- Tamaño de las Partículas,
- Además, de un dispositivo de toma de muestras.

3.4.6.1 Sensores de Presión.

Los sensores de presión monitorean su variación en cada una de las corrientes ya sea la de producción o la de inyección, y así evidenciar la existencia de algún problema en el fondo del pozo. El monitoreo de la presión de inyección y su variación da indicios de un taponamiento o mal funcionamiento de algún dispositivo en fondo.

3.4.6.2 Sensores de composición química.

Los sensores químicos monitorean propiedades químicas en el fondo de pozo para facilitar la determinación de si existen las condiciones para la precipitación de las escalas o corrosión.

La medición de pH y/o la presencia de ciertos iones mediante técnicas electroquímicas facilitan el desarrollo y la optimización de las estrategias de reducción de escala, por ejemplo, la introducción de los productos químicos como un inhibidor de la escala al fondo de pozo a través de una línea de inyección.

Un sensor puede ser localizado para medir el pH en la corriente de inyección y para dar una indicación general de la condición del fluido, además pueden también ser utilizados para medir o percibir la presencia de componentes químicos corrosivos, tales como H₂S y CO₂.

3.4.6.3 Sensores de BSW.

Por una variedad de razones, incluyendo las regulaciones locales, puede ser necesario limitar el contenido de petróleo en el agua de formación a ser inyectada en los niveles permitidos. El sistema de sensores permite la supervisión para garantizar que el agua separada no exceda el nivel deseado o requerido de petróleo en el componente de agua.

Además, el monitoreo del contenido de petróleo en el flujo de agua de inyección puede ser útil para limitar los posibles efectos perjudiciales en la zona de inyección.

El sistema de sensores ofrece con antelación a los operadores la adopción de medidas correctivas, tales como la programación de un procedimiento de estimulación antes que la zona de inyección llegue a ser severamente taponada.

3.4.6.4 Sensores de flujo.

El volumen de líquido inyectado es controlado y registrado para permitir la evaluación y desempeño de la zona de inyección. La disminución en la tasa de flujo, puede ser indicativo de taponamiento de la zona de inyección o de otros problemas que requieren de remediación. El taponamiento puede ser resultado de: inyección de sólidos, la precipitación o formación de escala en el pozo, la migración de arcilla, hinchazón en el intervalo de inyección o la acumulación de petróleo en las gargantas de los poros cerca del pozo.

3.4.6.5 Sensores de partículas.

En aplicaciones donde la producción es de formaciones de arenisca, la arena puede ser producida y separada con el componente de agua en la corriente de inyección, la capacidad para determinar la producción de arena y la cantidad de arena producida permite ajustar el flujo del sistema de bombeo.

3.4.6.6 Dispositivo de toma de muestras.

Utilizado para permitir la toma de muestras del fluido de manera periódica. Se lo puede colocar a lo largo de la trayectoria del flujo de la corriente de agua de formación. La cámara de muestreo puede ser activada por un cable u otro medio adecuado, que se extienda a la superficie.

3.4.7 TRANSMISIÓN DE LAS SEÑALES DE LOS SENSORES

La información es transmitida a superficie mediante cable eléctrico el cual forma parte del cable de alimentación del motor eléctrico.

3.4.8 UBICACIÓN DEL SISTEMA DE SENSORES.

Los sensores ubicados en fondo pueden estar situados a la entrada, dentro y salida de cada una de las corrientes provenientes del separador (hidrociclón), y en la base del motor eléctrico sumergible.

3.5 ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA.

Las especificaciones de la presente tecnología se presentan a continuación en la tabla 3.1.

TABLA 3.1 ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DFPS.

Tipo	Hidrociclón
Diámetro Casing	Mayor o igual a 7 pulg.
Tasa de Flujo Máxima	5000 bpd
	8000 bpd
Longitud	10 a 32 pies
Corte de Agua Mínimo	Mayor a 80 %
Método de la Unidad	Flujo Presurizado
Resistencia a Arena	Si

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

3.6 COMPLETACIONES DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE FLUIDOS EN EL FONDO DEL POZO.

El sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo tiene dos completaciones para reinyección inferior y superior en referencia a la zona de producción.

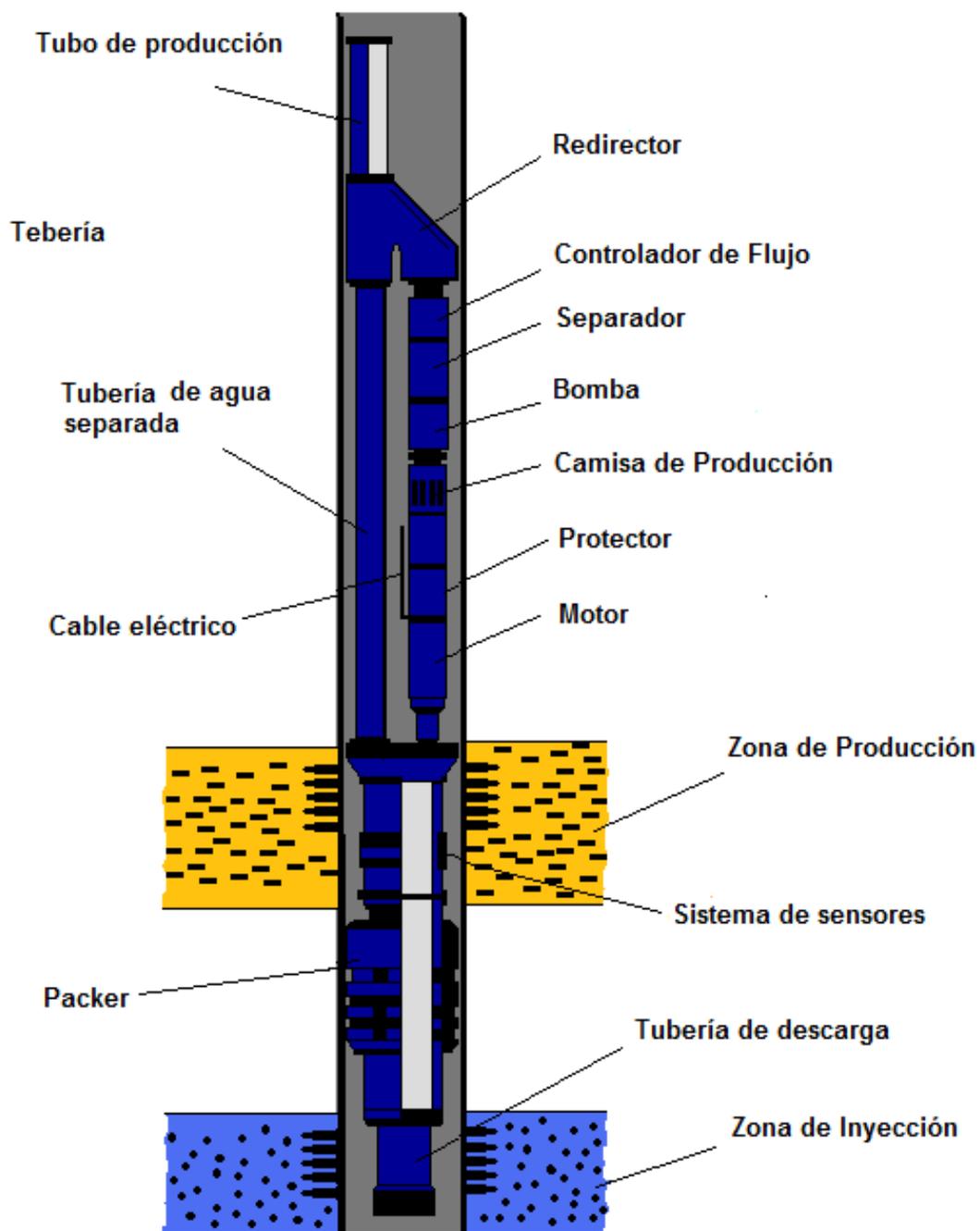
3.6.1 COMPLETACIÓN CON LA ZONA DE INYECCIÓN SOBRE LA ZONA DE PRODUCCIÓN.

El proceso de inyección sobre la zona de producción, se esquematiza a continuación en la figura 3.15.

3.6.2 COMPLETACIÓN CON LA ZONA DE INYECCIÓN BAJO LA ZONA DE PRODUCCIÓN.

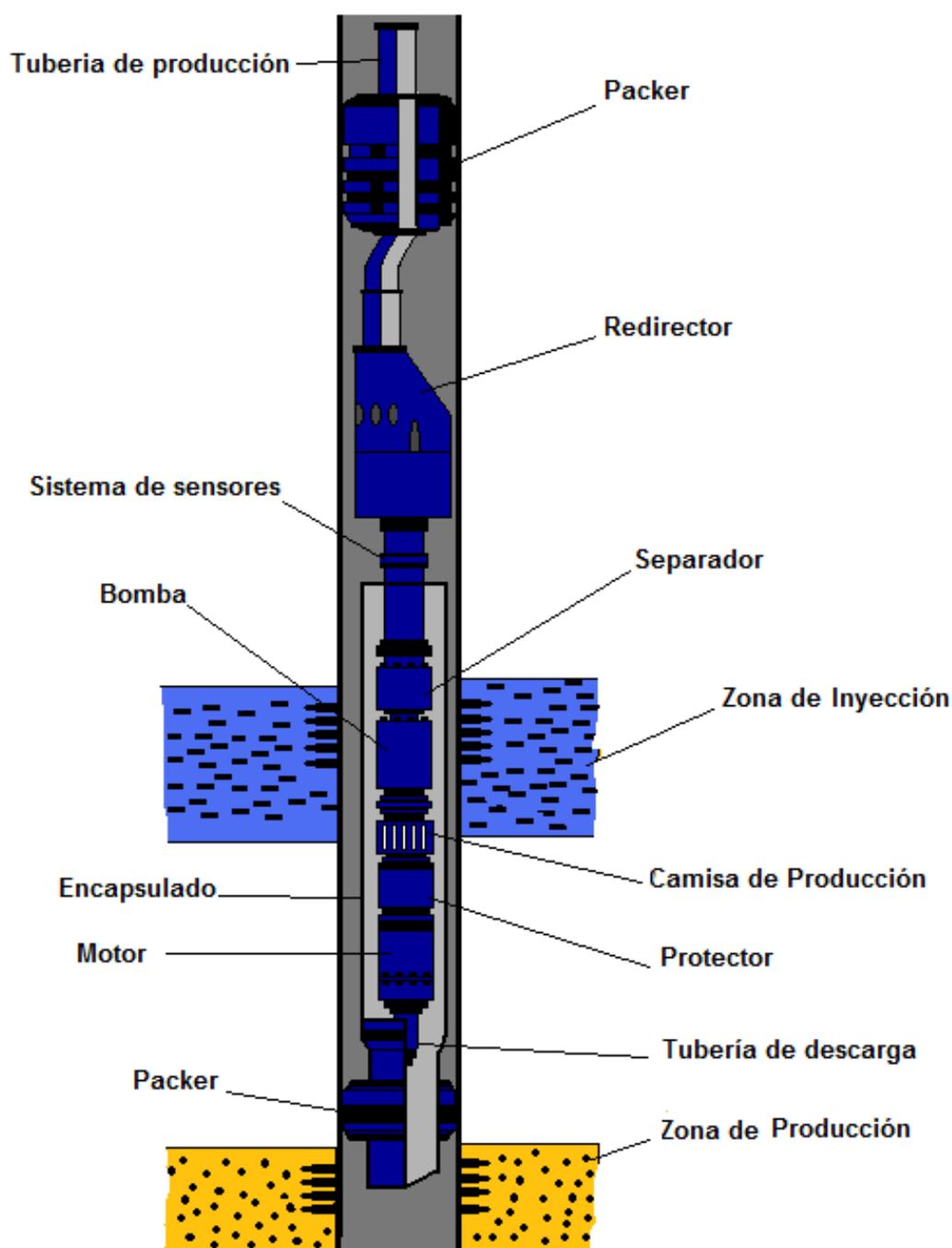
El proceso de inyección bajo la zona de producción, se esquematiza a continuación en la figura 3.16

FIGURA 3.15 COMPLETACIÓN EN UNA ZONA DE INYECCIÓN BAJO LA ZONA DE PRODUCCIÓN



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS

FIGURA 3.16 COMPLETACIÓN EN UNA ZONA DE INYECCIÓN SOBRE LA ZONA DE PRODUCCIÓN.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

CAPITULO 4

SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS Y SIMULACIÓN DE LA TECNOLOGÍA.

4.1 INTRODUCCIÓN.

La reducción del volumen de agua de formación en superficie, la disminución en los costos de producción, tratamiento, y disposición del agua de formación y el incremento de la vida productiva de los pozos a través de la instalación de un DFPS es atractiva.

Sin embargo, no todos los pozos son candidatos para la instalación. Los operadores no llevarán a cabo la instalación de un DFPS a menos que el sistema sea confiable y probable a pagar sus costos.

Los criterios que rigen la selección de pozos candidatos, son necesarios para la confiabilidad y fiabilidad de operación del sistema DFPS.

4.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.

Varios son los criterios que un pozo debe cumplir y ser un candidato óptimo para la implementación del sistema DFPS, los cuales se lista a continuación:

- Corte de agua. (Mayor al 80 %).

- Pruebas de inyectividad y separación.
- Integridad del cemento.
- Tubería producción (7" o más).
- Separación zona productora – inyectora.
- Sistema producción (Bombeo Eléctrico Sumergible) y Tiempo de Vida (Run life).
- Caracterización de zona productora e inyectora. (K, Φ, P_i, h , etc.)
- Emulsión petróleo en agua.
- Compatibilidad del agua de formación de zona productora con la zona inyectora. No producción de escala y sólidos.
- No producción de gas.
- Reservas suficientes en la zona productora.
- Información de proyectos de recuperación secundaria mediante inyección de agua en el Campo.
- Grado °API > 20.
- Suficiente presión para inyección.
- Producción menor a 8000 [BFPD].
- Datos de geomecánica.

4.2.1 CORTE DE AGUA. (MAYOR AL 80 %).

El corte de agua es un factor muy importante al seleccionar un pozo candidato, el requerimiento físico de un hidrociclón líquido-líquido para su correcto funcionamiento, es determinado por el corte de agua mínimo requerido para una eficiente separación del petróleo y el agua de formación al interior del hidrociclón. Es así como se ha establecido mediante estudios experimentales que el corte de agua de un pozo sea de un 80% o más. Siendo este rango el de mayor eficiencia de separación, el corte de agua se calcula con la ecuación 4.1.

$$WC = \frac{Q_{agua}}{Q_t} \times 100\% \quad (4.1)$$

$$Q_T = Q_{petróleo} + Q_{agua} \quad (4.2)$$

Donde:

WC = Corte de Agua. [%]

Q_T = Caudal Total [BFPD]

Q_{agua} = Caudal de Agua de formación [BAPD]

$Q_{petróleo}$ = Caudal de Petróleo [BPPD]

4.2.1.1 Definición de los parámetros en la separación.

4.2.1.1.1 Razón de Separación en Fondo.

Es la relación entre el caudal de fluido a la entrada para el caudal de salida en la cámara de vórtice (salida de la corriente de petróleo) del hidrociclón. Y se calcula con la siguiente ecuación:

$$F = \frac{Q_s}{Q_e} \times 100 \% \quad (4.3)$$

Donde:

F = Razón de Separación [%]

Q_s = Caudal a la salida superior del hidrociclón [bbl/d]

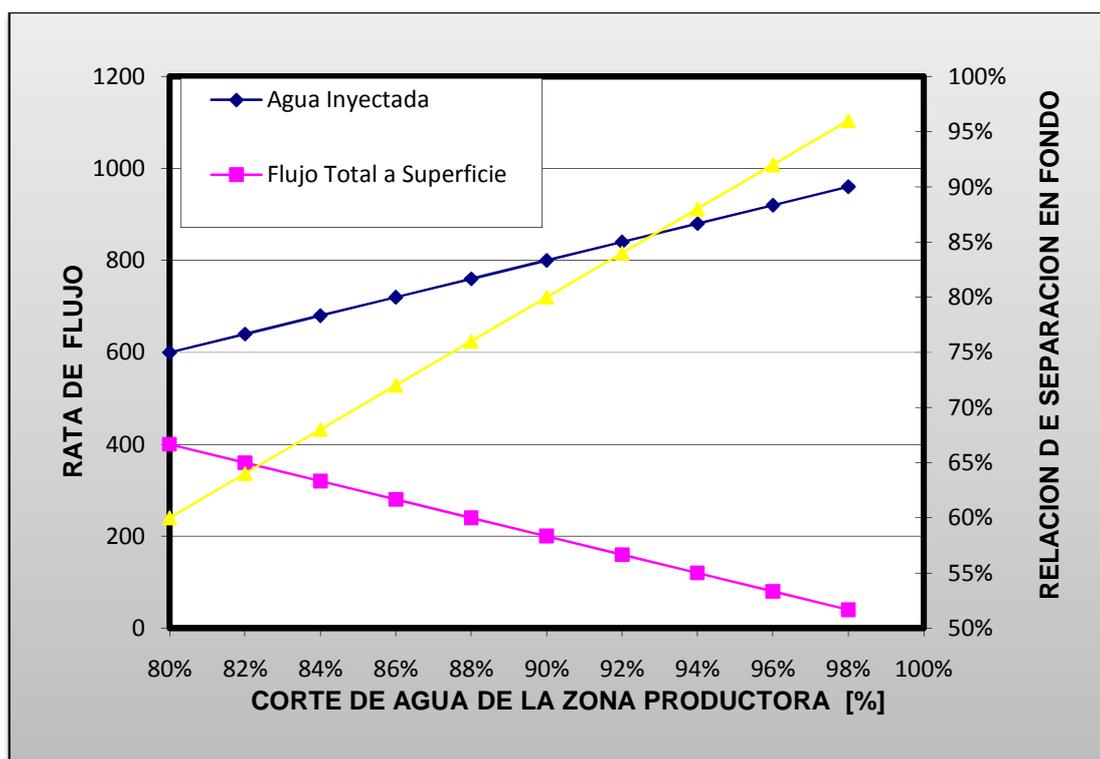
Q_e = Caudal a la entrada del hidrociclón [bbl/d]

4.2.1.1.2 Capacidad de manejo de fluidos del hidrociclón.

Un hidrociclón de separación liquido-liquido, procesa como máximo un caudal de 2000 [bbl/d] de fluido. Y si un pozo tiene un caudal de más de 2000 BFPD, se coloca hidrociclones en serie, los cuales van dentro de un encapsulado.

La separación de los fluidos al interior del hidrociclón esta e función del corte de agua, a continuación en la figura 4.1 se presenta los beneficios de una separación agua-petróleo a cortes de agua mayores al 80%.

FIGURA 4.1.- BENEFICIOS DE LA SEPARACIÓN A CORTES DE AGUA MAYORES AL 80%.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.
Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

4.2.2 PRUEBAS DE INYECTIVIDAD Y DE SEPARACIÓN.

4.2.2.1 Prueba de inyectividad.

La prueba de inyectividad tomada en la zona inyectora es un factor primordial para el diseño y desempeño de la separación de fluidos en el fondo del pozo. La prueba de inyectividad garantiza el contenimiento y confinamiento del agua de formación en la zona de inyección, evitando que el fluido inyectado migre fuera de la zona de inyección. Es así que la zona de inyección debe tener una buena inyectividad.

4.2.2.1.1 Inyectividad.

Se conoce como índice de inyectividad a la relación entre el caudal de inyección, para la diferencia entre la presión de inyección y la presión de la formación inyectora como se indica en la ecuación 4.4.

$$I = \frac{Q_i}{P_i - P_f} \quad (4.4)$$

Donde:

I = Índice de Inyectividad [Bbl/psi]

Q_i = Rata o Caudal de inyección [Bbl]

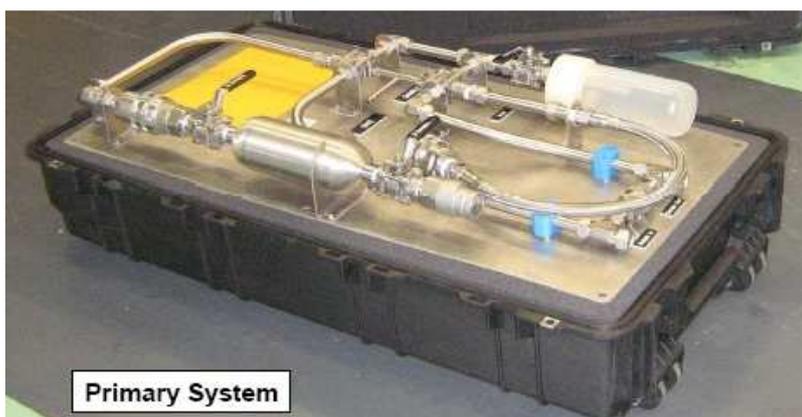
P_i = Presión de Inyección [psi]

P_f = Presión de la Formación Inyectora [psi]

4.2.2.2 Prueba de Separación.

Adicionalmente a la prueba de inyectividad, el entendimiento de las características de separación de los fluidos es un factor crítico para determinar un óptimo nivel de seguridad en el diseño del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo. Para poder cumplir con este objetivo, muestras del fluido producido por los pozos son tomadas para realizar las pruebas de separación, las cuales son desarrolladas en Rosharon Texas USA en las facilidades de Schlumberger Technology Corporation y otra en la locación del pozo mediante un aparato de separación como se muestra en la figura 4.2

FIGURA 4.2. EQUIPO DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS.



Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

4.2.3 INTEGRIDAD DEL CEMENTO.

La integridad del cemento debe ser evaluada de los registros de cementación de los pozos, garantizando así la calidad y adherencia del revestidor con las paredes de la formación.

4.2.4 TUBERÍA PRODUCCIÓN (7" O MÁS).

La tubería de producción debe ser de un diámetro mayor o igual a 7 pulgadas para garantizar el alojamiento de las herramientas que componen el sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo.

4.2.5 SEPARACIÓN ZONA PRODUCTORA – INYECTORA.

Como el sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo necesita de dos zonas una de producción y una de inyección, se debe garantizar la independencia hidráulica de estas dos zonas, para así evitar, problemas de recirculación del agua de formación inyectada. La separación debe ser de por lo menos 80 pies entre la zona productora e inyectora en lo que es el sistema de inyección inferior, en lo que respecta al sistema de inyección superior la separación no debe ser de más de 2000 pies.

La inyección de agua va a ser confinada mediante dos mecanismos uno mecánico y el otro geológico.

4.2.5.1 Integridad mecánica.

La integridad mecánica es obtenida por empacaduras y el cemento.

Cada liner, casing junto con el cemento representan una barrera que confina el agua de formación inyectada evitando que entre al pozo y exista una recirculación.

4.2.5.2 Integridad geológica.

Capas alrededor del estrato inyector sirven de sello o barrera para que el agua de formación inyectada no pueda migrar fuera del estrato de confinamiento dándole una independencia hidráulica.

4.2.6 SISTEMA PRODUCCIÓN (BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE) Y TIEMPO DE VIDA (RUN LIFE).

El sistema de levantamiento artificial que utiliza en separación de fluidos en el fondo del pozo es el Bombeo Eléctrico Sumergible, es por esto que los pozos candidatos deben tener instalado este sistema de producción. Además contar con un tiempo de vida de trabajo considerable, para así garantizar la fiabilidad de operación del DFPS.

4.2.7 CARACTERIZACIÓN DE ZONA PRODUCTORA E INYECTORA. ($K, \phi, PI, H,$ ETC.)

Es necesario conocer las propiedades de la roca y del fluido de la zona productora tanto de la inyectora, permitiendo tener una visión global de las formaciones en estudio.

4.2.8 EMULSIÓN PETRÓLEO EN AGUA.

Emulsiones presentes en la producción de hidrocarburos disminuyen la eficiencia de separación. En los inicios de las operaciones de producción la emulsión presente es agua en petróleo, a medida que aumenta la vida productiva de un pozo aumenta la producción de agua de formación y en esta etapa se presenta la emulsión petróleo en agua.

4.2.8.1 Emulsión.

Una emulsión es una dispersión (gotas) de un fluido en otro los cuales son inmiscibles. La fase que está presente en forma de gotas es la fase dispersa o fase interna y la fase en la cual las gotas están suspensas es llamada la fase continua o fase externa.

4.2.8.2 Emulsión agua en petróleo.

La emulsión agua en petróleo consiste partículas o gotas de agua (fase dispersa) en una corriente de petróleo (fase continua).

4.2.8.3 Emulsión petróleo en agua.

Llamada también “emulsión reversa” consiste en partículas o gotas de petróleo las cuales están dispersas en una corriente de agua. La presencia de emulsión en el interior del hidrociclón puede mejorar y disminuir la eficiencia de separación. La mejora si el tamaño de las gotas de petróleo son grandes aproximadamente de 100 [µm]. Disminuye la eficiencia si el tamaño de las gotas son pequeñas aproximadamente [0.01 µm].

Mientras más grande son las gotas de petróleo permiten que el proceso de coalescencia, y posteriormente la formación de una corriente continua de petróleo en el interior del hidrociclón. La eficiencia de separación aumenta si las gotas de petróleo tienen un tamaño considerable.

4.2.9 COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ZONA PRODUCTORA CON LA ZONA INYECTORA NO PRODUCCIÓN DE ESCALA Y SÓLIDOS.

Un análisis para predecir la potencial formación de escala y para estimar la degradación de la permeabilidad es de suma importancia. Estos efectos dañinos llegan a tapan o dañar la zona inyectora en las cercanías del pozo dando como resultado una disminución en la operación de inyección.

La concentración y la distribución del tamaño de las partículas de hidrocarburo disperso así como sólidos en suspensión contenidos en el agua de formación inyectada son importantes características a tener en cuenta en la inyección.

4.2.9.1 Formación de Escala y Corrosión.

Dos factores perjudiciales durante el manejo de agua de producción son la depositación de escala y corrosión de superficies metálicas, lo cual implica costos de reparación y pérdidas de producción.

4.2.9.1.1 Escala.

La escala es la depositación de sólidos en suspensión presentes en el agua de formación, la depositación es generalmente en superficies metálicas que generen una obstrucción al flujo, formando gruesas capas de estos sólidos como se muestra en la figura 4.3.

FIGURA 4.3.- FOTOGRAFÍA DE UNA TUBERÍA CON PROBLEMA DE ESCALA



Fuente: Fuente: Schlumberger, Artificial Lift, DFPS.

Los más comunes tipos de escala son el carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4), sulfato de bario (BaSO_4), sulfuro de hierro (FeS), carbonato de hierro (FeCO_3).

4.2.9.1.2 Corrosión.

La corrosión es el desgaste de un material metálico debido a una reacción química,

4.2.9.2. Producción de Sólidos.

La producción de sólidos está asociada a las partículas que forman parte de la estructura geológica de la formación. La producción de hidrocarburos siempre conlleva a la separación o desprendimiento de partículas del espacio poroso, los cuales dependiendo de su cantidad pueden llegar a taponar la formación productora.

4.2.10 NO PRODUCCIÓN DE GAS.

La presencia de gas en el separador reduce la eficiencia de separación, al instante en que burbujas de gas están presentes en el interior del hidrociclón estas generan una corriente irregular su dirección es de manera caótica impidiendo la creación de la corriente de petróleo y obstruyendo el paso de la corriente de petróleo. Es por esto que no se debe llegar a la presión de burbuja en la entrada del hidrociclón.

4.2.11 RESERVAS SUFICIENTES EN LA ZONA PRODUCTORA.

La viabilidad económica para la implementación de un proyecto en un campo petrolero esta mayormente influenciado por el desempeño de producción bajo las actuales y futuras operaciones.

Para garantizar el recobro de la inversión en la implementación del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo, es necesario que el pozo a intervenir cuente con reservas remanentes recuperables con el sistema de levantamiento artificial instalado. Esto confirma la instalación del sistema DFPS y el posterior recobro de los costos de instalación.

4.2.12 INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO.

La información de proyectos de recuperación secundaria en ejecución en el campo son necesarios, ya que pueden afectar la eficiencia de inyección esto si el proyecto de recuperación está inyectando agua en el estrato de inyección en el cual el sistema DFPS va a descargar el agua de formación separada.

4.2.13 GRADO API > 20.

El sistema DFPS está desarrollado para crudos con su gravedad API mayores a 20, ya que el hidrociclón incrementa su eficiencia con crudos medianos a livianos, además son sensibles a la viscosidad del crudo tratado por ser una separación de fluidos de diferente densidad será mucho más eficiente si se procesa crudos menos densos.

4.2.14 SUFICIENTE PRESIÓN PARA INYECCIÓN.

La bomba eléctrica sumergible a más de dar energía adicional para producir los fluidos a superficie e inyectar el agua de formación previamente separada, alimenta al hidrociclón. El proceso de separación al interior del hidrociclón genera una pérdida de presión de 2 al 5% psi en las corrientes de petróleo y agua respectivamente.

Es necesario el conocer la presión a la cual se va a inyectar el agua de formación y compararla con la presión de fractura de la zona de inyección para garantizar que el fluido inyectado no migre hacia otras zonas aledañas a la zona de inyección.

4.2.15 PRODUCCIÓN MENOR A 8000 BFPD.

Dado que las especificaciones del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo está diseñado para manejar un flujo definido de agua de formación, no se

puede exceder ni sobre dimensionar estas capacidades, cada hidrociclón puede manejar 2000 [BFPD], y un separador puede contener como máximo 4 hidrociclones colocados en línea; con un máximo de flujo de 8000 [BFPD].

4.2.16 DATOS DE GEOMECÁNICA.

4.2.16.1 Presión de fractura.

La presión de fractura de una formación es el mínimo valor de presión necesaria para fracturar (romper, resquebrajar), la roca. El conocer el valor de la presión de fractura de la zona de inyección, garantizara no fracturar la zona de inyección impidiendo que el fluido inyectado migre fuera de ella.

4.2.16.2 Potencial de arena.

Generalmente un dato importante en campos donde la producción es predominantemente de yacimientos de arena, ya sea de formaciones consolidadas y poco consolidadas es necesario conocer el potencial de arena de las formaciones productoras, evitando el daño de los equipos de fondo y de superficie.

4.3 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS EN EL CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI.

En base a la información presentada en la sección 4.2 del presente proyecto se establecen los requisitos necesarios que un pozo de producción de petróleo debe cumplir para la implementación del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo.

Los datos utilizados en el presente estudio fueron entregados por el Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Cuyabeno-Sansahuari y el Departamento de Yacimientos del Campo Cuyabeno-Sansahuari en Quito.

4.3.1 POZOS CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.

Uno de los requisitos necesarios para la implementación del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo es que los pozos cuenten con este tipo de levantamiento artificial, y con un tiempo de operación considerable. El presente estudio se realizó únicamente a los pozos cuyo método de producción es el Bombeo Eléctrico Sumergible.

Es así que se realizó esta clasificación que se presenta en la tabla 4.1.

4.3.2 SEPARACIÓN ZONA PRODUCTORA Y ZONA INYECTORA.

Se realizó dos clasificaciones, de pozos en los cuales su producción sea del yacimiento U inferior y las zonas de inyección sean T inferior y el conglomerado Tiyuyacu, se realizó esta categorización en base a que en el Campo Cuyabeno-Sansahuari, la zona T Inferior se encuentra totalmente saturada de agua y la zona Tiyuyacu es un intervalo re-inyector en el Campo.

Existe evidencia de hidrocarburo en la zona T Inferior, en varios pozos analizados pero llegan al 100% de corte de agua en poco tiempo. Además en el año 2009 se perforó el pozo CUY-RW-01 el cual está diseñado como re-inyector a la arena T Inferior. La clasificación se la presenta en la tabla 4.2.

La existencia de 3 pozos re-inyectorios (CUY-4, CUY-5, CUY-18) de agua de formación en el Campo dan evidencia de la factibilidad de inyección en este

conglomerado, en la tabla 4.3 se presenta el tope y base de la zona de producción y la de inyección.

TABLA 4.2 POZOS CON ZONA DE PRODUCCIÓN U INFERIOR Y ZONA DE INYECCIÓN T INFERIOR.

POZOS CON ZONA PRODUCCIÓN U INFERIOR Y ZONA DE INYECCIÓN T INFERIOR			
Pozo	Prof. U Inferior [pies]	Prof. T Inferior [pies]	Separación [pies]
CUY-21	7656' - 7680' (24')	7812' - 7825' (13')	132
CUY-23	7771' - 7780' (9')	(7906' – 7920')(14')	126

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Potencial de Producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari del mes de diciembre del 2009.

TABLA 4.3 POZOS CON ZONA DE PRODUCCIÓN U INFERIOR Y ZONA DE INYECCIÓN TIYUYACU.

POZOS CON ZONA PRODUCCIÓN U INFERIOR Y ZONA DE INYECCIÓN "TIYUYACU"			
Pozo	Prof. U Inferior [pies]	Prof. Tiyuyacu [pies]	Separación [pies]
CUY-21	7656' - 7680' (24')	5214-6320'	1336
CUY-23	7771' - 7780' (9')	5308-6300	1471

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Potencial de Producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari del mes de diciembre del 2009.

4.3.3 CORTE DE AGUA MAYOR AL 80%.

Se realizó la clasificación de los pozos que contienen un corte de agua mayor al 80%, en los cuales se produce con el sistema eléctrico sumergible, los resultados se presentan en la tabla 4.4.

TABLA 4.1 POZOS CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE.

POZOS CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE							
Pozo	W.O.	Zona Producción	Tiempo Producción		Run Life	Observaciones	
			Inicio	Fin			
CUY-14	#3	Ui	25-junio-2003	01-octubre-2003	2 meses 6 días	Cambio de Zona de Producción "Us" a "Uinf"	
	#4	Ui	02-octubre-2003	27-noviembre-2005	2 años, 1 mes	Reparar BES	
	#5	Ui	28-diciembre-2005	24-mayo-2006	4 meses 26 días	Comunicación Tubing-Casing	
	#6	Ui	28-mayo-2006	01-junio-2007	1 año 2 días	Reparar Bomba	
	#7	Ui	03-junio-2007	05-julio-2008	1 año 1mes	Comunicación Tubing-Casing	
	#8	Ui	12-julio-2008	Actual	1 año 5 meses	Reparar BES	
	CUY-21	#4	Ui	22-noviembre-2008	27-octubre-2009	11 meses 5 días	Cambio de Zona de Producción "Us" a "Uinf"
		#5	Ui	30-octubre-2009	Actual	2 meses	Reparar BES
CUY-22	#1	Ts	19-junio-2003	Actual	7 años 5 meses	Producción Yacimiento "Ts"	
CUY-23	#2	Ui	10-junio-2003	20-October-2004	1 año 4 meses	Cambio de Zona de Producción "Ts" a "Uinf"	
	#3	Ui	27-octubre-2004	10-junio-2005	8 meses 7 días	Comunicación Tubing-Casing	
	#4	Ui	19-junio-2005	12-septiembre-2009	4 años 4 meses	Reparar BES	
	#5	Ui	26-septiembre-2009	Actual	3 meses	Reparar BES	
	CUY-24D	#1	Ui+Us	07-agosto-2008	Actual	1 año 5 meses	Completación Dual Producción solo "Ui"
CUY-26	#1	Ui	22-mayo-2006	Actual	3 años 7 meses	Re diseño BES	
CUY-27	#1	Ui	03-diciembre-2006	Actual	3 años 1 mes	Cambio Sistema de Producción	
CUY-28D		Ui	30-marzo-2009	Actual	9 meses	Ok	

Elaboración: José Luis Freire Núñez

Fuente: Potencial de Producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari del mes de diciembre del 2009

TABLA 4.4 POZOS CON CORTE DE AGUA MAYOR AL 80%

POZOS CON CORTE DE AGUA MAYOR AL 80%				
POZO	Producción total de Fluidos [BFPD]	Producción de Petróleo [BPPD]	Producción de Agua [BAPD]	Corte de Agua [%]
CUY-14	2082	623	1499.04	72.00
CUY-21	2411	370.5	2049.35	85.00
CUY-22	2391	908	1434.6	60.00
CUY-23	4728	679.2	4066.08	86.00
CUY-24D	553	503.4	254.38	46.00
CUY-26	1341	345.32	996	74.00
CUY-27	2440	789.32	1651.22	67.66
CUY-28D	1137	317.85	760.9941	66.93

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Potencial de Producción del Campo Cuyabeno-Sansahuari del mes de diciembre del 2009.

4.3.4 PRUEBAS DE INYECTIVIDAD Y SEPARACIÓN.

4.3.4.1 Pruebas de inyectividad yacimiento T Inferior.

Se realizó una prueba de ratas múltiples al pozo CUYRW-01, a la arena T Inferior, intervalos de 8417'-8457' (40') y de 8461'-8498' (37').

Estos valores servirán de referencia para el diseño de la completación de fondo de él o los pozos candidatos. Los resultados obtenidos de esta prueba se presentan en las tablas 4.5 y 4.6.

TABLA 4.5 PRUEBA DE RATAS MÚLTIPLES DEL POZO CUYRW-01

PRUEBAS DE RATAS MÚLTIPLES			
BPM	TIEMPO [min]	PRESION [psi]	ACUMULADO [Bbl.]
4	30	796	120
6	12	1116	192
8	30	1542	432
10	30	1900	732
12	16	2336	924

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Ingeniería de Petróleos del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

4.3.4.2 Pruebas de inyectividad conglomerado Tiyuyacu.

Luego de cada trabajo de reacondicionamiento en los pozos re-inyectores, PetroProducción realiza pruebas de ratas múltiples a los pozos, los resultados se presentan a continuación para el pozo re-inyector CUY-05.

TABLA 4.6 PRUEBA DE RATAS MÚLTIPLES DEL POZO CUY-05

PRUEBAS DE RATAS MÚLTIPLES			
BPM	TIEMPO [min]	PRESION [psi]	ACUMULADO [Bbl.]
20	4.1	470	82
30	6	838	180
30	8.1	1167	243
10	10.1	1613	101
10	12.3	2043	123

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Ingeniería de Petróleos Cuyabeno.

4.3.4.2 Prueba de separación.

La prueba de separación no ha sido tomada en los pozos. Debido a la falta de permisos de adquisición de muestras en Campo por parte de PetroProducción.

4.3.5 INTEGRIDAD DEL CEMENTO.

La integridad y buena condición del cemento tanto en los alrededores de la zona de producción como en la de inyección puede ser evaluada mediante la interpretación cualitativa de registros de cementación corridos en los posibles pozos candidatos. Se presenta la fotografía del registro CBL de los pozos CUY-21 y CUY-23. (Ver anexo 4.1 y 4.2)

4.3.6 TUBERÍA PRODUCCIÓN (7" O MÁS).

Mediante el estudio de los diagramas y tally de pozos CUY-21 y CUY-23, se evidencio que los pozos presentan casing de producción con las características presentadas en la tabla 4.7

TABLA 4.7 CARACTERÍSTICAS DE CASING DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS CUY-21 Y CUY23.

Características Mecánicas de los pozos				
		OD [pulg]	ID [pulg]	Peso [lb/pie]
cuyabeno-21	Casing	10.75	10	40.5
	Liner	7	6	26
	Tubing	3.5	3	9.3
cuyabeno-23	Casing	10.75	10	40.5
	Liner	7	6	26
	Tubing	3.5	3	9.3

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.3.7 CARACTERIZACIÓN DE ZONA PRODUCTORA E INYECTORA.

Una recopilación de datos de los estratos productores e inyectores del Campo han sido revisadas, los datos de propiedades de roca y fluido se presentan a continuación en la tabla 4.8.

TABLA 4.8 CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS

CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS						
Reservorio	Pozo	H [pies]	Φ [%]	Sw [%]	k [mD]	Pi [psia]
U Inferior	CUY-21	24	18.8	26	233	3243
U inferior	CUY-23	9	18.4	27	237	3243
T inferior	CUY-21	13	20.4	44.9	250	3388
T inferior	CUY-23	14	20.2	43.2	270	3388
Tiyuyacu	-	-	-	-	-	-

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Ingeniería de Petróleo Campo Cuyabeno-Sansahuari.

4.3.8 EMULSIÓN PETRÓLEO EN AGUA.

En base a los reportes de tratamiento químico del Departamento de Corrosión del Campo Cuyabeno-Sansahuari existe presencia de emulsión petróleo en agua, la tendencia es baja debido en gran manera al alto corte de agua que estos pozos presentan siendo el agua la fase continua. Además demuestran gran estabilidad cinética ya que la separación natural de petróleo y agua se dan en pocos minutos.

4.3.9 COMPATIBILIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN DE ZONA PRODUCTORA CON LA ZONA INYECTORA. NO PRODUCCIÓN DE ESCALA Y SÓLIDOS.

En base al estudio "Análisis Físico - Químico de Aguas de Formación" tomado en el Campo (ver anexo 4.3 y 4.4), para los reservorios T y U inf respectivamente; se concluye que estas aguas presentan valores de turbidez bastante altas, los valores de potencial hidrogeno (pH) se encuentran entre 7 a 8 esto determina que la alcalinidad se debe a los bicarbonatos con concentraciones altas y se presenta altas cantidades de CO₂ disuelto.

Los cloruros presentan concentraciones bajas, las durezas expresadas como Calcio y Magnesio en estas aguas determinan su tendencia incrustante baja.

La producción de sólidos del Campo es relativamente baja como se muestra en la tabla 4.9.

TABLA 4.9 TENDENCIA DE INCRUSTACIONES CAMPO CUYABENO.

TENDENCIAS DE INCRUSTACIONES		
POZO	Tendencia Formación Escala	Tendencia Corrosiva
CUY-14	Media	Alta
CUY-21	Baja	Baja
CUY-22	Alta	Alta
CUY-23	Baja	Media
CUY-24D	Baja	Alta
CUY-26	Baja	Media
CUY-27	Media	Media
CUY-28D	Media	Alta

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Ingeniería de Petróleo Campo Cuyabeno-Sansahuari.

La tendencia de producción de escala es moderada en sus respectivas variaciones de presión y temperatura, se inyecta químico anti escala a los pozos mediante tubo capilar, los pozos presentan una tendencia corrosiva media.

4.3.10 NO PRODUCCIÓN DE GAS.

Como lo presentado en la sección 2.4 del presente proyecto, la zona productora U inferior es un yacimiento sub-saturado con una presión inicial de 3243 psi y una presión de burbujeo de 570 psi, ($P_i \gg P_b$). La presión actual es de 2992 psi, es decir no va a existir la presencia de gas en el intake de la bomba, ni en el hidrociclón.

4.3.11 RESERVAS SUFICIENTES EN LA ZONA PRODUCTORA.

Las reservas remanentes para el yacimiento U inferior son de 11000,6 [M Bbl.], de estas el pozo CUY-21 tiene unas reservas remanentes 873,818 MBbl. y el pozo CUY-23 tiene unas reservas remanentes de 1860,62 MBbl. estos datos fueron obtenidos del análisis de declinación de producción exponencial de la base de datos de producción del software **OFM™** (ver anexo 4.5 y 4.6) lo que garantiza la implementación del sistema DFPS en estos dos pozos candidatos.

4.3.12 INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO.

Actualmente en el Campo Cuyabeno-Sansahuari no cuenta con un proyecto de recuperación secundaria en ejecución.

4.3.13 GRADO API > 20.

De los datos tomados en la cabeza de los pozos Cuyabeno-21 y Cuyabeno-23 estos cuentan con un grado API de 24.9 y 24.5 respectivamente.

4.3.14 SUFICIENTE PRESIÓN PARA INYECCIÓN.

La presión de descarga de una bomba eléctrica sumergible es aproximadamente de 3600 [psi] dependiendo de su diseño (numero de etapas), el separador tipo hidrociclón genera una pérdida de presión de aproximadamente 2 a 5 % en relación a la presión de descarga de la bomba, en cada una de las corrientes de petróleo y agua, esto dependiendo del tipo de controlador de flujo a utilizarse.

Garantizando una presión de inyección y de producción necesaria para inyectar el agua de formación en el estrato receptor y producir la corriente de petróleo a superficie.

4.3.15 PRODUCCIÓN MENOR A 8000 BFPD.

Los datos de producción de los pozos Cuyabeno 21 y 23 fueron tomados del reporte de potenciales de pozos del mes de diciembre presentados en la tabla 4.10.

TABLA 4.10 PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DE LOS POZOS CUY-21 Y CUY-23

PRODUCCIÓN DE POZOS				
Pozo	Fluido Total a Superficie [BFPD]	Corte de Agua [%]	Caudal de Petróleo [BPPD]	Caudal de Agua [BAPD]
Cuyabeno-21	2411	85.0	362	2049
Cuyabeno-23	4728	86.0	662	4066

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Departamento de Ingeniería de Petróleo Campo Cuyabeno-Sansahuari

4.3.16 DATOS DE GEOMECÁNICA.

El Campo Cuyabeno-Sansahuari lamentablemente no cuenta con estudios de geomecánica.

4.4 RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE CANDIDATOS.

En base al análisis de cada uno de los requerimientos de selección para la implementación del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo, los pozos candidatos con su repetitividad en cada uno de los requerimientos se concluye que los pozos Cuyabeno-21 y Cuyabeno-23 son candidatos potenciales para la implementación de este sistema alternativo al control de la producción de agua de formación.

TABLA 4.11 RESULTADOS DE LA SELECCIÓN DE CANDIDATOS CAMPO
 CUYABENO-SANSAHUARI.

CRITERIOS	CUY-21	CUY-23	OBSERVACIONES
Corte de Agua	85 %	86 %	Incrementándose
Levantamiento Tipo BES	Si	Si	Run life variado
Tubería de Producción	7 "	7 "	C-95 26 lbm/ft
Reservas Suficientes	873.81 M Bbl.	1860.62 M Bbl.	OFM™ Data
⁰ API	24.9	24.5	Crudo Semi-liviano
Producción de Fluidos	372 BPPD 2109 BAPD	671 BPPD 4121 BAPD	Data Actual
Calidad del Cemento	OK	OK	Cement Bond Logs
Zona de Producción	U Inferior	U Inferior	Actual
Zona de Inyección	T inf o Tiyuyacu	T inf o Tiyuyacu	Dos Escenarios
Producción de Arena	Mínimo	Mínimo	Datos de Campo
Corrosión	Si	Si	Tratamiento Químico
Producción de Gas	Reservorio Sub-saturado	Reservorio Sub-saturado	Pb = 570 psi Pr = 2992 psi
Datos de Geomecánica	No Data	No Data	Nunca Hecho
Emulsión	Estabilidad Cinética	Estabilidad Cinética	Datos de Laboratorio
Recuperación Mejorada	No	No	-
Pruebas de Inyección	T inferior en pozo CUY-RW01; Tiyuyacu en pozos CUY-04-05-18		Pruebas de Ratias variables.
Prueba de Separación	No	No	Realizarla antes de la implementación
Compatibilidad de Agua de Formación	No	No	Realizarla antes de la implementación

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.5 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE INVASIÓN DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS.

Para realizar el análisis de los pozos, se requiere de datos y características más relevantes del pozo. En la tabla 4.12 se presentan varias de sus características.

TABLA 4.12 DATOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

POZO YACIMIENTO	PROPIEDAD O VARIABLE	VALOR O DATO	UNIDAD
CUY-21 U inf	Porosidad	18.8	%
	Zona neta de pago	24	pies
	Perforaciones	7656' - 7680'	pies
	Squeeze	-	
	Permeabilidad estimada	233	mD
	Salinidad	8250	ppm NaCl
	Gravedad °API	24.9	
	GOR	140	PCS/BN
	BSW	85	[%]
	Saturación de agua	26	[%]
	Presión fluyente de fondo	2882	Psi
	Contacto agua petróleo	7695	Pies
CUY-23 U inf	Porosidad	18.8	%
	Zona neta de pago	9	pies
	Perforaciones	7771' - 7780'	pies
	Squeeze	7786' - 7792' (6')	pies
	Permeabilidad estimada	237	mD
	Salinidad	9550	ppm NaCl
	Gravedad °API	24.5	
	GOR	135	PCS/BF
	BSW	86	[%]
	Saturación de agua	26	[%]
	Presión fluyente de fondo	2885	Psi
	Contacto agua petróleo	7805	Pies

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Fuente: Departamento de Ingeniería en Petróleo del Campo Cuyabeno-Sansahuari.

4.5.1 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.

4.5.1.1 Pozo Cuyabeno-21.

El pozo CUY-21 fue perforado en diciembre de 1995 con buena cementación únicamente en la arena U inferior, realizan cementaciones forzadas a las arenas productoras, realizan pruebas de producción a los yacimientos Basal Tena y M2 con resultados negativos; las arenas U superior e inferior tienen pruebas de producción positivas.

El pozo se completa para producir a flujo natural del yacimiento U inferior en enero de 1996, a inicios de 1997 se cambia de zona de producción a U superior. El 22 de noviembre del 2008 se cambia de zona de U superior a U inferior, con Bombeo Eléctrico Sumergible.

El 30 de Octubre del 2009 se realiza reacondicionamiento debido a comunicación Tubing-Casing.

Interpretación Periodo No.1: el 26 de noviembre de 1995 punzonan el intervalo U inferior (7656' – 7680') (24') a 4 DPP, evalúan yacimiento aporta BFPD = 2352, BPPD = 2328, BSW = 1.0%, se tiene un bajo corte de agua, a medida que la producción avanza el pozo incrementa su producción de agua y disminuye producción de petróleo se cambia de zona a U superior ya que se incrementa el corte de agua en un 66 % el 3 de enero del 1996.

Interpretación Periodo No.2: tras 12 años en cierre el 23 de noviembre del 2008 se reactiva la producción del yacimiento U inferior con levantamiento bombeo eléctrico sumergible con un corte de agua de 60%, con una salinidad de 7800 ppm Cl⁻, a medida que la vida productiva del pozo avanza se incrementa la producción de agua en un 66%, hasta inicios del 2009 se mantiene constante en un 66%, donde súbitamente se incrementa en un 85% con salinidad de 8200 ppm Cl⁻, el pozo entra

en reacondicionamiento se detecta comunicación Tubing-Casing repara BES y se mantiene el corte de agua en 85% y con salinidad del 8250 ppm Cl⁻.

Lo anterior expuesto se resume en la tabla 4.13 y en el anexo 4.7.

4.5.1.2 Pozo Cuyabeno-23.

El pozo Cuyabeno-23 se perforo en septiembre de 1996 con buena cementación en intervalos de interés se evaluó la arena T superior con resultados positivos, el pozo se completa para producir a flujo natural del yacimiento T superior.

En agosto de 1997 se incrementa el corte de agua del yacimiento T superior, se realiza cementación forzada para controlar el incremento de agua con resultados negativos la arena está saturada al 100% de agua. Se decide evaluar el yacimiento U inferior con resultados positivos, el pozo se completa con levantamiento hidráulico tipo jet.

En junio del 2003 deciden cambiar de sistema de levantamiento a bombeo eléctrico sumergible, se incrementa la producción de petróleo al igual que la de agua, el corte de agua sube a 70%.

En octubre del 2004 incrementa el corte de agua detectan comunicación tubing-casing, redimensionan el sistema de levantamiento con una bomba de mas capacidad se incrementa el volumen de fluido a superficie.

En junio del 2005 el pozo entra en reacondicionamiento debido a que es sistema tiene las fases a tierra, se baja BES con las mismas condiciones anteriores.

En septiembre del 2009 el pozo entra en reacondicionamiento debido a que es sistema tiene las fases a tierra, se redimensiona el sistema de levantamiento con una bomba de mayor capacidad.

Interpretación Periodo No.1: el 5 de agosto de 1997 el pozo inicia la producción del yacimiento U inferior BFPD = 1920, BPPD = 1843, BSW = 4 %, se tiene un bajo corte de agua, a medida que la producción avanza el pozo incrementa su producción de agua hasta que en 20 de junio del 2003 el corte de agua es del 60%, deciden cambiar de levantamiento y así incrementar la producción de petróleo.

Interpretación Periodo No.2: el 11 de julio del 2003 el pozo produce con bombeo eléctrico sumergible BFPD = 3600, BPPD = 1080, BSW = 70%, la producción de petróleo y agua se mantiene hasta que el 27 de octubre del 2004 se detecta una comunicación tubing-casing debido a la reducción pronunciada de fluido a superficie deciden re-dimensionar el equipo de fondo por otro de mayor capacidad incrementando el volumen de fluido a superficie

Interpretación Periodo No.3: el 27 de octubre del 2004 disminuye la producción de fluidos a superficie reparan BES con las mismas características anteriores manteniéndose la producción en BFPD = 3757, BPPD = 1057, BSW = 71%, al 19 de junio del 2005, el aumento del corte de agua es gradual hasta mantenerse constante en un 84%.

Interpretación Periodo No.4: el 18 de septiembre del 2009 disminuye la producción de fluidos a superficie, reparan el sistema de levantamiento y deciden re dimensionar el equipo BES por una bomba de mayor capacidad BFPD = 5376, BPPD = 538, BSW = 90%, se incrementa el corte de agua en un 90% manteniéndose en niveles de 88% en condiciones normales de producción (ver anexo4.8).

Lo anterior expuesto se resume a continuación en la tabla 4.13.

TABLA 4.13 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZOS CUYABENO-21 Y CUYABENO-23.

Pozo	Yacimiento	Periodo #	Fecha Inicio - Fecha Fin	Condiciones Iniciales				Condiciones Finales				Observaciones
				BFPD	BPPD	BAP D	BSW	BFP D	BPP D	BAP D	BSW	
CUY-21	U Inf.	1	26/11/1995 - 3/01/1997	2352	2328	24	1.02	1326	464	862	65,0	Producción a flujo natural
		2	22/11/ 2008 - 30/09/2009	2458	983	1475	85	2289	343	1946	85	Producción con BES
		Actual	31 de Diciembre 2009	2411	362	2049	85.0					Producción con BES
CUY-23	U Inf.	1	5/08/1997 - 20/06/2003	1920	1843	77	4.01	1713	630	1083	62.7 5	Producción Bombeo Hidráulico jet
		2	11/07/2003 – 27/10/2004	3622	1087	2535	70	1676	419	1257	70	Producción con BES
		3	29 oct. 2004 19 jun. 2005	3857	1157	2700	70	-	-	-	-	Producción con BES
		4	24 jun. 2005 - 18 sep. 2009	4428	1063	3365	76	-	-	-	-	Producción con BES
		Actual	31 de Diciembre 2009	4728	662	4066	86.0					Producción con BES

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.5.2 ANÁLISIS MEDIANTE MAPAS DE MOVIMIENTO TIPO BURBUJA.

Un método cualitativo para identificar anomalías en el comportamiento de producción son los llamados mapas de movimiento, donde un pozo es representado por un círculo (burbuja), el cual caracterizado como grafico tipo pastel varia su tamaño en relación con una variable específica. El mapa muestra cambios que ocurren en las variables representadas en el transcurso del tiempo.

Para nuestro análisis resulta importante analizar el comportamiento de la producción de petróleo y agua en cada pozo candidato, permitiéndonos observar como estas dos variables cambian en función del tiempo de producción.

4.5.2.1 Análisis del pozo Cuyabeno-21.

Para realizar el análisis del pozo Cuyabeno-21 se escogió un intervalo de tiempo de producción de dos meses debido al corto tiempo de producción del pozo. Se observa un comportamiento anormal con incremento pronunciado de la producción de agua.

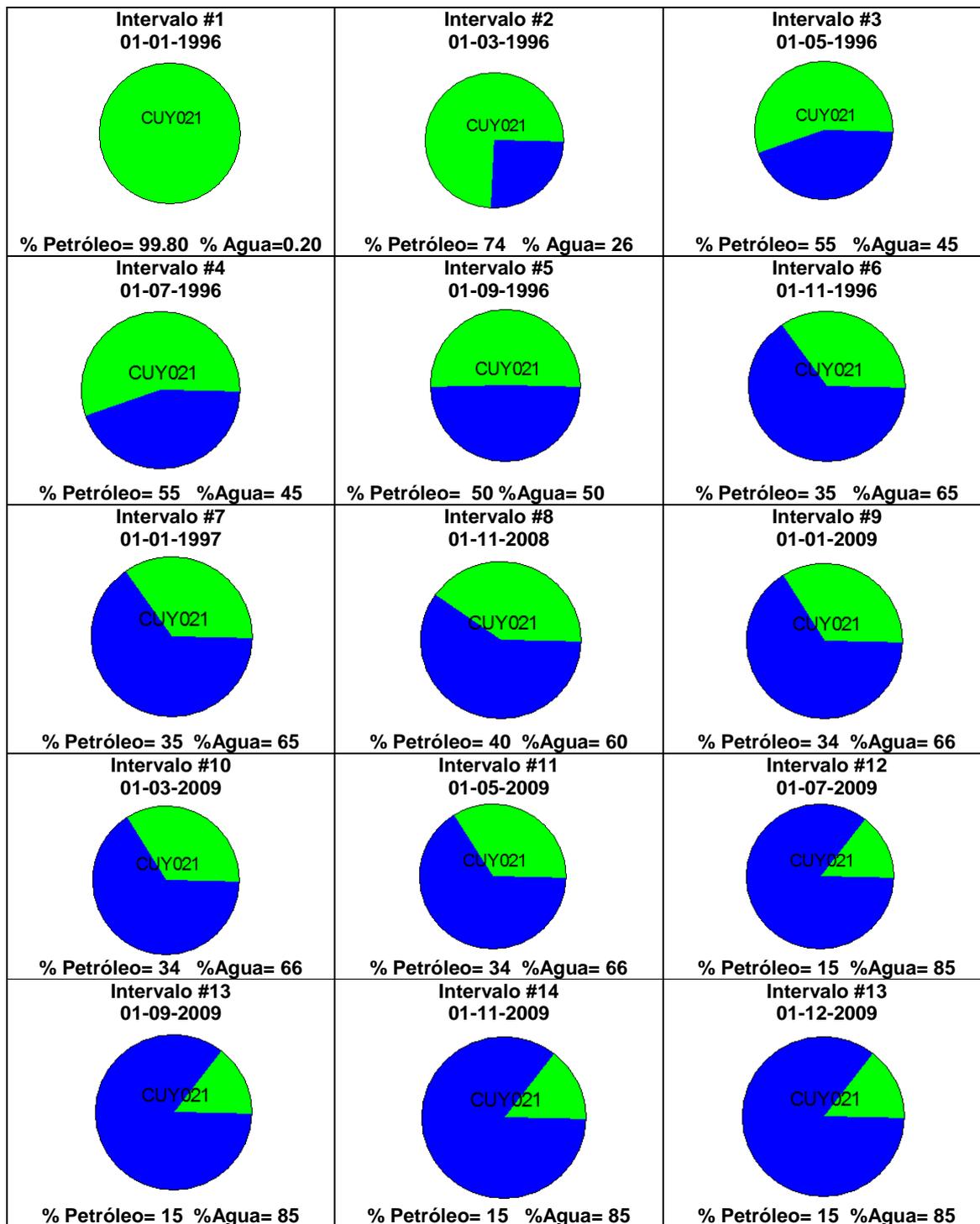
El análisis mediante mapas de movimiento se presenta en la figura 4.4.

4.5.2.2 Análisis del pozo Cuyabeno-23.

Para realizar el análisis del pozo Cuyabeno-23 se escogió un intervalo de tiempo de producción de cinco meses debido a que el pozo presenta un tiempo de producción considerable.

El análisis mediante mapas de movimiento se presenta en la figura 4.5.

FIGURA 4.4. MAPAS DE MOVIMIENTO TIPO BURBUJA POZO CUYABENO-21.



Elaboración: Jose Luis Freire Núñez.

FIGURA 4.5 MAPA DE MOVIMIENTO TIPO BURBUJA DEL POZO CUYABENO-23.

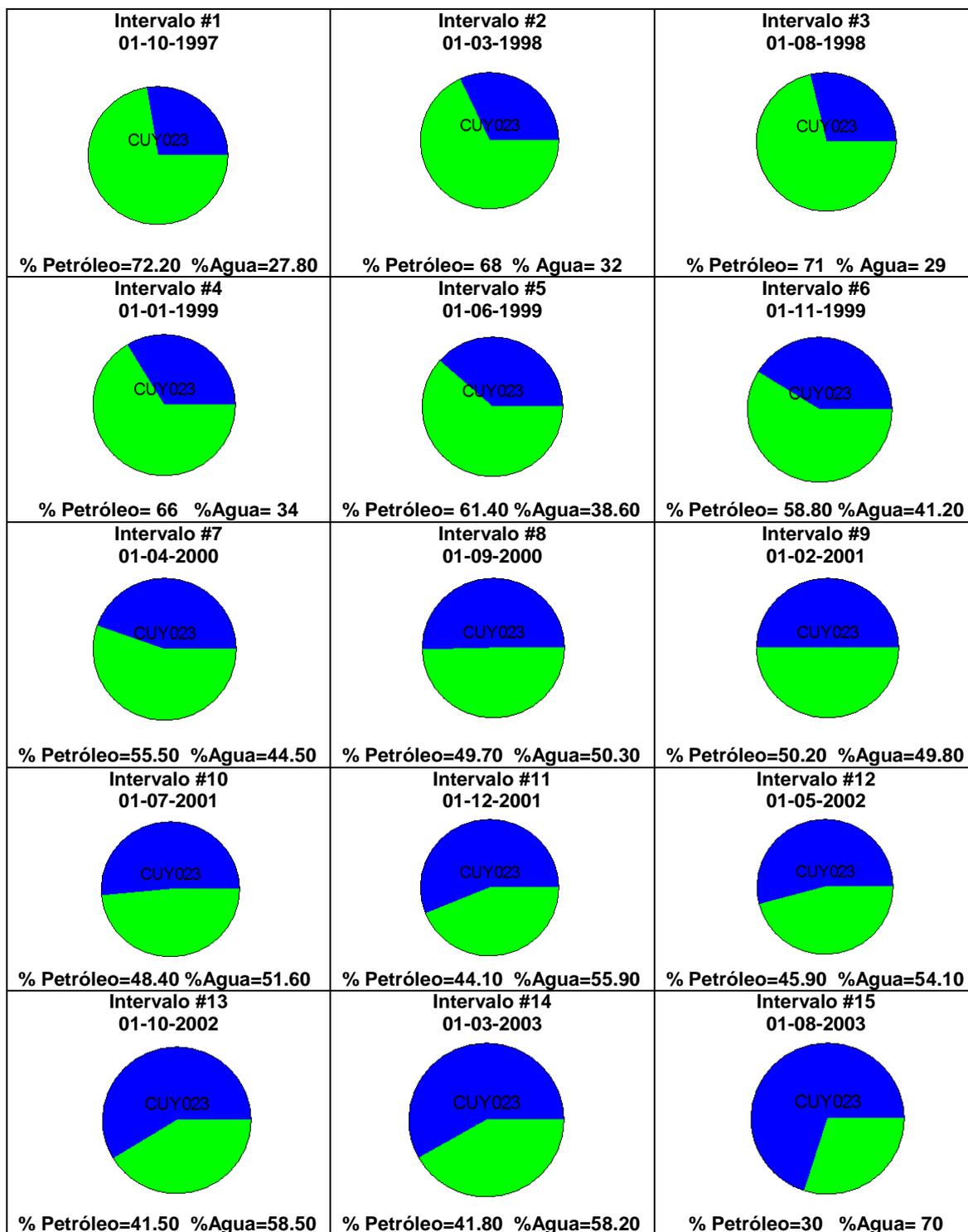
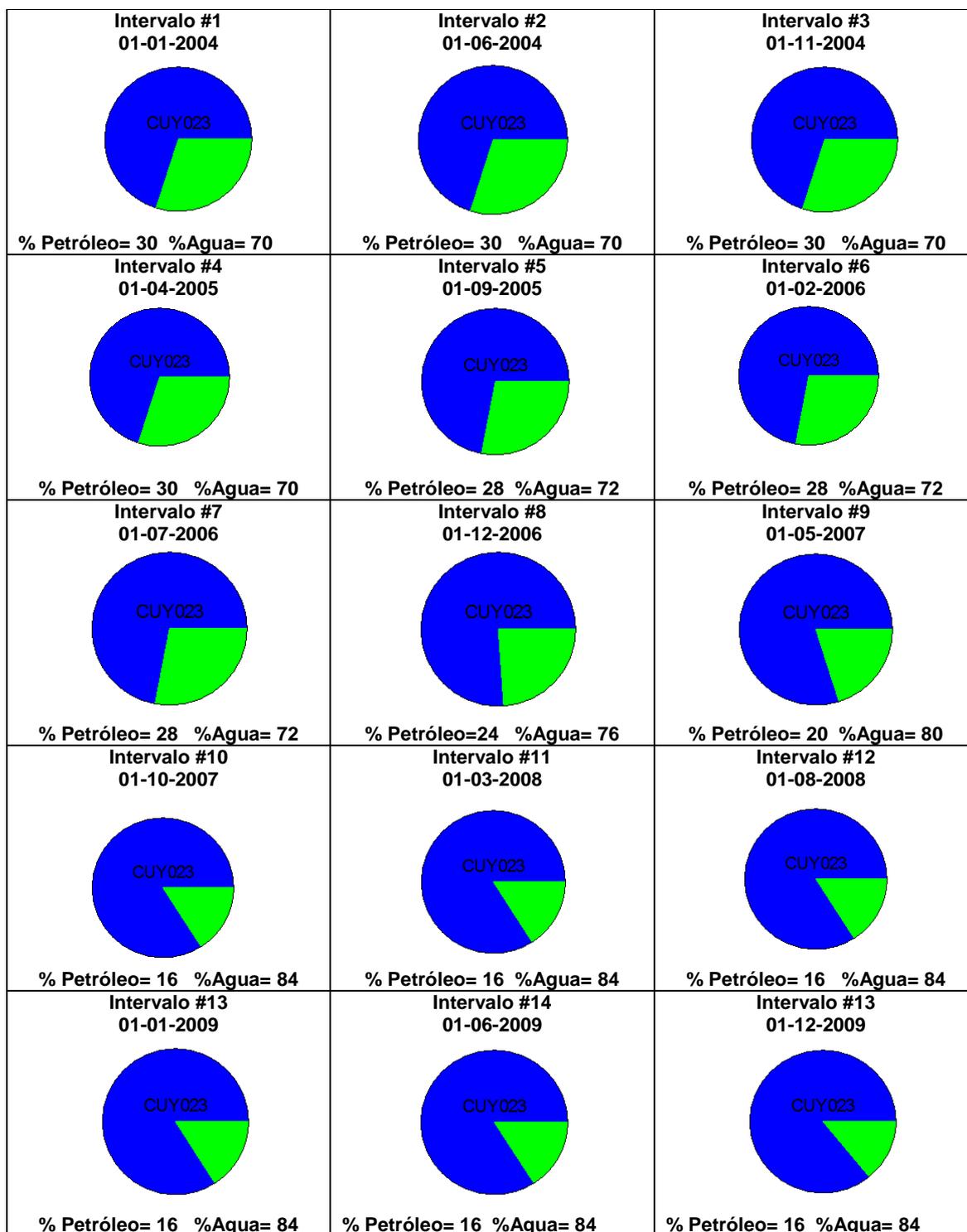


FIGURA 4.5 CONTINUACIÓN.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.5.3 ANÁLISIS DE REGISTROS DE CEMENTACIÓN.

4.5.4.1 Pozo Cuyabeno-21.

En base al registro de cementación Cement Bond Log, tomado en el pozo se tiene buena cementación e la zona de producción U inferior. El intervalo T inferior presenta mala cementación y realizan una cementación forzada. El intervalo de la formación Tiyuyacu presenta buena cementación.

4.5.4.1 Pozo Cuyabeno-23.

En base al registro de cementación Cement Bond Log, tomado en el pozo se tiene mala cementación en el intervalo de U inferior, realizan cementación forzada. El intervalo de T inferior presenta buena cementación. El intervalo de la formación Tiyuyacu presenta buena cementación.

4.5.5 ANÁLISIS DEL ESTADO MECÁNICO.

4.5.5.1 Pozo Cuyabeno-21.

El pozo Cuyabeno-21 cuenta con cinco trabajos de reacondicionamiento, actualmente produce del yacimiento U inferior 7656' - 7680' (24'). La arena U superior 7594' - 7612' (18') está abierta y se encuentra aislada mediante empacaduras que forman parte del sistema ON-OFF. La arena T inferior 7812' - 7825' (13') está abierta pero aislada mediante una empacadura permanente de tipo mecánica (EZDRILL). El diagrama actual del pozo se presenta en el anexo 4.9.

4.5.5.2 Pozo Cuyabeno-23.

El pozo Cuyabeno-23 cuenta con cinco trabajos de reacondicionamiento, actualmente produce del yacimiento U inferior 7771' - 7780' (9'). La arena U superior con un intervalo productor 7708' - 7722' (16'), se encuentra abierta y se encuentra aislada mediante empacaduras que forman parte del sistema ON-OFF. Los yacimientos pertenecientes al intervalo T se encuentran aisladas mediante una empacadura permanente de tipo mecánica (CIBP), el yacimiento T superior está abierta 7868'-7876' (8'), y el yacimiento T inferior se encuentra aislada mediante una cementación forzada 7906'-7920' (14'). El diagrama actual del pozo se presenta en el anexo 4.10.

4.5.6 ANÁLISIS MEDIANTE CURVAS DE CHANG.

Las curvas de Chang representan una técnica para determinar los problemas de la excesiva producción de agua a nivel del reservorio, esta técnica ha sido desarrollada y probada para pozos con un tiempo de producción considerable.

Basado en simulaciones numéricas permite esclarecer problemas como la conificación y canalización en los alrededores del yacimiento, fue descubierto que las graficas log-log de la relación Agua-Petróleo (RAP) en contra del tiempo de producción muestran tendencias que evidencian el tipo de problema a la producción de agua. Ayudado de las derivadas del RAP se ratifico el comportamiento típico de un pozo ya sea que está experimentando conificación o canalización.

Se evidencia el problema de conificación si la grafica de RAP' en contra del tiempo muestra una pendiente negativa y si el pozo tiene canalización la pendiente de RAP' es positiva.

4.5.6.1 Pozo Cuyabeno-21.

En el pozo CUY-21, por tener un tiempo de producción corto no es factible el análisis mediante las curvas de Chang, debido a que si lo analizáramos obtendríamos valores poco representativos del tipo de problema que tiene el pozo.

4.5.6.2 Pozo Cuyabeno-23.

El pozo CUY-23, ha sido analizado con las graficas de Chang, las cuales claramente evidencian una producción de agua debido a una conificación, debido a un aumento gradual de la relación agua-petróleo (RAP) proveniente del acuífero de fondo. La curva de RAP' muestra una tendencia de pendiente negativa indicios de una conificación de agua temprana y gradual. Los gráficos de comportamiento del RAP y de RAP' se presentan en los gráficos 4.5 y 4.6 respectivamente.

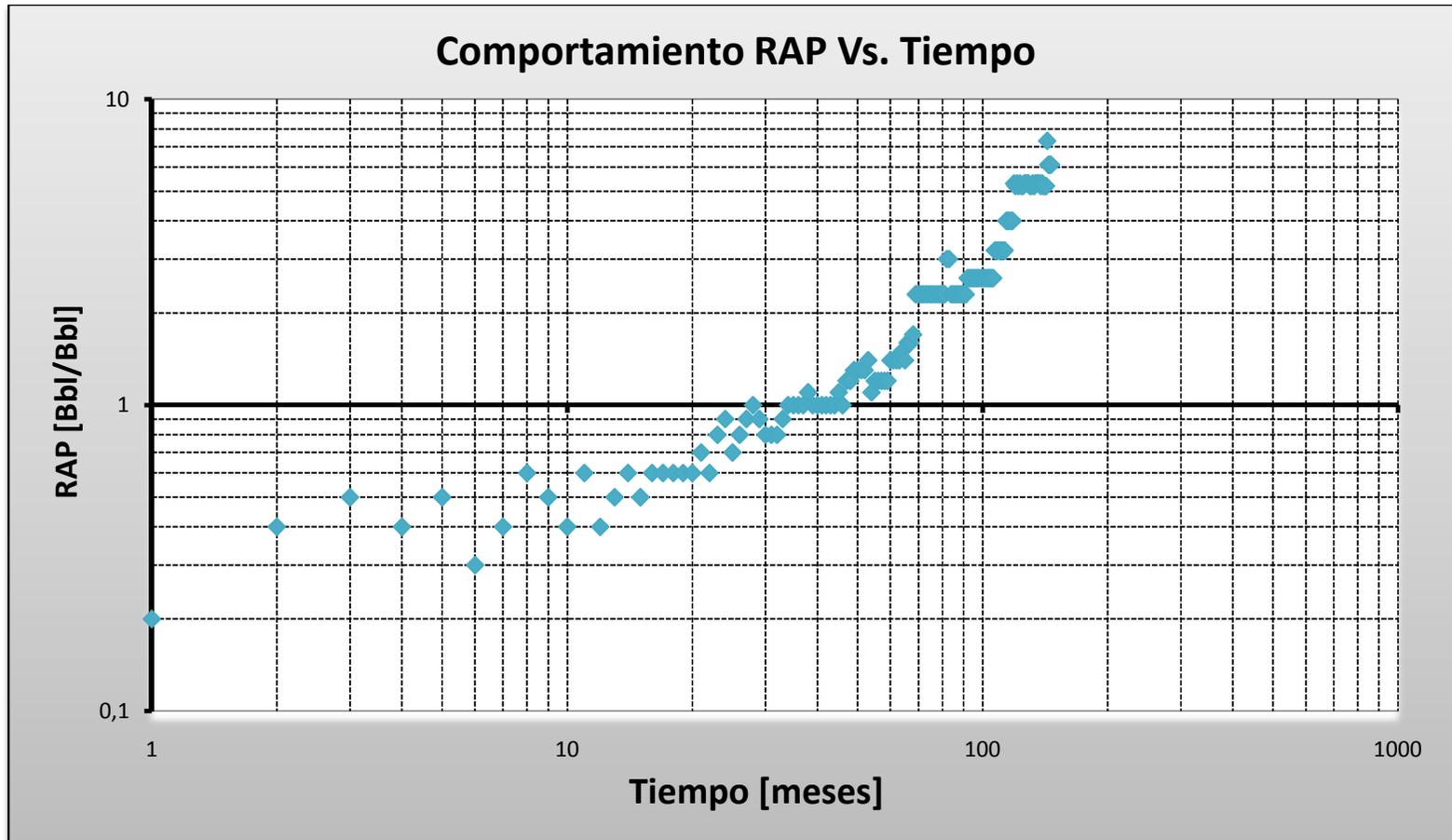
4.6 DETERMINACIÓN DE LOS PROBLEMAS DE INCREMENTO DE AGUA EN LOS POZOS SELECCIONADOS.

Una vez realizado los análisis a los pozos candidatos se procede a determinar el tipo de problema que presenta cada pozo. A continuación se menciona los problemas que afectan a cada pozo.

4.6.1 POZO CUYABENO-21.

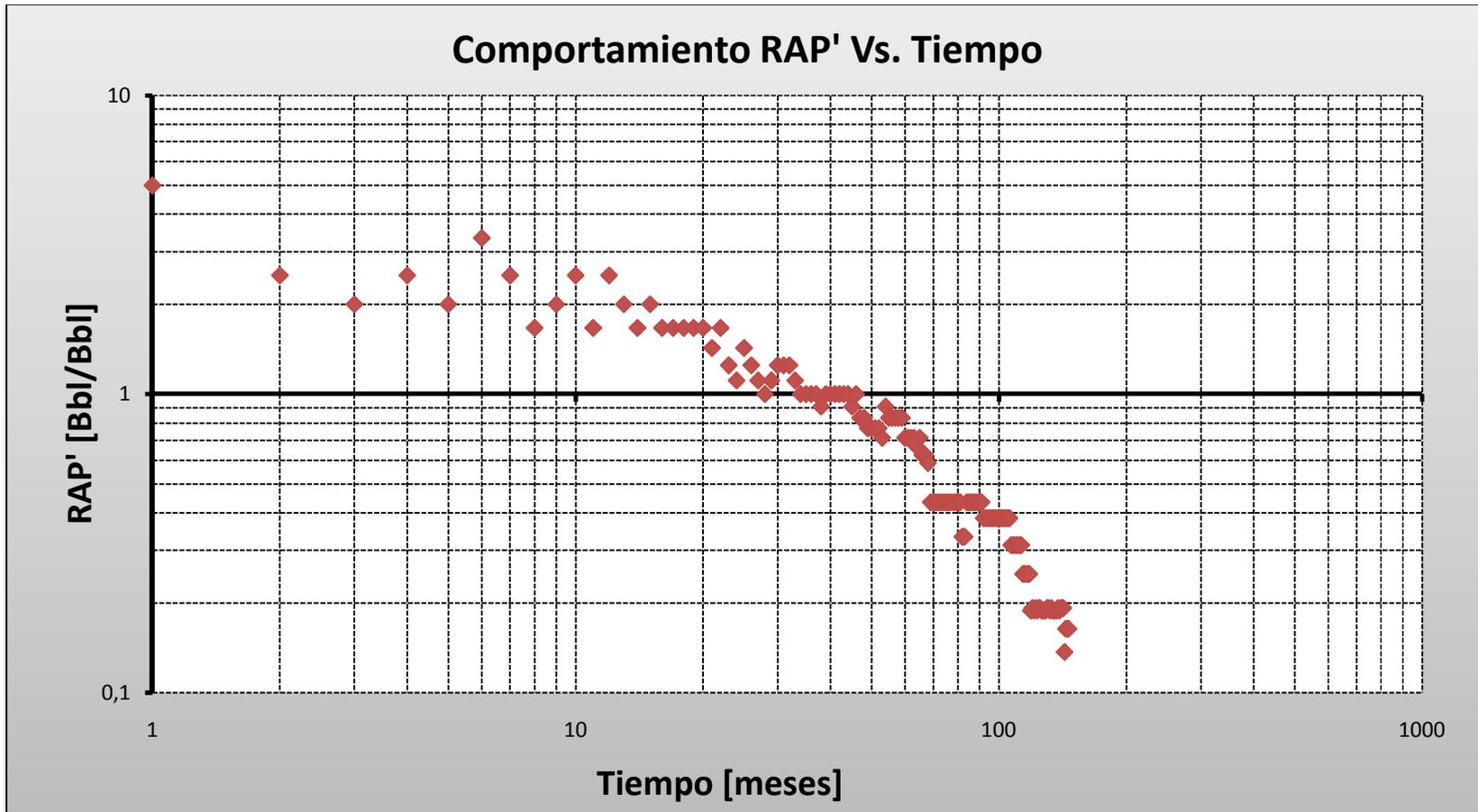
Después de realizar los análisis para determinar la causa de la producción de agua del pozo CUY-21, se concluye que debido a que el yacimiento U inferior está influenciada por un acuífero de fondo muy activo la producción de agua es temprana, posiblemente por una conificación en las perforaciones inferiores del intervalo productor y un incremento progresivo del contacto agua-petróleo.

GRÁFICO 4.1 COMPORTAMIENTO DE RAP DEL POZO CUY-23 EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

GRÁFICO 4.2 COMPRTAMIENTO DE RAP' DEL POZO CUY-23 EN FUNCIÓN DEL TIEMPO.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

Un factor a considerar es la tasa de producción que maneja la bomba eléctrica sumergible, ya que el barrido de los fluidos puede ser agresivo si el dimensionamiento de este sistema no tiene en consideración el cuidar la integridad de la zona de producción.

4.6.2 POZO CUYABENO-23.

Luego de realizar el análisis para determinar la causa de la producción de agua del pozo CUY-23, se concluye que debido a que el yacimiento U inferior está influenciada por un acuífero de fondo muy activo la producción de agua es temprana, se confirma que el pozo tiene conificación en los intervalos inferiores de las perforaciones del intervalo productor y un incremento progresivo del contacto agua-petróleo.

Un factor a considerar es la tasa de producción que maneja la bomba eléctrica sumergible, ya que el barrido de los fluidos puede ser agresivo si el dimensionamiento de este sistema no tiene en consideración el cuidar la integridad de la zona de producción.

4.7 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN EL FONDO DEL POZO.

Los problemas de incremento de la producción de agua, tienen distintas soluciones, unas simples y otras complejas. En la actualidad además de las soluciones (técnicas) tradicionales, se presenta el Sistema de Separación de Fluidos en el Fondo del Pozo como un método innovador y con un nivel tecnológico de avanzada.

Una vez que se ha seleccionado los pozos bajo las consideraciones antes mencionadas, y de acuerdo a la información recopilada, se recomienda la implementación del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo para

controlar la producción de agua de formación en los pozos CUY-21 y CUY-23 en el Campo Cuyabeno-Sansahuari.

4.7.1 RESULTADOS ESPERADOS EN LOS POZOS ELEGIDOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN.

De manera inherente al reducir el corte de agua se logra un incremento en la producción de petróleo, pero puede darse el caso que se logre reducir el corte de agua y mantener la producción de petróleo anterior o el peor de los casos reducir el corte de agua y también petróleo. Los resultados esperados se plantean en 3 escenarios, basados en datos experimentales e historiales de producción de pozos a nivel mundial en donde la presente tecnología ha sido implementada.

4.7.1.1 Escenario óptimo (P90).

Se establece una reducción del 80% en el corte de agua a superficie y un incremento del 10% en la producción de petróleo, porcentaje de separación 60%.

4.7.1.2 Escenario estándar (P50).

En este escenario únicamente se considera la reducción del 80% en el corte de agua a superficie, sin incremento en la producción de petróleo, porcentaje de separación 65%.

4.7.1.3 Escenario pésimo (P10).

En este escenario se considera una reducción del 50% en el corte de agua a superficie, sin incremento en la producción de petróleo, porcentaje de separación 70%.

4.7.2 RESULTADOS DE PREDICCIÓN DE ESCENARIOS ESPERADOS.

4.7.2.1 Candidato # 1 pozo Cuyabeno-21.

TABLA 4.14. PREDICCIONES DE TRABAJO DEL SISTEMA DFPS POZO CUYABENO-21.

PREDICCIONES SISTEMA DFPS CUY-21		
Producción Actual		2481 BFPD
	Petróleo a Superficie	372 BPPD
	Agua a Superficie	2109 BAPD
P (90)	Caudal (petróleo + agua)	2481 BFPD
	Caudal de Inyección (agua)	993 BAPD
	Agua a Superficie	1079 BAPD
	Petróleo a Superficie	409 BPPD
	Producción a Superficie (petróleo + agua)	1488 BFPD
P (50)	Caudal (petróleo + agua)	2481 BFPD
	Caudal de Inyección (agua)	869 BAPD
	Agua a Superficie	1079 BAPD
	Petróleo a Superficie	372 BPPD
	Producción a Superficie (petróleo + agua)	1612 BFPD
P (10)	Caudal (petróleo + agua)	2481 BFPD
	Caudal de Inyección (agua)	745 BAPD
	Agua a Superficie	1364 BAPD
	Petróleo a Superficie	372 BPPD
	Producción a Superficie (petróleo + agua)	1736 BFPD

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.7.2.2 Candidato # 1 pozo Cuyabeno-23.

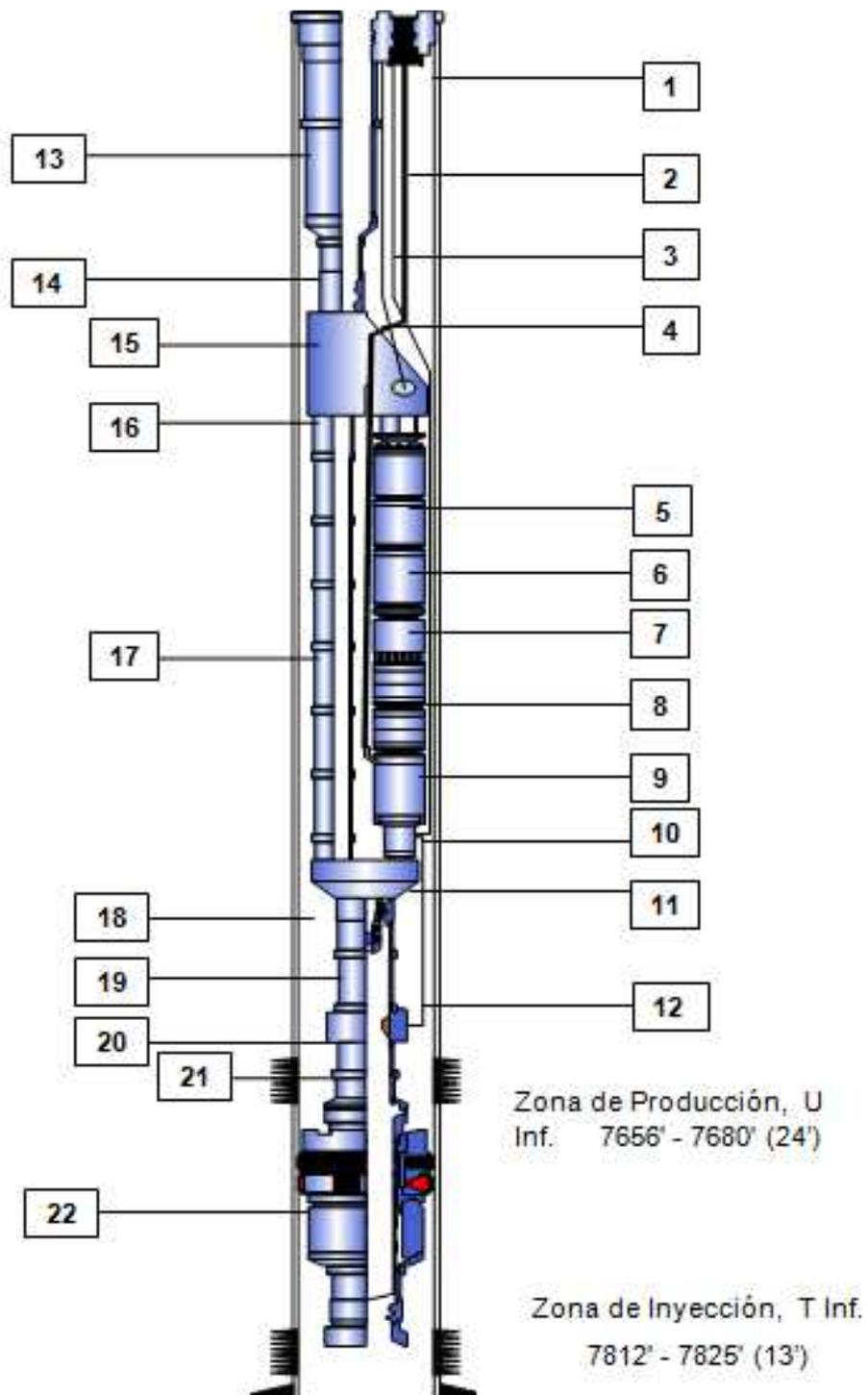
TABLA 4.15. PREDICCIONES DE TRABAJO DEL SISTEMA DFPS POZO CUYABENO-23.

PREDICCIONES SISTEMA DFPS CUY-23		
Producción Actual		4792 BFPD
	Petróleo a Superficie	671 BPPD
	Agua a Superficie	4121 BAPD
P (90)	Caudal (petróleo + agua)	4792 BFPD
	Caudal de Inyección (agua)	1971 BAPD
	Agua a Superficie	2137 BAPD
	Petróleo a Superficie	738 BPPD
	Producción a Superficie (petróleo + agua)	2875 BFPD
P (50)	Caudal (petróleo + agua)	4792 BFPD
	Caudal de Inyección (agua)	1678 BAPD
	Agua a Superficie	2443 BAPD
	Petróleo a Superficie	671 BPPD
	Producción a Superficie (petróleo + agua)	3114 BFPD
P (10)	Caudal (petróleo + agua)	4792 BFPD
	Caudal de Inyección (agua)	1438 BAPD
	Agua a Superficie	2683 BAPD
	Petróleo a Superficie	671 BPPD
	Producción a Superficie (petróleo + agua)	3354 BFPD

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.8 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DE FONDO PARA LOS POZOS CANDIDATOS.

4.8.1 DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POZO CUYABENO-21 INYECCIÓN INFERIOR.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

TABLA 4.16 DESCRIPCIÓN DE LA COMPLETACIÓN CUY-21 INYECCIÓN INFERIOR.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	ACOPLE DE CABLES ELÉCTRICOS
2	CABLE ELÉCTRICO
3	CABLE DE SENAL DEL SENSOR SUPERIOR
4	CABLE DE SENAL DEL SENSOR INFERIOR
5	SEPARADOR DURASEP
6	BOMBA
7	SEPARADOR DE GAS
8	CAMISA DE PRODUCCIÓN
9	PROTECTOR
10	MOTOR
11	SENSOR
12	CABLE SE SENAL DEL SENSOR INFERIOR
13	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
14	CROSS OVER
15	NIPPLE
16	CABEZA RE-DIRECTORA Y SENSOR SUPERIOR
17	TUBERIA DE INYECCIÓN
18	POD - CROSS OVER
19	VALVULA CHECK
20	TUBERIA DE INYECCIÓN
21	SENSOR INFERIOR
22	EMPACADURA DE INYECCIÓN

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.8.2 DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POZO CUYABENO-23 INYECCIÓN INFERIOR.

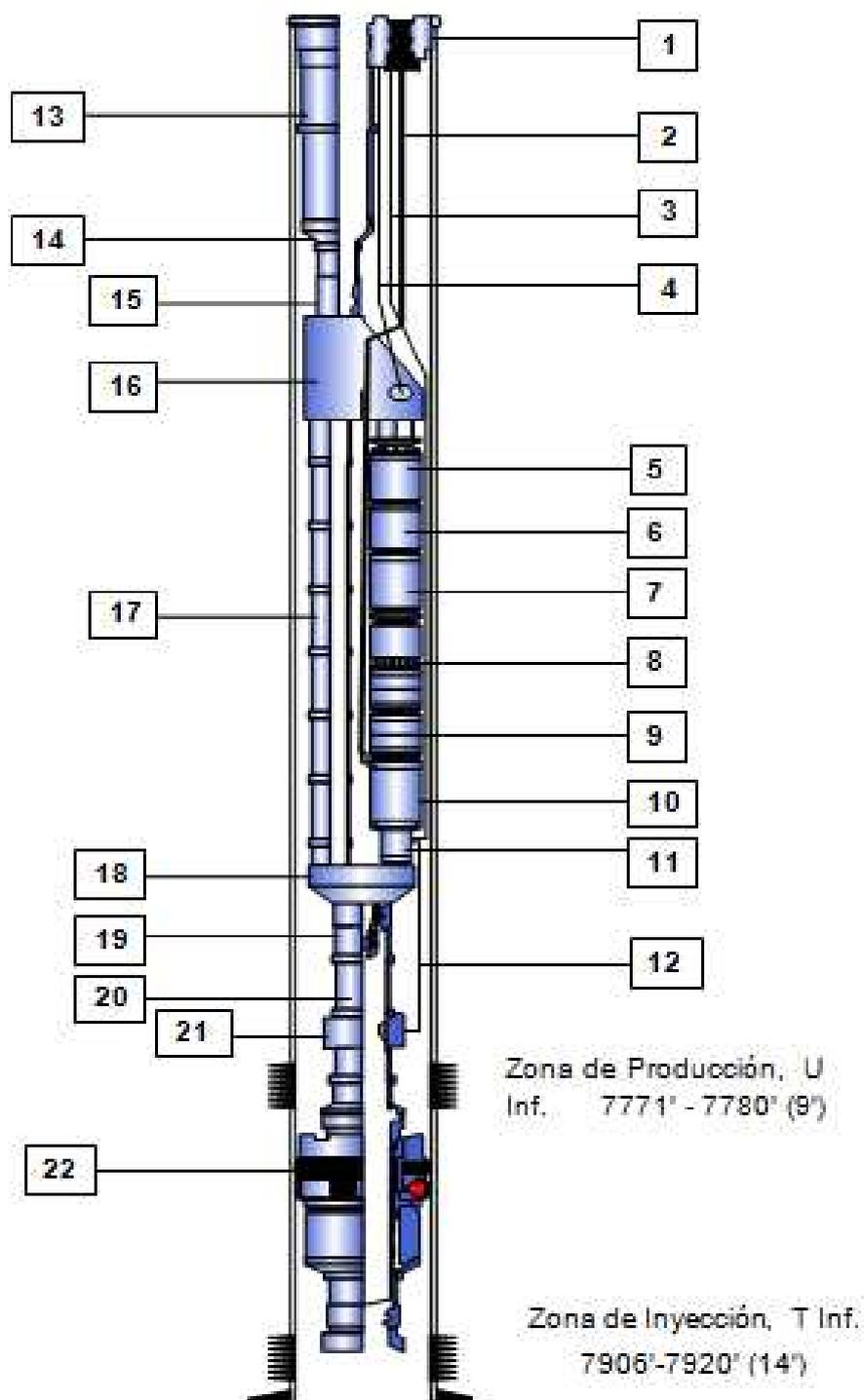
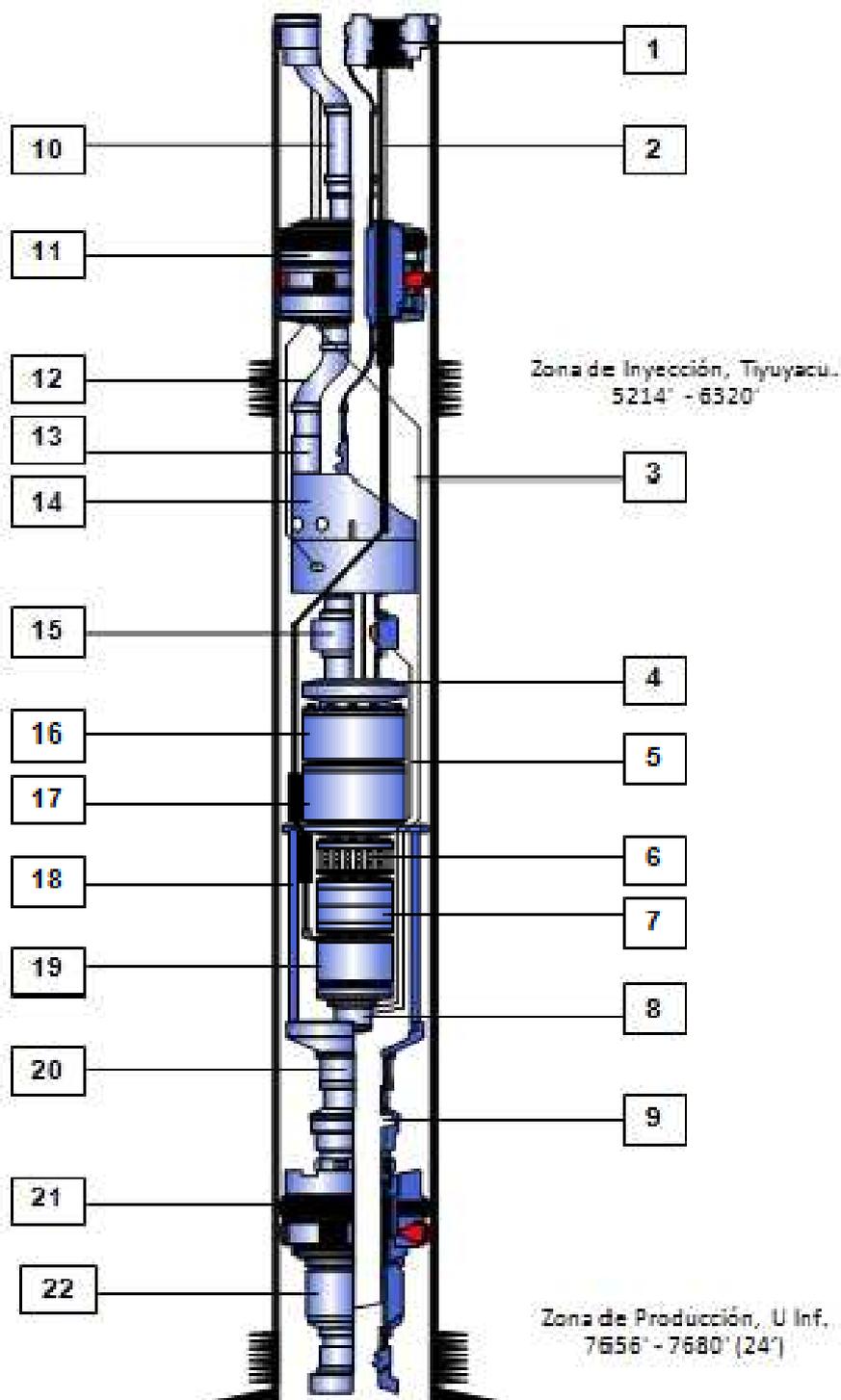


TABLA 4.17 DESCRIPCIÓN DE LA COMPLETACIÓN CUY-23 INYECCIÓN INFERIOR.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	ACOPLE DE CABLES ELÉCTRICOS
2	CABLE ELÉCTRICO
3	CABLE DE SENAL DEL SENSOR SUPERIOR
4	CABLE DE SENAL DEL SENSOR INFERIOR
5	SEPARADOR DURASEP
6	BOMBA
7	SEPARADOR DE GAS
8	CAMISA DE PRODUCCIÓN
9	PROTECTOR
10	MOTOR
11	SENSOR
12	CABLE SE SENAL DEL SENSOR INFERIOR
13	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
14	CROSS OVER
15	NIPPLE
16	CABEZA RE-DIRECTORA Y SENSOR SUPERIOR
17	TUBERIA DE INYECCIÓN
18	POD - CROSS OVER
19	VALVULA CHECK
20	TUBERIA DE INYECCIÓN
21	SENSOR INFERIOR
22	EMPACADURA DE INYECCIÓN

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.8.3 DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POZO CUYABENO-21 INYECCIÓN SUPERIOR.



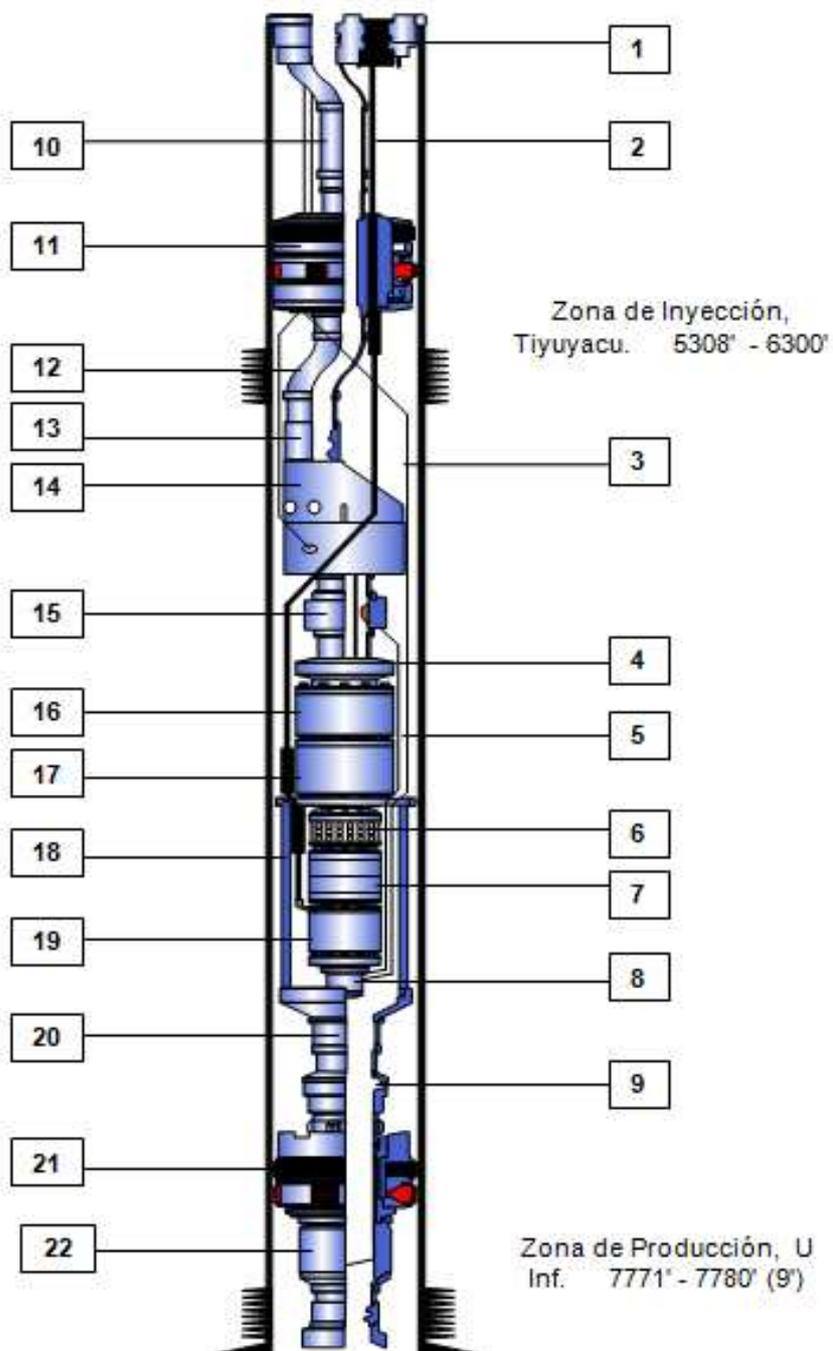
Elaboración: José Luis Freire Núñez.

TABLA 4.18 DESCRIPCIÓN DE LA COMPLETACIÓN CUY-21 INYECCIÓN SUPERIOR.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	ACOPLE DE CABLES ELÉCTRICOS
2	CABLE ELÉCTRICO
3	CABLE DE SENAL DEL SENSOR INFERIOR
4	CROSS OVER
5	CABLE DE SENAL DEL SENSOR SUPERIOR
6	INTAKE
7	PROTECTOR
8	SENSOR
9	STINGER
10	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
11	EMPACADURA PRODUCCIÓN
12	JOINT
13	NO-GO
14	CABEZA REDIRECTORA - SENSOR
15	SENSOR DE FLUJO
16	SEPARADOR DURASEP
17	BOMBA
18	EMCAPSULADO
19	MOTOR
20	JOINT
21	EMPACADURA DE INYECCIÓN
22	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

4.8.4 DISEÑO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POZO CUYABENO-23 INYECCIÓN SUPERIOR.



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

TABLA 4.19 DESCRIPCIÓN DE LA COMPLETACIÓN CUY-23 INYECCIÓN SUPERIOR.

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	ACOPLE DE CABLES ELÉCTRICOS
2	CABLE ELÉCTRICO
3	CABLE DE SENAL DEL SENSOR INFERIOR
4	CROSS OVER
5	CABLE DE SENAL DEL SENSOR SUPERIOR
6	INTAKE
7	PROTECTOR
8	SENSOR
9	STINGER
10	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
11	EMPACADURA PRODUCCIÓN
12	JOINT
13	NO-GO
14	CABEZA REDIRECTORA - SENSOR
15	SENSOR DE FLUJO
16	SEPARADOR DURASEP
17	BOMBA
18	EMCAPSULADO
19	MOTOR
20	JOINT
21	EMPACADURA DE INYECCIÓN
22	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

CAPITULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN.

Luego de haber seleccionado los pozos candidatos para la implementación del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo, es importante el realizar un estudio económico para justificar la rentabilidad y beneficios del proyecto. Para ello se analizara cuan rentable le resultará a PetroProducción aplicar la tecnología en los pozos candidatos y además cuanto ahorraría la compañía por concepto de tratamiento de agua producida.

Mediante la aplicación de la presente tecnología como un método innovador para el tratamiento, manejo y disposición del agua de formación.

5.2 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.

El estudio económico se basa, principalmente, en el Flujo de Caja, el Valor Actual Neto (V.A.N) y la Tasa Interna de Retorno (T.I.R); que determina la rentabilidad del proyecto.

5.2.1 FLUJO DE CAJA.

El flujo de caja permite analizar la variación de la inversión y costos de producción versus los ingresos (mensuales o anuales).

Los valores de flujo de caja que presenta este análisis, se pueden distinguir en tres etapas:

- La primera etapa se da en los primeros períodos (días, meses o años) donde el valor puede ser negativo, ya que los egresos aún son mayores que los ingresos; es decir, se inicia los trabajos y aún no se recupera la inversión del proyecto.
- La segunda etapa es cuando el Flujo de caja toma un valor de *cero* que significa recuperación de la inversión.
- A partir del valor de cero se da la tercera etapa obteniéndose, para los próximos períodos valores positivos; indicando una ganancia para la compañía.

5.2.2 VALOR ACTUAL NETO (VAN).

También conocido como Valor Presente Neto (V.P.N), es la suma algebraica de los valores actualizados de cada uno de los flujos netos de caja asociados a un proyecto. Además, descuenta una tasa o tipo de interés igual para todo el tiempo de vida del proyecto.

La fórmula para calcular el Valor Actual Neto se presenta en la ecuación 5.1.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F.N.K.C.}{(1+i)^k} \quad (5.1)$$

Donde:

FNCK = Flujo neto de caja para el periodo k

i = Tasa de actualización (interés)

n = Tiempo de vida del proyecto

Si i es la tasa de actualización de la empresa ($i = 12\%$) entonces se tendrá que:

V.A.N. > 0 Proyecto rentable

V.A.N. $= 0$ No existen ganancias ni pérdidas

V.A.N. < 0 Proyecto NO rentable

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

5.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

También denominada Tasa Interna de Rendimiento, es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada de la rentabilidad de un proyecto. La tasa interna de retorno de un proyecto se obtiene cuando el Valor Actual Neto es igual a cero; es decir, para hallar el TIR de un proyecto hay que llevar los valores del flujo de caja al punto cero (para distintos intereses) con el propósito de obtener un TIR favorable. La ecuación 5.2 permite calcular La Tasa Interna de Retorno.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F.N.K.C.}{(1+TIR)^k} = 0 \quad (5.2)$$

5.2.4 RELACIÓN COSTO / BENEFICIO (RCB).

Consiste en la comparación de costos y beneficios, que al utilizarlo se puede estimar el impacto financiero de lo que queremos obtener.

$$Relación \textit{Costo} / \textit{Beneficio} = \frac{\textit{Ingresos}}{\textit{Costo} + \textit{Inversión}} \quad (5.3)$$

Los criterios de decisión en un proyecto de inversión son:

- R.C.B. > 1 : el proyecto es viable.
- R.C.B. $= 1$: el proyecto se acepta.

- R.C.B. < 1: el proyecto no es viable.

5.3 INVERSIÓN.

En la implementación del sistema de fluidos en el fondo del pozo se considerara necesario invertir e equipos, accesorios, recurso humano; para que en los pozos seleccionados se pueda implementar el sistema de tratamiento de fluidos en el fondo del pozo.

Antes de la implementación del sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo, los candidatos necesitan trabajos adicionales los cuales se detallan a continuación en la tabla 5.1.

Estos datos son valores referenciales obtenidos de trabajos de reacondicionamiento realizados en el Campo y entregados por parte de Schlumberger de su línea Artificial Lift.

5.3.1 COSTOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN.

Los costos de este tipo se refieren a la inversión necesaria para producir 1 barril de petróleo una vez realizados los trabajos.

Entre los costos de producción se tiene los siguientes:

- Extracción, levantamiento y mantenimiento de pozos,
- Tratamiento, manejo y disposición de agua de formación,
- Mantenimiento y acondicionamiento del crudo,
- Supervisión y Mantenimiento de Instalaciones.

Para el Campo Cuyabeno-Sansahuari el costo operativo está en 9.27 US\$/Barril, de los cuales el costo estimado por barril de fluido tratado es aproximadamente el 8% del costo operativo; de acuerdo a los costos operativos y de producción por campo de PetroProducción a diciembre del 2009.

TABLA 5.1 COSTOS ESTIMADOS DE TRABAJOS ADICIONALES A LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN EL FONDO DEL POZO.

SISTEMA DE TRATAMIENTO DE FLUIDOS EN EL FONDO DEL POZO		
Compañía	Servicio	Gasto
SCHLUMBERGER	DFPS	300,000.00
	ESP	200,000.00
	Equipo de Superficie	300,000.00
	Total	800,000.00
COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO		
X X	Movimiento de la torre (Km)	5,000.00
X X	Trabajo de la torre (horas)	32,340.00
X X	Supervisión y Transporte	5,162.50
X X	Químicos	2,000.00
X X	Unidad de Wire Line	2,237.87
X X	Supervisión e instalación	3,000.00
X X	Servicio de Spooler	2,553.54
X X	Vaccum	1,500.00
Subtotal		53,793.91
Contingencias		+ - 30%
TOTAL		69,932.08
COSTOS CEMENTACION FORZADA		
X X	SQUEEZE	26,000.00
COSTOS DE ANALISIS DE CEMENTACION		
X X	CBL	28,000.00
RE-PUNZONAMIENTO		
X X	Cañones	42,000.00
TRATAMIENTO ACIDO		
X X	Tratamiento acido	12,000.00
INVERSION TOTAL		977,932.08

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

5.4 INGRESOS DEL PROYECTO.

Los ingresos por mes se obtienen multiplicado el valor del barril de petróleo por ejemplo 50 U.S. dólar de acuerdo a las condiciones actuales del mercado, por el número de barriles de petróleo producido por cada mes. Como en el primer mes empieza la implementación del proyecto, no se tiene producción en el mismo, por lo tanto, los resultados de la implementación empezara a principios del segundo mes.

Para el cálculo de la producción por mes durante el tiempo de evaluación económica se considera una declinación de producción anual efectiva, que representa el comportamiento de producción del yacimiento U Inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari para cada uno de los pozos candidatos (Valor obtenido de la curva de declinación de la arena mediante el Software Oil Field Manager TM).

5.5 EGRESOS DEL PROYECTO.

Los egresos mensuales constituyen la suma de los costos de implementación de la tecnología. Es necesario comprender que los pozos de este proyecto, pueden necesitar de intervenciones dentro del periodo de evaluación económica y costos de reacondicionamiento inesperados que no se incluyen en el proyecto.

El monto total de inversión asciende a 977,932 [US\$], para 24 meses que durará el período de evaluación económica del proyecto.

5.6 CONSIDERACIONES DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.

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

- Se estima una tasa de actualización anual igual al 12%, siendo la tasa de actualización mensual del 1% (Valor sugerido por el Departamento de Ingeniería de Petróleo, PetroProducción – Quito).
- No intervienen los impuestos fiscales por lo que no se considera la depreciación contable de los equipos.
- El costo operativo para el tiempo de vida del proyecto es de 9.27 US\$/Barril; de los cuales el costo de fluido tratado es de 0.70 US\$/Barril divididos en 0.616 US\$/Barril para tratamiento y reinyección de agua y 0.084 US\$/barril por producción de petróleo.
- El precio del crudo puede subir o bajar, dependiendo de las condiciones de oferta y demanda del mercado internacional.
- Se prevé realizar la implementación de la presente tecnología en un periodo tiempo de 24 meses periodo de garantía en instalación de equipos BES.
- El precio de barril de petróleo se estableció en 50 US\$/Barril. (Valor referencial del presupuesto del estado del año 2009).
- Se estiman contingencias del +/-30 %.

5.7 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO.

El análisis se realiza en base a los criterios anteriormente mencionados. Tomando en consideración los escenarios Optimo (P90), Estándar (P50) y Pésimo (P10) para los dos pozos candidatos. A continuación en las tablas (5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7) se detalla el análisis económico en donde se obtienen valores de VAN, TIR y RCB para cada pozos seleccionados.

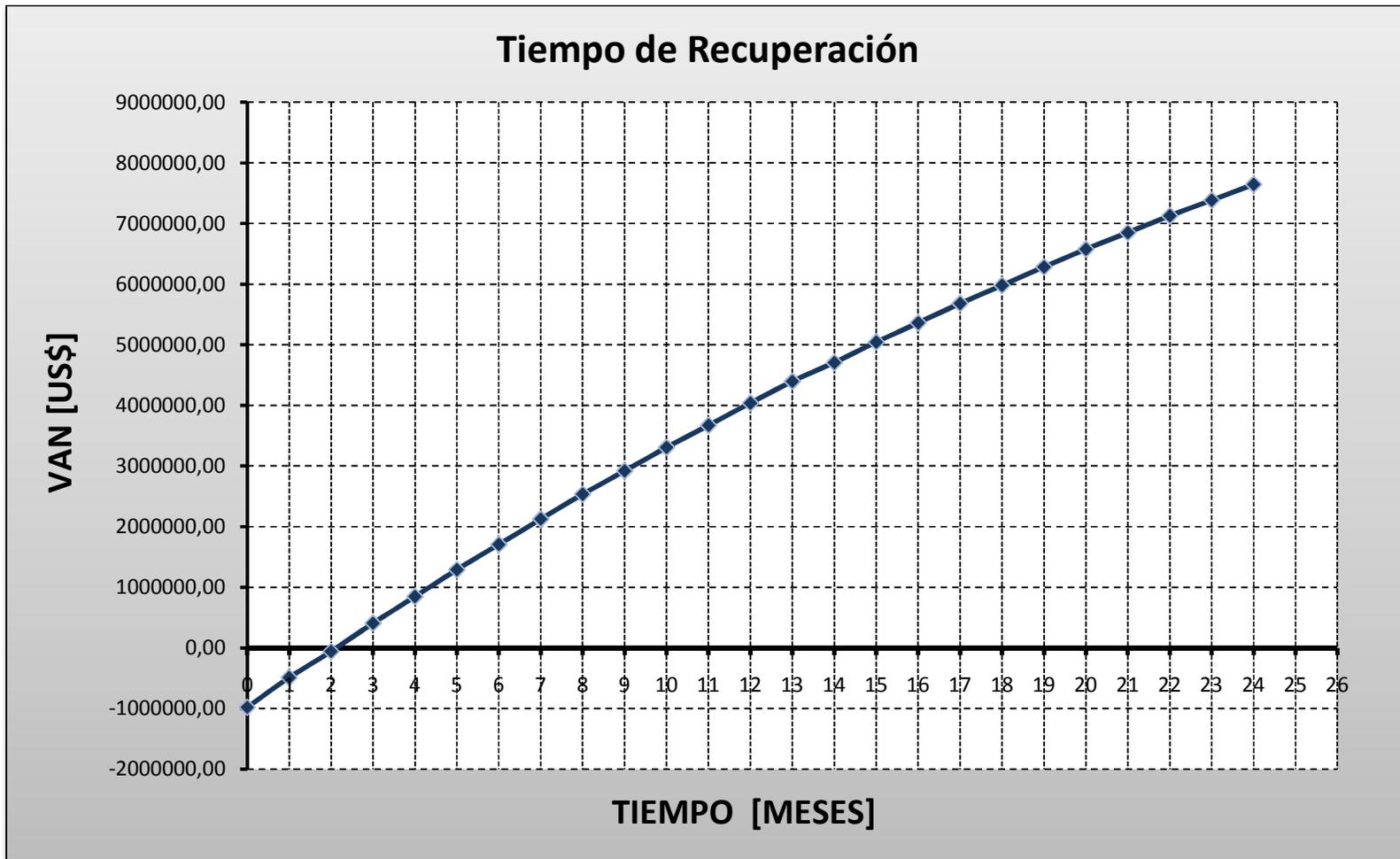
Además al graficar el V.A.N. en contra del tiempo de implementación estimado veinte y cuatro meses (24), en las graficas se evidencia el tiempo al cual se recupera la inversión para cada escenario los cuales se presenta en las graficas (5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6) respectivamente.

TABLA 5.2 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO CUY-21 ESCENARIO P90

Mes	Producción Mensual de Petróleo [BN]	Producción Mensual Acumulada de Petróleo [BN]	Producción Mensual de Agua [BN]	Producción Mensual Acumulada de Agua [BN]	Ingreso de Producción Mensual [US\$]	Ingreso de Producción Acumulada [US\$]	Costo Operativo Mensual de Petróleo [US\$]	Costo Operativo Mensual de Agua [US\$]	Costo Operativo Mensual Total [US\$]	Inversión y Costo Operativo Acumulados [US\$]	FLUJO DE CAJA [US\$]	VAN 1% MENSUAL
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-977932.08	-977932.08
1	12065.90	12065.90	11472.60	11472.60	603295.00	603295.00	110837.36	7067.12	117904.48	1095836.56	-492541.56	-487664.91
2	10839.40	22905.30	12812.20	24284.80	541970.00	1145265.00	99570.73	7892.32	107463.04	1203299.61	-58034.61	-56891.09
3	11936.10	22775.50	12510.40	25322.60	596805.00	1138775.00	109645.01	7706.41	117351.42	1320651.03	421418.97	409025.10
4	11487.30	23423.40	13043.80	25554.20	574365.00	1171170.00	105522.34	8034.98	113557.32	1434208.35	882226.65	847802.47
5	11804.10	23291.40	12736.60	25780.40	590205.00	1164570.00	108432.46	7845.75	116278.21	1550486.55	1356153.45	1290333.47
6	11359.70	23163.80	13279.40	26016.00	567985.00	1158190.00	104350.20	8180.11	112530.31	1663016.87	1811608.13	1706616.81
7	11673.20	23032.90	13400.80	26680.20	583660.00	1151645.00	107230.02	8254.89	115484.91	1778501.78	2279783.22	2126394.97
8	11608.30	23281.50	13085.20	26486.00	580415.00	1164075.00	106633.84	8060.48	114694.33	1893196.10	2745503.90	2535426.79
9	11171.60	22779.90	13643.00	26728.20	558580.00	1138995.00	102622.32	8404.09	111026.41	2004222.51	3193057.49	2919539.63
10	11479.60	22651.20	13321.60	26964.60	573980.00	1132560.00	105451.61	8206.11	113657.71	2117880.22	3653379.78	3307357.06
11	11047.30	22526.90	13889.60	27211.20	552365.00	1126345.00	101480.50	8555.99	110036.49	2227916.71	4095708.29	3671080.48
12	11352.00	22399.30	14016.60	27906.20	567600.00	1119965.00	104279.47	8634.23	112913.70	2340830.41	4550394.59	4038244.15
13	11288.20	22640.20	12770.20	26786.80	564410.00	1132010.00	103693.41	7866.44	111559.85	2452390.26	5003244.74	4396164.03
14	10140.90	21429.10	14261.40	27031.60	507045.00	1071455.00	93154.31	8785.02	101939.33	2554329.59	5408350.41	4705064.59
15	11167.20	21308.10	13925.60	28187.00	558360.00	1065405.00	102581.90	8578.17	111160.07	2665489.66	5855550.34	5043675.21
16	10747.00	21914.20	14519.20	28444.80	537350.00	1095710.00	98721.94	8943.83	107665.77	2773155.43	6285234.58	5360181.68
17	11044.00	21791.00	14177.20	28696.40	552200.00	1089550.00	101450.18	8733.16	110183.34	2883338.76	6727251.24	5680339.50
18	10628.20	21672.20	14781.40	28958.60	531410.00	1083610.00	97630.65	9105.34	106735.99	2990074.75	7151925.25	5979133.34
19	10921.90	21550.10	14916.60	29698.00	546095.00	1077505.00	100328.57	9188.63	109517.20	3099591.95	7588503.05	6281306.87
20	10860.30	21782.20	14565.20	29481.80	543015.00	1089110.00	99762.72	8972.16	108734.88	3208326.83	8022783.17	6575027.58
21	10451.10	21311.40	15186.20	29751.40	522555.00	1065570.00	96003.80	9354.70	105358.50	3313685.33	8439979.67	6848454.12
22	10739.30	21190.40	14828.40	30014.60	536965.00	1059520.00	98651.21	9134.29	107785.50	3421470.84	8869159.16	7125448.83
23	10335.60	21074.90	15460.60	30289.00	516780.00	1053745.00	94942.82	9523.73	104466.55	3525937.39	9281472.61	7382871.18
24	10620.50	20956.10	15602.00	31062.60	531025.00	1047805.00	97559.91	9610.83	107170.75	3633108.13	9705326.87	7643586.70

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

GRÁFICA 5.1 RECUPERACIÓN DE VALORES V.A.N. VS. TIEMPO POZO CUY-21 ESCENARIO P90



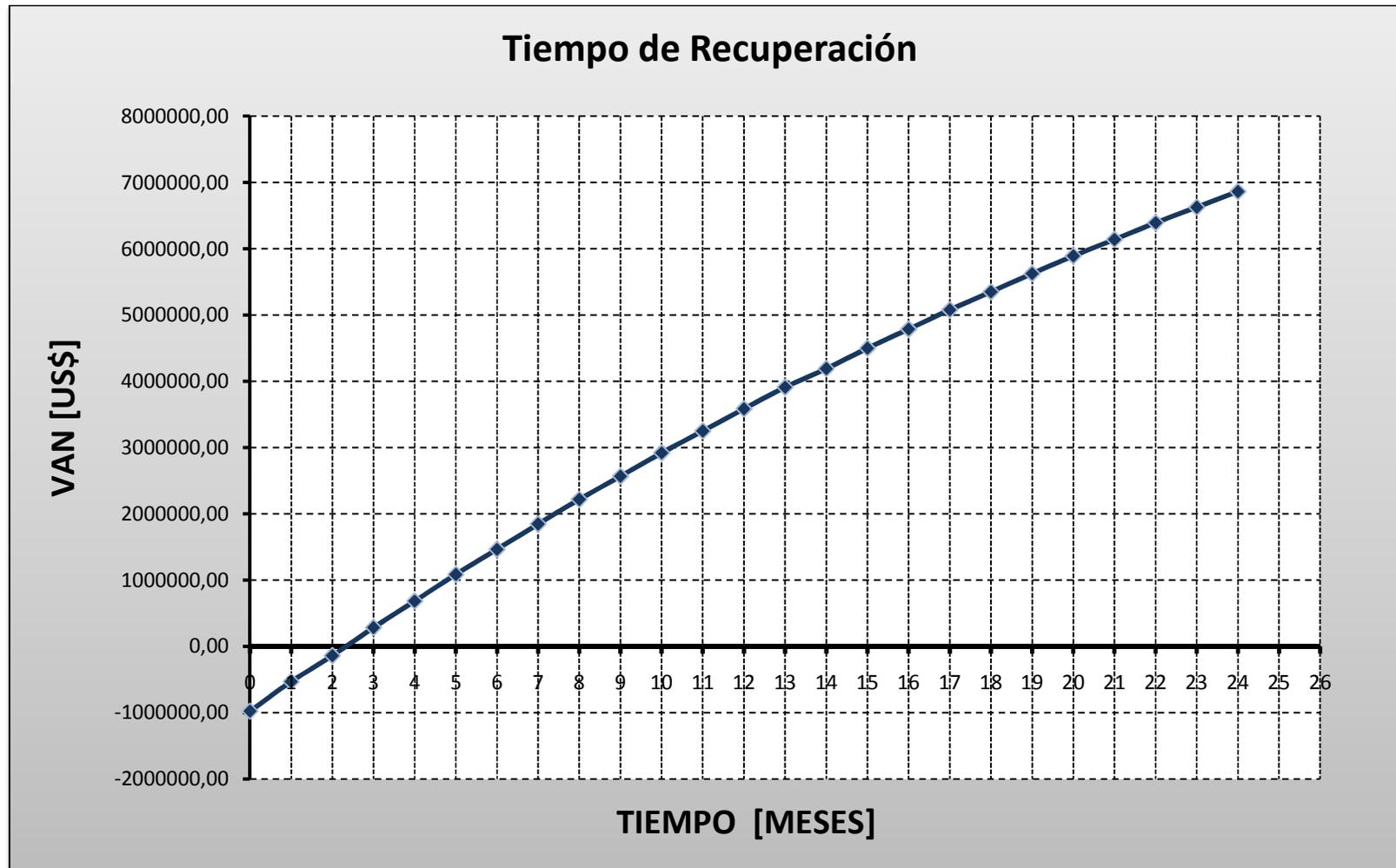
Elaboración: José Luis Freire Núñez.

TABLA 5.3 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO CUY-21 ESCENARIO P50

Mes	Producción Mensual de Petróleo [BN]	Producción Mensual Acumulada de Petróleo [BN]	Producción Mensual de Agua [BN]	Producción Mensual Acumulada de Agua [BN]	Ingreso de Producción Mensual [US\$]	Ingreso de Producción Acumulada [US\$]	Costo Operativo Mensual de Petróleo [US\$]	Costo Operativo Mensual de Agua [US\$]	Costo Operativo Mensual Total [US\$]	Inversión y Costo Operativo Acumulados [US\$]	FLUJO DE CAJA [US\$]	VAN 1% MENSUAL
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-977932.08	-977932.08
1	10969.00	10969.00	11472.60	11472.60	548450.00	548450.00	100761.23	7067.12	107828.36	1085760.44	-537310.44	-531990.53
2	9854.00	20823.00	12812.20	24284.80	492700.00	1041150.00	90518.84	7892.32	98411.16	1184171.60	-143021.60	-140203.51
3	10851.00	20705.00	12510.40	25322.60	542550.00	1035250.00	99677.29	7706.41	107383.69	1291555.29	292144.71	283552.78
4	10443.00	21294.00	13043.80	25554.20	522150.00	1064700.00	95929.40	8034.98	103964.38	1395519.67	710330.33	682613.49
5	10731.00	21174.00	12736.60	25780.40	536550.00	1058700.00	98574.97	7845.75	106420.71	1501940.38	1140459.62	1085108.20
6	10327.00	21058.00	13279.40	26016.00	516350.00	1052900.00	94863.82	8180.11	103043.93	1604984.31	1553765.69	1463717.56
7	10612.00	20939.00	13400.80	26680.20	530600.00	1046950.00	97481.83	8254.89	105736.72	1710721.04	1978628.96	1845502.96
8	10553.00	21165.00	13085.20	26486.00	527650.00	1058250.00	96939.86	8060.48	105000.34	1815721.38	2401278.62	2217540.52
9	10156.00	20709.00	13643.00	26728.20	507800.00	1035450.00	93293.02	8404.09	101697.10	1917418.48	2807381.52	2566900.72
10	10436.00	20592.00	13321.60	26964.60	521800.00	1029600.00	95865.10	8206.11	104071.20	2021489.68	3225110.32	2919650.30
11	10043.00	20479.00	13889.60	27211.20	502150.00	1023950.00	92255.00	8555.99	100810.99	2122300.68	3626449.32	3250472.54
12	10320.00	20363.00	14016.60	27906.20	516000.00	1018150.00	94799.52	8634.23	103433.75	2225734.42	4039015.58	3584421.25
13	10262.00	20582.00	12770.20	26786.80	513100.00	1029100.00	94266.73	7866.44	102133.18	2327867.60	4449982.40	3910033.10
14	9219.00	19481.00	14261.40	27031.60	460950.00	974050.00	84685.73	8785.02	93470.76	2421338.35	4817461.65	4191013.24
15	10152.00	19371.00	13925.60	28187.00	507600.00	968550.00	93256.27	8578.17	101834.44	2523172.80	5223227.21	4499024.01
16	9770.00	19922.00	14519.20	28444.80	488500.00	996100.00	89747.22	8943.83	98691.05	2621863.84	5613036.16	4786916.58
17	10040.00	19810.00	14177.20	28696.40	502000.00	990500.00	92227.44	8733.16	100960.60	2722824.44	6014075.56	5078150.01
18	9662.00	19702.00	14781.40	28958.60	483100.00	985100.00	88755.13	9105.34	97860.47	2820684.91	6399315.09	5349938.21
19	9929.00	19591.00	14916.60	29698.00	496450.00	979550.00	91207.79	9188.63	100396.42	2921081.33	6795368.67	5624797.88
20	9873.00	19802.00	14565.20	29481.80	493650.00	990100.00	90693.38	8972.16	99665.54	3020746.87	7189353.13	5891994.60
21	9501.00	19374.00	15186.20	29751.40	475050.00	968700.00	87276.19	9354.70	96630.89	3117377.76	7567772.24	6140718.71
22	9763.00	19264.00	14828.40	30014.60	488150.00	963200.00	89682.92	9134.29	98817.21	3216194.97	7957105.03	6392708.00
23	9396.00	19159.00	15460.60	30289.00	469800.00	957950.00	86311.66	9523.73	95835.39	3312030.36	8331069.64	6626880.94
24	9655.00	19051.00	15602.00	31062.60	482750.00	952550.00	88690.83	9610.83	98301.66	3410332.02	8715517.98	6864046.75

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

GRÁFICA 5.2 RECUPERACIÓN DE VALORES V.A.N. VS. TIEMPO POZO CUY-21 ESCENARIO P50



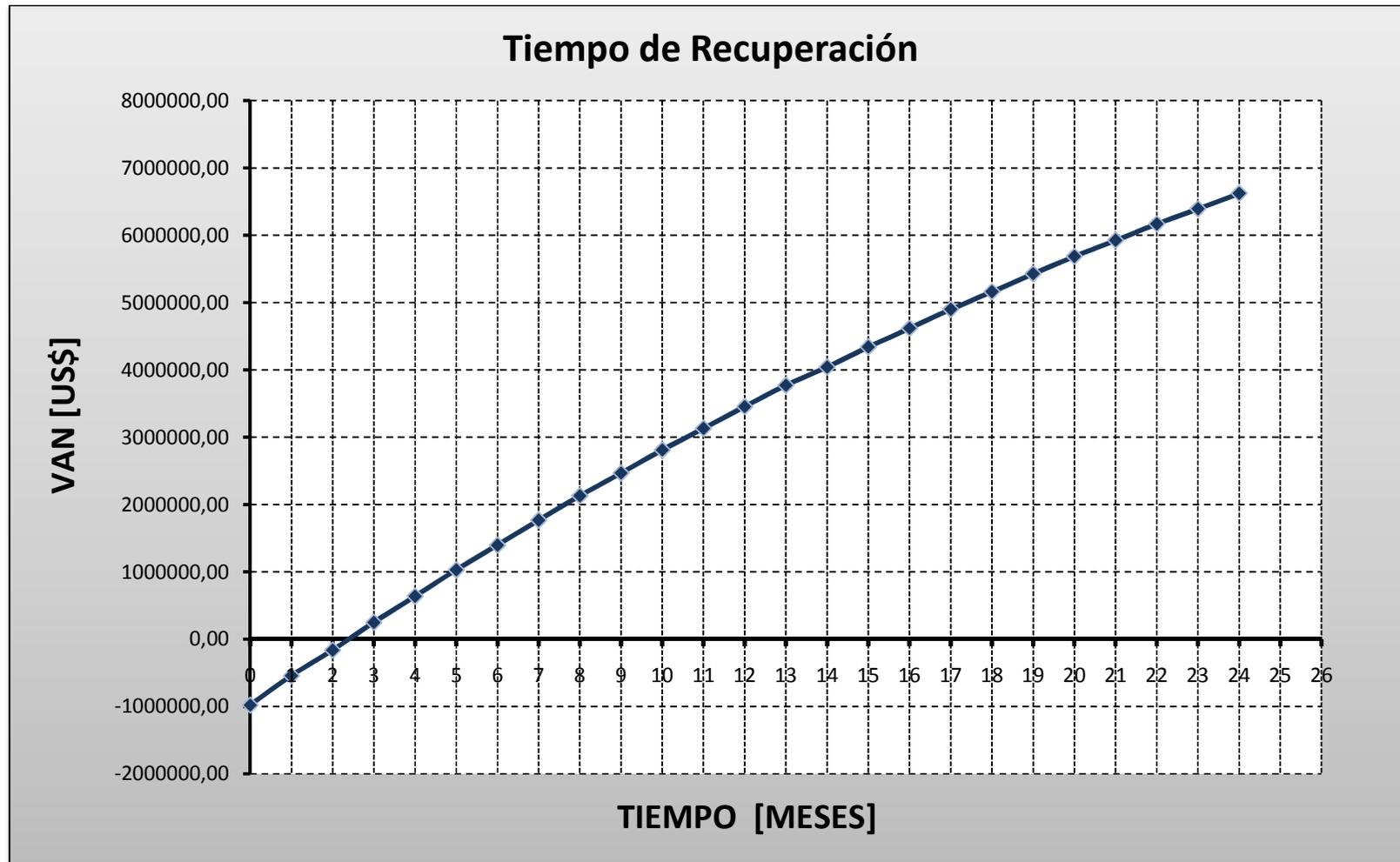
Elaboración: José Luis Freire Núñez.

TABLA 5.4 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO CUY-21 ESCENARIO P10

Mes	Producción Mensual de Petróleo [BN]	Producción Mensual Acumulada de Petróleo [BN]	Producción Mensual de Agua [BN]	Producción Mensual Acumulada de Agua [BN]	Ingreso de Producción Mensual [US\$]	Ingreso de Producción Acumulada [US\$]	Costo Operativo Mensual de Petróleo [US\$]	Costo Operativo Mensual de Agua [US\$]	Costo Operativo Mensual Total [US\$]	Inversión y Costo Operativo Acumulados [US\$]	FLUJO DE CAJA [US\$]	VAN 1% MENSUAL
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-977932.08	-977932.08
1	10969.00	10969.00	28681.50	28681.50	548450.00	548450.00	100761.23	17667.80	118429.04	1096361.12	-547911.12	-542486.26
2	9854.00	20823.00	32030.50	60712.00	492700.00	1041150.00	90518.84	19730.79	110249.63	1206610.75	-165460.75	-162200.52
3	10851.00	20705.00	31276.00	63306.50	542550.00	1035250.00	99677.29	19266.02	118943.30	1325554.06	258145.95	250553.91
4	10443.00	21294.00	32609.50	63885.50	522150.00	1064700.00	95929.40	20087.45	116016.85	1441570.91	664279.10	638359.15
5	10731.00	21174.00	31841.50	64451.00	536550.00	1058700.00	98574.97	19614.36	118189.33	1559760.24	1082639.77	1030094.59
6	10327.00	21058.00	33198.50	65040.00	516350.00	1052900.00	94863.82	20450.28	115314.10	1675074.33	1483675.67	1397689.59
7	10612.00	20939.00	33502.00	66700.50	530600.00	1046950.00	97481.83	20637.23	118119.06	1793193.40	1896156.60	1768579.50
8	10553.00	21165.00	32713.00	66215.00	527650.00	1058250.00	96939.86	20151.21	117091.07	1910284.46	2306715.54	2130213.10
9	10156.00	20709.00	34107.50	66820.50	507800.00	1035450.00	93293.02	21010.22	114303.24	2024587.70	2700212.30	2468911.64
10	10436.00	20592.00	33304.00	67411.50	521800.00	1029600.00	95865.10	20515.26	116380.36	2140968.06	3105631.94	2811488.08
11	10043.00	20479.00	34724.00	68028.00	502150.00	1023950.00	92255.00	21389.98	113644.98	2254613.04	3494136.96	3131877.83
12	10320.00	20363.00	35041.50	69765.50	516000.00	1018150.00	94799.52	21585.56	116385.08	2370998.13	3893751.88	3455507.08
13	10262.00	20582.00	31925.50	66967.00	513100.00	1029100.00	94266.73	19666.11	113932.84	2484930.97	4292919.04	3772027.40
14	9219.00	19481.00	35653.50	67579.00	460950.00	974050.00	84685.73	21962.56	106648.29	2591579.26	4647220.75	4042909.96
15	10152.00	19371.00	34814.00	70467.50	507600.00	968550.00	93256.27	21445.42	114701.70	2706280.95	5040119.05	4341303.90
16	9770.00	19922.00	36298.00	71112.00	488500.00	996100.00	89747.22	22359.57	112106.79	2818387.74	5416512.26	4619316.82
17	10040.00	19810.00	35443.00	71741.00	502000.00	990500.00	92227.44	21832.89	114060.33	2932448.07	5804451.93	4901148.54
18	9662.00	19702.00	36953.50	72396.50	483100.00	985100.00	88755.13	22763.36	111518.49	3043966.56	6176033.45	5163270.89
19	9929.00	19591.00	37291.50	74245.00	496450.00	979550.00	91207.79	22971.56	114179.36	3158145.91	6558304.09	5428570.07
20	9873.00	19802.00	36413.00	73704.50	493650.00	990100.00	90693.38	22430.41	113123.79	3271269.70	6938830.30	5686680.00
21	9501.00	19374.00	37965.50	74378.50	475050.00	968700.00	87276.19	23386.75	110662.93	3381932.63	7303217.37	5926050.90
22	9763.00	19264.00	37071.00	75036.50	488150.00	963200.00	89682.92	22835.74	112518.65	3494451.29	7678848.71	6169157.93
23	9396.00	19159.00	38651.50	75722.50	469800.00	957950.00	86311.66	23809.32	110120.98	3604572.27	8038527.73	6394180.88
24	9655.00	19051.00	39005.00	77656.50	482750.00	952550.00	88690.83	24027.08	112717.91	3717290.18	8408559.82	6622296.90

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

GRÁFICA 5.3 RECUPERACIÓN DE VALORES V.A.N. VS. TIEMPO POZO CUY-21 ESCENARIO P10



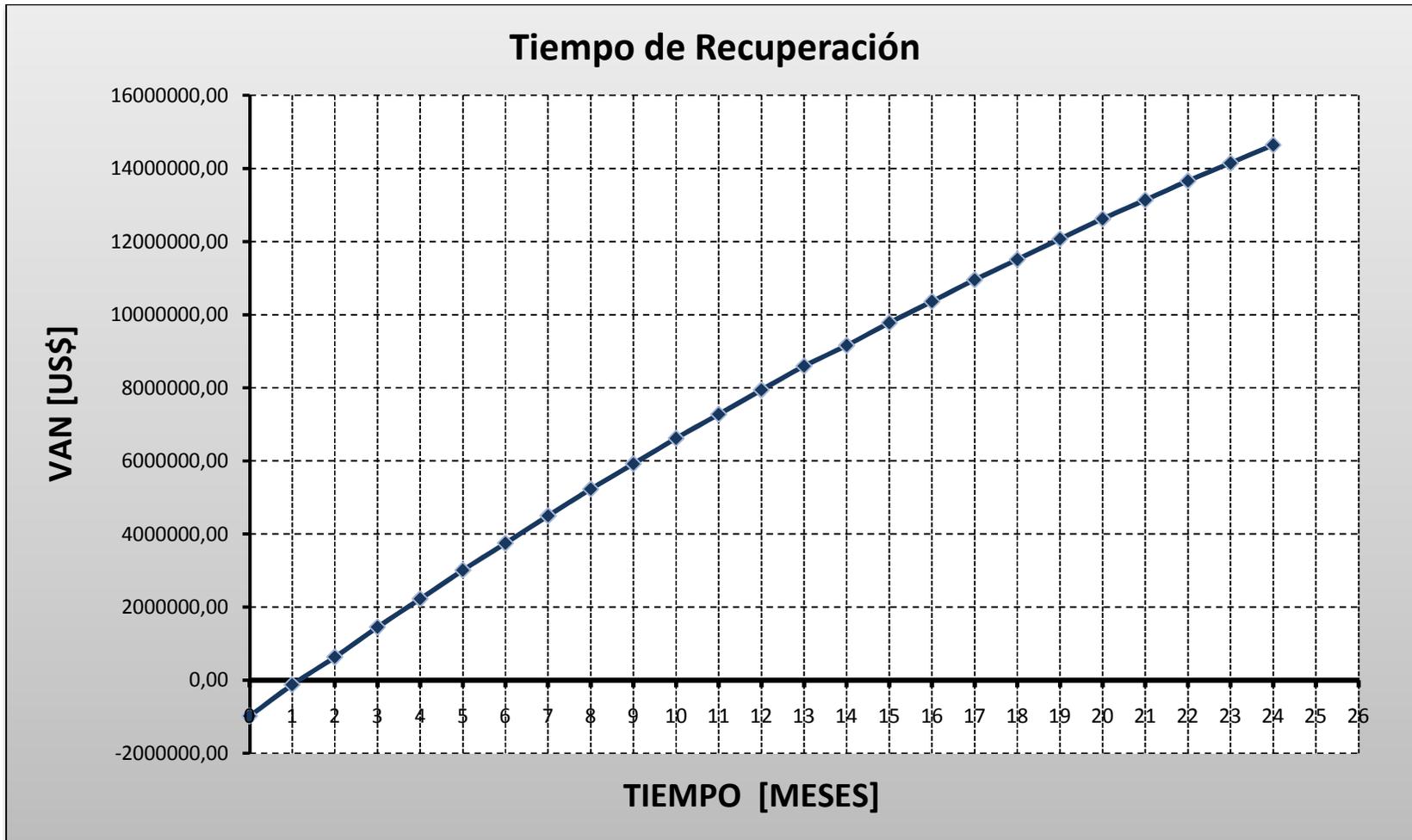
Elaboración: José Luis Freire Núñez.

TABLA 5.5 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO CUY-23 ESCENARIO P90

Mes	Producción Mensual de Petróleo [BN]	Producción Mensual Acumulada de Petróleo [BN]	Producción Mensual de Agua [BN]	Producción Mensual Acumulada de Agua [BN]	Ingreso de Producción Mensual [US\$]	Ingreso de Producción Acumulada [US\$]	Costo Operativo Mensual de Petróleo [US\$]	Costo Operativo Mensual de Agua [US\$]	Costo Operativo Mensual Total [US\$]	Inversión y Costo Operativo Acumulados [US\$]	FLUJO DE CAJA [US\$]	VAN 1% MENSUAL
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-977932.08	-977932.08
1	21292.70	21292.70	21747.60	21747.60	1064635.00	1064635.00	195594.74	13396.52	208991.26	1186923.35	-122288.35	-121077.57
2	19190.60	40483.30	24220.00	45967.60	959530.00	2024165.00	176284.85	14919.52	191204.37	1378127.72	646037.28	633307.79
3	21200.30	40390.90	23582.00	47802.00	1060015.00	2019545.00	194745.96	14526.51	209272.47	1587400.19	1496779.81	1452759.74
4	20471.00	41671.30	24517.00	48099.00	1023550.00	2083565.00	188046.61	15102.47	203149.08	1790549.26	2317180.74	2226765.14
5	21105.70	41576.70	23871.20	48388.20	1055285.00	2078835.00	193876.96	14704.66	208581.62	1999130.88	3163884.12	3010327.18
6	20378.60	41484.30	24817.60	48688.80	1018930.00	2074215.00	187197.82	15287.64	202485.46	2201616.34	3980328.66	3749649.64
7	21010.00	41388.60	24971.80	49789.40	1050500.00	2069430.00	192997.86	15382.63	208380.49	2409996.83	4822448.17	4497984.47
8	20962.70	41972.70	24314.00	49285.80	1048135.00	2098635.00	192563.36	14977.42	207540.79	2617537.62	5663042.38	5229724.63
9	20240.00	41202.70	25278.00	49592.00	1012000.00	2060135.00	185924.64	15571.25	201495.89	2819033.51	6473546.49	5919021.36
10	20868.10	41108.10	24612.20	49890.20	1043405.00	2055405.00	191694.37	15161.12	206855.48	3025888.99	7310096.01	6617734.56
11	20149.80	41017.90	25588.00	50200.20	1007490.00	2050895.00	185096.06	15762.21	200858.27	3226747.26	8116727.74	7275215.58
12	20773.50	40923.30	25747.00	51335.00	1038675.00	2046165.00	190825.37	15860.15	206685.52	3433432.78	8948717.22	7941532.16
13	20726.20	41499.70	23393.00	49140.00	1036310.00	2074985.00	190390.87	14410.09	204800.96	3638233.74	9780226.26	8593519.02
14	18680.20	39406.40	26052.40	49445.40	934010.00	1970320.00	171596.32	16048.28	187644.60	3825878.34	10526591.66	9157744.94
15	20636.00	39316.20	25366.20	51418.60	1031800.00	1965810.00	189562.30	15625.58	205187.88	4031066.22	11353203.78	9779076.12
16	19925.40	40561.40	26371.80	51738.00	996270.00	2028070.00	183034.72	16245.03	199279.75	4230345.97	12150194.03	10361943.81
17	20543.60	40469.00	25677.20	52049.00	1027180.00	2023450.00	188713.51	15817.16	204530.66	4434876.63	12972843.37	10953976.89
18	19836.30	40379.90	26695.20	52372.40	991815.00	2018995.00	182216.25	16444.24	198660.50	4633537.13	13765997.87	11508612.57
19	20451.20	40287.50	26861.20	53556.40	1022560.00	2014375.00	187864.72	16546.50	204411.22	4837948.35	14584146.65	12071880.31
20	20403.90	40855.10	26153.60	53014.80	1020195.00	2042755.00	187430.23	16110.62	203540.84	5041489.19	15400800.81	12621641.14
21	19702.10	40106.00	27190.60	53344.20	985105.00	2005300.00	180983.49	16749.41	197732.90	5239222.09	16188172.91	13135571.87
22	20312.60	40014.70	26474.40	53665.00	1015630.00	2000735.00	186591.54	16308.23	202899.77	5442121.87	17000903.13	13658461.08
23	19613.00	39925.60	27524.00	53998.40	980650.00	1996280.00	180165.02	16954.78	197119.80	5639241.67	17784433.33	14146481.46
24	20221.30	39834.30	27695.00	55219.00	1011065.00	1991715.00	185752.86	17060.12	202812.98	5842054.65	18592685.35	14642969.20

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

GRÁFICA 5.4 RECUPERACIÓN DE VALORES V.A.N. VS. TIEMPO POZO CUY-23 ESCENARIO P90



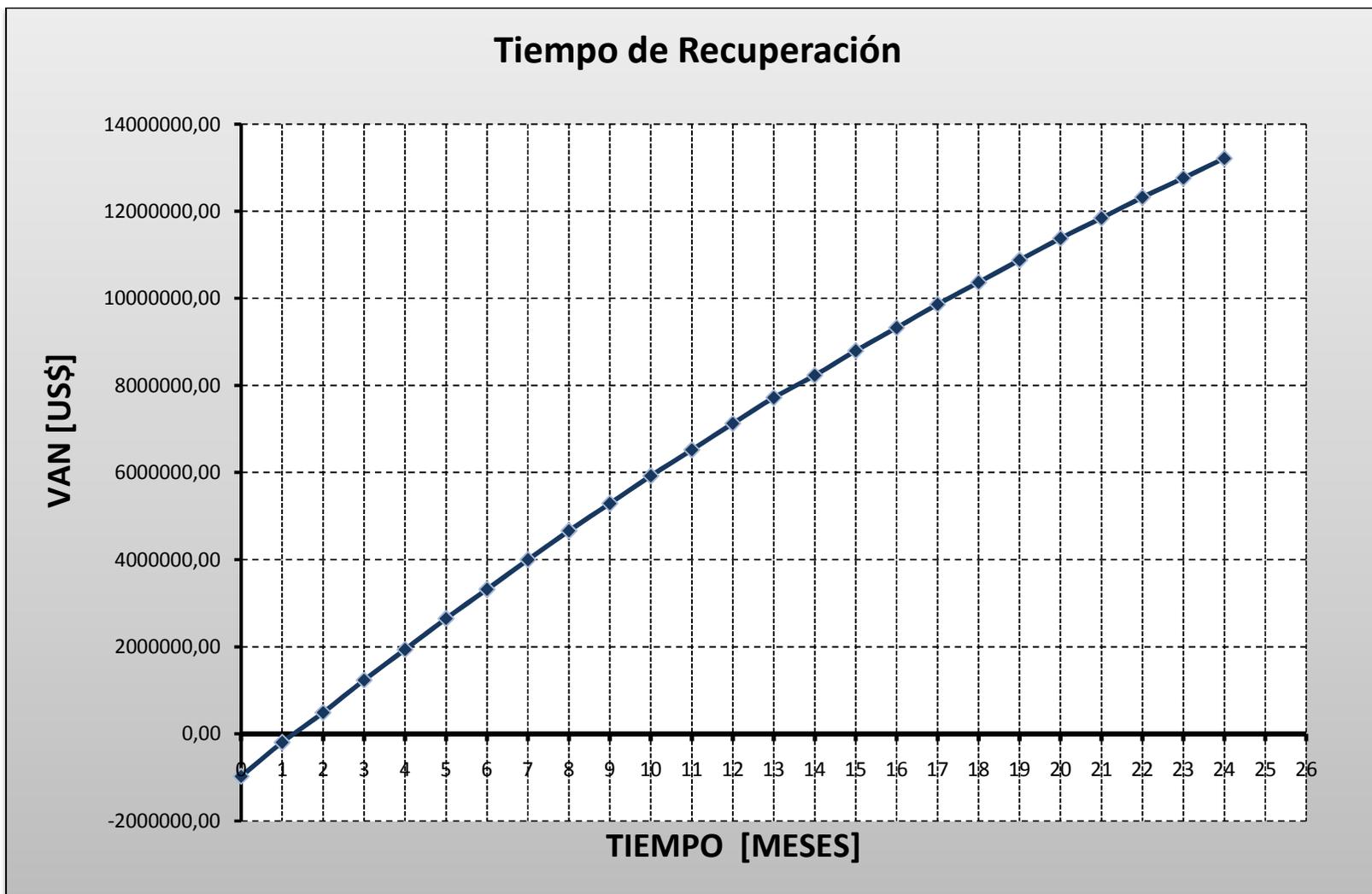
Elaboración: José Luis Freire Núñez.

TABLA 5.6 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO CUY-23 ESCENARIO P50

Mes	Producción Mensual de Petróleo [BN]	Producción Mensual Acumulada de Petróleo [BN]	Producción Mensual de Agua [BN]	Producción Mensual Acumulada de Agua [BN]	Ingreso de Producción Mensual [US\$]	Ingreso de Producción Acumulada [US\$]	Costo Operativo Mensual de Petróleo [US\$]	Costo Operativo Mensual de Agua [US\$]	Costo Operativo Mensual Total [US\$]	Inversión y Costo Operativo Acumulados [US\$]	FLUJO DE CAJA [US\$]	VAN 1% MENSUAL
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-977932.08	-977932.08
1	19357.00	19357.00	21747.60	21747.60	967850.00	967850.00	177813.40	13396.52	191209.92	1169142.01	-201292.01	-199299.02
2	17446.00	36803.00	24220.00	45967.60	872300.00	1840150.00	160258.96	14919.52	175178.48	1344320.48	495829.52	486059.72
3	19273.00	36719.00	23582.00	47802.00	963650.00	1835950.00	177041.78	14526.51	191568.29	1535888.77	1267911.23	1230622.15
4	18610.00	37883.00	24517.00	48099.00	930500.00	1894150.00	170951.46	15102.47	186053.93	1721942.70	2012357.30	1933835.81
5	19187.00	37797.00	23871.20	48388.20	959350.00	1889850.00	176251.78	14704.66	190956.44	1912899.15	2780750.85	2645789.02
6	18526.00	37713.00	24817.60	48688.80	926300.00	1885650.00	170179.84	15287.64	185467.48	2098366.62	3521583.38	3317490.84
7	19100.00	37626.00	24971.80	49789.40	955000.00	1881300.00	175452.60	15382.63	190835.23	2289201.85	4285748.15	3997394.68
8	19057.00	38157.00	24314.00	49285.80	952850.00	1907850.00	175057.60	14977.42	190035.03	2479236.88	5048563.12	4662263.34
9	18400.00	37457.00	25278.00	49592.00	920000.00	1872850.00	169022.40	15571.25	184593.65	2663830.53	5783969.47	5288513.63
10	18971.00	37371.00	24612.20	49890.20	948550.00	1868550.00	174267.61	15161.12	189428.72	2853259.25	6543090.75	5923374.70
11	18318.00	37289.00	25588.00	50200.20	915900.00	1864450.00	168269.15	15762.21	184031.36	3037290.60	7274959.40	6520718.65
12	18885.00	37203.00	25747.00	51335.00	944250.00	1860150.00	173477.61	15860.15	189337.76	3226628.37	8029871.63	7126103.36
13	18842.00	37727.00	23393.00	49140.00	942100.00	1886350.00	173082.61	14410.09	187492.70	3414121.07	8784478.93	7718593.09
14	16982.00	35824.00	26052.40	49445.40	849100.00	1791200.00	155996.65	16048.28	172044.93	3586166.00	9461534.00	8231184.22
15	18760.00	35742.00	25366.20	51418.60	938000.00	1787100.00	172329.36	15625.58	187954.94	3774120.94	10211579.07	8795738.26
16	18114.00	36874.00	26371.80	51738.00	905700.00	1843700.00	166395.20	16245.03	182640.23	3956761.17	10934638.83	9325292.49
17	18676.00	36790.00	25677.20	52049.00	933800.00	1839500.00	171557.74	15817.16	187374.89	4144136.06	11681063.94	9863227.42
18	18033.00	36709.00	26695.20	52372.40	901650.00	1835450.00	165651.14	16444.24	182095.38	4326231.44	12400618.56	10367131.82
19	18592.00	36625.00	26861.20	53556.40	929600.00	1831250.00	170786.11	16546.50	187332.61	4513564.05	13142885.95	10878891.30
20	18549.00	37141.00	26153.60	53014.80	927450.00	1857050.00	170391.11	16110.62	186501.73	4700065.78	13883834.22	11378419.56
21	17911.00	36460.00	27190.60	53344.20	895550.00	1823000.00	164530.45	16749.41	181279.86	4881345.64	14598104.36	11845342.28
22	18466.00	36377.00	26474.40	53665.00	923300.00	1818850.00	169628.68	16308.23	185936.91	5067282.55	15335467.46	12320456.38
23	17830.00	36296.00	27524.00	53998.40	891500.00	1814800.00	163786.38	16954.78	180741.16	5248023.71	16046226.29	12763838.94
24	18383.00	36213.00	27695.00	55219.00	919150.00	1810650.00	168866.24	17060.12	185926.36	5433950.07	16779449.93	13214926.40

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

GRÁFICA 5.5 RECUPERACIÓN DE VALORES V.A.N. VS. TIEMPO POZO CUY-23 ESCENARIO P50.



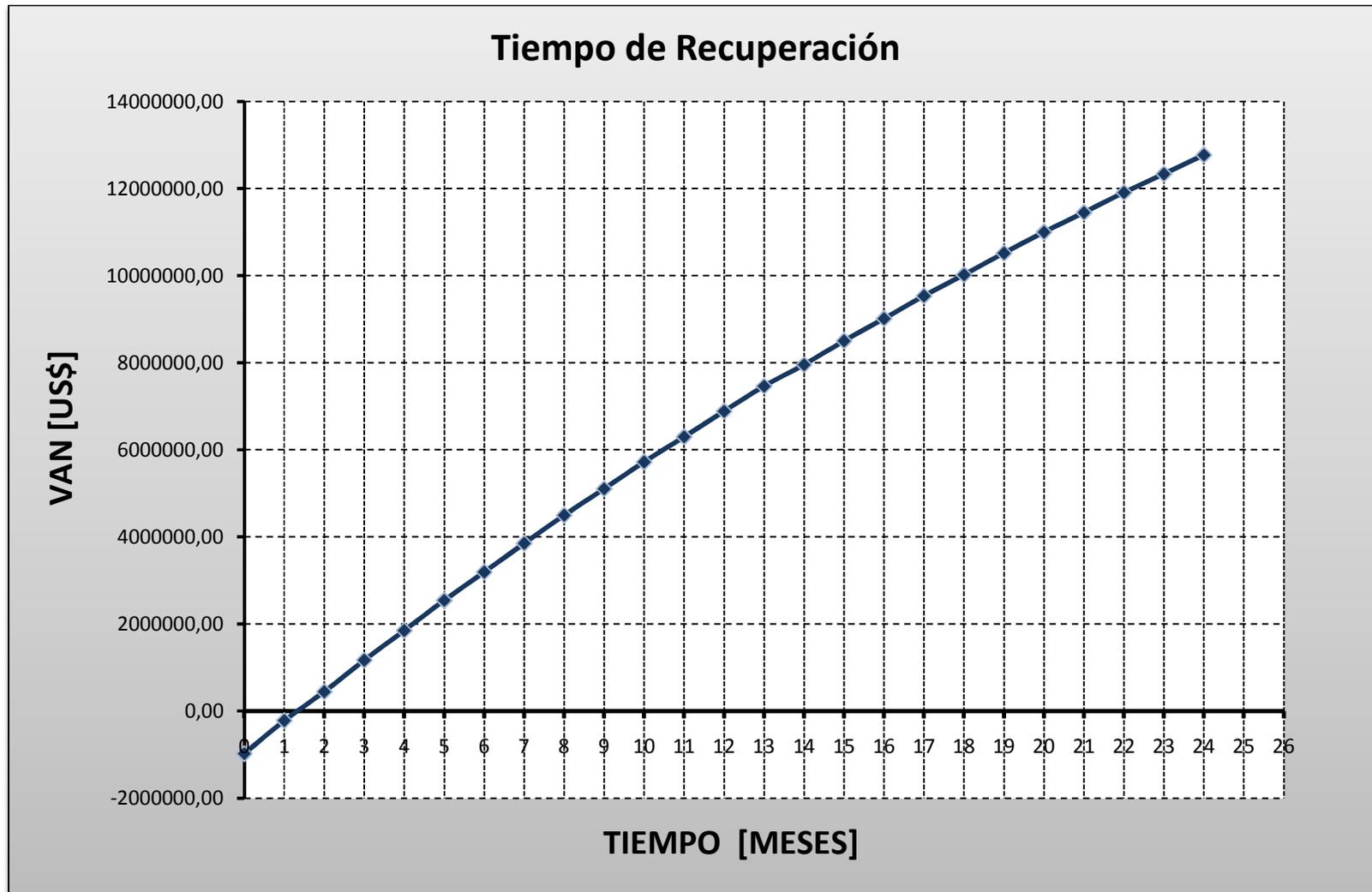
Elaboración: José Luis Freire Núñez.

TABLA 5.7 RESUMEN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO PARA EL POZO CUY-23 ESCENARIO P10

Mes	Producción Mensual de Petróleo [BN]	Producción Mensual Acumulada de Petróleo [BN]	Producción Mensual de Agua [BN]	Producción Mensual Acumulada de Agua [BN]	Ingreso de Producción Mensual [US\$]	Ingreso de Producción Acumulada [US\$]	Costo Operativo Mensual de Petróleo [US\$]	Costo Operativo Mensual de Agua [US\$]	Costo Operativo Mensual Total [US\$]	Inversión y Costo Operativo Acumulados [US\$]	FLUJO DE CAJA [US\$]	VAN 1% MENSUAL
0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-977932.08	-977932.08
1	19357.00	19357.00	54369.00	54369.00	967850.00	967850.00	177813.40	33491.30	211304.71	1189236.79	-221386.79	-219194.84
2	17446.00	36803.00	60550.00	114919.00	872300.00	1840150.00	160258.96	37298.80	197557.76	1386794.55	453355.46	444422.56
3	19273.00	36719.00	58955.00	119505.00	963650.00	1835950.00	177041.78	36316.28	213358.06	1600152.60	1203647.40	1168248.31
4	18610.00	37883.00	61292.50	120247.50	930500.00	1894150.00	170951.46	37756.18	208707.64	1808860.24	1925439.76	1850309.76
5	19187.00	37797.00	59678.00	120970.50	959350.00	1889850.00	176251.78	36761.65	213013.43	2021873.67	2671776.33	2542103.50
6	18526.00	37713.00	62044.00	121722.00	926300.00	1885650.00	170179.84	38219.10	208398.94	2230272.61	3389677.39	3193229.43
7	19100.00	37626.00	62429.50	124473.50	955000.00	1881300.00	175452.60	38456.57	213909.17	2444181.79	4130768.22	3852842.09
8	19057.00	38157.00	60785.00	123214.50	952850.00	1907850.00	175057.60	37443.56	212501.16	2656682.95	4871117.05	4498394.87
9	18400.00	37457.00	63195.00	123980.00	920000.00	1872850.00	169022.40	38928.12	207950.52	2864633.47	5583166.53	5104911.51
10	18971.00	37371.00	61530.50	124725.50	948550.00	1868550.00	174267.61	37902.79	212170.39	3076803.86	6319546.14	5721002.68
11	18318.00	37289.00	63970.00	125500.50	915900.00	1864450.00	168269.15	39405.52	207674.67	3284478.53	7027771.47	6299158.25
12	18885.00	37203.00	64367.50	128337.50	944250.00	1860150.00	173477.61	39650.38	213127.99	3497606.52	7758893.48	6885624.01
13	18842.00	37727.00	58482.50	122850.00	942100.00	1886350.00	173082.61	36025.22	209107.83	3706714.35	8491885.65	7461502.32
14	16982.00	35824.00	65131.00	123613.50	849100.00	1791200.00	155996.65	40120.70	196117.35	3902831.70	9144868.30	7955696.78
15	18760.00	35742.00	63415.50	128546.50	938000.00	1787100.00	172329.36	39063.95	211393.31	4114225.01	9871474.99	8502789.80
16	18114.00	36874.00	65929.50	129345.00	905700.00	1843700.00	166395.20	40612.57	207007.78	4321232.78	10570167.22	9014463.35
17	18676.00	36790.00	64193.00	130122.50	933800.00	1839500.00	171557.74	39542.89	211100.62	4532333.41	11292866.59	9535442.32
18	18033.00	36709.00	66738.00	130931.00	901650.00	1835450.00	165651.14	41110.61	206761.75	4739095.15	11987754.85	10021970.61
19	18592.00	36625.00	67153.00	133891.00	929600.00	1831250.00	170786.11	41366.25	212152.36	4951247.51	12705202.49	10516603.23
20	18549.00	37141.00	65384.00	132537.00	927450.00	1857050.00	170391.11	40276.54	210667.66	5161915.17	13421984.83	10999913.45
21	17911.00	36460.00	67976.50	133360.50	895550.00	1823000.00	164530.45	41873.52	206403.97	5368319.14	14111130.86	11450197.29
22	18466.00	36377.00	66186.00	134162.50	923300.00	1818850.00	169628.68	40770.58	210399.25	5578718.39	14824031.61	11909570.76
23	17830.00	36296.00	68810.00	134996.00	891500.00	1814800.00	163786.38	42386.96	206173.34	5784891.73	15509358.27	12336791.68
24	18383.00	36213.00	69237.50	138047.50	919150.00	1810650.00	168866.24	42650.30	211516.54	5996408.27	16216991.73	12771953.37

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

GRÁFICA 5.6 RECUPERACIÓN DE VALORES V.A.N. VS. TIEMPO POZO CUY-23 ESCENARIO P10



Elaboración: José Luis Freire Núñez.

5.8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.

Una vez obtenidos los valores y comparándolos (entre el VAN, TIR Y RCB) para determinar la factibilidad del proyecto se tiene:

5.8.1 RESULTADOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO CUY-21

TABLA 5.8 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL POZO CUY-21.

P 90	COSTO INVERSIÓN	977932
	VAN	94350586
	TIR	48
	RCB	3
P 50	COSTO INVERSIÓN	977932
	VAN	83605576
	TIR	43
	RCB	4
P 10	COSTO INVERSIÓN	977932
	VAN	80467570
	TIR	42
	RCB	4

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

En el escenario P 90 el tiempo de recuperación de la inversión se da a partir del segundo mes, con una tasa de retorno del 48%, se considera rentable a las condiciones calculadas.

En el escenario P 50 el tiempo de recuperación de la inversión se da a partir del segundo mes, con una tasa de retorno del 43%. Se considera rentable a las condiciones calculadas.

En el escenario P 10 el tiempo de recuperación de la inversión se da a partir del segundo mes, con una tasa de retorno del 42%, se considera rentable a las condiciones calculadas.

5.8.2 RESULTADOS ESCENARIOS ECONÓMICOS PARA EL POZO CUY-23.

TABLA 5.9 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL POZO CUY-23

P 90	COSTO INVERSIÓN	977932
	VAN	188086891
	TIR	85
	RCB	3
P 50	COSTO INVERSIÓN	977932
	VAN	168657977
	TIR	77
	RCB	3
P 10	COSTO INVERSIÓN	977932
	VAN	162840015
	TIR	75
	RCB	3

Elaboración: José Luis Freire Núñez.

En el escenario P 90 el tiempo de recuperación de la inversión se da a partir del primer mes, con una tasa de retorno del 85%, se considera rentable a las condiciones calculadas.

En el escenario P 50 el tiempo de recuperación de la inversión se da a partir del primer mes, con una tasa de retorno del 77%, se considera rentable a las condiciones calculadas.

En el escenario P 10 el tiempo de recuperación de la inversión se da a partir del primer mes, con una tasa de retorno del 75%, se considera rentable a las condiciones calculadas.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES.

- El Campo Cuyabeno-Sansahuari está inundado parcialmente de agua, produce con un corte de agua aproximado de 75,6% que va en aumento gradual.
- En base al análisis de presiones y la validación de los análisis PVT, se concluye que el yacimiento U inferior del Campo Cuyabeno-Sansahuari, es un Yacimiento Sub-Saturado ($P_r \gg P_b$), influenciado por un empuje hidráulico proveniente de un acuífero de fondo muy activo, el mecanismo primario de producción de fluidos es combinado, afectado principalmente por empuje hidráulico y expansión de roca y fluido.
- El ajuste de presiones a un mismo nivel de referencia (Datum), permitió afirmar la comunicación hidráulica de pozos del Campo Cuyabeno-Sansahuari, es así que cuando se perfora un pozo en el Campo el valor de presión del Yacimiento U inferior sigue la tendencia de declinación obtenido en este proyecto.
- El Factor de Recobro del Campo Cuyabeno-Sansahuari es de 32.0068%, calculado en base al mecanismo de producción primario, su POES volumétrico es de 200 MMBF, sus reservas recuperables son de 64.08 MMBF, cuenta con una producción acumulada de 35.20 MMBF, y con unas reservas remanentes de 28.88 MMBF.

- La tecnología DFPS es capaz de separar petróleo y agua de formación en el fondo del pozo; el agua es inyectada directamente en una zona receptora y el petróleo con un bajo corte de agua es producido a superficie.
- El sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo es un método innovador que combinado con tecnología de última generación controla el incremento de la producción de agua, considerándose en una metodología alternativa a los sistemas tradicionales.
- En el Campo Cuyabeno-Sansahuari, no ha sido posible reducir el corte de agua en el ciento por ciento (100%), ya que la producción de agua es inevitable conjuntamente con petróleo y gas; es decir, siempre está presente. Por ello es necesario retener la mayor cantidad de agua desde el pozo mismo, antes de llegar al límite económico logrando evitar su incremento, alcanzando de esta manera reducir los costos asociados a la producción y disposición de agua.
- El sistema de separación de fluidos en el fondo del pozo a diferencia de métodos tradicionales para el control de la producción de agua, no altera las condiciones del yacimiento ya que mantiene su espesor neto y no se realiza ningún tratamiento intrusivo en la formación productora.
- La separación de los fluidos al interior del hidrociclón no es 100% eficiente, varias partículas de petróleo (máx. 200 ppm) migran junto con la corriente de agua de formación a ser inyectada; al igual un porcentaje significativo de agua migra junto con la corriente de petróleo a superficie, sin embargo el hidrociclón separa rápidamente un gran porcentaje de petróleo presente en el fluido proveniente de la formación.
- El sistema DFPS maximiza las oportunidades de desarrollar el Campo Cuyabeno-Sansahuari, enfocado en el ahorro de costo efectivo que representa implementar tecnologías innovadoras, minimizando y descongestionando las facilidades de superficie, tornando el agua producida en una cómoda contribución al desarrollo sustentable de este Campo petrolero.
- De los varios pozos analizados fueron seleccionados los pozos Cuyabeno-21 y Cuyabeno-23, tomando en consideración que la factibilidad y fiabilidad de la implementación dependerá en gran parte de toma de las pruebas de separación y de inyectividad en los pozos seleccionados.

- El escenario óptimo en la implementación es la inyección superior tanto en el pozo Cuyabeno-21 y Cuyabeno-23, siendo el intervalo inyector el conglomerado Tiyuyacu, ya que admite el agua de formación en un gran porcentaje a bajas presiones de inyección.
- La presión con la que se va a inyectar el agua de formación, no debe exceder la presión de fractura de la zona receptora, garantizando el almacenamiento y confinamiento dentro de sus límites.
- Como el Campo Cuyabeno-Sansahuari está localizado cerca a la Reserva de Producción Faunística Cuyabeno, está continuamente en riesgo de contaminación por derrame de agua de formación en su medio-ambiente sensible.
- El avance tecnológico en el control de separación de fluidos en el fondo del pozo mediante la innovación del controlador de flujo y el monitoreo del proceso de separación en base a sensores localizados en fondo, garantizan la fiabilidad y eficiencia de operación del sistema.
- El análisis económico realizado muestra que en los pozos seleccionados una vez implementado el sistema DFPS, la recuperación de la inversión se realizara al mes y medio aproximadamente, visualizándose que para el peor de los escenarios (P10), la recuperación se facilitará en el segundo mes después de la implementación y en un mejor escenario, la recuperación de dará en el primer mes (P90).

6.2 RECOMENDACIONES.

- Un análisis de producción eficiente necesita para su valoración, datos de alta confiabilidad, (producción de petróleo, gas y agua), como también un amplio conocimiento del comportamiento de presión del yacimiento. Por tal razón es peyorativo contar con medidas de presión periódicas, a fin de establecer la declinación real del yacimiento en estudio.

- Es considerablemente necesario realizar las pruebas de separación y de inyektividad a los pozos candidatos previo a la instalación del sistema DFPS, para así garantizar un óptimo desempeño en las condiciones de trabajo.
- Implementar la separación de fluidos en el fondo del pozo, con el objetivo de reducir el corte de agua de los pozos seleccionados, permite ahorrar costos de producción, tratamiento y disposición de la misma en superficie y obtener un impacto ambiental positivo.
- Los pozos Cuyabeno-21 y Cuyabeno-23, de acuerdo a los resultados obtenidos en el estudio de las causas de producción de agua, presentan un alto corte de agua (85% y 86%, respectivamente) se hace imprescindible un estudio a detalle de las causas de la producción violenta de agua de formación.
- Previo a la implementación se recomienda correr un registro (USIT) que permita identificar estado actual del casing de los pozos.
- Iniciar un proceso de actualización, control y validación de información del Campo, con el fin de obtener una base de datos confiable, la que sirva de materia prima de futuros estudios de ingeniería.
- A fin de garantizar la implementación de la separación de fluidos en el fondo del pozo, los candidatos deben cumplir cada una de las condiciones de diseño.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

Blanco, E., y Davies, D., (2001). Technical & Economic Application Guidelines for Downhole Oil-Water Separation Technology. SPE 67182.

Bowers, R., Brownlee, P. y Schrenkel, J., (2000). Development of a Downhole Oil/Water Separation and Reinjection System for Offshore Application. SPE 63014.

Chris S., (2000). Downhole Separation as a Strategic Water and Environmental Management Tool. SPE 61186.

Culter, W., (1924). Estimation of Underground Oil Reserves by Well Production Curves, Bulletin, USBM 91.

Folkert, Brons, (1963). On the Use and Misuse of Production Decline Curves. API paper 801-39E.

Heinemann, E., (2003). Petroleum Recovery. Leoben, Text Book Series, January.

Matthews, C., Chachula, R., Peachey, y B., Solanki, S., (1996). Application of Downhole Oil/Water Separation Systems in the Alliance Field. SPE 35817.

Mohamed A., Khalid K., Taher, A., y Abdulrazag Z., (2003). Application of Downhole Oil-Water Separation: A Feasibility Study. SPE 80485.

Satter, A. y Ganesh, T., (1994). Intergrated Petroleum Reservoir Management A Team Approach. Tulsa Oklahoma, Penn Well Publishing Company.

Schetz, J y Allen, E. (1996). Handbook of Fluid Dynamics and Fluid Machinery, Vol. I, Canada, Wiley-Interscience Publication.

Schlumberger, Pushing out the oil with conformance control, Oilfield Review

Schlumberger, (2006).Curso BES Avanzado. Ecuador.

Shaw, C. y Fox, M. (1998).Economics of Downhole Oil-Water Separation: A Case History and Implications for the North Sea, SPE 50618.

Slider, H., (1983). World Wide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods. Tulsa Oklahoma. Penn Well Books.

Stuebinger, A. y Elphinstone M., (2000). Multipurpose Wells: Downhole Oil/Water Separation in the Future. SPE 65071.

Suárez, A. y Abou-Sayed, S. (1999). Feasibility of Downhole Oil/Water Separation and Reinjection in the GOM. SPE 57285.

Tubel, P. y Herbert, Roger P, (1998). Intelligent System for Monitoring and Control of Downhole Oil Water Separation Applications. SPE 49186.

Vega, C., (1983). Ingeniería Económica.

Veil, J. y Quinn, E., (2005.) Performance of Downhole Separation Technology and Its Relationship to Geologic Conditions. SPE 93920.

YLec Consultants. (1999). A new concept in liquid-liquid separation.

GLOSARIO DE TÉRMINOS MENCIONADOS.

°API = Grado API del petróleo
BAPD = Barriles de agua por día
BFPD = Barriles de fluido por día
BPPD = Barriles de petróleo por día
CUY = Cuyabeno
bbls = Barriles
BSW = Porcentaje de agua y sedimentos
DFPS= Downhole Fluid Processing Sistem
Fr = Factor de recobro
°F = Grados Fahrenheit
K= Permeabilidad
GOR = Relación Gas-Petróleo
ft = Pie
Mbbls = Miles de Barriles
MPCS = Miles de pies cúbicos estándar
mD = Milidarcys
Np = Producción de petróleo acumulada
Pc, Pwh = Presión fluyente de cabeza
PP = Pozo produciendo
PPF = Producción por flujo natural
PPH = Producción por bombeo hidráulico
PPS = Producción por bombeo eléctrico sumergible
PP = Pozo produciendo
PR = Pozo re inyector
Pr = Presión de reservorio
Pi = Presión inicial
ppm = Partes por millón
PSI = Libras fuerza/pulgadas²
Pwf = Presión de fondo fluyente

P_{ws} = Presión de fondo estática

RAP = Relación Agua-Petróleo

SSH = Sansahuari

β_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo

Φ = Porosidad

SQZ = Squeeze o cementación forzada

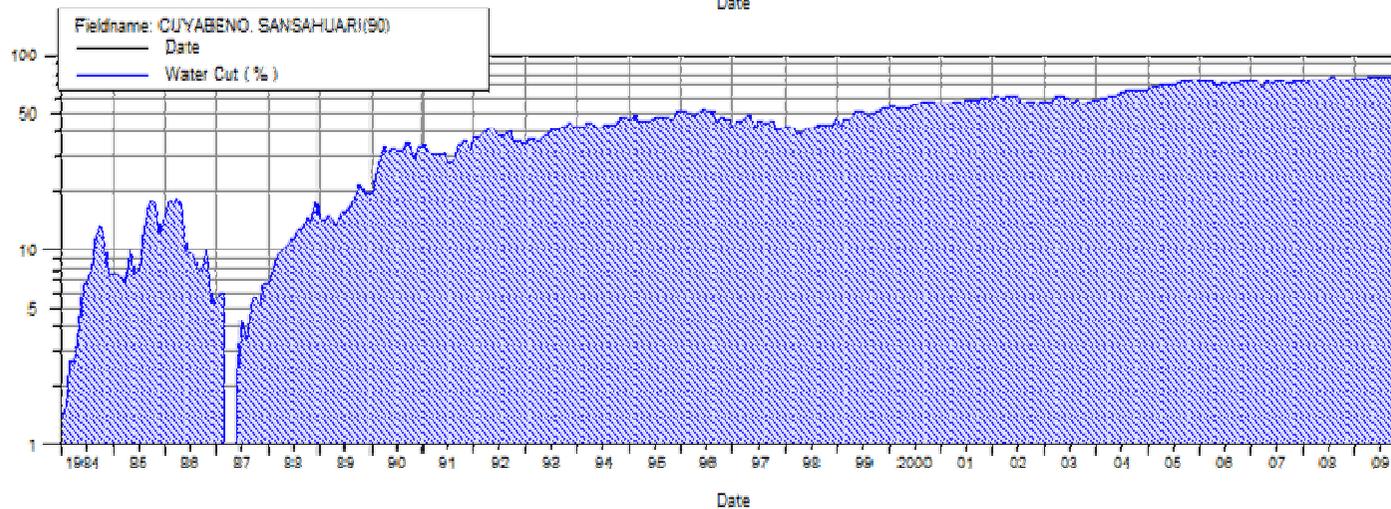
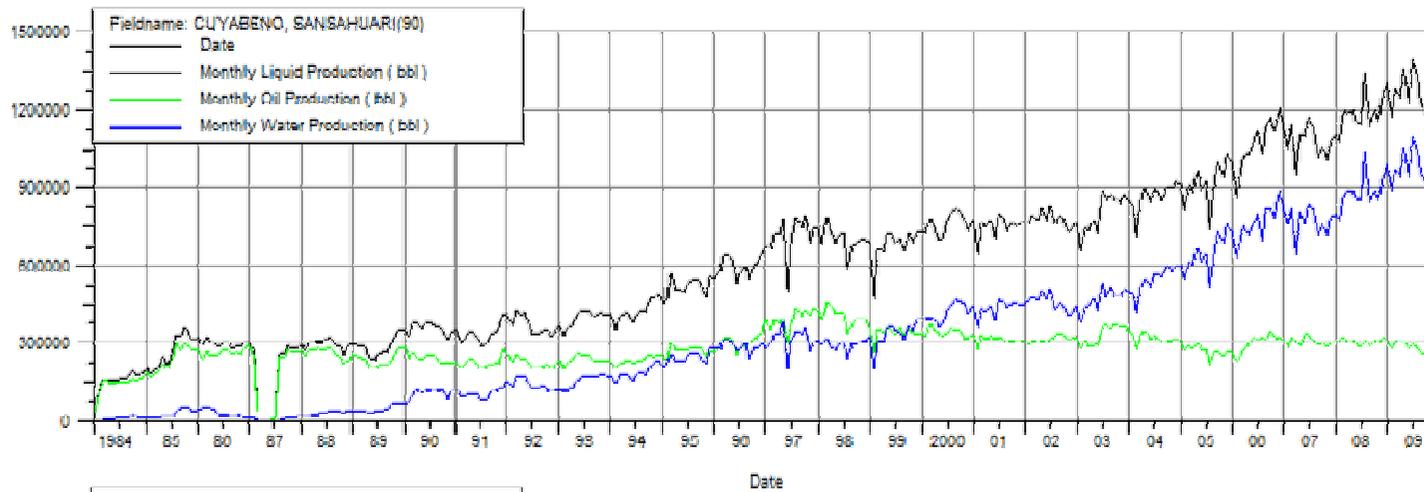
ANEXOS

ANEXO No 1

Normalización de análisis PVT		
Campo	Cuyabeno-Sansahuari	
Arena	U Inf	
DATOS VOLUMETRICOS		
Presión de Saturación @ 194 °F	570	Psi
Petróleo Saturado @ 570 psi	194	°F
GOR en Solución	155	ft ³ /BF
Factor Volumétrico	11,586	By/BF
Densidad	285.174	Lb/Bbl.
	0.8193	gr/cm ³
Volumen Especifico	0.019454	
Viscosidad	3.5	Cp.
Petróleo Residual		
Gravedad @ 60°F	24.5	°API
Densidad @ 194 °F	0.8616	gr/cm ³
Viscosidad @ 194 °F	5.8	Cp.

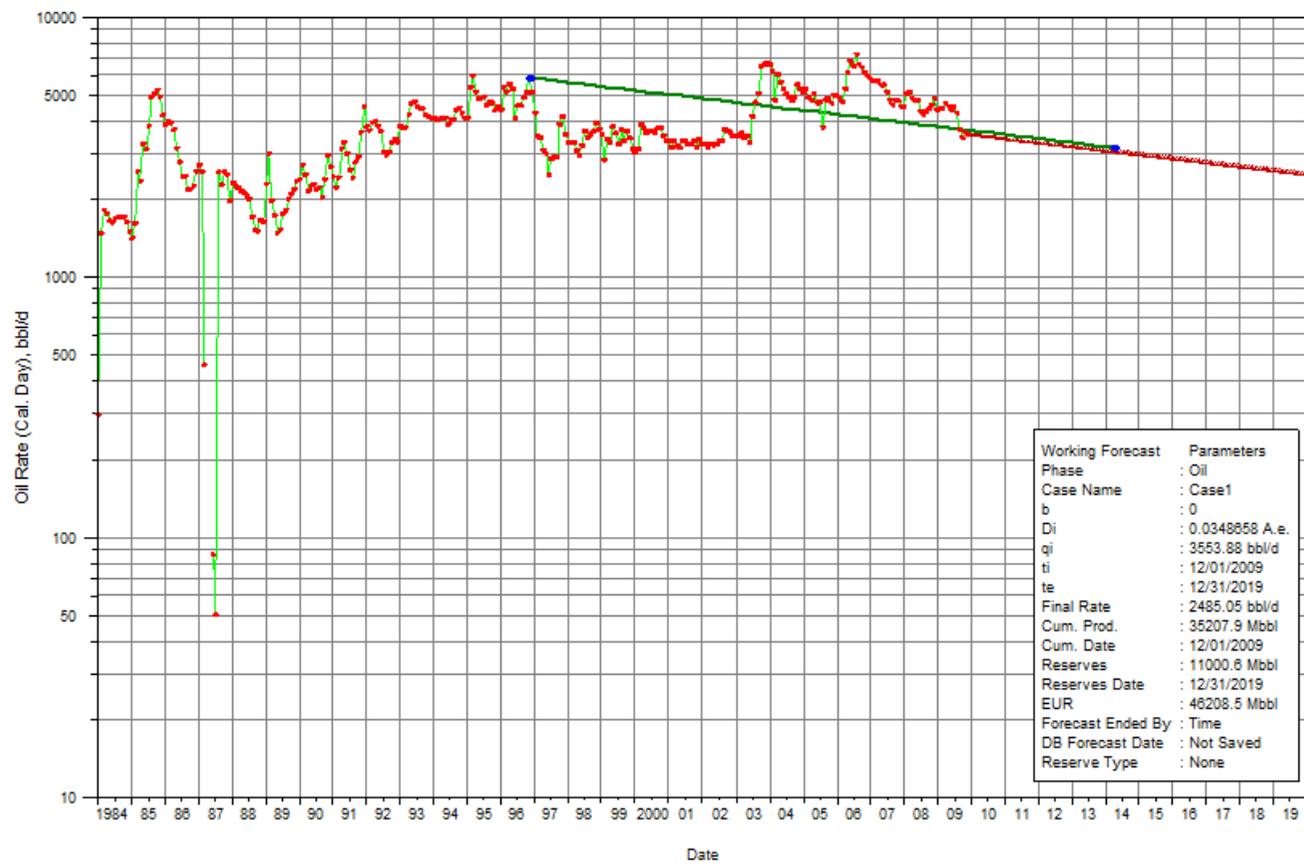
RELACIONES DE PRESION Y VOLUMEN			
PRESION	VOLUMEN RELATIVO	FVF DE PETROLEO	GOR EN SOLUCION
5000	0.9615	1.123	
4000	0.9684	1.13	
3243	0.9736	1.1358	
3000	0.9753	1.1377	
2000	0.9822	1.1455	
1000	0.9292	1.1541	
800	0.9905	1.156	
570	1	1.1586	155
500	1.0281	1.1583	144
400	1.0971	1.1563	127
300	1.2387	1.1525	112
200	1.5851	1.1466	95
100	2.8402	1.1386	79

Anexo 1.1 Análisis PVT del campo Cuyabeno-Sansahuari.

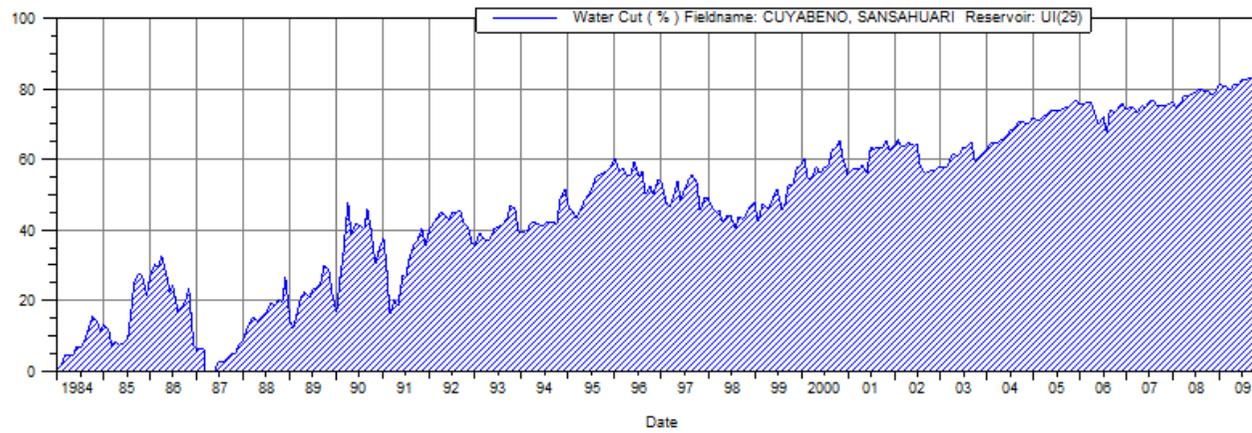
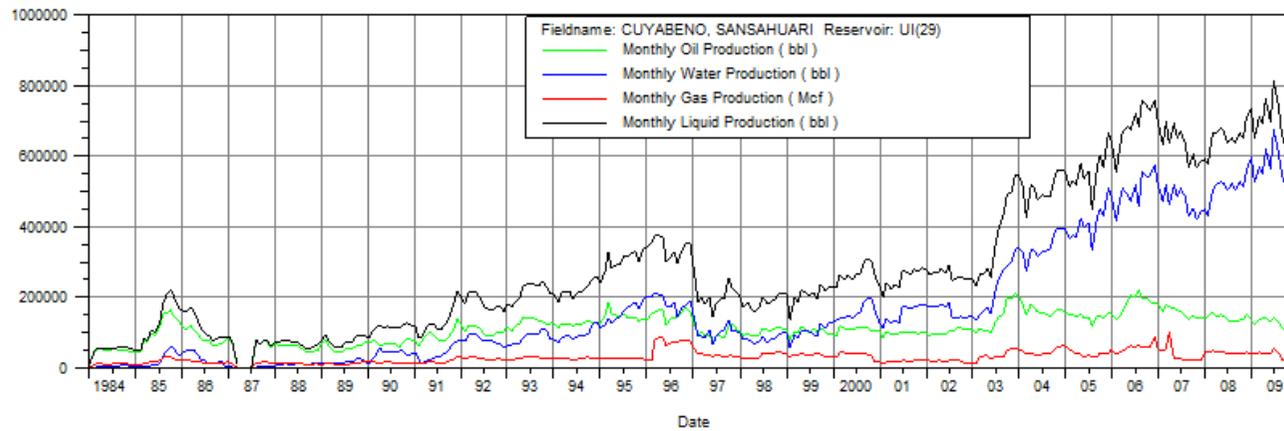


Anexo 1.2 Historial de producción del campo Cuyabeno-Sansahuari.

ANEXO No 2

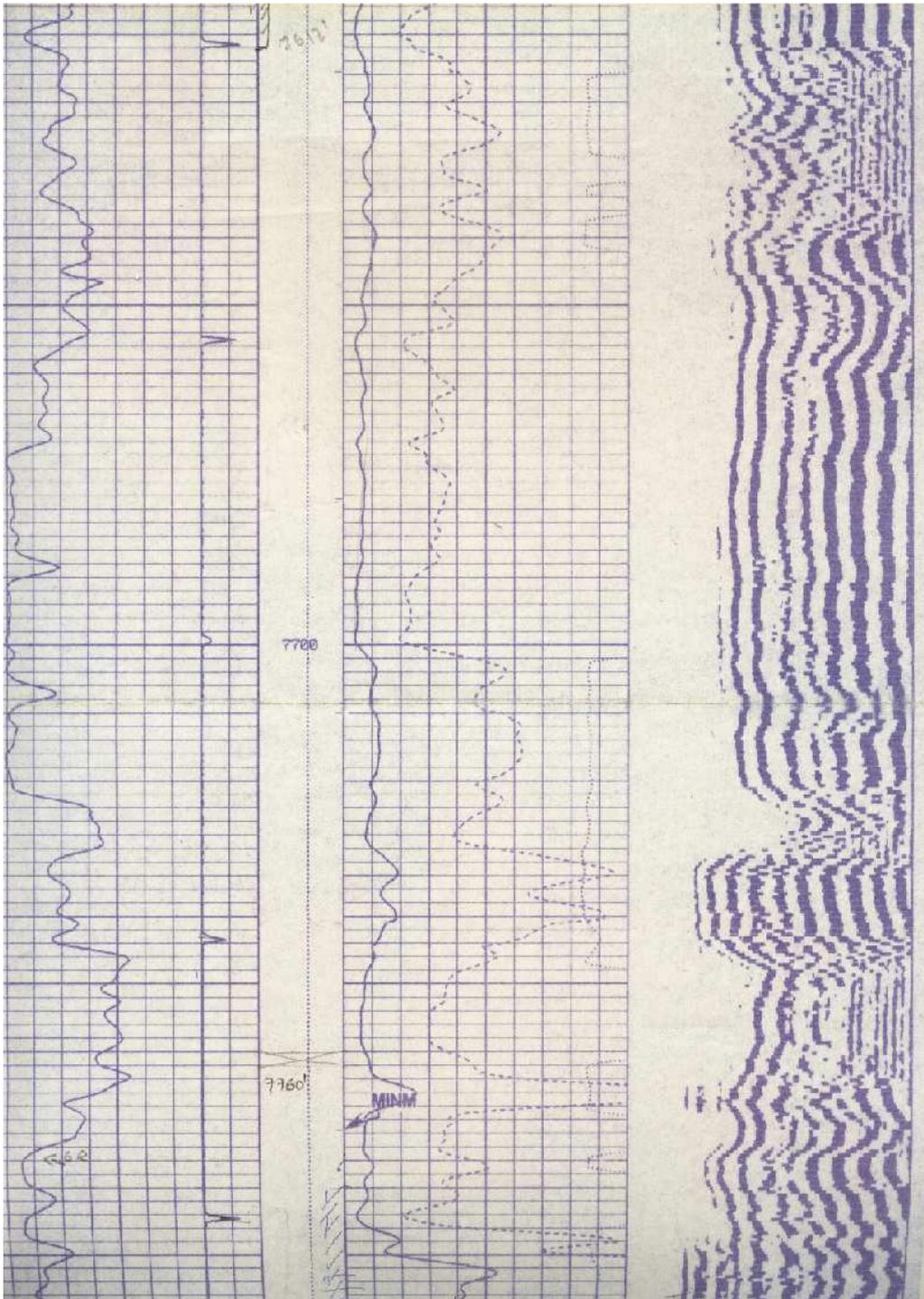


Anexo 2.1 Declinación de la producción del yacimiento U inferior.

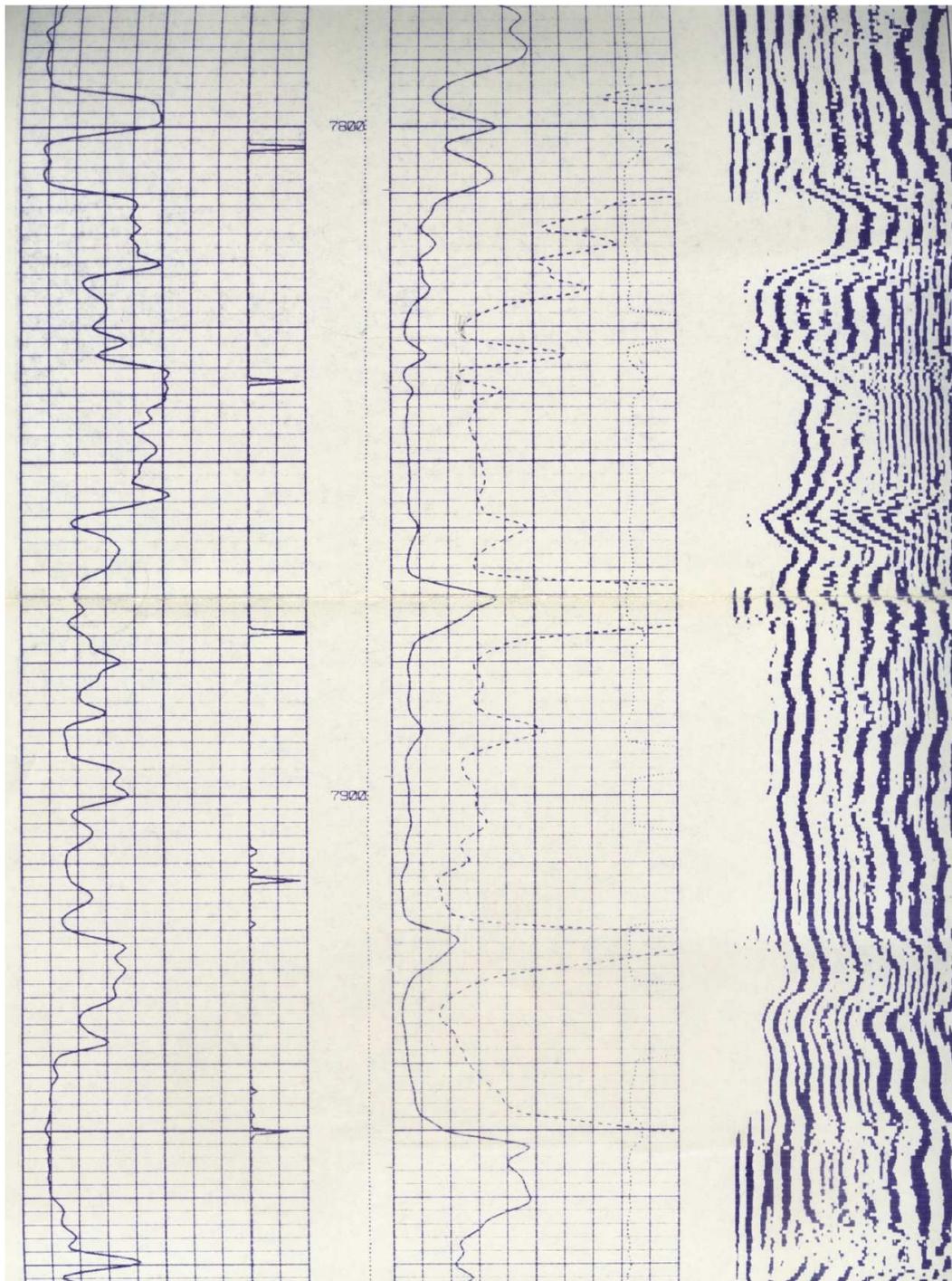


Anexo 2.2 Historial de producción del yacimiento U inferior.

ANEXO No 4



Anexo 4.1 Registro de cementación pozo cuyabeno-21, U inferior.



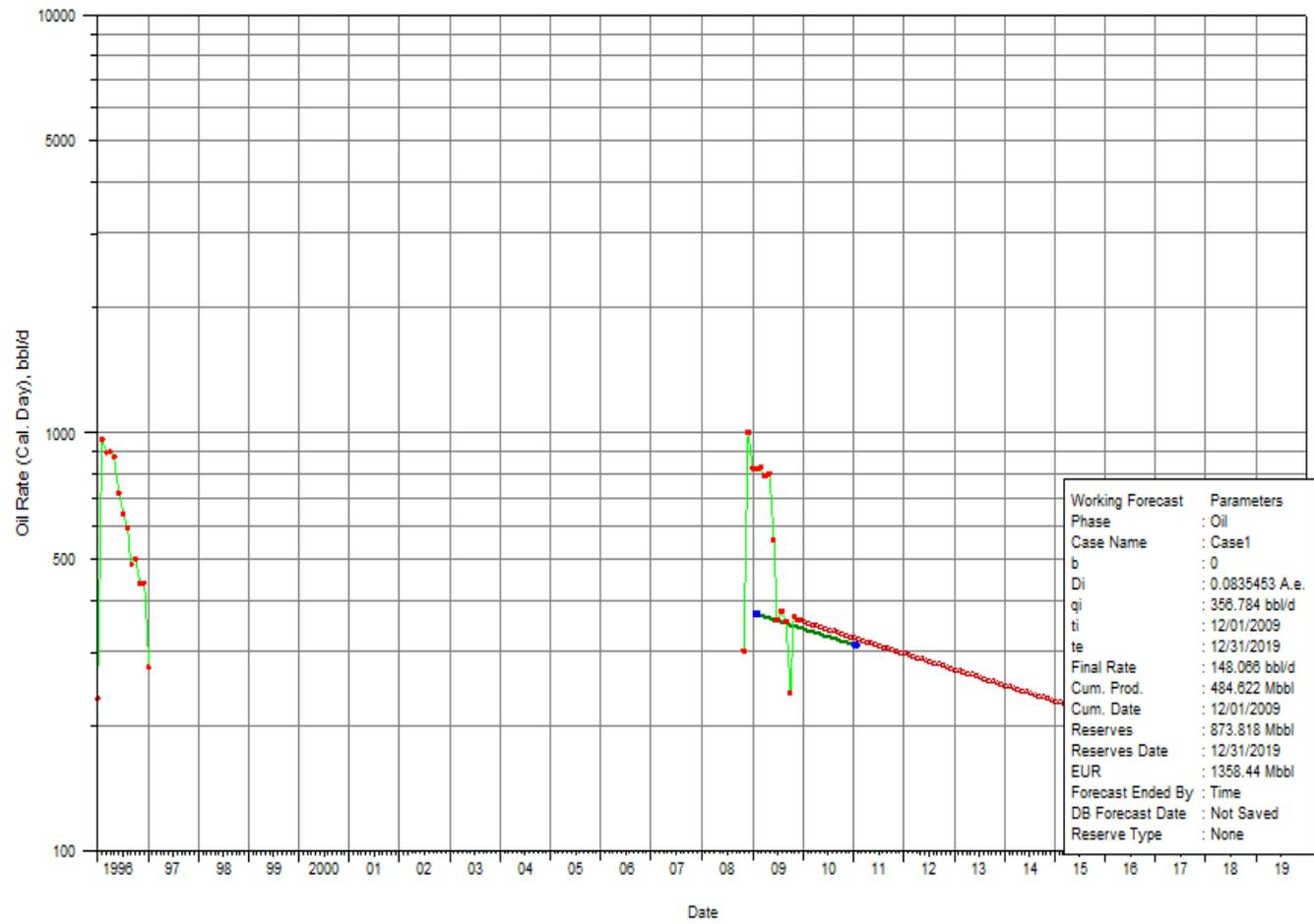
Anexo 4.2 Registro de cementación pozo cuyabeno-23

Campo	Pozo	Yacimiento
Cuyabeno	Cuy-05	"T"
PROPIEDADES		
Color	en unidades APHA	30,0
Turbidez	NTU	17,2
Alcalinidad	como ppm de CaCO ₃	
	P fenolfateina	0,0
	M total	2854,4
Bicarbonatos	como ppm de HCO ₃	1741,2
Carbonatos	como ppm de CO ₃	0,0
Hidróxidos	como ppm de OH	0,0
Anhídrido Carbónico disuelto	como ppm de CO ₂	334,4
Calcio	como ppm Ca	22,6
Cloruros	como ppm Cl	3017,0
Potasio	como ppm K	164,7
Cobre	como ppm Cu	0,0
Dureza Total	como ppm CaCO ₃	653,4
Dureza Cálcica	como ppm CaCO ₃	556,6
Hierro	como ppm Fe	0,0
Magnesio	como ppm Mg	23,2
Oxígeno	como ppm O ₂	0,0
Sílice	como ppm de SiO ₂	0,8
Sodio	como ppm de Na	1840,0
Sólidos:	Totales en ppm	9784,0
	Suspendidos en ppm	128,0
	Disueltos en ppm	9063,0
Temperatura	en grados C	25,2
Sulfatos	como ppm SO ₄	103,2
Sulfuros	como ppm H ₂ S libre	5,1
Conductividad	micromhos/cm	11880,0
Aceites y Grasas	ppm	272,0
Fenoles	en ppb	104,0
pH		7,6
pHs		6,3
Índice de Sthi y Davis		1,5
Índice de Ryznar		4,8

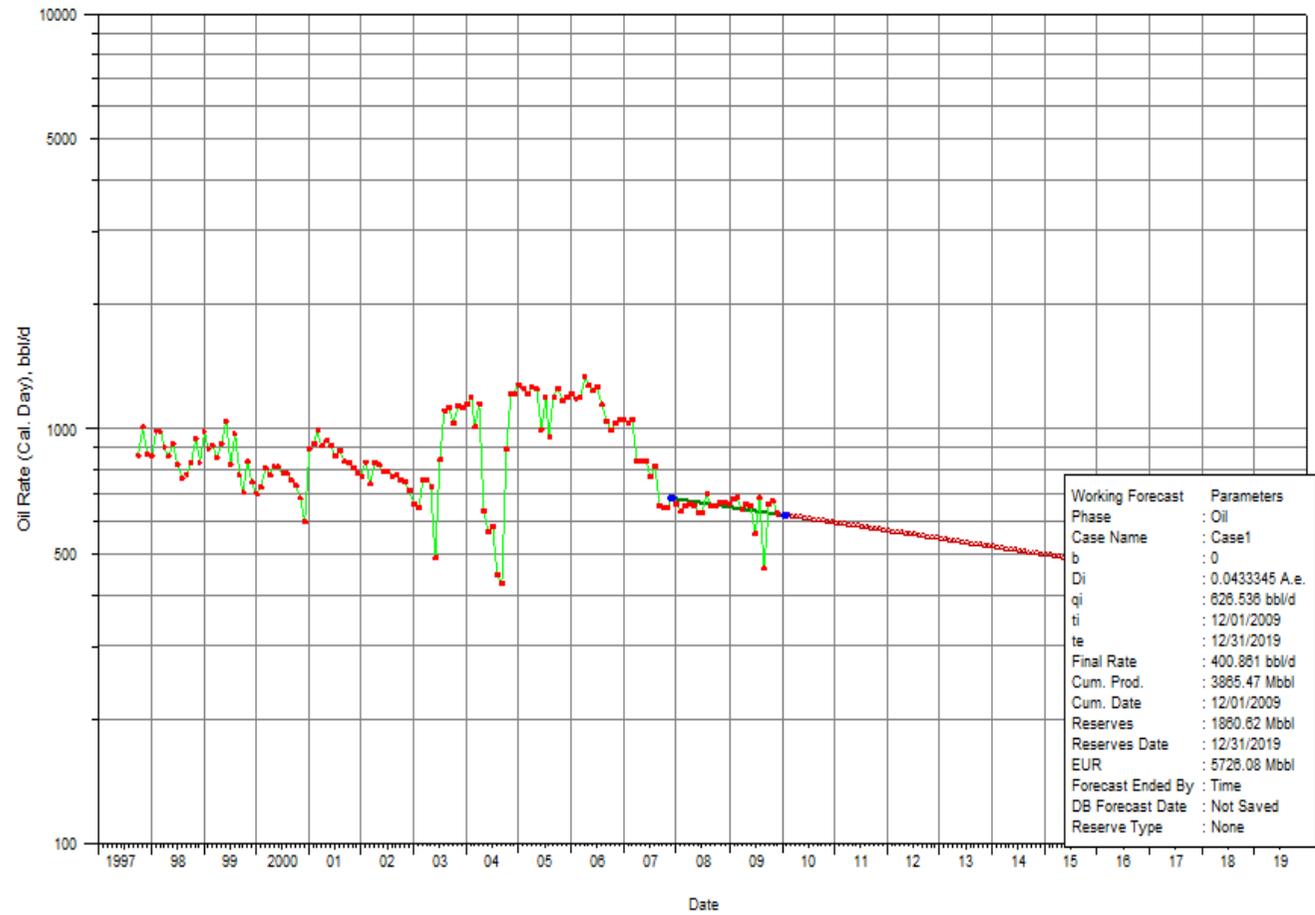
Anexo 4.3 Análisis físico químico de agua de formación del campo Cuyabeno yacimiento T.

Campo	Pozo	Yacimiento
Cuyabeno	Cuy-05	"U Inf"
PROPIEDADES		
Color	en unidades APHA	50,0
Turbidez	NTU	65,5
Alcalinidad	como ppm de CaCO ₃	
	P fenolfateina	0,0
	M total	1538,7
Bicarbonatos	como ppm de HCO ₃	938,6
Carbonatos	como ppm de CO ₃	0,0
Hidróxidos	como ppm de OH	0,0
Anhídrido Carbónico disuelto	como ppm de CO ₂	308,0
Calcio	como ppm Ca	816,2
Cloruros	como ppm Cl	6660,0
Potasio	como ppm K	208,7
Cobre	como ppm Cu	0,0
Dureza Total	como ppm CaCO ₃	2185,8
Dureza Cálctica	como ppm CaCO ₃	2040,6
Hierro	como ppm Fe	0,0
Magnesio	como ppm Mg	34,8
Oxígeno	como ppm O ₂	0,0
Sílice	como ppm de SiO ₂	0,8
Sodio	como ppm de Na	4020,0
Sólidos:	Totales en ppm	13395,0
	Suspendidos en ppm	366,0
	Disueltos en ppm	13135,0
Temperatura	en grados C	24,6
Sulfatos	como ppm SO ₄	143,7
Sulfuros	como ppm H ₂ S libre	7,69
Conductividad	micromhos/cm	17010,0
Aceites y Grasas	ppm	207,0
Fenoles	en ppb	109,0
pH		7,12
pHs		6,34
Índice de Sthi y Davis		0,78
Índice de Ryznar		5,56

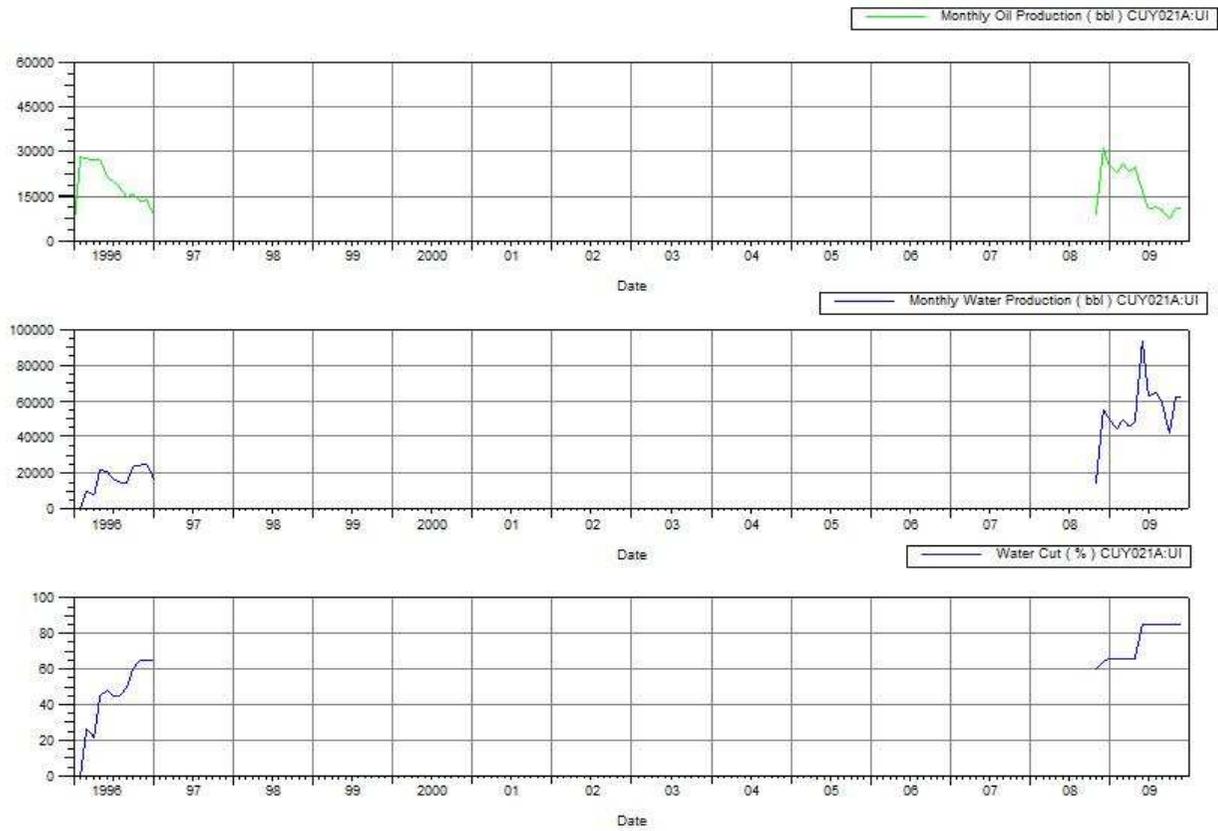
Anexo 4.4 Análisis físico químico de agua de formación del campo Cuyabeno yacimiento U inferior.



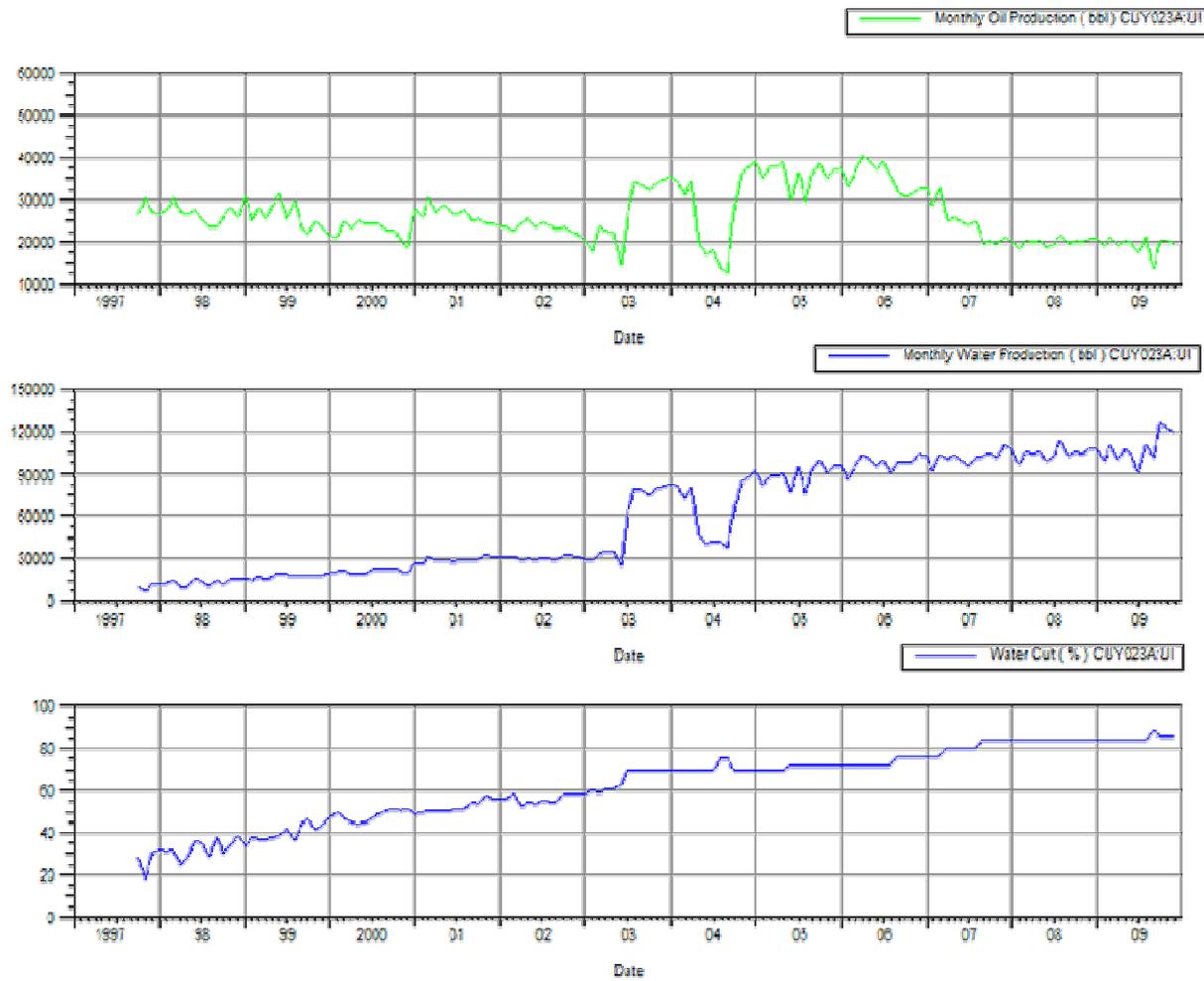
Anexo 4.5 Declinación exponencial del pozo cuyabeno-21



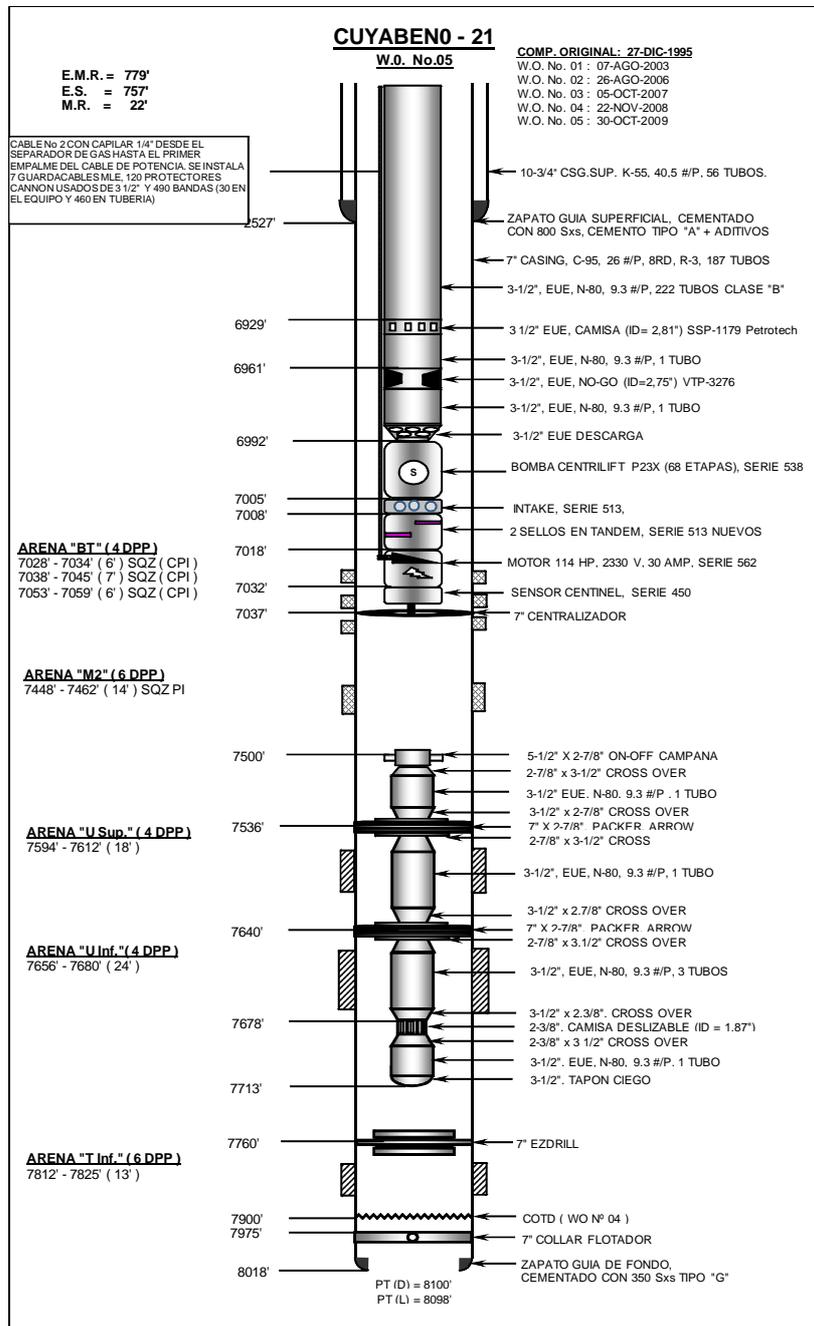
Anexo 4.6 Declinación exponencial del pozo cuyabeno-23



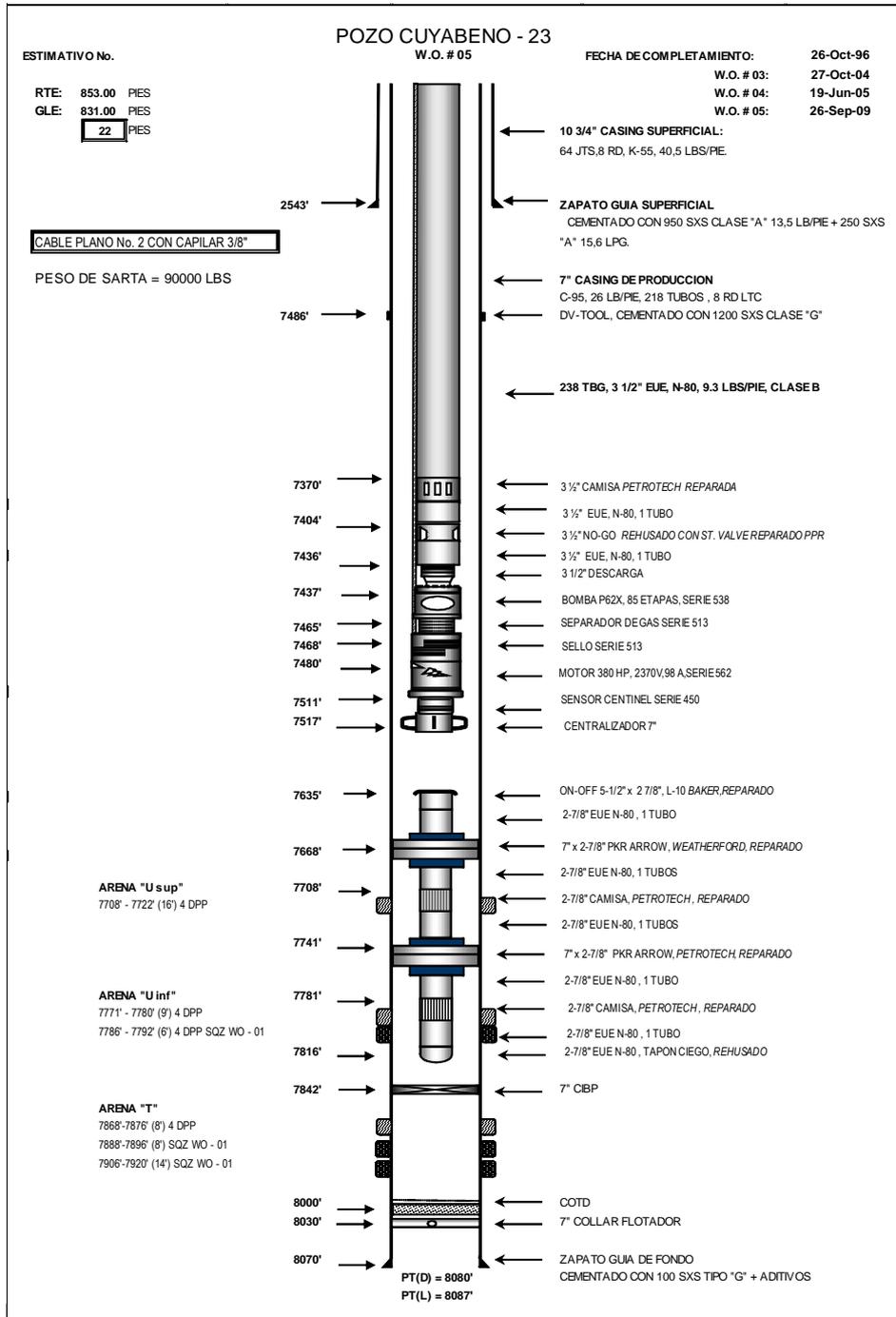
Anexo 4.7 Historial de producción pozo cuyabeno-21 yacimiento U inferior



Anexo 4.8 Historial de producción pozo cuyabeno-23 yacimiento U inferior.



Anexo 4.9 Diagrama mecánico actual del pozo cuyabeno-21.



Anexo 4.10 Diagrama mecánico actual del pozo cuyabeno-23.